



MÁRCIO VENÍCIO PILAR ALCÂNTARA

CONSERVAÇÃO DE ENERGIA EM REDE INTELIGENTE

ENERGY CONSERVATION IN SMART GRID

CAMPINAS
2014



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

MÁRCIO VENÍCIO PILAR ALCÂNTARA

CONSERVAÇÃO DE ENERGIA EM REDE INTELIGENTE

ENERGY CONSERVATION IN SMART GRID

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

Doctorate thesis presented to the Electrical Engineering Post graduation Program of the School of Electrical and Computer Engineering of the University of Campinas to obtain the Ph.D. degree in Electrical Engineering, in the field of Electrical Energy.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA TESE
DEFENDIDA PELO ALUNO MÁRCIO VENÍCIO PILAR ALCÂNTARA
E ORIENTADO PELO PROF. DR. LUIZ CARLOS PEREIRA DA SILVA

Assinatura do Orientador

_____

CAMPINAS
2014

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

AL16c

Alcântara, Márcio Venício Pilar, 1978-
Conservação de energia em rede inteligente / Márcio Venício Pilar Alcântara. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Conservação de energia. 2. Eficiência energética. 3. Redes inteligentes de energia. 4. Eletricidade - Regulação. 5. Simulação computacional. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da,1972-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Energy conservation in smart grid
Palavras-chave em inglês:
Energy conservation
Energy efficiency
Smart power grids
Electricity - Regulation
Computer simulation
Área de concentração: Energia Elétrica
Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica
Banca examinadora:
Luiz Carlos Pereira da Silva [Orientador]
Gilberto de Martino Jannuzzi
Jamil Haddad
Rubén Augusto Romero Lázaro
Carlos Allberto de Castro Júnior
Data de defesa: 31-07-2014
Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidato: Márcio Venício Pilar Alcântara

Data da Defesa: 31 de julho de 2014

Título da Tese: "Conservação de Energia em Rede Inteligente"

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Presidente): _____

Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi: _____

Prof. Dr. Jamil Haddad: _____

Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro: _____

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior: _____

RESUMO

ALCÂNTARA, M. V. P. **Conservação de energia em rede inteligente**. 2014. 447 p. Tese de Doutorado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

A aplicação das tecnologias de Rede Inteligente (RI) no Setor de Energia Elétrica (SEE) vem sendo bastante discutida e estudada nos últimos dez anos, em especial no Brasil nos últimos cinco anos, havendo diversas iniciativas tanto por parte das empresas de energia elétrica, quanto por parte do governo e da academia, mas ainda permanece uma lacuna quanto ao entendimento da melhor forma de se integrar o consumidor final nessas perspectivas. Dessa forma, do ponto de vista de gerenciamento do consumo/geração de energia seria possível racionalizar de forma automatizada o uso da energia elétrica, e nesse contexto surgiria a possibilidade de se atender parte da demanda através da Conservação de Energia (CE). Esta tese apresenta um estudo do estado da arte acerca de RI no Brasil e no Mundo e sua aplicação na CE, elencando elementos sobre as novas tecnologias e as diversas formas de aplicação das mesmas para promoção da CE. O texto aponta a necessidade de que as iniciativas existentes no Brasil em termos de Leis, Regulações e Planejamento no âmbito da Eficiência Energética no SEE passe a levar em conta a aplicação de novas tecnologias de controle da carga e de microgeração e minigeração no seu planejamento, em especial que leve em consideração a possibilidade de penetração ampla de tecnologias de geração distribuída. É feita a avaliação da potencialidade da ferramenta de simulação GridLAB-D para simulação dos conceitos associados a RI e CE. Realiza-se uma análise do impacto na mudança do modelo regulatório atual de distribuição de energia elétrica, baseado em remuneração pelo aumento do consumo, para um modelo baseado em remuneração pelo aumento da CE, apontando caminhos para uma nova regulação.

Palavras-chave: Conservação de energia, Eficiência energética, Redes inteligentes de energia, Eletricidade – Regulação, Simulação computacional.

ABSTRACT

ALCÂNTARA, M. V. P. ***Energy conservation in smart grid***. 2014. 447 p. *Doctorate thesis (Electrical Engineering Post graduation Program) - School of Electrical and Computer Engineering, University of Campinas*, Campinas, 2014.

Application of Smart Grid (SG) technologies in the Power Sector has been extensively studied and discussed in the last ten years, especially in Brazil in the last five years, with various initiatives both by electric utilities, as from government and academia. However, a gap remains in the understanding of how best to integrate the end consumer in these perspectives. Thus, from the standpoint of power management/power generation it would be possible to rationalize the use of electricity in an automatic way and in this context the possibility arises to meet part of the demand through the Energy Conservation (EC). This thesis presents a study on the state of the art of SG in Brazil and in the World and its application in EC, listing information about new technologies and different ways of applying them to promote the EC. The text points out the need for existing initiatives in Brazil in terms of Laws, Regulations and Planning under the Energy Efficiency in the Power Sector pass to take into account the application of new technologies for load control in its planning in particular taking into account the possibility of large penetration of distributed generation technologies. The capability of GridLAB-D simulation tool for simulation of the concepts associated with SG and EC is evaluated. An impact analysis of the change in the current regulatory model for the distribution of electricity is carried out, based on compensation by increased consumption, to a model based on compensation by increased EC, indicating paths for new regulation.

Keywords: *Energy conservation, Energy efficiency, Smart power grids, Electricity – Regulation, Computer simulation.*

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS xxiii
LISTA DE QUADROS xxvii
LISTA DE TABELAS xxix
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS xxxi
PARTE I – CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA 1
1. Introdução 3
1.1. Motivadores do Trabalho 4
1.2. Objetivos do Trabalho 8
1.3. Estruturação do Trabalho 8
2. Contextualização em Rede Inteligente 11
2.1. Conceito de Rede Inteligente 12
2.1.1. Componentes Fundamentais e Benefícios de uma RI 15
2.2. Evolução de RI nos Principais Países 20
2.3. Tecnologias de Rede Inteligente 21
3. Contextualização em Eficiência Energética no Brasil 23
3.1. O Plano Nacional de Energia 2030 24
3.1.1. Cenários e projeção do potencial de conservação de energia elétrica 26
3.2. O Plano Nacional de Eficiência Energética 30
3.2.1. Projeção de EE no PNEf 31
3.2.2. Medidas e ações de EE 33
PARTE II – DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DE SOLUÇÃO 37
4. Conservação de Energia em Rede Inteligente 39
4.1. Integração pelo Lado da Demanda (DSI) 41
4.1.1. Do DSM para a DSI 42
4.1.2. Motivadores e Desafios da DSI 45
4.2. Eficiência Energética 47
4.3. Recursos Energéticos Distribuídos (DER) 48
4.4. Gerenciamento Dinâmico de Energia (DEM) 50
4.4.1. Gerenciamento de Energia Atual no Usuário Final 51
4.4.2. Principais Componentes e Características de um Sistema DEM 54
4.4.2.1. Principais Características dos Dispositivos Inteligentes 56
4.4.2.2. Principais Características dos Sistemas de Controle Predial Avançados 57

4.4.2.3. Principais Características da Arquitetura Integrada de Comunicações 57
4.4.2.4. Principais Características do DEM 58
4.5. Microrredes 59
4.5.1. Arquiteturas de Microrredes 62
4.5.2. Vantagens Técnicas e Econômicas e Desvantagens e Desafios das Microrredes 63
4.6. Planta Virtual de Geração (VPP) 64
4.7. Participação do Consumidor no DEM 66
4.8. Conservação de Energia (CE) 68
4.8.1. Benefícios Potenciais da CE 72
4.8.2. Distribuição de Benefícios da CE 74
4.8.3. Estado da Arte em Medidas de Conservação de Energia (MCE) 75
5. Simulação de CE em RI 77
5.1. Comparação de Ferramentas de Simulação 78
5.2. Simulação do Clima e de Dispositivos no GridLAB-D 80
5.2.1. Simulação do Clima em Quatro Cidades no GridLAB-D 81
5.2.2. Simulação de Aquecedor de Água e de Chuveiro Elétrico no GridLAB-D 90
5.2.3. Simulação de Iluminação no GridLAB-D 94
5.2.4. Simulação de Lava-louças no GridLAB-D 95
5.2.5. Simulação de Fogão Elétrico no GridLAB-D 97
5.2.6. Simulação de Micro-ondas no GridLAB-D 98
5.2.7. Simulação de Refrigerador no GridLAB-D 99
5.2.8. Simulação de PHEV no GridLAB-D 99
5.2.9. Simulação de Sistema HVAC no GridLAB-D 104
5.3. Simulação de Conservação de Energia 109
5.3.1. Simulação de EE 110
5.3.2. Simulação de DER 116
5.3.3. Simulação de DSI 120
5.4. Análise da Ferramenta GridLAB-D 123
6. Regulação para Rede Inteligente 125
6.1. Impactos da RI no Negócio de Distribuição 126
6.1.1. A Rede de Uma Só Direção 127
6.1.2. Desempacotando a fatura mensal 128
6.1.3. O Valor de Não se Construir Coisas 129
6.1.4. Padronização e Segurança Cibernética 130

6.1.5. Subindo a Montanha Regulatória 131
6.1.6. O Futuro Incerto das Vendas 132
6.2. Modelos de Negócios Para a Nova Indústria Elétrica 133
6.2.1. Tríade Estrutura Integrada 135
6.2.2. Tríade Tarifas Reguladas pelo Custo 136
6.2.3. Tríade Desverticalização 136
6.2.4. Tríade Liberalização 137
6.2.5. Tríade Integração da Demanda Através de RI 139
6.2.6. Tríade Auto Produção 140
6.3. Novos Agentes em RI 142
6.3.1. Distribuidora de Rede Inteligente 142
6.3.2. Agentes Fornecedores de Serviços 143
6.3.3. Transição Para a Nova Indústria Elétrica 144
6.4. Desacoplamento 146
6.5. O Negócio da Conservação de Energia 150
PARTE III – CONCLUSÕES 153
7. Considerações Finais 155
7.1. Contribuições 156
7.2. Sugestões para Trabalhos Futuros 156
7.3. Lista de Produções Durante o Doutorado 157
REFERÊNCIAS 161
APÊNDICES 177
Apêndice A - Evolução de RI nos Principais Países 179
A.1 O Caso Europeu 179
A.2 O Caso Norte Americano 185
A.3 RI no Brasil 190
A.3.1 Iniciativas da Aneel em Medição Inteligente 197
A.3.2 Iniciativas da Aneel em Tarifas do Tipo Tempo de Uso 198
A.3.3 Iniciativas da Aneel em Microgeração 199
A.3.4 Iniciativas da Aneel em Pré-pagamento e Pós-pagamento 200
A.3.5 Outras Iniciativas da Aneel Para Implementação de RI 202
A.3.6 Projeto Estratégico de P&D Nº 011/2010 203
A.3.7 Projetos de Demonstração em RI no Brasil 208
Apêndice B - Objetivos e Impactos das Atividades da DSI no Perfil de Carga 211

B.1 Definições e Conceitos Presentes na Curva de Carga 218
B.2 Arcabouço de Aplicação da DSI 219
Apêndice C - Recursos de EE 227
C.1 EE de Equipamentos e Instalações 227
C.2 Auditoria Energética 231
C.2.1 Auditoria Energética na Prática 232
C.3 Programas de EE Baseados no Comportamento 236
C.4 EE nos Sistemas de Distribuição 239
C.4.1 Conservação pela Redução de Tensão 239
C.4.2 Substituição de Transformadores 242
Apêndice D - Recursos Energéticos Distribuídos (DER) 245
D.1 Geração Distribuída (DG) 245
D.1.1 Biomassa 245
D.1.2 Eólica 249
D.1.3 Solar Fotovoltaica 255
D.1.4 Solar Térmica 260
D.1.5 Pequena Central Hidrelétrica (PCH) 263
D.1.6 Geotérmica 264
D.1.7 Geração do Lixo 265
D.1.8 Energia das Marés 266
D.1.9 Micro e Minigeração 270
D.2 Armazenamento Distribuído de Energia (DES) 271
D.2.1 Bateria, Supercapacitor e Célula Combustível 275
D.2.2 Armazenamento de Energia Magnética Através de Supercondutores (SMES) 278
D.2.3 Ar Comprimido (CAES) 281
D.2.4 Armazenamento de Água 283
D.2.5 *Flywheel* – Volante de Inércia 285
D.2.6 Armazenamento de Gelo 286
D.3 Veículos Elétricos (EV) e Híbridos Plugáveis (PHEV) 288
Apêndice E - Componentes Fundamentais da VPP 293
E.1 Ativos Físicos de uma VPP 293
E.2 Monitoramento e Controle na VPP 294
E.3 Vantagens da VPP 296
E.4 Desafios da VPP 297

E.4.1 Beneficiando-se de Projetos de RI 298
E.4.2 Impacto potencial do controle de demanda 298
E.4.3 Perspectivas futuras para clientes e distribuidoras 299
Apêndice F - Revisão de Artigos da Publicação TSG (de Junho de 2010 a Dezembro de 2012) 301
Apêndice G - Ferramenta de Simulação GridLAB-D 323
G.1 Introdução 323
G.2 Como o GridLAB-D funciona? 325
G.3 Modelagem e Simulação no GridLAB-D 327
G.3.1 Módulo Climático 329
G.3.2 Módulo Residencial 331
G.3.2.1 Aquecedor de Água 332
G.3.2.2 Iluminação 337
G.3.2.3 Lava-louças 338
G.3.2.4 Fogão Elétrico 341
G.3.2.5 Micro-ondas 342
G.3.2.6 Refrigerador 343
G.3.2.7 PHEV 345
G.3.2.7 Ganhos Internos 346
G.3.2.8 Casa 348
G.3.2.9 Prédios Comerciais e Medição 355
G.3.3 Módulos Geradores, Rede e Fluxo de Potência 356
G.3.4 Módulo Ajuste e Gravação 358
ANEXOS 361
Anexo A - Arcabouço Conceitual da Arquitetura de RI do NIST 363
A.1 Modelo Referencial Conceitual 365
A.2 Diagramas de Domínio Específico 368
A.2.1 Domínio do Consumidor 368
A.2.2 Domínio dos Mercados 370
A.2.3 Domínio do Fornecedor de Serviço 371
A.2.4 Domínio de Operações 372
A.2.5 Domínio de Geração Centralizada 373
A.2.6 Domínio de Transmissão 374
A.2.7 Domínio de Distribuição 375
Anexo B - Padrão IEEE 2030 377

B.1 A Abordagem de RI do IEEE 2030 379
B.2 O SGIRM do IEEE 2030 381
B.3 Interoperabilidade em SEPs 384
B.4 Interoperabilidade em Tecnologias de Comunicação 390
B.5 Interoperabilidade em TI 392
B.6 Sistemas Legados do SEP e a RI 394
Anexo C - Metodologia EPRI Para Estimar Custos e Benefícios de Projetos de RI 395
C.1 Benefícios 396
C.2 Beneficiários 396
C.3 Níveis de Incerteza e Categorias de Benefícios 398
Anexo D - Resultados dos Estudos Econômicos do GT do MME 403
D.1 Redução do Pico 403
D.2 Redução das Perdas Não Técnicas 404
D.3 Redução das Perdas Técnicas 405
D.4 Redução Total 408
Anexo E - Metodologia de Análise de Custos e Benefícios do Projeto Estratégico de P&D em RI Nº 011/2010 409
E.1 Metodologia para Evolução das Funcionalidades de Automação da Rede 409
E.2 Funcionalidades de Automação da RI 413
E.3 Custo-Benefício das Funcionalidades de Automação da RI 417
Anexo F - Principais Ações de Eficiência Energética do PNEf Conforme a Categoria 421
F.1 Arcabouço de Suporte à EE no PNEf 421
F.2 EE no Setor Privado no PNEf 426
F.3 EE no Setor Residencial no PNEf 428
F.4 EE no Setor Público no PNEf 431
F.5 EE no Setor de Transportes no PNEf 435
Sobre o Autor 437
About the Author 437

Esta tese é dedicada à minha esposa Glacy Daiane B. Calassa, que sempre acreditou que eu conseguiria conclui-la com sucesso, e também ao melhor exemplo de amizade que já tive na vida "in memoriam", ao meu amigo Alex de Oliveira Alves.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela centelha inspiradora gravada no meu âmago.

Agradeço ao meu orientador, o Prof. Dr. *Luiz Carlos Pereira da Silva* que de boa-fé me deu todo o apoio em todos os momentos para realização deste trabalho. Agradeço ao Prof. Dr. *Walmir Freitas* pelas várias oportunidades de troca de conhecimentos sobre Rede Inteligente e seus impactos no Brasil e no Canadá.

Agradeço a todos na Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel pela aprovação do meu afastamento, o apoio moral para conclusão desta tese e pela compreensão quanto à minha falta no trabalho, em especial aos colegas da Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE e à diretoria colegiada que deu total apoio para conclusão deste doutorado.

Agradeço à minha esposa *Glacy Daiane B. Calassa* pelas horas suportadas na minha ausência.

Minha eterna gratidão à minha família pela dedicação e apoio, que me permitiu sempre dar sequência aos meus estudos.

"***O homem científico não visa um resultado imediato. Ele não espera que suas ideias avançadas serão facilmente absorvidas. Seu trabalho é semelhante ao de semeador - para o futuro. Seu dever é estabelecer as bases para aqueles que estão por vir, e apontar o caminho. Ele vive e trabalha e espera***".

Nikola Tesla
Julho de 1934

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Percentuais de perdas técnicas (a) e de perdas não técnicas (b) de energia elétrica na distribuição por região do Brasil em 2010..... 5
Figura 2 - Histórico do percentual total de perdas nas distribuidoras de 2000 a 2012, conforme a Abradee..... 6
Figura 3 - Diagrama simplificado de um SEP convencional..... 13
Figura 4 - Uma visão conceitual de RI..... 14
Figura 5 - Componentes da Rede Inteligente..... 16
Figura 6 - Diagrama alusivo às tecnologias de RI..... 17
Figura 7 - Cenários de introdução de medidas de EE para estudo do potencial de conservação de energia..... 28
Figura 8 - Interligação entre os diversos conceitos contidos na Conservação de Energia..... 41
Figura 9 - Objetivos de adaptação do perfil de carga..... 43
Figura 10 - Mudanças de terminologia devido à reestruturação do DSM para a DSI..... 44
Figura 11 - Infraestrutura DEM aplicada a uma edificação genérica..... 51
Figura 12 - Potencial adicional do DEM em relação à prática corrente de gerenciamento do uso de energia..... 54
Figura 13 - Exemplo de uma Microrrede criando um parque com energia de alta qualidade..... 61
Figura 14 - A VPP integra e controla o balanço entre demanda e suprimento distribuídos..... 65
Figura 15 - Interligação entre os diversos conceitos contidos na Conservação de Energia..... 69
Figura 16 - Possibilidades na cadeia DEM..... 70
Figura 17 - Diagrama de distribuição de benefícios e custos entre os agentes em um Programa de CE..... 74
Figura 18 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Boa Vista para os dias 22/01/2013 e 22/10/2013..... 82
Figura 19 - Gráficos do GridLAB-D de velocidade do vento e umidade da cidade de Boa Vista para os dias 22/01/2013 e 22/10/2013..... 83
Figura 20 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Santa Maria para os dias 27/06/2013 e 07/06/2013..... 84
Figura 21 - Gráficos do GridLAB-D de velocidade do vento e umidade da cidade de Santa Maria para os dias 27/06/2013 e 07/06/2013..... 85
Figura 22 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Brasília para os dias 25/07/2013 e 12/10/2013..... 86
Figura 23 - Gráficos do GridLAB-D de velocidade do vento e umidade da cidade de Brasília para os dias 25/07/2013 e 12/10/2013..... 87
Figura 24 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Florianópolis para os dias 16/06/2013 e 08/02/2013..... 88
Figura 25 - Gráficos do GridLAB-D de velocidade do vento e umidade da cidade de Florianópolis para os dias 16/06/2013 e 08/02/2013..... 89
Figura 26 - Curvas de carga e de energia ativas de um aquecedor de água do tipo tanque com elemento resistivo e ainda curvas da demanda de água da residência, da altura da coluna de água quente no tanque e da temperatura da água nesse tanque do GridLAB-D..... 91
Figura 27 - Uma ducha moderna..... 92

Figura 28 - Curvas de carga e de energia ativas de um chuveiro de passagem com elemento resistivo de 4,5 kW do GridLAB-D. 93
Figura 29 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de iluminação CFL com carga total instalada de 1 kW do GridLAB-D. 94
Figura 30 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de uma lava-louças padrão do GridLAB-D. 96
Figura 31 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de um fogão elétrico padrão do GridLAB-D. 97
Figura 32 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de um micro-ondas padrão do GridLAB-D. 98
Figura 33 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de um refrigerador no GridLAB-D. 100
Figura 34 - Curvas de carga e energia ativas do EV Palio Weekend Itaipu do GridLAB-D. 102
Figura 35 - Curvas de carga e energia ativas do EV Nissan Leaf do GridLAB-D. 102
Figura 36 - Curvas de carga e energia ativas do EV BMW i3 do GridLAB-D. 103
Figura 37 - Curvas de carga e energia ativas do EV Tesla Model S do GridLAB-D. 103
Figura 38 - Curvas de carga e energia ativas do sistema HVAC e de temperaturas interna e externa da residência em Brasília durante o dia 25/07/2013 no GridLAB-D. 105
Figura 39 - Curvas de carga e energia ativas do sistema HVAC e de temperaturas interna e externa da residência em Brasília durante o dia 12/10/2013 no GridLAB-D. 106
Figura 40 - Curvas de carga e energia ativas do sistema HVAC e de temperaturas interna e externa da residência em Florianópolis durante o dia 16/06/2013 no GridLAB-D. 107
Figura 41 - Curvas de carga e energia ativas do sistema HVAC e de temperaturas interna e externa da residência em Florianópolis durante o dia 08/02/2013 no GridLAB-D. 108
Figura 42 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes, e de temperaturas interna e externa no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 16/06/2013 com NIT normal (3). 112
Figura 43 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes, e de temperaturas interna e externa no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 08/02/2013 com NIT normal (3). 113
Figura 44 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes, e de temperaturas interna e externa no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 16/06/2013 com MEEs aplicadas. 114
Figura 45 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes, e de temperaturas interna e externa no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 08/02/2013 com MEEs aplicadas. 115
Figura 46 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Florianópolis para o dia 08/02/2013 e ainda da curva de potência de um painel PV de 8 m^2. 117
Figura 47 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 08/02/2013 com painel PV de 8 m^2 e MEEs aplicadas. 118
Figura 48 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 08/02/2013 com painel PV de 32 m^2 e MEEs aplicadas. 119
Figura 49 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes no GridLAB-D para uma vizinhança de 300 casas em Florianópolis no dia 08/02/2013. 121
Figura 50 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes no GridLAB-D para uma vizinhança de 300 casas em Florianópolis no dia 08/02/2013 onde DSI foi aplicada. 122
Figura 51 - A tríade inseparável do SEE: estrutura, regulação e competição, e modelo de negócio. 134

Figura 52 - Exemplo de matriz de preço/vantagem com serviços adicionais em uma tríade liberalização. 138
Figura 53 - Modelo de regulação para transição do SEE para a nova indústria. 145
Figura 54 - Modelo atual de remuneração por incentivo no Brasil com regime de tarifa pelo preço (*price cap*). 147
Figura 55 - Diagrama resumo do conceito de desacoplamento no SEE. 150
Figura 56 - Visão europeia de uma futura RI. 180
Figura 57 - Mapa do Mundo de Projetos em RI. 191
Figura 58 - Tarifa branca para o consumidor de baixa tensão. 198
Figura 59 - Blocos de Pesquisa do Projeto Estratégico Programa Brasileiro de RI. 204
Figura 60 - Principais projetos demonstrativos em RI no Brasil. 209
Figura 61 - Adaptação da curva de carga através do Corte do Pico (PC). 212
Figura 62 - Adaptação da curva de carga através do Enchimento dos Vales (VF). 213
Figura 63 - Adaptação da curva de carga através do Deslocamento de Carga (LS). 214
Figura 64 - Adaptação da curva de carga através de Eficiência Energética. 215
Figura 65 - Adaptação da curva de carga através de DR planejado. 217
Figura 66 - Ilustração de vários esquemas de preços de eletricidade. 223
Figura 67 - Exemplo de um diagrama de Sankey para um ciclo termodinâmico de vapor. 235
Figura 68 - Economias médias percentuais anuais residenciais de eletricidade por tipo de retorno de informação. 238
Figura 69 - 5 Zonas climáticas dos EUA para desenvolvimento dos alimentadores típicos de distribuição. 241
Figura 70 - Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa. 246
Figura 71 - Matriz Elétrica Brasileira em 2011. 248
Figura 72 - Constituição de uma turbina eólica – principais componentes do aero gerador N-90 da NORDEX. 250
Figura 73 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s. 254
Figura 74 - Célula solar. 256
Figura 75 - Panorama atual de eficiência em células PV. 258
Figura 76 - Sistema de aquecimento solar de água composto por quatro coletores e um boiler. 261
Figura 77 - Coletor solar em corte. 261
Figura 78 - Usina de CSP na França em Odeillo. 262
Figura 79 - Esquemático de uma central geotérmica de energia. 264
Figura 80 - Usina de ondas no porto de Pecém no Ceará. 268
Figura 81 - Esquemas existentes de armazenamento de energia conforme a tecnologia e capacidade. 271
Figura 82 - Bateria versus Supercapacitor versus Célula Combustível. 276
Figura 83 - Esquema de um sistema SMES conectado à rede de uma distribuidora. 279
Figura 84 - Projeto conceitual de SMES de 100 kWh do programa ISTEC do Japão. 280
Figura 85 - Usina CAES. 282
Figura 86 - Planta de bombeamento de água para armazenamento. 283
Figura 87 - Sistema real de armazenamento de água. 284
Figura 88 - Foto e esquemático de uma bateria eletromecânica (*flywheel*). 285
Figura 89 - Diagrama de funcionamento do EV. 288
Figura 90 - Diagramas das configurações série e paralelo para HEV. 290
Figura 91 - Diagramas para o PHEV nas configurações série e paralela. 291
Figura 92 - Diversos conceitos contidos na CE conforme Capítulo 4 desta tese. 301

Figura 93 - Combinação de domínios que a ferramenta GridLAB-D abrange. 324
Figura 94 - Arquitetura do GridLAB-D. 326
Figura 95 - Tamanhos de passo variáveis em uma simulação do GridLAB-D. 326
Figura 96 - Aquecedor de água elétrico com capacidade de 120 galões. 333
Figura 97 - Estados do modelo de múltiplos estados da lava-louças desenvolvido no GridLAB-D. Esses estados são definidos pelo nível de consumo de eletricidade. 339
Figura 98 - Transições entre os estados no modelo de múltiplos estados da lava-louças desenvolvido no GridLAB-D. Cada estado é governado por um modelo de carga ZIP. 340
Figura 99 - Intervalos de tempo considerados no modelo de múltiplos estados da lava-louças desenvolvido no GridLAB-D. 340
Figura 100 - Representação ETP de residências típicas. 351
Figura 101 - Interação de Atores em Diferentes Domínios de RI através de Comunicação Segura. 365
Figura 102 - Redes para Troca de Informação na RI. 367
Figura 103 - Diagrama Conceitual de Referência para Redes de Informação na RI. 367
Figura 104 - Visão geral do Domínio do Consumidor. 369
Figura 105 - Visão geral do Domínio dos Mercados. 370
Figura 106 - Visão geral do Domínio do Fornecedor de Serviço. 371
Figura 107 - Visão geral do Domínio de Operações. 372
Figura 108 - Visão geral do Domínio de Geração Centralizada. 373
Figura 109 - Visão geral do Domínio de Transmissão. 374
Figura 110 - Visão geral do Domínio de Distribuição. 375
Figura 111 - Evolução da interoperabilidade em RI. 378
Figura 112 - IEEE 2030 PS-IAP. 385
Figura 113 - Modelo de Comunicações Fim a Fim em RI no IEEE 2030. 386
Figura 114 - IEEE 2030 CT-IAP. 387
Figura 115 - IEEE 2030 IT-IAP. 388
Figura 116 - Legenda para o diagrama IEEE 2030 PS-IAP. 389
Figura 117 - Processo de desenvolvimento e visão de RI. 390
Figura 118 - Legenda para o diagrama IEEE 2030 CT-IAP. 391
Figura 119 - Legenda para o diagrama IEEE 2030 IT-IAP. 393
Figura 120 - Conceito de Clusters 410
Figura 121 - Diretrizes Metodológicas. 411
Figura 122 - Fluxograma da Metodologia. 412
Figura 123 - Fluxograma de integração entre os blocos de pesquisa do projeto de P&D. 413
Figura 124 - Projeção estadual do consumo dos chuveiros elétricos por domicílio, em 2030 (MWh/mês). 430

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Partes da tríade estrutura integrada. 135
Quadro 2 - Partes da tríade tarifas reguladas pelo custo..... 136
Quadro 3 - Partes da tríade desverticalização..... 137
Quadro 4 - Partes da tríade liberalização..... 138
Quadro 5 - Partes da tríade integração da demanda através de RI. 139
Quadro 6 - Partes da tríade auto produção. 140
Quadro 7 - Exemplo de cálculo da tarifa média para um mercado previsto de 1MWh. 148
Quadro 8 - Exemplo de cálculo da tarifa média e lucro para um mercado previsto de 10MWh. 148
Quadro 9 - Exemplo de cálculo da tarifa média e lucro para um mercado previsto de 10MWh e lucro garantido. 149
Quadro 10 - Relação das prioridades da SDD com os diferentes stakeholders..... 183
Quadro 11 - Evolução da RI na Europa..... 185
Quadro 12 - Programas de investimento em RI do DOE. 190
Quadro 13 - Categorização e exemplos dos métodos de aplicação da DSI, em diferentes escalas de tempo. 221
Quadro 14 - Etapas de um programa de Uso Racional de Energia. 232
Quadro 15 - Etapas de uma Auditoria Energética. 233
Quadro 16 - Transformação química e térmica de resíduos..... 266
Quadro 17 - Aplicações de armazenamento de acordo com descarga e uso. 274
Quadro 18 - Sequência de Análise para Estimar os Benefícios e Custos de Aplicações de RI. . 398

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potenciais de Eficiência Energética até 2030. 29
Tabela 2 - Projeção do Consumo de Eletricidade por Setor em TWh. 29
Tabela 3 - Eficiência Energética por Setor - Progresso Autônomo. 30
Tabela 4 - Projeção de Consumo de Energia Elétrica Anual. 32
Tabela 5 - Setores e usos finais considerados no PNE 2030 para MEEs autônomas. 34
Tabela 6 - Expansão adicional da oferta de geração na ausência de MEEs induzidas. 35
Tabela 7 - Valor, Custos e Riscos ao Cliente por Recursos DEM. 67
Tabela 8 - Funcionalidades de dez simuladores de SEPs disponíveis gratuitamente. 78
Tabela 9 - Lista de abreviaturas de possíveis funcionalidades oferecidas por simuladores de SEPs. Elas são listadas e agrupadas como na Tabela 8. 79
Tabela 10 - Dados característicos de modelos de EV disponíveis. 101
Tabela 11 - Consumo de energia ativa pelo sistema HVAC ao final do dia em cada localidade e data das simulações. 109
Tabela 12 - Níveis de integridades térmicas padrões da envoltória de uma edificação no GridLAB-D. 111
Tabela 13 - Características de eficiência das curvas de cargas da casa com NIT 3 em Florianópolis. 111
Tabela 14 - Características de eficiência das curvas de cargas da casa com MEEs aplicadas em Florianópolis. 116
Tabela 15 - Informações sobre alguns dos projetos demonstrativos em RI no Brasil. 209
Tabela 16 - Exemplos de alternativas tecnológicas para Edificações e Indústria. 229
Tabela 17 - Conteúdo de um relatório de auditoria energética. 234
Tabela 18 - Sumário de MCE, objetivos, metodologia, ferramenta de simulação e principais resultados dos artigos publicados no jornal TSG de junho/2010 a dezembro/2012. 302
Tabela 19 - Estatísticas das MCE aplicadas nos 34 artigos selecionados. 321
Tabela 20 - Domínios e Atores no Modelo Conceitual de RI. 365
Tabela 21 - Princípios da arquitetura de RI do IEEE 2030. 380
Tabela 22 - Matriz de Benefícios 397
Tabela 23 - Categorias de benefícios do EPRI 399
Tabela 24 - Previsão de redução das perdas não técnicas. 405
Tabela 25 - Funcionalidades de Automação de Subestações de Distribuição. 414
Tabela 26 - Funcionalidades de Automação de Redes de Média Tensão. 415
Tabela 27 - Funcionalidades de Automação de Redes de Baixa Tensão. 415
Tabela 28 - Benefícios das Funcionalidades de Automação nas Redes Secundárias de Distribuição. 420
Tabela 29 - Dados do cadastro de potencial de economia de energia com substituições na IP. . 433

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABVE	Associação Brasileira do Veículo Elétrico
ADN	Rede de Distribuição Ativa (do inglês *Active Distribution Networks*)
AIR	Análise de Impacto Regulatório
AMI	Infraestrutura Avançada de Medição (do inglês *Advanced Metering Infrastructure*)
AMR	Leitura Automática de Medição (do inglês *Automatic Metering Reading*)
Anatel	Agência Nacional de Telecomunicações
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AP	Audiência Pública
Aptel	Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações
ARPA	Agência de Pesquisa de Projetos Avançados (do inglês *Advance Research Projects Agency*)
ARRA 2009	*American Recovery and Reinvestment Act of 2009*
BAN	Rede de Área de Negócios (do inglês *Business Area Network*)
BAS	Sistema de Automação Predial (do inglês *Building Automation System*)
BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações da Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	Blocos de Pesquisa
CAES	Ar comprimido (do inglês *Compressed Air Energy Storage*)
CAPEX	Despesas de Capital (do inglês *Capital Expenditure*)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE	Conservação de Energia
Cepel	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CFL	Lâmpada Fluorescente Compacta (do inglês *Compact Fluorescent Lighting*)
CHP	Sistema de Cogeração (do inglês *Combined Heat and Power*)
CICEs	Comissões Internas de Conservação de Energia
CLTD	diferença de temperatura da carga de resfriamento (do inglês *cooling load temperature difference*)
COD	Centro de Operação da Distribuição
Conpet	Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural
CPP	Preços de Pico Crítico (do inglês *Critical Peak Pricing*)
CP	Consulta Pública
CPqD	Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações
CSPrs	Agentes de Redução de Carga (do inglês *Curtailment Service Providers*)
CSP	Energia Solar Concentrada (do inglês *Concentrated Solar Power*)
CSV	do inglês *comma-separated values*
CT-IAP	IAP de Tecnologias de Comunicação (do inglês *Communications technology* IAP)

CVO	Conservação pela Otimização de Tensão (do inglês *Conservation Voltage Optimization*)
CVR	Conservação pela Redução de Tensão (do inglês *Conservation Voltage Reduction*)
DA	Automação da Distribuição (do inglês *Distribution Automation*)
DEM	Gerenciamento Dinâmico de Energia (do inglês *Dynamic Energy Management*)
DER	Recursos Energéticos Distribuídos (do inglês *Distributed Energy Resources*)
DES	Armazenamento Distribuído de Energia (do inglês *Distributed Energy Storage*)
DEWGs	Grupos de Trabalho de Especialistas de Domínio (do inglês *Domain Expert Working Groups*)
DG	Geração Distribuída (do inglês *Distributed Generation*)
DLC	Controle Direto de Carga (do inglês *Direct Load Control*)
DOE	Departamento de Energia (do inglês *Department of Energy*)
DR	Resposta da Demanda (do inglês *Demand Response*)
DRC	Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária
DSI	Integração pelo Lado da Demanda (do inglês *Demand-Side Integration*)
DSM	Gerenciamento pelo Lado da Demanda (do inglês *Demand-Side Management*)
DSS	Simulador de Sistema de Distribuição (do inglês *Distribution System Simulator*)
EDSO-SG	Associações Europeias de Operadores de Distribuição para Rede Inteligente (do inglês *European Distribution System Operators for Smart Grid*)
EE	Eficiência Energética
EEGI	Iniciativa Europeia para a Rede de Eletricidade (do inglês *European Electricity Grid Initiative*)
EISA 2007	*Energy Independence and Security Act of* 2007
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
EMS	Sistema de Gerenciamento de Energia (do inglês *Energy Management System*)
END	Energia Não Distribuída
Enel	*Ente Nazionale per l'Energia eLettrica*
ENTSO-E	Associações Europeias de Operadores de Transmissão de Eletricidade *(*do inglês *European Network of Transmission System Operators for Electricity)*
EPAct 2005	*Energy Policy Act of* 2005
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (do inglês *Electric Power Research Institute*)
ESCOS	Empresas de Serviços de Conservação de Energia
ESI	Interface de Serviços de Energia (do inglês *Energy Services Interface*)
ETP-SG	Plataforma Tecnológica Europeia para as Redes de Eletricidade do Futuro (*European Technology Platform SmartGrids* (na sigla em inglês) *for the Electricity Networks of the Future*)
ETP	parâmetro térmico equivalente (do inglês *equivalent thermal parameter*)
EV	Veículos Elétricos (do inglês *Electric Vehicles*)
FC	Fator de Carga
FLISR	Localização e Isolação de Falta e Restauração do Sistema (do inglês *Fault Location, Isolation and System Restoration*)
Ferc	Comissão Federal de Regulação de Energia (do inglês *Federal Energy Regulatory Commission*)

FGV	Fundação Getúlio Vargas
FLS	Perfil de Carga Flexível (do inglês *Flexible Load Shape*)
GAMS	Sistema Geral de Modelagem Algébrica (do inglês *General Algebraic Modeling System*)
GIS	Sistema de Informação Geográfica (do inglês *Geographic Information System*)
GLM	GridLAB-D *Modeling*
GT	Grupo de Trabalho
GTDC	Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo
GTDS	Geração, Transmissão, Distribuição e Serviços
HAN	Rede Interna Residencial (do inglês *Home Area Network*)
HEM	Sistema Residencial de EMS (do inglês *Home Energy Management*)
HEV	Veículo Elétrico Híbrido (do inglês *Hybrid Electrical Vehicle*)
HID	Lâmpada de Descarga de Alta Intensidade (HID do inglês *High-Intensity Discharge*)
HVAC	aquecimento, ventilação e ar condicionado (do inglês *heating, ventilating, and air conditioning*)
IAN	Rede de Área Industrial (do inglês *Industrial Area Network*)
IAP	perspectivas da arquitetura de interoperabilidade (IAP do inglês *interoperability architectural perspective*)
IEC	Comissão Internacional de Eletrotécnica (do inglês *Iternational Electrotechnical Commission*)
IEDs	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (do inglês *Intelligent Electronic Devices*)
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (do inglês *Institute of Electrical and Electronic Engineers*)
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
IP	Iluminação Pública
ISO	Operador Independente do Sistema (do inglês *Independent System Operator*)
ISTEC	*Japan's International Superconductivity Technology Center*
IT-IAP	IAP de Tecnologia da Informação (do inglês *Information technology* IAP)
Lactec	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
LAN	Rede de Área Local (do inglês *Local Area Network*)
LDC	Compensação de Queda de Linha (do inglês *Line Drop Compensation*)
LS	Deslocamento de Carga (do inglês *Load Shiffting*)
LTC	Mudança de Tape sob Carga (do inglês *Load Tap Changer*)
MCE	Medidas de Conservação de Energia
MEC	Ministério da Educação
MEE	Medida de Eficiência Energética
M&V	Medição & Verificação
Microrrede	do inglês *Microgrid*
MME	Ministério de Minas e Energia
MPME	Micro, Pequenas e Médias Empresas
Naruc	*National Association of Regulatory Commissions*
NEEA	Aliança para a Eficiência Energética do Noroeste (do inglês *Northwest Energy Efficiency Alliance*)
NIST	*National Institute of Standards and Technology*
NIT	Nível de Integridade Térmica

NREL	Laboratório Nacional de Energia Renovável (do inglês *National Renewable Energy Laboratory*)
ODBC	conectividade de banco de dados aberto (do inglês *open database connectivity*)
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	Custo de Operação (do inglês *Operational Expenditure*)
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PC	Corte do Pico (do inglês *Peak Clipping*)
PD&D	Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração
PEE	Programa de Eficiência Energética regulado pela Aneel
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P&D&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PHEV	Veículos Elétricos e Híbridos Plugáveis (do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicles*)
PIB	Produto Interno Bruto
PIR	Planejamento Integrado de Recursos
PLC	Comunicação através da rede elétrica (do inglês *Power Line Communication*)
PMU	Unidades de Medição Fasorial (do inglês *Phasor Measurement Units*)
PNE 2030	Plano Nacional de Energia 2030
PNEf	Plano Nacional de Eficiência Energética
PNNL	do inglês *Pacific Northwest National Laboratory*
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
Procel Reluz	Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PS-IAP	IAP de Sistemas Elétricos de Potência (do inglês *Power systems* IAP)
PSO	Otimização por Enxame de Partículas (do inglês *Particle Swarm Optimization*)
PUC	Comissão Estadual de Empresas Públicas (do inglês *State Public Utility Commission*)
PV	Solar Fotovoltaica (do inglês *photovoltaic*)
RA	Relatório de Acompanhamento
RCB	Relação Custo-Benefício
REN	Resolução Normativa
RGR	Reserva Global de Reversão
RI	Rede Inteligente
RTO	Operador Regional de Transmissão (do inglês *Regional Transmission Operator*)
RTP	Preços em Tempo Real (do inglês *Real-Time Pricing*)
SA	Simulação por Resfriamento (do inglês *Simulated Annealing*)
SAS	Sistemas de Aquecimento Solar
SC	Conservação Estratégica (do inglês *Strategic Conservation*)
SCADA	Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*)
SCE	Sistema de Compensação de Energia
SDD	Documento de Estratégia para Implantação de Redes Inteligentes (do inglês *Smart Grids Strategic Deployment Document*)
SEE	Setor de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SGDP	Programa para Demonstração em Rede Inteligente (do inglês *Smart Grid Demonstration Program*)
SGIG	Programa de Concessão de Investimento em Rede Inteligente (do inglês *Smart Grid Investment Grant*)
SGIP	Painel de Interoperabilidade de Rede Inteligente (do inglês *Smart Grid Interoperability Panel*)
SGIRM	Modelo de Referência em Interoperabilidade em Rede Inteligente (do inglês *smart grid interoperability reference model*)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SLG	Crescimento de Carga Estratégico (do inglês *Strategic Load Growth)*
SMES	Armazenamento de Energia Magnética Através de Supercondutores (do inglês *Superconducting Magnetic Energy Storage*)
SRA	Agenda Estratégica de Pesquisa (do inglês *Strategic Research Agenda*)
SSL	Lâmpada de Estado Sólido (SSL do inglês *Solid-State Lighting*)
TI	Tecnologia da Informação
TICs	Tecnologias de Informação e Comunicação
TMY	Ano Meteorológico Típico (do inglês *typical meteorological year*)
ToU	Tarifa pelo Horário de Uso (do inglês *Time of Use Tariff*)
TSG	*IEEE Transactions on Smart Grid*
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UE	União Europeia
USP	Universidade de São Paulo
V2G	Veículo para a Rede (do inglês *Vehicle-to-Grid*)
VF	Enchimento dos Vales (do inglês *Valley Filling*)
VPP	Planta Virtual de Geração (do inglês *Virtual Power Plant*)
ZEB	Edificação Zero Energia (do inglês *Zero Energy Building*)

PARTE I – CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA



"Deixe o futuro dizer a verdade e avalie cada um de acordo com seu trabalho e realizações. O presente é deles, o futuro, para o qual eu realmente trabalhei, é meu".

Nikola Tesla
Abril de 1927

1. Introdução

No Brasil e no mundo o Setor de Energia Elétrica (SEE) é de vital importância para o desenvolvimento social e econômico. No entanto, em relação a outras áreas, como telecomunicações, transportes, ou saúde, o SEE teve um tímido desenvolvimento tecnológico nos últimos sessenta anos. É facilmente observável que a demanda para o produto energia elétrica e as restrições, como as ambientais ou regulatórias, são crescentes. Isso vem sinalizar que alguns padrões para este serviço necessitarão de mudanças, e estas, que serão as resultantes de uma série de integrações e interações entre tecnologias, levarão a rede elétrica ao que denominamos de uma Rede Inteligente (RI) (FRÓES LIMA, 2012) conhecida também por *Smart Grid* (COLLIER, 2009) no termo em inglês.

Várias concessionárias de energia elétrica ao redor do mundo estão dirigindo seus esforços para a criação de suas RIs, o que tem acontecido também no Brasil (SCHETTINO, 2013). Uma das alterações marcantes para todos os envolvidos será viabilizada pelas Infraestruturas Avançadas de Medição (AMIs do inglês *Advanced Metering Infrastructure*), que consistem em instalação de medição inteligente, com comunicação, nas unidades consumidoras, o que possibilitará um canal direto de comunicação entre os Centros de Medição das empresas de energia e o consumidor (PASCALICCHIO, 2010), permitindo aquisições em tempo real de informações cruciais como ausência de energia naquele ponto de entrega, ou permitindo a tarifação por horário de uso no consumo, além de possibilitar que o consumidor também forneça energia ao sistema, uma vez que este terá medição bidirecional e sistema de micro geração distribuída (VIEIRA, 2011).

A aplicação das tecnologias de RI no SEE vem sendo bastante discutida e estudada nos últimos dez anos, em especial no Brasil nos últimos cinco anos, existindo diversas iniciativas tanto por parte das empresas de energia elétrica (TOLEDO, 2012; DUTRA et al., 2013; KAGAN et al., 2013), quanto por parte do governo (ANEEL, 2009a, 2010a, 2011a, 2012a, 2012b; ALCÂNTARA, 2010; CGEE, 2012; MME, 2012; LAMIN, 2013; LEITE, 2013) e da academia (MOMOH, 2009; PASCALICCHIO, 2010; NIRO, 2011; CAIRES, 2012; FRÓES LIMA, 2012; GERALDI, 2013; SCHETTINO, 2013; DUARTE, 2014). Esses estudos, que serão melhor detalhados ao longo desta tese, apresentam diversas possibilidades para a análise de RI pelas perspectivas tecnológica, econômica e regulatória.

Mas, apesar dos trabalhos apresentados em (GELLINGS, 2009), (NIRO, 2011), (CAIRES, 2012) e (GERALDI, 2013) ainda existe uma lacuna quanto ao entendimento da melhor forma de se integrar o consumidor final nessas perspectivas. Dessa forma, do ponto de vista de gerenciamento do consumo/geração de energia seria possível racionalizar de forma automatizada o uso da energia elétrica, e nesse contexto surgiria a possibilidade de se atender parte da demanda através da Conservação de Energia (CE), conceito esse que terá que ser reconstruído à luz das novas possibilidades em RI.

Além disso, as perspectivas política e regulatória apresentadas em (MME, 2012), (KAGAN et al., 2013) e (DUTRA et al., 2013) focam seus resultados na atual legislação/regulação, não indicando elementos de mudança desse contexto para que seja possível a integração do consumidor final e da CE em um novo modelo de planos de negócios.

Assim, antes de se digitalizar a rede com o objetivo de se conservar energia, é preciso se determinar a resposta a algumas perguntas:

- Como redefinir o conceito de CE associado às tecnologias de RI e suas possibilidades?
- Como avaliar o potencial da CE no uso final de energia elétrica e nas redes de distribuição como forma de postergação de investimentos na geração centralizada, na transmissão e no atendimento à demanda, através do uso de tecnologias de RI?
- Existem ferramentas de simulação de sistemas de energia elétrica adequadas para se analisar os impactos de uma RI em vários dos seus aspectos, incluindo a CE?
- Qual seria um modelo regulatório adequado para envolver empresas de distribuição de energia elétrica e consumidores para que a CE entre de forma positiva nas equações de remuneração?

1.1. Motivadores do Trabalho

A conservação da energia elétrica, a busca da Eficiência Energética (EE) e a eliminação do desperdício são objetivos de máxima importância. No entanto, as realizações nesse domínio devem ser ampliadas, comparadas ao seu potencial no Brasil, como se observa pelos índices de perdas técnicas e não técnicas apontados atualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (ANEEL, 2010b), indicados na Figura 1, e pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia

Elétrica (Abradee) (ABRADEE, 2012), indicados na Figura 2 a seguir, apenas nas redes de distribuição de energia elétrica, sem se considerar também o potencial de economia no uso final, apontado pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) (ELETROBRAS/PROCEL, 2009) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2010) como sendo estimados no setor residencial em 10,3% e no setor industrial da ordem de 31,5 TWh por ano, o que equivale a uma usina hidrelétrica com 6.500 MW de potência instalada.



(a) perda técnica S: 6,45%, SE: 6,84%, N: 8,41%, NE: 9,35% e CO: 9,93%

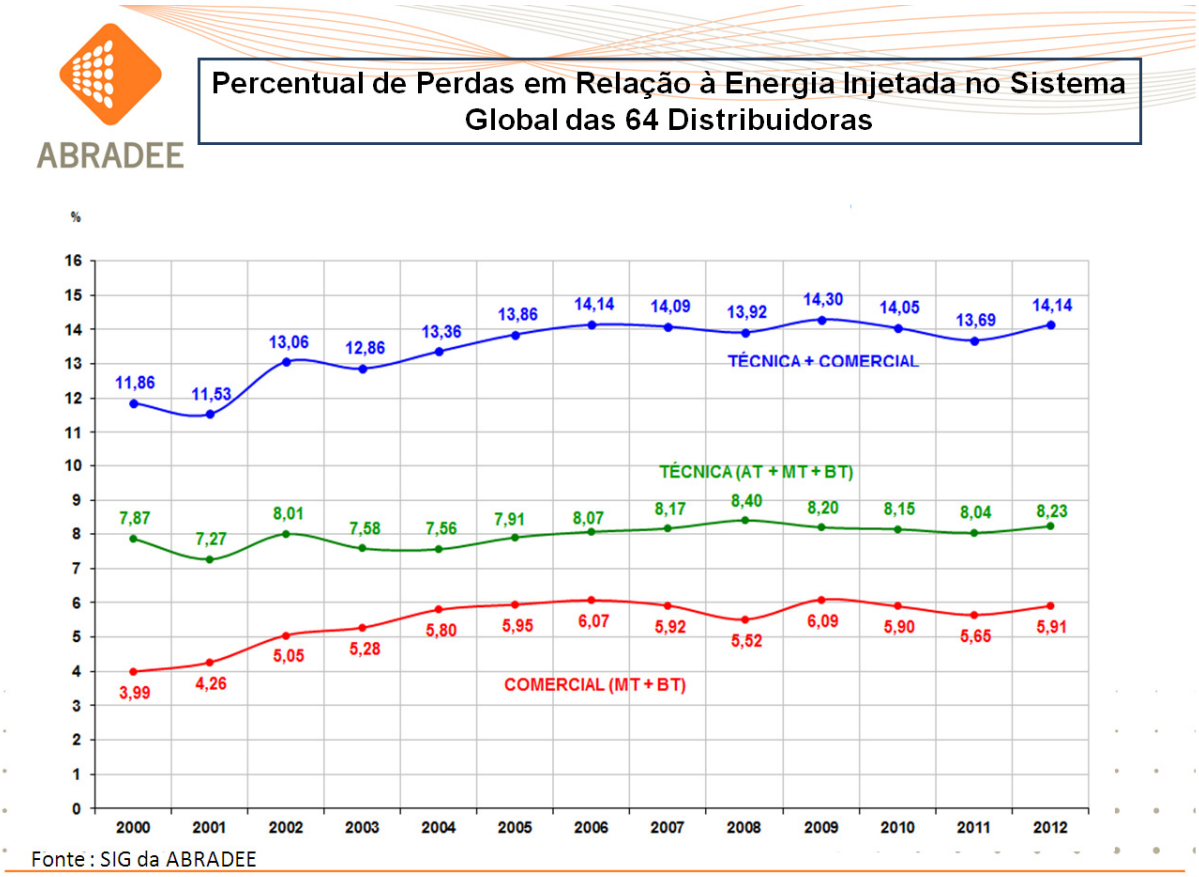


(b) perda não técnica S: 3,01%, CO: 5,45%, SE: 5,95%, NE: 8,94% e N: 24,82%

(Fonte: (ANEEL, 2010b).)

Figura 1 - Percentuais de perdas técnicas (a) e de perdas não técnicas (b) de energia elétrica na distribuição por região do Brasil em 2010.

A principal explicação para esse fato, pelo menos no uso final, encontra-se na maior dificuldade prática de promover as necessárias ações corretivas, quando se compara com a expansão da capacidade de geração centralizada. Para que se aumente a capacidade em, por exemplo, 1 GW, basta concretizar um único empreendimento de geração. Para que se alcance equivalente redução de demanda, via conservação, serão provavelmente necessárias decisões de centenas de empresários e governos ou de milhares de consumidores. Com os resultados até aqui alcançados, a solução para a redução futura da diferença entre a oferta e a demanda de energia, que determina diretamente o volume de investimento na geração centralizada e na expansão da transmissão de energia elétrica, está, em teoria, no aumento da CE.



(Fonte:(ABRADEE, 2012).)

Figura 2 - Histórico do percentual total de perdas nas distribuidoras de 2000 a 2012, conforme a Abradee.

A EPE fez projeções de várias naturezas sobre a possível redução de consumo de energia em 2030 no Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) (MME, 2007a). No âmbito do PNE 2030, o ganho de EE através de progresso autônomo foi considerado nas projeções de demandas. No caso do setor elétrico, em 2030, além dos 5% de redução da demanda considerados a partir do progresso autônomo, foi estabelecida uma meta de 5% adicionais através do progresso induzido, que ficou de ser detalhada futuramente em um Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), que foi feito em 2011 (MME, 2011).

Neste último caso, a EE é tratada como uma opção de investimento para atender a demanda de energia. Para promover o progresso induzido, o PNEf identifica os instrumentos de ação e de captação dos recursos, de promoção do aperfeiçoamento do marco legal e regulatório afeto ao assunto, de forma a possibilitar um mercado sustentável de EE e mobilizar a sociedade brasileira no combate ao desperdício de energia, preservando recursos naturais. No entanto, não estabelece

nenhuma forma efetiva de priorização das propostas apresentadas, bem como os prazos de execução das mesmas ou mesmo quais são as metas e origem dos recursos.

A despeito do apresentado no PNEf, muito pode ser feito com a utilização das tecnologias de RI no sentido de ampliar seus resultados. As RIs constituem um novo modelo de rede elétrica, onde todos no sistema, desde a geração até o consumidor estão envolvidos em sua operação (MOMOH, 2009). Isso ocorrerá graças a um dos pilares desse novo tipo de rede: a comunicação bidirecional, ou seja, a informação fluirá tanto no sentido do sistema elétrico para os consumidores quanto o inverso. Essa comunicação proporcionará a integração do consumidor à operação do sistema elétrico, o que ocorre hoje de forma passiva (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008).

Assim, as concessionárias de energia poderão adotar programas de gerenciamento de demanda, que de maneira simples são modificações em suas curvas de carga, para obter benefícios em seu sistema, seja redução na demanda de energia no horário de pico, controle de tensão, serviços ancilares, dentre outros. Porém, para participar desses programas, os consumidores também precisam ser beneficiados. O modo mais direto para isso é a adoção de tarifas variáveis ao longo do dia, em patamares ou em tempo real, podendo proporcionar economia financeira para aqueles consumidores que aderirem a esses programas.

Gerenciamento pelo Lado da Demanda (DSM do inglês *Demand-Side Management*) pode ser definido como um conjunto de práticas que procuram incentivar os consumidores a mudar seus hábitos e por consequência promover mudanças na forma da curva de carga. A utilização de técnicas de DSM para gestão de cargas possibilita o alívio da rede em horário de pico, aumento da quantidade de geração distribuída que pode ser conectada à rede de distribuição, entre outros benefícios. A gestão das cargas é geralmente tratada em alguns tipos de gerenciamento, mas os mais difundidos e aplicados são: corte do pico, enchimento dos vales, deslocamento de carga e conservação estratégica (GELLINGS, 2009).

No entanto apenas aplicar DSM e EE como ações para o gerenciamento da carga do consumidor final com o objetivo de se ter ganhos para o consumidor e o SEE não explora todo o potencial advindo das novas tecnologias de RI. Assim, neste trabalho será abordada a integração dos consumidores através da criação de uma nova concepção para CE que explore todo o potencial do conceito de RI no que se refere a mecanismos para gerenciar a demanda de energia elétrica de clientes em resposta a condições de fornecimento, geração, ambientais, econômicas, entre outros,

bem como a utilização dessas ferramentas pela concessionária como forma de gerenciamento da curva de carga.

1.2. Objetivos do Trabalho

Este trabalho objetiva:

a. Apresentar um estudo do estado da arte acerca de Rede Inteligente no Brasil e no Mundo e sua aplicação na Conservação da Energia Elétrica;
b. Explicar e contextualizar as iniciativas existentes no Brasil em termos de Leis, Regulações e Planejamento no âmbito da Eficiência Energética no Setor Elétrico;
c. Demonstrar a tese de que, além do foco em desenvolvimento tecnológico de equipamentos mais eficientes, a CE pode fazer uso das tecnologias de RI buscando novas formas de gerenciamento de energia, novos meios e metodologias de se realizar medição e verificação, melhorias em modelagem de sistemas, desenvolvimento de ferramentas para análise do desempenho de sistemas e processos de conservação de energia e também a microgeração e a virtualização da geração como redutoras do consumo de geração centralizada;
d. Avaliar as características e potencialidades de ferramentas de simulação dos conceitos associados a RI e CE;
e. Realizar uma análise inicial do impacto na mudança do modelo regulatório atual de distribuição de energia elétrica, baseado em remuneração pelo aumento do consumo, para um modelo baseado em remuneração pelo aumento da CE do consumidor.

1.3. Estruturação do Trabalho

Na busca por alcançar os objetivos citados anteriormente, esta tese será fundamentalmente desenvolvida em três partes principais, sendo estas:

- Parte I – Contextualização do problema, que além deste Capítulo 1 introdutório, inclui o Capítulo 2 de contextualização em RI, que conceitua Rede Inteligente, apresenta seus componentes fundamentais, a sua evolução no mundo e as tecnologias e padrões que o compõem, usando ainda para isso o Apêndice A e os Anexos de A até E, construindo assim

o estado da arte em RI. Esta parte ainda inclui o Capítulo 3 que traz a contextualização em EE no Brasil, descrevendo como esse assunto é tratado tanto no PNE 2030 quanto no PNEf através do auxílio do Anexo F.

- Parte II – Desenvolvimento e aplicação de solução, incluindo o Capítulo 4 que desenvolve uma nova concepção para CE no contexto de RI tomando como referência os conceitos apresentados nos Apêndices de B até F, o Capítulo 5, que juntamente com o Apêndice G apresenta a ferramenta de simulação GridLAB-D como opção de simulação em RI e dos impactos da CE, e ainda o Capítulo 6 que tenta construir possíveis cenários no ambiente de regulação que leve em consideração a CE em RI.
- Parte III – Conclusões, onde é feito o fechamento da tese com considerações finais, contribuições da tese, apontamentos de trabalhos futuros a serem desenvolvidos a partir desta tese, e ainda uma listagem da produção realizada durante o período do doutorado, de julho de 2009 a julho de 2014.

2. Contextualização em Rede Inteligente

Há uma comparação popular que ressalta o ritmo das mudanças – ou a falta delas – sobre os sistemas elétricos de potência: se Alexander Graham Bell fosse, de alguma forma, transportado ao século XXI, ele não poderia reconhecer os componentes do moderno telefone – telefones celulares, fax, torres de celulares, smartphones, Wifi, WiMAX, 3G, 4G, etc. – enquanto Thomas Alva Edison, um dos primeiros arquitetos chave das redes elétricas, estaria totalmente familiarizado com a atual rede de energia elétrica (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008). Embora esta experiência de pensamento diga muito sobre aparências, ela está longe de ser toda a história. Edison estaria bastante familiarizado com a infraestrutura básica da rede e, talvez, até mesmo com uma conexão eletromecânica ou duas, mas ele ficaria tão deslumbrado como Graham Bell com a tecnologia por trás das cenas.

De muitas maneiras, as redes elétricas atuais funcionam muito bem para o que foram projetadas para fazer: entregar energia elétrica no instante necessário. Como a eletricidade tem de ser usada no momento em que é gerada, a rede representa o máximo em *just-in-time*[1] de entrega de produto. Tudo deve funcionar quase perfeitamente em todos os tempos – e isso acontece. Mas este sistema maravilhoso, do jeito que foi criado, tem sido usado intensamente em grande parte do mundo e por muito tempo sem grandes atualizações tecnológicas. Como resultado, essas redes sobrecarregadas começaram a falhar com mais frequência e a apresentar assim riscos substanciais ao atual mundo digitalizado.

Em vários países os sistemas elétricos de potência estão passando por profundas mudanças por diversos motivos. Existe a necessidade de se atender demandas ambientais e de conservação de energia através de uma rede mais confiável, mas que ao mesmo tempo conta com uma infraestrutura antiga, que precisa aumentar sua eficiência operacional e melhorar a qualidade para o consumidor. As mudanças que estão acontecendo são particularmente significativas para as redes de distribuição de energia elétrica, onde a "cegueira" e operações manuais, juntamente com componentes eletromecânicos, precisarão se transformar em uma RI (ou numa *Smart Grid* no termo

[1] *Just-in-time* é um sistema de administração da produção que determina que nada deva ser produzido, transportado ou comprado antes da hora exata. Pode ser aplicado em qualquer organização, para reduzir estoques e os custos decorrentes.

em inglês), uma rede totalmente automatizada, tele medida, supervisionada e com inteligência computacional auxiliando no seu controle.

Essa transformação será necessária para se alcançar objetivos ambientais, para acomodar DSM, para suportar Veículos Elétricos e Híbridos Plugáveis (PHEV do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicles*), bem como Geração Distribuída (DG do inglês *Distributed Generation*) em baixa tensão e dispositivos com capacidade de armazenamento de energia elétrica conectados às redes primárias e secundárias de distribuição. É seguro afirmar que essas necessidades e mudanças expõem a indústria de energia elétrica a um dos maiores desafios já enfrentados.

A um só tempo a mudança para uma RI deve ser feita de forma a manter funcionando todos os sistemas legados, e por outro lado, as questões ligadas a essa rede são suficientemente importantes para exigirem grandes mudanças na política e filosofia de funcionamento e regulação dos sistemas elétricos, bem como dos padrões tecnológicos adotados.

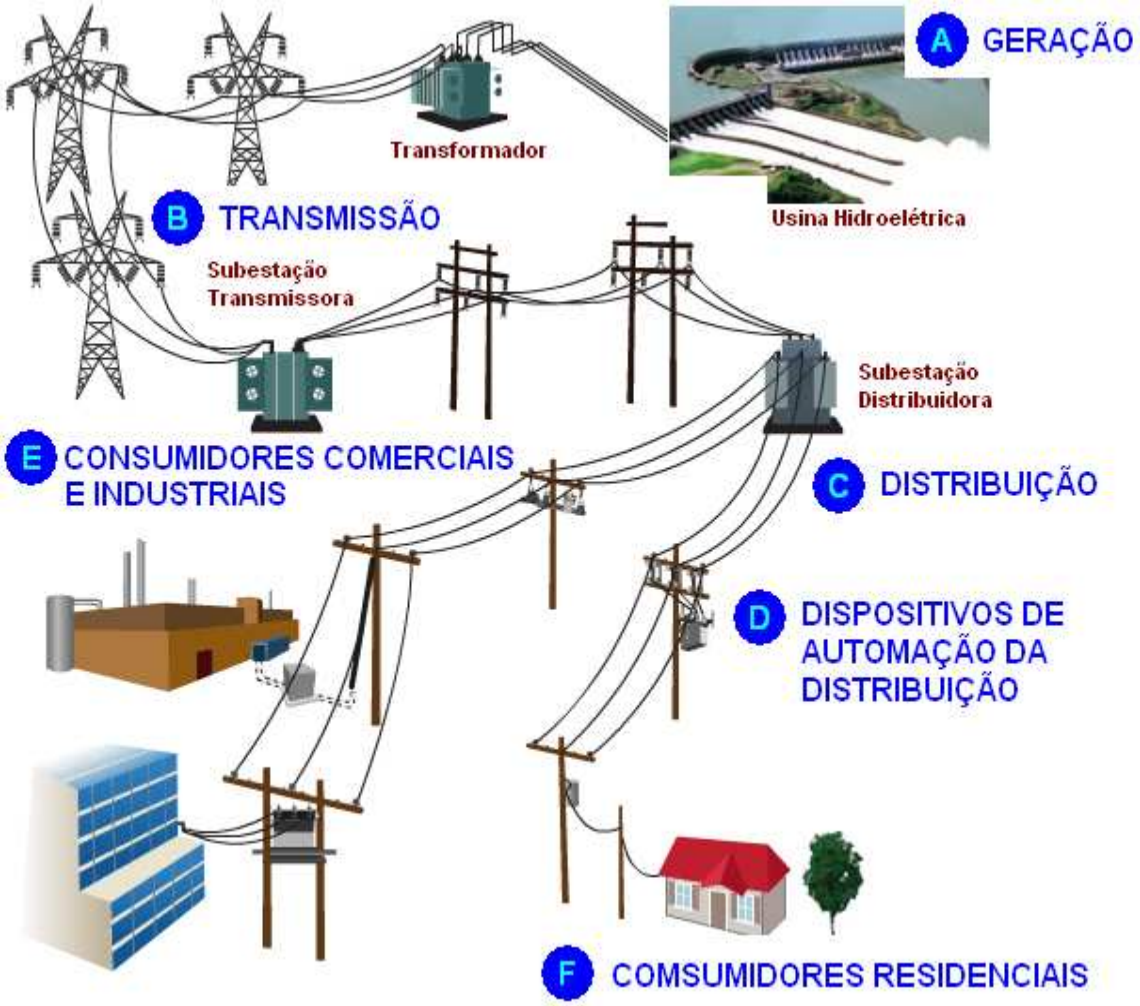
Exibe-se aqui a recente ideia de RI. São apresentadas as tecnologias que mudaram o conceito tradicionalmente aceito de Sistema Elétrico de Potência (SEP), bem como casos de aplicação em alguns países, com seus motivadores, políticas de incentivos e resultados conhecidos, incluindo o Brasil. Seguindo esse item, no terceiro capítulo desta tese, procura-se demonstrar que a aplicação dessas tecnologias, apesar do seu alto custo inicial, proporciona CE e postergação de investimentos na expansão dos SEPs.

2.1. Conceito de Rede Inteligente

Existem várias definições para a ideia de RI, mas é relativamente um novo termo que se refere à aplicação intensa de tecnologias de informação e comunicação nos SEPs. Um SEP não é uma única entidade, mas um conjunto de várias redes, várias empresas de geração, transmissão e distribuição com vários operadores aplicando diversos níveis de comunicação e coordenação, em sua maioria controlados de forma semiautomática. RI aumenta essa conectividade, automação e coordenação entre esses vários fornecedores, consumidores e redes, atuando em diversos seguimentos e tarefas.

A Figura 3 apresenta o digrama básico simplificado de um SEP convencional. Grandes usinas de geração em A injetam eletricidade num sistema de transmissão B que após transformação

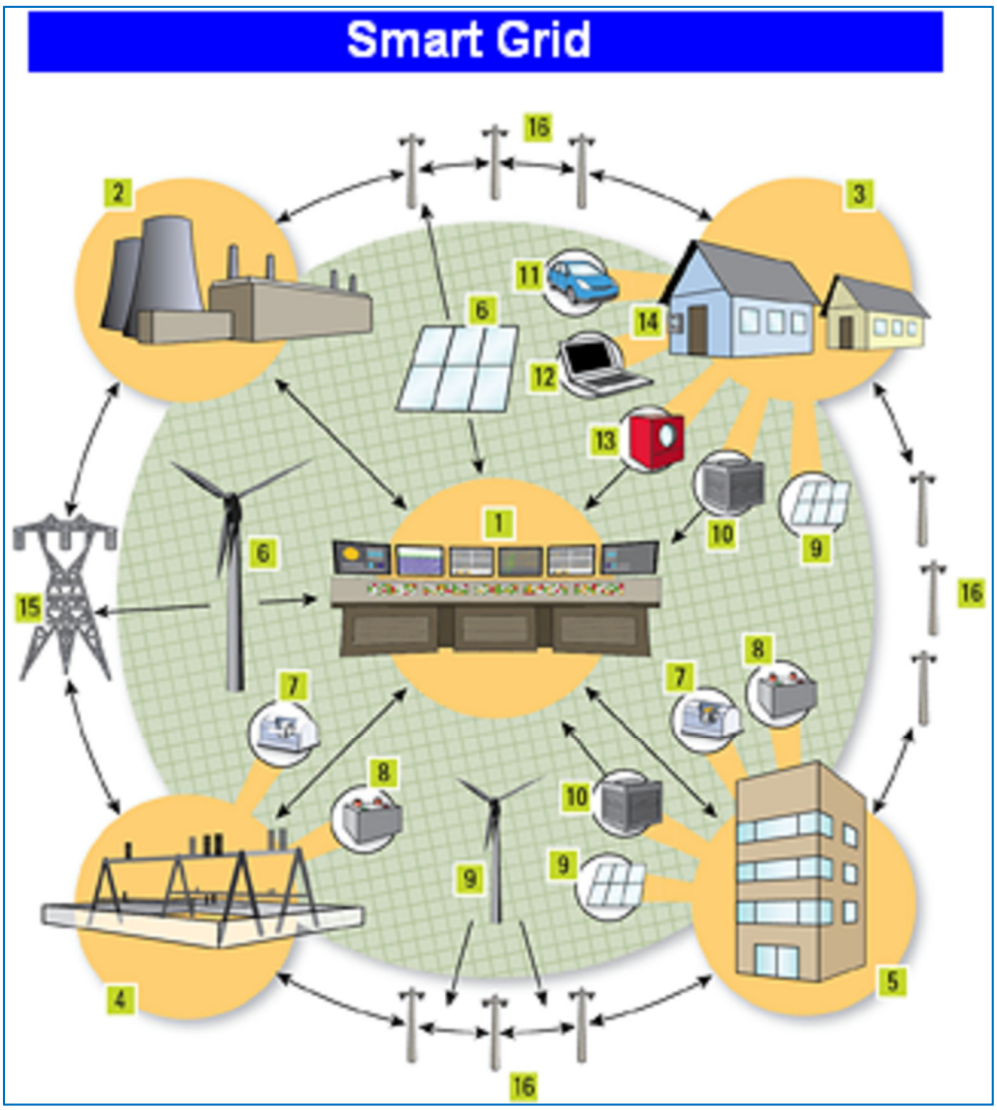
é transportada por meio de um sistema de distribuição C e D para empresas em E, e para residências em F, ou seja, é um sistema tradicionalmente unidirecional, principalmente no segmento de distribuição. Precisando-se de mais energia aumenta-se a geração. Sabe-se que tal sistema, mesmo interligando várias usinas geradoras, como é o caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), pode ser acometido de instabilidades de tensão e de blecautes, desligando total ou parcialmente o sistema quando da falha em um só ponto.



(Fonte: criado pelo autor)

Figura 3 - Diagrama simplificado de um SEP convencional.

A Figura 4 apresenta uma visão de futuro do que será uma RI: agora ao invés de um diagrama unidirecional tem-se um multidirecional, com energia e informação fluindo pela rede em todas as direções, das grandes usinas para os consumidores, das fontes renováveis distribuídas pela rede para os consumidores, da geração residencial para a rede, etc. (ALCÂNTARA, 2011).



(Fonte: criado pelo autor)

Figura 4 - Uma visão conceitual de RI.

Segue detalhamento da numeração da Figura 4:

[1] Central Inteligente de Operação do Sistema na empresa;
[2] Grandes usinas estado da arte em geração eficiente de energia;
[3] Residências (consumidores e/ou fornecedores);
[4] Subestações automatizadas;
[5] Comércio, indústria e governo (consumidores e/ou fornecedores);
[6] Geração renovável de energia em pequena escala (microgeração);
[7] Geração distribuída tradicional;
[8] Armazenamento distribuído de energia;
[9] Geração distribuída renovável de energia;
[10] Equipamentos inteligentes e eficientes energeticamente;
[11] PHEV;
[12] Informação de consumo em tempo real;
[13] Programas de DSM;
[14] Medidores eletrônicos inteligentes;
[15] Linhas de transmissão eficientes;
[16] Linhas de distribuição com automação e sensoriamento.

Se for pedido a cada um que dê uma definição para RI, será obtida uma resposta diferente da outra. Mesmo os principais grupos de pesquisa não possuem uma definição que seja amplamente aceita. Mas, tomando por base diversos trabalhos, um conceito mínimo pode ser estabelecido para RI:

"Rede Inteligente é uma rede de energia elétrica caracterizada por fluxo bidirecional de energia e informação, sendo possível se controlar das usinas geradoras aos equipamentos dos consumidores".

2.1.1. Componentes Fundamentais e Benefícios de uma RI

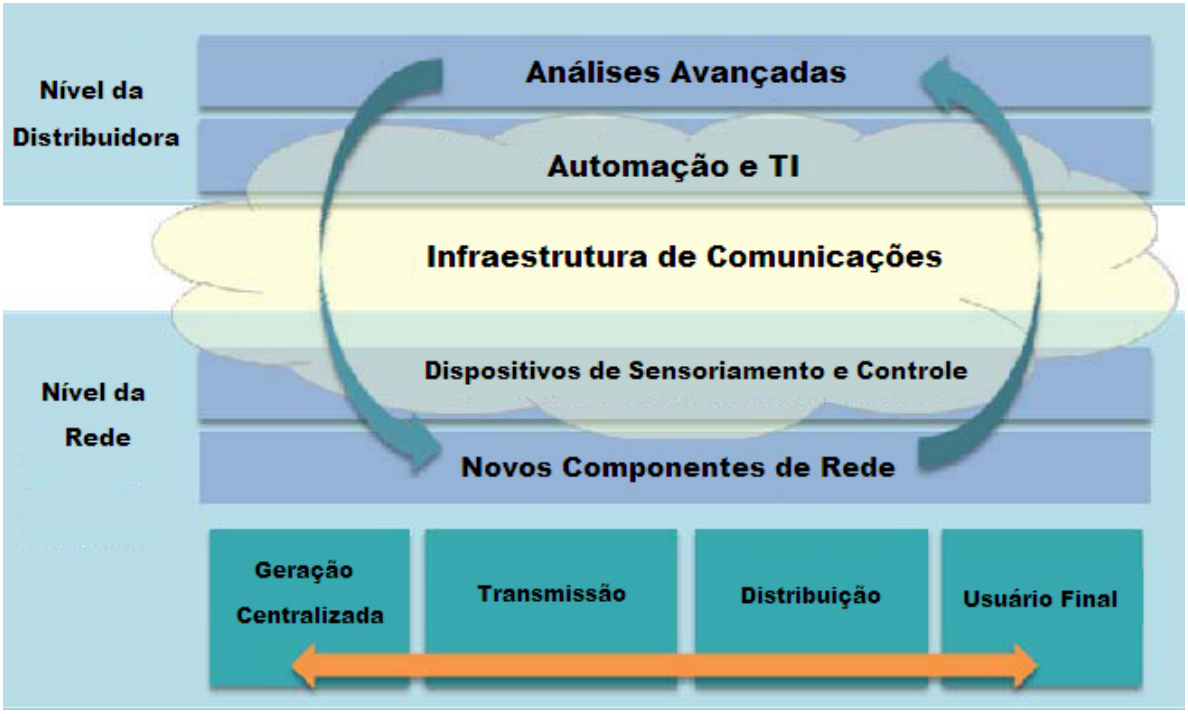
A necessidade mundial de energia é crescente e as mudanças climáticas exigem que essa necessidade seja atendida de forma ambientalmente e economicamente sustentável. Mas a infraestrutura existente, que já tem mais de meio século de funcionamento em boa parte do mundo, carece de flexibilidade para atender essa alta demanda de forma eficiente e confiável utilizando fontes renováveis como o Sol e os ventos.

A RI proporciona um equilíbrio para essa equação de custo-benefício introduzindo resposta inteligente na interação entre disponibilidade de fornecimento e demanda. Com ajuda dos mercados e sistemas de informação em tempo real, as empresas de energia serão capazes de trabalhar em conjunto com os consumidores para produzirem um sistema com custo justo e com diversas fontes eficientes. Mas antes de analisarem-se os benefícios inerentes a RI, é necessário primeiramente entender sua estrutura, componentes e características de forma mais detalhada.

Similar à Internet, a RI será interativa para ambos consumidores e empresas de energia de todos os seguimentos: Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo (GTDC). Assim, será possível que usuários finais produzam sua própria eletricidade e participem de programas de DSM. Apoiados por uma infraestrutura de comunicação de alta velocidade e bidirecional, medição inteligente e tecnologias de controle eletrônico representam a porta de entrada para acesso à rede do futuro. Nesse momento, várias empresas estão realizando grandes investimentos em Medidores Inteligentes (do inglês *Smart Meters*) e em Infraestrutura Avançada de Medição (AMI do inglês *Advanced Metering Infrastructure*) como primeiro passo na implementação da RI.

Nas distribuidoras, as Tecnologias de Informação e Comunicação (TICs) e sua integração com os processos de negócio serão ferramentas valiosas no gerenciamento em tempo real da cadeia de valor de geração, das redes ativas, medidores, consumidores e sistemas corporativos. TICs e sistemas de automação das redes atuarão como o sistema nervoso central coletando e processando a massiva quantidade de dados de sensoriamento vindos de todos os elementos de controle da rede.

No nível físico a RI é portanto formada por cinco componentes fundamentais, de acordo com (WEI, 2010), como mostrado na Figura 5 a seguir:



(Fonte: (WEI, 2010))

Figura 5 - Componentes da Rede Inteligente.

No nível da rede:

a) **Novos Componentes de Rede**: DG na baixa tensão, como por exemplo, PHEV, microturbinas, painéis solares fotovoltaicos, turbinas eólicas; e unidades locais de armazenamento de energia (baterias conectadas nas redes primárias), permitindo grande aumento do fluxo multidirecional de eletricidade entre a distribuidora e os usuários finais.

b) **Dispositivos de Sensoriamento e Controle**: aqui se inclui as tecnologias dos medidores inteligentes e sistema de AMI associado; sistemas de monitoramento de área ampla; regulador de linha dinâmico (baseado em leituras online de sensores de temperatura pela rede); ferramentas de tarifação por tempo de uso e por preço em tempo real

implementadas nos medidores; cabos e chaves automatizadas; e relés de proteção digitais. Fazem parte também desse grupo as Unidades de Medição Fasorial (PMU do inglês *Phasor Measurement Units*), que distribuídas pela rede podem ser usadas para monitoramento da qualidade e confiabilidade da energia.

A Figura 6 apresenta um diagrama alusivo a essas tecnologias em uma RI:



(Fonte: General Electric)

Figura 6 - Diagrama alusivo às tecnologias de RI.

No nível da distribuidora:

a) **Infraestrutura de Comunicações**: redes de comunicação integradas baseadas em diversas tecnologias como fibras óticas, micro-ondas, infravermelho, comunicação através da rede elétrica (PLC do inglês *Power Line Communication*); e redes de rádio frequência, como GSM e CDMA, redes mesh, ZigBee, transferindo grandes quantidades de dados. Permite controle em tempo real, informação e troca de dados para otimização da confiabilidade do sistema, da utilização de ativos e segurança.

b) **Automação e TI**: permite diagnóstico rápido e soluções precisas para interrupções na rede ou grandes desligamentos. Essas tecnologias baseiam-se e contribuem para cada um dos outros quatro componentes. Sistemas nessa área incluem agentes inteligentes distribuídos; sistemas de auto recuperação; e aplicações operacionais tal como o sistema

SCADA (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*), automação de subestações; e resposta da demanda.

c) **Análise Avançada**: aplicações avançadas que permitem a operadores, projetistas de redes e executivos analisarem e extraírem informações úteis da rede de forma funcional e flexível. Aqui se incluem ferramentas analíticas (algoritmos e supercomputadores); técnicas de visualização de grande quantidade de dados que são reduzidos a formatos visuais de fácil entendimento; softwares que oferecem múltiplas opções para o operador da rede tomar uma ação quando requerida; e simuladores para treinamento operacional e análises de casos "se então".

Ainda segundo (WEI, 2010), com os cinco componentes fundamentais já citados de uma RI os seus benefícios são a princípio os seguintes:

a) **Auto recuperação e Adaptabilidade**: os sistemas de RI irão continuamente monitorar as informações que chegam da rede analisando seu status operacional. Para problemas de grande dimensão e que são rápidos demais para uma intervenção humana, esses sistemas irão automaticamente restaurar os componentes de rede ou seções de rede após algum distúrbio através de mecanismos de auto recuperação. Sendo também capazes de prever potenciais falhas e futuros desligamentos através da mineração dos dados de eventos passados, podendo dinamicamente controlar fluxos de energia para limitar interrupções. Algoritmos de suporte à decisão realizarão análises em tempo real de possibilidade de contingências, emitindo avisos para ajudar o operador a tomar uma decisão. Comunicações com equipamentos remotos ajudarão na análise de faltas, em situações de subtensão, qualidade de energia reduzida, sobrecargas e outras condições indesejadas do sistema. Tudo isso trará aumento de confiabilidade, segurança, acessibilidade, qualidade da energia e eficiência da rede.

b) **Interação com os Consumidores**: a RI irá motivar os usuários finais a gerenciarem seu consumo de energia elétrica ativamente. Por exemplo, sinais de preço e programas de DSM irão encorajar os consumidores a modificarem seu consumo, permitindo que as demandas sejam adequadas à capacidade do sistema elétrico em atendê-las. Novas economias financeiras proporcionadas e produtos eficientes energeticamente irão conectar os consumidores à rede tornando-os participantes ativos.

c) **Melhoria da Qualidade de Energia**: as redes atuais foram projetadas há mais de meio século, sendo que essa infraestrutura não consegue atender às demandas da atual sociedade em termos de confiabilidade e alta qualidade de energia elétrica, trazendo transtornos principalmente de ordem econômica devido às interrupções. Como parte da RI, novos padrões de qualidade permitirão às empresas de energia equilibrar a necessidade das cargas com seus requisitos de qualidade, e os consumidores terão a opção de adquirir variados níveis de qualidade de energia a diferentes preços. Adicionalmente, eventos de qualidade de energia que se originarem nos níveis de transmissão e distribuição serão minimizados, e distúrbios causados por certas cargas de consumidores terão sua propagação reduzida.

d) **Integração de Fontes de Energia Distribuídas (DER do inglês *Distributed Energy Resources*)**: a RI irá acomodar uma ampla gama de opções de geração e armazenamento. Usuários residenciais e comerciais irão adotar em larga escala DERs, como telhados cobertos por painéis solares e baterias avançadas como opções econômicas viáveis para atenderem suas necessidades locais de energia, e ao mesmo tempo reduzirem suas pegadas de carbono. Padrões melhorados permitirão interoperabilidade de equipamentos em todos os níveis de tensão. E protocolos de comunicação avançados e inteligência de rede permitirão que essas DERs sejam integradas à rede de uma forma "conecte e use", possibilitando que os usuários vendam seu excedente de energia para a rede nos horários de pico baseado em mercado de preço em tempo real. A geração centralizada continuará a exercer um papel central ao manter a estabilidade da rede e garantir o atendimento de consumidores eletro intensivos.

e) **Abertura de Novos Mercados**: a RI permitirá que novos mercados de energia aflorem, mitigando ineficiências de alocação de custos. Por exemplo, as questões de capacidade de atendimento da demanda, sobrecargas, impactos ambientais podem ser mais eficientemente tratadas através de interações de mercado entre demanda e oferta. A participação no mercado será encorajada no nível do varejo, através de agregação de iniciativas de resposta da demanda e o crescimento das DERs, como discutido acima. Além disso, novos serviços poderão ser ofertados por novas empresas, tornando a eletricidade um produto diferenciado. Preço em tempo real permitirá que os

consumidores respondam dinamicamente aos aumentos de preço, estimulando o desenvolvimento de soluções e tecnologias de baixo custo.

f) **Aumento da Visibilidade de Rede**: A infraestrutura de sensoriamento e as redes de comunicação de grande capacidade, inerentes a uma RI, permitirão que os operadores de rede tenham grande observabilidade da rede principalmente no seu estado operacional, particularmente em redes de distribuição que são historicamente operadas "às cegas". Munidos de ferramentas avançadas de visualização, os operadores serão capazes de rapidamente identificarem de forma precisa informação crítica, permitindo-os uma visão ampla de todos os processos de rede.

g) **Gerenciamento de Ativos de Forma Ótima**: um objetivo principal numa RI é o aumento da vida útil dos equipamentos e operações otimizadas. TICs avançadas fornecerão grande volume de dados e informação que serão integradas aos processos existentes dos sistemas de gerenciamento das empresas, permitindo-as que melhorem significativamente seus processos de Operação e Manutenção (O&M). Essa mesma informação permitirá que engenheiros melhorem o projeto de equipamentos, e dá aos planejadores da rede os dados que precisam para melhorá-la.

2.2. Evolução de RI nos Principais Países

O propósito deste item é descrever as principais experiências internacionais e do Brasil em termos de iniciativas de implantação de RI. Busca-se apreender os principais aspectos e desafios encontrados no processo de migração para o conceito de RI em diferentes países e regiões, apesar de não existir hoje no mundo qualquer país que já tenha concluído a fase de transição tecnológica para uma RI (ALCÂNTARA, 2011).

Mesmo os países mais avançados na implantação do novo padrão ainda realizaram pouco em termos regulatórios, à exceção talvez da Itália. Nos demais casos, o que se tem de mais concreto são propostas políticas, ou motivações específicas associadas à adoção da RI em seus países, conforme (DUTRA et al., 2013).

Apresenta-se no Apêndice A os motivadores que levaram à transição na União Europeia e nos Estados Unidos, bem como o resultado do grande trabalho de definição dos padrões para RI

nesses países. E ainda são mostradas as motivações brasileiras para incentivo à implantação de tecnologias de RI no país, incluindo os resultados alcançados pelo Grupo de Trabalho (GT) do Ministério de Minas e Energia (MME) de 2010, as iniciativas regulatórias da Aneel, incluindo os resultados do Projeto Estratégico de P&D Nº 011/2010. Um mapa de projetos de demonstração em RI no Brasil é exibido.

2.3. Tecnologias de Rede Inteligente

Perseguindo responder sobre a aplicação de tecnologias de RI, em especial a associação com a existência de tecnologias avançadas de medição e comunicação da carga com a rede, que permitiria um DSM de forma automática ou semiautomática, bem como tornaria eficiente o uso dos ativos da rede de distribuição, visando à redução de perdas técnicas e não técnicas e do pico de consumo, em janeiro de 2010 foi publicado o documento *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0* (NIST, 2010).

Esse documento, feito com o apoio de empresas de GTDC, fabricantes de equipamentos, empresas de TICs e outras partes interessadas, descreve um modelo conceitual de referência com uma visão em alto nível para RI. Por economia de espaço ele está descrito de forma concisa no Anexo A desta tese, identificando a existência de padrões que são aplicáveis (ou facilmente aplicáveis) para o desenvolvimento em curso de RI nos EUA, mas que serve como uma referência reconhecida dos conceitos tecnológicos de RI a serem adotados em qualquer projeto.

Outra referência para as tecnologias de RI que vem sendo adotada é a criada pelo IEEE paralelamente ao padrão do NIST chamada IEEE 2030 (IEEE STD 2030-2011, 2011) e que também, por questão de espaço, é apresentada no Anexo B desta tese.

Ambas referências servem para o leitor compreender as enormes diferenças que existem entre um SEP convencional e um com RI.

3. Contextualização em Eficiência Energética no Brasil

Este capítulo apresenta a política de EE existente no Brasil, trazendo os principais marcos legais e como é abordada. Para isso são analisados principalmente dois documentos, o PNE 2030 (MME, 2007a) e o PNEf (MME, 2011).

Detalha-se que nesses documentos os ganhos em EE são provenientes de duas parcelas: uma referente ao "progresso autônomo" e outra referente ao "progresso induzido", o que em ambos os casos desconsidera modernas tecnologias de gerenciamento de energia pelo lado da demanda, como as associadas às RIs. A despeito disso são feitas projeções de como a EE irá contribuir na matriz energética nas duas formas de progresso.

Fica evidente que, mesmo para o progresso induzido, a EPE do MME coloca margem de folga no planejamento energético como forma de não depender da EE para atendimento da carga. Mas isso é coerente, tendo em vista que hoje é carente a comprovação, através de técnicas de Medição & Verificação (M&V) dos reais resultados alcançados pelos programas de EE no Brasil.

Após isso se resume as medidas de EE apresentadas no PNEf para cada seguimento de consumo e tenta-se identificar quais dessas medidas têm como base tecnologias avançadas de medição, comunicação e gerenciamento, como proposto no conceito de RI. Em todos os casos foi perseguido responder sobre a aplicação de tecnologias de RI, em especial a associação com a existência de tecnologias avançadas de medição e comunicação da carga com a rede, permitindo um DSM de forma automática ou semiautomática, bem como a eficientização do uso dos ativos da rede de distribuição, visando à redução de perdas técnicas e não técnicas. Mais uma vez esse outro documento se mostra carente em considerar as novas tecnologias disponíveis, se atendo apenas ao que é tradicionalmente utilizado para obtenção de EE, qual seja, simples substituição de equipamentos.

A partir da criação da EPE, o setor de energia voltou a realizar um planejamento consistente de longo prazo, entendendo-se que o setor de energia engloba o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e os outros setores associados (petróleo e derivados, gás natural, biomassa para fins energéticos, energia nuclear, combustíveis líquidos, etc.), que servem de fonte para atendimento à demanda de energia para os diversos fins de consumo (agropecuário, comercial/público, transportes, industrial e residencial).

Esse plano de longo prazo já previa a EE como recurso para atendimento de parte da demanda de energia elétrica, chegando ao ano de 2030 atendendo aproximadamente 106 TWh do consumo total. O próximo item apresenta os principais pontos do PNE 2030 desenvolvido pela EPE em 2006. Buscou-se primeiramente definir o que é EE dentro do conceito amplamente reconhecido pelos órgãos de planejamento e regulação do SEB, além disso, levantou-se qual o potencial de EE que foi considerado no PDE 2030 e sob qual cenário. Após isso se apresenta as linhas gerais do PNEf, que é um plano criado para levantar linhas de ações possíveis, levando-se em conta prazos e recursos necessários, para que as previsões de EE do PNE 2030 fossem alcançadas.

3.1. O Plano Nacional de Energia 2030

O PNE 2030 é uma publicação da EPE que norteia o planejamento de longo prazo do setor de energia brasileiro, incluindo o SEB. Publicado em 2007, ele tem sua rota aprimorada ao longo do tempo pelos planos decenais de energia, que são publicações anuais com previsão de investimentos para expansão da energia nos dez anos seguintes, sendo que o primeiro, o PDE 2015, foi publicado em 2005 para o decênio 2006-2015, e o mais recente (PDE 2022) foi aprovado em janeiro de 2014.

O PNE 2030 apresenta no seu documento final uma divisão em sete capítulos. A elaboração do documento se apoiou em uma série de estudos que envolveram análise das perspectivas da economia mundial e brasileira no longo prazo e suas consequências para o sistema energético nacional, da disponibilidade, das perspectivas de uso e da competitividade dos recursos energéticos, da segurança do suprimento, dos aspectos socioambientais inerentes à expansão da oferta, da capacitação industrial, do desenvolvimento tecnológico e da eficiência. Assim, para compor esses capítulos o PNE 2030 elaborou um vasto conjunto de notas técnicas – quase uma centena – que documentam as análises e pesquisas realizadas no sentido de fornecer subsídios para a formulação de uma estratégia para a expansão da oferta de energia com vistas ao atendimento de diferentes cenários para evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo para o uso integrado e sustentável dos recursos disponíveis. Essas notas técnicas foram agrupadas em cadernos temáticos que foram publicados em 2008.

O caderno 11 (MME, 2007b) em especial trata especificamente sobre EE, sendo composto por cinco notas técnicas de grande relevância enumeradas a seguir:

1. Caracterização técnico-econômica no uso da energia elétrica;
2. Potencial de eficiência energética no uso da energia elétrica;
3. Perspectivas da conservação de energia elétrica no PNE 2030;
4. Mecanismos de promoção para eficiência energética;
5. Estratégia de promoção para eficiência energética no Brasil.

A nota técnica "Caracterização técnico-econômica no uso da energia elétrica" tem como objetivo apresentar as diversas oportunidades de uso mais eficiente de energia elétrica nos diversos setores da economia, custos associados e agentes envolvidos, identificando possíveis atividades adicionais de fomento à implantação destas medidas.

A nota técnica "Potencial de eficiência energética no uso da energia elétrica" tem como objetivo estimar o potencial de economia de energia elétrica possível de ser atingido por medidas de uso mais eficiente de energia, nas suas diversas acepções: técnico, econômico e de mercado.

A nota técnica "Perspectivas da conservação de energia elétrica no PNE 2030" tem como objetivo descrever as perspectivas de eficiência no uso de eletricidade intrínsecas aos cenários energéticos definidos no âmbito do PNE 2030.

A nota técnica "Mecanismos de promoção para eficiência energética" descreve e analisa a experiência nacional e internacional das estratégias adotadas pelos governos para o fomento à eficiência, visto que a decisão final da maioria dessas medidas cabe ao consumidor final.

Finalizando esse caderno, a nota técnica "Estratégia de promoção para eficiência energética no Brasil" tem como objetivo apresentar as estratégias que o Brasil deve trabalhar para garantir a meta de conservação, para 2030, prevista pela ação induzida do governo.

Tanto o PNE 2030, quanto o PNEf, trazem como conceitos iniciais que a demanda por energia é derivada da necessidade de se realizar atividades produtivas ou de lazer na sociedade. Esta demanda pode ser atendida por diferentes fontes de energia, sejam elas primárias, como aquelas disponíveis na natureza, ou secundárias, como aquelas que resultam da conversão, em centros de transformação, de fontes primárias, ou de outras fontes secundárias de energia. Em cada setor da economia, requer-se energia para diversas finalidades, que são denominadas seus "usos finais", por exemplo, "força motriz", "aquecimento direto", "calor de processo", e "processos eletroquímicos".

Há perdas na conversão da energia primária ou secundária nos diversos usos finais. A energia efetivamente utilizada em cada uso final, ou seja, a energia consumida (energia final) menos as perdas, constitui o que se chama de "energia útil". Esta pode ser estimada por meio da multiplicação da energia consumida no uso final pelo rendimento da conversão.

Diminuir as demandas de energia útil sem sacrificar o conforto ou lazer e, principalmente, aumentar a eficiência de conversão nos usos finais são os principais objetivos dos programas de eficiência de energia. Os programas de eficiência de energia, ou EE, tipicamente são caracterizados por mecanismos de fomento a ações de conservação. Estas ações, por exemplo, podem estar direcionadas para a troca de equipamentos obsoletos por outros mais eficientes, mudanças de hábitos, ou, ainda, substituição de uma fonte de energia por outra, com ganhos de eficiência, entre outras possibilidades.

Em síntese, podem-se considerar os ganhos em EE como provenientes de duas parcelas: uma referente ao "progresso autônomo" e outra referente ao "progresso induzido". As perspectivas de uso eficiente de eletricidade relativas ao chamado progresso autônomo da EE correspondem à penetração de medidas de EE já incorporadas aos equipamentos e hábitos de consumo. Já as perspectivas do progresso induzido são as medidas de EE que podem penetrar no mercado mediante programas de incentivo ao uso eficiente de energia elétrica.

Colocado de outra forma, progresso autônomo entende-se aquele que se dá por iniciativa do mercado, sem interferência de políticas públicas, de forma espontânea, ou seja, através da reposição natural do parque de equipamentos por similares novos e mais eficientes ou tecnologias novas que produzem o mesmo serviço de forma mais eficiente. Por progresso induzido, entende-se aquele que requer estímulos através de políticas públicas. E conforme o PNEf o país tem um conjunto de oportunidades para atender as necessidades sociais através de programas de EE.

3.1.1. Cenários e projeção do potencial de conservação de energia elétrica

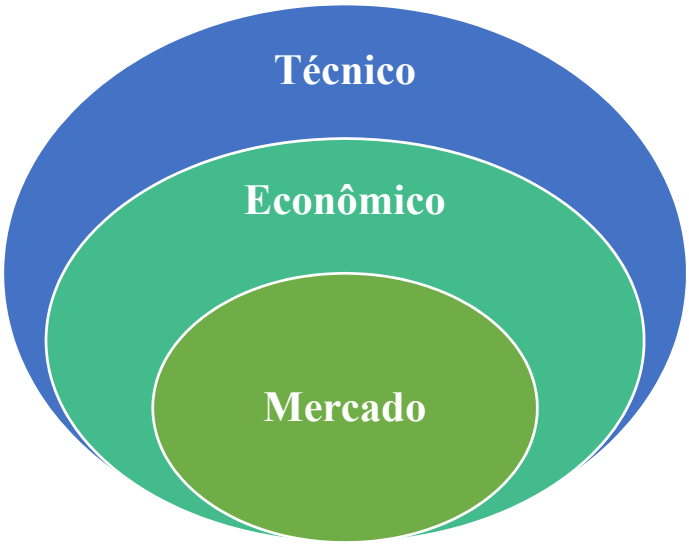
O PNE 2030 constrói vários cenários levando em conta aspectos metodológicos de planejamento, os cenários macroeconômicos mundial e nacional e ainda de estrutura setorial do Produto Interno Bruto (PIB). Leva em conta também o crescimento demográfico e outras variáveis

de mercado. Feito isso, o modelo da EPE produz os cenários A "Na Crista da Onda", B1 "Surfando a Marola", B2 "Pedalinho" e C "Náufrago".

Como para as análises de planejamento do setor elétrico o PNEf adota o cenário B1, apresentaremos aqui a projeção do potencial de EE do PNE 2030 apenas para esse cenário. No Cenário B1 – "Surfando a Marola", o crescimento da economia brasileira supera um crescimento mais moderado da economia mundial, fruto de uma gestão mais ativa no encaminhamento dos problemas internos. Há, porém, um processo mais longo na consolidação da estabilidade macroeconômica, resultado, em parte, de certa dificuldade na aprovação de reformas microeconômicas. Por tal motivo, os gargalos em infraestrutura não são totalmente resolvidos, embora sejam relativamente pontuais. É um cenário marcado principalmente pelo esforço das corporações nacionais na conquista por mercados internacionais, ainda mais porque o mundo, dividido em blocos econômicos, oferece oportunidades parciais de aproveitamento. A produtividade total dos fatores não alcança os mesmos elevados níveis do cenário A, pois fica mais concentrada em nichos específicos; as restrições de capital para P&D&I levam a uma solução doméstica de capacitação tecnológica e, por conseguinte, a um nível de desenvolvimento aquém do nível dos países mais desenvolvidos; e, por fim, um mercado de crédito limitado e de acesso complexo não permite o financiamento da contínua modernização do parque produtivo. Em um cenário de processo de consolidação institucional, a aplicação da regulação ambiental não ocorre sem que haja algum tipo de conflito entre crescimento e aproveitamento dos recursos naturais. Por fim, a desigualdade sócio regional avança modestamente, com redistribuição parcial de renda, lenta desconcentração regional do crescimento.

Essa descrição do cenário B1, feita ainda em 2006, continua válida hoje, com grandes acertos quanto aos atuais acontecimentos geopolíticos e econômicos, principalmente quanto à expansão da geração hidrelétrica e exploração de petróleo. Dentro desse cenário, as previsões de energia do PNE 2030 são construídas e medidas de EE para o setor elétrico são levadas em consideração, mas é preciso observar que àquela época o conceito de RI não era considerado, e que essas tecnologias começam atualmente a serem inseridas nas redes de distribuição de energia elétrica, o que pode acelerar o progresso induzido da EE.

No estudo do potencial de conservação de energia, o PNE 2030 vislumbrou três cenários de introdução das medidas de EE, representados na Figura 7:



(Fonte:(MME, 2007b))

Figura 7 - Cenários de introdução de medidas de EE para estudo do potencial de conservação de energia.

O cenário técnico visa estabelecer um limite de penetração das medidas, dado pela substituição de todos os usos da energia considerados por equivalentes com a tecnologia mais eficiente disponível. Este cenário não considera custos ou qualquer outro impedimento de absorção da tecnologia, sendo, portanto, menos um cenário e mais um valor limite para balizamento dos outros estudos.

O cenário econômico considera o subconjunto do cenário técnico cujas medidas têm viabilidade econômica de implementação. No entanto, a viabilidade econômica depende da ótica de quem a analisa – neste cenário, procura-se comparar as medidas de EE com as alternativas de expansão do sistema elétrico, adotando-se, portanto, as variáveis que norteiam essa expansão, em especial a taxa de desconto e o custo marginal de expansão: busca-se verificar até que ponto seria interessante investir em evitar o uso da energia antes de expandir o sistema.

No cenário de mercado, ao contrário, procura-se analisar as medidas que seriam introduzidas "por si mesmas", ou seja, aquelas cuja adoção traria redução de custos ao usuário, analisadas, portanto, pela sua ótica, em particular a taxa de desconto praticada e a tarifa de eletricidade a que está submetido. Mesmo neste cenário, outras barreiras haverão que impedirão a sua total penetração – é para sua minimização que devem existir as políticas públicas adequadas. O PNE 2030 foca justamente essas medidas de EE disponíveis no mercado, no entanto, no ano de 2030, todos os cenários são possíveis, já que nesse prazo novas técnicas já existiriam e pela economia de escala ganhariam mercado.

A Tabela 1 a seguir apresenta as avaliações da EPE considerando o estágio tecnológico de 2007, são indicados os valores de potencial de conservação de energia elétrica como percentual do consumo conforme o cenário considerado.

Tabela 1 - Potenciais de Eficiência Energética até 2030.

Setor	Técnico	Econômico	Mercado
Industrial	20%	10%	6%
Comercial e Público	13%	6%	4%
Residencial	7%	3%	1%
Total	**40%**	**20%**	**10%**

(Fonte:(MME, 2007b))

As ações de EE compreendem modificações ou aperfeiçoamentos tecnológicos ao longo da cadeia, mas podem também resultar de uma melhor organização, conservação e gestão energética por parte das entidades que a compõem. Devem ser privilegiadas todas as ações que, na margem, tenham um custo inferior ao necessário para suprir a energia economizada.

Através de análise de sensibilidade, utilizando cenários de demanda com e sem implementação de meta de conservação, foi avaliado o impacto da EE na estratégia da expansão da oferta de energia. No âmbito do PNE 2030, o ganho de EE através de progresso autônomo foi considerado nas projeções de demandas. No caso do setor elétrico, em 2030, além dos 5% de redução da demanda considerados a partir do progresso autônomo, foi estabelecida uma meta de 5% adicionais através do progresso induzido, a ser detalhada no PNEf. Neste último caso, a EE é tratada como uma opção de investimento para atender a demanda de energia.

A Tabela 2 apresenta a projeção do consumo de eletricidade por setor para o cenário B1, e a Tabela 3 apresenta a projeção de EE em termos de progresso autônomo por Setor como um percentual do consumo final do respectivo setor.

Tabela 2 - Projeção do Consumo de Eletricidade por Setor em TWh.

	2006	2010	2020	2030	Variação % anual 2006-2030
Residencial	83,2	106,2	169,1	283,3	6,0
Industrial	146,1	197,1	272,6	367,7	3,7
Comercial e público	86,2	107,3	169,6	267,3	4,6
Outros*	16,9	19,0	26,1	38,3	3,3
Subtotal	**331,4**	**428,6**	**627,4**	**946,6**	**4,3**
Setor energético	13,6	20,2	28,3	41,6	4,6
TOTAL	**344,9**	**448,8**	**655,7**	**988,2**	**4,3**

*Outros inclui: rural (agropecuária) e iluminação pública. Obs.: exclusive autoprodução.

(Fonte:(MME, 2007b))

Tabela 3 - Eficiência Energética por Setor - Progresso Autônomo.

	2010	2020	2030
Cenário B1	2,6%	6,7%	8,7%
Agropecuário	0,8%	3,3%	6,0%
Comercial/Público	0,6%	5,1%	5,8%
Transportes	4,2%	6,9%	12,1%
Industrial	2,1%	5,8%	7,9%
Residencial	1,2%	3,4%	4,1%

(Fonte:(MME, 2007b))

As medidas de EE previstas no PNEf são estabelecidas tomando como base as metas propostas no PNE 2030 para o final do horizonte. Assim, como explicado, no caso da energia elétrica, ao final do horizonte foi prevista a possibilidade de uma economia no consumo total de 10% em relação à projeção de demanda do cenário B1, considerando neste caso ações que compreendem o progresso autônomo e induzido.

3.2. O Plano Nacional de Eficiência Energética

O PNEf é uma publicação de outubro de 2011 do MME, com apoio permanente da equipe do Procel da Eletrobras, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), do Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet), da EPE, do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) e da Universidade Federal de Itajubá (Unifei). Diversas outras instituições participam como convidados, incluindo aí a Aneel.

O PNEf é dividido em 17 capítulos, sendo que essa divisão foca os dois tipos de ações possíveis, o progresso autônomo e o induzido, abordando principalmente o uso final da energia elétrica e do consumo de combustíveis para a área de transportes. O documento realiza um amplo levantamento do histórico de programas de EE existentes no Brasil, apresentando também a legislação que deu suporte ao atual cenário de instituições que promovem a EE. É importante observar que antes do PNEf, muitos desses programas eram realizados sem uma busca mútua de resultados, ou seja, não existia uma cooperação ou alinhamento das ações como forma de se organizar o investimento dos recursos disponíveis com vistas a diminuir as atuações sobrepostas.

Cada capítulo do PNEf busca, após análise da contextualização de cada tema, linhas de ações que propõem uma série de iniciativas que devem ser implementadas como forma de se

alcançar os objetivos levantados pelo PNE 2030. Podem-se classificar essas linhas de ações em cinco categorias: Arcabouço de Suporte à EE, EE no Setor Privado, EE no Setor Residencial, EE no Setor Público e EE no Setor de Transportes.

Arcabouço de Suporte é o conjunto de capítulos apresentados no PNEf correspondentes à legislação e regulamentação de EE no Brasil, programas governamentais de EE, incluindo o Procel, o Conpet, o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) e o Programa de Eficiência Energética (PEE) regulado pela Aneel, programas educacionais e de P&D em EE, parcerias internacionais e ainda fontes de financiamento de iniciativas de EE. Não se vai aqui descrever todo o conteúdo do PNEf, mas esse conjunto de suporte levantado pelo plano aponta diversas ações que dão base legal, e instrumentos governamentais e fontes de recursos para se alcançar as metas estabelecidas no PNE 2030.

Já as outras quatro categorias de linhas de ações reúnem os capítulos do PNEf que focam essencialmente no aspecto de relacionamento dos instrumentos públicos do Arcabouço de Suporte, com os agentes que são os utilizadores do final da cadeia da energia elétrica e de combustíveis. Nesses capítulos o PNEf aborda medidas e ações que devem ser tomadas como forma de incentivar que os usos finais adotem melhores práticas de gestão e tecnologias que possuem maior conteúdo de EE.

O conjunto EE no Setor Privado engloba EE para os setores da indústria e de micro, pequenas e médias empresas. O conjunto de capítulos em EE no Setor Residencial engloba EE em edificações e programas de EE em aquecimento solar de água. EE no Setor Público junta os capítulos EE em prédios públicos, EE em iluminação pública (IP) e EE no saneamento. E ainda EE no Setor de Transportes foca principalmente a parte não elétrica do PNEf, ou seja, medidas para economia de combustíveis.

3.2.1. Projeção de EE no PNEf

Adotada como premissa para o PNEf, a meta de redução de 10% do consumo de energia elétrica ao final do horizonte previsto no PNE 2030 referente ao cenário B1 (Consumo Base) através de ações relacionadas ao progresso tendencial (autônomo) e induzido de EE, o PNEf apresenta, com base ainda no PDE 2019, o detalhamento da meta de conservação em base anual.

Para isso, primeiramente, redefiniu a projeção de demanda de energia elétrica do cenário de referência do PNE 2030, ajustando-a no período 2011 a 2019 às premissas de crescimento do PDE 2019 e adotando-se um consumo de energia no ano de 2010 de 419.016 GWh.

Com base nessa projeção, calculou-se o Consumo Final considerando uma redução acumulada ano a ano de 0,60% sobre o Consumo Base, tendo em vista que medidas tomadas em um ano permanecem efetivas em anos subsequentes, até o fim de sua vida útil. Uma parcela da permanência das medidas é perdida e o modelo de projeção adotado no PNEf considerou um ajuste da parcela de EE reduzindo em 5% ao ano o montante anual economizado. Este ajuste é feito para incorporar uma estimativa da perda de EE que tecnologicamente se verifica ao longo dos anos. As projeções são apresentadas na Tabela 4 a seguir.

A Tabela 4 apresenta as reduções acumuladas de energia ano a ano, sendo Economia Acumulada a energia economizada obtida através de medidas adotadas no próprio ano somada à redução de consumo devido à permanência de medidas adotadas nos anos anteriores, perfazendo no final do período uma redução de aproximadamente 106.623 GWh, que percentualmente corresponde à 10,37% do Consumo Base (1.027.896 GWh). São apresentadas também as reduções anuais de energia elétrica, sendo Economia do ano a economia realizada no ano devido apenas a medidas adotadas no próprio ano.

Tabela 4 - Projeção de Consumo de Energia Elétrica Anual.

Anos	Consumo Base (GWh)	Consumo Final (GWh)	Economia Acumulada (GNWh)*	Economia do Ano (GNWh)*
2010	419.016	419.016	-	-
2011	442.062	439.548	(2.514)	(2.514)
2012	466.375	461.211	(5.164)	(2.650)
2013	492.026	483.943	(8.083)	(2.919)
2014	519.087	507.796	(11.291)	(3.208)
2015	542.446	527.752	(14.694)	(3.403)
2016	566.856	548.490	(18.366)	(3.672)
2017	592.365	570.044	(22.321)	(3.955)
2018	619.021	592.446	(26.575)	(4.255)
2019	646.877	615.729	(31.148)	(4.573)
2020	674.693	638.700	(35.993)	(4.845)
2021	703.705	662.525	(41.180)	(5.186)
2022	733.964	687.241	(46.723)	(5.543)
2023	765.525	712.880	(52.645)	(5.921)
2024	798.442	739.477	(58.965)	(6.321)
2025	832.775	767.067	(65.708)	(6.743)
2026	868.584	795.688	(72.896)	(7.188)
2027	905.934	825.379	(80.555)	(7.659)

Anos	Consumo Base (GWh)	Consumo Final (GWh)	Economia Acumulada (GNWh)*	Economia do Ano (GNWh)*
2028	944.889	856.178	(88.711)	(8.156)
2029	985.519	888.129	(97.390)	(8.680)
2030	1.027.896	921.273	(106.623)	(9.233)

*GNWh: Giga Negawatts[2] hora é a eficiência energética propriamente dita, aqui tomada com sinal negativo, representando o montante de energia conservada.

(Fonte:(MME, 2011))

3.2.2. Medidas e ações de EE

É importante notar que nos modelos de previsão adotados no PNE 2030, as previsões do consumo de eletricidade já consideram, intrinsecamente, 5% do volume de energia conservada associada a um progresso autônomo decorrente de melhores práticas no uso e, principalmente, da progressiva substituição, nos diferentes segmentos econômico-sociais, dos equipamentos elétricos por outros mais eficientes. Mas mesmo esse volume exige o que o PNE 2030 chama de Medidas de Eficiência Energética (MEEs).

Apesar dos grandes benefícios que uma MEE pode trazer a seu usuário e à sociedade como um todo, muitas barreiras impedem a sua disseminação: dificuldades para financiamento, percepção dos riscos envolvidos, falta de informação, conscientização, treinamento, conhecimento das regras de um contrato de performance, acesso às tecnologias e equipamentos de uso eficiente da energia, altos custos de transação, falta de confiança no resultado das medidas, etc. Essas barreiras necessitam de políticas adequadas para serem quebradas, incluindo o desenvolvimento e fortalecimento de agentes promotores como as Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCOS).

O caderno 11 de notas técnicas do PNE 2030, já citado aqui, apresenta um grande conjunto de MEEs que visam à conservação de energia através do progresso autônomo, separando por setor e por uso final quais seriam essas MEEs. A Tabela 5 a seguir identifica os setores e respectivos usos finais abordados nesse caderno. Não serão apresentadas aqui todas as MEEs levantadas no

[2] Negawatt é uma unidade teórica de potência representando uma quantidade de energia (medida em watts) economizada. A energia economizada é um resultado direto de CE ou aumento da EE. O termo foi cunhado pelo cientista-chefe do Instituto Rocky Mountain e ambientalista Amory Lovins em 1989, argumentando que os clientes de serviços públicos não querem kWh de eletricidade; eles querem serviços de energia, como banhos quentes, cerveja gelada, salas iluminadas etc., que podem vir de forma mais barata se a eletricidade é utilizada de forma mais eficiente. Conforme (LOVINS, 1990).

PNE 2030. O que se pode dizer é que, para cada uso final da tabela, o modelo de previsão da EPE procurou identificar o potencial de economia de energia no horizonte do estudo quando da substituição de equipamentos nesses diversos usos finais.

Tabela 5 - Setores e usos finais considerados no PNE 2030 para MEEs autônomas.

Setor	Uso Final	
Industrial	Força motriz	Motores elétricos Bombas Ventiladores Compressores de ar Sistemas de refrigeração Outros equipamentos
	Calor de processo Aquecimento direto Iluminação Gerenciamento energético	
	Eletroquímica	Alumínio Cobre Soda-cloro
Comercial e Público	Força motriz Calor de processo Aquecimento direto Iluminação Gerenciamento energético	
Residencial	Refrigeração Condicionamento ambiental Iluminação Aquecimento de água	

(Fonte:(MME, 2007b))

Outro ponto importante a apresentar é que o PNE 2030 considerou a possibilidade de que os 5% previstos de demanda final de energia elétrica, a serem atendidos através de MEEs de progressão induzida, poderiam não ser alcançados. Nesse cenário, cerca de 53 TWh deveriam ser atendidos através da expansão da oferta do sistema de geração centralizada. Ao analisar a sensibilidade do cenário B1 para esse caso o PNE 2030 aponta a necessidade de atender a demanda adicional de cerca de 7.800 MW de energia elétrica envolvendo investimentos adicionais de US$ 10 bilhões, e como no horizonte, boa parte da geração hidrelétrica de baixo custo disponível já foi aproveitada, isso significaria aumento da necessidade de geração térmica a carvão ou nucleares na base, ou hidrelétricas mais caras ou de maior complexidade ambiental (antes deixadas fora do horizonte de estudo).

Conforme as opções de geração possíveis que o modelo de previsão indicou, a Tabela 6 seguinte apresenta a necessidade de instalação adicional de geração caso o programa de conservação induzido falhe. Fica evidente que o pessimismo apontado no PNE 2030 pode levar a sujar ainda mais a matriz elétrica. Assim, o PNEf apresenta linhas de ações de EE para os diversos setores como forma de se alcançar os 5% de progresso autônomo, bem como os outros 5% previstos de progresso induzido, no entanto, ao contrário do PNE 2030, o PNEf não estimou o montante de investimentos necessários para as ações levantadas.

Tabela 6 - Expansão adicional da oferta de geração na ausência de MEEs induzidas.

Fonte de Geração	Potência
Hidrelétrica	600 MW
Térmicas a gás natural	4.500 MW
Térmica a carvão mineral	500 MW
Centrais nucleares	2.000 MW
TOTAL	7.600 MW

(Fonte:(MME, 2007b))

Retomando-se as cinco categorias de linhas de ações de EE do PNEf, para que os programas de conservação autônomo e induzido apresentem resultados positivos, que talvez até superem os 10% previstos, segue um resumo no Anexo F das principais ações apresentadas no PNEf conforme a categoria. Procurou-se apontar se as tecnologias ligadas ao conceito de RI foram consideradas. Demonstrou-se que, apesar do potencial, tecnologias de telecomunicações, controle e geração distribuída de pequeno porte foram pouco consideradas no planejamento da EE nacional.

Vale destacar que, apesar disso, o agente público, quando estabelece padrões mínimos de EE para equipamentos, dentro da Lei de EE, ajuda a incorporar novas tecnologias que contribuem para a aceleração dos ganhos com EE, mas continua sendo apenas um programa voltado para a substituição de equipamentos, e não formas de se incentivar o controle inteligente do consumo. Tendo em vista que a Aneel já sinaliza mudanças importantes na direção da microgeração, o impacto dos consumidores finais na EE passa a ser de grande importância.

É preciso se investir na mudança dos padrões de hábitos de consumo dos usos finais, para isso é preciso primeiramente conhecer os diversos consumidores, o que é possível com as novas tecnologias disponíveis, tanto para medição quanto para geração descentralizada de energia elétrica. A expansão das RIs traz possibilidades como o gerenciamento do consumo, o despacho energético de unidades descentralizadas e a agregação de informação aos fluxos de energia, representando oportunidades a mais para se aumentar a EE global dos SEPs.

PARTE II – DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DE SOLUÇÃO



"Cientistas de hoje substituíram experiências por matemática, e eles afastam-se, equação depois de cada equação, e eventualmente constroem uma estrutura que não tem nenhuma relação com a realidade".

Nikola Tesla
Julho de 1934

4. Conservação de Energia em Rede Inteligente

Em muitos países, a infraestrutura de energia elétrica é antiga e tem sido usada de forma intensa a partir do fato de que a demanda por eletricidade aumenta. Essa sobrecarga irá piorar à medida que grande número de veículos elétricos, bombas de calor e outras novas cargas usem mais energia do sistema elétrico de potência. Está se tornando cada vez mais difícil obter permissão para construção e instalação de novos equipamentos dos sistemas de potência, particularmente, usinas e linhas de transmissão. Portanto, programas pelo lado da demanda têm sido introduzidos largamente para fazer melhor uso da infraestrutura existente de fornecimento de energia e para controlar o crescimento da demanda.

O aumento do uso de geração renovável de energia altera o padrão de saída das centrais de geração e o fluxo de potência nos circuitos de transmissão e distribuição devido ao grande aumento da intermitência nessas fontes. Uma solução para esse grande aumento de variabilidade é adicionar dispositivos de armazenamento de energia em grande escala. Isso atualmente não é prático devido às limitações técnicas e ao custo. Assim, flexibilidade no lado da demanda é outra forma de permitir a integração de um grande montante de energia renovável.

A introdução dos conceitos de microgeração, minigeração e microrredes também exigem um gerenciamento da carga do consumidor, bem como do relacionamento dessa carga com a rede da distribuidora, já que agora existe uma fonte local de suprimento de energia.

Controle de carga ou gerenciamento de carga tem sido muito difundido na operação de sistemas de potência por um longo tempo com uma variedade de terminologias usadas para descrevê-la. O nome Gerenciamento pelo Lado da Demanda (DSM do inglês *Demand-Side Management*) tem sido usado desde os anos 1970 como uma forma sistemática de gerenciar cargas (KREITH; GOSWAMI, 2007). Posteriormente uma série de conceitos, incluindo Resposta da Demanda (DR do inglês *Demand Response*) e Controle Direto de Carga (DLC do inglês *Direct Load Control*), foram definidos para descrever uma variedade de diferentes iniciativas pelo lado da demanda, conceitos esses que serão apresentados a seguir.

Para evitar a confusão causada por essa sobreposição de conceitos e terminologias, o Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRÉ do francês *Conseil international des grands réseaux électriques*) criou um Grupo de Trabalho (GT), que durou de 2004 a 2010 e

que gerou o documento '*Demand Side Integration* (DSI)' (CIGRE WG C6.09, 2011) publicado em 2011.

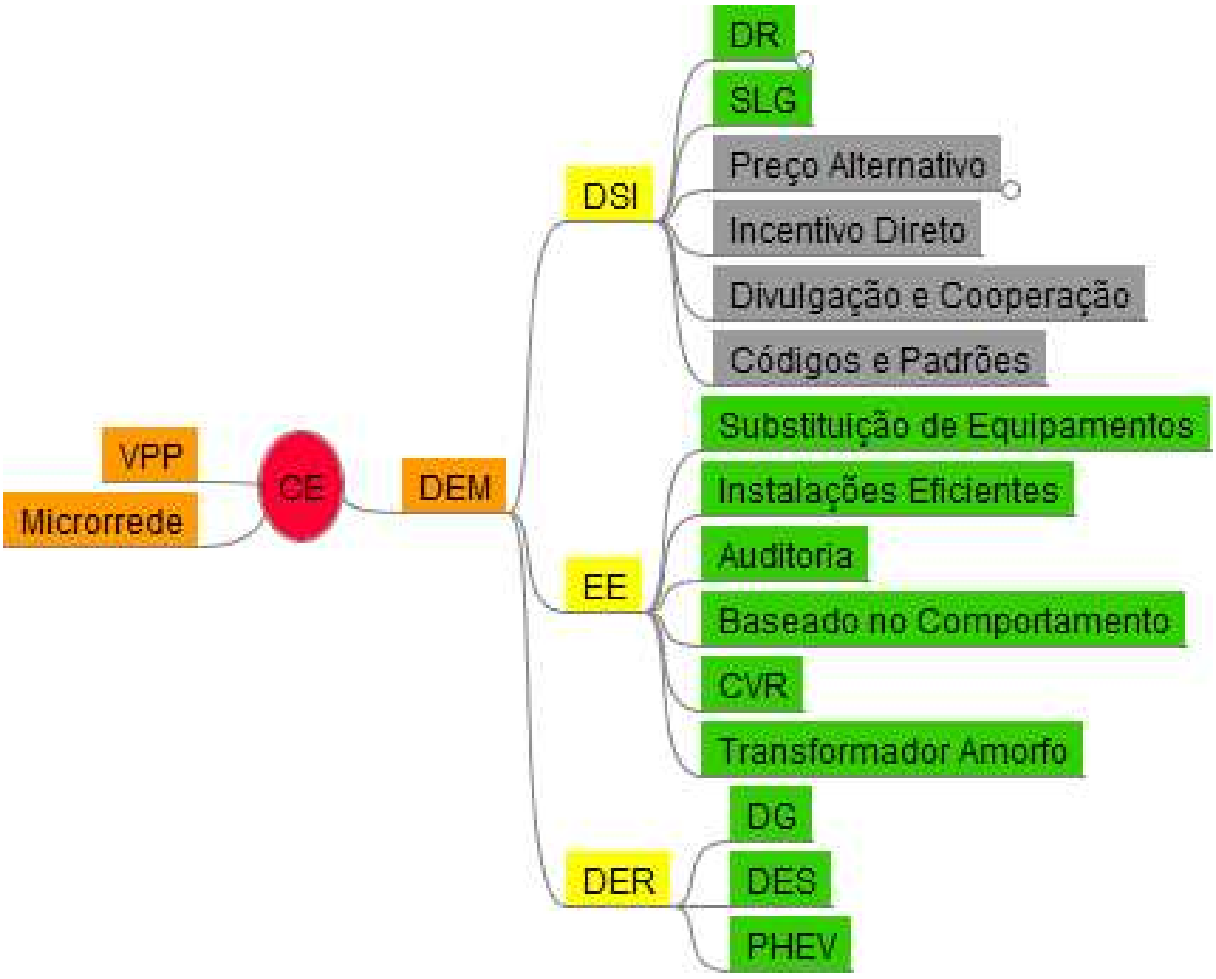
Conforme esse documento, Integração pelo Lado da Demanda (DSI do inglês *Demand-Side Integration*) é usado para se referir a todos os aspectos das relações entre o sistema elétrico de potência, o fornecimento de energia, e a carga do usuário final. DSI também será detalhado neste capítulo.

Após apresentar a atual mudança em curso do conceito de DSM para DSI é apresentado de forma mais detalhada os recursos de EE que se pode fazer uso como forma de uma redução global e permanente do consumo. Formas de EE nos principais usos finais são apresentadas, bem como um roteiro para realização de auditoria energética é mostrado. As influências das mudanças de comportamento do consumidor na EE são exemplificadas, bem como possíveis formas de se realizar EE pelo lado da concessionária, ou seja, pelo lado da oferta são demonstrados.

Mostradas as MEEs dentro do conceito de RI, é introduzido o conceito de Recursos Energéticos Distribuídos (DER do inglês *Distributed Energy Resources*). DER consiste na geração de energia pelo lado da demanda, incluindo Geração Distribuída (DG do inglês *Distributed Generation*), Armazenamento Distribuído de Energia (DES do inglês *Distributed Energy Storage)* e Veículos Elétricos e Híbridos Plugáveis (PHEV do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicles*).

Finalmente a integração de DSI, EE e DER é apresentado sob o guarda-chuva do Gerenciamento Dinâmico de Energia (DEM do inglês *Dynamic Energy Management*), baseando-se no conceito criado pelo Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI do inglês *Electric Power Research Institute*) que incorpora os princípios do gerenciamento convencional de energia, representados em DSM, DR, DER, e os une em um arcabouço integrado que simultaneamente leva em conta conservação permanente de energia, redução permanente de demanda, e reduções temporárias do pico de carga.

O agrupamento desses diversos consumidores, cada um com seu potencial de redução de demanda e de geração de energia, forma dois conceitos, o de Microrrede inteligente (do inglês *Microgrid*) e o de Planta Virtual de Geração (VPP do inglês *Virtual Power Plant*), que serão detalhados posteriormente. O objetivo desta tese é então alcançado ao se unir e aplicar DEM, Microrredes inteligentes e VPP levando-se à plena CE nas redes de energia elétrica. A Figura 8 a seguir ilustra através de um fluxograma em mapa mental a ligação entre esses conceitos.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 8 - Interligação entre os diversos conceitos contidos na Conservação de Energia.

4.1. Integração pelo Lado da Demanda (DSI)

Uma crescente comunidade internacional vem adotando DSI como se referindo à área técnica que cobre todos os aspectos do DSM na atual reestruturação da indústria elétrica (BAITCH et al., 2007). O GT do CIGRE C6.9 *'Demand Side Response'*, já citado aqui, teve como escopo:

- Investigar e descrever vários motivadores para DSI;
- Descrever o papel da DG em vários países que afetam os vários motivadores de DSI;
- Investigar o papel e a importância das TICs;
- Descrever as várias formas de DSI e a extensão do impacto;

- Investigar o conhecimento disponível da elasticidade da demanda e da medida que os sinais de preço a impactam;
- Investigar o papel e as responsabilidades dos proprietários de rede;
- Investigar quais mudanças precisam ser implementadas.

Conforme esse GT, DSI se refere à área técnica focada na promoção do uso eficiente e eficaz de energia elétrica em apoio aos sistemas de energia e necessidades dos consumidores (HATZIARGYRIOU; SCHWAEGERL, 2011). DSI abrange todas as atividades focadas em promover a eficiência na utilização final, e eficaz utilização de eletricidade, incluindo a resposta da demanda e EE.

DSI pode ajudar a adiar investimento em novas infraestruturas pela redução do pico da demanda do sistema. Na prática o potencial da DSI depende: da disponibilidade na hora certa da informação aos consumidores, da duração e do tempo de resposta deles, desempenho da infraestrutura de TICs, medição inteligente, automação do equipamento do usuário final e de preços/contratos definidos, como será visto.

4.1.1. Do DSM para a DSI

Um desafio chave ao longo das décadas para as empresas de energia elétrica continua sendo o balanceamento entre a demanda do consumidor por eletricidade com custos, questões ambientais, e requisitos das partes relacionadas (investidores, etc.). Reconhecimento e planejamento para a integração de programas voltados para o consumidor como EE e DR, pode ajudar a mitigar a necessidade futura de capacidade de geração, garantindo utilização eficiente das instalações, e aumentando as escolhas disponíveis para o gerenciamento pela concessionária dos desafios futuros.

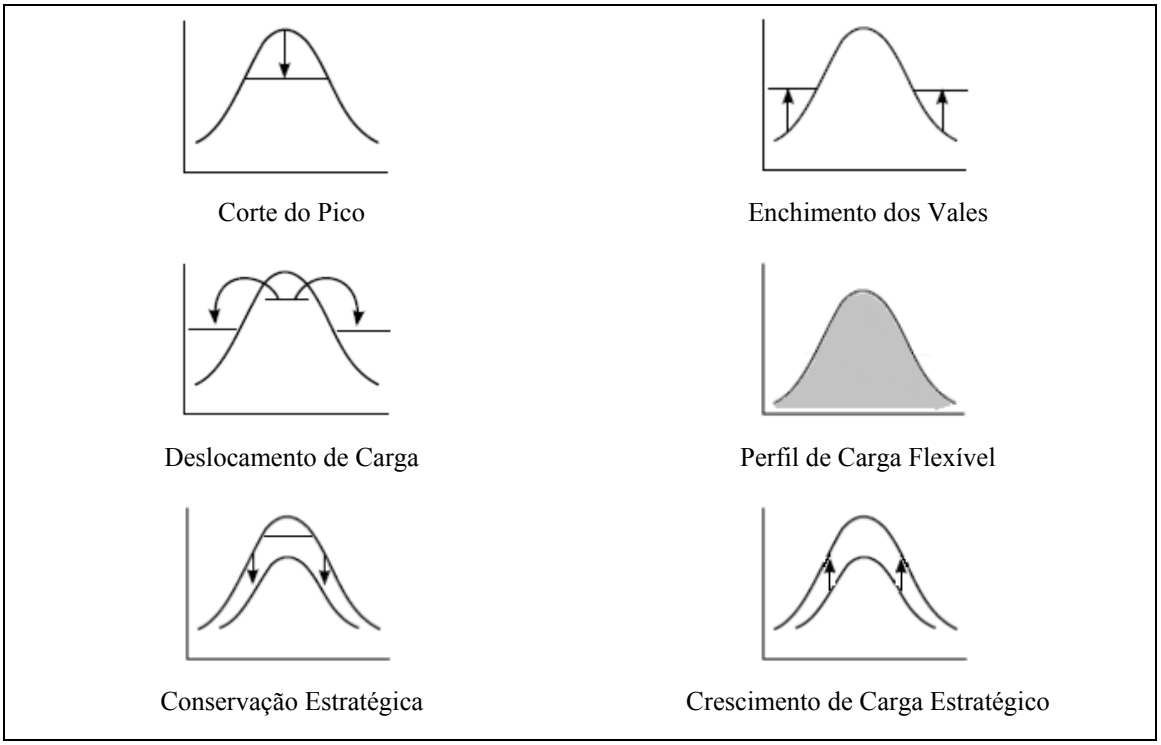
Nesse sentido o lado da demanda apresenta vários termos em uso, os quais possuem significados próximos e relacionados, mas com pequenas diferenças de foco. Duas definições amplamente usadas são:

- **DSM**: o planejamento e implementação daquelas atividades da concessionária projetadas para influenciar o uso de eletricidade do consumidor em formas que produzirão mudanças desejadas no perfil de carga, mudanças no padrão e magnitude de uma carga. DSM abrange todo o intervalo de funções de gerenciamento associadas com atividades direcionadas para

o lado da demanda, incluindo planejamento, avaliação, implementação e monitoramento. Oportunidades de DSM podem ser encontradas em todas as classes de consumidores incluindo residencial, comercial, industrial, e todas as outras.

- **DR**: atividades projetadas para influenciar a demanda do consumidor no curto prazo, principalmente para redução do pico de demanda. Tipicamente incluem DLC, ou esquemas tarifários como tarifa pelo horário de uso, preço em tempo real ou preço de pico crítico.

Muitos dos conceitos anteriormente publicados são aplicáveis dentro dos novos ambientes. Em particular, métodos modernos de implementação podem ser relacionados com os métodos tradicionais através da comparação dos objetivos dos programas quanto ao impacto no perfil de carga (CHUANG; GELLINGS, 2008). Programas de DSM são projetados para alcançarem impactos desejados no perfil de carga, como representado pelos objetivos de adaptação do perfil de carga mostrados na Figura 9.

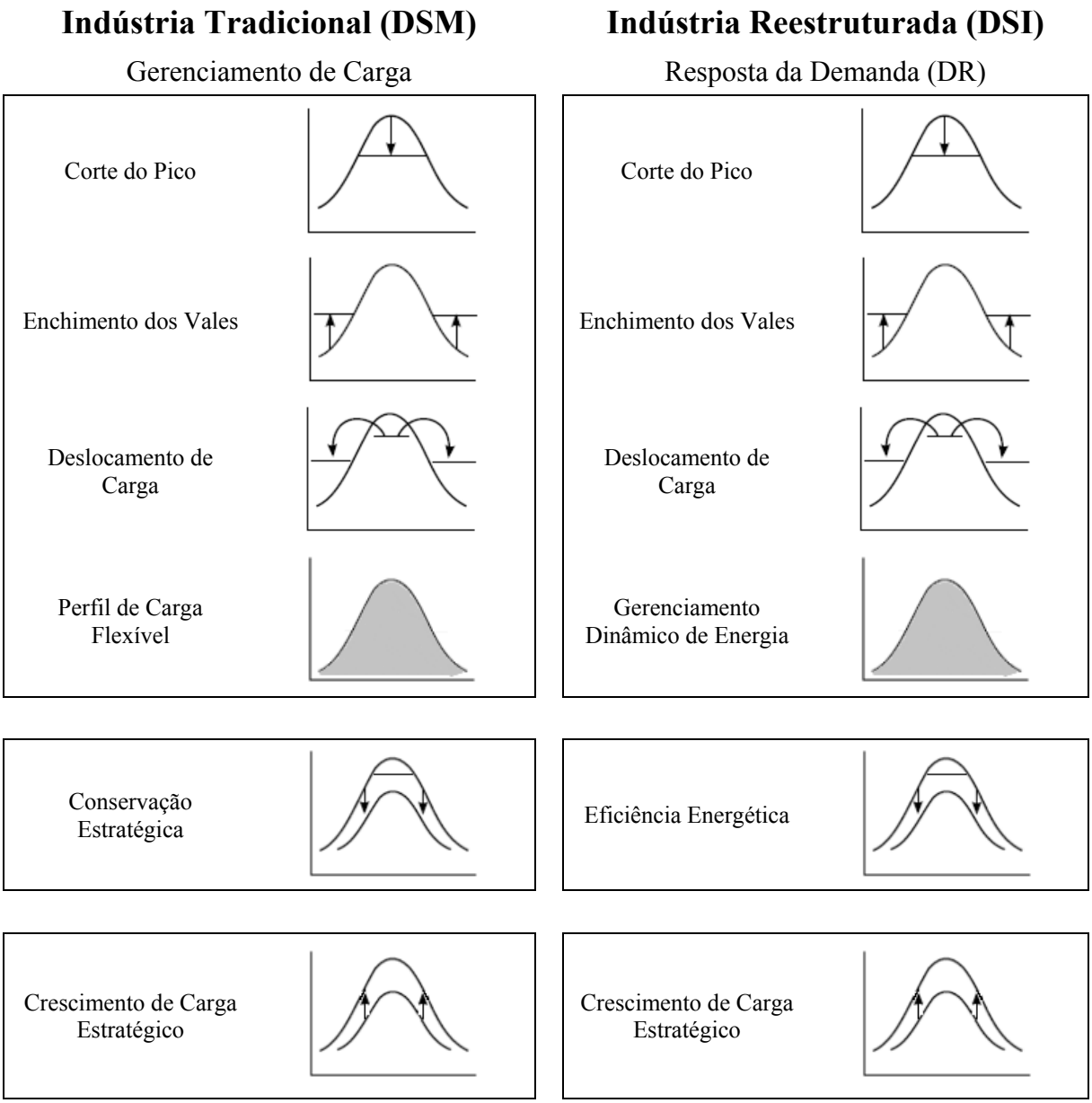


(Fonte: Adaptado de (CHUANG; GELLINGS, 2008).)

Figura 9 - Objetivos de adaptação do perfil de carga.

Os quatro primeiros, Corte do Pico (PC do inglês *Peak Clipping*), Enchimento dos Vales (VF do inglês *Valley Filling*), Deslocamento de Carga (LS do inglês *Load Shiffting*) e Perfil de Carga Flexível (FLS do inglês *Flexible Load Shape*), representam objetivos de alteração do

consumo em horas dos dias ou estações do ano específicas. Esses quatro objetivos podem ser afetados em tempo de operação através do gerenciamento de carga pela concessionária. Os outros dois perfis de carga, Conservação Estratégica (SC do inglês *Strategic Conservation*) e Crescimento de Carga Estratégico (SLG do inglês *Strategic Load Growth*), representam objetivos de diminuição ou aumento de carga a níveis considerados efetivos no longo prazo.



(Fonte: Adaptado de (CHUANG; GELLINGS, 2008).)

Figura 10 - Mudanças de terminologia devido à reestruturação do DSM para a DSI.

Como muitos consumidores não estão mais em um ambiente de gerenciamento centralizado de carga guiado pela distribuidora, o conceito de DR é mais compatível com os princípios de mercado competitivo atualmente em voga. Nas regiões já reestruturadas, o lado da demanda é geralmente composto por varejistas de energia (*i.e.*, concessionárias, prestadores de serviços de energia, etc.) participando dos mercados atacadistas de energia em benefício dos consumidores finais. Juntos, varejistas de energia e consumidores finais podem fornecer valiosos serviços com seus recursos pelo lado da demanda para apoiar a rede ou as necessidades do mercado. Assim, operadores de rede regionais de mercados competitivos têm estabelecido programas de DR baseados em sinais de mercado para impactar o perfil de carga.

Com essa mudança de foco também houve mudança de terminologia, quando do DSM para a DSI, entre elas, Gerenciamento de Carga vem sendo substituído pelo termo DR, EE tem sido comumente usado para se referir a SC. E também FLS tem sido substituído pelo conceito de Gerenciamento Dinâmico de Energia, mas não como o proposto pelo EPRI já citado aqui. Apesar dessas diferenças na terminologia, os conceitos de perfis de carga se mantêm e na Figura 10 é possível associar os objetivos tradicionais com os reestruturados.

Por questão de espaço o Apêndice B detalha com exemplos os impactos que causam cada objetivo de adaptação do perfil de carga dentro da DSI, principalmente os ligados a DR e EE, enfatizando tecnologias de RI.

4.1.2. Motivadores e Desafios da DSI

Conforme (BAITCH et al., 2007) motivadores comuns estão encorajando o desenvolvimento da DSI pelo mundo. Esses motivadores incluem:

- **Regiões de recursos limitados** enfrentam encolhimento das margens de reserva em meio à crescente demanda e oposição local contra a expansão de capacidade. Uma mentalidade de "não no meu quintal" cada vez mais cria dificuldades para a transmissão em massa tradicional e expansão da geração;
- **Melhorias econômicas** são buscadas pelo lado da demanda dos mercados de eletricidade, o que inclui consumidores finais e varejistas de energia. Economias podem ser obtidas

através da participação do cliente em programas de EE, DR, e outras atividades coordenadas pelo lado da demanda;

- **Preocupações com a confiabilidade** obrigaram operadores de redes a estruturar programas destinados a integrar a participação do lado da demanda em mercados de eletricidade. Em algumas regiões, os operadores de sistema são incentivados pelos reguladores a criarem programas que tratem recursos do lado da demanda em pé de igualdade com recursos do lado da oferta;
- **Preocupações ambientais** sobre emissões de carbono estão promovendo conservação e EE;
- **Reforço da inovação** é um subproduto esperado da reestruturação da indústria de energia elétrica. Aumento nas opções de produto e serviço ativa e melhora a participação do cliente em oportunidades no lado da demanda.

Problemas na infraestrutura dos sistemas elétricos estão tornando-se significativos, principalmente em países onde a demanda de eletricidade está ultrapassando a oferta e a infraestrutura de rede é antiga. À medida que a carga cresce e os sistemas alcançam seu final de vida útil, o custo de capital para investimentos aumentam juntamente com os riscos de confiabilidade do sistema. Isso contribuiu para o aumento dos custos de geração e volatilidade dos preços, o que por sua vez motiva mais ainda a introdução da DSI.

Apesar dos motivadores, desafios comuns são encontrados internacionalmente que inibem a difusão da DSI. Esses desafios incluem:

- **Agregação** de vários pequenos recursos pelo lado da demanda (menores do que 1MW) para participação no mercado requer atualização de procedimentos de operação, sistemas computacionais, e processos de negócios dos vários participantes do mercado (*e.g.*, concessionárias, agregadores, Agentes de Redução de Carga (CSPrs do inglês *Curtailment Service Providers*), e outros varejistas de energia).
- **Automação da DR** é necessária para poder afetar a integração de todas as fontes de recursos dos usuários finais que poderiam tornar-se disponíveis como suporte à rede e em operações de mercado.
- **Confiança do operador** do sistema em contar com recursos pelo lado da demanda como apoio em operações em tempo real e de mercado.

- **Custo** para investir na infraestrutura de equipamentos requeridos para permitir integração é difícil de justificar. A realização de um programa típico requer a presença de medição inteligente e sistemas de comunicação bidirecional. Em muitos casos a simples economia de energia sozinha frequentemente não justifica o investimento requerido. A instalação desses equipamentos deve ser motivada por uma combinação de fatores. A viabilidade econômica deve ser avaliada levando-se em conta os benefícios da medição automatizada e outras funcionalidades.
- **Tarifas do varejo** necessárias para consistentemente prover incentivos ao consumidor para praticar DR. Contudo, as tarifas de energia são normalmente do tipo convencional, ou seja, um valor único para todas as horas do dia.
- **Estruturas de mercado no atacado** predominantemente não observam as preferências do lado da demanda em relação aos serviços de eletricidade. O preço no atacado da eletricidade poderia levar em conta a disposição do consumidor em pagar por serviços diferenciados, como por exemplo, confiabilidade no fornecimento, serviços auxiliares, fontes verdes, ente outros.
- **Relutância dos consumidores** em modificar a forma como consomem eletricidade é outro desafio. Os consumidores precisam perceber que a recompensa que estão obtendo compensa pelos inconvenientes e custo de modificação de seus hábitos. Os incentivos mais fortes são econômicos, mas alguns outros incentivos podem também motivar o consumidor. Em locais que sofrem frequentes interrupções, os consumidores podem estar mais receptivos se perceberem que medidas de DR são importantes para melhorar a confiabilidade do fornecimento.

Os desafios descritos são indicativos de questões técnicas, econômicas, políticas, entre outras que precisam ser respondidas para integração dos pequenos usuários finais, já que esses consumidores representam um potencial substancial de recursos pelo lado da demanda.

4.2. Eficiência Energética

EE pode ser definida como a razão da energia requerida para realizar um serviço específico pela quantidade de energia usada para esse processo (EPE, 2010, cap. 2). Melhoria na EE aumenta

a produtividade das fontes básicas de energia por fornecer esses serviços com menos fontes de energia. Por exemplo, condicionamento ambiental, iluminação ou força motriz pode ser fornecido com menor entrada de carvão, sol, vento, ou urânio em um sistema mais eficiente energeticamente.

Como apresentado no item sobre DSI, EE é considerado um método da DSI, sendo uma mudança do perfil de carga que resulta de programas direcionados para o consumo final de energia, entendido como uma redução global do consumo. A mudança reflete uma modificação do perfil de carga envolvendo uma redução nas vendas de energia elétrica bem como uma mudança nos hábitos de uso. No primeiro caso a redução nas vendas é devida à substituição de equipamentos por outros mais eficientes e no segundo pela mudança do comportamento do consumidor frente ao uso da energia elétrica, principalmente através da informação sobre seu consumo.

Apresenta-se no Apêndice C como a EE de equipamentos e instalações pode ser abordada, incluindo como seria a realização de uma auditoria energética na prática. E ainda a EE através da mudança de comportamento do consumidor é mostrada como ferramenta a ser utilizada. Outro recurso de EE que é apresentado, agora pelo lado do sistema de distribuição, é a chamada Conservação pela Redução de Tensão (CVR do inglês *Conservation Voltage Reduction*). Consiste em operar a rede de distribuição próxima ao seu limite inferior de tensão, ou seja, próximo ao limite inferior da Faixa Adequada de Tensão, conforme definido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2011b).

4.3. Recursos Energéticos Distribuídos (DER)

Pelo mundo, em diversos países, principalmente nos dependentes de fontes fósseis, os sistemas de potência convencionais centralizados estão enfrentando os problemas da diminuição das fontes fósseis, a pouca aplicação da EE e mudanças climáticas pela poluição ambiental. Esses problemas têm levado a uma nova tendência de geração de energia, local no nível de tensão de distribuição, e usando fontes não convencionais (alternativas) ou renováveis tais como gás natural, biogás, eólica, células solares fotovoltaicas, Sistema de Cogeração (CHP do inglês *Combined Heat and Power*), microturbinas, motores S*tirling*, Pequena Central Hidrelétrica (PCH), conversão térmica solar, conversores de biomassa, geotérmica, energia das marés, entre outras. Esse tipo de geração de energia elétrica é reconhecido como sendo DG (CHOWDHURY et al., 2009).

No coração do sistema elétrico está a necessidade constante de equilibrar a oferta e a demanda. As *commodities* de energia como o gás natural, petróleo e carvão podem ser facilmente armazenadas em quantidades maciças. Entretanto, o armazenamento de eletricidade tem sido relativamente caro e complexo. Os operadores do sistema elétrico, muitas vezes necessitam recorrer a reservas de geração convencional para atender às mudanças na demanda.

No entanto, as tecnologias emergentes concebidas para armazenar energia (DES) podem fornecer energia significativa, benefícios econômicos e ambientais. Essas tecnologias de armazenamento são classificadas em eletromecânicas (*e.g*., ar comprimido, reservatório de água, volante de inércia (do inglês *flywheel*), Armazenamento de Energia Magnética Através de Supercondutores (SMES do inglês *Superconducting Magnetic Energy Storage*)), eletroquímicas (*e.g.*, baterias com diversas combinações de íons e células a combustível) e térmicas (*e.g*., gelo, água quente).

Oriunda de fontes alternativas ou não, a DG tem sido muito discutida no meio acadêmico e no setor elétrico há mais de uma década (TOLEDO, 2012). Diversas tecnologias têm sido aplicadas e, ao se incluírem os sistemas DES tem-se o que se chama de DER. Existe também o recurso dentro da DER do PHEV, isto porque o mesmo tem uma bateria. Quando esse veículo não possui um motor a combustão (daí o híbrido) o mesmo é chamado apenas de Veículo Elétrico (EV do inglês *Electric Vehicle*). Apesar de na maior parte do tempo ser uma carga, um veículo com armazenamento de energia pode, em algum momento, fornecer energia para a rede.

Os atuais sistemas de energia têm que ceder espaço para um maior uso de energia renovável – tanto distribuída quanto centralizada. E quando a penetração de renováveis aumentar, as concessionárias e o operador do sistema enfrentarão novos desafios no balanceamento de uma rede confiável, segura e rentável. As tecnologias de RI permitirão essas mudanças pela integração de DERs, permitindo a conexão do usuário final mais próximo com o sistema de energia elétrica. O Apêndice D apresenta de forma mais detalhada alguns conceitos do estado da arte das tecnologias de DG, de DES e de PHEV.

É evidente que pelo seu custo muitas dessas tecnologias DER ainda não podem ser utilizadas em larga escala, mesmo na média tensão por parte das empresas de distribuição de energia elétrica ou por grandes consumidores. No entanto, algumas dessas tecnologias, como eólica de pequeno porte, solar fotovoltaica, solar térmica, armazenamento de gelo e PHEV podem ser

usadas pelos consumidores finais já hoje, principalmente após o estabelecimento da regulação de micro e minigeração distribuídas pela Aneel (ANEEL, 2012b).

4.4. Gerenciamento Dinâmico de Energia (DEM)

Como apresentado por (GELLINGS, 2009) no capítulo 7, DEM é o uso inovador da infraestrutura de RI de forma a permitir o gerenciamento de carga e a resposta da demanda. DEM incorpora os princípios convencionais de gerenciamento da energia DSI (DR, DLC), EE e DER (DG, DES, PHEV) de uma forma integrada em um arcabouço que simultaneamente proporciona economias permanentes de energia, reduções permanentes de demanda e reduções temporárias do pico de carga.

Isso é efetivado através de um sistema integrado composto por dispositivos inteligentes no usuário final e DER com capacidades de controles e comunicações altamente avançados que permitem um gerenciamento dinâmico de todo o sistema. Essa prática simultânea de medidas se diferencia do gerenciamento convencional de energia e elimina qualquer ineficiência inerente que poderia surgir de uma estratégia baseada na aplicação separada de cada tecnologia. DEM consiste de quatro componentes principais:

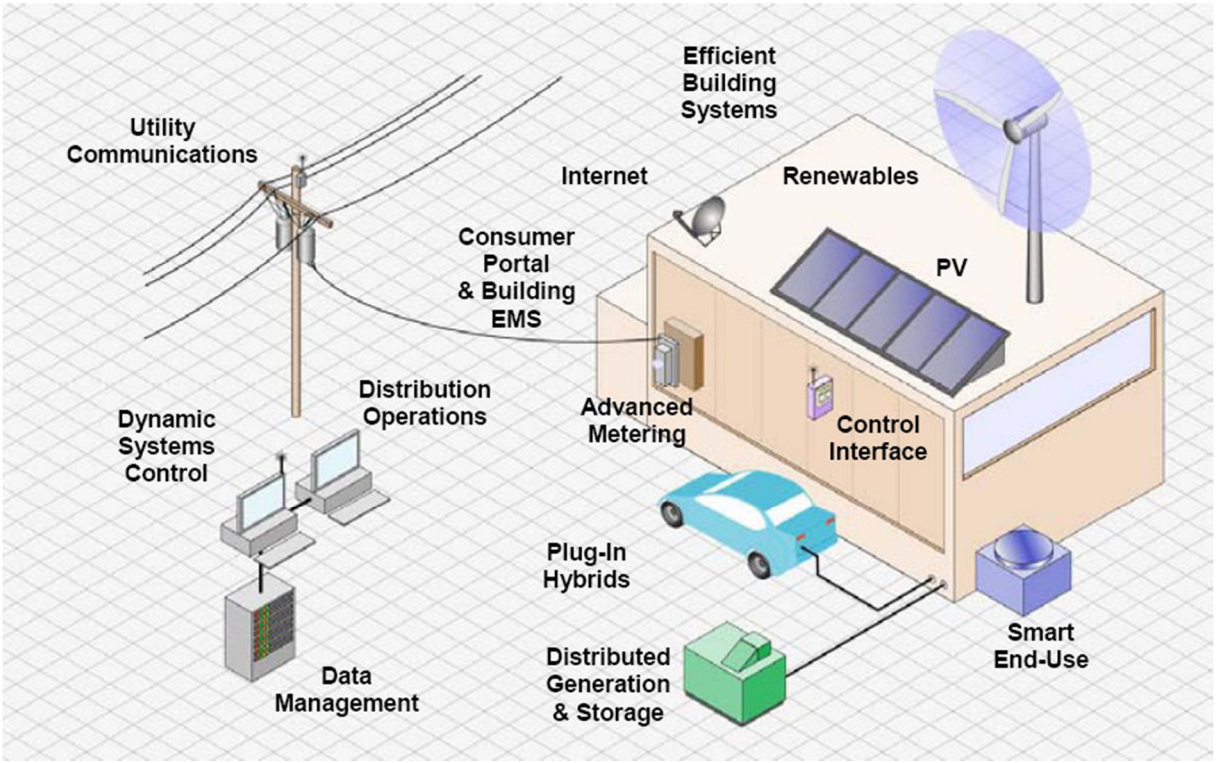
1. Dispositivos inteligentes eficientes energeticamente no usuário final;
2. DER inteligentes;
3. Sistemas de controle predial avançados;
4. Arquitetura integrada de comunicações.

Esses são os componentes que agem como os blocos de construção do conceito de DEM. Os componentes ajudam um ao outro e interagem entre si para contribuir para uma infraestrutura que é dinâmica, totalmente integrada, de alta EE, automatizada e capaz de aprender.

O resultado é uma infraestrutura composta de elementos individuais que são capazes de trabalhar em conjunto para aperfeiçoar a operação do sistema integrado baseado em exigências dos consumidores, nas restrições de serviços públicos, nos incentivos disponíveis e outras variáveis, como clima e ocupação do edifício.

A Figura 11 a seguir mostra um exemplo da infraestrutura DEM aplicada a uma edificação genérica. Neste exemplo existem comunicações bidirecionais via Internet e comunicação através

da rede elétrica (PLC do inglês *Power Line Communication*). A instalação é equipada com dispositivos inteligentes e eficientes energeticamente no usuário final, com um Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS do inglês *Energy Management System*), controles automáticos com capacidades de gerenciamento de dados, e DER tais como solar PV, turbinas eólicas e outros sistemas de geração local e armazenamento.



(Fonte: (PARMENTER et al., 2008).)

Figura 11 - Infraestrutura DEM aplicada a uma edificação genérica.

Assim, dispositivos eficientes energeticamente, controles e estratégias de DR são acoplados com fontes locais de energia para servirem como um "recurso" adicional de energia para a concessionária. Não apenas todos esses elementos contribuem para o lado da oferta da concessionária, pela redução da demanda da instalação, como os DER podem também fornecer energia excedente para a rede.

Um sistema DEM é provável que tenha um impacto muito maior no consumo de eletricidade e demanda de uma instalação do que apenas a implementação de EE e/ou DR nessa mesma instalação. RI é assim um conjunto de tecnologias habilitadoras do arcabouço de DEM.

4.4.1. Gerenciamento de Energia Atual no Usuário Final

Como apontado em (PARMENTER et al., 2008) a prática corrente na fase de aplicação do gerenciamento de energia no consumidor consiste de vários elementos usados sozinhos ou em combinação para causar uma mudança nas características do uso da energia em uma instalação. Em geral esses elementos podem ser divididos em sete categorias principais:

1. Auditorias energéticas ou revisão das características históricas do uso da energia para identificar áreas problemáticas;
2. Melhorias na operação e manutenção dos dispositivos e processos existentes no usuário final para redução do uso da energia, demanda, e/ou materiais - isso inclui medidas de limpeza e manutenção, recuperação de calor, diagrama de energia, recuperação de material, redução de perdas, etc.;
3. Substituição ou *retrofit* de dispositivos ou processos existentes no usuário final por dispositivos eficientes energeticamente para redução do uso da energia, demanda, e/ou materiais, bem como para melhorar a produtividade - isso inclui substituição de combustível (*e.g.*, de um processo termal para uma eletro tecnologia);
4. Estratégias de alteração do perfil de carga tais como armazenamento térmico de energia que desloca a carga para períodos fora do pico;
5. Instalação de controles para ligar/desligar ou aumentar/ diminuir equipamentos do usuário final conforme necessário ou desejado para reduzir o uso da energia e/ou demanda - isso inclui controles locais e sistemas de gerenciamento da edificação;
6. Estratégias de DR para redução temporária do pico de demanda; e
7. Uso de DER para substituição ou redução da dependência da eletricidade da rede.

Em alguns casos o consumidor final toma a iniciativa de empregar um ou mais dos elementos listados acima. Muitas vezes, contudo, os aplicadores de vários programas de gerenciamento de energia solicitam participantes. Os elementos são geralmente aplicados separadamente ou de forma fragmentada, com os tipos de medidas aplicada sendo uma forte função dos programas e incentivos oferecidos pelos promotores do programa aos participantes. Avaliações econômicas são também uma componente chave para os programas de gerenciamento do uso da energia para quantificar custos esperados, economias, períodos de retorno e retornos sobre o investimento.

Todos estes sete elementos se inserem no âmbito da DSI, em seu sentido mais amplo. No entanto, a típica prática compartimenta os elementos em três tipos principais de programas.

Especificamente, os cinco primeiros elementos são considerados convencionalmente ser englobados em programas DSM, enquanto que os dois últimos elementos são muitas vezes considerados separadamente e caem dentro de DR e programas DER, respectivamente.

É importante observar que DSM nunca prescreveu no seu conceito original que os elementos devem ser aplicados simultaneamente como faz o DEM. Além disso, DSM resulta principalmente na aplicação de quatro tipos principais de componentes convencionais. Esses componentes incluem (1) dispositivos eficientes energeticamente no usuário final (o que inclui modificação de dispositivos e processos existentes, bem como de novos); (2) equipamento adicional, sistemas e controles que permitem mudança do perfil de carga (como dispositivos de armazenamento térmico de energia); (3) sistemas de controle padrões para "ligar/desligar" ou "abaixar/aumentar" dispositivos conforme necessário ou desejado; e (4) o potencial para comunicações entre o usuário final e uma parte externa (contudo, isso não é geralmente empregado para uma grande extensão).

Muitas vezes, os componentes são aplicados separadamente ao invés de simultaneamente. Por exemplo, um programa de EE em iluminação pode oferecer incentivos para conversão de lâmpadas T-12 e reatores magnéticos para lâmpadas T-8 e reatores eletrônicos, mas pode não oferecer incentivos para controles da iluminação ou outras medidas. Em adição, um programa de aquecimento de água pode oferecer incentivos específicos para conversão de aquecedores de água a gás para aquecedores elétricos ou aquecedores de água com bomba de calor. Ainda outros programas oferecem incentivos para economias de energia em toda a edificação, independentemente de como as economias sejam alcançadas.

Todas essas medidas afetam positivamente ambos concessionárias de energia e os consumidores em alguma extensão. Contudo, se na construção de todo programa fosse incorporada uma série de medidas, juntamente com uma ligação dinâmica entre os dispositivos de uso final, controladores e fornecedores de energia, os benefícios seriam otimizados. Esse é o objetivo do DEM.

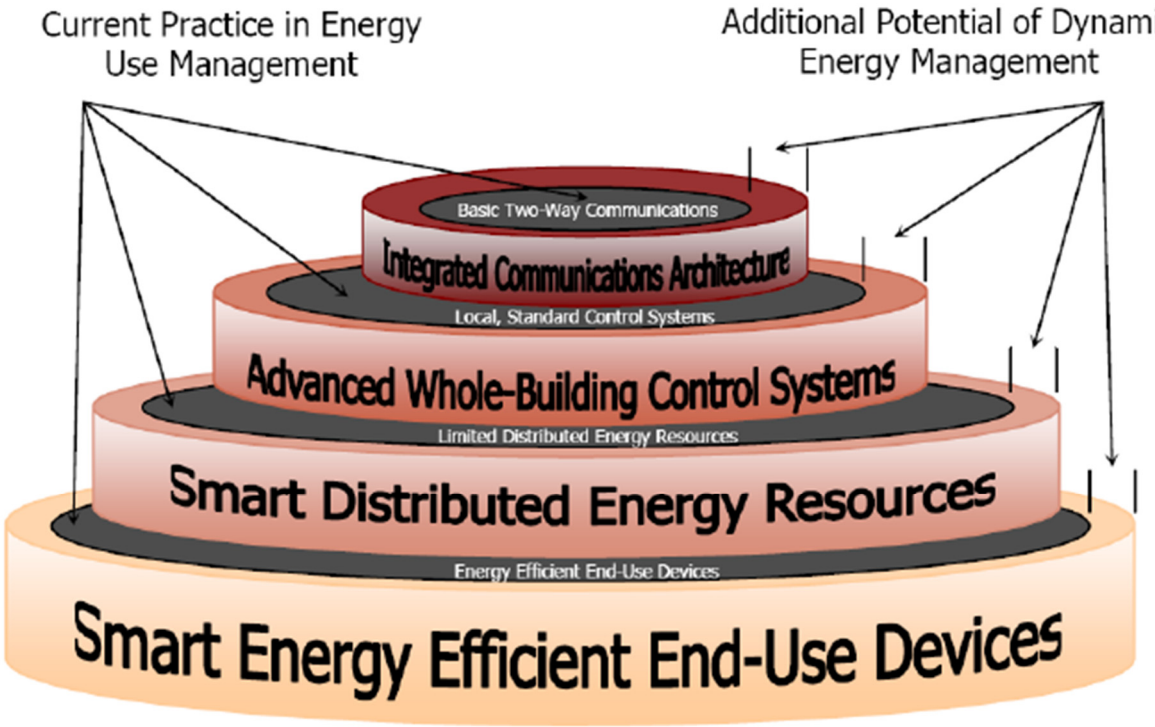
Na prática corrente, são oferecidos aos consumidores programas individuais em vez de um serviço único compreendendo diferentes opções para gerir sua carga de eletricidade. Muito raramente os fornecedores de serviços de energia falam sobre integração de EE e DR em uma única oferta, muito menos acoplado ao oferecimento de DER. Virtualmente todos os programas de EE ajudam a diminuir os picos de carga, mesmo se a redução do pico não é o objetivo primário do

programa. DER tem o mesmo efeito. De forma análoga, participação em programas de DR pode frequentemente produzir economias de energia em adição às reduções do pico de demanda.

A análise da interação de EE, DSI e DER está faltando na prática atual. Um sistema de DEM, como previsto aqui, é susceptível de preencher essa lacuna com uma oferta de serviços global e integrada para o consumidor final que combina a EE, DSI, e as opções de DER como um recurso de energia pelo lado da demanda unificado.

4.4.2. Principais Componentes e Características de um Sistema DEM

A Figura 12 a seguir ilustra o potencial adicional por funcionalidade oferecida pelo DEM relativamente às práticas convencionais de gerenciamento de energia. Como se percebe, a adição de tecnologias de RI transforma as soluções convencionais de gerenciamento do uso de energia em soluções avançadas, inteligentes, altamente eficientes, ambientalmente amigáveis, integradora de fontes renováveis dispersas, capaz de aprender e utilizadora de arquitetura de comunicação bidirecional.



(Fonte: (PARMENTER et al., 2008).)

Figura 12 - Potencial adicional do DEM em relação à prática corrente de gerenciamento do uso de energia.

Tudo isso permite estabelecer entre concessionária e consumidores finais um gerenciamento otimizado e dinâmico do uso da energia, agregando ao atual gerenciamento de energia, composto das sete categorias principais apresentadas, inteligência, controle, comunicação e integração.

Os dispositivos eficientes energeticamente do usuário final são equipados com controles e comunicações avançados, sendo capazes de se comunicarem e responderem dinamicamente a sinais externos, ajustando seu desempenho em resposta a esses sinais. Isso é o que torna esse sistema um gerenciamento dinâmico e de inteligência distribuída. Adicionalmente a esses dispositivos têm-se DER, cujo desempenho também é programado para operar de forma integrada com os dispositivos na instalação do usuário final otimizando o desempenho de todo o sistema.

Esses dispositivos inteligentes possuem uma estratégia de controle e resposta programável, onde os usuários podem ajustar níveis de desempenho baseados em uma série de parâmetros como condições ambientais externas, época do ano, hábitos e preferências de consumo, etc. Como esses dispositivos são capazes de se comunicar, eles recebem sinais externos, incluindo preços da eletricidade, eventos emergenciais, e previsões do tempo externo. Fica evidente assim a necessidade de se integrar tecnologias de RI habilitadoras dessas capacidades, fornecendo às concessionárias acesso direto à informação nesses dispositivos e a habilidade de controla-los.

Dependendo do preço horário da eletricidade, ou outros parâmetros externos e baseados na estratégia de controle pré-programada, os controladores desses dispositivos inteligentes automaticamente respondem aos sinais externos e otimizam o desempenho de todo o sistema dentro do intervalo de conforto para o usuário, objetivando minimizar os custos com eletricidade. Assim, DEM necessita tomar decisões abstratas, variando do desligamento ou ligamento de um ar condicionado, determinando o menor custo versus o conforto nas condições atuais. Informações sobre diferentes parâmetros, incluindo temperaturas pela instalação, condições externas do tempo, ocupação, eletrodomésticos e equipamentos do usuário, e consumo de energia, pode ser usado para se alcançar o objetivo programado e pode ser capaz de apresentar um comportamento previsível, bem como um custo estimado, para os ocupantes.

O controle desses dispositivos possui algoritmos de tempo real que são automáticos e respondem sem operação manual humana. Isso permite, por exemplo, resposta automática a solicitações de CSPrs ou a altos preços da energia. Mesmo com essa automação, sempre deve existir a possibilidade de o consumidor final controlar diretamente os equipamentos, ou pelo menos

serem avisados através de um sinal quando é propício o uso desses equipamentos. Ademais, um DEM conterá funcionalidades de aprendizado com lógica de aprendizado e inteligência artificial em ordem para ser capaz de aprender de experiências anteriores e incorporação dessas lições em estratégias de resposta futuras. A seguir é apresentado um sumário das principais características das partes que compõem o DEM conforme listado em (GELLINGS, 2009) e em (PARMENTER et al., 2008).

4.4.2.1. Principais Características dos Dispositivos Inteligentes

As principais características dos dispositivos inteligentes, entendendo-se esses como sendo os dispositivos eficientes energeticamente do usuário final juntamente com DER são:

- Dispositivos inteligentes são equipados com capacidades avançadas de controle e comunicação;
- Dispositivos inteligentes equipados com microprocessadores irão incorporar recursos de autodiagnostico baseados em variáveis críticas de operação possibilitando-os que tomem ações corretivas;
- DER com controles inteligentes são capazes de sincronizar sua operação com os dispositivos do usuário final com o objetivo de melhorar ao máximo o desempenho do sistema. Eles também são capazes de automaticamente enviarem energia para a rede baseado nas condições do sistema como um todo;
- Recursos de comunicação desses dispositivos precisam ser baseados em arquitetura aberta para permitir interoperabilidade;
- Dispositivos inteligentes trabalham com protocolos abertos, como o protocolo de comunicação TCP/IP[3] que permite, por exemplo, que o dispositivo seja ajustado e gerenciado através de ferramentas comuns com interface Internet;
- Esses dispositivos possuem "lógicas de aprendizado" (inteligência artificial, redes neurais) para melhorar o desempenho futuro baseado na experiência passada, e em parâmetros tais

[3] Protocolo de Controle de Transmissão/Protocolo Internet (TCP/IP na sigla em inglês) foi desenvolvido pela Agência de Pesquisa de Projetos Avançados (ARPA do inglês *Advance Research Projects Agency*) e pode ser usado sobre redes Ethernet e a Internet. Vários fabricantes têm incorporado acesso via Internet através de um endereço IP específico a vários dispositivos.

como taxas de resfriamento e aquecimento da instalação, ocupação dos habitats, temperatura externa e variáveis sazonais.

4.4.2.2. Principais Características dos Sistemas de Controle Predial Avançados

Sistemas de controle predial avançados precisarão incorporar as seguintes funcionalidades:

- Recebimento e processamento de informações de sensores;
- Envio de sinais de atuação para controle dos dispositivos inteligentes;
- Aprendizado das características físicas da edificação a partir da informação dos sensores;
- Gerenciamento horário do perfil de carga;
- Disponibilização do status do sistema para os ocupantes;
- Obtenção de sinais de comando e integração de ajustes dos ocupantes;
- Aprendizado das preferências e padrões dos ocupantes;
- Recebimento e exibição de sinais externos, como informações de preço da concessionária;
- Gerenciamento e controle de energia ao nível de dispositivos individuais baseado na web ou tecnologia similar via Internet;
- Integração de múltiplos sistemas prediais tais como equipamentos de aquecimento, ventilação e ar condicionado (HVAC do inglês *heating, ventilating, and air conditioning*), iluminação, geração, e segurança usando um portal ou tecnologia similar; e
- Sistema de controle predial automático de acordo com algoritmos programados pelo usuário (isso implica que o sistema pode ser programado para modicar ajustes de termostato, redução de carga de *chiller* ou ventilador, redução automática da iluminação em resposta a sinais externos como quando a concessionária solicita redução de carga).

4.4.2.3. Principais Características da Arquitetura Integrada de Comunicações

O DEM precisará ter como principais características da sua arquitetura integrada de comunicações:

- Métodos de notificação locais para comunicação com usuário, como por exemplo, um mostrador digital, ou um conjunto de lâmpadas, que apresentem indicação do preço da energia em diferentes condições;
- Múltiplos sensores e atuadores espalhados pela edificação com acesso a comunicação sem fio ou via cabos através de diversas tecnologias;
- Medição inteligente com comunicação para leitura remota, ou corte/religa remotos;
- Tecnologias de comunicação que usa padrões abertos como o TCP/IP e a infraestrutura pública, onde possível, ou própria de comunicação para interface entre o medidor, os dispositivos inteligentes, e o sistema de controle predial avançado.

4.4.2.4. Principais Características do DEM

Apresentadas as características individuais dos componentes do DEM, seguem as principais características e funcionalidades que o DEM terá:

- Incorporação de flexibilidade para o usuário final através de inúmeras opções de como ele pode participar e integrar lógica própria de negócio;
- Simplicidade de operação através de uma interface concisa e intuitiva para pessoas não técnicas;
- Sistema baseado em plataforma de Tecnologia da Informação (TI) padronizada, mantendo o custo baixo e ganhos de escala e segurança, mais do que se utilizar sistemas de propósito específico;
- Arquitetura de sistemas abertos, interoperáveis e de interface universal, permitindo que diferentes dispositivos, que usam diferentes protocolos, se comuniquem e recebam sinais de controle mais facilmente, além de poderem ser substituídos por produtos de diferentes fabricantes;
- Integração com o EMS existente na edificação, maximizando o desempenho, distribuição e disponibilidade dos dados, enquanto minimiza os custos de instalação e manutenção;
- Arquitetura horizontal, onde existe um número mínimo de camadas de protocolos de controle de rede entre a interface homem máquina e os elementos finais de controle e supervisão (atuadores e sensores);

- Capacidade de conectividade entre os consumidores que possuem DEM através de uma RI, permitindo ganhos coletivos.

4.5. Microrredes

Rede de Distribuição Ativa (ADN do inglês *Active Distribution Networks*) como apresentado por (CHOWDHURY et al., 2009) é aquela com transporte bidirecional de eletricidade por ter adicionado unidades de DG ou DES, em oposição à rede de distribuição estável, passiva, com transporte unidirecional de eletricidade, e que tem seu fornecimento de energia aos consumidores atendido por um sistema centralizado de geração.

ADN precisa incorporar controle inteligente e flexível através de sistemas inteligentes distribuídos, para ser capaz de aproveitar a energia limpa de DER renovável, empregando também futuras tecnologias de RI. Conforme (CHOWDHURY et al., 2009) vários fatores estão em favor da evolução de rede passiva para ADN, tais como:

1. Pressão da expectativa dos consumidores por sistemas de distribuição com altos padrões de qualidade e confiabilidade de energia;
2. Aumento crescente do desejo dos legisladores de integração de DER renovável;
3. Compromisso da redução das emissões de carbono, que na Europa se espera ser de 50% até 2050;
4. Motivação para os operadores das redes de distribuição com o objetivo de melhor utilização e gerenciamento de ativos pela postergação de investimento na substituição de antigos equipamentos.

Assim Microrrede é, essencialmente, uma ADN, pois se trata de um conglomerado de sistemas DER e diferentes cargas no nível de tensão de distribuição. Conforme apresentado em (EPRI, 2001) uma Microrrede é um sistema de distribuição com DER servindo um ou mais consumidores que pode ser operado como uma **ilha de eletricidade independente** do sistema de potência centralizado.

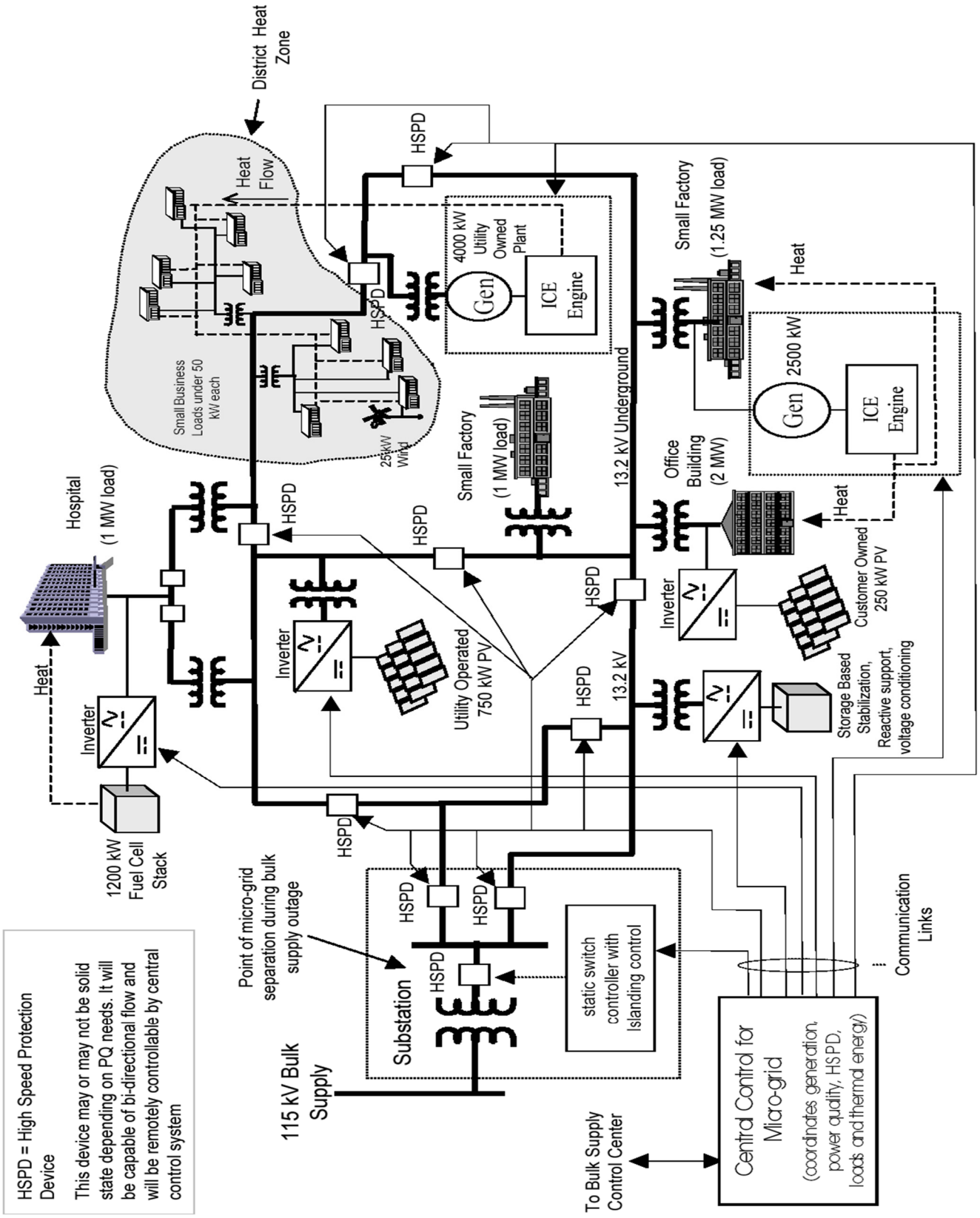
Microrredes podem variar de tamanho, de aplicações residenciais envolvendo o ilhamento de uma única casa, até ilhas do tamanho de uma pequena cidade com uma carga total de 100 MW. Microrredes podem operar todo o tempo de forma independente do sistema centralizado (e nunca

são conectados). Ou, podem operar parte do tempo em paralelo com o sistema centralizado durante condições normais, mas desconecta-se e opera como uma ilha independente no caso de um evento de falha de emergência no fornecimento centralizado.

Exemplos de algumas possibilidades de aplicação de Microrrede incluem instalações de um único consumidor, condomínios residenciais, campus universitário, parques de escritórios comerciais/industriais, e Microrredes na escala de cidade servindo milhares de consumidores. Microrredes podem oferecer o potencial para custo total reduzido, melhor eficiência, maior confiabilidade, e segurança aumentada (comparada com soluções tradicionais). Microrredes também podem empregar fontes de geração ambientalmente benignas como células combustíveis e fontes renováveis de energia. CHP pode ser também uma parte principal de sistemas de Microrredes e, de fato, em países frios, pode ser um dos modos preferidos de operação para obtenção de melhores economias ao também fornecer calor.

Do ponto de vista operacional, a complexidade adicional de ilhamento de múltiplas fontes de DG em parte do sistema de potência significa que, arquiteturas e sistemas de controle de Microrredes são diferentes dos convencionais utilizados na operação de DG em sistemas de distribuição padrão ADN. Convencionalmente, no caso de distúrbio no sistema centralizado, a DG que estiver operando em paralelo é simplesmente desconectada pela proteção. Já no caso de Microrredes, a proteção e controle dos geradores e armazenadores deverão ser capazes, no ilhamento, de regular a frequência, regular a tensão, e gerenciar o fornecimento da energia produzida de várias fontes entre várias cargas, prioritárias ou não.

A Figura 13 é um exemplo de um sistema de Microrrede projetado para um parque que exige alta qualidade de energia. Ela é composta de uma série de fontes de geração renovável e convencional, e é capaz de fornecer energia de alta qualidade para as cargas. Esse sistema opera durante condições normais como parte do sistema centralizado, mas se separa durante condições anormais como um sistema isolado. Devido ao uso extensivo de chaves estáticas e outros dispositivos de condicionamento de energia neste simples sistema, o mesmo pode ser mais caro do que os convencionais, mas mais barato do que instalar soluções individuais de qualidade de energia para cada edificação.



(Fonte: (EPRI, 2001).)

Figura 13 - Exemplo de uma Microrrede criando um parque com energia de alta qualidade.

4.5.1. Arquiteturas de Microrredes

Conforme (GALVIN et al., 2009) a arquitetura de Microrrede é definida conforme o seguimento onde a mesma é aplicada:

- **Microrrede Comunitária/ da Distribuidora**: a palavra "comunidade" implica uma região geográfica que inclui consumidores residenciais e/ou comerciais e/ou industriais juntos. Muitos preveem que essa arquitetura de Microrrede não alcançará plena aceitação comercial até que padrões estejam definidos e barreiras regulatórias sejam removidas. Já uma Microrrede da distribuidora é aquela que é construída e mantida pela empresa de energia conectada à sua rede de distribuição, próxima a um grande centro de carga e que a utiliza como forma de reduzir perdas e atender ao pico de carga;
- **Microrrede Comercial/ Industrial**: nos EUA desde a década de 1950 existem plantas de refinarias de petróleo que possuem Microrredes baseadas em geração termo fóssil. O Japão é um líder moderno no setor comercial/industrial em Microrredes, muitas delas incluem instalações governamentais. No Brasil as figuras do Produtor Independente de Energia e do Auto Produtor poderiam caracterizar essa arquitetura de Microrrede;
- **Microrrede Institucional/ Campus Universitário**: devido ao fato de seus prédios se localizarem na mesma área e serem construídos por uma só instituição, esta arquitetura de Microrrede oferece as melhores oportunidades de desenvolvimento. Atualmente vários campis universitários nos EUA possuem Microrredes sofisticadas. Esse é um modelo que as universidades públicas poderiam seguir no Brasil, gerando sua própria energia e inclusive servindo de base para pesquisas em RI;
- **Microrredes em Sistemas Isolados**: essa arquitetura de Microrrede representa o maior número em operação no mundo, mas possuindo pequena capacidade. Enquanto muitos desses sistemas historicamente têm utilizado geradores térmicos a óleo, como na região Norte do Brasil, a fonte que mais cresce para esse atendimento é a solar PV. Projeta-se que pequenas centrais eólicas também crescerão nessas regiões;
- **Microrredes Militares**: a arquitetura que possui menos do seu tipo, essas Microrredes estão sendo desenvolvidas atualmente. Elas são a integração de DG a partir de fontes

renováveis como uma forma de assegurar o fornecimento de energia de forma independente de outras fontes fósseis.

4.5.2. Vantagens Técnicas e Econômicas e Desvantagens e Desafios das Microrredes

Como apontado por (CHOWDHURY et al., 2009) o desenvolvimento de Microrredes é muito promissor para a indústria da energia elétrica devido às seguintes vantagens:

1. Microrredes pode ter muito menos impacto ambiental do que a geração convencional centralizada, principalmente com o atual acionamento de térmicas para atendimento do pico de carga;
2. A redução da distância física e elétrica entre DER e as cargas pode contribuir para melhoria do suporte reativo de todo o sistema (consequentemente do perfil de tensão), redução do carregamento da transmissão e distribuição, redução das perdas técnicas, e redução e/ou adiamento dos investimentos na expansão dos sistemas GTD;
3. Melhoria da qualidade da energia através da descentralização do fornecimento, melhor casamento entre oferta e demanda, redução dos impactos de blecautes dos sistemas centralizados, minimização dos desligamentos e acelerado processo de restauração da carga;
4. Economias devido ao fornecimento de calor e eletricidade através de CHP devido à proximidade entre carga e geração pela redução de perdas, bem como consequente redução drástica nos custos de transmissão e distribuição;
5. Microrredes podem diminuir o poder de mercado exercido pelas grandes companhias de geração, podem também fornecer serviços ancilares e consequentemente reduzirem os preços da energia.

Apesar dos potenciais benefícios, a mesma fonte cita que o desenvolvimento de Microrredes sofre de vários desafios e potenciais inconvenientes, como explicado:

1. A maior desvantagem é o alto custo de instalação de uma Microrrede, principalmente devido às DER;
2. Dificuldades técnicas principalmente quanto à falta de experiência no controle de um grande número simultâneo de DER, o que requer pesquisa extensa no gerenciamento,

proteção e controle em tempo real e *off-line* de Microrredes, bem como aplicação de tecnologias de comunicação apropriadas. Uma grande dificuldade aqui é a mudança entre os modos de operação conectado e ilhado devido às soluções necessárias de proteção e sincronismo;

3. Como Microrrede é, comparativamente, uma área nova, existe grande falta de padrões internacionais;
4. Barreiras administrativas e legais existem em muitos países. Não existe uma legislação ou regulação disponível para Microrredes;
5. Uma última grande questão é o monopólio de mercado. Em caso de ilhamento, para atendimento de cargas prioritárias, a principal questão é quem irá definir o preço dessa energia fornecida, assim sendo um modelo de negócio precisa ser desenhado, bem como a necessidade ou não de se regular a tarifa dessa energia para os consumidores dentro da Microrrede.

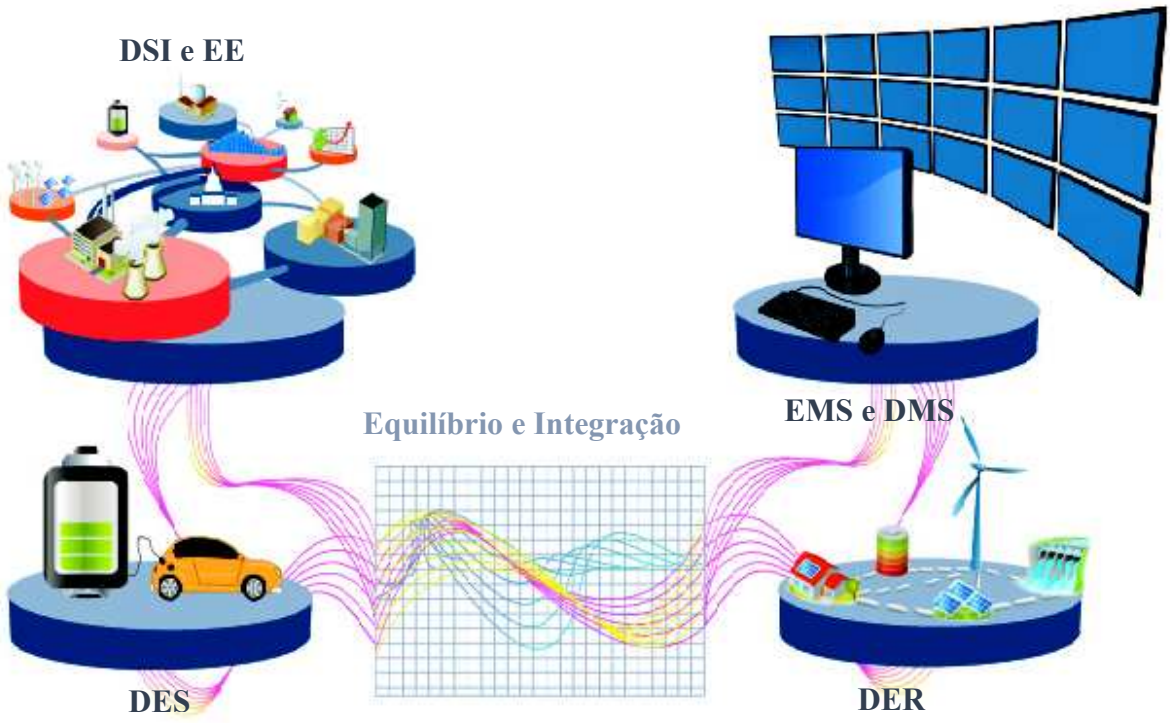
Como se percebe para alcançar uma operação segura e estável, um número de questões técnicas, regulatórias e econômicas precisa ser resolvido antes de Microrredes tornarem-se lugar comum. Algumas áreas problemáticas que requerem atenção são a natureza dependente do clima e intermitente das DER, baixo conteúdo energético dos combustíveis e falta de padrões e regulações para operação das Microrredes em sincronismo com a concessionária.

4.6. Planta Virtual de Geração (VPP)[4]

Outra tendência em relação ao futuro do acondicionamento da DSI, EE, DG, DES e EVs à rede de distribuição é o conceito de VPP. O termo VPP refere-se ao monitoramento e controle de recursos DEM em todo o sistema de energia de uma maneira que emula o despacho dos recursos tradicionais de geração. Ele opera dentro do ambiente clássico econômico, operacional, e regulado assim como complementado com novas e especializadas regras. A VPP agrega os impactos de muitas diversas tecnologias já existentes ou ainda sendo implementadas. Essas tecnologias inicialmente podem ser implementadas e operadas isoladamente, cada uma dependendo de esquemas de monitoramento e controle exclusivos para um projeto, uma tecnologia ou um pequeno

[4] Este item é inteiramente baseado na referência (DNV-KEMA, 2011a)

grupo de componentes do sistema. A VPP integra estes componentes individuais do sistema em um esquema de monitoramento e controle macroscópico que otimiza o uso de todos os recursos DEM de cada unidade da rede.



(Fonte: Adaptado de (DNV-KEMA, 2011a).)

Figura 14 - A VPP integra e controla o balanço entre demanda e suprimento distribuídos.

A Figura 14 é uma simples ilustração do conceito de VPP, mostrando inclusive a integração com EMS da distribuidora e com o Sistema de Gerenciamento da Distribuição (DMS do inglês *Distribution Management System*).

VPP incluem as tecnologias já discutidas, bem como outras e podem ser categorizadas como: DEM [EE, DSI (DR), DER (DG, DES, EV)], Automação da Distribuição (DA do inglês *Distribution Automation*), TICs e tecnologias de controle e supervisão. Como essas diversas tecnologias são trazidas para uma visão única e comum, os atributos sinérgicos e requisitos operacionais comuns podem ser aproveitados para otimizar sua utilização coletiva e alcançar um nível mais elevado de benefício. Esse recurso é habilitado pela introdução de tecnologias de RI; redes de telecomunicações, controles inteligentes, lógica distribuída, lógica centralizada, sensores remotos e dispositivos remotamente operáveis.

Uma VPP consiste de uma mistura de ativos físicos, operacionais e de negócios da geração ao cliente final no sistema de potência. As regulações e operações do mercado específicas precisam ser discutidas e necessitam ser adotadas, já que, neste conceito, o sistema passa a ter bidirecionalidade de fluxo de potência e informação e necessita ter informações precisas, além de normas específicas para sua interconexão e operação dentro de padrões mínimos de segurança pessoal e de ativos, tanto para clientes como para a distribuidora.

Os preços também podem ser afetados por operações regionais, de transmissão e de distribuição. As instalações de GTD e os próprios clientes podem participar deste processo. O Apêndice E apresenta discussão sobre alguns dos componentes fundamentais da VPP, incluindo sua integração com Microrredes, apresentando algumas das vantagens e desafios de colocação em prática de uma VPP.

4.7. Participação do Consumidor no DEM

O controle de demanda tem imenso potencial na VPP. Alguma participação do cliente será habilitada quando um sistema de Infraestrutura Avançada de Medição (AMI do inglês *Advanced Metering Infrastructure*) estiver disponível e sinais de preço forem disponibilizados ao cliente, permitindo-lhes modificar seu consumo como desejarem. Espera-se, no entanto, que a maioria dos controles de demanda seja pré-dispostos e automatizados. Os clientes irão optar por participar ou não de ofertas de Autocontrole de Demanda (Auto DR do inglês *Automated Demand Response*).

O Auto DR é uma aplicação importante da abordagem da VPP que já está bem estabelecida no mercado comercial e industrial. Em alguns projetos de Auto DR nos EUA, um cliente, normalmente com o apoio de um fornecedor de TI e controle, instala equipamentos que permitem a redução da demanda em resposta às necessidades de flutuações de preços no mercado ou confiabilidade do sistema, sinalizadas por uma distribuidora ou operador independente da rede.

Isto já ocorre parcialmente no Brasil, onde grandes clientes possuem sistemas de controle de demanda, utilizados principalmente durante o horário de ponta, através do deslocamento de consumo ou utilização de geradores a diesel. Em alguns locais dos EUA o cliente é compensado pelo desempenho de redução da demanda e pode repassar parte da compensação financeira a terceiros pelo suporte contínuo. Gigantes da indústria de controles entraram neste mercado como

prestadores de serviço completo, já que existem novos concorrentes da área de TI. Essas empresas geralmente fornecem um conjunto de serviços, incluindo projeto de instalações de controle e telemetria, gerenciamento remoto de equipamentos de energia, gerenciamento de resposta aos pedidos de redução da demanda e cumprimento de requisitos técnicos e administrativos, tais como monitoramento e verificação de desempenho.

A Tabela 7 a seguir exibe os principais tipos de recursos DEM por principais funções de fornecimento que atendem e os custos e os obstáculos à participação mais ampla do cliente. Todas as abordagens de entrega de recursos DEM listadas na tabela oferecem benefícios potenciais que ultrapassam a percepção dos custos e riscos dos clientes.

Tabela 7 - Valor, Custos e Riscos ao Cliente por Recursos DEM.

	TIPO DE RECURSO DEM					
	EE	**DR: Confiabilidade***	**DR: Econômico**	**DR com DG**	**DR com DES**	**Precificação Dinâmica**
PRODUTO DE FORNECIMENTO SUBSTITUÍDO (VALOR)						
Capacidade: Carga base	✓					
Capacidade: Pico		✓		✓	✓	
Capacidade: Emergência		✓		✓	✓	
Capacidade: Regulação		✓		✓	✓	
Energia: Carga base	✓					
Energia: Pico	✓		✓	✓	✓	✓
CUSTOS AO CLIENTE						
Investimento	☺,☹	☺	☹	☹	☹	☺,☹
Gestão ativa do sistema	☺,☹	☺,☹	☹	☹	☺,☹	☺,☹
Serviços de energia perdida		☺,☹	☺		☺	☺
RISCOS AO CLIENTE						
Desempenho técnico	☺	☺	☹	☺,☹	☹	☹
Desempenho de gestão		☹	☺	☺		☹
Preço de mercado			☹	☹	☹	☹

Legenda: ☹ = custo ou risco significante; ☺ = custo ou risco secundário; símbolos duplos representam um valor intermediário.
***Os programas de "DR: Confiabilidade" incluem cargas interrompíveis e várias formas de DLC.**

(Fonte: (DNV-KEMA, 2011a).)

Caso isto não ocorresse, a adesão a estas iniciativas seria muito baixa ou nula. No entanto, a tabela mostra que algumas formas de participação do cliente na VPP impõem custos maiores e riscos a determinados tipos de clientes, em particular controle de demanda por motivos econômicos (guiados por preços do mercado), estratégias de investimentos intensivos (como geração no local e armazenamento) e tarifação dinâmica.

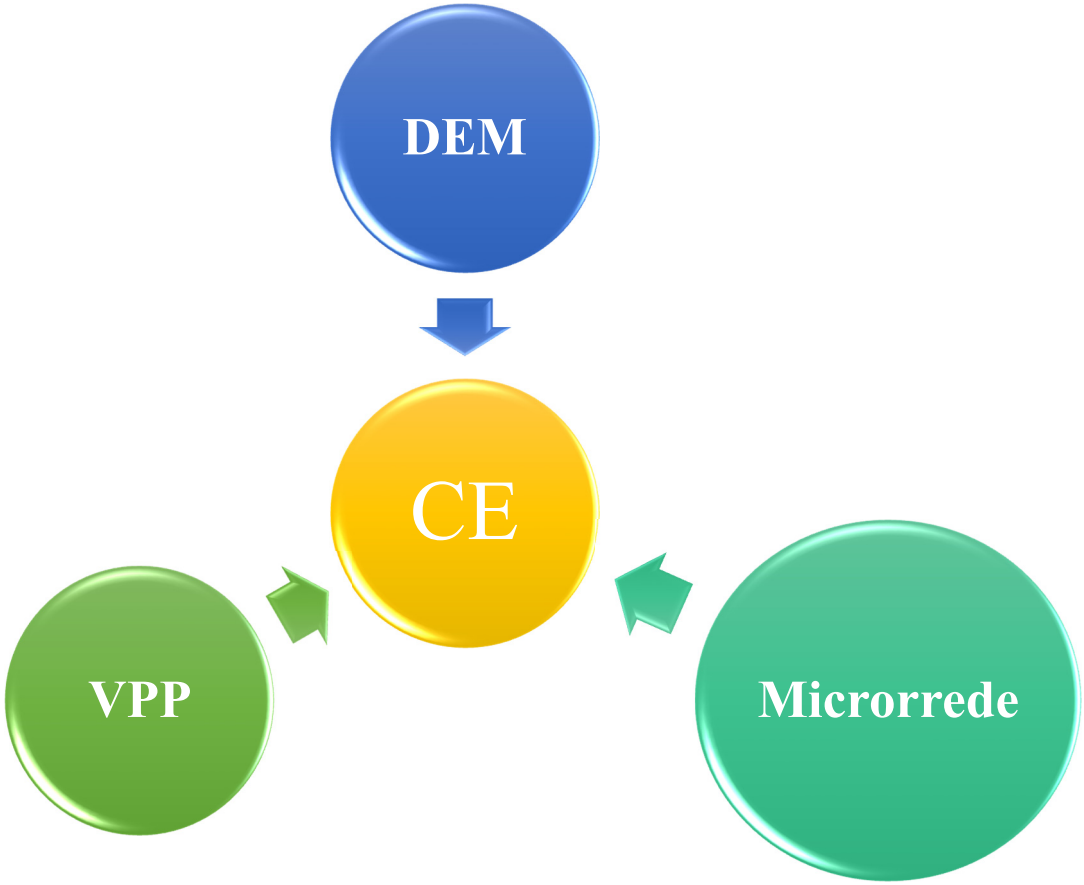
A tabela ilustra também porque alguns programas de controle de demanda têm tido baixa adesão. Em programas econômicos de controle de demanda, os clientes influem no mercado através da redução da demanda. A participação requer um investimento considerável em telemetria e equipamento de controle, bem como um alto nível de gerenciamento ativo. No entanto, o programa só paga quando os preços do mercado alcançam níveis muito elevados. A maioria dos mercados nos EUA em que esses programas têm operado experimentaram margens de reserva altas – antes mesmo da recessão – e raramente têm exigido eventos orientados por preço. Assim, os participantes em programas de controle econômico de demanda fizeram investimentos significativos em equipamentos e capacidades de gerenciamento sem uma perspectiva clara de recompensa.

Finalmente, a tabela também ilustra a importância de contínuo P&D para fazer a medição, comunicação e tecnologias de controle mais robustas e baratas. Todas as formas de participação do cliente na VPP exigem gerenciamento ativo de recursos pelo lado da demanda em maior ou menor grau. Isso significa intervenção humana, que por sua vez significa custos trabalhistas incrementais para empresas e instituições e tempo de gerenciamento doméstico incremental para famílias que já podem estar sob stress considerável.

4.8. Conservação de Energia (CE)

Apresentados os conceitos de DR, DSI, EE, DG, DES, DER, DEM, Microrrede e VPP, o objetivo desta tese agora é agrupá-los, cada um com seu potencial de redução de demanda e de geração de energia, criando o conceito de Conservação de Energia (CE) no SEE. A Figura 15 a seguir ilustra através de um diagrama a ligação entre esses conceitos.

É importante entender que, apesar de apresentadas de forma concatenada, as possibilidades de DEM podem ser exploradas de forma individual por programas específicos, ou podem ser aplicadas, como sugere o diagrama da Figura 16 a seguir, de forma sequencial, desenvolvendo-se primeiramente MEEs, em seguida geração de energia local para autoconsumo ou armazenamento para utilização futura, e após isso, inserindo a instalação consumidora em algum dos programas de DSI que podem ser promovidos pelas empresas de energia elétrica.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 15 - Interligação entre os diversos conceitos contidos na Conservação de Energia.

Se as unidades consumidoras coexistirem em um mesmo condomínio geograficamente contínuo elas podem ter seus recursos DEM coordenados e trabalharem conjuntamente no que se apresentou como sendo uma Microrrede inteligente. Se ao contrário, elas existirem de forma esparsa geograficamente, dentro da mesma área de concessão, e não pertencerem a um mesmo condomínio consumidor elas podem ser gerenciadas numa VPP pela distribuidora.

Assim conservar energia significa na verdade tornar o SEE mais sustentável, com a implementação de soluções renováveis em larga escala, principalmente através de sistemas descentralizados e desacoplados, bem como de MEEs disponíveis e novas que são cada vez mais viáveis. Significa conectar ao SEE cada vez mais produção local de energia, reduzindo perdas na distribuição e transmissão em vez de acionar sistemas de geração centralizados. Lembrando-se que o modelo atual, principalmente no Brasil, do SEE é de usinas despachadas e operadas de forma centralizada e distante dos centros de consumo, criar eletricidade em pequena escala nas unidades

consumidoras irá proporcionar grandes reduções de perdas, bem como mudar todo o modelo de negócio do SEE.



- Auditoria
  - Equipamentos
  - Envoltória
- Comportamento
- CVR
- Transformador

- DG
  - Micro e Minigeração
  - PV
  - CSP
  - Eólica
  - PCH
  - Biomassa
  - Geotérmica
  - Geração do Lixo
  - Marés
- DES
  - Baterias
  - Supercapacitores
  - Célula Combustível
  - SMES
  - Ar Comprimido
  - Armazenamento de Água
  - Gelo
  - *Flywheel*
- PHEV

- DR
  - PC
  - VF
  - LS
  - DLC
- Preço Alternativo
  - ToU
  - RTP
  - CPP
- Incentivo
- Divulgação
- Padronização

(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 16 - Possibilidades na cadeia DEM.

Diante do que foi exposto aqui, percebe-se que a união de DEM, microrredes inteligentes e VPP leva à plena CE nas redes de energia elétrica. Assim a criação de programas de CE, que significa a redução do consumo de eletricidade em tempos de alto custo da energia, ou de restrições quanto à capacidade de atendimento da rede, pela possibilidade de resposta dos consumidores a sinais de preço ou quantidade, ou por meio da auto geração de energia, podem se tornar populares desde que medidas políticas, regulatórias e econômicas as tornem viável economicamente. Tudo isso muda de maneira drástica a forma de fazer negócios no SEE, bem como de outras empresas, como água, gás, combustíveis e de transportes.

Integrar CE no planejamento do SEE passaria a ser uma atividade rotineira e importante como componente para obter-se grande porcentagem de fornecimento a partir de fontes renováveis, não sendo necessário acionar usinas termoelétricas nos períodos de escassez de água. CE permite essa integração de recursos de geração e auxílio ao sistema através da redução da demanda por eletricidade. Permitindo que a rede funcione de forma mais estável e segura.

Esses programas de CE estão diretamente associados à colocação em prática das tecnologias de RI. Esses programas poderiam ocasionar significativos benefícios para os sistemas de potência e a sociedade em geral. É preciso ser capaz de dimensionar a magnitude desses benefícios para determinar sua conveniência, especialmente quando custos associados à sua execução não podem ser negligenciados (quando é necessária toda ou parte da infraestrutura de RI). Quantificar os benefícios da CE requer primeiramente uma estimativa da mudança nos padrões de demanda que podem ser potencialmente alcançadas e então se avaliar os efeitos dessas mudanças no complexo comportamento dos SEPs, o que não é trivial.

Uma transformação completa do SEE é necessária para acomodar CE. O sistema de armazenamento e transmissão atual foi pensado para atender a enormes centros de geração. Até agora, as fontes renováveis precisaram se adaptar a esse sistema, perdendo eficiência. Para que uma revolução energética seja alcançada, isso tem de mudar. As fontes renováveis são majoritariamente recursos naturais, que não estão disponíveis a qualquer momento. Alguns críticos dizem que isso torna insustentável o uso dessa energia para suprir grandes demandas. Porém, práticas existentes em diferentes países provam que essa afirmação é falsa.

Tecnologias de RI podem mapear o consumo de energia e provê-la de maneira flexível conforme a demanda do dia, armazenando o excedente para formar VPPs. Com as soluções emergentes, será possível ofertar energia renovável de forma permanente e ininterrupta na matriz elétrica. Essa energia renovável constante (24 horas por dia, sete dias por semana) é técnica e economicamente possível. Para tanto, é necessária uma política correta de desenvolvimento e investimentos para estimular o crescimento dessa indústria.

4.8.1. Benefícios Potenciais da CE

CE tem um amplo espectro de potenciais benefícios. Os benefícios que irão se materializar na prática dependerão do propósito, projeto e desempenho do Programa de CE implementado, bem como de outros fatores, tais como estrutura de mercado/sistema e das tecnologias de RI habilitadoras de CE. Programas de CE podem ter impactos na operação do sistema, na expansão do sistema e também na eficiência do mercado (este último ainda dependente das mudanças do atual modelo regulatório). Além disso pode ter grande impacto ambiental com a redução de emissões de CO_2 e impacto social com a criação de empregos e de desenvolvimento tecnológico. A distribuição desses benefícios deve ser realizada entre diferentes agentes do SEE, como será mostrado a seguir.

Exercício pode ser realizado em projeto de Programa de CE para que afete a operação do sistema. Programas de CE onde os consumidores integrados pela DSI respondem a sinais de preços que refletem de algum modo custos reais de operação (geração e/ou custos de rede) podem alcançar economias na operação do sistema. Parte da demanda em horários de altos custos de geração pode ser cortada ou seu horário de consumo alterado para períodos de menores custos, resultando em economias com produção de eletricidade. Se existe grande produção de fontes renováveis intermitentes, a flexibilidade na demanda proporcionada por DEM pode equilibrar ambos, fornecimento e consumo. Juntando-se a isso o fato de que flexibilidade na demanda também pode compensar desligamentos de geração pela redução de carga, tem-se redução da necessidade de reservas girantes, ou mesmo de geração termoelétrica. Fica assim evidente os potenciais benefícios quando a demanda é capaz de responder a ações da rede elétrica, podendo aliviar as restrições existentes no sistema para se evitar um desligamento generalizado, ou ainda contribuir para redução de perdas nas linhas, ou servir de serviço ancilar para a operação da rede, como suporte de tensão, equilíbrio de potência ativa/reativa, regulação de frequência, e até mesmo correção de fator de potência.

No exercício de se realizar um Programa de CE para se lidar com a questão da expansão do sistema, é preciso lembrar que, no nível local, as redes são dimensionadas para a máxima demanda esperada. Um corte na demanda pode significar uma redução na necessidade de reforço da rede para um certo nível de confiabilidade (ou um aumento no prazo da confiabilidade para o mesmo nível de investimento). No nível de sistema integrado, um alívio no padrão de demanda reduz a

necessidade de instalação de unidades de atendimento do pico. E mais, isso reduz a necessidade de investimento em capacidade reserva para um certo nível de segurança de suprimento. Outro efeito positivo é a maior penetração de fontes DER intermitentes, o que significa maior uso de fontes renováveis no nível de distribuição.

Quanto à eficiência de mercado do SEE, um Programa de CE em grande escala pode criar um ambiente de consumo livre em todos os níveis, resultando em um programa guiado pelo mercado, o que significa tarifas variáveis no tempo, alcançando uma participação ativa do prosumidor e assim obtendo melhorias na eficiência do mercado. Isso irá permitir ao consumidor aproveitar melhor as oportunidades ao ajustar sua demanda aos sinais de preço. Se o sinal de preço refletir de maneira precisa os custos atuais, apenas aqueles consumidores com capacidade de consumir eletricidade àquele preço naquele horário estarão consumindo, resultando em uma alocação mais eficiente de recursos. Do ponto de vista da oferta, uma maior elasticidade da demanda iria mitigar as grandes variações de preços, funcionando como uma proteção contra eventos extremos de difícil previsão. E do ponto de vista do varejo de energia, Programas de CE podem aumentar as oportunidades de negócios, criando contratos de diversos tipos entre esses agentes e os consumidores. Os consumidores inclusive poderiam participar do mercado vendendo seu excedente de energia de forma individual ou agrupada.

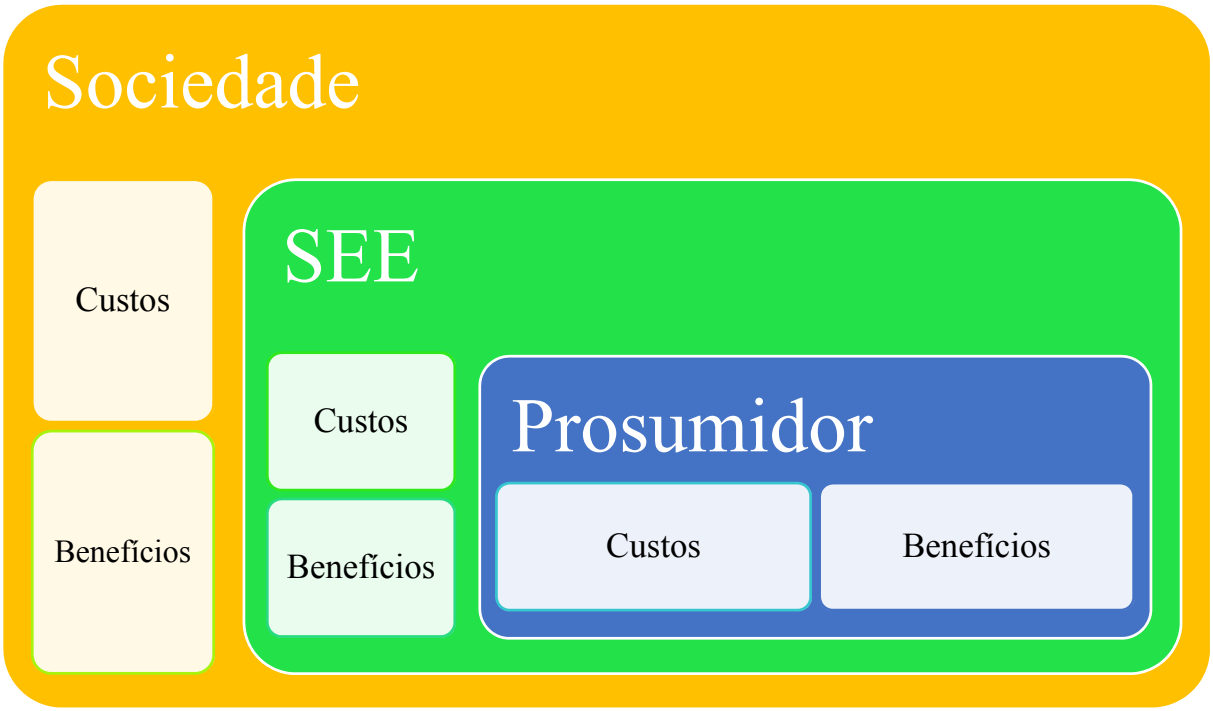
Os impactos ambientais virão principalmente da redução de emissões de CO_2 já que o uso mais intenso de DERs renováveis irá substituir as atuais termelétricas utilizadas principalmente na ponta ou para armazenamento de água nos grandes reservatórios. Seja DER no nível de alta tensão ou no nível do prosumidor, esse benefício ambiental é imediato. Outro benefício será a limpeza da poluição urbana pela gradual substituição de veículos movidos a combustível fóssil por PHEVs, e se ainda esses PHEVs forem alimentados utilizando-se geração renovável local como PV, esses impactos ambientais positivos serão ainda maiores.

Como se observa, qualquer Programa de CE irá necessitar de grande quantidade de mão de obra especializada, seja na montagem de sistemas PV, seja na realização de auditorias em EE, ou ainda novos agentes do setor como CSPrs, o que garante maior criação de empregos e de forma mais permanente do que, por exemplo, na construção de grandes usinas, que geram apenas empregos de curto prazo e que acabam mobilizando mais pessoas e afetando populações locais. Há ainda a questão da necessidade de novas tecnologias que precisarão de uso intenso de pesquisadores especializados para seu desenvolvimento.

4.8.2. Distribuição de Benefícios da CE

Os potenciais benefícios da aplicação de um Programa de CE não serão necessariamente recebidos ou percebidos por todos os beneficiários, respectivamente, sociedade, SEE e prosumidor. Como mostram o Anexo C que apresenta a metodologia EPRI para estimar custos e benefícios de projetos de RI (EPRI, 2010), o Anexo D que apresenta os resultados dos estudos econômicos do GT do MME (MME, 2012), e ainda o Anexo E que mostra a metodologia de análise de custos e benefícios do projeto estratégico de P&D em RI promovido pela Aneel (KAGAN et al., 2013), essa distribuição de benefícios pode variar bastante dependendo da forma como custos são atribuídos e benefícios são capturados.

A distribuição de benefícios e custos entre os agentes e a sociedade é uma questão chave que precisa ser apropriadamente tratada considerando o arcabouço regulatório particular em voga quando realizando uma avaliação econômica de um Programa de CE. O diagrama da Figura 17 representa a distribuição de benefícios e custos em um Programa de CE. Em termos gerais, sob um paradigma centralizado, os benefícios poderiam ser transferidos aos consumidores através de modicidade tarifária.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 17 - Diagrama de distribuição de benefícios e custos entre os agentes em um Programa de CE.

Em um sistema liberalizado, se existir um esquema de remuneração baseado no incentivo, os benefícios seriam ganhos pela distribuidora de energia no curto prazo e poderiam ser transferidos aos consumidores no longo prazo através de tarifas de acesso menores. Já os ganhos na geração poderiam ser transferidos diretamente aos consumidores através de menores preços de energia, se o mercado for eficiente. Em qualquer caso, o uso mais eficiente da energia devido à CE deveria se traduzir em benefícios aos prosumidores.

4.8.3. Estado da Arte em Medidas de Conservação de Energia (MCE)

Sendo CE a aplicação simultânea ou parcial de DEM, VPP e Microrredes, o que poderiam ser chamadas de Medidas de Conservação de Energia (MCE), questiona-se como estão sendo aplicados esses conceitos dentro da literatura científica existente. Como este Capítulo 4 apresentou esses conceitos e sua classificação generalizada de possibilidades, é feito um levantamento do estado da arte de MCE que foram aplicadas em diversos estudos para obter-se alguma forma de resposta da demanda ou de gerenciamento pelo lado da carga. Esses estudos são classificados utilizando-se o arcabouço apresentado, bem como o propósito, escopo e metodologia das referências mencionadas que tentaram quantificar os benefícios, com técnicas de simulação, das diversas possibilidades.

Esse levantamento é apresentado no Apêndice F. Essa análise inicial do estado da arte foca na principal publicação na área de RI, ligado à CE. A referida publicação tem o título de *IEEE Transactions on Smart Grid* (TSG), que vem sendo publicada desde junho de 2010 e que tem como pretensão ser um jornal multidisciplinar e internacional, visando à divulgação dos resultados de pesquisa sobre RI que se relacionam com a geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica. A revista publica três vezes ao ano, portanto quadrimestralmente, pesquisas originais em teorias, tecnologias, projetos, políticas e implementações de RI. O jornal acolhe todo tipo de manuscrito que apresenta projeto, execução e avaliação de sistemas de energia que incluem tecnologias de RI e suas aplicações. Apesar de o levantamento da literatura de artigos desse Apêndice ter-se restringido a essa publicação, a tese não se limitou a ela.

Assim, o Apêndice F apresenta de forma tabular e sumária a revisão dos artigos contidos no TSG do período de junho de 2010 a dezembro de 2012 (data escolhida de parada tendo em vista

o grande volume de artigos). Foram selecionados dentro da publicação os artigos ligados a qualquer das formas de MCE e que efetivamente apresentaram algum modelo de análise de custo benefício, ou o desenvolvimento de metodologia ou ferramenta de análise relevante para subsidiar a tese em questão.

Procurou-se aqui apresentar todo o espectro coberto pela CE, com seu viés tecnológico e de comportamento dos agentes envolvidos. Mostrou-se que a redução do pico de consumo (demanda) e a redução do consumo de energia têm várias possibilidades para serem obtidos, seja através da substituição de equipamentos, o uso de DSI, DER, o uso compartilhado das infraestruturas de Microrredes ou virtualizado pelo SEE através de VPP.

O Capítulo 5 desta tese apresenta resultados obtidos com ferramenta de simulação de RI, mostrando em pequena escala como seria a aplicação dessas tecnologias para obtenção da CE. Com as emergentes tecnologias DEM, VPP e Microrredes, dispositivos de comunicação e controle de baixo custo, participação ativa do prosumidor através de DSI, o SEE do futuro terá uma arquitetura bem diferente dos dias atuais.

O foco será em construções inteligentes com necessidade de zero energia da rede, microrredes, DERs localizadas próximas do consumo e a capacidade das cargas de servirem como elementos controláveis. Tudo isso terá um grande impacto no atual modelo do SEE, bem como no modelo regulatório e de negócios. O Capítulo 6 desta tese apresenta como poderia ser essa estrutura para acomodar todas essas mudanças, bem como quais seriam os novos agentes nesse contexto.

5. Simulação de CE em RI

Simular é sempre tornar particular um problema maior. Isso permite que processos do mundo real sejam entendidos e tratáveis. Nos SEPs simulação consiste em empregar formalizações computacionais através de expressões matemáticas das redes do SEE, juntamente com suas cargas para se imitar o funcionamento de praticamente qualquer das operações desses dispositivos do mundo real. Diversas técnicas de simulação de engenharia de sistemas, de pesquisa operacional e de otimização e inteligência computacional já foram incorporadas em grande escala nos estudos de SEPs, tais como otimização heurística e evolucionária, inteligência artificial, fluxo de potência ótimo, estabilidade, etc. No entanto, no caso de RI, as ferramentas clássicas de otimização atualmente empregadas não são capazes de lidar com a variabilidade e adaptabilidade do sistema (MOMOH, 2012).

E se o objetivo for ainda simular CE em RI as dificuldades são ainda maiores, pois essa ferramenta, que seria na verdade uma plataforma, deve permitir também avaliação, coordenação, controle, operação e planejamento da RI sob diferentes incertezas, como de DG variável com o tempo, preços variáveis de mercado, diferentes respostas dos consumidores aos programas DSI, modelagem de EE em nível de eletrodomésticos dos consumidores, integração de diversos consumidores em uma Microrrede e ainda a possibilidade de a concessionária formar uma VPP.

Testar em campo as novas possibilidades como a integração de DERs, medidores inteligentes, eletrodomésticos inteligentes, DG, EV, CE, etc., para se avaliar o impacto de novos métodos em RI é bastante limitado, já que operação dos SEPs é vital para seus usuários, não sendo possível correr-se riscos. Portanto, simulações em RI são necessárias.

Este Capítulo tem como objetivo avaliar as características e potencialidades da ferramenta de simulação chamada GridLAB-D em simular os conceitos associados a RI e CE apresentados nesta tese.

A decisão de se escolher essa ferramenta em detrimento de outras, já tradicionalmente conhecidas nos estudos de SEPs, foi pelo fato de a mesma ser capaz de simular cargas individuais dos prosumidores no nível de eletrodomésticos, bem como, simular isso para milhões de dispositivos e em diversas escalas de tempo de simulação.

5.1. Comparação de Ferramentas de Simulação

A referência (PÖCHACKER et al., 2013) realiza uma ampla comparação de ferramentas atuais de simulação para RI, tentando responder às seguintes perguntas:

1. Quais áreas um simulador de RI deveria cobrir?
2. Quais funcionalidades os atuais simuladores oferecem?
3. Quão congruentes são seus resultados?

Tabela 8 - Funcionalidades de dez simuladores de SEPs disponíveis gratuitamente.

Simulador	Fluxo de Potência					Dinâmica			Informação		Pagamentos		ABM	Especial
	AC-PF	DC-OPF	OPF	CPF	3P-PF	EMT	SA	TD	PLC	COM	MKT	DR		
UWPFLOW[5]	✓	✓					✓							
TEFTS[6]						✓		✓						
MatPower[7]	✓	✓	✓	*							*			
PSAT[8]	✓	✓	✓	✓			✓	✓						GUI, GNE
IPSYS[9]	✓	✓	✓											GNE
MatDyn[10]						✓	✓	✓						
AMES[11]		✓									✓	✓	✓	GUI
InterPSS[12]	✓	✓			✓	✓	✓		✓		✓			GUI, GNE
OpenDSS[13]	✓				✓	✓	✓		✓	✓				GIC
GridLAB-D[14]	✓				✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Dados Climáticos

* um pacote opcional está disponível. Nota: ver Tabela 9 para lista de abreviaturas desta tabela.
(Fonte: (PÖCHACKER et al., 2013).)

São escolhidas ferramentas disponíveis gratuitamente para simulação de SEPs, mostrando potenciais capacidades em termos de agentes e fluxos de redes, tais como agentes produtores, operadores de redes de transmissão, operadores de redes de distribuição, agentes de

[5] https://ece.uwaterloo.ca/~ccanizar/software/pflow.htm
[6] https://ece.uwaterloo.ca/~ccanizar/software/tefts.htm
[7] http://www.pserc.cornell.edu/matpower/
[8] http://faraday1.ucd.ie/psat.html
[9] http://www.ece.cmu.edu/~nsf-education/software.html
[10] http://www.esat.kuleuven.be/electa/teaching/matdyn/
[11] http://www2.econ.iastate.edu/tesfatsi/AMESMarketHome.htm
[12] http://community.interpss.org/
[13] http://sourceforge.net/projects/electricdss/
[14] http://www.gridlabd.org/

comercialização e consumidores, e ainda fluxos de energia, informação e pagamentos. Levando em conta ainda diversas tecnologias de comunicação, dispositivos elétricos e partes do mercado. A Tabela 8, reproduzida da citada referência, compara dez simuladores. E a Tabela 9 em seguida apresenta os significados das siglas utilizadas.

Tabela 9 - Lista de abreviaturas de possíveis funcionalidades oferecidas por simuladores de SEPs. Elas são listadas e agrupadas como na Tabela 8.

Fluxo de Potência	
AC-PF	Fluxo de potência AC
DC-OPF	Fluxo de potência ótimo DC
OPF	Fluxo de potência ótimo, a versão geral AC
CPF	Fluxo de potência contínuo
3P-PF	Fluxo de potência trifásico para rede de distribuição
Dinâmicas de SEP	
EMT	Transitórios eletromagnéticos
SA	Vários tipos de análise de estabilidade
TD	Simulação no domínio do tempo
Fluxo de Informação	
PLC	Controladores lógicos programáveis
COM	Links de comunicação
Mercado de Energia	
MKT	Simulações de mercado de energia
DR	Resposta da demanda por consumidores e produtores
Funções Gerais e Especiais	
ABM	Modelagem baseada em agentes
GUI	Interface gráfica com o usuário
GNE	Editor gráfico de rede
GIC	Corrente induzida geomagneticamente

(Fonte: (PÖCHACKER et al., 2013).)

Na Tabela 8 os dois primeiros simuladores são também os mais antigos, UWPFLOW e TEFTS são projetados para análises estática e dinâmica de SEPs. Os quatro simuladores no segundo grupo, do MatPower até o MatDyn, rodam no ambiente MatLab® da Mathwork. De todos os simuladores o PSAT é um dos mais completos disponíveis gratuitamente com GUI e GNE no Simulink. Os quatro últimos simuladores na lista vão além da simulação pura de SEPs. Focando nos dois últimos, o OpenDSS é o Simulador de Sistema de Distribuição (DSS do inglês *Distribution System Simulator*) de código aberto do EPRI. O seu propósito é de uso como ferramenta geral de

análise de harmônicos em SEPs. As análises são feitas exclusivamente no domínio da frequência, sendo a análise GIC realmente especial entre os simuladores.

Conforme (PÖCHACKER et al., 2013) o GridLAB-D é um ambiente de simulação flexível que pode ser integrado com uma variedade de ferramentas de gerenciamento de dados e de análises de terceiros. O algoritmo núcleo coordena o estado de milhões de dispositivos independentes. De forma simplificada, o GridLAB-D examina em detalhes a correlação de cada parte de um sistema de distribuição. Ele não requer o uso de modelos de ordem reduzida para o comportamento agregado de consumidores ou dos sistemas elétricos. O módulo de importação de dados climáticos é um aspecto único. A linguagem em script é particularmente projetada para o GridLAB-D.

A escolha do simulador depende das questões de pesquisa a serem respondidas, e no caso da simulação de CE é preciso um simulador que consiga capturar as contribuições das várias possibilidades tecnológicas levantadas pelas RIs. Tal modelo deve abarcar DEM, Microrredes e VPP com seus vários mecanismos e de maneira modularizada. Essas simulações devem também prever a modelagem do comportamento do consumidor de forma fidedigna, se possível deve conseguir estabelecer a simulação de milhares ou milhões de consumidores, isso para tentar se aproximar de condições reais de operação das distribuidoras. O que leva-se à escolha natural da ferramenta GridLAB-D como sendo esse simulador.

Por questão de espaço, o Apêndice G descreve de forma aprofundada o GridLAB-D, a ferramenta de simulação para RI que foi utilizada para obtenção dos resultados mostrados neste capítulo, apresentando os conceitos básicos de como funciona esse programa, os métodos de solução que o mesmo utiliza e alguns conjuntos de modelos sobre os quais ele roda.

5.2. Simulação do Clima e de Dispositivos no GridLAB-D

Apresentada a ferramenta GridLAB-D no Apêndice G, seguem algumas simulações que demonstram o potencial da ferramenta, principalmente para sua utilização quanto à análise de CE. Em especial serão apresentados gráficos das curvas de potência e energia ativas, reativas e aparentes de equipamentos individuais e de equipamentos colocados em conjunto, da forma como o medidor da residência os enxerga no GridLAB-D.

Também serão apresentadas as curvas do módulo climático da ferramenta, incluído temperatura ambiente, irradiação solar e velocidade do vento. Curvas de uma vizinhança de casas também serão apresentadas. As curvas de tensões e correntes, apesar de disponíveis, não serão apresentadas por questão de espaço.

Comparação é feita quanto à CE quando se aplica EE, DER e DSI. Simulações tarifárias, de microrredes e de VPP não serão mostradas.

5.2.1. Simulação do Clima em Quatro Cidades no GridLAB-D

Conforme colocado no Apêndice G, o Módulo Climático do GridLAB-D recupera os dados do tempo de arquivos do tipo TMY2 - Ano Meteorológico Típico (do inglês *typical meteorological year*), criados e mantidos pelo NREL[15], ou seja, dados climáticos apenas de cidades dos EUA. Para esta tese foram utilizados dados TMY2 do Brasil[16]. Nesse site estão disponíveis arquivos TMY2 para as seguintes cidades brasileiras: Belém, PA; Belo Horizonte, MG; Boa Vista, RR; Bom Jesus da Lapa, BA; Brasília, DF; Campo Grande, MS; Cuiabá, MT; Curitiba, PR; Florianópolis, SC; Fortaleza, CE; Jacareacanga, PA; Manaus, AM; Petrolina, PE; Porto Nacional, TO; Porto Velho, RO; Recife, PE; Salvador, BA; Santa Maria, RS; Rio de Janeiro, RJ; e São Paulo, SP.

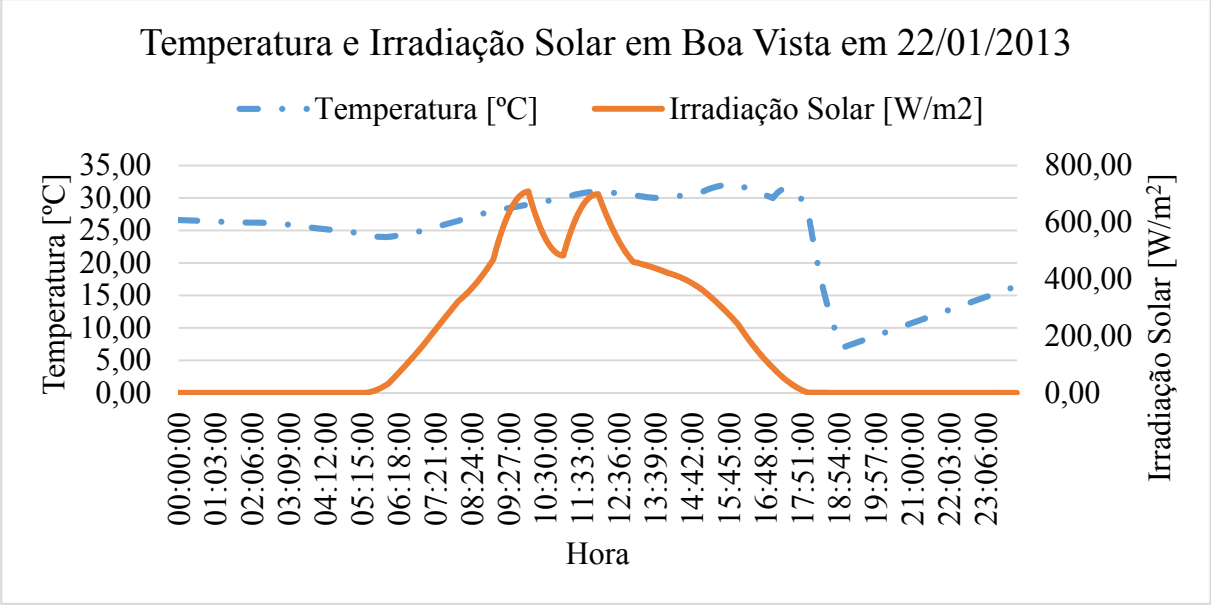
Para demonstrar a capacidade de simulação do clima utilizando-se o GridLAB-D escolheu-se quatro cidades, duas nos extremos e duas no meio do país, respectivamente: Boa Vista, Santa Maria, Brasília e Florianópolis. Para cada cidade foi realizada a simulação do clima do dia 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2013 e os dias extremos, ou seja, o dia com a menor temperatura e o dia com a maior temperatura foram escolhidos para se apresentar os gráficos de temperatura [ºC], Irradiação Solar [W/m^2], velocidade do vento [m/s] e umidade [%], numa tentativa de refletir o perfil de comportamento das curvas de carga para esses dias.

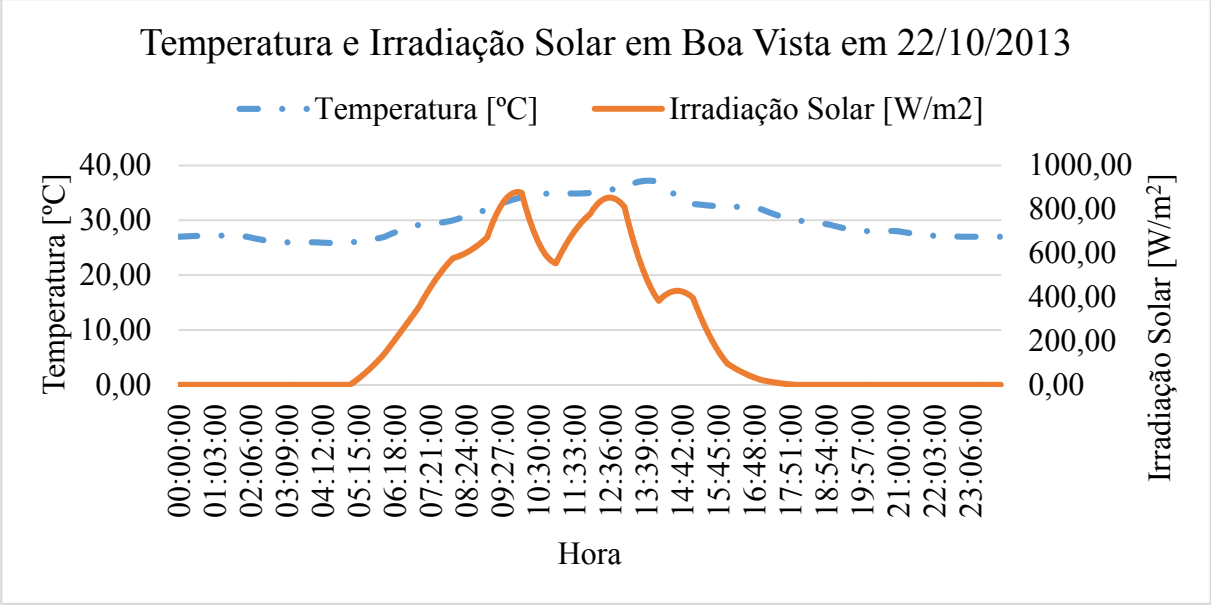
No caso de Boa Vista os dias escolhidos a partir da simulação anual foram 22 de janeiro de 2013, verão, com mínima de 7,00ºC e 22 de outubro de 2013, primavera, com máxima de 37,23ºC. As simulações foram feitas para 24 horas com gravação dos resultados minuto a minuto. A Figura

[15] Esses dados estão disponíveis para download juntamente com o GridLAB-D, mas podem ser obtidos em: http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1961-1990/tmy2/State.html.
[16] Dados climáticos de algumas cidades do Brasil disponíveis em: http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data3.cfm/region=3_south_america_wmo_region_3/country=BRA/cname=Brazil.

18 a seguir apresenta os resultados para temperatura e Irradiação Solar e a Figura 19 seguinte apresenta os resultados para velocidade do vento e umidade.

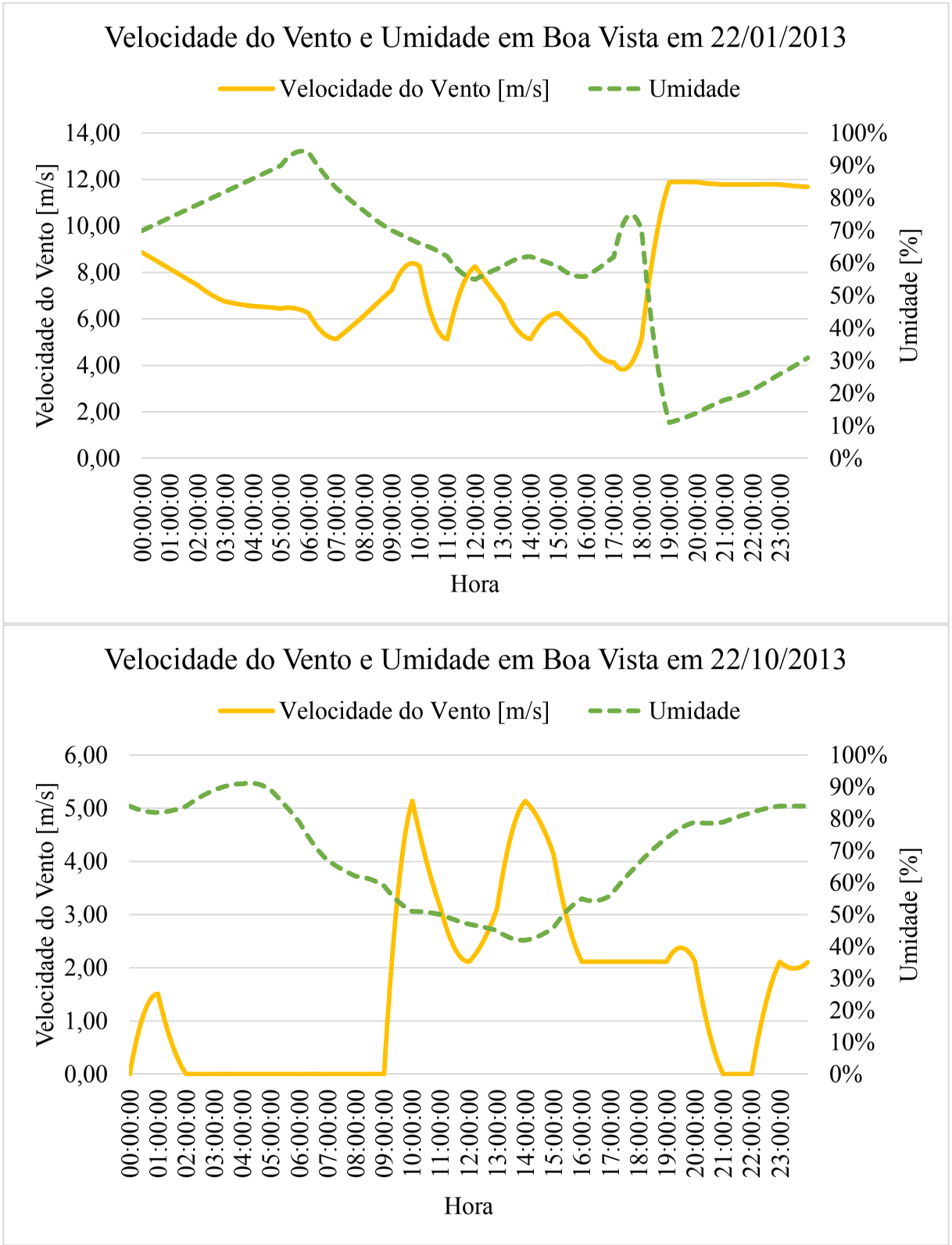
No caso de Santa Maria os dias escolhidos a partir da simulação anual foram 27 de junho de 2013, inverno, com mínima de -1,28ºC e 07 de junho de 2013, inverno, com máxima de 36,70ºC. As simulações foram feitas para 24 horas com gravação dos resultados minuto a minuto. A Figura 20 a seguir apresenta os resultados para temperatura e Irradiação Solar e a Figura 21 seguinte apresenta os resultados para velocidade do vento e umidade.





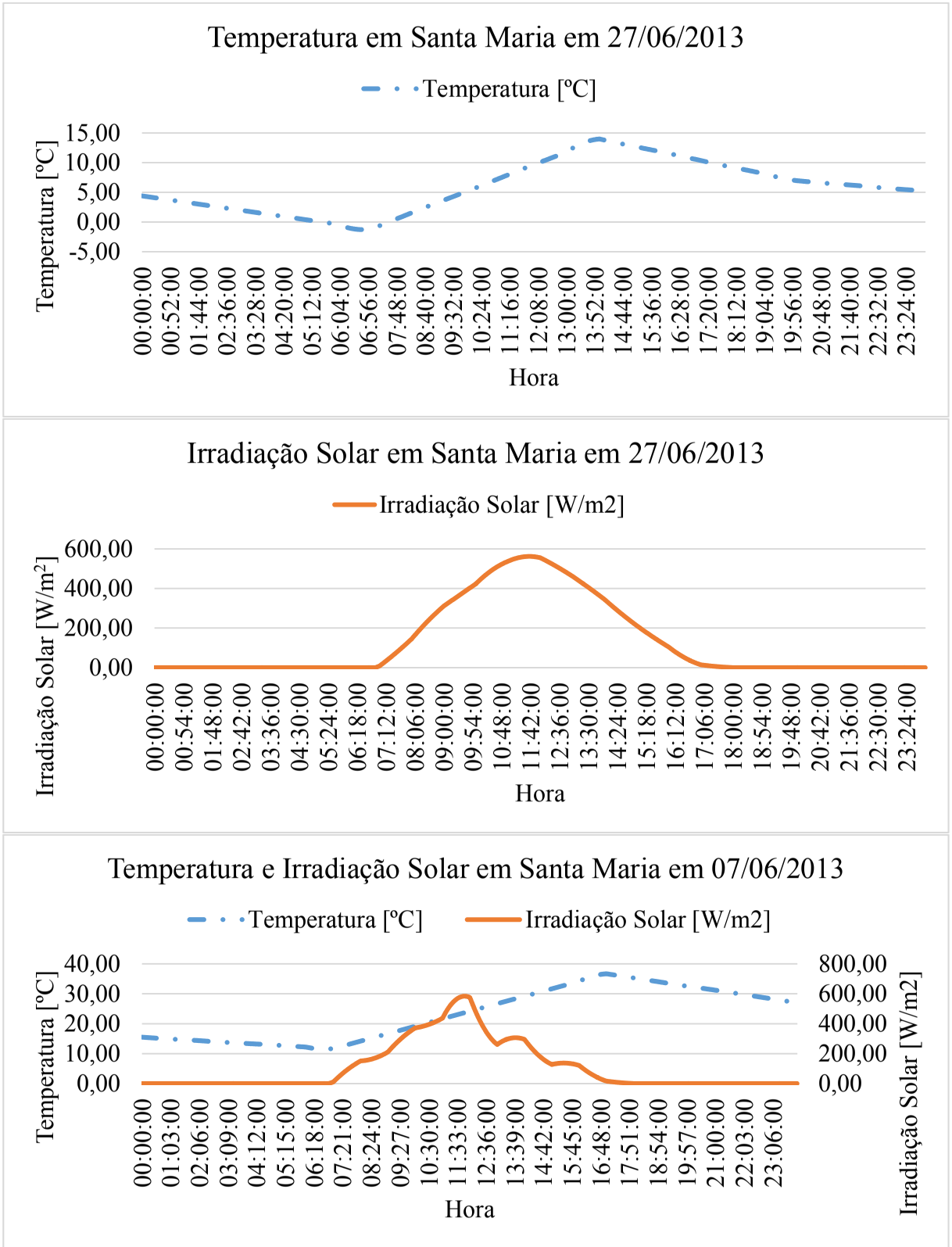
(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 18 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Boa Vista para os dias 22/01/2013 e 22/10/2013.



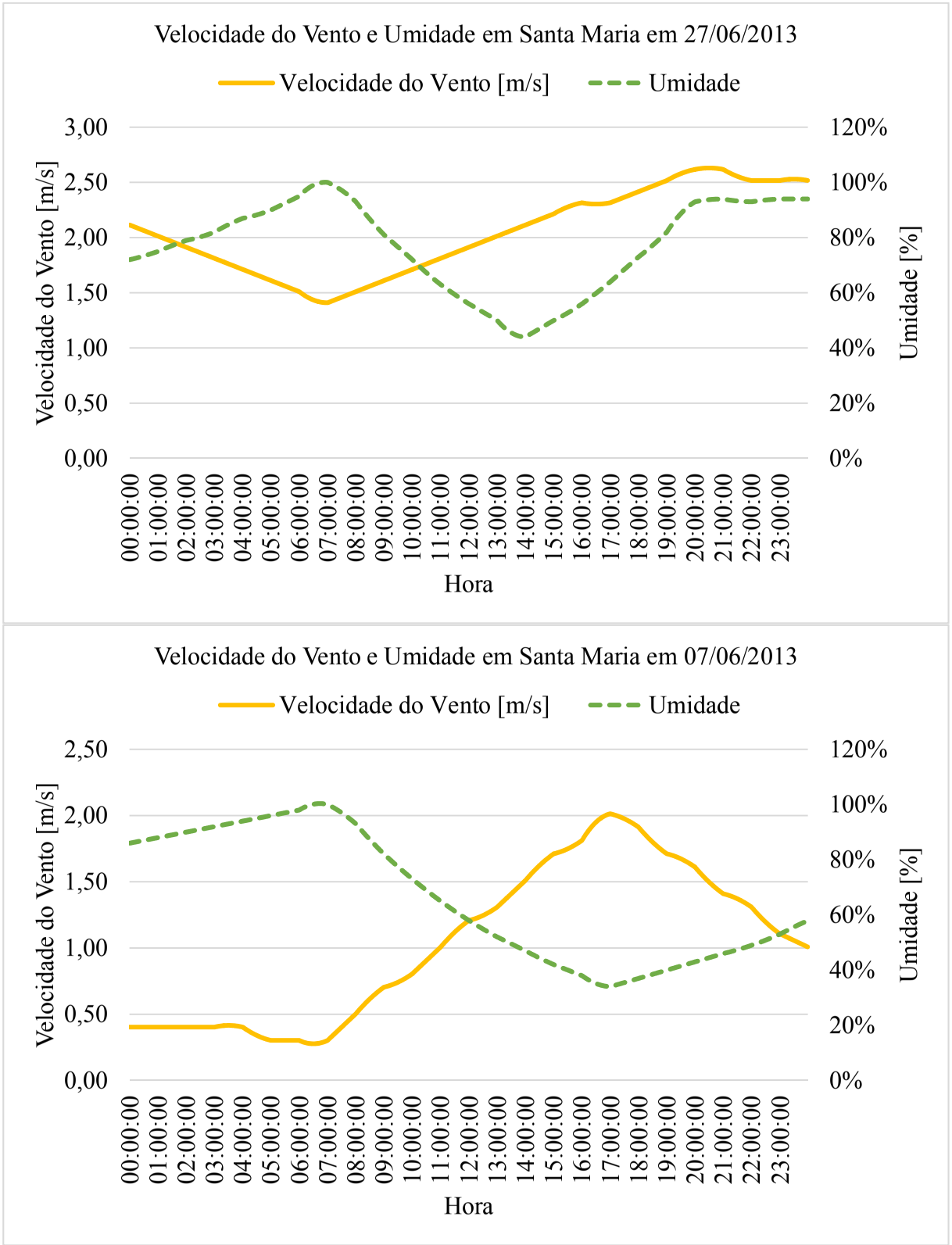
(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 19 - Gráficos do GridLAB-D de velocidade do vento e umidade da cidade de Boa Vista para os dias 22/01/2013 e 22/10/2013.



(Fonte: criado pelo autor.)

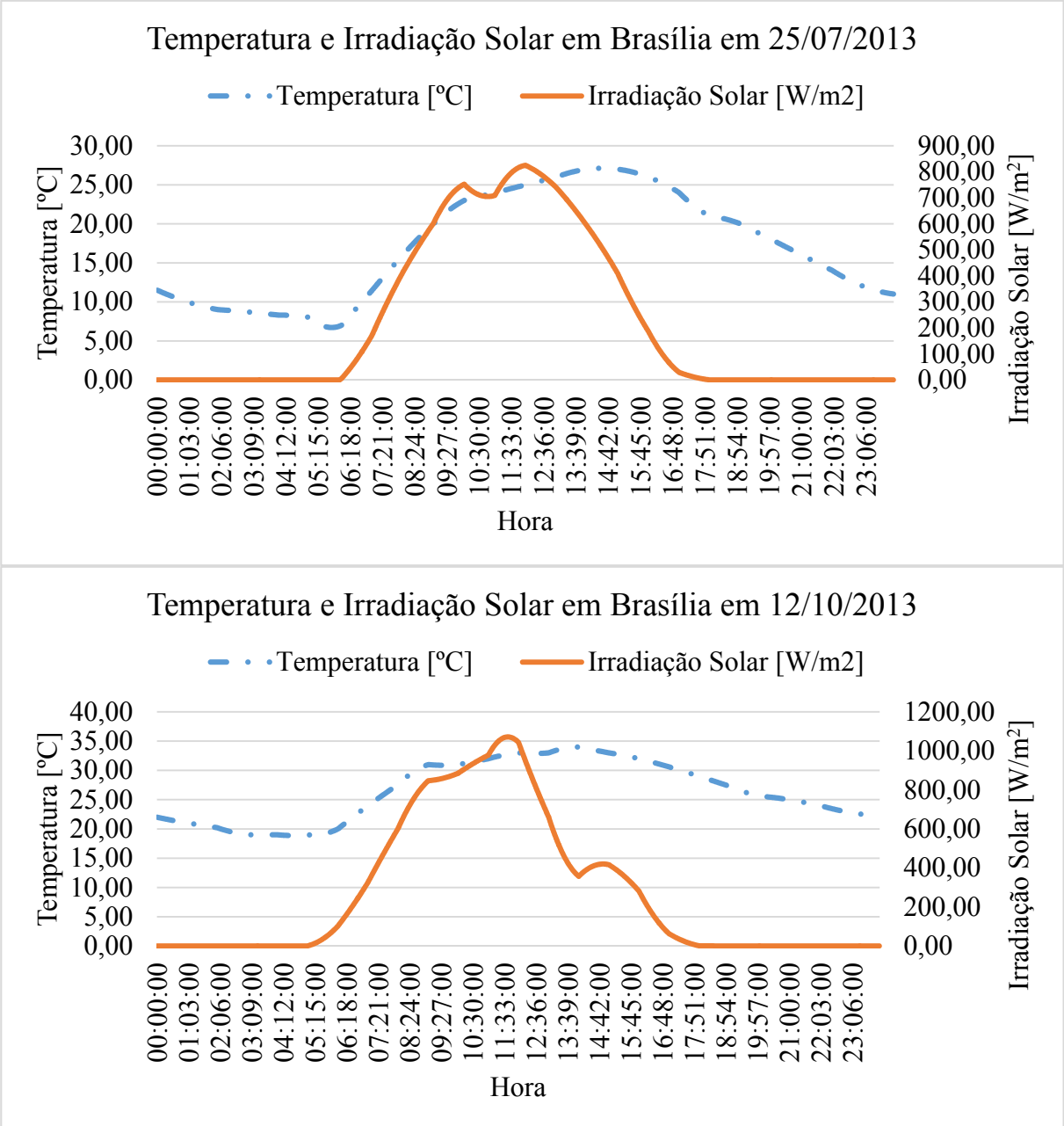
Figura 20 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Santa Maria para os dias 27/06/2013 e 07/06/2013.



(Fonte: criado pelo autor.)

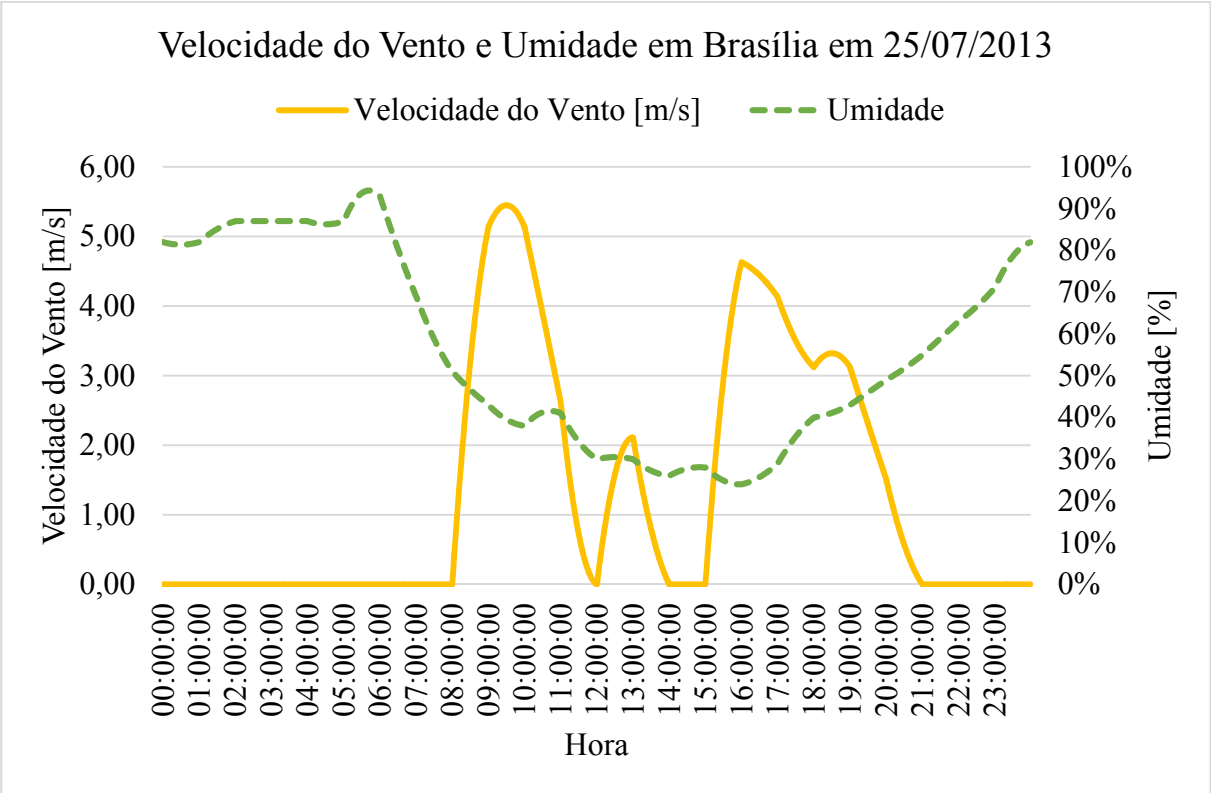
Figura 21 - Gráficos do GridLAB-D de velocidade do vento e umidade da cidade de Santa Maria para os dias 27/06/2013 e 07/06/2013.

No caso de Brasília os dias escolhidos a partir da simulação anual foram 25 de julho de 2013, inverno, com mínima de 6,72ºC e 12 de outubro de 2013, primavera, com máxima de 34,00ºC. As simulações foram feitas para 24 horas com gravação dos resultados minuto a minuto. A Figura 22 a seguir apresenta os resultados para temperatura e Irradiação Solar, e a Figura 23 seguinte apresenta os resultados para velocidade do vento e umidade.



(Fonte: criado pelo autor.)

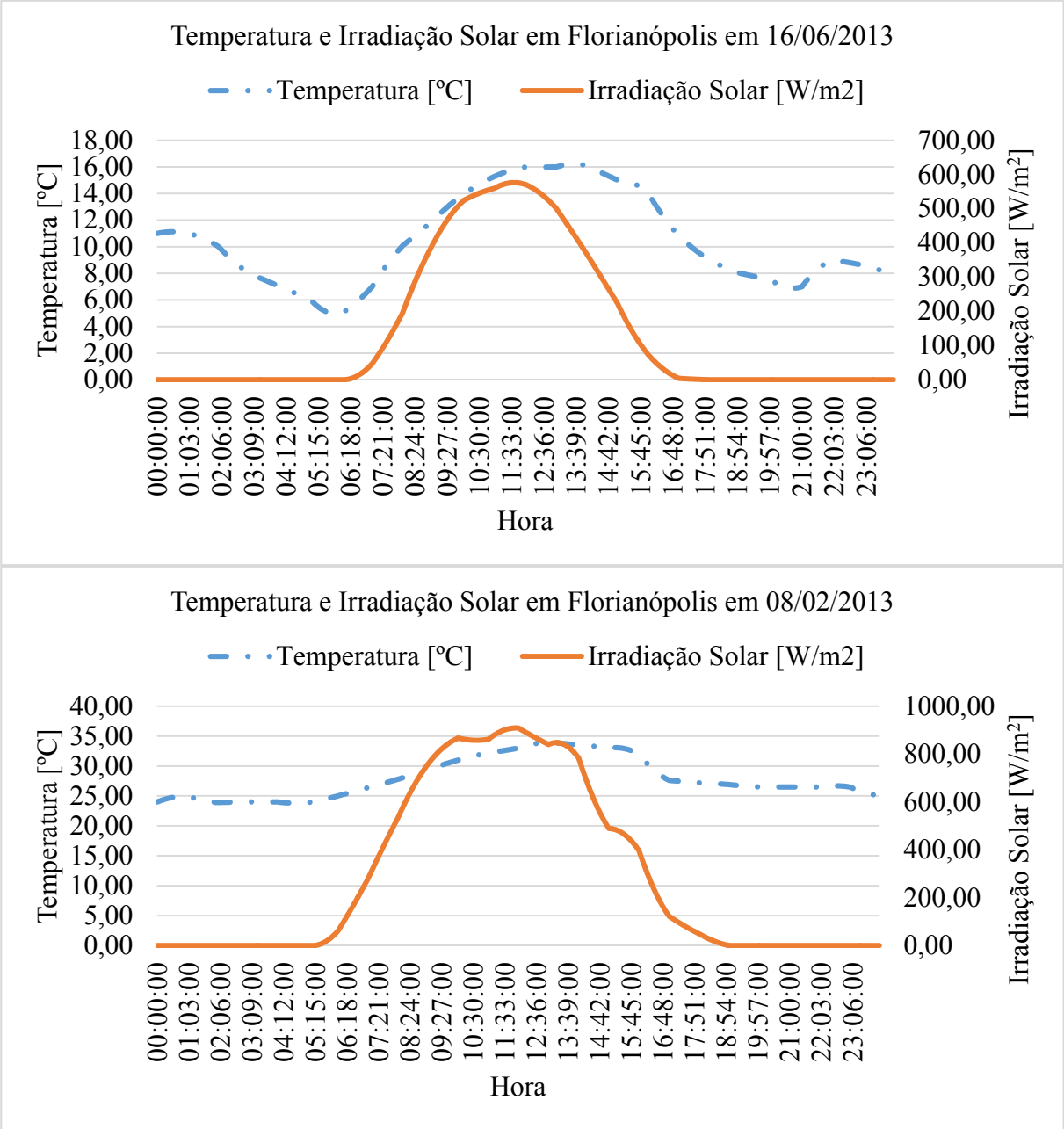
Figura 22 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Brasília para os dias 25/07/2013 e 12/10/2013.



(Fonte: criado pelo autor.)

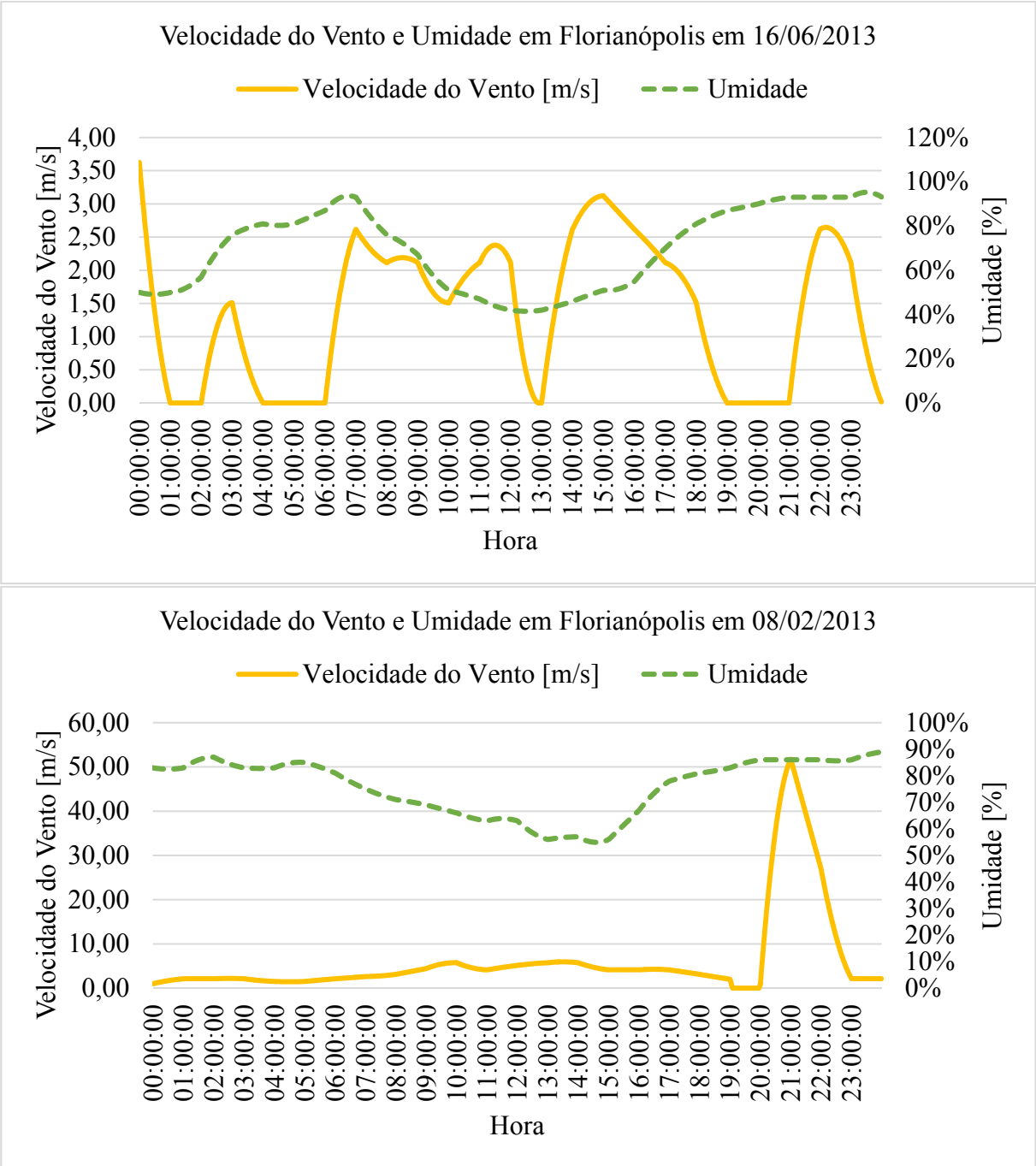
Figura 23 - Gráficos do GridLAB-D de velocidade do vento e umidade da cidade de Brasília para os dias 25/07/2013 e 12/10/2013.

No caso de Florianópolis os dias escolhidos a partir da simulação anual foram 16 de junho de 2013, outono, com mínima de 4,96ºC e 08 de fevereiro de 2013, verão, com máxima de 34,00ºC. As simulações foram feitas para 24 horas com gravação dos resultados minuto a minuto. A Figura 22 a seguir apresenta os resultados para temperatura e Irradiação Solar, e a Figura 23 seguinte apresenta os resultados para velocidade do vento e umidade.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 24 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Florianópolis para os dias 16/06/2013 e 08/02/2013.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 25 - Gráficos do GridLAB-D de velocidade do vento e umidade da cidade de Florianópolis para os dias 16/06/2013 e 08/02/2013.

Esses resultados do GridLAB-D são simulações que posteriormente serão usados para os cálculos da carga térmica de uma residência nessa localidade, bem como para microgeração PV. Para o restante das simulações serão consideradas apenas as cidades de Brasília e Florianópolis.

5.2.2. Simulação de Aquecedor de Água e de Chuveiro Elétrico no GridLAB-D

Conforme colocado no Apêndice G, o Módulo Residencial do GridLAB-D torna possível a simulação de diversos usos finais, tais como: aquecedor de água, iluminação, lava-louças, fogão elétrico, micro-ondas, refrigerador, freezer, EV, cargas nas tomadas, e o sistema HVAC existentes na residência. Serão apresentadas aqui as simulações no GridLAB-D de alguns desses dispositivos. É importante salientar que apesar de essas simulações serem apresentadas para uma residência, as mesmas podem ser aplicadas a edificações comerciais e industriais.

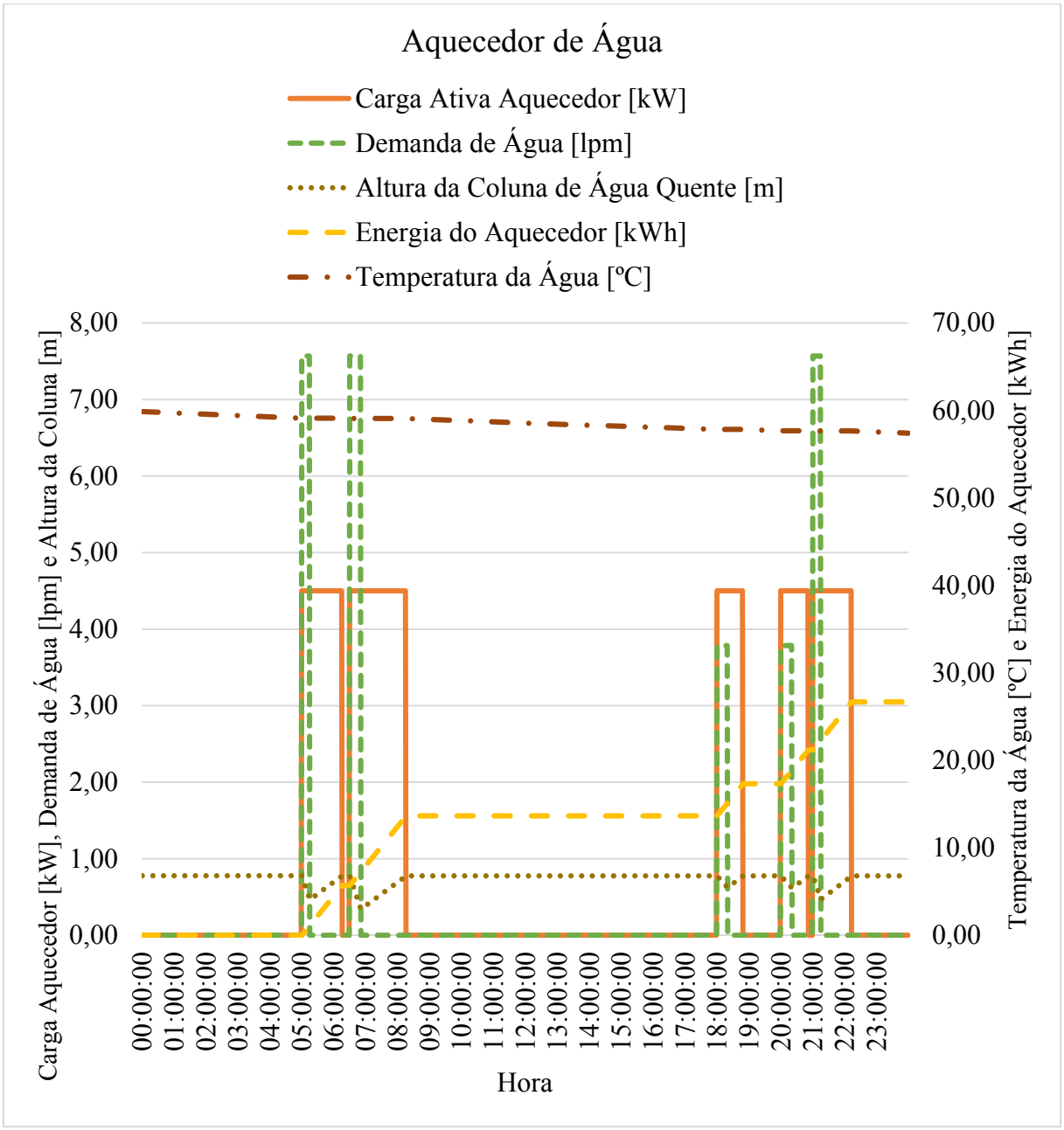
Usando o GridLAB-D realizou-se então a simulação de um aquecedor de água usando o modelo físico disponível. O tanque de água quente foi especificado como tendo a capacidade de 60 galões ou 227 litros, aproximadamente, e seu elemento resistivo tem uma potência de 4,5 kW. Através de um módulo de carga programada estabeleceu-se que a água quente é consumida nas seguintes atividades e períodos:

- durante um banho de 15 minutos iniciando às 5 horas;
- um segundo banho de 20 minutos iniciando-se às 6 horas;
- lavando a louça durante 20 minutos, com início às 18 horas;
- e novamente em um banho durante 20 minutos com início às 20 horas;
- e ainda um outro banho de 15 minutos iniciando-se às 21 horas.

Os horários e durações dos banhos foram escolhidos de forma aleatória. A Figura 26 a seguir apresenta as curvas, minuto a minuto, para esse aquecedor de água. São apresentadas as curvas de carga ativa do aquecedor [kW], de demanda de água em litros por minuto, a curva da altura da coluna de água quente em metros, da energia ativa acumulada consumida pelo aquecedor [kWh] e ainda da temperatura da água [ºC] dentro do tanque.

Contudo, no Brasil é muito utilizado o chuveiro elétrico, também conhecido como ducha, para aquecimento da água de banho. Esse equipamento possui a capacidade de aquecer a água que passa através dele em segundos. É constituído de um elemento de aquecimento (resistor), chamado de “resistência” no Brasil; feito de um fio espiralado composto de metais com alto ponto de fusão, como o níquel, o cromo ou uma liga dos dois metais, que ao aquecer, esquenta imediatamente a água, além do espalhador com inúmeros orifícios. Um chuveiro elétrico, conforme ilustrado na

Figura 27 seguinte, em sua potência mínima, consome entre 2400W e 4600W, em suas máximas potências, chegam a consumir 5.500W em 127V e até 7.500W em 220V[17].



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 26 - Curvas de carga e de energia ativas de um aquecedor de água do tipo tanque com elemento resistivo e ainda curvas da demanda de água da residência, da altura da coluna de água quente no tanque e da temperatura da água nesse tanque do GridLAB-D.

[17] Informações tiradas do Inmetro em http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/chuveiro.pdf na data de 31/08/2014.



(Fonte: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/1/17/Chua.jpg.)

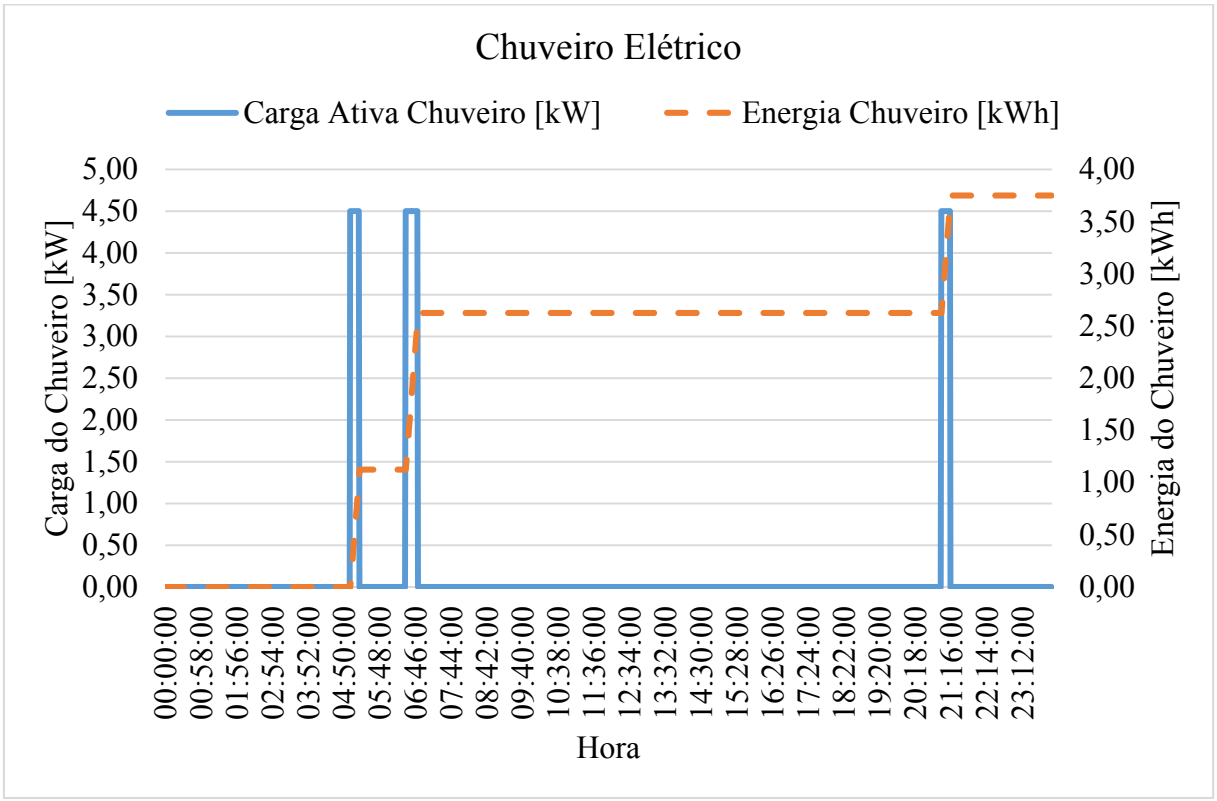
Figura 27 - Uma ducha moderna.

Não existe no GridLAB-D um modelo pré-estabelecido para uma carga com aquecimento instantâneo de água como pode ser considerado o chuveiro elétrico de passagem, ou seja, sem acumulação. Sendo assim foi adotado o modelo de carga ZIP (impedância constante, corrente constante, potência constante) disponível no GridLAB-D juntamente com o módulo de carga programada para se construir a curva de carga do chuveiro elétrico.

Para ser possível a comparação com o aquecedor de água com tanque, esse chuveiro elétrico foi especificado como sendo uma carga de potência constante de 4,5 kW. Através de um módulo de carga programada estabeleceu-se que a água quente é consumida em banhos que acontecem nos mesmos horários da simulação do aquecedor, ou seja:

- durante um banho de 15 minutos iniciando às 5 horas;
- um segundo banho de 20 minutos iniciando-se às 6 horas;
- e ainda um outro banho de 15 minutos iniciando-se às 21 horas.

A Figura 28 apresenta as curvas, minuto a minuto, para esse chuveiro para a mesma residência do aquecedor de tanque. São apresentadas as curvas de carga ativa do chuveiro [kW] e da energia ativa acumulada consumida pelo chuveiro [kWh].



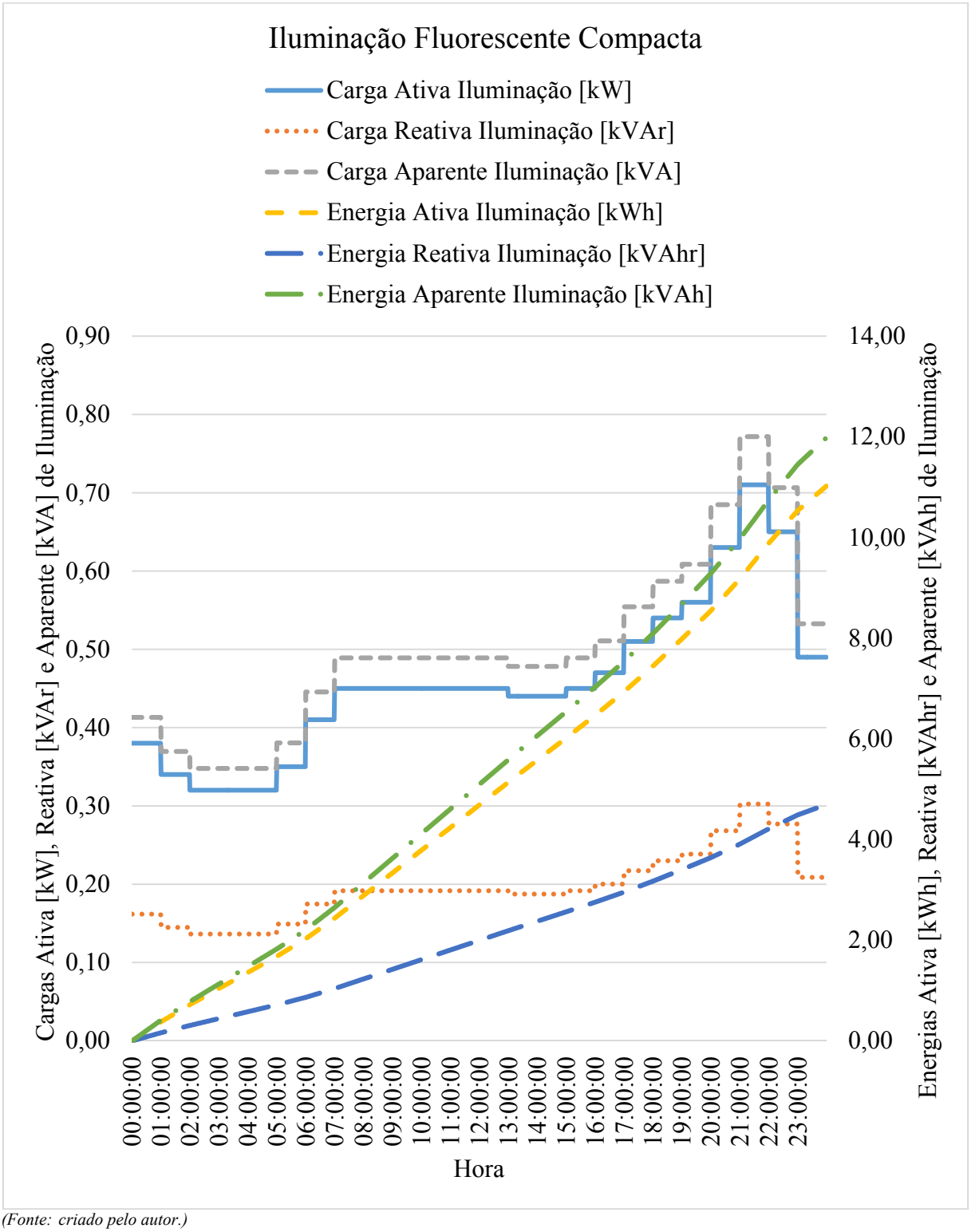
(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 28 - Curvas de carga e de energia ativas de um chuveiro de passagem com elemento resistivo de 4,5 kW do GridLAB-D.

Observa-se comparando as curvas da Figura 26 com as da Figura 28 que no caso do tanque o elemento resistivo permanece ligado muito tempo depois que a água é consumida, isso acontece para poder manter a água do tanque aquecida ao longo do dia dentro da temperatura estabelecida. E no caso do consumo de energia, o chuveiro termina o dia tendo consumido 3,75 kWh, enquanto o aquecedor de tanque 26,68 kWh.

Em ambos os casos de aquecimento, tanque ou chuveiro, o efeito da carga térmica que é transferida para o meio é capturado pela modelagem ambiente do GridLAB-D, sendo assim, o calor da água utilizada é convertido em aquecimento para o ambiente, tendo o sistema HVAC de lidar com essa carga térmica. No caso do chuveiro elétrico, tendo em vista a taxa de rendimento de transferência de calor da resistência para a água fria, conforme (PESSINI; SCHNEIDER, 2011), foi adotado no modelo da carga ZIP uma taxa de ganho de calor do ambiente de 96%.

5.2.3. Simulação de Iluminação no GridLAB-D



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 29 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de iluminação CFL com carga total instalada de 1 kW do GridLAB-D.

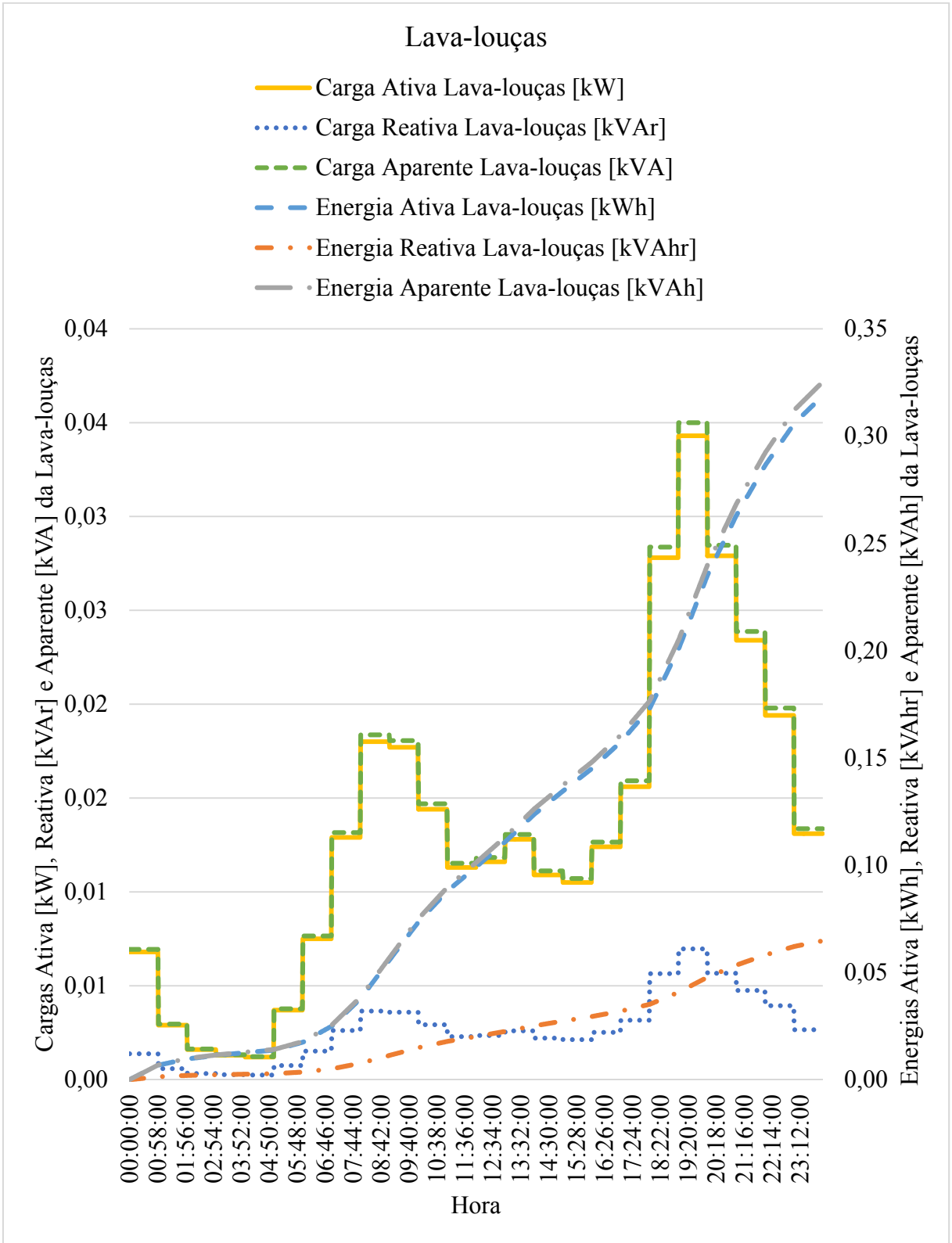
O Apêndice G explica como a simulação de iluminação ocorre no GridLAB-D, sendo possível a simulação de lâmpadas do tipo incandescente, fluorescente, fluorescente compacta (CFL do inglês *Compact Fluorescent Lighting*), lâmpada de estado sólido (SSL do inglês *Solid-State Lighting*) ou lâmpada de descarga de alta intensidade (HID do inglês *High-Intensity Discharge*). Usando o GridLAB-D realizou-se a simulação de penas iluminação CFL com uma capacidade total instalada de 1 kW. Para ajustar a programação dessa iluminação foi utilizado um Módulo Ajuste e Gravação horário, ou seja, naquele intervalo de hora do dia a quantidade de potência em p.u. de iluminação em funcionamento é constante, sendo que durante a madrugada (de 0 horas às 6 horas) gira em torno de 32%, durante o dia (de 6 horas às 18 horas) em torno de 45% e à noite (de 18h às 0 horas) em torno de 63%.

A Figura 29 apresenta as curvas, minuto a minuto, para essa iluminação. São apresentadas as curvas de carga ativa [kW], reativa [kVAr] e aparente [kVA] e da energia ativa [kWh], reativa [kVAhr] e aparente [kVA] acumulada consumidas pela iluminação. Ao final do dia são consumidos 11,02 kWh de energia ativa apenas para iluminação dessa residência.

5.2.4. Simulação de Lava-louças no GridLAB-D

Usando-se o GridLAB-D realizou-se a simulação da lava-louças padrão apresentada no Apêndice G. Na simulação a lavadora segue um Módulo de Ajuste e Gravação com um perfil fixo de funcionamento em cada hora do dia, com diferentes cargas.

A Figura 30 a seguir apresenta as curvas, minuto a minuto, para essa lava-louças padrão. São apresentadas as curvas de carga ativa [kW], reativa [kVAr] e aparente [kVA] e da energia ativa [kWh], reativa [kVAhr] e aparente [kVA] acumulada consumidas pela lava-louças. Ao final do dia são consumidos 0,32 kWh de energia ativa.

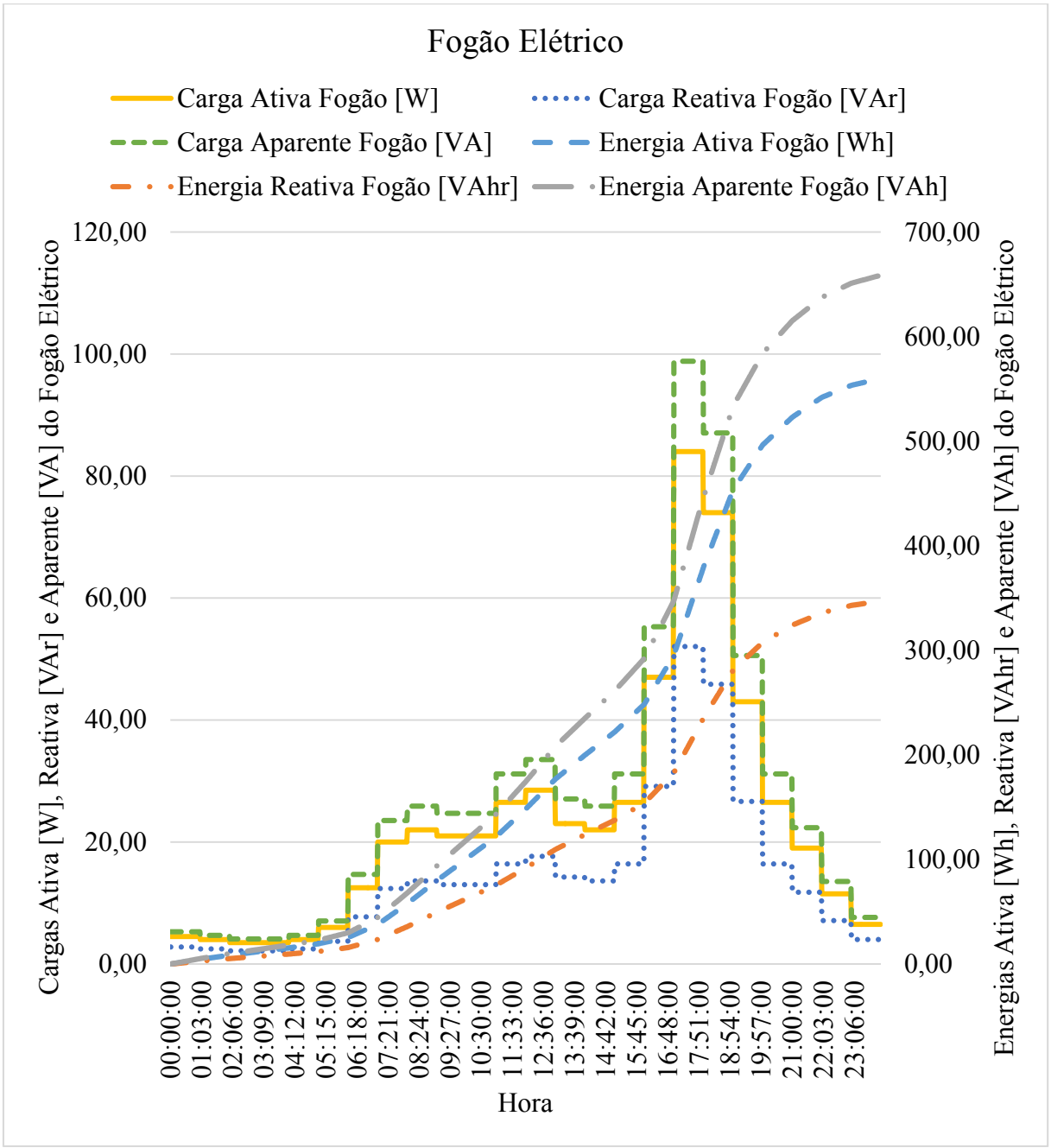


(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 30 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de uma lava-louças padrão do GridLAB-D.

5.2.5. Simulação de Fogão Elétrico no GridLAB-D

Usando-se o GridLAB-D realizou-se a simulação do fogão elétrico padrão referido no Apêndice G. Esse fogão segue um Módulo de Ajuste e Gravação com um perfil fixo de funcionamento em cada hora do dia, com diferentes cargas.

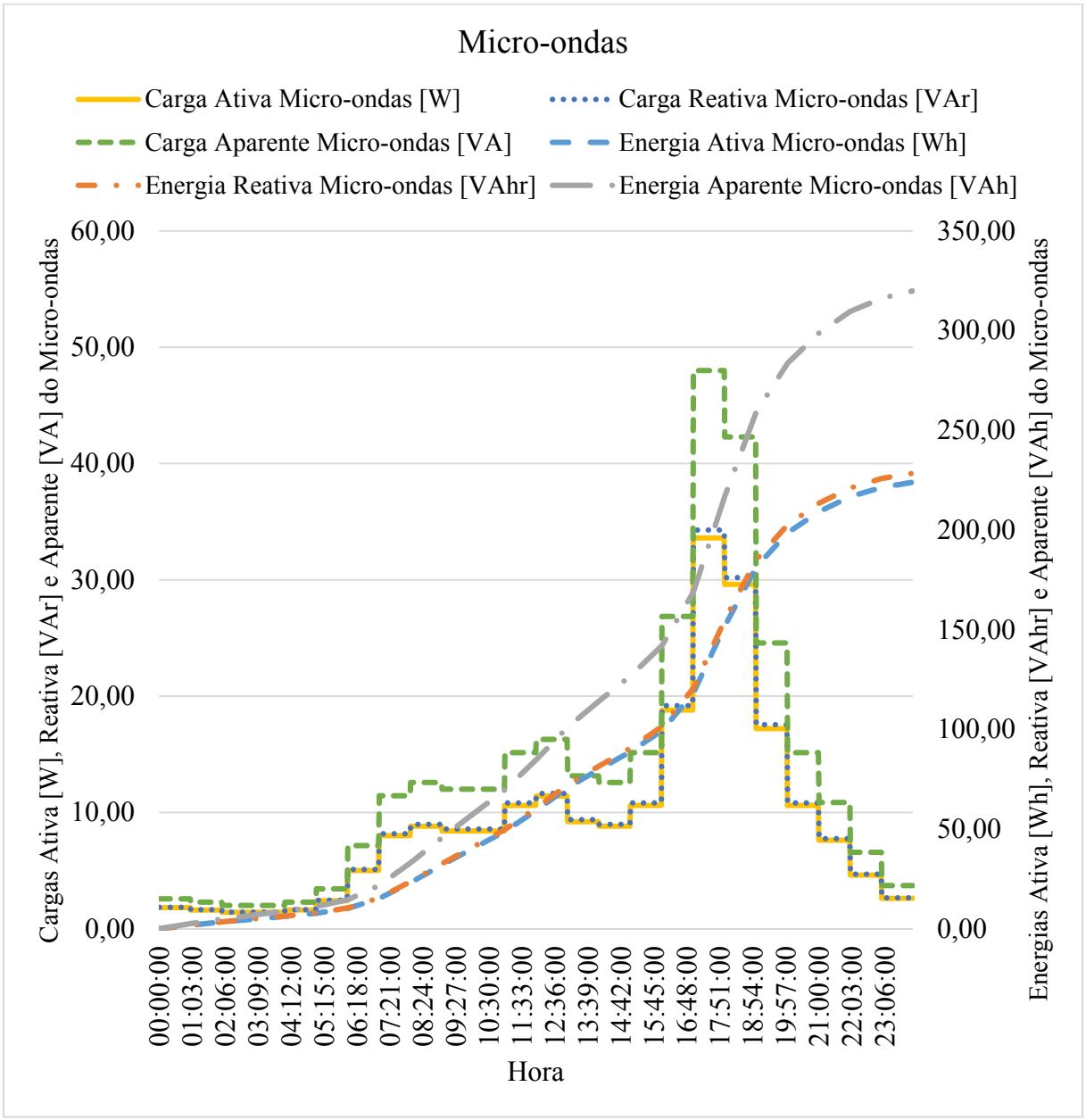


(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 31 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de um fogão elétrico padrão do GridLAB-D.

A Figura 31 apresenta as curvas, minuto a minuto, para esse fogão padrão. São apresentadas as curvas de carga ativa [W], reativa [VAr] e aparente [VA] e da energia ativa [Wh], reativa [VAhr] e aparente [VA] acumulada consumidas pelo fogão. Ao final do dia são consumidos 0,56 kWh de energia ativa.

5.2.6. Simulação de Micro-ondas no GridLAB-D



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 32 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de um micro-ondas padrão do GridLAB-D.

Usando-se o GridLAB-D realizou-se a simulação do micro-ondas padrão modelado no Apêndice G. Esse micro-ondas segue um Módulo de Ajuste e Gravação com um perfil fixo de funcionamento em cada hora do dia, com diferentes cargas.

A Figura 32 apresenta as curvas, minuto a minuto, para esse micro-ondas padrão. São apresentadas as curvas de carga ativa [W], reativa [VAr] e aparente kVA] e da energia ativa [Wh], reativa [VAhr] e aparente [VA] acumulada consumidas pelo micro-ondas. Ao final do dia são consumidos 0,22 kWh de energia ativa.

5.2.7. Simulação de Refrigerador no GridLAB-D

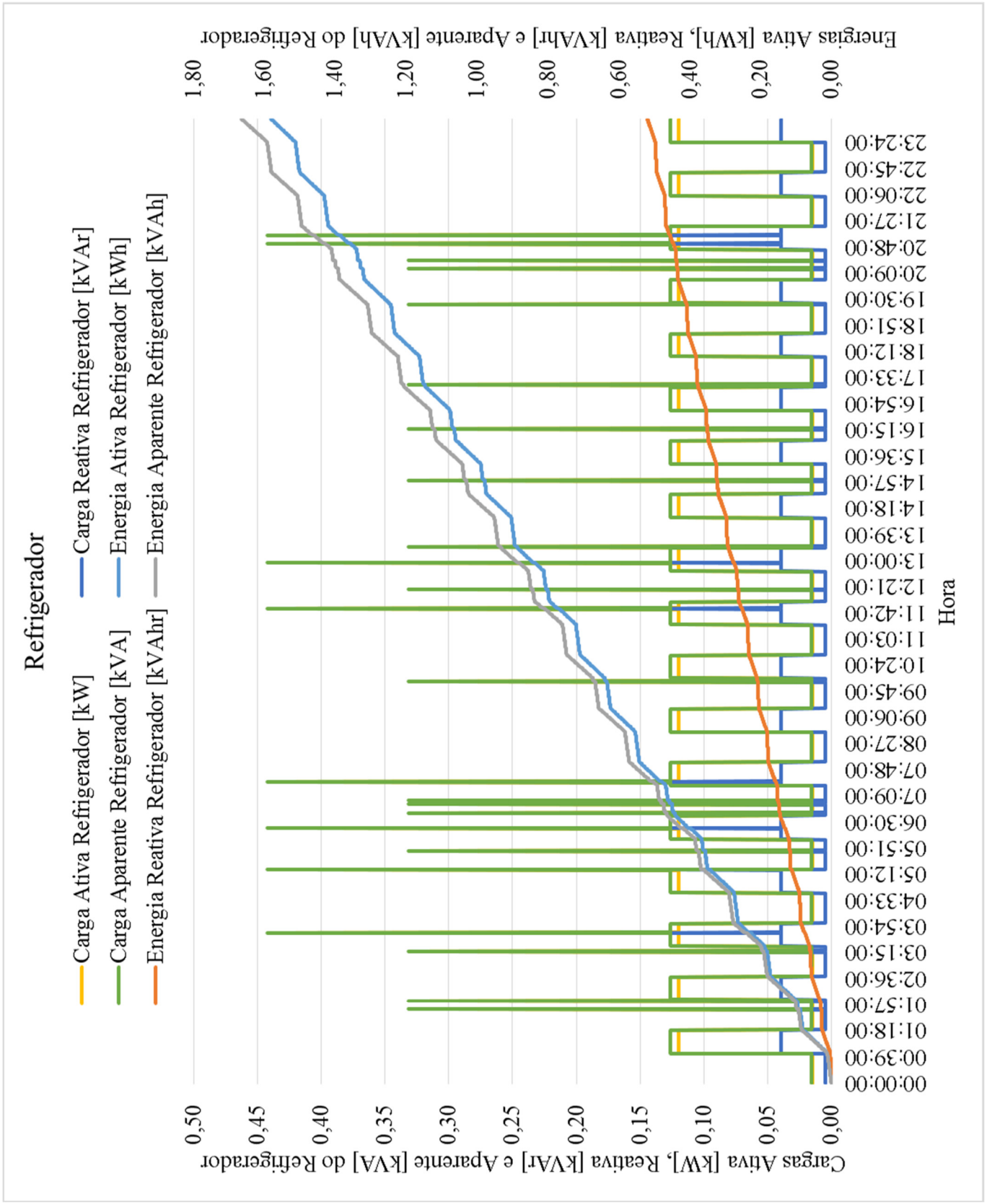
Como descrito no Apêndice G, no GridLAB-D a simulação do refrigerador leva em conta as condições ambientes de temperatura, bem como o número de vezes em que a porta da mesma é aberta, entre outros parâmetros.

Usando-se o GridLAB-D realizou-se então a simulação de um refrigerador padrão, com potência nominal de 750 W, sendo que foi colocado como critério de descongelamento a abertura da porta do refrigerador e o compressor normalmente desligado. Neste caso é considerado que a porta da geladeira é aberta três vezes nesse dia.

A Figura 33 a seguir apresenta as curvas, minuto a minuto, para esse refrigerador padrão. São apresentadas as curvas de carga ativa [kW], reativa [kVAr] e aparente [kVA] e da energia ativa [kWh], reativa [kVAhr] e aparente [kVA] acumulada consumidas pelo refrigerador. Ao final do dia são consumidos 1,58 kWh de energia ativa.

5.2.8. Simulação de PHEV no GridLAB-D

Como descrito no Apêndice G, no GridLAB-D a simulação de PHEV leva em conta todas as características da bateria do PHEV que está sendo simulado, bem como a distância diária percorrida pelo veículo e o horário em que o mesmo é carregado, sendo possível um modelo probabilístico e um modelo determinístico quanto aos horários em que o condutor deixar o local de trabalho e o horário no qual chega à sua residência, quando então coloca o veículo para carregar.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 33 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes de um refrigerador no GridLAB-D.

Usando-se o GridLAB-D realizou-se então a simulação dos principais modelos de EV disponíveis: o Palio Weekend de Itaipu, o Nissan Leaf, o BMW i3 e o Tesla Model S[18]. Segue na Tabela 10 os dados utilizados nas simulações para esses veículos:

Tabela 10 - Dados característicos de modelos de EV disponíveis.

Modelo EV	Capacidade da Bateria [kWh]	Autonomia [km]	Capacidade de Carregamento [kW]	Eficiência de Autonomia [km/kWh]	Eficiência do Carregador [%]
Palio Weekend Itaipu	20	120	2,50	6,00	N/D*
Nissan Leaf	24	135	3,00	5,63	N/D*
BMW i3	18,8	130	3,133	6,92	N/D*
Tesla Model S	85	426	10,00	5,01	92%

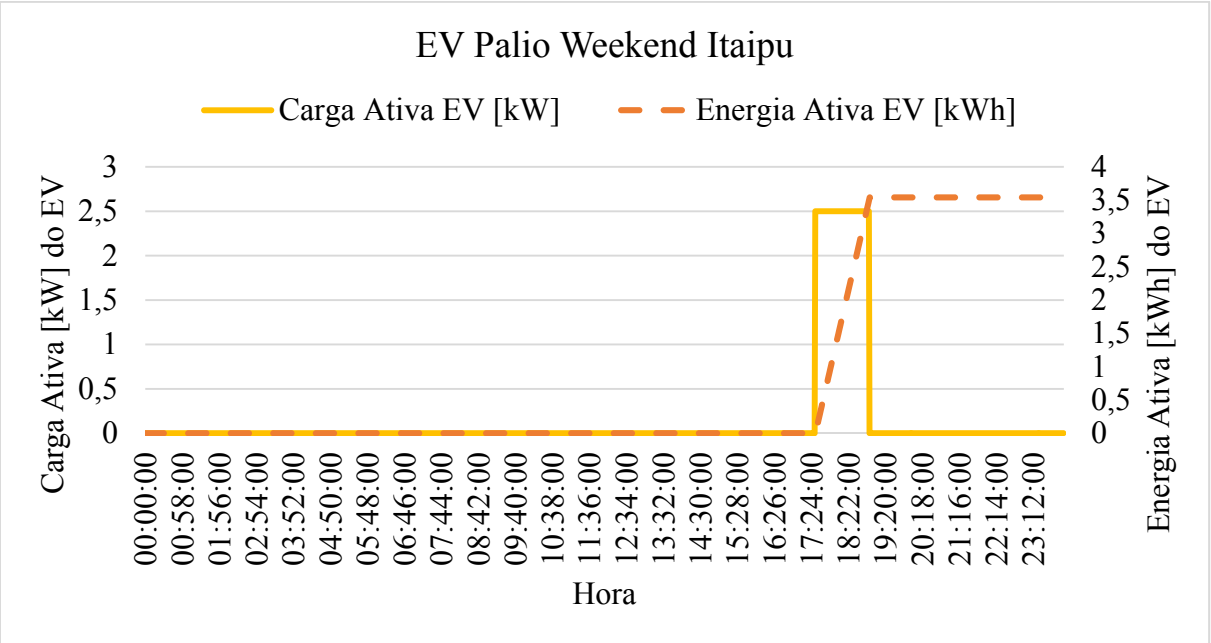
**Não Disponível*
(Fonte: criado pelo autor.)

Em todos os casos de simulação foi utilizado o modelo determinístico do GridLAB-D, sendo definido que o condutor sai de casa com o veículo completamente carregado às 7h, percorre 13 milhas (aproximadamente 20,92 km) até o trabalho, permanece no trabalho durante 9h, saindo de lá às 17h e percorrendo a mesma distância de 13 milhas chega em casa às 17h30 e já inicia imediatamente o carregamento do veículo.

A Figura 34 a seguir apresenta as curvas, minuto a minuto, para o Palio Weekend. São apresentadas as curvas de carga ativa [kW] e da energia ativa [kWh] acumulada consumida pelo EV. Ao final do dia são consumidos 3,54 kWh de energia ativa.

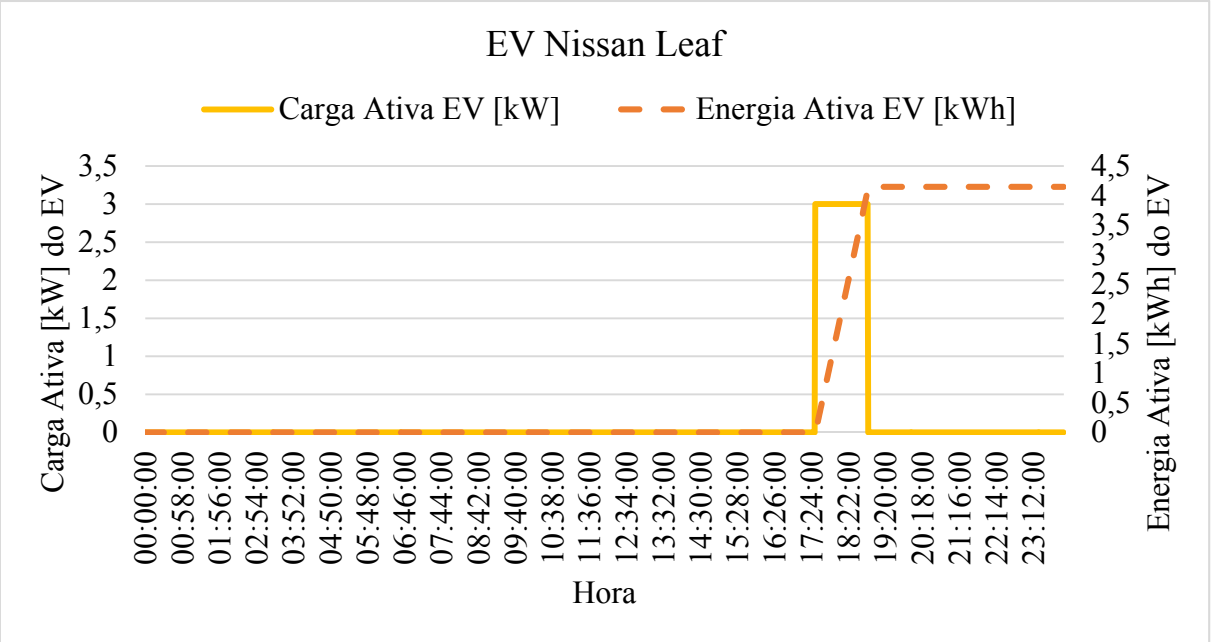
A Figura 35 seguinte apresenta as curvas, minuto a minuto, para o Nissan Leaf. São apresentadas as curvas de carga ativa [kW] e da energia ativa [kWh] acumulada consumida pelo EV. Ao final do dia são consumidos 4,15 kWh de energia ativa.

[18] Dados dos veículos disponíveis nos seguintes sites: Palio Weekend Itaipu: http://www2.itaipu.gov.br/ve/portugues/ficha_tecnica.html (Acesso em 28/06/2014); Nissan Leaf: http://www.nissanusa.com/electric-cars/leaf/versions-specs/version.s.html (Acesso em 28/06/2014); BMW i3: http://www.bmw.com/com/en/newvehicles/i/i3/2013/showroom/index.html?noredir=1 (Acesso em 28/06/2014) e Tesla Model S: http://www.teslamotors.com/models/features (Acesso em 28/06/2014).



(Fonte: criado pelo autor.)

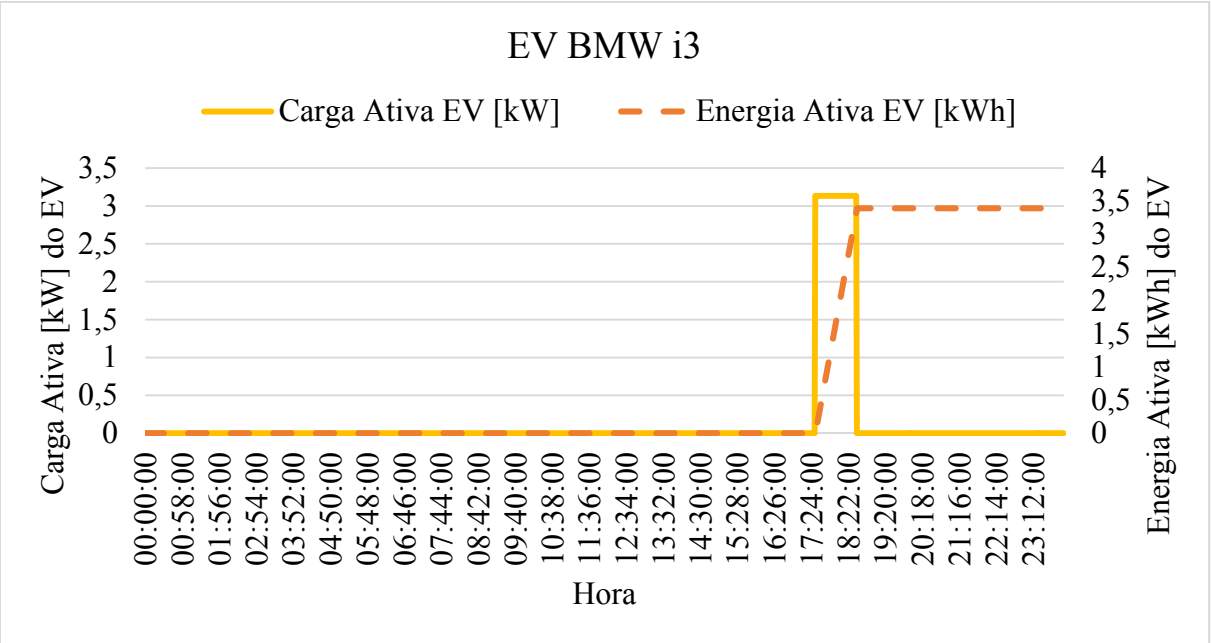
Figura 34 - Curvas de carga e energia ativas do EV Palio Weekend Itaipu do GridLAB-D.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 35 - Curvas de carga e energia ativas do EV Nissan Leaf do GridLAB-D.

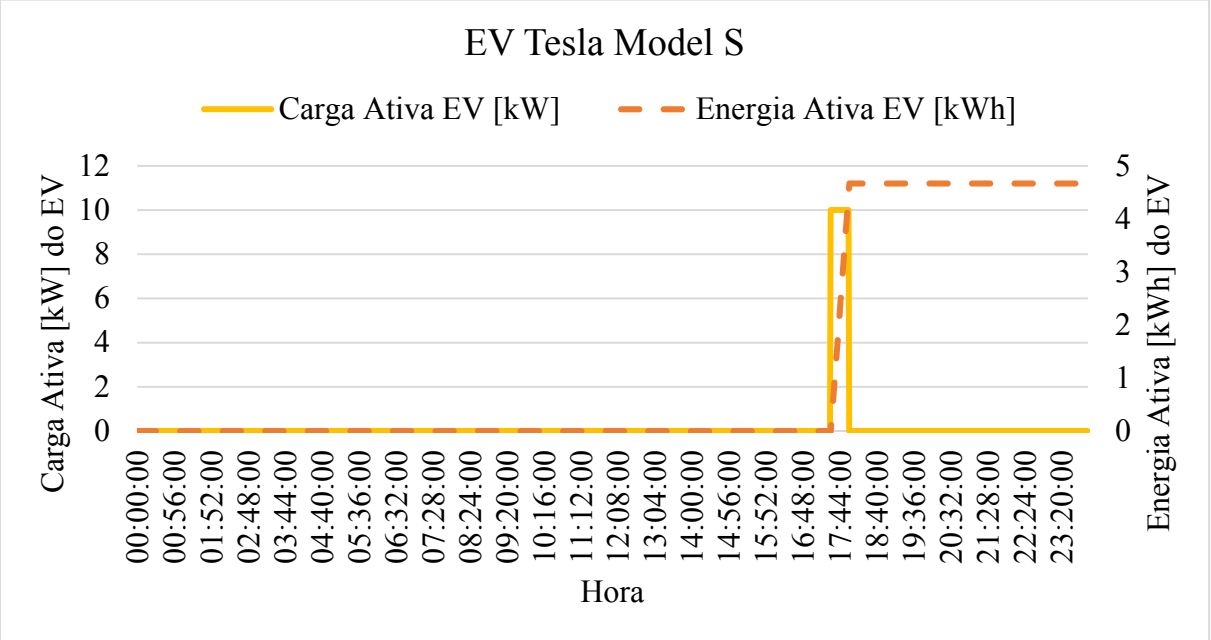
A Figura 36 a seguir apresenta as curvas, minuto a minuto, para o BMW i3. São apresentadas as curvas de carga ativa [kW] e da energia ativa [kWh] acumulada consumida pelo EV. Ao final do dia são consumidos 3,39 kWh de energia ativa.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 36 - Curvas de carga e energia ativas do EV BMW i3 do GridLAB-D.

A Figura 37 a seguir apresenta as curvas, minuto a minuto, para o Tesla Model S. São apresentadas as curvas de carga ativa [kW] e da energia ativa [kWh] acumulada consumida pelo EV. Ao final do dia são consumidos 4,67 kWh de energia ativa.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 37 - Curvas de carga e energia ativas do EV Tesla Model S do GridLAB-D.

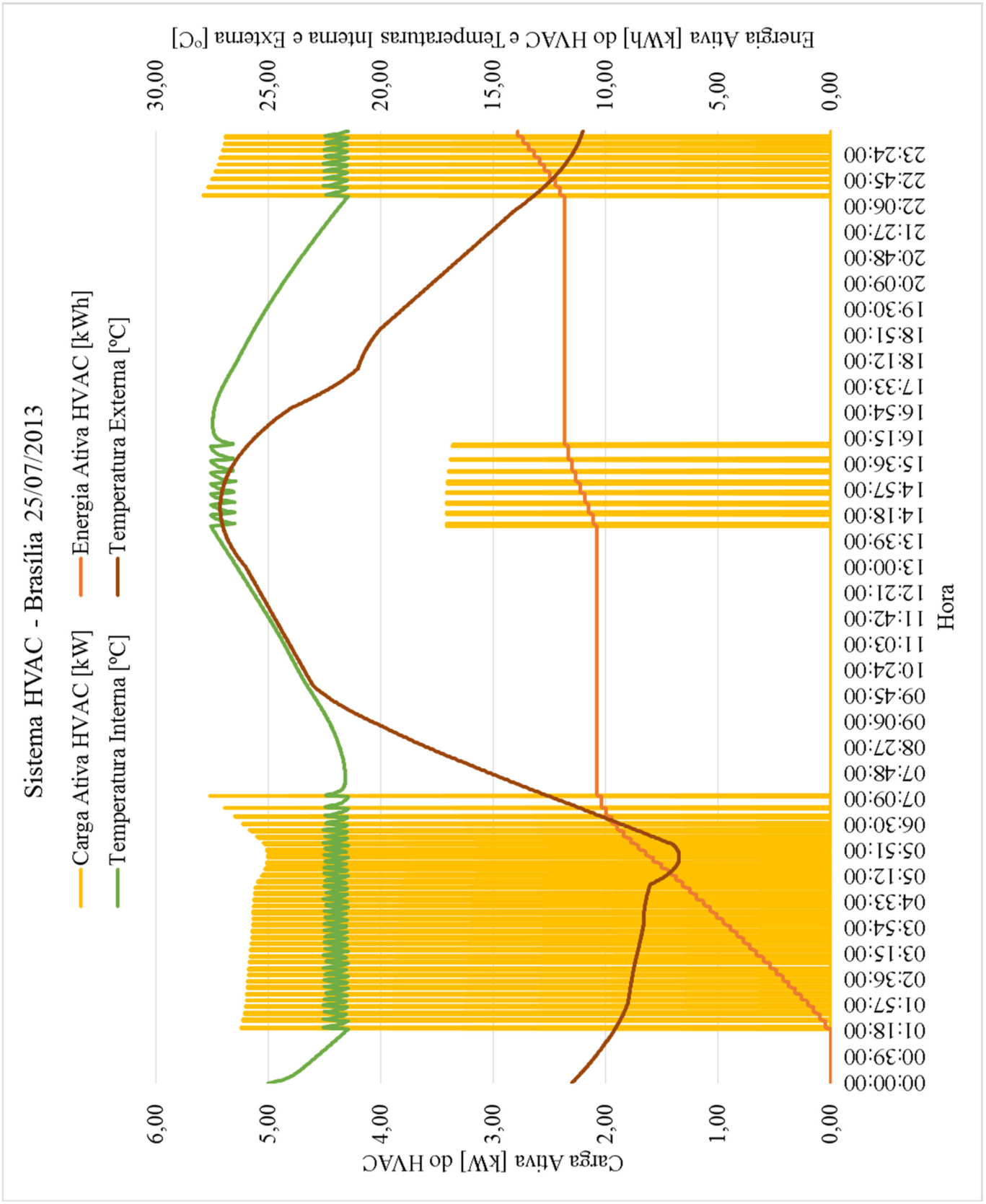
5.2.9. Simulação de Sistema HVAC no GridLAB-D

Como mostrado no Apêndice G são diversos os parâmetros que podem ser especificados para o sistema HVAC. Usando-se o GridLAB-D realizou-se a simulação do sistema HVAC nas cidades de Brasília e Florianópolis para os já referidos dois dias mais quente e mais frio do ano, a casa considerada nas simulações possui 160 m^2 de área condicionada. E para mostrar o controle de temperatura levando-se em conta apenas a envoltória da casa e a incidência solar, bem como ser possível observar as curvas de carga e energia apenas do sistema HVAC, foi considerado que a casa estaria sem qualquer outro dispositivo interno.

O sistema HVAC foi especificado com os seguintes parâmetros:

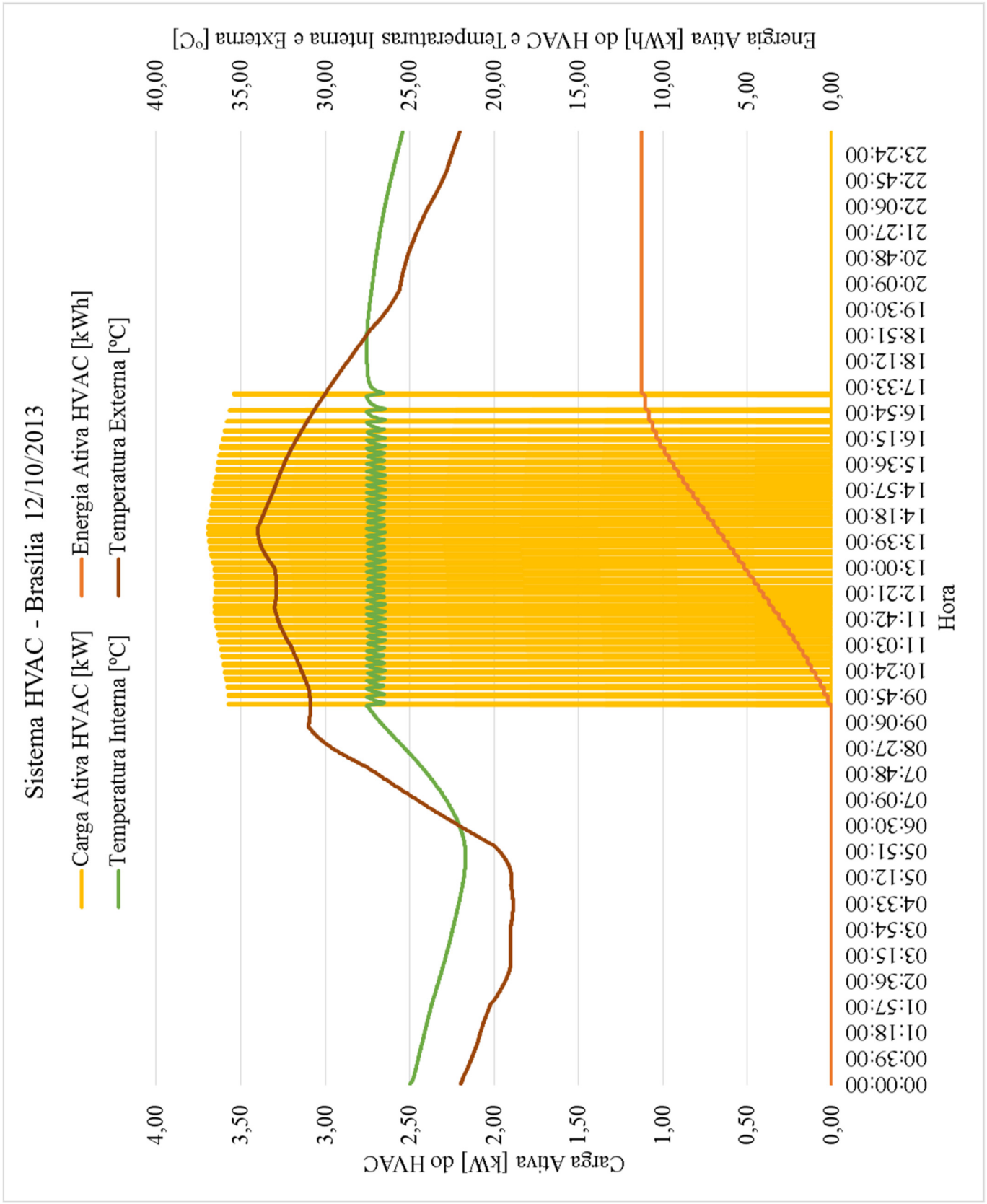
- integridade térmica da casa como do tipo velha com modernizações (thermal_integrity_level 3);
- estratégia auxiliar de ativação do aquecimento como zona morta (auxiliary_strategy DEADBAND);
- tipo de sistema auxiliar como elétrico (auxiliary_system_type ELECTRIC);
- tipo de sistema de aquecimento como bomba de calor (heating_system_type HEAT_PUMP);
- tipo de sistema de resfriamento como elétrico (cooling_system_type ELECTRIC);
- e ainda a temperatura de ajuste do ar condicionado para frio como sendo 22 ºC (heating_setpoint 71.6), a temperatura de ajuste do ar condicionado para calor como sendo 27 ºC (cooling_setpoint 80.6) e a temperatura interna desejada para a residência como sendo 25 ºC (air_temperature 77).

A Figura 38 e a Figura 39 a seguir apresentam as curvas, minuto a minuto, para esse sistema HVAC durante os dias 25/07/2013 e 12/10/2013, respectivamente, em Brasília. E a Figura 40 e a Figura 41 seguintes apresentam as curvas, minuto a minuto, para esse sistema HVAC durante os dias 16/06/2013 e 08/02/2013, respectivamente, em Florianópolis. São apresentadas as curvas de carga ativa do HVAC [kW], da energia ativa acumulada consumida pelo HVAC [kWh] e ainda as temperaturas do ambiente interno e do ambiente externo [ºC] da casa.



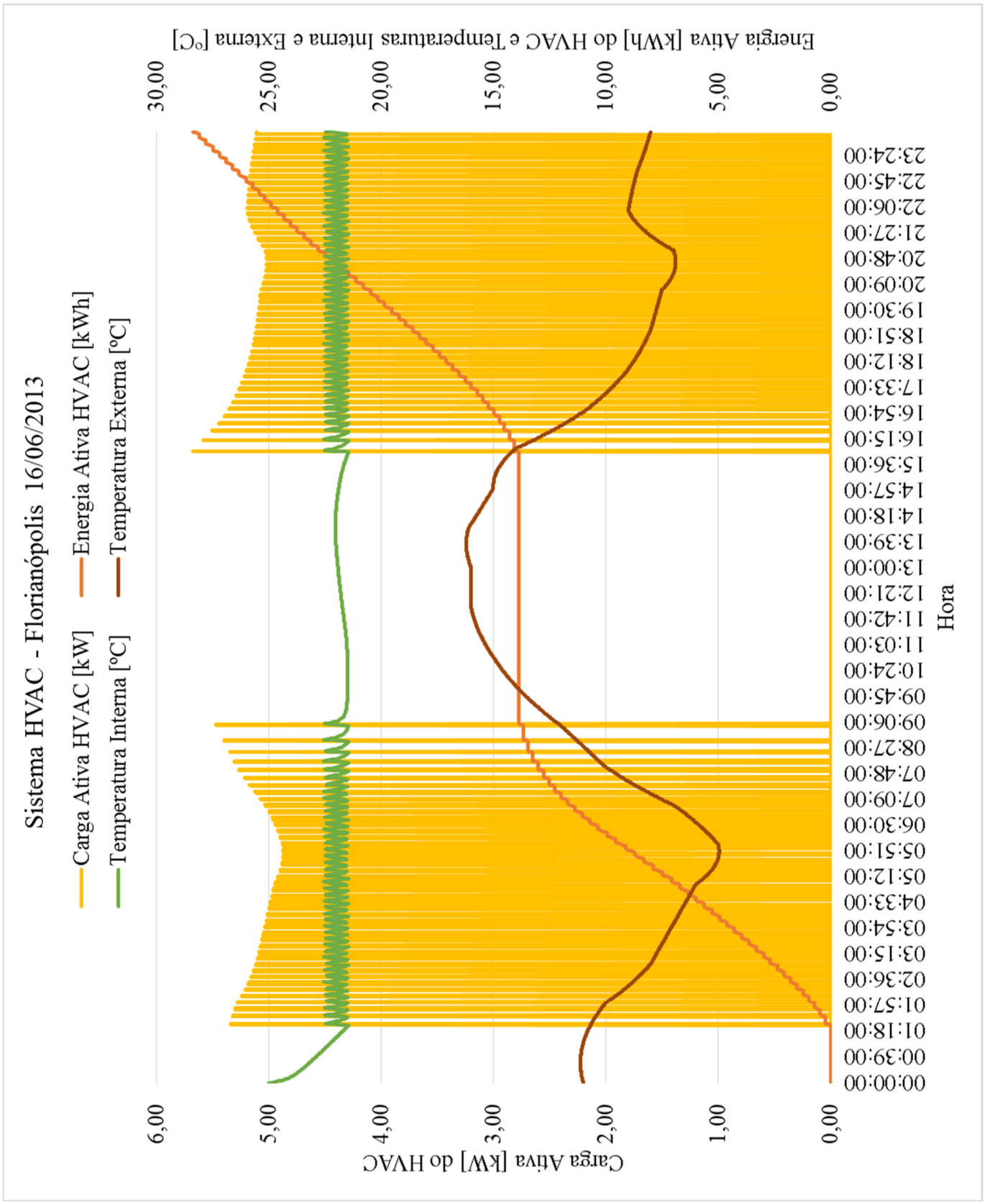
(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 38 - Curvas de carga e energia ativas do sistema HVAC e de temperaturas interna e externa da residência em Brasília durante o dia 25/07/2013 no GridLAB-D.



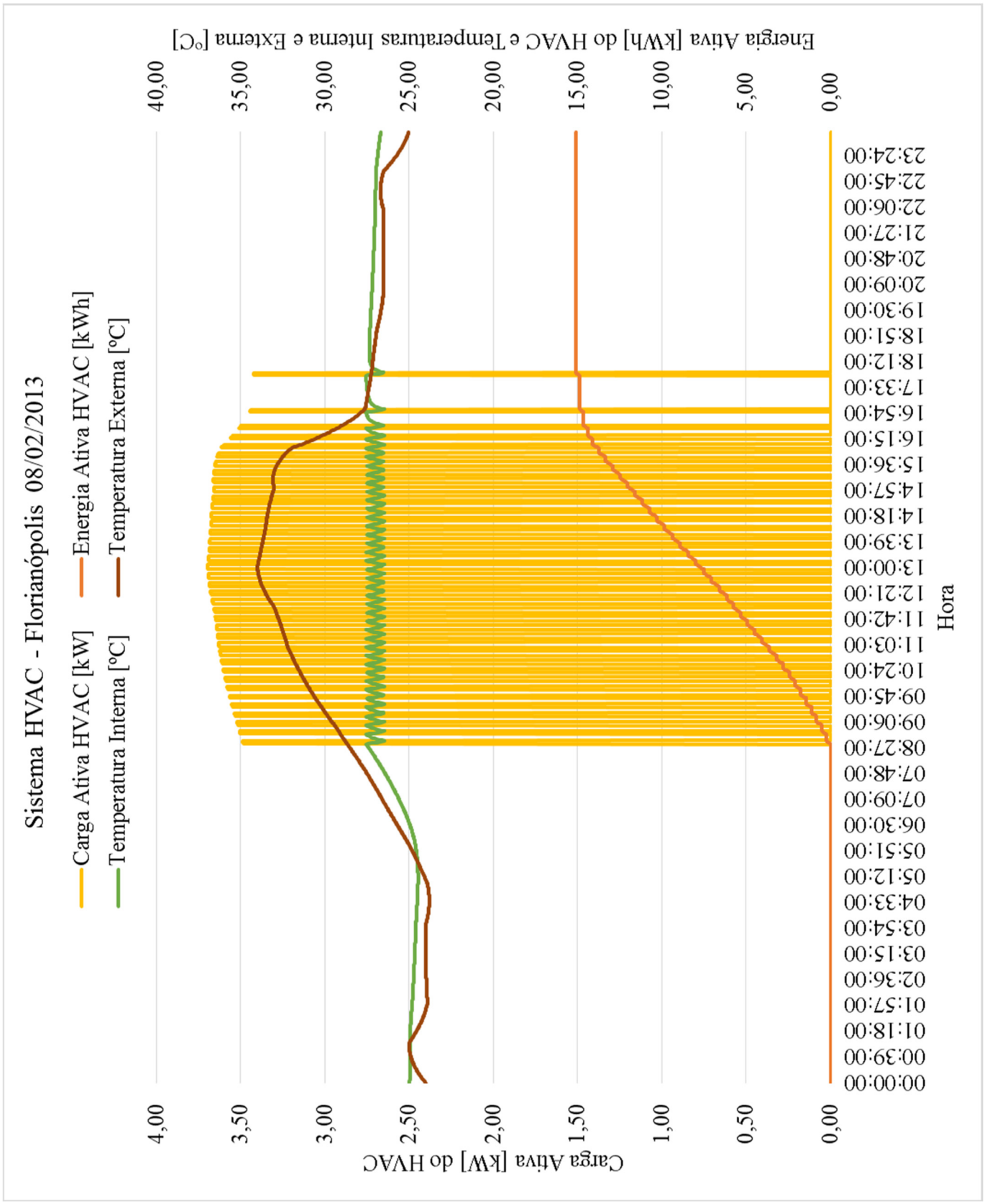
(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 39 - Curvas de carga e energia ativas do sistema HVAC e de temperaturas interna e externa da residência em Brasília durante o dia 12/10/2013 no GridLAB-D.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 40 - Curvas de carga e energia ativas do sistema HVAC e de temperaturas interna e externa da residência em Florianópolis durante o dia 16/06/2013 no GridLAB-D.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 41 - Curvas de carga e energia ativas do sistema HVAC e de temperaturas interna e externa da residência em Florianópolis durante o dia 08/02/2013 no GridLAB-D.

Observa-se pelas curvas de temperatura que enquanto a temperatura externa variava o sistema HVAC manteve a temperatura mínima da casa na faixa de 22ºC e a máxima na faixa de 27ºC, mostrando a efetividade do controle de temperatura. Os consumos de energia ativa pelo sistema HVAC ao final do dia estão na Tabela 11:

Tabela 11 - Consumo de energia ativa pelo sistema HVAC ao final do dia em cada localidade e data das simulações.

Local	Data	Consumo [kWh]
Brasília	25/07/2013	13,90
	12/10/2013	11,27
Florianópolis	16/06/2013	28,36
	08/02/2013	15,11

(Fonte: criado pelo autor.)

Fica evidente que nos dias frios o consumo é maior, pois o sistema de aquecimento do HVAC é acionado mais de uma vez no mesmo dia para a residência com a mesma integridade térmica, e, em Brasília, por exemplo, também é acionado o sistema de ar condicionado.

Outros dispositivos já se encontram modelados e disponíveis no GridLAB-D, sendo eles: freezer, máquina de lavar roupas, máquina de secar roupas e até mesmo as pessoas, os ocupantes da casa, mas não serão mostradas simulações aqui.

Apesar de disponíveis, os desenvolvedores do GridLAB-D não validaram extensivamente todos os modelos de dispositivos e não dão suporte aos mesmos, sendo responsabilidade do usuário analisar se seus resultados estão corretos, conforme a versão do GridLAB-D que estiver usando.

5.3. Simulação de Conservação de Energia

Como visto no capítulo 4 a aplicação de CE segue tecnologicamente a sequência EE ► DER ► DSI ► DEM ► Microrredes ► VPP, no entanto simular todas essas possibilidades de uma única vez seria incoerente, pois não seria possível realizar comparações para saber se houve melhoria com a aplicação de cada tecnologia. Bem como o escopo desta tese não permitiria tal simulação tão ampla.

Sendo assim, foram escolhidas algumas das tecnologias de CE para se realizar um exemplo de simulação que demonstre a capacidade do GridLAB-D: elegeu-se focar na simulação de EE na envoltória da residência, em DER do tipo PV e ainda DSI baseada em códigos e padrões, o que na

verdade é uma maneira de afirmar que toda a vizinhança seguiu melhorias de EE em suas residências. Feita essa escolha a simulação mostra as curvas de carga nas diversas situações.

Como apresentado no Apêndice G o GridLAB-D possui a capacidade de simular diversos equipamentos dentro da residência seguindo um padrão de consumo pré-definido. No caso das simulações apresentadas aqui as casas não irão seguir uma curva de carga pré-estabelecida e sim possuirão todos os equipamentos a partir dos quais sua curva de carga será gerada, ou seja, iluminação, tomadas, lava-louças, micro-ondas, freezer, refrigerador, fogão elétrico, máquina de lavar roupas, secadora de roupas e EV. Adicionalmente o chuveiro elétrico também será representado da forma como apresentado no Apêndice G e o aquecedor de água será desconsiderado, pois da forma como apresentado não é muito utilizado no Brasil.

5.3.1. Simulação de EE

Hoje existem diversas ferramentas de simulação de EE em edificações, como por exemplo a ferramenta RETScreen[19]. No entanto, como o objetivo é a capacidade de simular diversas edificações e seus impactos nos SEPs foi escolhido o GridLAB-D para isso. Como visto no Apêndice G o GridLAB-D pode simular os dispositivos da residência, podendo, se o utilizador quiser, dimensionar a potência e o horário de funcionamento de cada equipamento. Sendo assim a EE será analisada quanto à iluminação, ajuste da temperatura do sistema HVAC, substituição do chuveiro elétrico por aquecimento solar de água e qualidade da envoltória da edificação, capacidade essa também presente no GridLAB-D.

Em especial, conforme (GRIDLAB-D, 2013a), é possível parametrizar como entrada do modelo da casa sua área total condicionada, a altura do pé-direito, o número de andares, os fatores de isolação do teto, paredes, pisos, janelas e portas, e até mesmo o número de camadas, tipo dos vidros e o tipo de moldura utilizados nas janelas.

Como o número de combinações desses parâmetros permite cobrir grande maioria dos tipos de casas, para a conveniência do usuário na descrição de uma população de edificações, o GridLAB permite que as propriedades térmicas da envoltória sejam entradas como uma tabela que as

[19] RETScreen é um software de análise de projetos de energia limpa baseado em MS Excel® que ajuda os tomadores de decisões a determinarem rápida e economicamente a viabilidade técnica e financeira de projetos potenciais, de eficiência energética e de projetos de cogeração. Disponível em http://www.retscreen.net/pt/home.php

descreve, podendo o usuário apenas escolher uma linha dessa tabela para cobrir todos os parâmetros desejados. Segue então a Tabela 12 a seguir que é a tabela padrão do Nível de Integridade Térmica (NIT) para uma edificação representada no GridLAB-D.

Tabela 12 - Níveis de integridades térmicas padrões da envoltória de uma edificação no GridLAB-D.

NIT	Descrição	Código GridLAB-D
0	velha, não isolada	VERY_LITTLE
1	velha, isolada	LITTLE
2	velha, resistente ao frio	BELOW_NORMAL
3	velho, *retrofit* atualizado	NORMAL
4	moderadamente isolada	ABOVE_NORMAL
5	muito bem isolada	GOOD
6	extremamente bem isolada	VERY_GOOD
7	desconhecida	UNKNOWN

(Fonte:(GRIDLAB-D, 2013a).)

Usando-se o GridLAB-D realizou-se a simulação da mesma casa já apresentada, com área condicionada de 160 m^2 mas agora localizada apenas na cidade de Florianópolis nos dias quente e frio devido às condições climáticas mais rigorosas do que Brasília. Sua carga é composta por iluminação incandescente, tomadas, lava-louças, micro-ondas, freezer, refrigerador, fogão elétrico, máquina de lavar roupas, secadora de roupas, chuveiro elétrico, EV (BMW i3) e sistema HVAC, onde em todos os casos os equipamentos seguem as curvas de carga individuais já apresentadas.

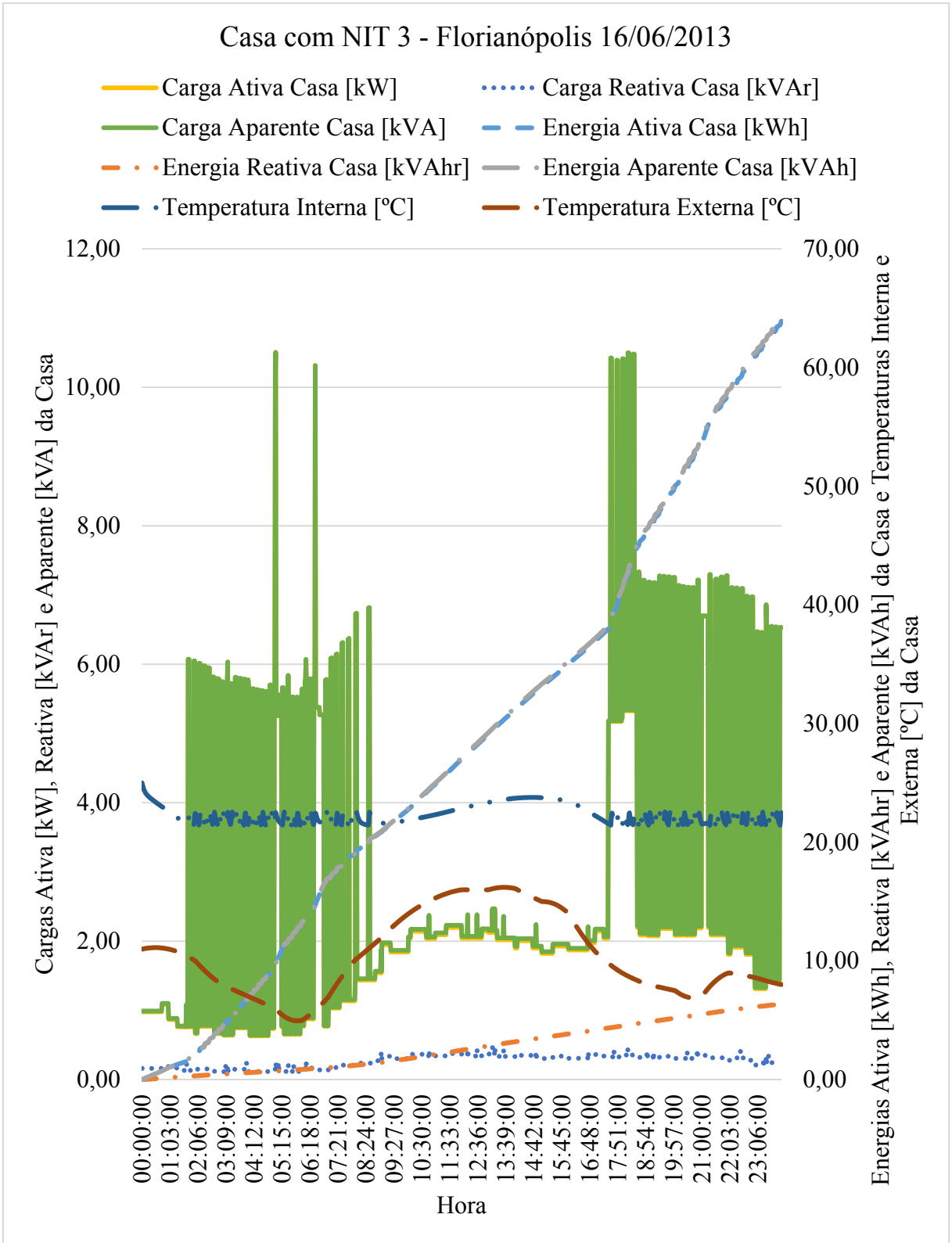
Nessa primeira simulação apresentada na Figura 42 para o dia 16/06/2013 e na Figura 43 para o dia 08/02/2013 a seguir, escolheu-se como NIT o normal (3). A simulação foi feita minuto a minuto e ao final das 24 horas tem-se os resultados de consumo total [kWh], demanda média [kW], demanda máxima [kW] e FC sumarizados na Tabela 13:

Tabela 13 - Características de eficiência das curvas de cargas da casa com NIT 3 em Florianópolis.

Data	Consumo Total [kWh]	D_{MED} [kW]	D_{MAX} [kW]	FC
16/06/2013	63,92	2,66	10,50	0,25
08/02/2013	65,33	2,72	10,03	0,27

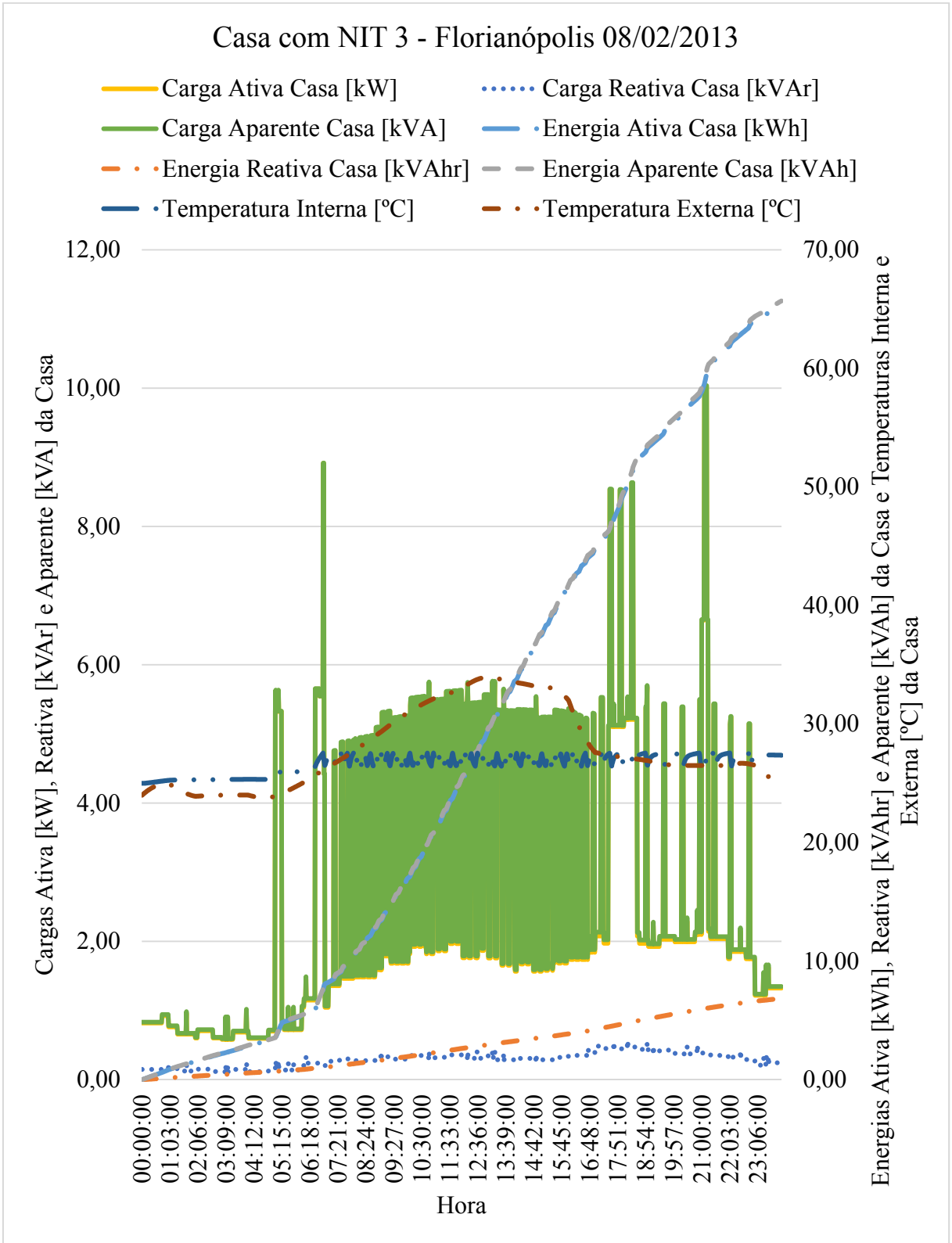
(Fonte: criado pelo autor.)

Aplicou-se então como MEEs: a substituição da iluminação incandescente por fluorescente compacta CFL, a substituição do chuveiro elétrico por aquecimento solar de água, o ajuste das temperaturas mínima e máxima do HVAC para 18ºC e 30 ºC, respectivamente, e ainda o NIT 4.



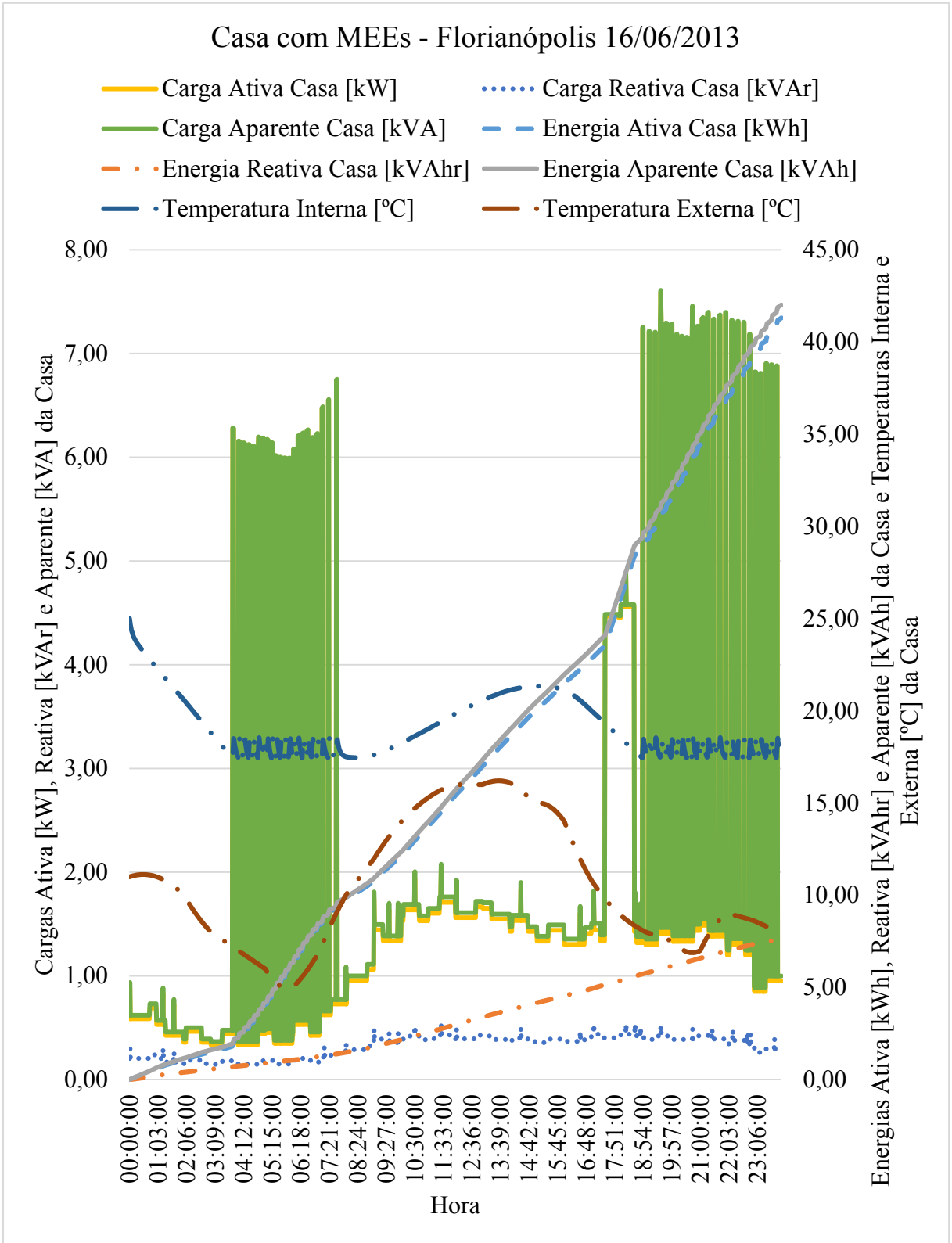
(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 42 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes, e de temperaturas interna e externa no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 16/06/2013 com NIT normal (3).



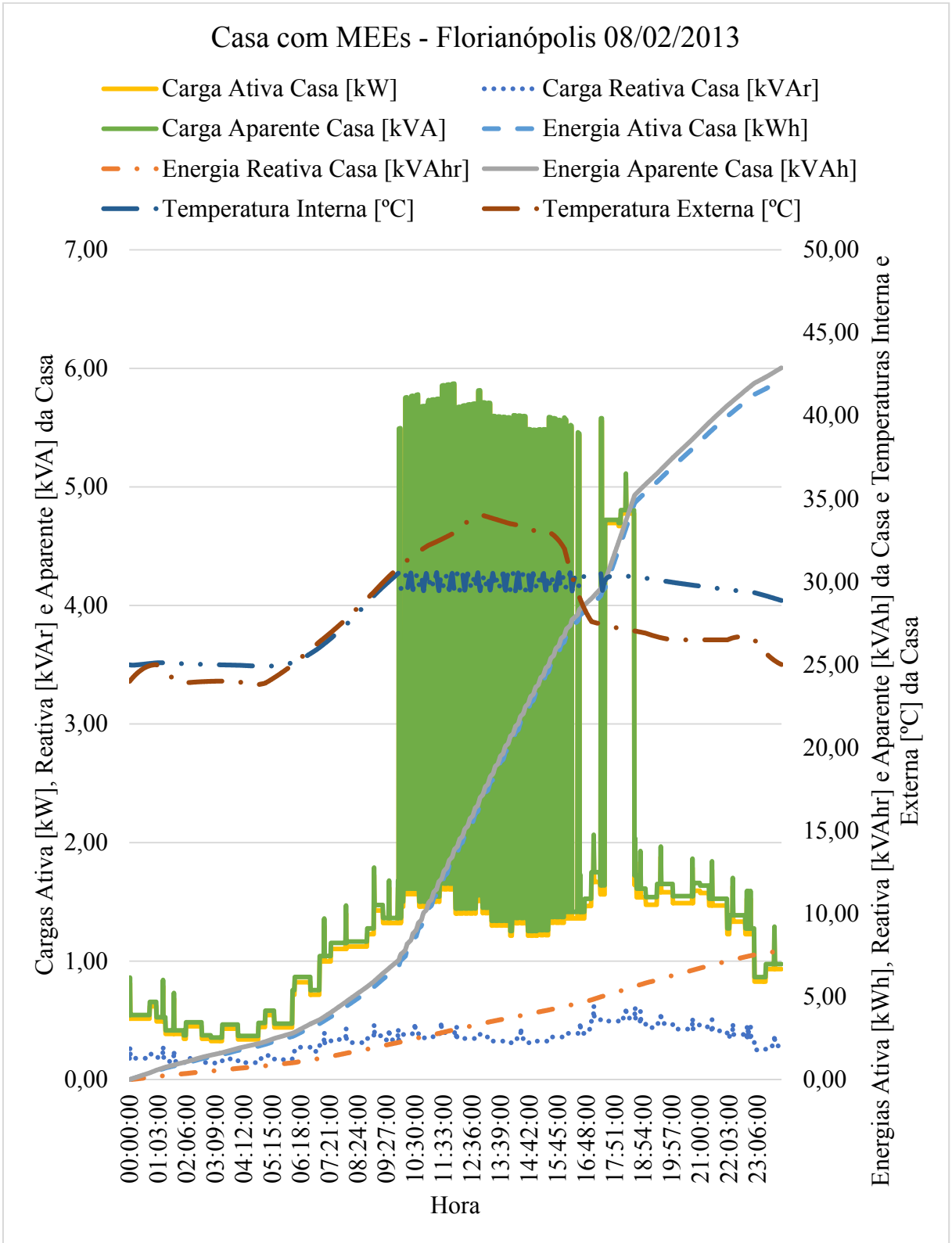
(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 43 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes, e de temperaturas interna e externa no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 08/02/2013 com NIT normal (3).



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 44 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes, e de temperaturas interna e externa no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 16/06/2013 com MEEs aplicadas.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 45 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes, e de temperaturas interna e externa no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 08/02/2013 com MEEs aplicadas.

Para essa segunda simulação, com a aplicação das MEEs, são apresentadas as curvas na Figura 44 para o dia 16/06/2013 e na Figura 45 para o dia 08/02/2013. A simulação foi feita minuto a minuto e ao final das 24 horas tem-se os resultados de consumo total [kWh], demanda média [kW], demanda máxima [kW] e FC sumarizados na Tabela 14:

Tabela 14 - Características de eficiência das curvas de cargas da casa com MEEs aplicadas em Florianópolis.

Data	Consumo Total [kWh]	D_{MED} [kW]	D_{MAX} [kW]	FC
16/06/2013	41,31	1,72	7,59	0,23
08/02/2013	42,17	1,76	5,86	0,30

(Fonte: criado pelo autor.)

Comparando as duas últimas tabelas percebe-se uma redução média de 35% no consumo de energia. No entanto, simultaneamente, para o dia frio a redução da demanda máxima foi de 27% e para o dia quente essa redução foi de 41%, o que explica o FC ter diminuído para o dia frio e aumentado para o dia quente.

É interessante observar que, quanto melhor a integridade térmica da casa e quanto mais relaxado forem as especificações de controle de temperatura, menor é o consumo de energia do sistema HVAC, pois, menos frequentemente esse sistema é acionado para controlar a temperatura e devido à baixa troca de massa de ar entre os meios interno e externo da casa.

Outras simulações de EE são possíveis, como por exemplo levando-se em conta maior ou menor número de aberturas da porta da geladeira, trocando as potências e os horários em que os outros eletrodomésticos são acionados, bem como trocando-se o tipo de especificação do sistema HVAC, ou seja, o tipo de sistema de aquecimento, para gás por exemplo, o tipo de sistema de resfriamento, o número de ventiladores, ou seus sistemas auxiliares. Em todos os casos muitos dos parâmetros dependem da área condicionada da residência, o que por si só já alteraria todas as configurações do sistema HVAC.

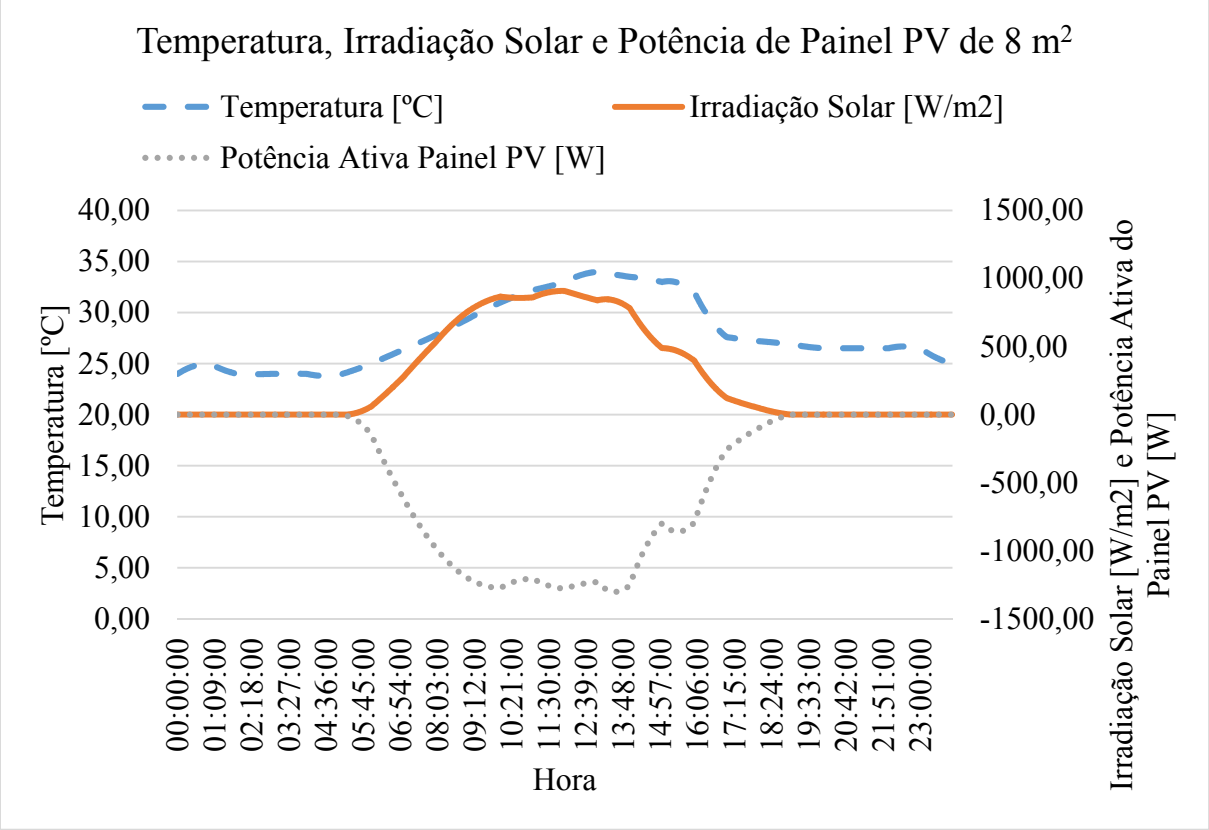
5.3.2. Simulação de DER

No caso de DER realizou-se no GridLAB-D a simulação de um sistema PV (painel solar com inversor), no entanto o GridLAB-D disponibiliza a possibilidade de se simular geradores

diesel, geradores eólicos simples, microturbinas, células combustíveis e baterias, bem como PHEV como gerador (GRIDLAB-D, 2012a).

O GridLAB-D permite que se escolham alguns parâmetros do painel PV, como o modo de geração (tensão constante, potência constante, fator de potência constante e guiado pelo sol), o tipo de painel (silício monocristalino, silício poli cristalino, silício amorfo, etc.), eficiência percentual de conversão solar, sua área, entre outros. Quanto ao inversor os parâmetros possíveis são o tipo de inversor (dois pulsos, seis pulsos, doze pulsos, quatro quadrantes ou PWM), o modo de controle do inversor (tensão constante, potência constante, fator de potência constante ou guiado pela fonte), o fator de potência, entre outros.

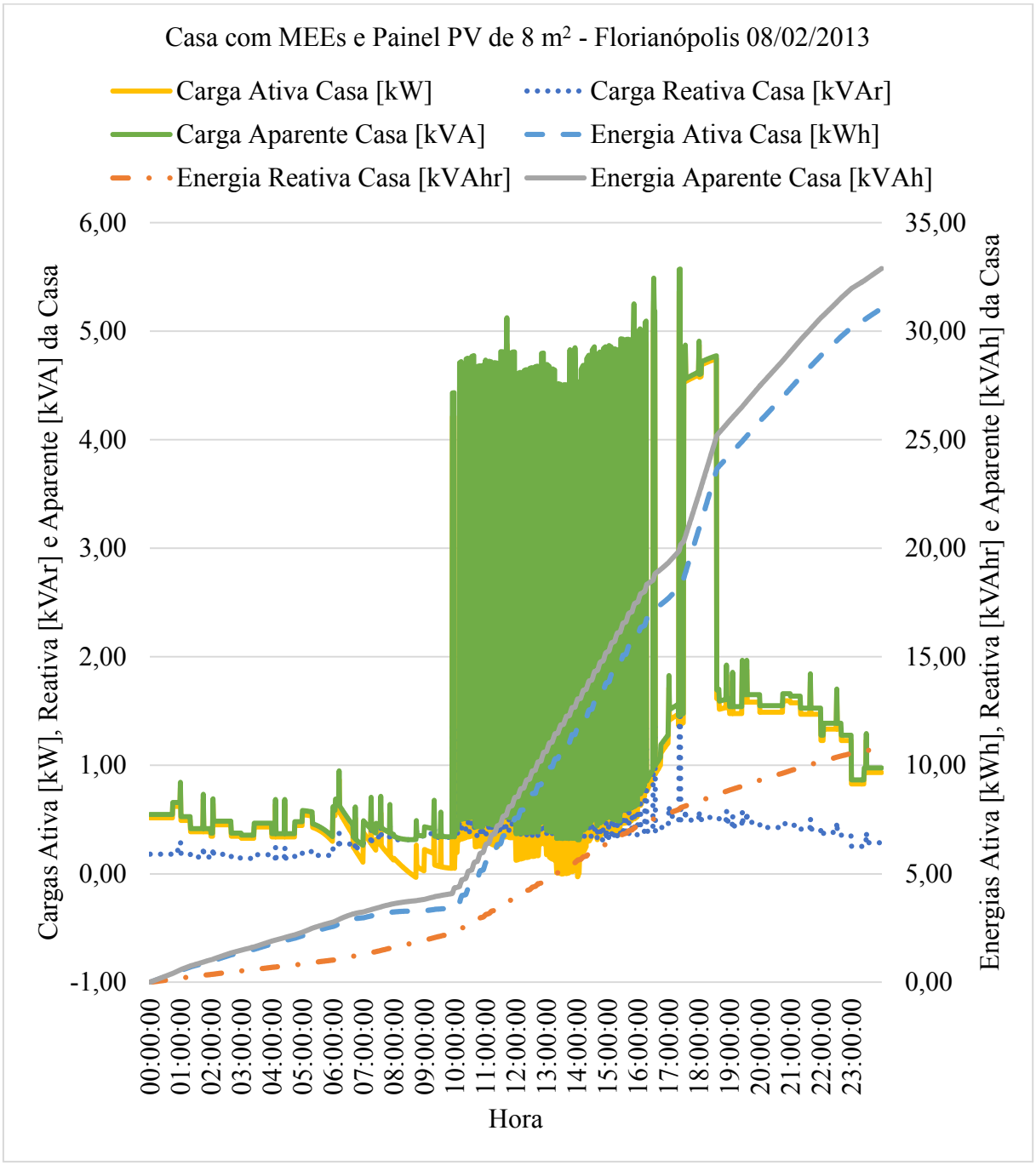
Nos resultados de simulação minuto a minuto apresentados na Figura 46 a seguir escolheu-se para o inversor o modo de controle fator de potência constante, o tipo PWM com um fator de potência de 1,0. E o painel solar tem como modo de geração guiado pelo sol, do tipo silício monocristalino, com eficiência de 20% e área de 8 m^2.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 46 - Gráficos do GridLAB-D de temperatura e irradiação solar da cidade de Florianópolis para o dia 08/02/2013 e ainda da curva de potência de um painel PV de 8 m^2.

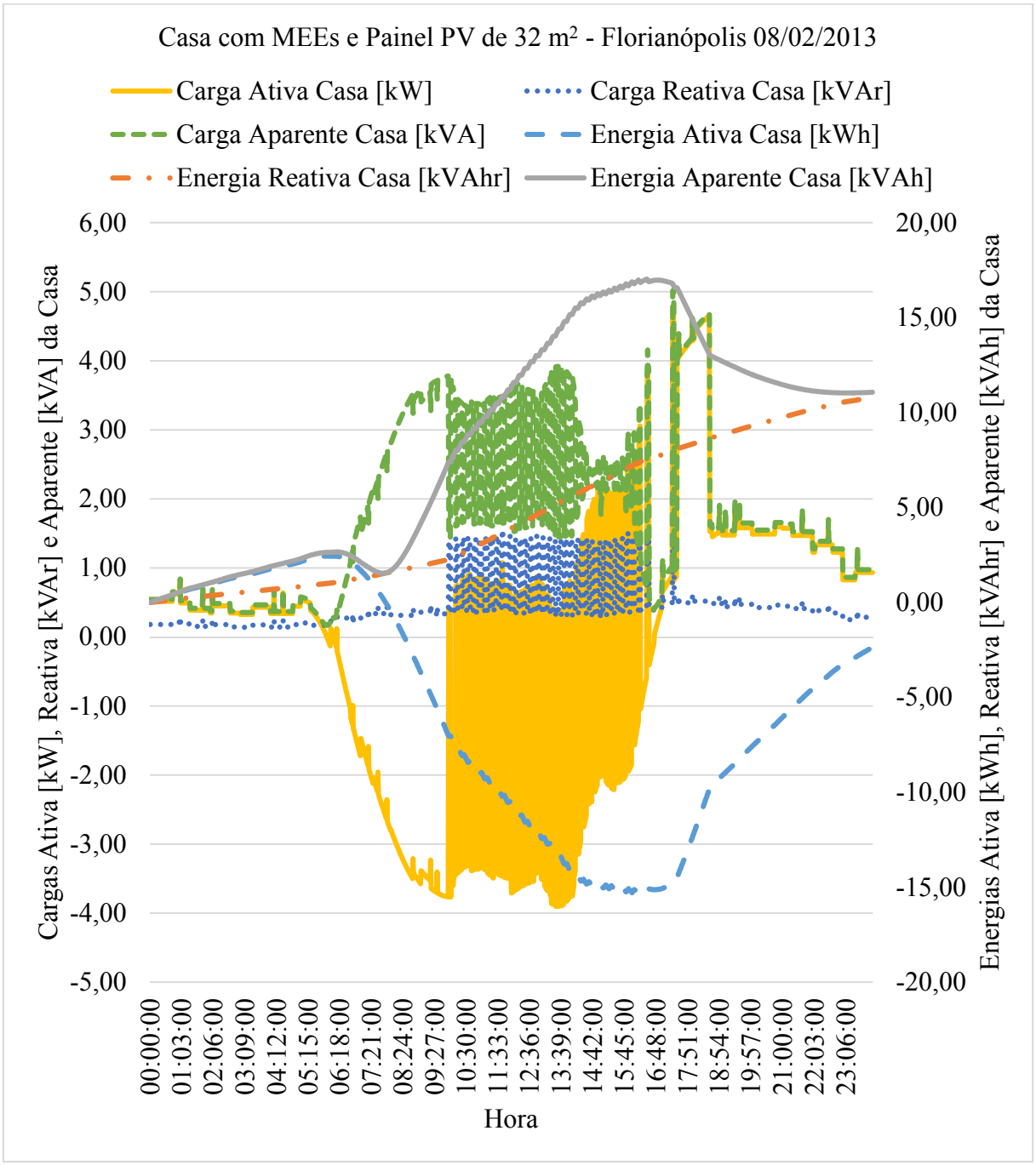
Usando-se o GridLAB-D realizou-se então a simulação da mesma casa com MEEs aplicadas já utilizada nas simulações anteriores, com 160 m^2 de área condicionada no dia 08/02/2013, ou seja, verão, para se analisar o impacto da geração PV. As mesmas cargas foram mantidas.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 47 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 08/02/2013 com painel PV de 8 m^2 e MEEs aplicadas.

A Figura 47 apresenta o efeito nas curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes da instalação desse painel na residência escolhida. Ao final das 24 horas o consumo total dessa residência foi reduzido de 42,17 kWh para 31,06 kWh, redução de 26%, e em relação ao consumo original de 65,33 kWh a redução é de 52%, aproximadamente.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 48 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes no GridLAB-D de uma casa em Florianópolis no dia 08/02/2013 com painel PV de 32 m² e MEEs aplicadas.

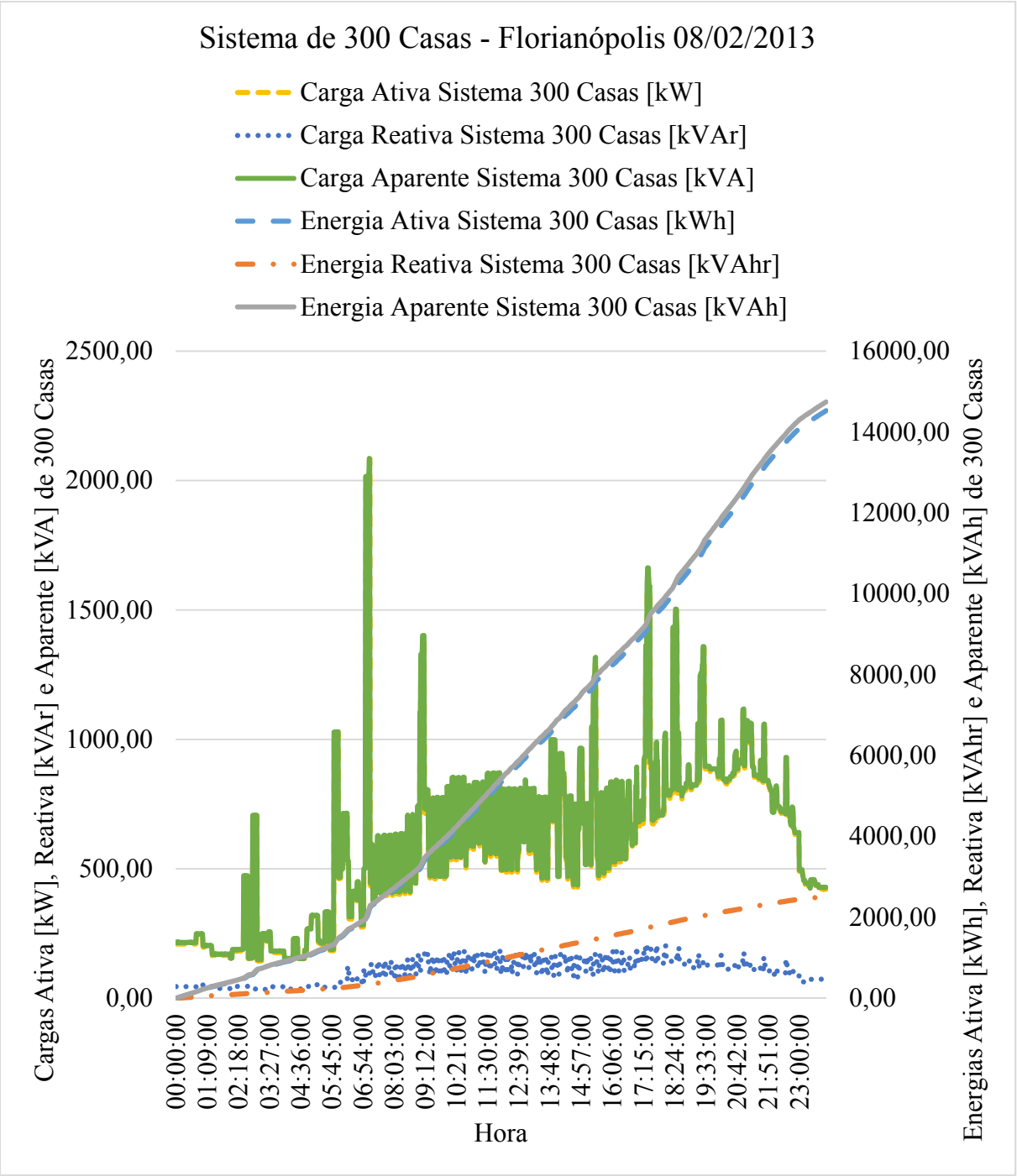
Se o painel PV for dimensionado com a intenção desse consumidor participar do mercado, ou seja, vender energia como prosumidor, o sistema irá enxergar uma inversão do fluxo de energia. A Figura 48 apresenta o efeito nas curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes da instalação de um painel com especificações semelhantes na residência escolhida, mudando-se apenas sua área para 32 m^2. Ao final das 24 horas o consumo total de energia dessa residência, que vem da rede, foi reduzido de 42,17 kWh para 18,62 kWh, redução de 56% e a casa passou a exportar para a rede o montante total de 20,96 kWh.

5.3.3. Simulação de DSI

Para a simulação de DSI foi formada uma vizinhança de 300 casas em um mesmo bairro, atendidas pelo mesmo ramal de alimentação, sendo que existem quatro tipos de casas:

1. 20 casas com área de 139 m^2, integridade térmica normal (3), sistema HVAC ajustado para mínima de 22ºC e máxima de 27ºC, possuindo todos os equipamentos com exceção do aquecedor de água que foi substituído por um chuveiro de 5 kW, não possuindo EV e possuindo 900 W de iluminação do tipo incandescente;
2. 80 casas com área de 92 m^2, sem sistema HVAC, possuindo todos os equipamentos com exceção do aquecedor de água que foi substituído por um chuveiro de 4,5 kW, não possuindo EV e possuindo 600 W de iluminação do tipo incandescente;
3. 40 casas com área de 232 m^2, dois pisos, integridade térmica acima do normal (4), sistema HVAC ajustado para mínima de 22ºC e máxima de 27ºC, possuindo todos os equipamentos com exceção do aquecedor de água que foi substituído por um chuveiro de 7 kW, possuindo EV Tesla Model S e 1,45 kW de iluminação do tipo incandescente;
4. 160 casas com área de 83 m^2, sem sistema HVAC, possuindo todos os equipamentos com exceção do aquecedor de água que foi substituído por um chuveiro de 4,5 kW, não possuindo EV e possuindo 500 W de iluminação do tipo incandescente.

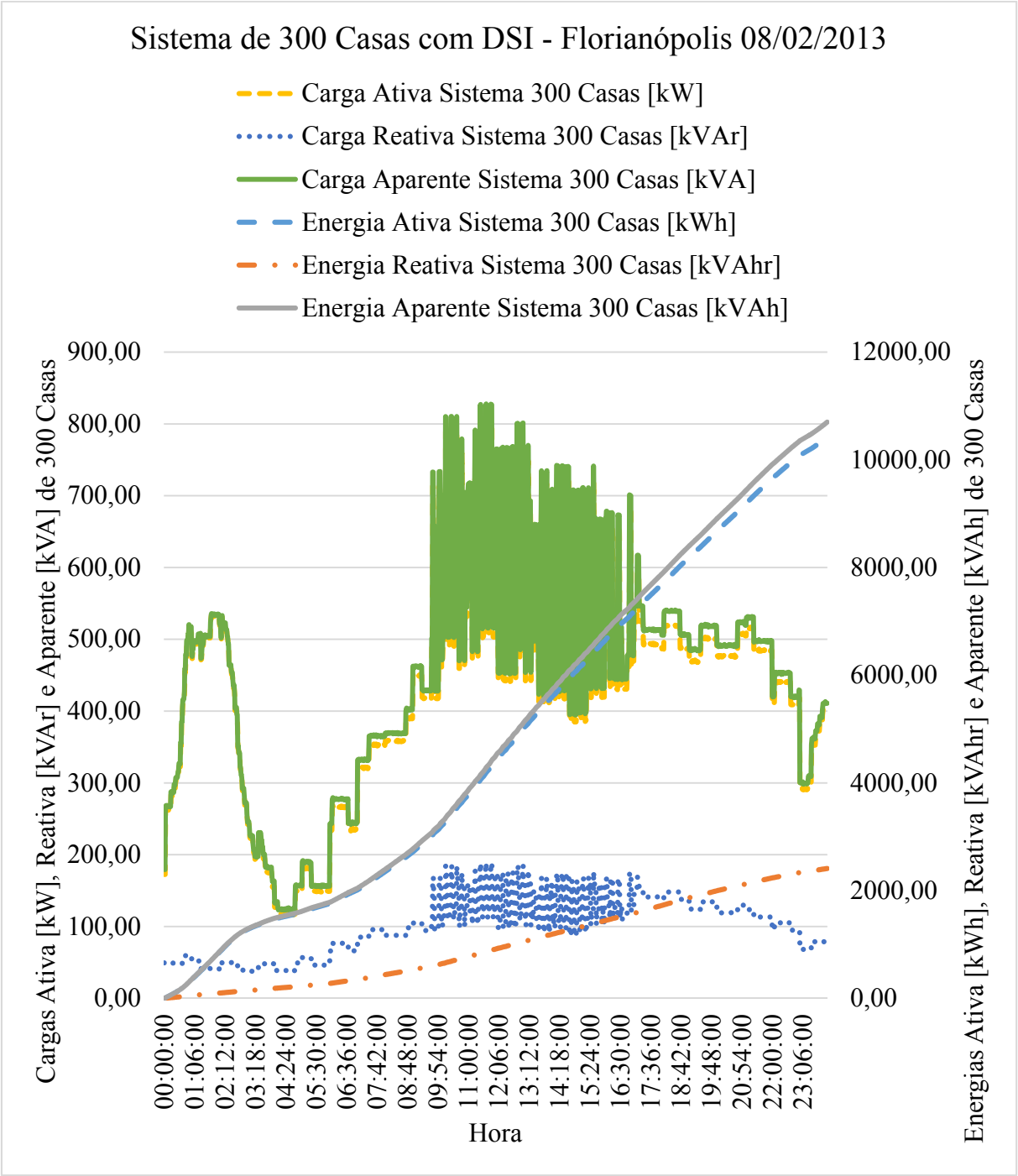
Cada tipo de casa usa o chuveiro e a iluminação em horários diferentes do dia. O uso dos EVs segue um desvio padrão para distâncias. Usando-se o GridLAB-D realizou-se a simulação minuto a minuto dessa vizinhança para o mesmo dia 08/02/2013 em Florianópolis.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 49 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes no GridLAB-D para uma vizinhança de 300 casas em Florianópolis no dia 08/02/2013.

A Figura 49 apresenta as curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes da vizinhança. Ao final das 24 horas o consumo total dessa vizinhança enxergado pela subestação foi de 14.528,30 kWh, com uma demanda máxima de 2083,53 kW e FC de 0,29.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 50 - Curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes no GridLAB-D para uma vizinhança de 300 casas em Florianópolis no dia 08/02/2013 onde DSI foi aplicada.

Como forma coletiva de DSI todas as casas fizeram a substituição da iluminação incandescente por fluorescente compacta CFL, a substituição do chuveiro elétrico por aquecimento solar de água, as residências que possuem sistema HVAC fizeram o ajuste das temperaturas mínima

e máxima para 18ºC e 30 ºC, respectivamente, e além disso, a integridade térmica de todas as residências que possuem sistema HVAC foi melhorada para o nível acima do normal, ou seja, NIT 4 e o horário de carregamento dos EVs foi alterado para madrugada. Assim, utilizando-se o GridLAB-D novamente realizou-se a simulação minuto a minuto dessa vizinhança com essas MCE.

A Figura 50 apresenta as curvas de carga e energia ativas, reativas e aparentes da vizinhança com aplicação de DSI. Ao final das 24 horas o consumo total dessa vizinhança foi reduzido para 10425,10 kWh, ou seja, redução de 28%, com uma demanda máxima reduzida para 806,08 kW, ou seja, redução de 61% e FC aumentado para 0,54, uma grande melhoria.

5.4. Análise da Ferramenta GridLAB-D

Como visto até aqui o GridLAB-D permite amplas possibilidades de estudo da CE em praticamente todos os seus aspectos, servindo como uma importante ferramenta de pesquisa. No entanto, para que um estudo mais preciso seja realizado, o maior número possível de informações deve estar disponível, como dados de redes, dados de geradores, dados de equipamentos, o que normalmente a distribuidora já possui.

E com a implantação massiva de sistemas AMI, os dados de consumo das cargas dos consumidores estarão disponíveis em uma escala que pode chegar ao nível de cada eletrodoméstico (DONG et al., 2012), tornando-se cada vez mais fácil realizar uma análise de conservação de energia e a proposição de MCE.

Outro dispositivo que pode incorporar essa análise, e mesmo realiza-la em tempo real, são os Sistemas de Gerenciamento Residencial de Energia (HEMs), usados atualmente para se alcançar EE em edificações residenciais, pode ter seus procedimentos e métodos alterados para levar em conta mais possibilidades dentro da CE e, além disso, buscar a melhoria contínua pelo monitoramento ininterrupto das instalações, já que, muito do que foi apresentado em CE deve ser feito de forma automatizada e por um dispositivo inteligente. Assim ao monitorar sistemas HVAC, iluminação, e diversos usos finais, HEMs podem ser usados para realizar um diagnóstico e otimização de rotinas de uma forma muito mais frequente, e até mesmo construindo curvas de previsão de carga conforme os hábitos de uso do prosumidor.

6. Regulação para Rede Inteligente

São grandes os impactos das tecnologias de RI nos negócios do SEE, em especial as tecnologias que promovem CE como foi concebido aqui, onde, por exemplo, o consumidor final pode se tornar mais independente das empresas de energia elétrica para atendimento de sua própria carga e para participação no mercado através da venda, por exemplo, da sua geração de energia. Esse novo cenário leva a várias possibilidades de modelos de negócios dentro do SEE.

Grandes mudanças ocorreram desde a criação dos SEPs no final do século XIX por Thomas Alva Edison. No início os sistemas, por serem muito caros, beneficiavam apenas alguns consumidores, o que levou os investidores, para efeito de economia de escala, ampliarem os sistemas de tal forma a diminuírem seus riscos de investimentos. O que se mostrou uma coisa acertada, pois mais consumidores eram atendidos a preços declinantes. Nos dias atuais esse ganho de escala alcançou o seu limite e fica cada vez mais caro e difícil atender novos consumidores, aumentando-se risco e preços.

A demanda que na maior parte do mundo desenvolvido era crescente, hoje está estagnando-se, e em muitos casos está declinante, principalmente quando os governos e os consumidores adotam fortes medidas de CE. Essa redução tem impacto direto no modelo de negócio das empresas, pois, menos vendas, maior o preço, já que se venderia menos para cada vez menos consumidores.

Quando do surgimento dos SEPs eles eram mais uma empresa no mercado oferecendo um novo produto, mas viu-se que, não era possível por efeito de economicidade, ter duas empresas fornecedoras de energia elétrica, o que levou esse negócio a ser um monopólio natural, indo contra a competição de mercado. Posteriormente, com o advento das agências federais de regulamentação, a competição de mercado foi introduzida nos diversos seguimentos do SEE. Essa mudança histórica foi fundamental para se estabelecer a forma como o negócio de energia elétrica se estrutura e funciona hoje. Isso consequentemente levou ao que antes era preço pelo custo para o reajuste regulatório das tarifas de energia elétrica, trazendo ao investidor maiores preocupações quanto ao modelo de negócio que deve adotar e quais estratégias empreender para ter retorno com o SEE.

Ainda também no início dos SEPs, as empresas controlavam desde a geração até as lâmpadas na casa do consumidor, passando pela transmissão e distribuição, ou seja, as empresas eram fortemente de integração vertical. Com a introdução da competição nesse mercado, viu-se

que a desverticalização era um bom caminho para aumentar o número de empresas participantes, e consequentemente diminuir os preços. Assim, alguns seguimentos do SEE foram separados entre diferentes empresas. Isso ocorreu no Brasil apenas mais recentemente com as privatizações na década de 1990.

O advento da DG trouxe também para os SEPs a possibilidade de inversões nos fluxos de energia no nível de distribuição, o que com a ajuda de RI irá transformar as redes de um fluxo unidirecional para um multidirecional, impactando as condições técnicas e também econômicas dessas redes. E ainda, o agrupamento de várias DGs nas chamadas microrredes possibilitarão aos consumidores gerarem de forma agrupada sua própria energia, o que vai de encontro ao conceito de sistema interconectado, como acontece no Brasil no nível de transmissão no SIN. Isso tem impacto direto tanto na forma como a rede é controlada, deixando de ser centralizado para ser local, como também no faturamento da distribuidora, já que esses consumidores teriam um potencial de sair do mercado.

Todas essas mudanças nos fatores históricos leva um consumidor, que no começo dos SEPs era extremamente satisfeito com a novidade da energia elétrica, a ser um consumidor insatisfeito com preços, confiabilidade e qualidade. Esse consumidor passa a buscar novas alternativas mais seguras para garantir seu abastecimento, e até mesmo formas de participar dessas novas possibilidades de mercado, impactando diretamente os negócios das empresas de energia elétrica.

A partir do apresentado ao longo da tese, em especial o capítulo 2 e seus apêndices e anexos associados, bem como publicações internacionais que relatam as implantações iniciais de RI pelo mundo, em especial *Power Engineering International* e *Power Grid International*, neste capítulo é feito um exercício em termos de regulação, infraestrutura e modelo de negócio apontando possibilidades diante das novas perspectivas da indústria elétrica. E em decorrência das possibilidades de mudanças no modelo, novos agentes surgem no SEE levantando questões diversas.

6.1. Impactos da RI no Negócio de Distribuição

Quais são os impactos no SEE das tecnologias de RI? Essa é uma pergunta muito importante atualmente, principalmente pelo fato da adoção mundial dessas novas tecnologias, e não apenas

tecnologias de CE, mas AD, TICs e as outras tecnologias fazem pressão sobre o atual modelo de negócio/modelo regulatório do SEE. Após análise de alguns pontos relevantes apresentam-se a seguir alguns possíveis impactos da introdução de RI nos SEPs.

6.1.1. A Rede de Uma Só Direção

Originalmente e até hoje o balanço de energia da rede, feito pelos operadores, é baseado no consumo agregado de energia, comunicado em tempo real. A fatura do consumidor no entanto só era possível de ser entregue mensalmente baseando-se no uso acumulado e na aplicação de apenas uma tarifa. Essa arquitetura técnica e econômica é o que levou à estrutura e modelo de negócios atual da indústria de eletricidade. O serviço oferecido por essa indústria é definido pelos seguintes atributos:

- seu uso imediato é controlado apenas por você (consumidor final com pouca limitação) e pode mudar tão frequente e rápido quanto você decida, usando quaisquer dispositivos que você escolha;
- seu serviço será contínuo e confiável independente dessa variabilidade, com poucos desligamentos;
- e você será cobrado por custos médios pelo montante total de energia elétrica que você usar sobre um período de faturamento (normalmente mensal).

Ou seja, a energia flui para o consumidor de forma unidirecional, da geração para a carga, e a informação do consumo de energia também flui de forma unidirecional, também da concessionária para o consumidor, que sabe apenas de forma pouco frequente, qual foi o seu consumo. Com o advento de RI as possibilidades de fluxo de informação e de energia se multiplicam, podendo a energia fluir do consumidor para a concessionária através de CE e a informação de consumo ser disponibilizada em tempo real para o consumidor, tanto através de um display em sua unidade consumidora, quanto através de outras plataformas de comunicação, como celular inteligente, redes sociais, etc. (TOLEDO, 2012). Como consequência, os processos de operação, manutenção, faturamento, arrecadação e gestão de perdas da distribuidora são diretamente impactados.

6.1.2. Desempacotando a fatura mensal

Diariamente para manter o balanço de energia o operador do sistema deve decidir qual usina acionar, iniciando pelas mais baratas e, conforme a carga vai aumentando, aciona as usinas mais caras. Um medidor não inteligente acumula todo kWh usado no mês sem diferenciar em qual horário a energia consumida foi gerada e quanto custou para se gerar essa energia. Se uma residência usar o mesmo tanto de energia no horário de pico do que uma residência que usa essa mesma energia fora do horário de pico, e elas possuírem esse medidor não inteligente, a distribuidora deve cobrar das duas a mesma fatura.

Medidores inteligentes e tarifas variáveis no tempo abrem novas possibilidades: primeiro faturar ficará mais fácil e mais justo; e segundo podem trabalhar junto com eletrodomésticos inteligentes que podem ser programados para responderem automaticamente às mudanças nos preços. Assim, ao invés de o operador contrabalançar carga e geração acionando usinas mais caras durante o dia, o consumidor pode auto balancear o sistema pelo ajuste do seu uso ou da sua auto produção, em resposta aos preços horários.

O Apêndice B apresenta exemplos de preços horários inteligentes como a Tarifa pelo Horário de Uso (ToU do inglês *Time of Use*), Preços de Pico Crítico (CPP do inglês *Critical Peak Pricing*) e Preços em Tempo Real (RTP do inglês *Real Time Price*). No caso da ToU, a tarifa aumenta em relação à tarifa convencional plana durante horários pré-estabelecidos do dia. Fácil de entender, previsível, e possui impacto moderado na fatura. Contudo, pouco eficiente e pouco impactante. No caso de CPP, em dias selecionados do ano o preço sobe muito mais do que o normal durante o horário de pico. A concessionária avisa o consumidor um dia antes que o preço de pico irá afetar o dia seguinte, e nesse caso é mais impactante do que tarifas ToU. Já em RTP, os preços mudam a cada hora para refletirem o real custo horário de produção e/ou preços de mercado. Para reduzir a incerteza, preços horários são definidos um dia antes e tornados públicos, sendo muito mais preciso e impactante, mas muito complexo e volátil. Usualmente aplicado apenas a grandes consumidores.

Quando da implantação plena de RI, os preços não serão comunicados apenas aos consumidores, mas de forma imediata a dispositivos inteligentes pré-programados, que irão reagir automaticamente. Atualmente existem poucos eletrodomésticos que podem ser programados para receberem sinais de preços horários e se ajustarem automaticamente, como termostatos

programáveis. Quando os consumidores tiverem acesso a tecnologias habilitadoras terão mais poder para mudarem o consumo de pico para horários mais baratos.

Quando o consumidor muda para o horário mais barato o sistema experimenta benefícios valiosos, alguns dos quais imediatos e outros ao longo de anos. Esses benefícios precisam ser medidos pelo regulador e divididos entre a concessionária e seus consumidores, o que torna a regulação tarifária mais desafiante do que simples tarifas planas. Um primeiro benefício seria não ser necessário acionar usinas caras para atender o pico, o que também influencia os contratos de longo prazo. E um segundo benefício seria a redução do pico de demanda, reduzindo-se a necessidade de se construir usinas e respectiva transmissão.

Provavelmente a maior barreira a preços dinâmicos são as concessionárias e o próprio regulador que hesitam em incorrer em altos custos para conversão dos sistemas de tarifas planas para tarifas dinâmicas, principalmente custos de medição. Outros alegam que a informação adicional do uso horário dos consumidores nas mãos da concessionária ou de terceiros pode ser uma invasão de privacidade.

Há ainda os que afirmam que, independente do que os consumidores estão comprando, eles não gostam de preços complexos ou voláteis. Ao contrário de tarifas planas, preços dinâmicos requerem estimação da elasticidade da demanda aos preços e outras mensurações econométricas não familiares. Mas todas essas mensurações são necessárias, do ponto de vista regulatório, para se ter certeza de que os lucros ganhos pelas concessionárias após preços dinâmicos estão corretos tanto para não serem excessivos quanto para que as perdas não sejam excessivas. Além disso, o preço de pico deve refletir o custo de capital evitado pela concessionária.

6.1.3. O Valor de Não se Construir Coisas

Outra possibilidade muito importante com RI é o valor que se passará a dar em não se construir coisas, levando-se à questão de como valorar o custo evitado de se adiar ou nunca construir mais geração, transmissão e distribuição.

Uma sugestão no caso de geração seria medir o custo de grandes e complexos sistemas que uma concessionária poderia ter construído, em detrimento de DG e da aplicação de DR espalhadas por todo o sistema, o que representaria um desafio que até o regulador e a EPE teriam grande

dificuldade em medir, no caso do Brasil. Outra possibilidade seria deixar que o mercado livre determinasse o custo evitado de capacidade. Mas, tentando-se comparar a diferença de custos entre dois sistemas elétricos de mesma qualidade e confiabilidade, só que um menor do que o outro, não seria possível medir o custo real sem fazer uma espécie de modelo hipotético de todo o sistema, porque o sistema elétrico é um sistema fortemente interconectado.

No caso da não construção de sistemas de transmissão, tem-se visto que mercados *spot* pelo mundo estão gradualmente adotando preços locacionais, significando que os preços diferem a cada hora em diferentes locais no mercado livre. Isso tornaria os preços variando no tempo e na geografia, introduzindo uma nova forma de se avaliar a transmissão, e consequentemente, o custo evitado de não se construir linhas de transmissão: o valor da transmissão em qualquer horário seria a diferença entre os preços locacionais de dois nós no sistema. Para o propósito de se pagar aqueles que aderem a DR para que cortem sua carga em certo horário, um custo evitado de transmissão como sendo a diferença entre preços locacionais é uma aproximação razoável.

Já na distribuição dificuldades ainda maiores se aplicariam na mensuração do custo evitado, onde esse custo é ainda mais dependente da localização. Se um consumidor está conectado a uma nova rede de distribuição, seria zero o custo evitado caso esse consumidor aumente sua auto geração ou reduza seu consumo. Caso contrário, se já é um alimentador depreciado, e nesse alimentador o consumidor instale GD e faça DR ou EE que previna a concessionária de investir em expansão de capacidade, então o custo evitado é máximo. Assim, aqui o custo evitado é baixo para uma GD próxima à subestação, alto se localizado no meio do alimentador ou onde for mais densa a carga, e baixo em alimentadores novos ou com baixa densidade.

6.1.4. Padronização e Segurança Cibernética

A visão plena de RI inclui concessionárias enviando sinais de preço aos consumidores, e diretamente aos seus dispositivos, e esses dispositivos se ajustando de acordo. Para que a concessionária use milhares desses dispositivos para balancear o sistema, será necessária a habilidade de que pelo menos alguns desses dispositivos sejam controláveis em emergências. Assim comunicação entre a concessionária e seus consumidores e respectivos dispositivos necessita de uma rede bidirecional.

Isso tudo pode ser facilitado se partes do sistema utilizarem os mesmos padrões, conectando-se assim de forma automática, fisicamente, eletricamente, e em termos de linguagem de comunicação. Mas padrões não são definidos por agências de governo, como é o caso do padrão IEEE 2030, podendo o governo apenas estabelecer prioridades de desenvolvimento dos padrões, como fez o NIST, com sua arquitetura de RI.

Se dispositivos podem conversar diretamente com os controladores da concessionária, isso pode criar um caminho digital para qualquer um com um computador pessoal invadir os controladores dos sistemas de potência. A preocupação com a segurança cibernética é crescente à medida que esses padrões e redes se interconectam. E essa preocupação pode impedir ou desacelerar a aplicação de RI. É claro que a padronização irá levar a uma rede ainda mais segura, mas é possível que essa necessidade por segurança pode significativamente atrasar a implantação de elementos chaves do sistema.

6.1.5. Subindo a Montanha Regulatória

Outro ponto muito importante a ser levantado com RI são as dificuldades regulatórias. Do ponto de vista de presidentes de empresas de energia elétrica e reguladores, a RI é uma coleção de novos tipos de investimentos de transmissão e distribuição, que proporciona produtos e serviços desconhecidos. Concessionárias, reguladores, e outras partes interessadas precisarão avaliar esses investimentos pela mensuração dos seus benefícios aos consumidores, seus impactos nas tarifas, e como os consumidores devem pagar pelo seu uso. O trabalho de equilibrar os vários benefícios dos investimentos da concessionária em RI (economia de combustível, investimento de capital evitado, custos complexos sistêmicos) com o custo de capital dos novos sistemas cairão sobre os reguladores.

Tradicionalmente a decisão de investimento da concessionária e sua aprovação pelo regulador, como prudente, é baseada em alcançar o menor valor presente da receita requerida. Contudo, no caso dos investimentos em RI, muito da redução em custos futuros é percebido pelo consumidor ou pela sociedade e não pela concessionária. Usar a forma tradicional de avaliar investimentos para avaliar investimentos em RI levará ao fato de que, essas tecnologias não irão reduzir os custos da concessionária de forma suficiente para justificar o investimento. Mas se forem

considerados os potenciais benefícios do uso de RI que estão fora da concessionária, esse cálculo pode mudar.

A habilidade de se adotar processos regulatórios efetivos e precisos para remunerar os investimentos em tecnologias de RI, incluindo a micro e minigeração distribuída, será um fator crítico que irá direcionar o progresso de RI e a localização do fornecimento futuro para cima ou para baixo. Uma boa regulação conseguirá acessar os custos e benefícios econômicos do fornecimento distribuído versus centralizado, lidando com as questões de tempo de entrada, incerteza, equidade, e valor locacional. Todos esses desafios regulatórios determinarão quão rápido e quão bem o sistema irá se mover para um futuro de interação, aberto pela RI.

6.1.6. O Futuro Incerto das Vendas

A demanda por energia tem sido uma corrida entre novas formas de usar eletricidade e novas maneiras de economizar energia. Nas próximas décadas é possível considerar menores taxas de aumento de consumo de eletricidade, especialmente quando se considera que a energia gerada pelo consumidor não faz parte das vendas da indústria. Uma queda nas vendas da indústria necessitará de frequente aumento nas tarifas, pois os custos fixos continuam necessários e esses custos serão divididos sobre cada vez menos kWh vendidos, aumentando os preços.

Seis fatores principais influenciam as vendas a longo prazo, três positivos e três negativos:

- Positivos: aumento populacional, crescimento econômico e eletrificação de usos, especialmente veículos;
- Negativos: elevados preços da eletricidade, políticas de CE, e início da implantação das tecnologias de RI.

As implicações dessas incertezas para a indústria de eletricidade são ameaçadoras, pois é uma indústria que possui ciclos longos de períodos de investimentos. Se a demanda é variável ou plana (sem crescimento), decisões de planejamento para se construir usinas que atendam a demanda se tornam complicadas, principalmente porque, nem o investidor e nem o regulador querem ver altos investimentos sendo realizados em novas usinas, que quando prontas cinco anos depois, não seriam mais necessárias. Adiciona-se a isso os investimentos necessários pela indústria para ter uma geração sempre limpa, construir transmissão e a RI, e ainda contribuir para os esforços de CE.

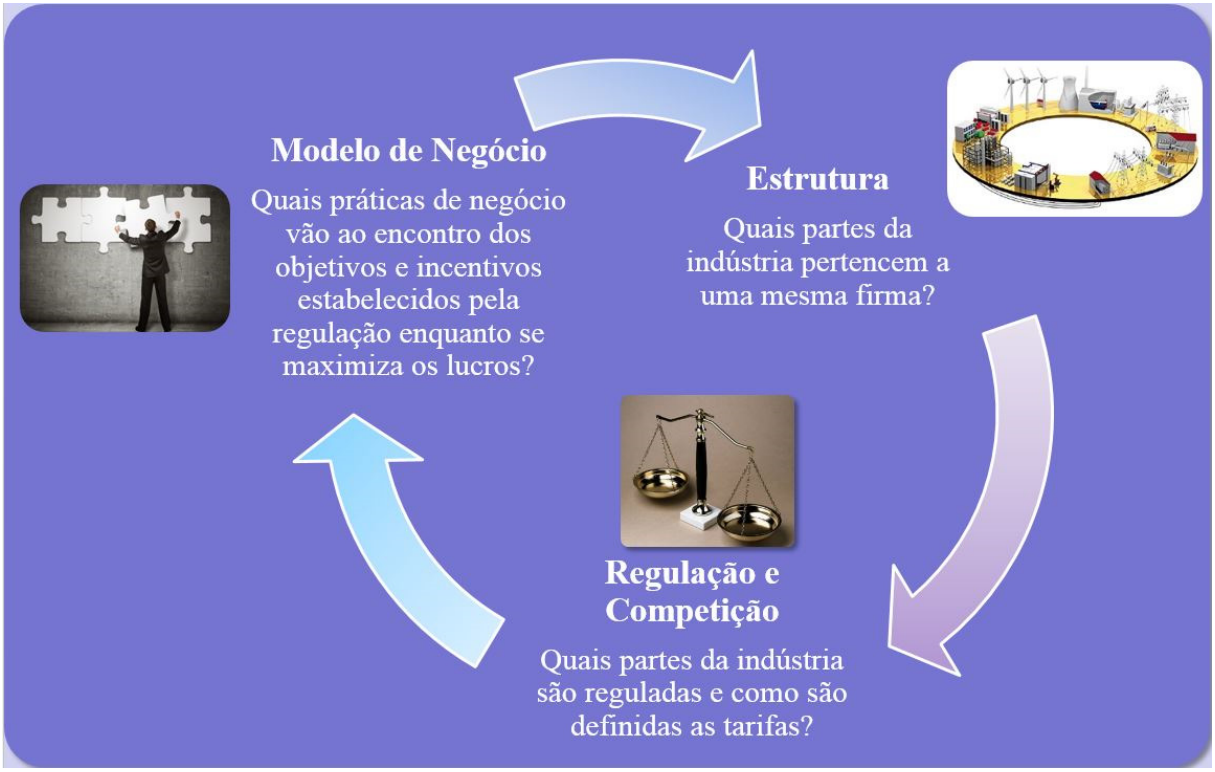
Tudo isso traz riscos elevados para quem precisa de investimento intensivo de capital e num momento em que esse investimento é ainda mais necessário.

Após os pontos apresentados ficam evidentes cinco fatores fundamentais que devem ser considerados com a introdução de RI no SEE:

1. O passo no qual a indústria precisa investir em geração renovável, tecnologias de conservação de energia, e novas capacidades de rede carrega consigo tremendos riscos de investimento;
2. A regulação é construída de forma a garantir que as concessionárias não ganhem lucros em excesso, mas também que elas ganhem o suficiente para manterem seus negócios funcionando bem. Dessa forma, regulação fornece uma segurança módica contra alguns riscos, como falhas tecnológicas ou mudanças políticas repentinas;
3. Como qualquer outra tecnologia disruptiva, as mudanças trazidas pela RI não respeitam os limites tradicionais regulatórios e financeiros;
4. O futuro será preenchido pela tensão entre forças por mudanças provocadas pela RI e pelas políticas de CE de um lado e do outro a percepção de que manter a estrutura corrente pode ser mais tranquilo para os investidores, executivos de empresas de energia elétrica, políticos e reguladores;
5. A solução será modelos de negócios e reforma da regulação para manter competidores desregulados nas partes corretas da RI, mas mantendo a regulação e fiscalização nas partes do sistema que ainda precisem disso.

6.2. Modelos de Negócios Para a Nova Indústria Elétrica

Apresentados os impactos de RI no SEE a questão que se levanta é quais seriam os possíveis modelos de negócios para a nova indústria elétrica com o advento das tecnologias de RI. Como sugere (FOX-PENNER, 2010) a construção da resposta a essa pergunta passa pela tríade: regulação, estrutura e modelo de negócio representados na Figura 51 a seguir.



(Fonte: Adaptado de (FOX-PENNER, 2010).)

Figura 51 - A tríade inseparável do SEE: estrutura, regulação e competição, e modelo de negócio.

A regulação determina quais partes da indústria deve oferecer seus serviços através de uma competição de mercado, e quais partes são obrigadas a servir todos os clientes, definindo os produtos permitidos, preços e termos de serviço. A infraestrutura e a estrutura regulatória e econômica juntas estabelecem incentivos, razoavelmente bem definidos, e restrições sob as quais os concessionários dos ativos de uma indústria criam modelos de negócios.

O modelo de negócio representa estratégias de gerenciamento para maximização dos lucros permitidos pelo regulador ou pelos mercados. A estrutura é o produto de duas forças econômicas significativas: a primeira é o grau com que cada segmento da cadeia GTDC possuem um mesmo dono e a segunda é a característica de custos da indústria, que determina onde competição de mercado e regulação deve proporcionar um investimento adequado e preços baixos.

A escolha de uma tríade tem impacto direto em como toda essa dinâmica funciona, não existindo teoricamente limitações para sua criação que não as de ordem política, econômica e tecnológica. Neste item são levantados os seguintes seis tipos de tríades: estrutura integrada, tarifas reguladas pelo custo (do inglês *revenue cap*), desverticalização (do tipo *price cap*), liberalização, integração da demanda através de RI e auto produção detalhados a seguir.

Para efeito de apresentação, em cada caso exibido aqui, o SEE é dividido nas seguintes sete partes: estrutura, geração, transmissão, distribuição, fornecedores de serviços, consumo e modelo de negócio, para se refletir como cada uma dessas partes é afetada conforme o tipo de tríade que se está descrevendo.

6.2.1. Tríade Estrutura Integrada

As características da tríade estrutura integrada são:

- Aqui tem-se a concessionária tradicional que é dona de toda a cadeia GTDS (Geração, Transmissão, Distribuição e Serviços);
- Não existe competição e o negócio de energia elétrica, apesar de ser um monopólio, é um negócio como outro qualquer com preços determinados pelo investidor;
- Corresponde às primeiras empresas de energia elétrica que tinham como donos grandes investidores e empresários individuais ou o Estado;
- Existem poucas no mundo, sendo hoje principalmente públicas ou cooperativas, ou ainda sistemas isolados;
- Predomina o fluxo unidirecional de energia e informação (periódica mas esparsa).

O Quadro 1 detalha cada parte da tríade estrutura integrada, onde no diagrama as setas amarelas representam o fluxo de energia e as setas verdes o fluxo de informação.

Quadro 1 - Partes da tríade estrutura integrada.

Estrutura	Geração	Transmissão	Distribuição	Fornecedor de Serviços	Consumo	Modelo de Negócio
Verticalização Total	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Passivo	Monopólio Puro
						

(Fonte: Criado pelo autor.)

6.2.2. Tríade Tarifas Reguladas pelo Custo

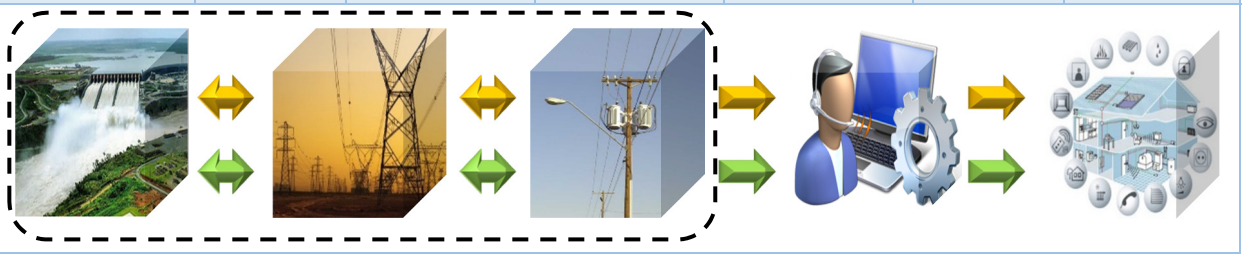
As características da tríade tarifas reguladas pelo custo são:

- Concessionária anterior às privatizações, que poderia ser dona da cadeia GTD (geração, transmissão e distribuição) sendo uma empresa verticalizada, e os serviços ao consumidor são oferecidos por terceiros;
- Aqui os preços da eletricidade para o consumidor final são determinados pelo Estado através de uma regulação pelo custo;
- Corresponde às empresas de energia elétrica que tinham como dono o Estado ou Município;
- Ainda existente no mercado, sendo principalmente públicas ou cooperativas, ou ainda sistemas isolados;
- Predomina o fluxo unidirecional de energia e informação (mensal, semestral, anual).

O Quadro 2 detalha cada parte da tríade tarifas reguladas pelo custo, onde no diagrama as setas amarelas representam o fluxo de energia e as setas verdes o fluxo de informação. Observe que agora existem diferentes empresas quanto a geração, transmissão e distribuição e que possuem fronteiras de troca de energia e informação, por isso as setas duplas.

Quadro 2 - Partes da tríade tarifas reguladas pelo custo.

Estrutura	Geração	Transmissão	Distribuição	Fornecedor de Serviços	Consumo	Modelo de Negócio
Preços regulados	Integrada	Integrada	Integrada	Serviços acessórios terceirizados	Passivo	Tarifa regulada pelo custo



(Fonte: Criado pelo autor.)

6.2.3. Tríade Desverticalização

As características da tríade desverticalização são:

- Diferentes concessionárias para as fases geração e transmissão da cadeia, sendo esta a situação após as privatizações no Brasil, são as chamadas empresas desverticalizadas, e os serviços ao consumidor (instalações) são oferecidos por terceiros;
- Aqui os preços na geração são definidos por competição, a transmissão e distribuição são fortemente regulados e os preços da eletricidade para o consumidor final são determinados pelo Estado através de uma regulação pelo preço;
- Corresponde às atuais empresas de energia elétrica que têm como dono o Estado ou grandes empresas;
- Podem ser públicas ou cooperativas, mas são em sua maioria privadas;
- Predomina fluxo unidirecional de energia e informação (mensal).

O Quadro 3 detalha cada parte da tríade desverticalização, onde no diagrama as setas amarelas representam o fluxo de energia e as setas verdes o fluxo de informação, sendo as setas duplas uma troca bidirecional de informação e energia.

Quadro 3 - Partes da tríade desverticalização.

Estrutura	Geração	Transmissão	Distribuição	Fornecedor de Serviços	Consumo	Modelo de Negócio
Competição na geração; Desverticalização no acesso	Mercado atacadista de energia	Desverticalizada e regulada	Desverticalizada e regulada	Serviços acessórios terceirizados	Passivo	Tarifa regulada pelo preço
						

(Fonte: Criado pelo autor.)

6.2.4. Tríade Liberalização

As características da tríade liberalização são:

- Diferentes concessionárias para as fases geração e transmissão da cadeia, ocorrendo desacoplamento entre distribuição e comercialização final, surge para o consumidor final o fornecedor de serviços conhecido por varejista de energia;

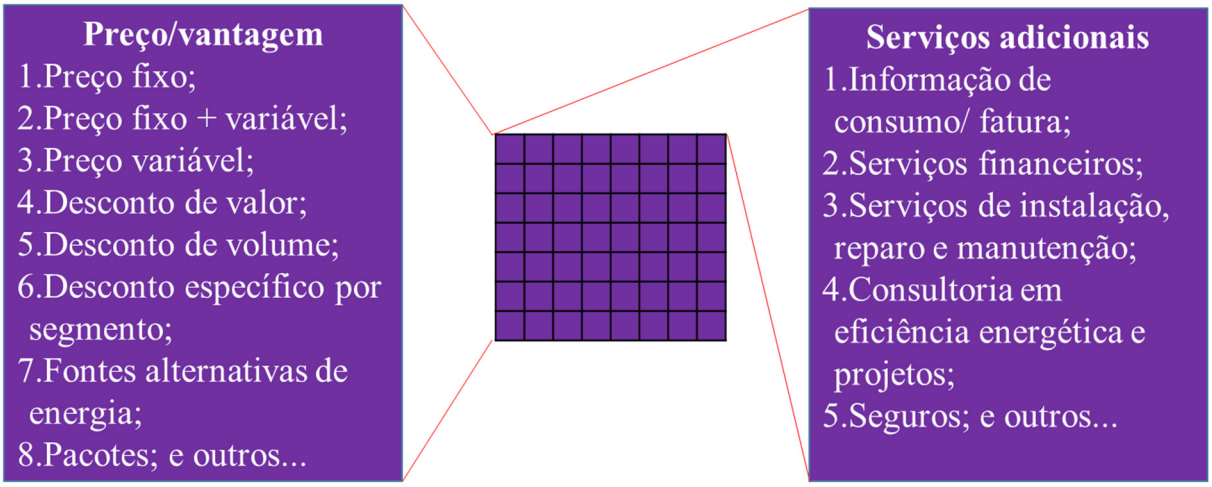
- Aqui os preços na geração são definidos por competição, a transmissão e distribuição são fortemente regulados e os preços da eletricidade para o consumidor final são determinados através de competição no mercado varejista (liberalização de todo o mercado);
- As empresas GTDS têm como dono o Estado ou grandes empresas;
- Predomina fluxo unidirecional de energia e informação entre empresas e o consumidor.

O Quadro 4 detalha cada parte da tríade liberalização, onde no diagrama as setas amarelas representam o fluxo de energia, as setas verdes o fluxo de informação e as setas duplas representam uma troca bidirecional.

Quadro 4 - Partes da tríade liberalização.

Estrutura	Geração	Transmissão	Distribuição	Fornecedor de Serviços	Consumo	Modelo de Negócio
Competição na geração; Competição no varejo; Desverticalização no acesso	Mercado atacadista de energia	Desverticalizada e regulada	Desverticalizada e regulada	Mercado varejista de energia; Serviços acessórios	Passivo	Tarifa regulada pelo mercado varejista
						

(Fonte: Criado pelo autor.)



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 52 - Exemplo de matriz de preço/vantagem com serviços adicionais em uma tríade liberalização.

Na liberalização do mercado de varejo ofertas de varejo explorariam uma combinação de preço/vantagem com serviços adicionais resultando em um grande número de ofertas aos consumidores, como mostrado no exemplo matricial da Figura 52.

6.2.5. Tríade Integração da Demanda Através de RI

Quadro 5 - Partes da tríade integração da demanda através de RI.

Estrutura	Geração	Transmissão	Distribuição	Fornecedor de Serviços	Consumo	Modelo de Negócio
Competição na geração; Competição no varejo; Desverticalização no acesso; Consumidor vende energia e/ou redução de carga	Mercado atacadista de energia; Geração distribuída; Mercado de DR	Desverticalizada e regulada	Desverticalizada e regulada	Mercado varejista de energia; Fornecedor de redução de carga; Agregador de DG; Serviços acessórios	Prosumidor	Tarifa regulada pelo mercado varejista; Venda de energia distribuída; Venda de redução de carga; Venda de serviços
						

(Fonte: Criado pelo autor.)

As características da tríade integração da demanda através de RI são:

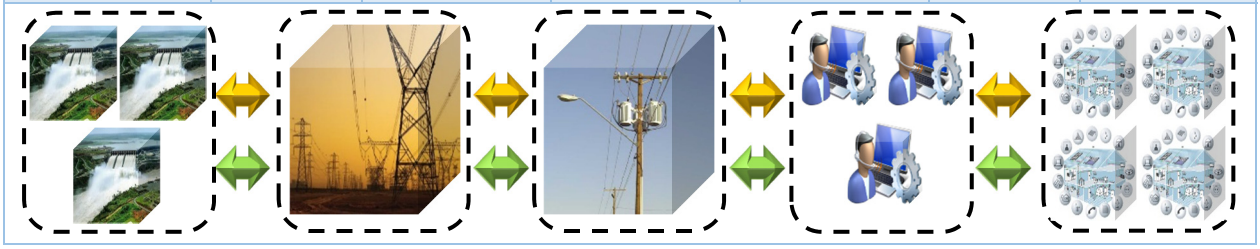
- Diferentes concessionárias para as fases geração e transmissão da cadeia, bem como existência das figuras do comercializador varejista, do fornecedor de redução de carga e do agregador de DG;
- Aqui os preços na geração são definidos por competição, a transmissão e distribuição são fortemente regulados, os preços da eletricidade para o consumidor final são determinados através de competição no mercado varejista e o consumidor participa do mercado oferecendo redução do consumo e microgeração/ minigeração distribuída;

- As empresas GTDS têm como dono o Estado ou grandes empresas, e o consumidor recebe dinheiro pela participação que oferece;
- Predomina o fluxo bidirecional de energia e informação entre empresas e consumidores.

O Quadro 5 detalha cada parte da tríade integração da demanda através de RI, onde no diagrama as setas amarelas representam o fluxo de energia, as setas verdes o fluxo de informação e setas duplas representam uma troca bidirecional.

6.2.6. Tríade Auto Produção

Quadro 6 - Partes da tríade auto produção.

Estrutura	Geração	Transmissão	Distribuição	Fornecedor de Serviços	Consumo	Modelo de Negócio
Competição na geração; Competição no varejo; Desverticalização no acesso; Consumidor vende energia e/ou redução de carga; Auto produção	Mercado atacadista de energia; Geração distribuída; Mercado de DR; Microrrede	Desverticalizada e regulada	Desverticalizada e regulada	Mercado varejista de energia; Fornecedor de redução de carga; Agregador de DG; Serviços acessórios	Prosumidor auto produtor	Tarifa regulada pelo mercado varejista; Venda de energia distribuída; Venda de redução de carga; Venda de serviços; Tarifa de uso da rede
						

(Fonte: Criado pelo autor.)

As características da tríade auto produção são:

- Diferentes concessionárias para as fases geração e transmissão da cadeia, figura do comercializador varejista, do fornecedor de redução de carga e do agregador de DG. Consumidores se organizam em microrredes e podem funcionar ilhados do sistema;

- Aqui os preços na geração são definidos por competição, a transmissão e distribuição são fortemente regulados, os preços da eletricidade para o consumidor final são determinados através de competição no mercado varejista e o consumidor participa do mercado oferecendo redução do consumo e microgeração/ minigeração. O consumidor pode produzir toda energia que precisa e sair do mercado (auto produção);
- As empresas GTDC têm como dono o Estado ou grandes empresas e o consumidor recebe dinheiro pela participação que oferece sozinho ou em grupo;
- Predomina o fluxo bidirecional de energia e informação entre empresas e consumidores.

O Quadro 6 detalha cada parte da tríade auto produção, onde no diagrama as setas amarelas representam o fluxo de energia, as setas verdes o fluxo de informação e setas duplas representam uma troca bidirecional.

Apresentados os impactos de RI no SEE, bem como possíveis tríades de regulação, estruturas e modelos de negócios para adequá-lo, conclui-se com os desafios que essas novas tríades irão enfrentar, principalmente as tríades liberalização, integração da demanda através de RI e de auto produção.

Apesar da desverticalização observada nas possíveis estruturas, nada impede que uma *holding* de empresas atue em diversos dos segmentos simultaneamente. Por isso o regulador deve acompanhar de perto as ineficiências que isso pode proporcionar. O desacoplamento entre retorno do investimento e volume de vendas precisa ser muito bem planejado e praticado na regulação desse mercado. Preços dinâmicos e competição em DG casam muito bem, mas só é possível em um ambiente de RI e de participação do consumidor.

Todo mercado exige que exista vários compradores e vendedores, para que a competição torne os preços menores. Dependendo da geografia da rede local, podem existir lugares com poucos vendedores e nesse caso com grande poder de mercado, sendo necessário que o regulador crie preços limites para as vendas.

Grande parte do valor de DR e DG vem da sua habilidade de adiar ou desaparecer com a expansão da geração e transmissão centralizados, ou de aumentar a capacidade de atender nova carga, junto com outros benefícios ainda mais abstratos, não sendo facilmente definido pelo mercado. Nesse caso o regulador deve propor métodos de medição desses benefícios.

Apesar de os consumidores conseguirem atender parte ou toda sua carga gerando a própria eletricidade, existirá momentos em que precisará comprar o que não conseguir produzir, sendo

difícil precificar essa necessidade pela sua baixa frequência e montante imprevisível. Procedimentos para se determinar preços de capacidade para consumidores como esses são especialmente difíceis, pois aqueles consumidores que dependem totalmente do mercado, não querem subsidiar consumidores que esporadicamente atendem parte de sua carga pela rede apenas quando precisam, e vice-versa.

6.3. Novos Agentes em RI

O modelo de gestão de uma distribuidora atualmente no Brasil é dividido em diversos processos internos, sendo os principais: processo de faturamento, gestão de perdas, processo de arrecadação e gestão de inadimplência, atendimento ao consumidor, processos de operação e manutenção e ainda o processo de gestão regulatória (FONSECA; REIS, 2012).

Em se tratando das tríades de modelos de negócios apresentadas, novos agentes surgem no SEE levantando questões sobre a forma como devem funcionar e quais seriam seus processos internos. Assim são apresentados a seguir quem são e quais questões envolvem esses agentes em uma RI.

6.3.1. Distribuidora de Rede Inteligente

É uma concessionária que opera a rede de distribuição de energia elétrica e seus sistemas de informação e controle, mas não possui geração de energia ou vende a energia que é distribuída por sua própria rede. Sua missão será distribuir eletricidade com esplêndida confiabilidade e vinda de diversas fontes, de usinas centralizadas a painéis solares, e tendo seus preços ajustados pelos mecanismos de mercado aprovados pelo regulador.

Não haverá mudança na obrigação da concessionária em garantir que a rede local consiga distribuir toda a energia que é demandada, e que responda a blecautes tão rápido quanto possível. Que continuará a manter as linhas locais, operar frotas de caminhões de manutenção, e responder às reclamações da distribuição de energia. Nesse cenário já tradicional, contudo, a Distribuidora de Rede Inteligente deve atrair, garantir, e fornecer transporte da energia de vários geradores, pequenos e grandes, o que significa que sua rede deve ser de arquitetura totalmente aberta e que,

cada parte do sistema onde geradores podem se conectar deve ser física e eletricamente projetada para permitir fluxo bidirecional de energia.

Essa concessionária também precisará oferecer uma segunda plataforma também aberta, para comunicação, que seja extremamente segura e por onde irá passar preços e sinais de controle. Haverá com toda essa informação sistemas massivos de contabilização, faturamento e liquidação, para acomodar as opções oferecidas, agora muito mais complicadas, de preços e pagamentos.

Essa concessionária terá que administrar um mercado que determina seus preços à vista em base horária. Em adição terá que provavelmente oferecer um fornecimento para consumidores que não produzem ou compram sua energia desse mercado desregulado. Fica evidente o grande número de responsabilidades das várias partes para uma Distribuidora de Rede Inteligente. Mesmo a RI tornando o trabalho muito mais sofisticado do que é hoje, os objetivos serão os mesmos, e melhorar os recursos humanos e de informação será um desafio.

Concessionárias de RI precisarão desenvolver competências fundamentais na avaliação e operação de sistemas de TICs, o que hoje é muito carente e que não pode ser subestimado. O número de pontos de controle nas unidades consumidoras de residências e escritórios, eventualmente conectados ao sistema de operação será muito grande, criando uma tarefa intensa de gerenciamento de informação. E também será necessário desenvolver boas habilidades de avaliação econômica dos novos sistemas e plataformas de investimento.

6.3.2. Agentes Fornecedores de Serviços

A missão dos Agentes Fornecedores de Serviços será fornecer diversas opções de eletricidade a baixo custo para seus consumidores, podendo ser subdivididos em Agentes Varejistas de Energia, Fornecedores de Redução de Carga, Agregadores de Geração Distribuída e Fornecedores de Serviços Acessórios.

O Agente Varejista de Energia oferece aos pequenos consumidores um cardápio de opções de preços de energia elétrica, estabelecendo contratos de curto, médio e longo prazos, como acontece hoje no Ambiente de Contratação Livre da alta tensão para grandes consumidores. O consumidor terá que planejar seu consumo e determinar por sua conta a energia que irá precisar para o próximo período de contrato.

Uma variação desse Agente é aquele que não vende eletricidade, mas sim serviços de energia, o Agente Varejista de Serviços de Energia forneceria a seus consumidores iluminação, aquecimento, resfriamento, horas de uso de computação, e dúzias de outras coisas que têm como base o uso da eletricidade. Tornaria a eletricidade um bem diferençável no mercado, deixando de ser uma *commodity*.

O Agente Fornecedor de Redução de Carga oferece no mercado, de forma agregada, recursos de DR, consistindo em controle direto de carga, sejam térmicas ou puramente elétricas, como aparelhos de ar condicionado, aquecimento, eletrodomésticos outros, e até mesmo iluminação. Vendem principalmente nos horários de pico do sistema, momento no qual o sistema está alcançando seu limite de capacidade.

O Agente Agregador de Geração Distribuída como sugere o nome, agrega a minigeração e microgeração excedente dos consumidores e vende no mercado local, podendo comercializar no mercado à vista (*spot*), ou para um Agente Varejista de Energia, para um Agente Varejista de Serviços de Energia, ou até mesmo no mercado livre de alta tensão.

E por último, o Agente Fornecedor de Serviços Acessórios pode vender ao consumidor serviços diversos de instalação elétrica, eficiência energética, ou até mesmo, oferecer serviços de vigilância, seguros, entre outros, que seriam, como nos outros agentes, disponibilizados e faturados através da rede e dos sistemas de TICs da Distribuidora de Rede Inteligente.

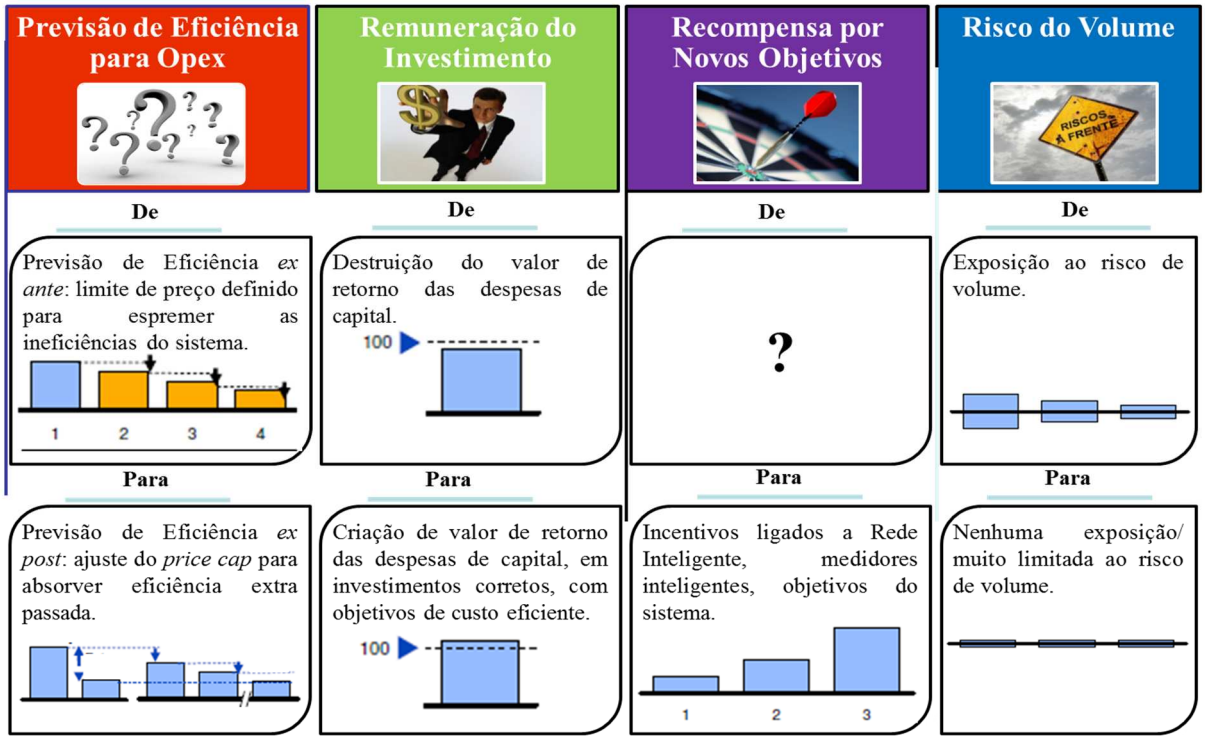
6.3.3. Transição Para a Nova Indústria Elétrica

É claro que não se vai de uma hora para outra mudar todo o modelo atual do SEE, sendo necessário um período de transição dirigida pelo governo e pelo regulador. Essa transição teria que focar na mudança do modelo de negócio principalmente da distribuidora, atacando o problema do custo operacional (OPEX[20] do inglês *Operational Expenditure*), da remuneração dos investimentos na base de ativos, no estímulo a novos objetivos, como a implantação de RI e na redução do risco do volume.

[20] OPEX é uma sigla derivada da expressão *Operational Expenditure*, que significa o capital utilizado para manter ou melhorar os bens físicos de uma empresa, tais como equipamentos, propriedades e imóveis. As despesas operacionais são os preços contínuos para produzir um produto, dirigir o negócio, ou o sistema. O seu contrário, custo de capital (CAPEX de *Capital Expenditure*), refere-se ao preço de desenvolvimento ou fornecimento de partes não-consumíveis do produto ou sistema *(Fonte: (DELGADO, 2011, pp. 87–88)).*

No caso do OPEX a regulação atual define seu valor *ex ante*, ou seja, prevê um valor para a eficiência da distribuidora, limitando os preços definidos de forma a espremer as ineficiências do sistema. Em uma transição essa previsão de eficiência deveria ser *ex post*, ajustando posteriormente o *price cap* para absorver eficiência extra passada. Para a questão da remuneração do investimento, onde hoje o que ocorre é a destruição do valor de retorno das despesas de capital, uma transição deveria focar justamente no contrário, na criação de valor de retorno das despesas de capital através do reconhecimento de investimentos considerados corretos, onde seria o regulador quem definiria os objetivos para um custo eficiente.

Hoje não existe qualquer incentivo ou recompensa para distribuidoras que queiram realizar objetivos diferentes dos estabelecidos na regulação, ou seja, não existe espaço criativo para que novas oportunidades sejam perseguidas pelo setor, assim, em uma transição incentivos ligados a RI, medidores inteligentes, objetivos do sistema, etc. deveriam ser criados. E quanto ao risco do volume, que hoje deixam expostas todas as distribuidoras, deveria existir na transição uma busca pelo desacoplamento entre volume de vendas e faturamento, tornando a distribuidora imune a essa exposição ou com uma exposição muito limitada.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 53 - Modelo de regulação para transição do SEE para a nova indústria.

A Figura 53 apresenta um diagrama de como seria essa transição em um período de quatro anos, o mesmo tempo adotado atualmente entre revisões tarifárias periódicas das distribuidoras no Brasil.

Com os novos modelos de negócios e agentes envolvidos, RI irá ampliar a interação com o consumidor, colocando-o no coração do novo paradigma, tendo portanto, um valor inestimável. Aqui também o regulador terá que atuar fortemente, estabelecendo regras que permitem ou evitam que as concessionárias insiram terceiros entre ela e o consumidor, devido ao grande, novo e valioso volume de informações sobre ele.

6.4. Desacoplamento

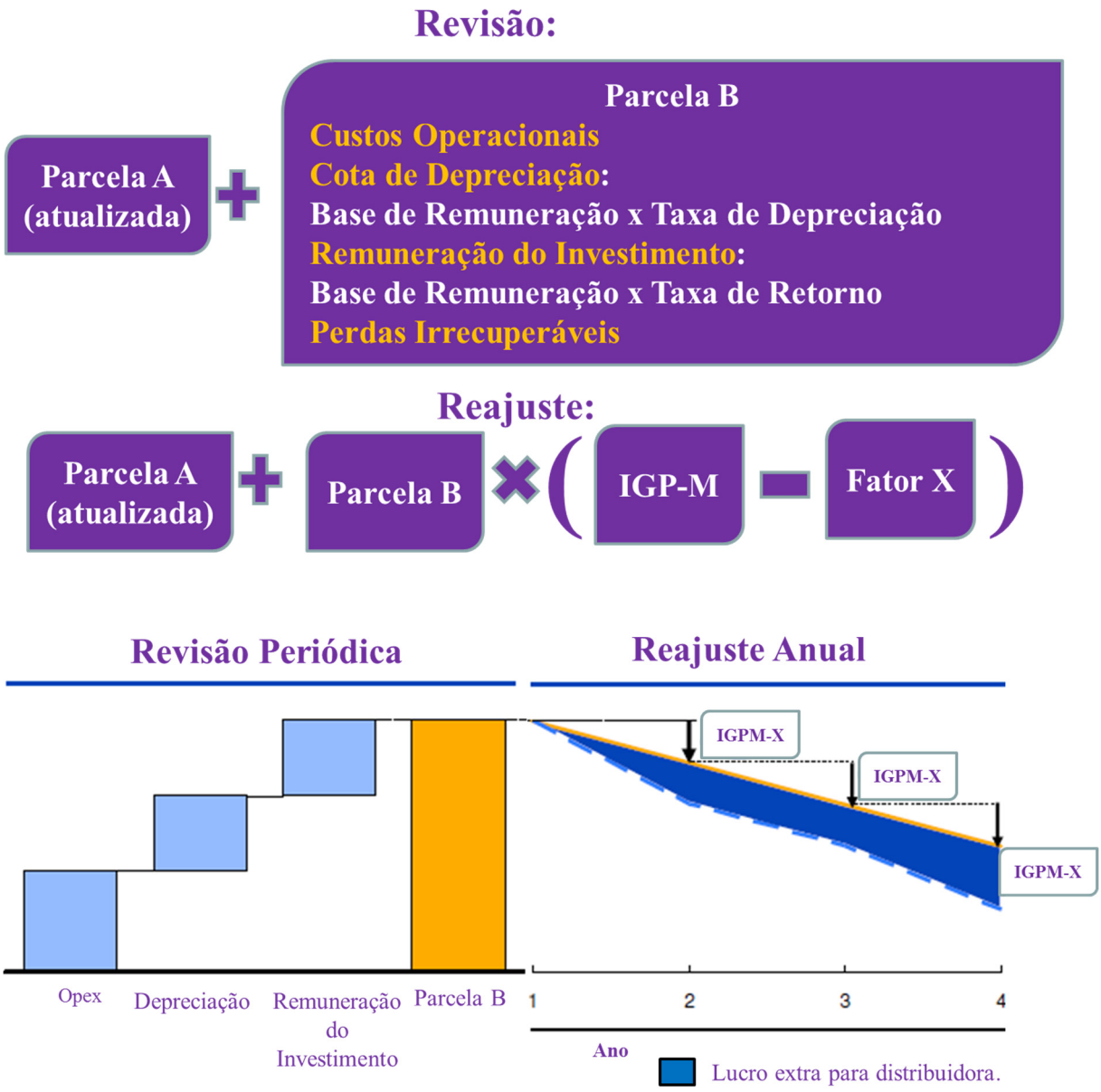
CE da forma como foi concebida no capítulo 4 implica em existir no negócio de distribuição um forte desacoplamento entre volume de vendas e faturamento, pois, qualquer redução no volume tem impacto direto na distribuidora, já que no atual modelo de remuneração o incentivo é maior para se vender do que para se conservar energia elétrica.

Anteriormente no Brasil, até o final dos anos 1990, o modelo de remuneração era baseado no regime de regulação pelo custo do serviço (*rate-of-return*), onde áreas de concessão com remuneração superior à garantida recolhiam o excedente a um fundo para as distribuidoras com rentabilidade inferior à garantida, o que provocava grande ineficiência de toda ordem no sistema, principalmente por serem empresas estatais.

No atual regime de tarifação pelo preço (*price cap*), a regulação é por incentivos para que as distribuidoras tornem-se mais eficientes e aqui a tarifa é calculada de forma a garantir receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários à expansão. A Figura 54 a seguir detalha como é esse modelo atual de remuneração.

Em qualquer dos casos o princípio de regulação é que as receitas requeridas deveriam se igualar aos prudentes custos atuais incorridos pelo serviço oferecido, somados a um retorno justo sobre o capital investido de forma prudente. Matematicamente indicado na equação:

$$\textit{Receitas} = \textit{Custos} + \textit{Retorno sobre o Capital Investido} \quad [1]$$



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 54 - Modelo atual de remuneração por incentivo no Brasil com regime de tarifa pelo preço (*price cap*).

Receitas para qualquer produto são iguais a seu preço médio multiplicado pela quantidade vendida. Para se determinar o preço médio necessário para garantir a receita requerida adequada, o regulador divide a receita requerida pela previsão de vendas do mercado de energia. Em outras palavras, olham para o passado do mercado, dividindo a receita que querem obter pela quantidade que se espera vender, para se determinar o preço médio necessário à concessionária.

Após isso, alocam as receitas nas tarifas dos consumidores, dividindo entre as faixas de consumo, e então ajustando os preços para cima ou para baixo entre as diversas classes de consumo,

sempre procurando preservar a tarifa média necessária que oferece o nível adequado de retorno sobre as vendas esperadas. As vendas esperadas utilizada nessa fórmula podem ser as vendas do último ano ou previsão do próximo ano, sendo um número fixo nessa fórmula. Definido ele é mantido até o próximo reajuste.

Para ilustrar segue o exemplo 1 do Quadro 7 a seguir:

Quadro 7 - Exemplo de cálculo da tarifa média para um mercado previsto de 1MWh.

Exemplo 1:
Se está previsto um mercado de 1.000kWh e a receita requerida é de R$100, a tarifa média será de R$10 centavos/kWh (R$100/1.000kWh) até a próxima mudança.

O simples fato de manter fixa a tarifa por kWh até o próximo reajuste encoraja maiores vendas pelas concessionárias e consequentemente desencoraja seus esforços de conservação de energia, pois como a tarifa é definida por kWh, quanto maior o volume de vendas, mais receita é obtida. E como toda receita por kWh vendido inclui um pedacinho do lucro, mais vendas, mais lucros. Para reforçar esse entendimento segue o exemplo 2 no Quadro 8 a seguir:

Quadro 8 - Exemplo de cálculo da tarifa média e lucro para um mercado previsto de 10MWh.

Exemplo 2:
Suponha que uma concessionária tenha uma receita requerida de R$1.000, sendo R$900 pelos custos prudentes determinados e R$100 por lucros razoáveis. O regulador espera um mercado de 10.000kWh, determinando uma tarifa medida de R$10 centavos/kWh (R$1.000/10.000kWh). Se a concessionária vender exatamente 10.000kWh irá ganhar o lucro exatamente previsto. Se tiver sorte, ou for hábil em promover mais vendas e vender 11.000kWh, terá uma receita de R$1.100. Esse crescimento pode ocorrer pelo aumento do consumo dos clientes existentes (vertical), como pela incorporação de novos clientes na área servida (horizontal). Quando vende 11.000kWh, seus custos atuais serão maiores do que os R$900 previstos pelo regulador, pois precisará comprar mais energia, só que esse custo é incremental decrescente e sobe apenas R$50 quando as vendas sobem de 10.000kWh para 11.000kWh. Assim, sua receita será R$1.100 e seus custos R$950, e seus lucros subiram do valor razoável de R$100 para R$150, um aumento de 50%.

Esse aumento do lucro não requer qualquer aprovação, novos investimentos, ou uma nova tarifa definida pelo regulador, é inerente ao processo de se manter um preço fixo por kWh antes de se saber o nível atual de vendas que uma concessionária terá, ou seus custos. Desacoplamento quebra a ligação entre vendas e receitas, atuando para que os lucros das concessionárias sejam neutros com respeito ao volume de vendas.

Essa é uma linha regulatória voltada a ações práticas que estimulem as distribuidoras a induzir o uso eficiente de energia junto a seus clientes, criando incentivos para se obter Negawatts:

- Investimentos que reduzem a demanda de ponta e aumentam o uso do sistema passam a ser considerados como aumentos de capacidade;
- Investimentos que reduzem o consumo para uma mesma atividade passam a ser considerados como VPP;

Assim tem-se agora o exemplo 3 do Quadro 9 a seguir:

Quadro 9 - Exemplo de cálculo da tarifa média e lucro para um mercado previsto de 10MWh e lucro garantido.

Exemplo 3:

Considere a mesma concessionária do exemplo anterior, com uma receita requerida de R$1.000, sendo R$900 pelos custos prudentes determinados e R$100 por lucros razoáveis, e onde o regulador espera um mercado de 10.000kWh, determinando uma tarifa medida de R$10 centavos/kWh. A concessionária foi incentivada a aumentar suas vendas para 11.000kWh, o que levou a uma receita de R$1.100 e a um aumento de 50% nos lucros. Desacoplamento diz à concessionária: "Se seus esforços de eficiência energética nos próximos um ou dois anos reduzirem suas vendas abaixo de 10.000kWh, você ainda terá garantido R$100 em lucros". Assim, se por exemplo, os esforços de conservação de energia causarem uma venda de 9.000kWh, e assim o lucro normalmente cair, a concessionária recebe automaticamente uma autorização para taxar de forma extra esses 9.000kWh de forma suficiente a receber ainda R$100 de lucro.

Uma possível consequência negativa é que os investidores verão a companhia como tendo vendas declinantes, o que não é atrativo no mercado, pois ele entenderia que menor crescimento significa que a concessionária não precisaria mais construir novas redes ou expandir geração no curto prazo, e assim seu capital investido e seus lucros não cresceriam. Mesmo tendo um lucro garantido com desacoplamento, o investidor aplicaria um desconto, pois no longo prazo a trajetória dos investimentos de capital da concessionária cresceriam menos do que poderiam.

No caso de uma Distribuidora de Rede Inteligente, cujo negócio é operar e manter uma plataforma de distribuição, não importa se em sua área irá aumentar ou diminuir geração. Menor venda de energia significaria menos energia sendo transportada por sua rede, mas isso não atingiria sua receita, já que é remunerada por manter uma rede confiável, com equipamentos adequadamente substituídos, e operação segura, o que em nada depende diretamente do volume de vendas. Se no pior caso sua receita cair muito com o volume de vendas, o regulador irá estabelecer novos preços adequados para se manter a receita requerida que remunere investimentos prudentes.

O desacoplamento permite criar uma política tarifária baseada em desempenho em CE como, por exemplo, maior taxa de retorno para menor demanda de pico/maior fator de carga. A Figura 55 resume o conceito de desacoplamento.

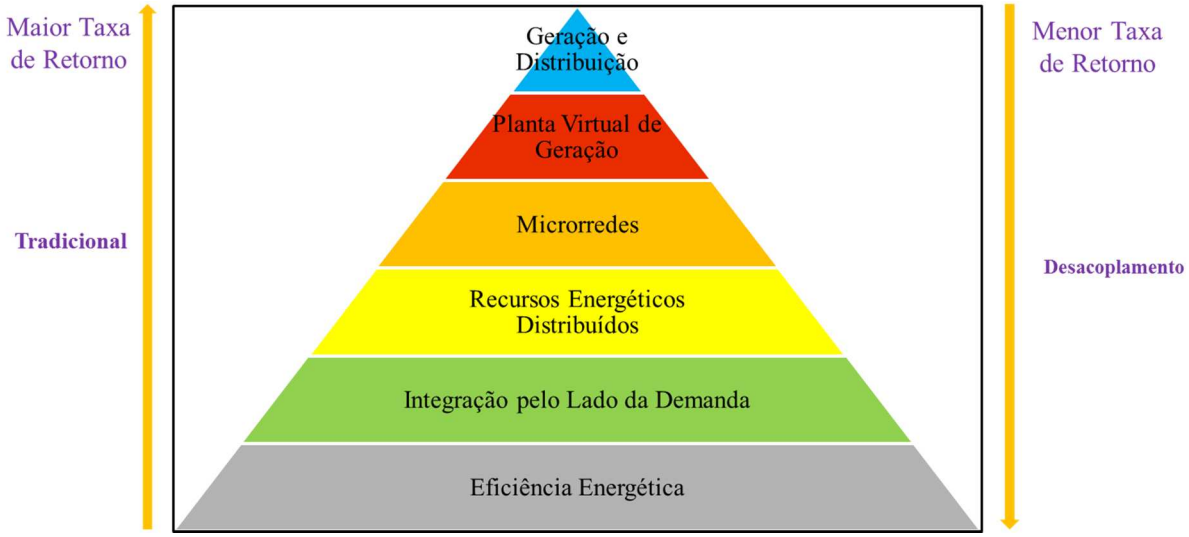


Figura 55 - Diagrama resumo do conceito de desacoplamento no SEE.

6.5. O Negócio da Conservação de Energia

Se MCE é frequentemente a opção de menor custo, por que não se aproveita mais disso? Se o valor presente dos custos com MCE forem comparados com o valor presente da alternativa de se construir e manter uma nova planta de geração por todo o seu tempo de vida útil, o custo com a MCE é quase sempre mais efetivo. O problema é que as pessoas não agem baseadas em valor presente, como supõem os livros de economia.

Se políticas forem criadas para ajudar os usuários a superarem esses limites de avaliação, sem perda de bem estar social, ambos sociedade e consumidores de energia que conservam energia se beneficiarão: através de menores faturas de energia, menores custos, geração de empregos, e menores impactos ambientais.

De todas as opções de conservação, economia de eletricidade é quase sempre a mais barata, e são excelentes para se gerar empregos. Quase todas as outras opções custam mais ou têm menor potencial, incluindo todo tipo de fornecimento renovável de energia. Contudo, para se ter todos

esses benefícios de uma política de CE, você não consegue nada se as pessoas não estiverem informadas, motivadas, e com capital para investirem em maior eficiência.

As principais barreiras para CE são: informação, disponibilidade de capital, custos de transação e sinais de preço imprecisos.

- Informação: CE é um campo para especialistas assim como fornecimento de energia. Necessita de treino e experiência para se controlar os custos e desempenho das tecnologias de uso da energia, bem como para se avaliar as economias para um prédio ou aplicação específicos.
- Disponibilidade de Capital: toda instituição tem um custo para conseguir empréstimo, seja de um banco ou um novo fundo. À medida que os empréstimos alcançam o limite de credito da entidade financiadora, os custos rapidamente alcançam o ponto onde os investimentos não podem ser financiados. Em CE isso acontece porque 100% do custo é pago antes que as economias com energia se realizem.
- Custos de Transação: nome técnico para "efeito aborrecimento". Diferente de comprar mais fornecimento, o que envolve intrusão mínima na rotina diária, MCE requerem construção e/ou mudanças de operação em casas e negócios, necessitando preparo para lidar com contratantes, engenheiros, atrasos de ocupação, etc.
- Sinais de preço imprecisos: muitas decisões são feitas pelo proprietário do prédio ou terreno o qual não será quem irá pagar a conta de eletricidade do equipamento ou prédio. Grande parte dos eletrodomésticos são adquiridos assim, sem levar em conta sua eficiência. Preços mais realistas para eletricidade irão encorajar mais conservação pelo aumento do valor das economias no cálculo do valor presente.

Alguns caminhos para a CE:

- Primeiro: códigos de construção e padrões de EE para todos os tipos de edificações residenciais, comerciais e públicas.
- Segundo: programas de EE das concessionárias, quando bem executados podem ser extremamente efetivos e econômicos. Contudo a regulação não tem fornecido incentivos claros, consistentes ou amplos para que isso ocorra.
- Terceiro: ESCOs através de um modelo chamado "economias compartilhadas" onde ela investe seu próprio capital nas MCE nas instalações do consumidor, medidas essas que reduzem a fatura do mesmo para o resto da vida útil das medidas. Através de um contrato

de desempenho a ESCO recebe a diferença entre as faturas antes e após as MCE até recuperar o capital investido somado a um lucro, após o final do contrato as economias revertem para o consumidor.

- Quarto: chamado “Padrão de Recurso de Conservação de Energia”, todo ano é definido, para quem fornece a energia, como uma distribuidora, que uma fração do crescimento de energia deve ser atendida através de MCE ao invés de aumento nas vendas.

O atual modelo de negócio da concessionária é baseado em vender mais energia e não menos, pois vendas menores significam menos lucros. No entanto concessionárias possuem vantagens únicas para levantar capital e emprestar de forma efetiva para seus consumidores, que é o que fariam quando dessem aos seus consumidores um desconto ou um empréstimo a juros baixos para melhorias de eficiência/redução do consumo. Como o valor presente de MCE depende de forma crítica do custo do capital empregado, esse é um aspecto valioso para envolvimento da concessionária.

Além disso, independente de como seja uma edificação ou sua ocupação, uma concessionária sabe quanta energia ela usa, sendo fácil projetar MCE adequadas e estimar as economias. Sabem também o histórico de crédito do consumidor e sua capacidade e pontualidade de pagamento. Possuem um medidor no local para medir economias, e sabem que o consumidor raramente não paga a fatura de energia, que seria a forma de receber os empréstimos para as MCE. Além de tudo isso a própria concessionária pré-qualificaria auditores, vendedores e construtoras, tirando do consumidor a dura tarefa de encontrar um instalador qualificado e com boa reputação.

Apesar do governo não ter conflito para criar um programa próprio de CE existe sempre a possibilidade do programa acabar devido a uma mudança política no governo, ou de ter que se lidar com a falta de recursos ou recursos destinados para outros fins que não CE. E mesmo com as vantagens de se utilizar a concessionária os modelos regulatório e de negócio têm como fundamento aumento de vendas e não economias de energia. Em contraste, políticas regulatórias para incentivo a programas de CE envolvendo a concessionária teriam grande sucesso mesmo sendo contra seus próprios interesses de negócios. Ou poder-se-ia mudar a regulação com incentivos para incorporar à missão da concessionária economizar energia elétrica tanto quanto vender energia.

PARTE III – CONCLUSÕES



"O mundo não está preparado para isso. É algo muito além do nosso tempo, mas as leis vão prevalecer, e um dia farão um sucesso triunfante".

Sobre a falha do projeto "Sistema Mundial" de Nikola Tesla

7. Considerações Finais

Conclui-se que foram alcançados os objetivos propostos pelo presente trabalho. A tese apresenta um estudo do estado da arte acerca de Rede Inteligente no Brasil e no Mundo e sua aplicação na Conservação da Energia Elétrica, elencando elementos sobre as novas tecnologias e as diversas formas de aplicação das mesmas para promoção da CE.

O texto aponta a necessidade de que as iniciativas existentes no Brasil em termos de Leis, Regulações e Planejamento no âmbito da Eficiência Energética no Setor Elétrico passe a levar em conta a aplicação de novas tecnologias de controle da carga e de microgeração e minigeração no seu planejamento, em especial que leve em consideração a possibilidade de penetração ampla de tecnologias de geração distribuída.

Demonstrou-se que as Medidas de Conservação de Energia devem ser aplicadas de forma crescente, começando pelas tecnologias de Eficiência Energética, seguidas das tecnologias que integram a demanda, como DR, logo após o incentivo à auto geração de energia, através de recursos energéticos distribuídos de geração e armazenamento. Segue-se a isso o agrupamento de consumidores próximos geograficamente formando microrredes, e ainda o controle de recursos de forma distribuída na rede por parte da distribuidora utilizando-se de uma planta virtual de geração.

Foi feita a avaliação da potencialidade da ferramenta de simulação GridLAB-D para simulação dos conceitos associados a RI e CE, mostrando-se bastante eficaz nessa complexa tarefa, permitindo a simulação do nível de eletrodomésticos ao nível da geração centralizada em diversas escalas de tempo.

Cabe ainda destacar a realização de uma análise inicial do impacto na mudança do modelo regulatório atual de distribuição de energia elétrica, baseado em remuneração pelo aumento do consumo, para um modelo baseado em remuneração pelo aumento da CE do consumidor, apontando caminhos para uma nova regulação com a criação de agentes que passam a oferecer novos serviços para o consumidor final de energia elétrica.

Destaca-se que o trabalho deixa assim subsídios para o setor elétrico (em especial para o governo e regulador) no que diz respeito aos impactos da saída do consumidor do mercado (redução do consumo).

7.1. Contribuições

Diante das considerações finais apresentadas, destacam-se nesta tese como principais contribuições:

- O texto juntamente com seus apêndices e anexos oferece extensa pesquisa bibliográfica relativa a Conservação de Energia, Rede Inteligente e seus aspectos relacionados, tornando-se um trabalho pioneiro e útil nesses temas para futuras pesquisas.
- Propõe uma plataforma unificada do conceito de Conservação de Energia com avaliação de diversas possibilidades: Eficiência Energética, Recursos Energéticos Distribuídos, Integração pelo Lado da Demanda, Gerenciamento Dinâmico de Energia, Microrredes e Planta Virtual de Geração, servindo como um guia para classificação e hierarquização dessas possibilidades, tanto por parte das empresas de energia elétrica, quanto do governo e consumidores.
- Apresenta o potencial de ferramenta de simulação de Rede Inteligente e de Conservação de Energia, deixando como subsídio para o Setor de Energia Elétrica a simulação como um passo anterior ao uso de projetos pilotos na demonstração de tecnologias de Rede Inteligente e seus impactos.
- Do ponto de vista regulatório, alguns mecanismos de incentivo à implantação de Rede Inteligente e de Programas de Conservação de Energia foram apresentados, sendo mostradas estruturas que permitem a devida apropriação de benefícios por todas as partes.

7.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Como esta tese construiu uma visão ampla sobre CE aplicando-se tecnologias de RI, acabou por abrir uma série de perspectivas para as quais sugere-se a realização de trabalhos futuros. Destacando-se:

- A escolha da tecnologia de CE/RI irá passar forçosamente pela análise de custo benefício, o que deve ser desenvolvido para auxiliar a parte interessada na escolha das MCE que irão proporcionar a maior CE com o menor custo, assim, faz-se necessária a avaliação comparativa das MCE com o objetivo de se avaliar qual delas proporcionaria maior CE

para um mesmo cenário, a exemplo do que foi feito no estudo do Greenpeace (GREENPEACE, 2013).

- Proposição de formas de otimizar e obter o máximo retorno em termos de CE, escolhendo-se do ponto de vista do prosumidor, do SEE e da sociedade quais MCE são as mais adequadas em termos de planejamento energético para atendimento da demanda, podendo-se desenvolver um Planejamento Integrado de Recursos (PIR) (JANNUZZI, 1997) que leve em conta todas as possibilidades da CE.
- Realizar a Análise de Impacto Regulatório (AIR) das novas proposições de regulação apresentadas nesta tese, em especial a liberalização do mercado varejista de energia e da possibilidade de o prosumidor abandonar o mercado, tornando-se independente. A ferramenta AIR é muito bem descrita em (LAMIN, 2013).
- Analisar o impacto da implantação das tecnologias de RI e de CE para o caso de uma Edificação Zero Energia (ZEB do inglês Zero Energy Building) que é uma edificação que consome zero energia da rede de distribuição, significando que o total de energia usado pela edificação em base anual é, grosseiramente, igual ao volume de energia renovável criada localmente (TORCELLINI et al., 2006).

7.3. Lista de Produções Durante o Doutorado

No período de julho de 2009 a julho de 2014, além desta tese, o trabalho no doutorado gerou artigos, apresentações em eventos, dois cursos, uma orientação de especialização, um website e convites para palestras. Segue a lista de produções:

Artigos completos publicados em periódicos:

ALCANTARA, M. V. P., SILVA, Luiz C. P. da. “Regulation and Incentives for a Brazilian Smart Grid”, Journal of Control, Automation and Electrical Systems, Submetido para publicação em dez. 2013.

Glauco Niro, Diogo Salles, Márcio V. P. ALCÂNTARA, Luiz C. P. da SILVA. Large-scale control of domestic refrigerators for demand peak reduction in distribution systems, Electric Power Systems Research, p. 34-42, Vol. 100, jul. 2013.

ALCÂNTARA, M. V. P.. Sistemas Dinâmicos de Energia: Integrando a Demanda. Metering International América Latina, São Paulo - Brasil, p. 20 - 22, 15 jul. 2013.

ALCÂNTARA, M. V. P.. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica. O Setor Elétrico, Brasil, p. 36 - 45, 01 dez. 2011.

ALCÂNTARA, M. V. P.. Desafios tecnológicos e regulatórios em rede inteligente no Brasil. O Setor Elétrico, p. 48 - 61, 01 jul. 2011.

Trabalhos completos publicados em anais de congressos:

ALCÂNTARA, M. V. P.. Tríades em Rede Inteligente: Regulação, Estruturas e Modelos de Negócios. XXI SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica 2014, Submetido para avaliação em abr. 2014.

ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, Luiz C. P. da; Geraldi, D., Regulation and Incentives for a Brazilian Smart Grid. In: CIGRÉ 2013 - International Symposium Lisbon, 2013, Lisboa - Portugal. Anais CIGRÉ 2013 - International Symposium Lisbon, 2013.

ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, Luiz C. P. da; Geraldi, D., Energy Efficiency in Smart Grids. In: II Conference on Innovative Smart Grid Technologies - IEEE ISGT Latin America 2013, 2013, São Paulo. Anais ISGT-LA 2013, 2013.

ALCÂNTARA, M. V. P., Agenda de Pesquisa em Rede Inteligente no Programa de P&D da ANEEL. In: IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2012, Goiânia. Anais do IV SBSE. Goiânia: IV SBSE, 2012.

Geraldi, D.; ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, Luiz C. P. da., Estudo de impactos da microgeração em redes secundárias de distribuição no contexto de redes inteligentes. In: 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON, 2012, Fortaleza. Anais do INDUSCON 2012, 2012.

Josias M. de Araujo; Marcelo C. de Araujo; Adrimar V. Nascimento; Thiago Guilherme F. Prado; Fernando H. Oliveira; Roberto Caldas; Paulo Henrique S. Lopes; Fabio C. de Souza; Ildo Wilson Grudtner; Marcos Franco Moreira; Agnes Maria Costa; Hugo Lamin; Geraldo Pimentel; ALCÂNTARA, M. V. P.; Maria A.B. Ferrano. Smart Grid Program Challenges for its Deployment in Brazil. In: Cigré 2011 Bologna Symposium, 2011, Bologna. Anais do 2011 BOLOGNA SYMPOSIUM, 2011. p. 386-392.

ALCÂNTARA, M. V. P.. Impact of the Smart Grid in the Brasilian Distribution Electrical Energy. In: XIX SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2010, São Paulo. Anais do XIX SENDI, 2010.

Apresentações de Trabalho:

ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, Luiz C. P. da; Geraldi, D., Regulation and Incentives for a Brazilian Smart Grid. 2013.

ALCÂNTARA, M. V. P., SILVA, Luiz C. P. da; Geraldi, D., Energy Efficiency in Smart Grids. 2013.

ALCÂNTARA, M. V. P., Mapa de Projetos de P&D em Redes Inteligentes. 2011.

ALCÂNTARA, M. V. P., Rede Inteligente: Conceitos, Tecnologias, Regulação e Pesquisas. 2010.

ALCÂNTARA, M. V. P., Roundtable - VE, law of the electric power sector and the impact on distribution utilities. 2010.

Cursos ministrados:

Minicurso “Novos Negócios em Redes Inteligentes de Energia Elétrica” no V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, 2014, Foz do Iguaçu-PR, 22 a 25 de abril de 2014.

Disciplina “Avaliação de Viabilidade Econômica e Novos Negócios em Redes Inteligentes” no Curso de Especialização em Redes Inteligentes da Escola Politécnica da Universidade de Pernambuco, 2013, Recife, de 26 a 28 de setembro de 2013;

Orientação concluída:

Adriano de Souza Rehder. “Visão da Indústria Brasileira de Distribuição de Eletricidade Acerca do Desenvolvimento Nacional da Rede Elétrica Inteligente”. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso. (Especialização em Gestão Ambiental e Negócios no Setor Energético) – Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. Orientador: Márcio Venício Pilar Alcântara

Website:

ALCÂNTARA, M. V. P. . Rede Inteligente. 2009; Tema: Rede Inteligente (Smart Grid). (www.redeinteligente.com)

Palestras:

Workshop CELESC 2014. Novos Negócios em Rede Inteligente de Energia Elétrica. 2014.

Metering Smart Grids, Transmission & Distribution Latin America 2013. Sistemas Dinâmicos de Energia: Integrando a Demanda. 2013.

16ª SEE - Semana de Engenharia Elétrica da Unicamp. Introdução a Rede Inteligente. 2013.

CeBIT 2012 - Seminário Invest in Brasil Oportunidades no Setor de Smart Grids. Regulatory Issues and R&D Projects Opportunities for Implementation of Brazilian Smart Grid. 2012.

Presente e Futuro das Redes Inteligentes nos Sistemas Brasileiros de Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica UNIOESTE. Regulação e Incentivos às Redes Inteligentes no Cenário Nacional. 2012.

Presente e Futuro das Redes Inteligentes nos Sistemas Brasileiros de Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica UNIOESTE. Rede Inteligente no Programa de P&D Regulado pela ANEEL. 2012.

Congresso Metering Billing/ CRM Latin America 2012. A atuação institucional do governo para se fortalecer o mercado nacional de Rede Elétrica Inteligente dentro do escopo do Plano Brasil Maior. 2012.

IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Agenda de Pesquisa em Rede Inteligente no Programa de P&D da ANEEL. 2012.

Workshop Redes Elétricas Inteligentes CREA-BA. Uso de Redes Inteligentes no Brasil, Motivadores, Dificuldades, Ações da ANEEL e das Distribuidoras de Energia na Área. 2012.

Workshop Redes Elétricas Inteligentes CREA-BA. Programa P&D Estratégico de Redes Inteligentes Desenvolvido na ANEEL. 2012.

III Seminário Internacional de Smart Grid. Mapa de Projetos de P&D em Redes Inteligentes. 2011.

XII Seminário Nacional de Telecomunicações. Painel sobre o Projeto Estratégico de Redes Inteligentes no Brasil. 2011.

Encontro de Pesquisadores em Sistemas de Potência - Sispot 2011. Rede Elétrica Inteligente: Conceitos, Tecnologias e Pesquisas. 2011.

IV Fórum Latino-Americano de Smart Grid. Aspectos Regulatórios e Projetos de P&D na Implementação do Smart Grid. 2011.

Canada-Brazil Smart Grid Matchmaking Mission Toronto. R&D Program Regulated by ANEEL. 2011.

Canada-Brazil Smart Grid Matchmaking Mission Vancouver. R&D Program Regulated by ANEEL. 2011.

XI SEMINÁRIO NACIONAL DE TELECOMUNICAÇÕES APTEL. Utilização dos Recursos de P&D da ANEEL para testes de conceito e tecnologia de Smart Grid. 2010.

XIX SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Impacto da Rede Inteligente na Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. 2010.

2º Seminário Veículos Elétricos & Rede Elétrica. Mesa redonda VE, legislação do setor de energia elétrica e impacto sobre as concessionárias de distribuição. 2010.

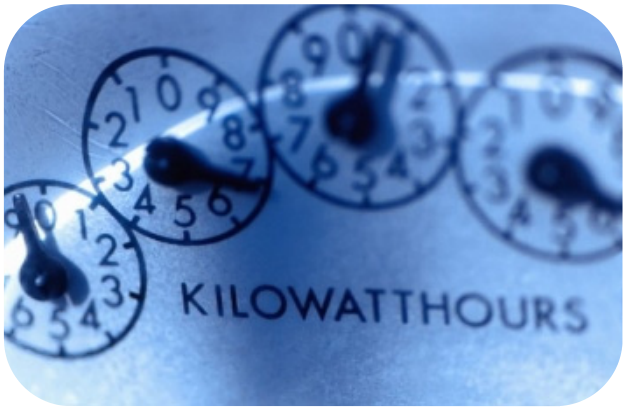
2nd U.S.-Brazil Innovation Summit. Mesa Redonda de Negócios/Tecnologia: Eficiência Energética e Redes Inteligentes. 2010.

VII MECCA - Encontro de Mecânica, Eletrônica, Computação, Controle e Automação. Programa de P&D Regulado pela ANEEL e Projetos em Rede Inteligente no Brasil. 2010.

MESANEEL. Rede Inteligente: Conceitos, Tecnologias, Regulação e Pesquisas. 2010.

10º Seminário Nacional de Telecomunicações Aptel 2009. Painel Regulatório: Aspectos de regulamentação de telecomunicações e medição eletrônica. 2009.

REFERÊNCIAS



"Um único raio de luz de uma estrela distante caindo sobre os olhos de um tirano em tempos idos pode ter alterado o curso da sua vida, pode ter mudado o destino das nações, pode ter transformado a superfície do globo, tão intrincada, tão inconcebivelmente complexo são os processos na natureza".

Nikola Tesla
Junho de 1893

As referências utilizadas nesta tese estão também listadas no seguinte endereço de Internet: http://www.mendeley.com/profiles/marcio-venicio-pilar-alcantara/

ABDOLLAHI, A.; PARSA MOGHADDAM, M.; RASHIDINEJAD, M.; SHEIKH-EL-ESLAMI, M. K. Investigation of Economic and Environmental-Driven Demand Response Measures Incorporating UC. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 1, p. 12–25, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6107610>. Acesso em: 27/5/2014.

ABRADEE. Furto e Fraude de Energia. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>. Acesso em: 31/3/2014.

AGRAWAL, P.; NOURAI, A.; MARKEL, L.; et al. **Characterization and assessment of novel bulk storage technologies: a study for the DOE Energy Storage Systems program**. Albuquerque, New Mexico e Livermore, California, 2011.

ALCÂNTARA, M. V. P. Impacto da Rede Inteligente na Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. XIX SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. **Anais...** p.7, 2010. São Paulo, SP. Disponível em: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Impacto+da+Rede+Inteligente+na+Distribuição+de+Energia+Elétrica+no+Brasil#0>. Acesso em: 6/4/2014.

ALCÂNTARA, M. V. P. Desafios Tecnológicos e Regulatórios em Rede Inteligente no Brasil. **Revista O Setor Elétrico**, v. 6, n. 66, p. 48–61, 2011. São Paulo. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed66_fasc_smart_grid_cap2.pdf> . .

ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, L. C. P. DA; GERALDI, D. Regulation and Incentives for a Brazilian Smart Grid. CIGRÉ 2013 - International Symposium Lisbon. **Anais...** p.10, 2013. Lisboa.

AMARANTE, O. A. C. DO; ZACK, M. B. E. J.; SÁ, A. L. DE. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília, 2001.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 345, de 16 de dezembro de 2008: Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências. ,2008. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008345.pdf>. .

ANEEL. Resolução Normativa Nº 375, de 25 de agosto de 2009: Regulamenta a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais. ,2009a. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009375.pdf>. .

ANEEL. Resolução Normativa Nº 395, de 15 de dezembro de 2009: Aprova a Revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá

outras providências. ,2009b. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009395.pdf>. .

ANEEL. Chamada de Projeto Estratégico de P&D Nº 011/2010: "Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente.", 2010a. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE11-2010.pdf>. .

ANEEL. Relatório sobre Perdas Técnicas de Energia Elétrica na Distribuição. ,2010b. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. ,2010c. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. .

ANEEL. Chamada nº 013/2011 Projeto Estratégico: "Arranjos Técnicos e Comerciais Para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira.", 2011a. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf>. .

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Revisão 4 do Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, aprovado pela Resolução Normativa Nº 469, de 13 de dezembro de 2011. ,2011b. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf>. .

ANEEL. Resolução Normativa Nº 435, de 24 de maio de 2011: Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. ,2011c. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>. .

ANEEL. Resolução Normativa Nº 502, de 7 de agosto de 2012: Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. ,2012a. Brasilia: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>. .

ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providên. ,2012b. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. .

ANEEL. Resolução Normativa Nº 556, de 18 de junho de 2013: Aprovar os Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE. ,2013. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013556.pdf>. .

ARAUJO, J. M. DE; GRUDTNER, I. W.; ARAUJO, M. C. DE; et al. Smart Grid Program – Challenges for its Deployment in Brazil. CIGRÉ 2011 - International Symposium Bologna. **Anais...** p.8, 2011.

BAITCH, A.; CHUANG, A.; MAURI, G.; SCHWAEGERL, C. International perspectives on demand-side integration. 19th International Conference on Electricity Distribution - CIRED2007. **Anais...** p.4, 2007. Vienna. Disponível em: <http://www.cired.net/publications/cired2007/pdfs/CIRED2007_0914_paper.pdf>. Acesso em: 16/5/2014.

BRASIL. Lei Nº 9.991, de 24 de julho de 2000: Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providê. ,2000. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9991.htm>. .

BRASIL. Lei Nº 10.295, de 17 de outubro de 2001: Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências. ,2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/LEIS_2001/L10295.htm>. .

CAIRES, L. E. **Aplicação de redes inteligentes nas instalações elétricas residenciais**, 2012. Universidade de São Paulo. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-28062012-143248/pt-br.php>. .

CGEE. **Redes Elétricas Inteligentes : contexto nacional**. Brasília, 2012.

CHASSIN, D. P. **GridLAB-D Technical Support Document: Tape Modules Version 1.0**. Richland, Washington, 2008.

CHASSIN, D. P.; SCHNEIDER, K.; GERKENSMEYER, C. GridLAB-D: An open-source power systems modeling and simulation environment. 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. **Anais...** p.1–5, 2008. Chicago, IL: IEEE/PES. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4517260>. Acesso em: 6/3/2014.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and active distribution networks**. 1ª ed. Herts: The Institution of Engineering and Technology, 2009.

CHUANG, A.; GELLINGS, C. Demand-side integration in a restructured electric power industry. **CIGRE General Session, Paris**, p. 10, 2008. Disponível em: <http://www.indianjournals.com/ijor.aspx?target=ijor:wea&volume=18&issue=4&article=abs191&type=pdf>. Acesso em: 16/5/2014.

CIGRE WG C6.09. **Demand Side Integration (DSI)**. International Council on Large Electric Systems, 2011.

COLLIER, S. E. Ten steps to a smarter grid. 2009 IEEE Rural Electric Power Conference. **Anais...** p.B2–B2–7, 2009. IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4919420>. Acesso em: 11/6/2014.

CONEJO, A. J.; MORALES, J. M.; BARINGO, L. Real-Time Demand Response Model. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 3, p. 236–242, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5607339>. Acesso em: 27/5/2014.

DALLINGER, D.; KRAMPE, D.; WIETSCHEL, M. Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 2, p. 302–313, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5756687>. Acesso em: 27/5/2014.

DEILAMI, S.; MASOUM, A. S.; MOSES, P. S.; MASOUM, M. A. S. Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 3, p. 456–467, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5986769>. Acesso em: 27/5/2014.

DELGADO, M. A. P. **A estrutura tarifária em monopólios naturais: novas reflexões no setor elétrico**. Rio de Janeiro: Synergia e iABRADEE, 2011.

DNV-KEMA. **The Virtual Power Plant**. 2011a.

DNV-KEMA. **Relatório sobre Geração Distribuída, Armazenamento e Veículos Elétricos: Diagnóstico dos Sistemas Atuais - Projeto Estratégico de P&D Redes Elétricas Inteligentes**. Brasília, 2011b.

DONG, M.; MEIRA, P. C. M.; XU, W.; FREITAS, W. An Event Window Based Load Monitoring Technique for Smart Meters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 787–796, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6182599>. Acesso em: 15/6/2014.

DU, P.; LU, N. Appliance Commitment for Household Load Scheduling. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 2, p. 411–419, 2011. IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6281462>. Acesso em: 27/5/2014.

DUARTE, D. P. **Modelo de avaliação de políticas de implementação de funcionalidades de redes elétricas inteligentes em sistemas com alto grau de heterogeneidade**, 2014. Universidade de São Paulo.

DUTRA, J. C.; PINHEIRO, M. C.; LEITE, N. F.; et al. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil [volume2]: Subsídios para um Plano Nacional de Implantação**. 1st ed. Rio de Janeiro, RJ: Synergia, 2013.

EHRHARDT-MARTINEZ, K.; DONNELLY, K. A.; LAITNER, J. A. "SKIP."**Advanced metering initiatives and residential feedback programs: a meta-review for household electricity-saving opportunities**. Washington, 2010.

EKANAYAKE, J.; LIYANAGE, K.; WU, J.; YOKOYAMA, A.; JENKINS, N. **Smart grid: technology and applications**. John Wiley & Sons, 2012.

ELETROBRAS/PROCEL. **Avaliação do mercado de eficiência energética do brasil**. Rio de Janeiro, 2009.

ENTSO-E; EDSO-SG. **The European Electricity Grid Initiative (EEGI)-Roadmap 2010-18 and Detailed Implementation Plan 2010-12**. 2010.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2008: Ano base 2007**. Rio de Janeiro, 2008.

EPE. **Nota Técnica PRE 01/2009-r0: Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil**. Rio de Janeiro, 2009.

EPE. **Nota Técnica DEA 14/10: Avaliação da Eficiência energética na indústria e nas residências no horizonte decenal (2010-2019)**. Rio de Janeiro, 2010.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2012: Ano base 2011**. Rio de Janeiro, 2012.

EPRI. **Investigation of the Technical and Economic Feasibility of Micro-Grid Based Power Systems**. Palo Alto, CA, 2001.

EPRI. **Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects**. Palo Alto, CA, 2010.

EROL-KANTARCI, M.; MOUFTAH, H. T. Wireless Sensor Networks for Cost-Efficient Residential Energy Management in the Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 2, p. 314–325, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5734885>. .

ETP SMARTGRIDS. European technology platform smart grids: vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. **European Commission**, v. 19, n. 3, p. 44, 2006. European Commission: Directorate-General for Research Information and Communication Unit. Disponível em: <http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf>. Acesso em: 5/4/2014.

ETP SMARTGRIDS. European technology platform smart grids: strategic research agenda for Europe's electricity networks of the future. **European Commission**, p. 96, 2007. Disponível em: <http://www.smartgrids.eu/documents/sra/sra_finalversion.pdf>. .

ETP SMARTGRIDS. European technology platform smart grids: strategic deployment document for Europe's electricity networks of the future. **European Commission**, p. 69, 2010. Disponível em: <http://www.smartgrids.eu/documents/vision.pdf>. .

FONSECA, J. N.; REIS, L. B. DOS. **Empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil: temas relevantes para a gestão**. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

FOX-PENNER, P. S. **Smart power: climate change, the smart grid, and the future of electric utilities**. Washington: Island Press, 2010.

FRÓES LIMA, C. A. **Revolução tecnológica na indústria de energia elétrica com smart grid, suas consequências e possibilidades para o mercado consumidor residencial brasileiro**, 2012. Universidade Estadual de Campinas. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000875229>. .

FULLER, J. C.; PRAKASH KUMAR, N.; BONEBRAKE, C. **Evaluation of Representative Smart Grid Investment Project Technologies: Demand Response**. Richland, Washington, 2012.

GALVIN, R. W.; YEAGER, K. E.; STULLER, J. **Perfect Power: How the Microgrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener, More Abundant Energy**. 1ª ed. McGraw-Hill, Inc., 2009.

GELLINGS, C. W. **The smart grid: enabling energy efficiency and demand response**. 1ª ed. Lilburn, GA: The Fairmont Press, 2009.

GERALDI, D. **Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes**, 2013. Universidade Estadual de Campinas - Unicamp. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000902597>. .

GREENPEACE. **[r]evolução energética: a caminho do desenvolvimento limpo**. 2013.

GRIDLAB-D. GridLAB-D Generator Module Guide, versão de 13 de outubro de 2012. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Generator_Module_Guide>. Acesso em: 31/3/2014a.

GRIDLAB-D. GridLAB-D Dishwasher Specification, versão de 13 de outubro de 2012. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Spec:Dishwasher>. Acesso em: 9/6/2014b.

GRIDLAB-D. GridLAB-D Evcharger, versão de 12 de setembro de 2012. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Evcharger>. Acesso em: 27/6/2014c.

GRIDLAB-D. GridLAB-D Evcharger det, versão de 27 de junho de 2012. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Evcharger_det>. Acesso em: 27/6/2014d.

GRIDLAB-D. GridLAB-D Tape (module), versão de 25 de julho de 2012. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Tape_Module_Guide>. Acesso em: 31/3/2014e.

GRIDLAB-D. GridLAB-D Residential module user's guide, versão de 22 de outubro de 2013. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Residential_User_Guide>. Acesso em: 31/3/2014a.

GRIDLAB-D. GridLAB-D Powerflow, versão de 19 de março de 2013. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Powerflow>. Acesso em: 31/3/2014b.

GRIDLAB-D. GridLAB-D Help Contents, versão de 12 de março de 2014. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Help:Contents>. Acesso em: 31/3/2014.

GUAN, X.; XU, Z.; JIA, Q. Energy-Efficient Buildings Facilitated by Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 3, p. 243–252, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5628267>. Acesso em: 27/5/2014.

HATZIARGYRIOU, N.; SCHWAEGERL, C. CIGRE SC C6 Global activities to establish SmartGrids – an overview. Distribution systems of the future. **Anais...** p.79, 2011. Darmstadt.

HOPKINS, M. D.; PAHWA, A.; EASTON, T. Intelligent Dispatch for Distributed Renewable Resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 1047–1054, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6204242>. Acesso em: 27/5/2014.

IEEE STD 2030-2011. IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads. **IEEE, IEEE Std**, , n. setembro, p. 126, 2011. IEEE Standards Coordinating Committee 21. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=6018237>. Acesso em: 8/4/2014.

JANNUZZI, G. DE M. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis**. Campinas, SP: Autores Associados, 1997.

KAGAN, N.; GOUVEA, M.; MAIA, F.; et al. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: Análise de Custos e Benefícios de um Plano Nacional de Implantação**. 1st ed. Rio de janeiro e Brasília: Synergia e iABRADEE, 2013.

KHODAEI, A.; SHAHIDEHPOUR, M.; BAHRAMIRAD, S. SCUC With Hourly Demand Response Considering Intertemporal Load Characteristics. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 2, p. 564–571, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5979168>. Acesso em: 27/5/2014.

KREITH, F.; GOSWAMI, D. Y. (EDS.). **Handbook of energy efficiency and renewable energy**. CRC Press, 2007.

LAMIN, H. **Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil**, 2013. Universidade de Brasília. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10482/13962>. .

LARBALESTIER, D.; BLAUGHER, R. D.; SCHWALL, R. E.; et al. **WTEC Panel on Power Applications of Superconductivity in Japan and Germany**. Baltimore, 1997.

LEITE, D. R. V. **Medidores eletrônicos: análise de viabilidade econômica no contexto das redes inteligentes**, 2013. Universidade de Brasília. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10482/13503>. .

LI, Y.; NG, B. L.; TRAYER, M.; LIU, L. Automated Residential Demand Response: Algorithmic Implications of Pricing Models. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1712–1721, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6377252>. .

LIU, X.; WANG, P.; LOH, P. C. A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 2, p. 278–286, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5733387>. Acesso em: 27/5/2014.

LOGENTHIRAN, T.; SRINIVASAN, D.; SHUN, T. Z. Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1244–1252, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6213581>. Acesso em: 27/5/2014.

LOVINS, A. B. The negawatt revolution. **Across the Board**, v. XXVII, n. 9, p. 18–23, 1990. Disponível em: <http://www.rmi.org/cms/Download.aspx?id=4917&file=E90-20_NegawattRevolution.pdf&title=Negawatt+Revolution>. .

MARQUES, M. C. S.; HADDAD, J.; MARTINS, A. R. S. (EDS.). **Conservação de energia: eficiência energética de equipamentos e instalações**. 3ª ed. Itajubá: Eletrobrás / PROCEL EDUCAÇÃO, Universidade Federal de Itajubá - FUPAI, 2006.

MATHIEU, J. L.; PRICE, P. N.; KILICCOTE, S.; PIETTE, M. A. Quantifying Changes in Building Electricity Use, With Application to Demand Response. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 3, p. 507–518, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5772947>. Acesso em: 27/5/2014.

MEDINA, J.; MULLER, N.; ROYTELMAN, I. Demand Response and Distribution Grid Operations: Opportunities and Challenges. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 2, p. 193–198, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5545489>. Acesso em: 27/5/2014.

MME. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007a.

MME. **Plano Nacional de Energia 2030 - v. 11. Eficiência Energética**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2007b.

MME. Portaria Nº 440, de 15 de abril de 2010: Cria Grupo de Trabalho com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente - ". ,2010. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/Port_440_REDE_INTELIGENTE.pdf>. .

MME. **Plano Nacional de Eficiência Energética - Premissas e Diretrizes Básicas**. Brasília, 2011.

MME. Relatório Smart Grid do Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes. ,2012. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf>. .

MOHSENIAN-RAD, A.-H.; LEON-GARCIA, A. Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 2, p. 120–133, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5540263>. Acesso em: 27/5/2014.

MOHSENIAN-RAD, A.-H.; WONG, V. W. S.; JATSKEVICH, J.; SCHOBER, R.; LEON-GARCIA, A. Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 3, p. 320–331, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5628271>. Acesso em: 27/5/2014.

MOLDERINK, A.; BAKKER, V.; BOSMAN, M. G. C.; HURINK, J. L.; SMIT, G. J. M. Management and Control of Domestic Smart Grid Technology. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 2, p. 109–119, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5540266>. Acesso em: 27/5/2014.

MOMOH, J. A. Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control. **2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**, 2009.

MOMOH, J. A. **Smart grid: fundamentals of design and analysis**. New Jersey: Institute of Electrical and Electronics Engineers e John Wiley & Sons, 2012.

NIRO, G. **Gerenciamento de refrigeradores para redução do pico de demanda em Redes Inteligentes**, 2011. Universidade Estadual de Campinas. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000802278>. .

NIST. **NIST Special Publication 1108 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0**. National Institute of Standards and Technology, 2010.

NIST. **NIST Special Publication 1108R2 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0**. National Institute of Standards and Technology, 2012.

NUNNA, H. S. V. S. K.; DOOLLA, S. Demand Response in Smart Distribution System With Multiple Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1641–1649, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6294477>. Acesso em: 27/5/2014.

PARMENTER, K. E.; HURTADO, P.; WIKLER, G.; GELLINGS, C. W. Dynamic Energy Management. 2008 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings. **Anais...** p.118–132, 2008. Pacific Grove, CA. Disponível em: <http://aceee.org/proceedings-paper/ss08/panel10/paper11>. Acesso em: 23/5/2014.

PARVANIA, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Demand Response Scheduling by Stochastic SCUC. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 1, p. 89–98, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5464384>. Acesso em: 27/5/2014.

PASCALICCHIO, A. C. **Perspectiva econômica e modelo de negócio da tecnologia de telecomunicação nas redes de distribuição de energia elétrica no Brasil**, 2010. Universidade de São Paulo. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-07072011-142708/pt-br.php>. .

PEDRASA, M. A. A.; SPOONER, T. D.; MACGILL, I. F. Coordinated Scheduling of Residential Distributed Energy Resources to Optimize Smart Home Energy Services. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 2, p. 134–143, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5524053>. Acesso em: 27/5/2014.

PESSINI, R.; SCHNEIDER, P. S. Caracterização do rendimento térmico em chuveiros e duchas de banho doméstico. XXIII Salão de Iniciação Científica - 2011. **Anais...** p.1, 2011. Porto Alegre, RS: UFRGS. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10183/47070>. .

PIPATTANASOMPORN, M.; KUZLU, M.; RAHMAN, S. An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 2166–2173, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6217295>. Acesso em: 27/5/2014.

PNNL. GridLAB-D: A Unique Tool to Design the Smart Grid. ,2012. Richland, Washington: Pacific Northwest National Laboratory. Disponível em: <http://www.gridlabd.org/brochures/20121130_gridlabd_brochure.pdf>. .

PÖCHACKER, M.; SOBE, A.; ELMENREICH, W. Simulating the Smart Grid. PowerTech 2013 Conference. **Anais...** p.6, 2013. Grenoble. Disponível em: <http://arxiv.org/abs/1304.2503>. Acesso em: 7/3/2014.

RAHIMI, F.; IPAKCHI, A. Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 1, p. 82–88, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5454394>. Acesso em: 26/5/2014.

RIEHMANN, P.; HANFLER, M.; FROEHLICH, B. Interactive Sankey diagrams. IEEE Symposium on Information Visualization, 2005. INFOVIS 2005. **Anais...** p.233–240, 2005. Minneapolis, MN: IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1532152>. Acesso em: 25/9/2014.

ROGERS, K. M.; KLUMP, R.; KHURANA, H.; AQUINO-LUGO, A. A.; OVERBYE, T. J. An Authenticated Control Framework for Distributed Voltage Support on the Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 1, p. 40–47, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5446439>. Acesso em: 27/5/2014.

SAELE, H.; GRANDE, O. S. Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 1, p. 102–109, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5710614>. Acesso em: 27/5/2014.

SAMADI, P.; MOHSENIAN-RAD, H.; SCHOBER, R.; WONG, V. W. S. Advanced Demand Side Management for the Future Smart Grid Using Mechanism Design. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1170–1180, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6266724>. Acesso em: 27/5/2014.

SCHETTINO, S. **Cenários do uso das redes elétricas inteligentes (Smart Grid): tendências de sua difusão no Brasil**, 2013. Universidade Federal da Paraíba.

SCHNEIDER, K. P.; FULLER, J. C.; TUFFNER, F. K.; SINGH, R. **Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level**. Richland, Washington, 2010.

SHAO, S.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Demand Response as a Load Shaping Tool in an Intelligent Grid With Electric Vehicles. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 4, p. 624–631, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6074980>. Acesso em: 27/5/2014.

SHAO, S.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Grid Integration of Electric Vehicles and Demand Response With Customer Choice. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 1, p. 543–

550, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6140943>. .

SHINWARI, M.; YOUSSEF, A.; HAMOUDA, W. A Water-Filling Based Scheduling Algorithm for the Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 710–719, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6145727>. .

SORTOMME, E.; EL-SHARKAWI, M. A. Optimal Charging Strategies for Unidirectional Vehicle-to-Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 1, p. 131–138, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5661888>. Acesso em: 27/5/2014.

SORTOMME, E.; HINDI, M. M.; MACPHERSON, S. D. J.; VENKATA, S. S. Coordinated Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 1, p. 198–205, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5664815>. Acesso em: 27/5/2014.

SOUSA, T.; MORAIS, H.; VALE, Z.; FARIA, P.; SOARES, J. Intelligent Energy Resource Management Considering Vehicle-to-Grid: A Simulated Annealing Approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 1, p. 535–542, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6096428>. Acesso em: 27/5/2014.

TAYLOR, Z. T.; GOWRI, K.; KATIPAMULA, S. **GridLAB-D Technical Support Document: Residential End-Use Module Version 1.0**. Richland, Washington: Pacific Northwest National Laboratory, 2008.

TENNEY, N. D. **GridLAB-D Technical Support Document: Climate Module Version 1.0**. Richland, Washington, 2008.

TOLEDO, F. (ED.). **Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Brasport, 2012.

TORCELLINI, P.; PLESS, S.; DERU, M.; CRAWLEY, D. Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition. ACEEE Summer Study Pacific Grove. **Anais...** p.15, 2006. California. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39833.pdf>. .

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. The Smart Grid: an introduction. ,2008. Preparado por Litos Strategic Communication. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages(1).pdf>. .

VIEIRA, D. **Policies to Encourage the Sustainable Development of Brazilian Electricity System with Distributed Generation**, 2011. University of Cambridge. Disponível em: <http://www-esdmphil.eng.cam.ac.uk/about-the-programme/dissertations/students/Vieira>. .

VITOR, A. L. DE O.; FINOCCHIO, M. A. F.; MENDONÇA, M. Comparação das Perdas a Vazio de Transformadores Trifásicos da Classe 15 kV Dotados de Núcleo Amorfo e Ferro Silício. XVII Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica da UTFPR. **Anais...** p.8, 2012. Curitiba. Disponível em: <http://conferencias.utfpr.edu.br/ocs/index.php/sicite/2012/paper/viewFile/489/143>. .

WANG, L.; WANG, Z.; YANG, R. Intelligent Multiagent Control System for Energy and Comfort Management in Smart and Sustainable Buildings. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 605–617, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6146507>. .

WANG, Y.; PORDANJANI, I. R.; XU, W. An Event-Driven Demand Response Scheme for Power System Security Enhancement. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 1, p. 23–29, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5710615>. Acesso em: 27/5/2014.

WEI, C. A Conceptual Framework for Smart Grid. 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. **Anais...** p.1–4, 2010. Chengdu: IEEE. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5448786>. Acesso em: 5/4/2014.

YORK, D.; MOLINA, M.; NEUBAUER, M.; et al. **Frontiers of Energy Efficiency: Next Generation Programs Reach for High Energy Savings**. Washington, 2013.

ZHOU, Z.; ZHAO, F.; WANG, J. Agent-Based Electricity Market Simulation With Demand Response From Commercial Buildings. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 4, p. 580–588, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6075309>. Acesso em: 25/5/2014.

ZPRYME. **Smart Grid Insights: V2G**. 2010.

APÊNDICES



"O dia em que descobrirmos exatamente o que é a eletricidade, isso irá marcar um evento provavelmente maior, mais importante que qualquer outro na História da Humanidade. Então, será apenas uma questão de tempo para que o Homem consiga ligar suas máquinas diretamente à própria natureza".

Nikola Tesla
Junho de 1892

Apêndice A - Evolução de RI nos Principais Países

Apresenta-se neste Apêndice A os motivadores que levaram à transição na União Europeia e nos Estados Unidos de SEPs tradicionais para RIs, bem como o resultado do grande trabalho de definição dos padrões para RI nesses países.

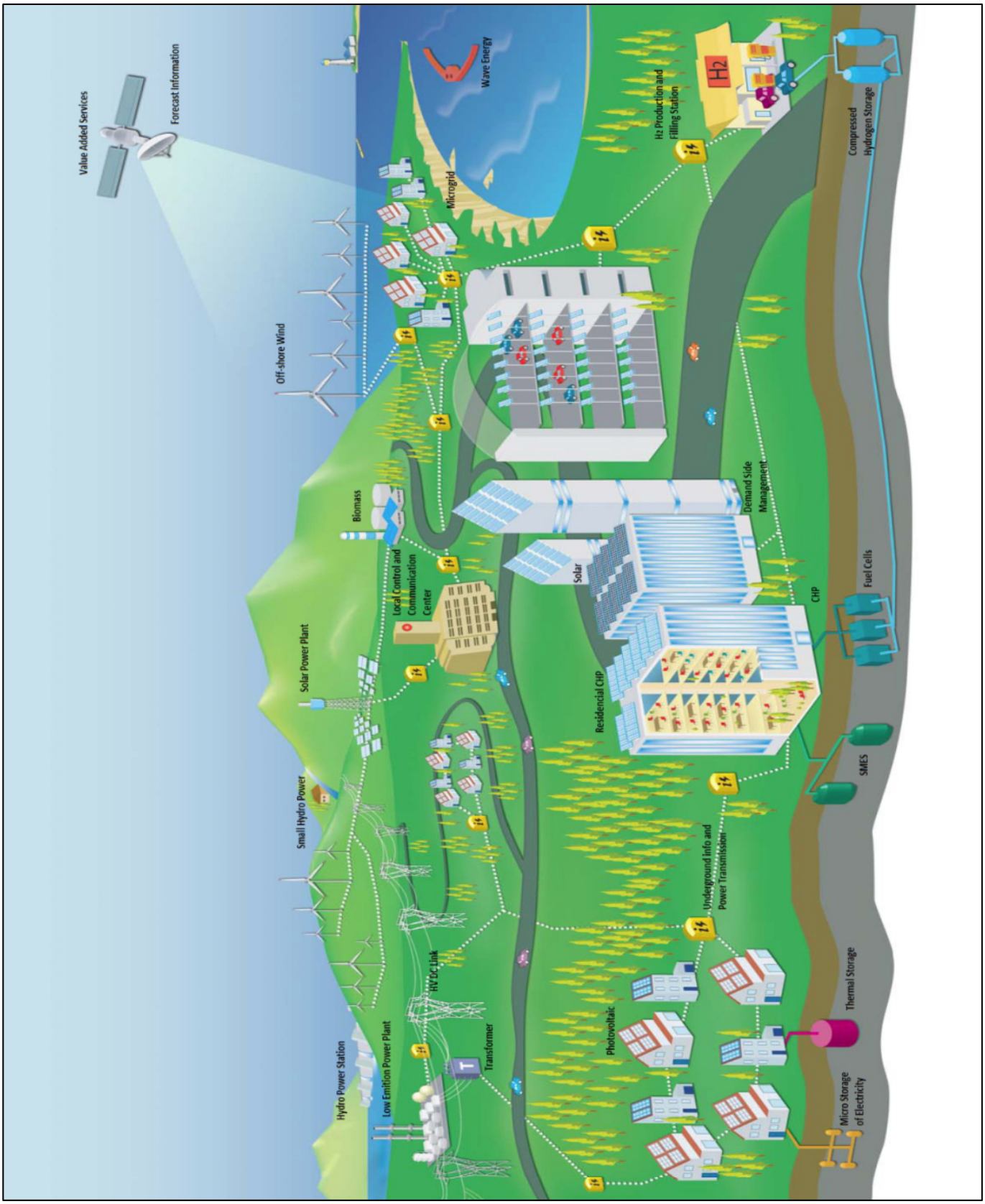
Ainda são mostradas as motivações brasileiras para incentivo à implantação de tecnologias de RI, incluindo os resultados alcançados pelo GT criado em 2010 no MME. As iniciativas regulatórias da Aneel, incluindo os resultados do Projeto Estratégico de P&D Nº 011/2010 são expostos. Um mapa de projetos de demonstração em RI no Brasil é exibido.

A.1 O Caso Europeu

A principal iniciativa da União Europeia (UE) para uma RI teve início em 2005, e objetivou formular e promover a visão de desenvolvimento das redes de eletricidade da Europa para 2020 e além. Trata-se da *European Technology Platform* (ETP na sigla em inglês) *for the Electricity Networks of the Future (Smart Grids)*, que foi responsável pela publicação em 2006 do relatório *Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future* (ETP SMARTGRIDS, 2006) que apresentou como premissas e objetivos mais gerais:

(i) renovação da rede com o objetivo de melhorar a qualidade de serviço e obter maior eficiência dos ativos;
(ii) aumentar a rede e a capacidade de geração para garantir a segurança da oferta;
(iii) garantir liquidez nos mercados de energia, bem como ser capaz de controlar a volatilidade dos preços e tarifas previsíveis;
(iv) garantir a interoperabilidade das redes europeias;
(v) possibilitar a integração da geração distribuída e da energia de fontes renováveis; e
(vi) introduzir mecanismos de gerenciamento de demanda.

A Figura 56 a seguir, presente nesse relatório, apresenta a visão europeia de uma futura RI.



(Fonte: (ETP SMARTGRIDS, 2006))

Figura 56 - Visão europeia de uma futura RI.

Em 2007, com a Agenda 20-20-20 para 2020, RI passou a ser vista como um dos caminhos mais promissores para a realização dos objetivos traçados (até 2020: redução de 20% nas emissões de gases de efeito estufa em comparação aos níveis de 1990, 20% de consumo de energia provido por fontes renováveis, e redução de 20% nos níveis primários de consumo de energia, a ser alcançado pelo incremento da eficiência energética). É esperado que a adoção de medidas pela União Europeia, no lugar de ações isoladas de cada país, maximize a efetividade e promova ganhos de escala.

Dando continuidade a esta visão e objetivos, no ano seguinte à publicação do relatório *Vision and Strategy* desenvolveu-se com o apoio de 200 profissionais de institutos de pesquisa, universidades, indústria e reguladores uma Agenda Estratégica de Pesquisa (SRA do inglês *Strategic Research Agenda*) (ETP SMARTGRIDS, 2007) com a descrição das principais áreas técnicas e não técnicas que deveriam ser investigadas no curto e médio prazos na Europa. O princípio chave desta Agenda foi colocar o usuário final da energia no centro das questões a serem investigadas.

A seguir estão as principais áreas de pesquisa da Agenda:

RA1: Infraestrutura de Distribuição Inteligente (*Smart Distribution Infrastructure*): Objetivo é garantir a integração da geração distribuída e a participação ativa dos consumidores.

RA2: Operação inteligente, Fluxo de Energia e Adaptação do Consumidor (*Smart Operation, Energy Flows and Customer Adaptation*): Seu objetivo é avaliar o fluxo de energia, controlar a tensão e garantir a proteção da rede, além de analisar novas estratégias de gerenciamento da rede.

RA3: Gerenciamento de Ativos de redes Elétricas (*Smart Grid Assets and Asset Management*): O principal objetivo desta área é garantir o fornecimento de energia em longas distâncias através da introdução de novas arquiteturas e sistemas nas redes de transmissão e distribuição.

RA4: Interoperabilidade de Redes Elétricas Inteligentes na Europa (*European Interoperability of Smart Grids*): O principal objetivo desta área é garantir a interoperabilidade dos sistemas no mercado único europeu.

RA5: Questões Transversais e Catalisadores de Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids Cross-Cutting Issues and Catalysts*): O principal objetivo desta área de pesquisa é garantir os desenvolvimentos regulatório e tecnológico necessários para permitir as mudanças identificadas nas outras áreas de pesquisa.

É interessante ressaltar que as demonstrações dos projetos das pesquisas foram consideradas tão importantes quanto as pesquisas em si. Assim, a SRA previa a implementação de programas-piloto, chamados de *lighthouse pilots*, com o objetivo de testar e validar recomendações nos mais variados tipos de ambientes e condições climáticas. De tal modo, a visão da SRA é de que os pilotos representam um estágio fundamental para a adoção das inovações relativas à RI em larga escala.

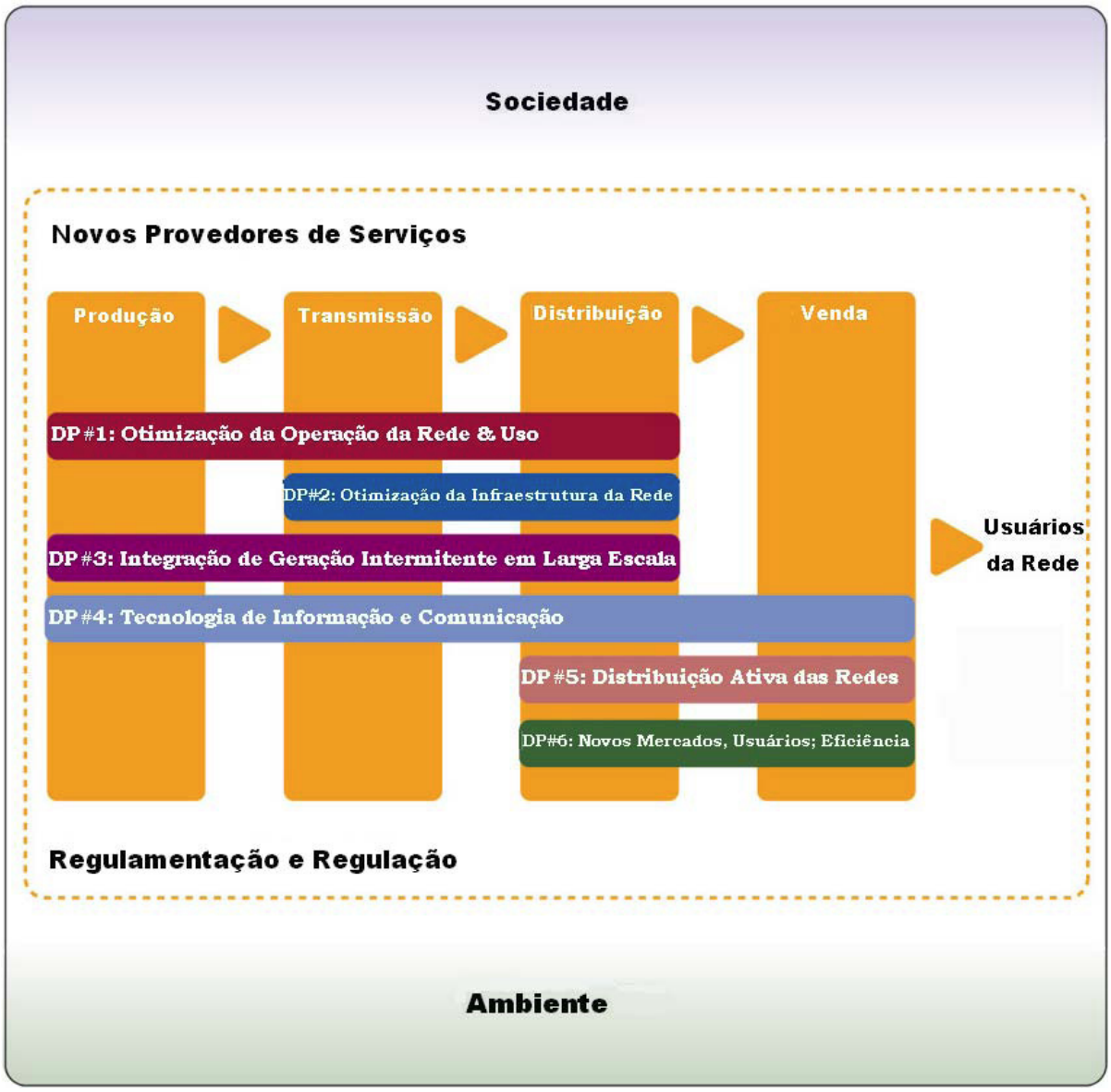
A partir da definição de uma agenda de pesquisas comum, tornou-se necessária a definição de um plano detalhado para a implementação de RI na Europa. No final de 2008, com base nas contribuições e discussões dos diversos atores, foi publicada a primeira versão deste plano, o documento *Smart Grids Strategic Deployment Document* (SDD na sigla em inglês) (ETP SMARTGRIDS, 2010). Em sua formatação final (abril de 2010), o SDD fornece um plano de orientação, passo a passo, para facilitar a compreensão das prioridades para a implementação de RI. Havia ainda um cronograma de implementação, definindo quando e como cada prioridade deveria ser implementada.

De maneira a facilitar a implementação de RI, o SDD enunciou seis Prioridades de Desenvolvimento até 2020, que, quando completas, contribuiriam efetivamente para as futuras redes de eletricidade:

1. Otimização da Operação da Rede e Uso.
2. Otimização da Infraestrutura da Rede.
3. Integração da Geração Intermitente em larga escala.
4. Tecnologia de Informação e Comunicação.
5. Distribuição Ativa das Redes.
6. Novos Mercados, Usuários e Eficiência Energética.

SDD reconhece como *stakeholders* das Redes Inteligentes os governos (nacionais, regionais e locais), os reguladores, os comercializadores e fornecedores de equipamentos, os geradores, os industriais que fabricarão as novas tecnologias, as instituições de pesquisa e acadêmicas, operadores de transmissão, distribuidores, os consumidores e os bancos, entre outros que poderão surgir ao longo da implementação. O Quadro 10, extraído da página 18 do SDD, apresenta a relação das prioridades do SDD com os diferentes *stakeholders*.

Quadro 10 - Relação das prioridades da SDD com os diferentes stakeholders.



(Fonte:(ETP SMARTGRIDS, 2010))

A partir das definições da SDD, os diversos agentes e estados-membro passaram a trazer suas contribuições para a RI. Em maio de 2010, as Associações Europeias de Operadores de Transmissão de Eletricidade (ENTSO-E do inglês *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) e as Associações Europeias de Operadores de Distribuição para Rede Inteligente (EDSO-SG do inglês *European Distribution System Operators for Smart Grid*) elaboraram a *European Electricity Grid Initiative* (EEGI) (ENTSO-E; EDSO-SG, 2010). Consistia ela de um programa conjunto de Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração (PD&D) para

acelerar a inovação e o desenvolvimento das questões mais críticas no setor elétrico para a implementação da RI.

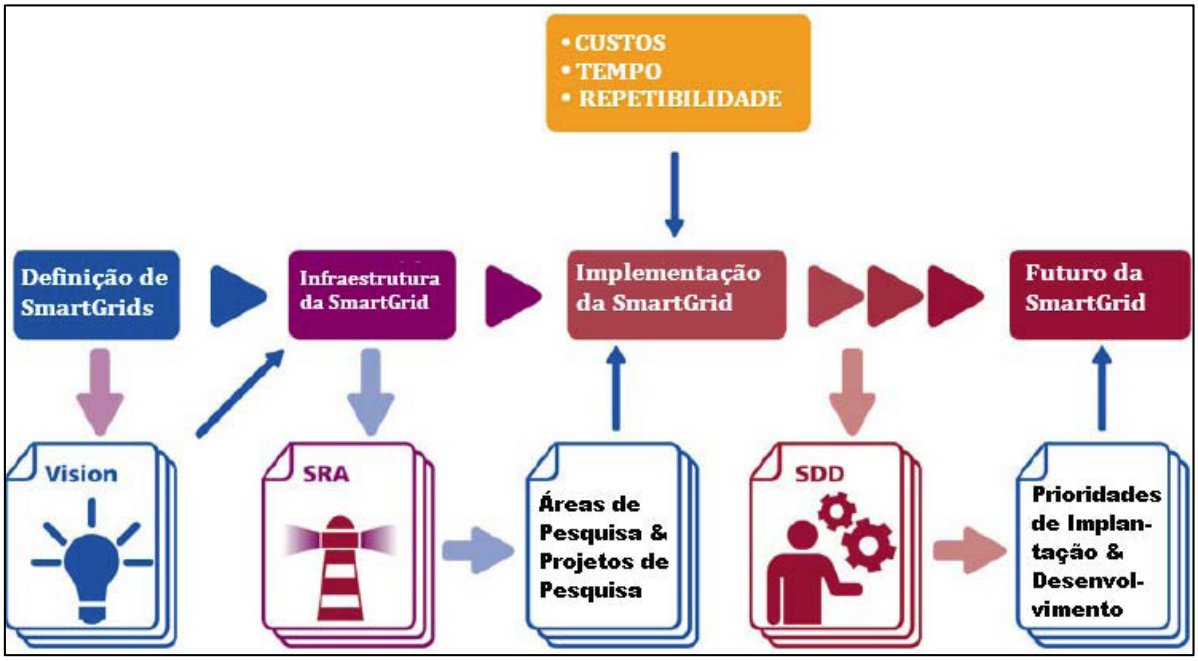
O programa de PD&D definido pela EEGI cobre o período de 2010 a 2018, sendo que os primeiros resultados já começariam a surgir a partir de 2015. A implementação da RI em si deve ocorrer progressivamente ao longo do período de 2010 a 2030. O Programa do EEGI identificou as seguintes barreiras à implementação da RI, que deveriam ser superadas através de seu programa de PD&D:

- **Barreiras Tecnológicas**: incluindo padrões, interoperabilidade, segurança da rede e privacidade dos dados;
- **Barreiras de Organização**: da PD&D incluindo a fragmentação dos esforços nas fronteiras;
- **Falhas de Mercados e Distorções**: os custos e benefícios das pesquisas são assimétricos, de modo que os incentivos à época não eram suficientes para que os operadores da rede investissem no desenvolvimento.
- **Barreiras Públicas**: incluindo o engajamento dos consumidores e a aceitação pública da infraestrutura desenvolvida.

A proposta principal do EEGI é direcionar o PD&D para a superação destas barreiras. Para isso, toma por base o *Third Energy Package* adotado pelo Parlamento Europeu em Julho de 2009. O Quadro 11, extraído da página 13 do SDD, resume a evolução da RI na Europa.

Embora em sua maioria façam parte da UE, os países europeus possuem legislações e estruturas de mercado de energia elétrica diferentes. Sendo assim, ainda que de modo geral sigam as diretrizes da UE para a implementação da RI, muitos deles já tinham iniciado a instalação de uma infraestrutura de medição inteligente antes mesmo das definições de política da UE para a implantação da RI.

Quadro 11 - Evolução da RI na Europa.



(Fonte:(ETP SMARTGRIDS, 2010))

Um grande exemplo é a Itália com a empresa Ente Nazionale per l'Energia eLettrica (Enel) cuja experiência é marcada pelo projeto Telegestore, pioneiro na instalação de medidores digitais em larga escala para consumidores de baixa tensão. No caso, a Enel foi responsável pela produção do medidor e pelo desenvolvimento do software. Para alguns, esse caso pode ser considerado um modelo a ser seguido pelas distribuidoras dos demais países.

Vários outros países membros da UE já iniciaram a instalação de medidores eletrônicos, o que permitirá posteriormente criar uma plataforma para utilização de funcionalidades avançadas que irão concretizar a RI. Não há espaço aqui para se detalhar algumas particularidades dos mercados e a experiência dos principais países europeus.

A.2 O Caso Norte Americano

Após breve descrição da hierarquia dos órgãos regulatórios dos Estados Unidos e de suas atribuições detalham-se algumas diretrizes norte americanas sobre RI estabelecidas através de leis gerais ou específicas do SEP.

A Regulação do setor elétrico nos EUA é caracterizada pela presença de um regulador em nível federal, a *Federal Energy Regulatory Commission* (Ferc), que atua principalmente nas questões que ultrapassam os limites de um estado específico (transmissão interestadual, por exemplo). Tem-se ainda a presença de reguladores estaduais, as *State Public Utility Commissions* (PUCs), que regulam os serviços de empresas públicas, principalmente nos segmentos de varejo (distribuição de energia elétrica, por exemplo), representadas em nível federal pela *National Association of Regulatory Commissions* (Naruc). Adicionalmente, o estágio de implementação de RI varia muito entre os estados, já que são as comissões regulatórias estaduais que definem as diretrizes de cada estado – que, por sua vez, seguem os padrões gerais que foram estabelecidos há relativamente pouco tempo pelo regulador federal.

Uma diferença importante na estrutura hierárquica regulatória dos EUA em relação ao Brasil está na força e nas atribuições das PUCs. De modo geral, as áreas do setor elétrico que não estão sob a responsabilidade da Ferc são reguladas diretamente por estas comissões. Entre as principais atribuições das PUCs no setor elétrico estão a regulação das atividades de distribuição de energia elétrica.

Com isso em mente estabelece-se a seguir de forma cronológica a implementação de RI nos EUA (DUTRA et al., 2013):

Observando-se a legislação e diretrizes do SEP americano a partir do século XXI, em 2005, uma nova legislação de política energética, o *Energy Policy Act of* 2005 (EPAct 2005) trouxe algumas novas medidas importantes para o setor elétrico norte-americano, em particular no que se refere ao gerenciamento de demanda, eficiência energética e introdução de RI. Essa política estabeleceu objetivos específicos de conservação de energia em prédios públicos, incentivos fiscais para a construção de edifícios sob padrões de EE, definiu diretrizes para orientar os estados a introduzirem medidores eletrônicos e tarifação dinâmica, incentivou a implementação de tecnologias mais avançadas de transmissão, entre outras.

Mais recentemente, duas outras medidas do governo americano foram importantes para a implementação de RI no país. Primeiramente, o *Energy Independence and Security Act of* 2007 (EISA 2007), que definiu objetivos e características específicas da RI, dentre os quais se destaca:

(i) utilização de tecnologias mais avançadas de controle para garantir maior confiabilidade, segurança e eficiência do sistema;

(ii) otimização dinâmica da operação e dos recursos da rede;

(iii) possibilidade de implementação e integração de geração distribuída;

(iv) possibilidade de desenvolver e implementar programas de resposta de demanda e eficiência energética;

(v) instalação de equipamentos inteligentes com tecnologia avançada (como medidores digitais, sistemas de controle de equipamentos etc.);

(vi) provisão de informação e de controle de equipamentos para consumidores;

(vii) desenvolvimento de padrões de comunicação e interoperabilidade de equipamentos conectados à RI.

Adicionalmente, o EISA 2007 estimulou o desenvolvimento de estudos sobre as barreiras à implementação da RI, como barreiras regulatórias à adoção de padrões técnicos nacionais e o financiamento da RI. Nesse sentido, pode-se considerar o EISA 2007 como um marco importante no incentivo à implementação de RIs nos EUA.

O EISA 2007 atribuiu ao *National Institute of Standards* (NIST) a responsabilidade primária de coordenar o desenvolvimento de um arcabouço que incluísse protocolos e modelos padrões para gerenciamento de informação para atingir interoperabilidade[21] de dispositivos de RI e sistemas. Em resposta à necessidade urgente de estabelecer padrões de interoperabilidade e protocolos para a RI, o NIST desenvolveu um plano de três fases:

I) Acelerar a identificação e o consenso em padrões de RI;

II) Estabelecer um robusto Painel de Interoperabilidade de Rede Inteligente (SGIP do inglês *Smart Grid Interoperability Panel*) que dê suporte ao desenvolvimento dos muitos padrões adicionais que serão necessários; e

III) Criar uma infraestrutura de teste de conformidade e certificação.

Começando em 2008 e continuando durante 2009 o NIST promoveu oficinas de trabalho (*workshops*) e encontros que juntaram especialistas e diversos interessados (*stakeholders*) para iniciar o desenvolvimento desse plano de três fases. Ao final de 2009, progresso significativo e consenso foram alcançados no desenvolvimento de um roteiro e identificação de um conjunto inicial de padrões (a fase I do plano). Em janeiro de 2010 foi publicado o documento *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0* (NIST, 2010).

[21] Aqui o NIST define interoperabilidade como a capacidade de dois ou mais sistemas, redes, dispositivos, aplicações, ou componentes trocarem e prontamente utilizarem informação de forma segura, efetiva, e com pouca ou nenhuma inconveniência para o usuário.

Esse primeiro documento, feito com o apoio de empresas de GTDC, fabricantes de equipamentos, empresas de TICs e outros interessados descreve um modelo conceitual de referência com uma visão em alto nível para RI, e é descrito com mais detalhes no Anexo A desta tese, identifica a existência de 75 padrões que são aplicáveis (ou facilmente aplicáveis) para o desenvolvimento em curso de RI, especifica 15 lacunas de alta prioridade e questões de harmonização sobre os quais padrões novos ou revisados e requisitos são necessários, planos de ações documentados com prazos agressivos para que essas lacunas sejam resolvidas por organizações de desenvolvimento e estabelecimento de padrões específicas, e o documento ainda descreve a estratégia para estabelecimento de requisitos e padrões para ajudar a garantir segurança cibernética em RI.

Ao longo de 2010 e 2011 o NIST conseguiu cumprir o restante do plano de três fases: estabeleceu o SGIP para conclusão dos trabalhos de consenso sobre padrões de interoperabilidade e publicou em fevereiro de 2012 o documento *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0* (NIST, 2012).

Criou dentro do SGIP os seguintes Grupos de Trabalho de Especialistas de Domínio (DEWGs de *Domain Expert Working Groups*): o Grupo de Trabalho de Segurança Cibernética (CSWG de *Cybersecurity Working Group*), o Comitê de Testagem e Certificação (TCC de *Testing and Certification Committee*), o Grupo Edifício para a Rede (B2G de *Building-to-Grid*), o Grupo Indústria para a Rede (I2G de *Industrial-to-Grid*), o Grupo Casa para a Rede (H2G de *Home-to-Grid*), o Grupo Transmissão e Distribuição (TnD de *Transmission and Distribution*), o Grupo Veículo para a Rede (V2G de *Vehicle-to-Grid*), o Grupo Negócios e Política (BnP de *Business and Policy*), e o Grupo Renováveis, Geração e Armazenamento Distribuídas (DRGS de *Distributed Renewables, Generation, and Storage*).

Ainda em 2009, já no governo Obama, o *American Recovery and Reinvestment Act of 2009* (ARRA 2009), aprovado como um pacote de estímulos para a economia americana por causa da crise de 2008, também trouxe medidas importantes para a implementação da RI. Entre elas está a alocação de mais de US$4,5 bilhões em recursos para projetos de RI e de resposta de demanda, bem como o financiamento de projetos através de bancos públicos, e benefícios fiscais e garantias de empréstimos para outras áreas no setor elétrico (chegando a mais de US$ 30 bilhões, sob a responsabilidade do Departamento de Energia (DOE do inglês *Department of Energy*)).

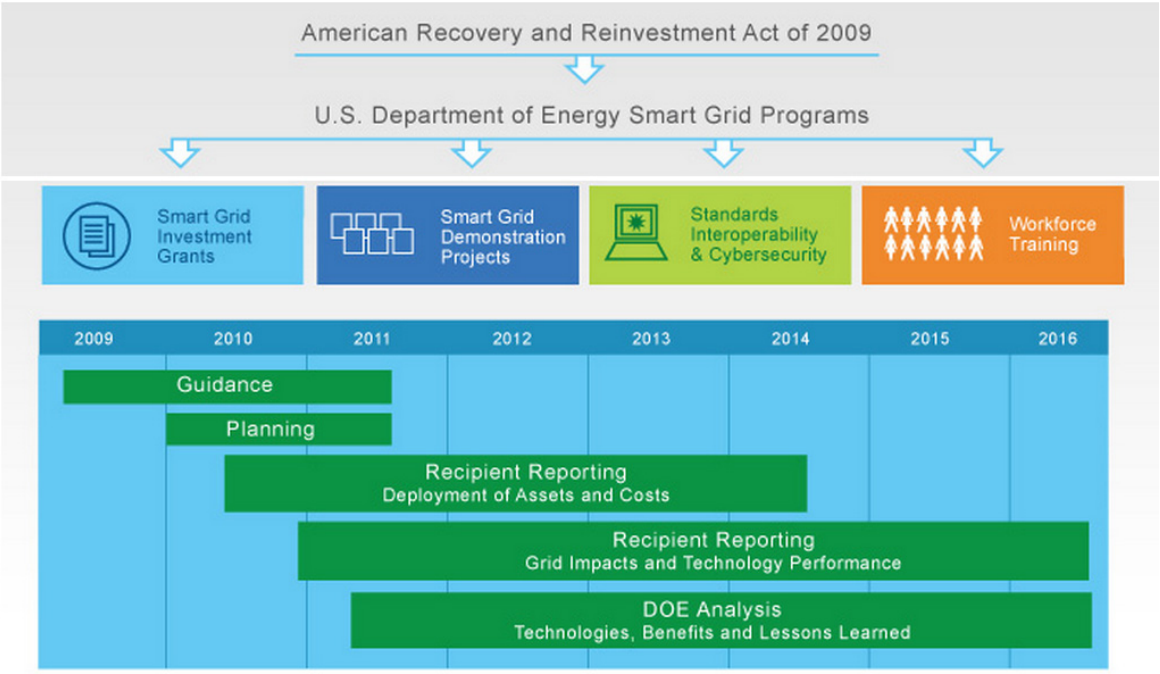
Diversos projetos piloto têm sido realizados dentro desse programa pelos estados americanos desde 2010, utilizando-se tanto do arcabouço de padronização desenvolvido pelo NIST, quanto da metodologia de análise de benefício-custo desenvolvida pelo Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI do inglês *Electric Power Research Institute*) que é apresentado no Anexo C desta tese, com resultados positivos. O DOE criou duas iniciativas principais para desenvolvimento desses projetos, o Programa de Concessão de Investimento em Rede Inteligente (SGIG do inglês *Smart Grid Investment Grant*) e o Programa para Demonstração em Rede Inteligente (SGDP do inglês *Smart Grid Demonstration Program*). Ambos os programas já eram autorizados pelo EISA 2007, e foram depois modificados pelo ARRA 2009.

Os dois programas têm duração de cinco anos e são administrados dentro do DOE pelo Escritório de Distribuição de Eletricidade e Confiabilidade da Energia (OE do inglês *Office of Electricity Delivery and Energy Reliability*). O SGIG foca na implantação de tecnologias, ferramentas de software, e técnicas existentes de RI, para melhoria da rede hoje em funcionamento. Já o SGDP explora sistemas avançados de RI e de armazenamento de energia e avalia o desempenho de futuras aplicações.

O ARRA 2009 também previu o investimento de $ 100 milhões para treinamento da força de trabalho dentro do Programa para Treinamento da Força de Trabalho para o Setor Elétrico (do inglês *The Workforce Training for the Electric Power Sector Program*). Esse programa envolve escolas, universidades, e companhias de energia elétrica no desenvolvimento curricular e material para treinamento de engenheiros, técnicos, e especialistas técnicos com o conjunto de habilidades necessário para projetar, operar, e manter os sistemas tecnológicos e de negócios (equipamentos e programas) compreendidos dentro do conceito de RI.

O Quadro 12 resume a aplicação, no tempo de cinco anos de duração, dos programas administrados pelo DOE dentro do ARRA 2009:

Quadro 12 - Programas de investimento em RI do DOE.

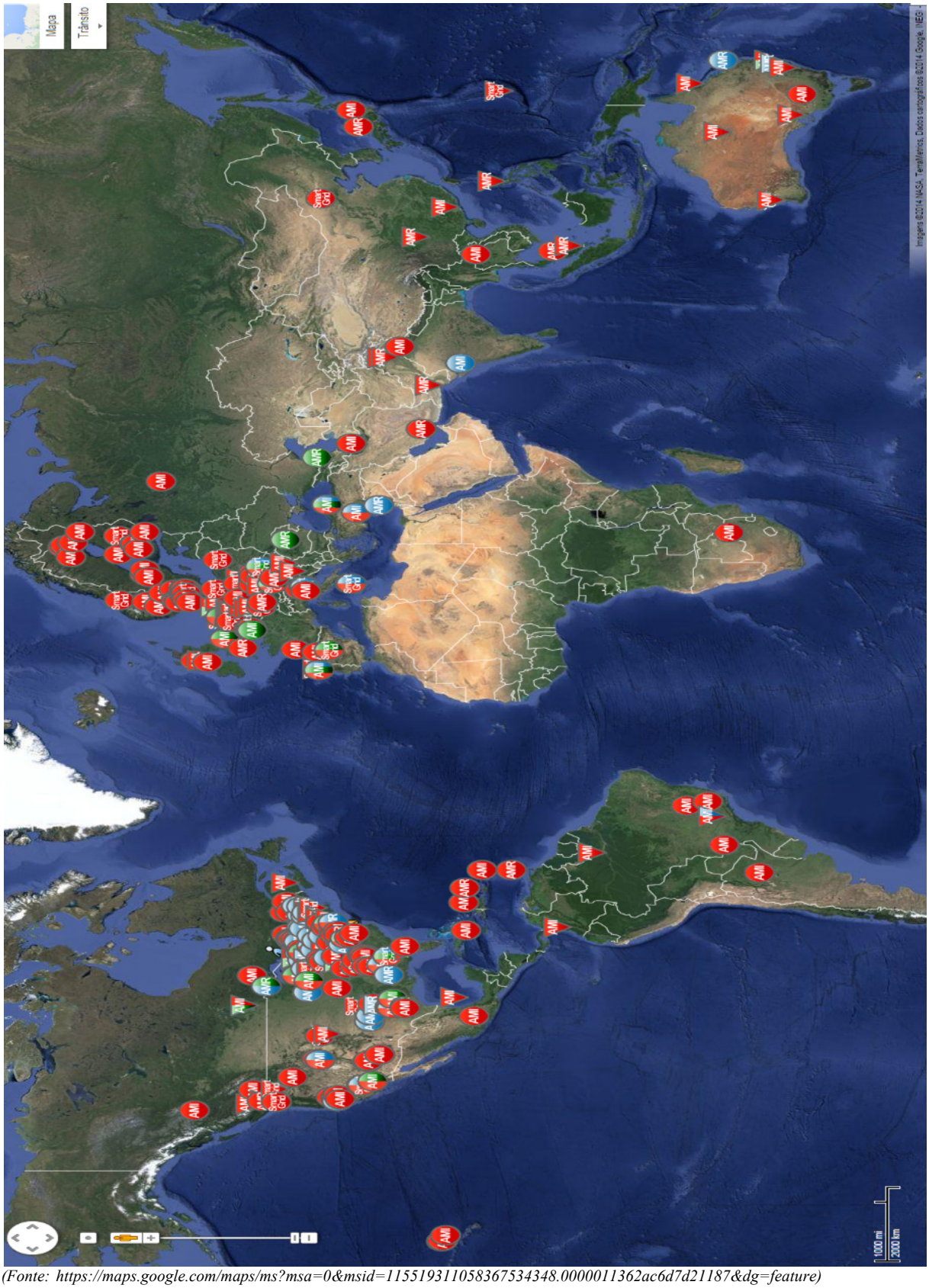


(Fonte: https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview)

A.3 RI no Brasil

Além de Europa e EUA, diversos outros países também trabalharam para criarem seu documento de referência em RI. A partir desse documento vários projetos demonstrativos e de instalação massiva de tecnologias de RI estão sendo desenvolvidos pelo mundo. Não se vai aqui relatar cada um desses projetos, mas foi criado um site justamente com a intensão de mapear a localização desses projetos no mundo. A Figura 57 obtida do site *Google Maps "Smart Metering Projects Map"*, mostra um mapa do mundo com indicação de onde estão acontecendo projetos de RI.

Clicando em um dos símbolos no mapa é possível ver a descrição do respectivo projeto. Os projetos apresentados não são apenas em medição inteligente de energia elétrica, mas também de água e gás, incluindo detalhes da tecnologia utilizada, dados, volumes, valores de investimento, etc. Os símbolos no mapa seguem a seguinte codificação: vermelho = eletricidade; verde = gás; azul = água; triângulo = teste ou piloto; e círculo = projeto. O Mapa é gerido pela Associação de Energia de Varejo (*Energy Retail Association*) no Reino Unido.



(Fonte: https://maps.google.com/maps/ms?msa=0&msid=115519311058367534348.0000011362ac6d7d21187&dg=feature)

Figura 57 - Mapa do Mundo de Projetos em RI.

Em geral os principais motivadores em vários países para a implantação de RI conforme (ALCÂNTARA, 2010) são:

(i) Redução da emissão de gases poluentes com o objetivo de se obter sustentabilidade ambiental;

(ii) Redução do consumo de energia elétrica através da eficiência energética e racionalização;

(iii) Redução de custos operacionais obtendo assim eficiência econômica.

Vários desses países já estão planejando seu sistema elétrico sem emissão de CO_2 em 2050. Para o Brasil, no entanto essas motivações não são as maiores justificativas para a implantação de uma RI. Podem-se elencar como motivadores brasileiros:

- O fato de o Brasil ser líder mundial em apagões, sendo que das seis maiores ocorrências registradas no mundo desde 1965, três são do Brasil (11/03/1999: 97 milhões de pessoas sem energia; 10/11/2009: 60 milhões de pessoas sem energia; 03/02/2011: 53 milhões de pessoas sem energia). Uma RI aumentaria a segurança do Sistema Elétrico Brasileiro com a minimização de blecautes, automatização de equipamentos e sistemas de rede e sensoriamento de toda a rede.
- Altos valores para os indicadores de continuidade no Brasil, tendo hoje em média 18h de interrupção anual no fornecimento de energia. Uma RI aumentaria a qualidade do serviço de energia elétrica.
- A Aneel (ANEEL, 2010b) estima diminuição em até 10% do consumo de energia no Brasil com a utilização de uma RI. Hoje as perdas totais de energia elétrica no Brasil têm um valor médio de 11,15%, uma RI traria eficiência energética na distribuição e consumo de energia, reduzindo perdas técnicas e não técnicas.

De forma resumida então, os motivadores brasileiros seriam a melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica, a redução das perdas técnicas e não técnicas e a redução do pico do sistema.

O Governo brasileiro, através do Ministério de Minas e Energia (MME), criou um GT para analisar e identificar as ações básicas necessárias para apoiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – "*Smart Grid*". Esse GT foi criado através da Portaria nº 440, de 15 de abril de 2010 (MME, 2010). O GT tinha, conforme essa Portaria, como objetivos abordar, principalmente, os seguintes aspectos:

(i) o estado da arte de programas de "*Smart Grid*", no Brasil e em outros países;

(ii) proposta de adequação das regulamentações e das normas gerais dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica;

(iii) identificação de fontes de recursos para financiamento e incentivos à produção de equipamentos no País; e

(iv) regulamentação de novas possibilidades de atuação de acessantes no mercado, o que inclui a possibilidade de usuários operarem tanto como geradores de energia (geração distribuída) quanto consumidores.

O GT foi composto por representantes do MME, da EPE, do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel), da Aneel, do Operador Nacional do Sistema (ONS), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro), da Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel) e da Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras). O grupo tinha um prazo de seis meses para as conclusões dos trabalhos e mais 30 dias para publicação de relatório, o que foi cumprido com atraso.

Conforme (ARAUJO et al., 2011) o grande desafio relativo a regulamentação de RI é a dimensão do trabalho a ser feito. Consistindo não apenas na revisão de toda a legislação do SEP, bem como atualização dos instrumentos legais relativos. Isso requer a participação de vários agentes, tais como indústrias, empresa de energia elétrica, reguladores, instituições de padronização, entre outros, e ainda a aprovação da sociedade. O que é um trabalho que exige coordenação e que consome um bom tempo.

Para avançar no tema, o GT convidou diversas entidades dos mais variados setores para apresentação das suas visões sobre o novo conceito de RI, com objetivo de levar ao grupo a oportunidade de nivelar os conhecimentos sobre o estado da arte das RIs. Foram convidados representantes de distribuidoras, de reguladores do setor elétrico e de telecomunicações, de associações, de órgãos financiadores, de tecnologia da informação, do setor acadêmico, entre outros, os quais apresentaram as possibilidades e desafios a serem vencidos para implementação de novas tecnologias na rede elétrica.

O GT também teve a oportunidade de visitar os EUA e ter uma visão mais clara de como estão as discussões sobre o tema ao redor do mundo, visto que participou de um Fórum Global realizado em Washington, com participação de representantes de todos os continentes. Também

visitou diversas concessionárias de energia elétrica e pôde perceber como está o desenvolvimento dos projetos.

Várias mudanças na relação entre concessionária e consumidor foram constatadas: a gama de informações que eles recebem proporciona uma maior dinâmica na prestação do serviço e na possibilidade de economia de energia, trazendo melhoria para todo o sistema.

Em virtude da grande diversidade dos assuntos envolvidos, foram criados subgrupos de maneira a permitir um aprofundamento dos estudos, alcançando uma abordagem maior dos temas envolvidos. Apesar de o Grupo de Trabalho ter produzido um relatório final em março de 2011, apenas após mais de 2 anos da publicação da portaria, em julho de 2012, é que foi publicado o relatório do GT (MME, 2012).

Esse relatório está estruturado da seguinte forma: inicialmente apresenta-se o GT; na sequência, introduz-se o conceito de RI, apresentando uma visão geral sobre esse conceito; em seguida discorre-se sobre o estado da arte das tecnologias e aplicações de RI; por fim apresentam-se os estudos realizados pelos subgrupos e um relato sobre a visita técnica aos EUA.

Com objetivo de aprofundar os estudos nos aspectos abordados foram criados os seguintes subgrupos:

- Subgrupo de Tecnologia da Informação: focou na análise da arquitetura de transmissão de dados para implantação das RIs;
- Subgrupo de Medição e Mercado: focou na avaliação de possível flexibilização dos requisitos técnicos para implantação de sistema de medição para faturamento de pequenos agentes. Adicionalmente, este subgrupo estudou soluções de mercado para viabilizar a entrada de agentes de pequeno porte e atender a uma ampliação da abertura de mercado no SEB;
- Subgrupo de Estudos Econômicos: focou na análise do custo-benefício da implantação de sistemas de RIs e avaliou fontes de financiamento para a criação de um Programa Brasileiro sobre o tema;

Foi também criado um quarto subgrupo para estudos de Legislação. Todavia, houve a necessidade de se aprofundar nos estudos do estado da arte, para se ter a exata amplitude das modificações que seriam necessárias no arcabouço legal. Dado o exíguo prazo de duração do GT, esse tema deveria ter seu aprofundamento em uma possível segunda fase.

Os resultados do Subgrupo de Estudos Econômicos ligados à redução do consumo de energia e redução de perdas são apresentados de forma resumida no Anexo D desta tese.

Apesar de o GT não ter desencadeado no governo brasileiro a implementação de um Programa Nacional de Rede Inteligente, a questão das RIs não se esgota nesse relatório, deve-se enxergá-lo como uma primeira fase rumo à modernização. Será ainda necessário que políticas sejam definidas com objetivo de preparar um ambiente adequado dos pontos de vista econômico e regulatório para dar início a esse avanço.

Por se tratar de uma mudança na forma como a energia é entregue ao consumidor, o relacionamento da concessionária com o cliente será remodelado e a quantidade de informações disponíveis poderá mudar os hábitos de consumo e aumentar a qualidade dos serviços prestados. Essa mudança tecnológica atingirá vários setores da economia, desde a indústria até a especialização da mão-de-obra e poderá tornar a rede elétrica mais confiável.

Ainda assim, com a legislação vigente e sem um programa de governo, a Aneel tem feito um grande trabalho de regulamentação da aplicação de tecnologias de RI disponíveis no mercado brasileiro. Algumas tecnologias já foram regulamentadas e outras ainda estão em análise. Segue um detalhamento das principais ações da Aneel relacionadas a RI (ALCÂNTARA et al., 2013).

A.3.1 Iniciativas da Aneel em Medição Inteligente

As distribuidoras brasileiras começaram o processo de substituição de medidores eletromecânicos por eletrônicos devido ao fato desses últimos terem se tornado mais barato, contudo esses possuem apenas a mesma funcionalidade de medição de energia ativa.

Para mudar esse quadro e incentivar o uso de medidores inteligentes na baixa tensão, a Aneel promoveu em 2008 o Seminário Internacional de Medição Inteligente. Logo após isso, introduziu a Consulta Pública (CP) Nº 015/2009. Já no ano seguinte, de outubro de 2010 a janeiro de 2011, foi realizada a Audiência Pública (AP) Nº 043/2010 para obter informações adicionais referentes aos requisitos mínimos para os medidores (ou seja, a definição do padrão de medidor inteligente).

Em 7 de agosto de 2012 foi publicada a Resolução Normativa (REN) Nº 502/2012 (ANEEL, 2012a), a qual regula os sistemas de medição de energia nas unidades consumidoras do Grupo B (baixa tensão). Conforme essa regulação as distribuidoras teriam o prazo de 18 meses para, sob solicitação, disponibilizar medidores inteligentes para os consumidores.

Para os consumidores que adotarem a tarifa branca (descrita a seguir), a regulação afirma que o medidor inteligente deverá, no mínimo: (i) mostrar o preço da energia efetivamente consumida, para cada período diário de faturamento, (permitindo que a concessionária pré-programe o medidor com esses períodos ao longo do dia); e (ii) identificar de forma clara esses respectivos períodos de faturamento.

A resolução também afirma que esse medidor básico, para tarifa branca, deve ser instalado sem custo para o consumidor que se aderir à mesma. Medidores inteligentes com capacidades adicionais, que permitem informações mais detalhadas da eletricidade, terão sua diferença de preço, em relação ao outro medidor, cobrado do consumidor.

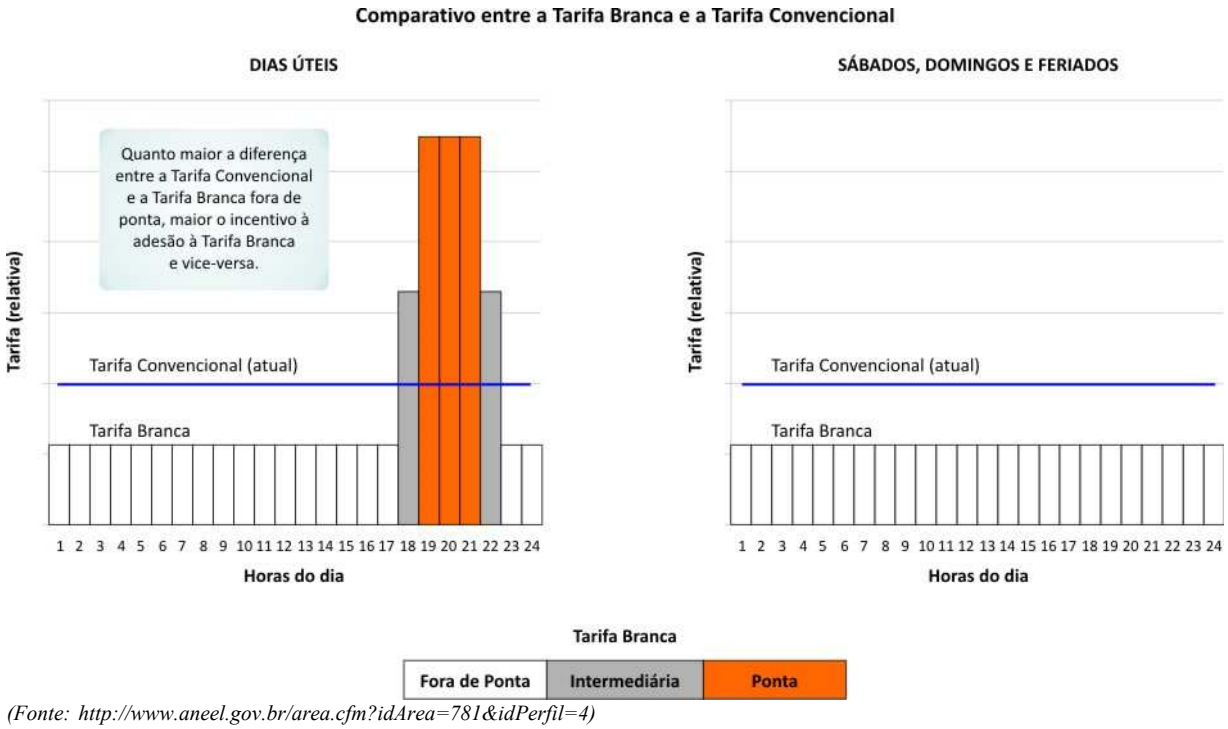
Apesar do prazo estabelecido de 18 meses para início da instalação desses novos medidores inteligentes, o mesmo venceu em fevereiro de 2014, e como os fabricantes ainda não possuíam medidores homologados pelo Inmetro disponíveis, a Aneel decidiu suspender esse prazo definido na REN 502, não estabelecendo até a data atual (abril de 2014) um prazo definitivo para início da instalação pelas concessionárias dos medidores.

A.3.2 Iniciativas da Aneel em Tarifas do Tipo Tempo de Uso

A Aneel estabeleceu a CP Nº 011/2010 e a AP Nº 120/2010. O objetivo foi obter informações adicionais sobre a proposta de mudança da metodologia de fixação da estrutura tarifária do setor de distribuição de eletricidade no Brasil, o que inclui a definição dos sinais de preço da baixa tensão.

As novas regras da Aneel estabelecem uma estrutura tarifária chamada tarifa branca, a qual é baseada em parâmetros de tempo de uso (ANEEL, 2011c). Em novembro de 2011 foi estabelecida uma tarifa por tempo de uso para os consumidores residenciais, mas as concessionárias só podem aplica-la quando o consumidor tiver um medidor inteligente. O consumidor tem a opção de escolher se quer permanecer na tarifa convencional ou migrar para essa nova tarifa.

O consumidor que escolher a tarifa branca terá uma tarifa fora do pico, uma tarifa intermediária e uma tarifa de pico da ordem de cinco vezes mais cara do que a tarifa fora do pico. A seguinte Figura 58 ilustra a tarifa branca comparativamente à tarifa convencional.



(Fonte: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4)

Figura 58 - Tarifa branca para o consumidor de baixa tensão.

A noção básica por trás do medidor inteligente para a tarifa branca é que, devido ao fato de esse medidor poder fornecer informação detalhada, automática, e em tempo real da eletricidade consumida, os consumidores têm a possibilidade de gerenciarem seus equipamentos para alcançarem suas metas de fatura e consumo.

Da perspectiva do regulador, a implantação do medidor inteligente conjuntamente com a tarifa branca (i) aumenta a possibilidade de corte de custos devido à redução de perdas na distribuição e transmissão e à eficiência; e (ii) reduz a demanda de pico ao encorajar o consumo nos horários em que a tarifa é menor.

A.3.3 Iniciativas da Aneel em Microgeração

Sobre microgeração, que também é um tema central em RI, a Aneel conduziu estudos para redução das barreiras para introdução de pequenos geradores. Uma CP foi realizada (Nº 015/2010). Após isso, de agosto a outubro de 2011 a AP Nº 042/2011 foi conduzida para obter contribuições sobre a proposta de resolução colocada para reduzir as barreiras para estímulo à instalação de micro e minigeração distribuída, e ainda alterar o desconto da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e também a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para plantas solares.

Em 17 de abril de 2012, a REN Nº 482/2012 (ANEEL, 2012b) foi publicada e estabeleceu as condições gerais para acesso da microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas elétricos de distribuição, o Sistema de Compensação de Energia (SCE), e outras medidas. Nessa resolução, microgeração é a geração até 100 kW, e minigeração a geração situada entre 100 kW e 1MW.

A regulação criou o SCE, que permite que os consumidores instalem pequenos geradores em suas unidades consumidoras e troquem energia com a rede da distribuidora local. A regra se aplica a geradores que usam fontes de energia subsidiadas (hidro, solar, biomassa, vento e cogeração qualificada).

Por esse sistema, a unidade de geração instalada em uma residência, por exemplo, produzirá energia e a que não for consumida será injetada no sistema de distribuição. Esse excesso de geração será descontado dos meses subsequentes. Os créditos podem ser usados por um período de 36 meses e essa informação deverá constar na conta do consumidor, assim ele saberá o balanço de energia e poderá controla-lo.

Os consumidores que instalarem micro e minigeração distribuída serão responsáveis inicialmente pelos custos de adequação do sistema de medição para implementação do SCE. Após a adequação, a própria companhia distribuidora será responsável pela manutenção, incluindo os custos de uma eventual substituição.

A resolução estabeleceu ainda o prazo de 240 dias após sua publicação para que as distribuidoras se preparem ou revisem suas normas técnicas para atenderem ao acesso dos pequenos geradores, levando em conta o que está nessa resolução, bem como normas brasileiras e, complementarmente, padrões internacionais.

A.3.4 Iniciativas da Aneel em Pré-pagamento e Pós-pagamento

Sobre pré-pagamento a Aneel conduziu estudos para redução das barreiras para sua introdução. Para isso promoveu em 2011 o Seminário Internacional em Pré-pagamento de Energia Elétrica. Após isso, em 2012 estabeleceu a AP Nº 048/2012 de junho a setembro, que após análise das contribuições enviadas pela sociedade, aprovou em 01/04/2014, a regulamentação das modalidades de pré-pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica.

Durante o período de AP aconteceram reuniões presenciais em 10 capitais brasileiras. Foram recebidas cerca de 1.200 manifestações e contribuições de consumidores, distribuidoras de energia elétrica, órgãos e entidades de defesa do consumidor e demais setores da sociedade. Além da audiência, a Aneel realizou visita técnica a Maués no AM para atestar a adoção da modalidade em comunidades isoladas.

De acordo com o texto aprovado, a adesão do consumidor ao modelo de pré-pagamento é voluntária e sem ônus. Além disso, depende de uma decisão da distribuidora em oferecer a modalidade em sua área de concessão.

O sistema funcionará da seguinte forma: o consumidor recebe um crédito inicial de 20 kWh, a ser quitado na compra subsequente. Posteriormente, poderá comprar novos créditos quando quiser e quantas vezes desejar, sendo 5 kWh o montante mínimo de compra. A venda dependerá da estratégia que a distribuidora adotar, o que pode ocorrer por meio de agentes credenciados pela distribuidora ou, inclusive, pela internet. A tarifa do pré-pagamento será igual à do pós-pago. No

entanto, a distribuidora poderá conceder descontos por sua conta e risco para incentivar os consumidores a aderirem à novidade.

No pré-pagamento, a notificação prévia ao esgotamento dos créditos ocorrerá por meio de alarmes visual e sonoro disponíveis no interior da unidade consumidora, a fim de que haja tempo hábil para providenciar uma nova recarga. Além disso, quando houver o esgotamento dos créditos, o consumidor poderá solicitar à distribuidora um crédito de emergência de 20 kWh, que deverá ser disponibilizado em qualquer dia da semana e horário, sendo pago pelo consumidor na primeira compra subsequente. O retorno ao modelo convencional poderá ser solicitado a qualquer tempo e o pedido deve ser atendido em no máximo 30 dias.

Dentre os principais benefícios do regulamento para os consumidores estão a melhoria do gerenciamento do consumo de energia; maior transparência em relação aos gastos diários por meio de informações em tempo real; flexibilidade na aquisição e no pagamento da energia; eliminação da cobrança de multas, juros de mora e taxas de religação. Em relação às distribuidoras, espera-se a redução dos custos operacionais; a diminuição da inadimplência e a melhoria do relacionamento entre a empresa e seus consumidores, ao se evitar erros de leitura, faturamentos por estimativa, cortes indevidos e problemas de religação fora do prazo.

Além do pré-pagamento, a Aneel regulamentou o pós-pagamento eletrônico, modalidade em que o medidor informa o fechamento do ciclo de faturamento. De posse dessa informação (armazenada geralmente em cartão magnético), o consumidor deve se dirigir ao posto da distribuidora e realizar o pagamento da energia consumida na data de vencimento escolhida. Em seguida, o cartão magnético deve ser reinserido no medidor de modo a registrar o pagamento efetuado.

A regulamentação da modalidade de pré-pagamento por si só não garante a sua aplicação plena, já que existem outros aspectos alheios à competência da Aneel que devem ser solucionados. O primeiro deles refere-se à aprovação do regulamento técnico metrológico para medidores de pré-pagamento e a posterior certificação dos medidores pelo Inmetro.

A.3.5 Outras Iniciativas da Aneel Para Implementação de RI

Além dessas quatro principais resoluções, a Aneel estabeleceu outras ou está estudando novas, tais como:

- Em dezembro de 2008, quando foi aprovada a primeira versão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), através da REN Nº 345/2008 (ANEEL, 2008), a Aneel regulou a implementação do Sistema de Informação Geográfica (GIS do inglês Geographic Information System). O GIS foi regulamentado pela REN Nº 395/2009 (ANEEL, 2009b). Conforme essas regras, as distribuidoras devem usar sistemas GIS para registrar todas as informações sobre seus ativos e respectivos parâmetros elétricos, o que inclui a estrutura topológica de todos os sistemas de distribuição.
- Em agosto de 2009, a REN Nº 375/2009 (ANEEL, 2009a) foi publicada, ela regulou o uso dos sistemas de distribuição como um meio para o transporte de sinais digitais analógicos (a tecnologia PLC). Essa resolução estabeleceu que a distribuidora tem apenas o direito de fazer uso privado do PLC em suas atividades de distribuição de eletricidade, e que se quiser compartilhar os sistemas de distribuição com terceiros (serviço de Internet paga, vídeo, voz, entre outros) deve seguir regras claras dessa resolução.
- A Aneel também estabeleceu uma AP de agosto a outubro de 2012, para obter subsídios para melhoria da regulação sobre fator de potência e compensação reativa no Brasil. As contribuições continuam sob análise.
- Hoje em dia, por exemplo, a Aneel está estudando novos tópicos para verificar a possibilidade de regulação, tais como a integração de veículos elétricos nas redes de distribuição, novos serviços oferecidos pelas distribuidoras, novas possibilidades de ação do consumidor no mercado, etc.

A.3.6 Projeto Estratégico de P&D Nº 011/2010

Preocupadas com o desenvolvimento que vinha ocorrendo pelo mundo em RI, e interessadas em aplicar essas novas tecnologias de forma adequada à realidade brasileira, a Associação Brasileira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica (Abradee) e a Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações (Aptel), apresentaram à Aneel um termo de referência para um projeto estruturante em RI, que redundou em uma Chamada de Projeto Estratégico de P&D.

Segue um histórico resumido referente à Chamada de Projeto Estratégico de P&D Nº 011/2010 (ANEEL, 2010a):

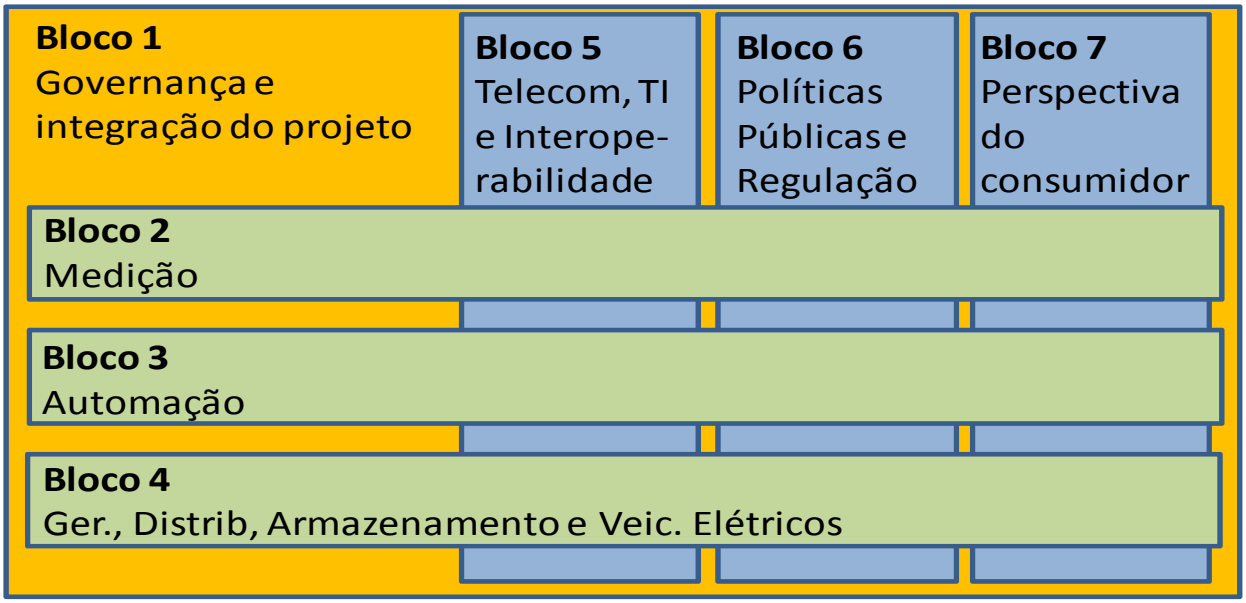
- **Início de 2010**: Termo de referência apresentado pela Abradee / Aptel: plano nacional para a migração tecnológica do SEB do estágio atual para a adoção plena do conceito de RI;
- **Junho e Julho de 2010**: Elaboração da Chamada de Projeto Estratégico pelas áreas de regulação da Aneel: SPE-SRD/SRE/SRC/SRG;
- **17 de agosto de 2010**: Aprovação da Chamada na 31ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel;
- **08 de outubro de 2010**: Submissão da proposta de Projeto Estratégico "Programa Brasileiro de Redes Elétricas Inteligentes" tendo a Cemig como proponente, juntamente com 36 empresas cooperadas e 7 entidades executoras da pesquisa;
- **08 de novembro de 2010**: Emissão do parecer de avaliação inicial pela SPE/Aneel;
- **17 de janeiro de 2011**: Início registrado junto à Aneel da execução do projeto, com previsão de duração inicial de 8 meses;
- **14 e 15 de dezembro de 2011**: Workshop de apresentação dos resultados finais do projeto na Aneel;
- **17 de janeiro de 2012**: Foi atendida solicitação de prorrogação do projeto por mais 8 meses, até 17 de setembro de 2012, para desenvolvimento de ferramenta computacional (planilha) para facilitar aplicação da metodologia de análise custo-benefício desenvolvida;
- **Março de 2013**: Lançamento previsto de dois livros frutos do projeto.

O projeto teve como produto desenvolver um plano nacional para migração tecnológica do setor elétrico do estágio atual para adoção do conceito de RI, incluindo funcionalidades e requisitos, padronização das tecnologias, adequação da legislação e regulamentação, e um programa avançado de capacitação.

Conforme (KAGAN et al., 2013) o projeto foi desenvolvido em três fases:

- FASE I – DIAGNÓSTICO: Fase de contextualização e avaliação do estágio atual;
- FASE II – DESENVOLVIMENTO: Fase de exploração de modelos, conceitos e funcionalidades;
- FASE III - CONSTRUÇÃO DE CENÁRIOS: Fase de definição de cenários e propostas para o Plano Nacional de RI.

O projeto foi estruturado em 7 Blocos de Pesquisa (BP) com metodologias próprias, mas completamente integradas entre si. A Figura 59 ilustra essa estrutura.



(Fonte:(KAGAN et al., 2013))

Figura 59 - Blocos de Pesquisa do Projeto Estratégico Programa Brasileiro de RI.

Cada bloco de pesquisa foi executado por uma instituição, sendo elas Abradee – BP1 e BP7, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (Lactec) – BP2, Universidade de São Paulo (USP) – BP3, KEMA – BP4, Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD) – BP5, Fundação Getúlio Vargas (FGV) – BP6 e Instituto Innovare – BP7.

Seguem alguns resultados sobre o que foi desenvolvido em todos os BP:

- **BP1 – Governança e Integração do Projeto**: Definição de Motivadores para a implantação de RIs no Brasil; Realização de Workshops de integração dos projetos e agentes interessados; Integração, compatibilização e harmonização dos trabalhos desenvolvidos nos demais blocos; Consolidação do Relatório Final do Projeto.
- **BP2 – Medição Inteligente**: teve como foco a medição, analisando equipamentos em si (fornecedores, produtos e tecnologias); a convergência com outros serviços; a legislação, a regulação e os aspectos tarifários relacionados; os procedimentos técnicos e comerciais das empresas de distribuição; a infraestrutura e a operação dos Centros de Medição; os benefícios e as justificativas da substituição de medidores; os impactos na relação com os clientes e os impactos ambientais;
- **BP3 – Automação da Distribuição e da Transmissão**: teve como foco as principais linhas de pesquisa para a definição de arquitetura, funcionalidades, tecnologias e cenários para a Automação da Distribuição no conceito de RI, avaliando também a infraestrutura informacional e de comunicações necessárias, aqui foi criado o modelo de análise de custo benefício adotado no projeto;
- **BP4 – Fontes de Geração e Sistemas de Armazenamento Distribuídos na rede e Veículos Elétricos Plugáveis**: teve como foco a construção e análise de cenários de implantação de sistemas de geração e de armazenamento de energia distribuídos ao longo das redes de distribuição de energia do sistema brasileiro de presença de veículos híbridos e elétricos plugáveis, no horizonte de 30 anos, com etapas intermediárias de 10 e 20 anos.
- **BP5 – TI, Telecom e Interoperabilidade**: Concebeu modelos, propôs topologias e selecionou tecnologias de rede de telecomunicações e de computadores adequadas às demandas da RI, visando atender às áreas de medição, automação, gerência de distribuição e armazenamento de energia, bem como gerou conceituação e requisitos para promover a interconectividade e a interoperabilidade entre sistemas de telecomunicações e TI, assim como a integração de sistemas de bancos de dados;
- **BP6 – Políticas Públicas e Regulação**: Estabeleceu os macros objetivos de um Programa de Governo a ser implementado a partir dos resultados projetados pelo projeto de pesquisa visando a elaboração e a implementação de um conjunto de políticas públicas que viabilizem a transição do SEB para um estágio de plena e universal adoção do conceito associado à RI;

- **BP7 – Perspectiva do Consumidor**: Identificou as principais alterações no relacionamento do consumidor com a rede de distribuição de energia elétrica e dos novos serviços e facilidades que poderão ser proporcionados pela implantação do conceito de RI. Identificou os pontos de vista e expectativas, sobre RI, dos principais *stakeholders* do setor elétrico, principalmente dos órgãos de defesa e representação do consumidor, visando a sua agregação na elaboração da proposta do Programa Brasileiro de RI.

A metodologia desenvolvida de análise de custo benefício e seus resultados são explorados no Anexo E desta tese. O projeto teve como produtos, além do seu relatório final, dois livros:

1. "Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação" (KAGAN et al., 2013);
2. "Redes Elétricas Inteligentes no Brasil [volume2]: Subsídios para um Plano Nacional de Implantação" (DUTRA et al., 2013).

O Projeto Estratégico 011/2010 gerou também ao final uma Agenda de P&D em RI com sugestões de temas e tecnologias a serem desenvolvidos. Separados por grandes áreas esses temas são:

Geral:

- Desenvolvimento de ferramenta para a implantação de RIs em concessionária;
- Desenvolvimento de metodologia de métricas e indicadores para avaliar os resultados de programas piloto de RI;
- Desenvolvimento de metodologia de métricas e indicadores para avaliar a mudança de comportamento de consumidores frente ao maior acesso à informação com e sem sinais tarifários.

Automação e Qualidade:

- Oferta de Diferentes Níveis de Qualidade aos Clientes;
- Alternativas de Estruturas Tarifárias – Benefícios e Propostas Proativas;
- Rede Elétrica como Suporte para Novos Serviços;
- COD do Futuro – automação, supervisão e telecomando inteligente;
- Eficiência, perdas e fraudes;
- Serviços Públicos Integrados pela Rede de Distribuição de Energia Elétrica;
- Rede Auto Gerenciada (restabelecimento autógeno, perdas, reconfiguração);
- Padrões de Rede adequados para RI;

- Correlação entre investimentos em automação e qualidade do serviço.

Medição:

- Ensaios de estresse acelerado para Medidores Inteligentes para determinação da vida útil estimada;
- Pesquisa sobre ensaios de Medidores Inteligentes retirados de campo para estimar a vida restante e utilizar metodologia de manutenção centrada em confiabilidade.

Telecomunicações:

- Estudos e provas de campo de tecnologias de comunicação de baixo custo para atendimento às funcionalidades básicas de RI a consumidores remotos;
- Compartilhamento de infraestrutura de telecomunicações para suporte a serviços de utilidade pública (energia, água e gás), incluindo testes de campo.

Tecnologia da Informação:

- Desenvolvimento de algoritmos e sistemas computacionais para suporte aos processos da distribuidora a partir dos dados adquiridos;
- Desenvolvimento de integrações de sistemas legados e novos sistemas computacionais desenvolvidos em função da implantação de RI.

Geração Distribuída:

- Proteção Adaptativa para DG;
- Estudos de impactos localizados em virtude de concentração de painéis solares e microturbinas eólicas;
- Estudo e desenvolvimento de conjuntos e sistemas para acúmulo de energia na geração distribuída, com custo acessível às várias classes de consumidores adequados à realidade das distribuidoras brasileiras.
- Novos conceitos de proteção devido a redes com múltiplas fontes de DG;
- FLISR (*Fault Location, Isolation and System Restoration*) para múltiplas fontes de DG;
- Estudos pilotos de microrredes em áreas urbanas e em áreas rurais.

Veículos Elétricos:

- Portabilidade de carregamento e manutenção de baterias;
- Integração de PHEV à rede e estudos de impactos localizados, incluindo modalidades tarifárias para redução de tais impactos;
- PHEV funcionando como carga e como fonte;

- Análise dos benefícios energéticos e ambientais de transporte público com propulsão elétrica e híbrida elétrica no âmbito das concessionárias de distribuição.

Consumidor:

- Pesquisa e desenvolvimento das formas de interface e interação com o consumidor (com participação dos usuários);
- Desenvolvimento e teste de materiais de comunicação e ações previstas na etapa de definição da estratégia de comunicação com a sociedade;
- Desenvolvimento de programas de capacitação para os profissionais das distribuidoras envolvidos no relacionamento com os consumidores.

A.3.7 Projetos de Demonstração em RI no Brasil

Além do Projeto 011/2010, as companhias de energia elétrica, principalmente as distribuidoras, começaram a voltar seus projetos de pesquisa, dentro do Programa de P&D regulado pela Aneel, para o desenvolvimento, teste de conceitos e de tecnologias ligadas a RIs. Alguns projetos de demonstração, os maiores, que se encontram em curso, são mostrados na Figura 60 a seguir distribuídos sobre o mapa do Brasil.

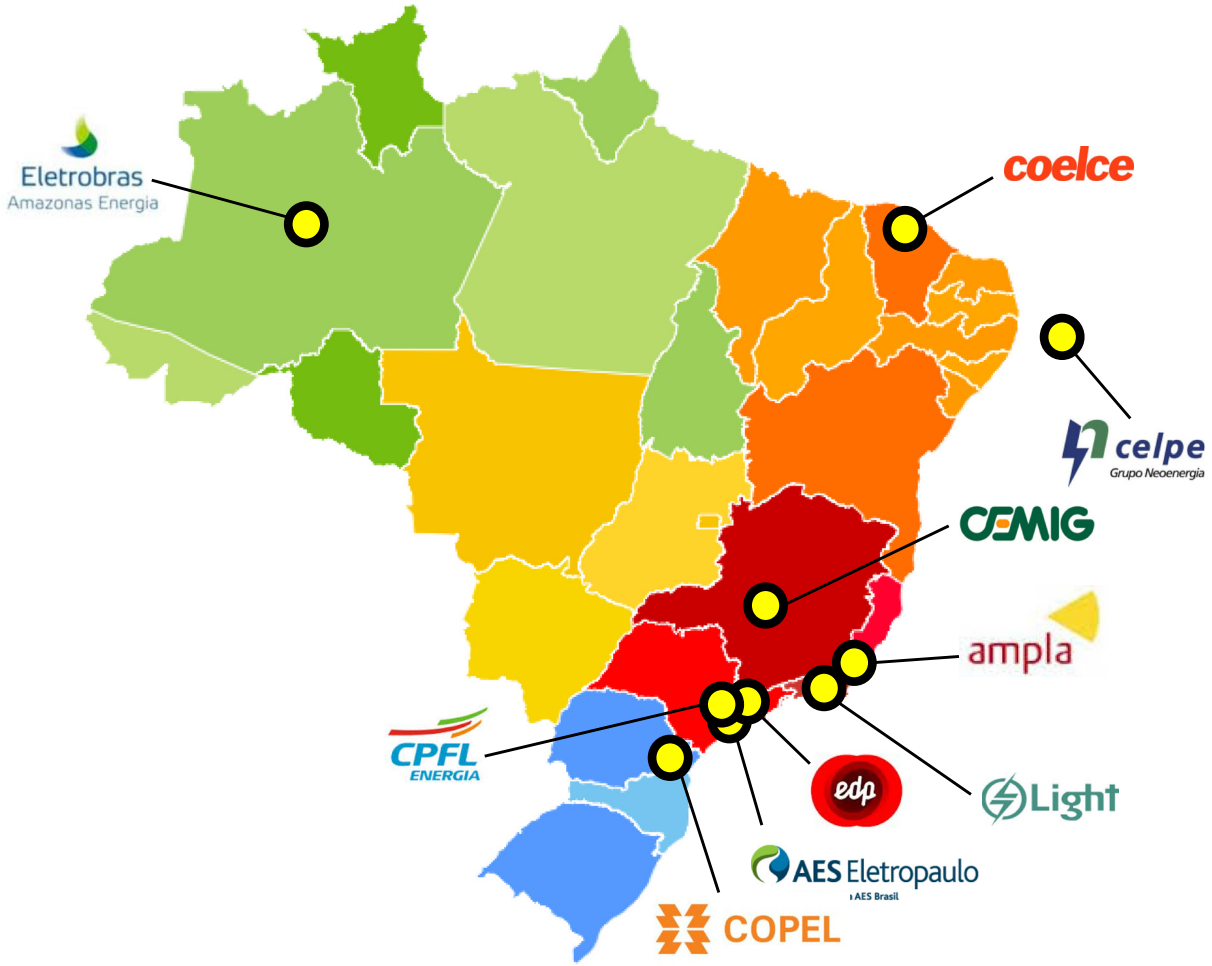
A Tabela 15 a seguir apresenta informações resumidas sobre nove desses projetos, incluindo a empresa de energia que o desenvolve, o título do projeto de pesquisa e o investimento planejado. Todas essas informações estão disponíveis no site da Aneel no item Pesquisa & Desenvolvimento.

Diferente dos governos de outros países, e com exceção das ações tomadas pela Aneel, e pelas empresas de energia elétrica, constata-se que o governo brasileiro não tem um plano nacional de implantação de RI. Ele se limitou a produzir o relatório do MME (MME, 2012) sobre o estado da arte em RI.

Tabela 15 - Informações sobre alguns dos projetos demonstrativos em RI no Brasil.

Empresa de Energia	Título do Projeto	Investimento Previsto
AES Eletropaulo	Eletropaulo Digital	R$ 89 milhões
Ampla	Projeto Cidade Inteligente Búzios	R$ 18 milhões
Celpe	Prova de Conceito de Rede Inteligente – Caso da Ilha de Fernando de Noronha	R$ 18 milhões
Cemig	Cidades do Futuro em Sete Lagoas/MG	R$ 215 milhões
Coelce	Cidade Inteligente Aquiraz	R$ 2 milhões
Copel	Paraná Smart Grid	R$ 12 milhões
CPFL	Smart Grid CPFL	R$ 215 milhões
EDP Bandeirante	Projeto InovCity Aparecida	R$ 10 milhões
Eletrobras Amazonas Energia	Projeto Parintins: Modelo de Referência para Companhias de Distribuição	R$ 22 milhões
Light	Smart Grid Light: conjunto de cinco projetos L1 - L5	R$ 35 milhões

(Fonte: http://www.aneel.gov.br)



(Fonte: criado pelo autor)

Figura 60 - Principais projetos demonstrativos em RI no Brasil.

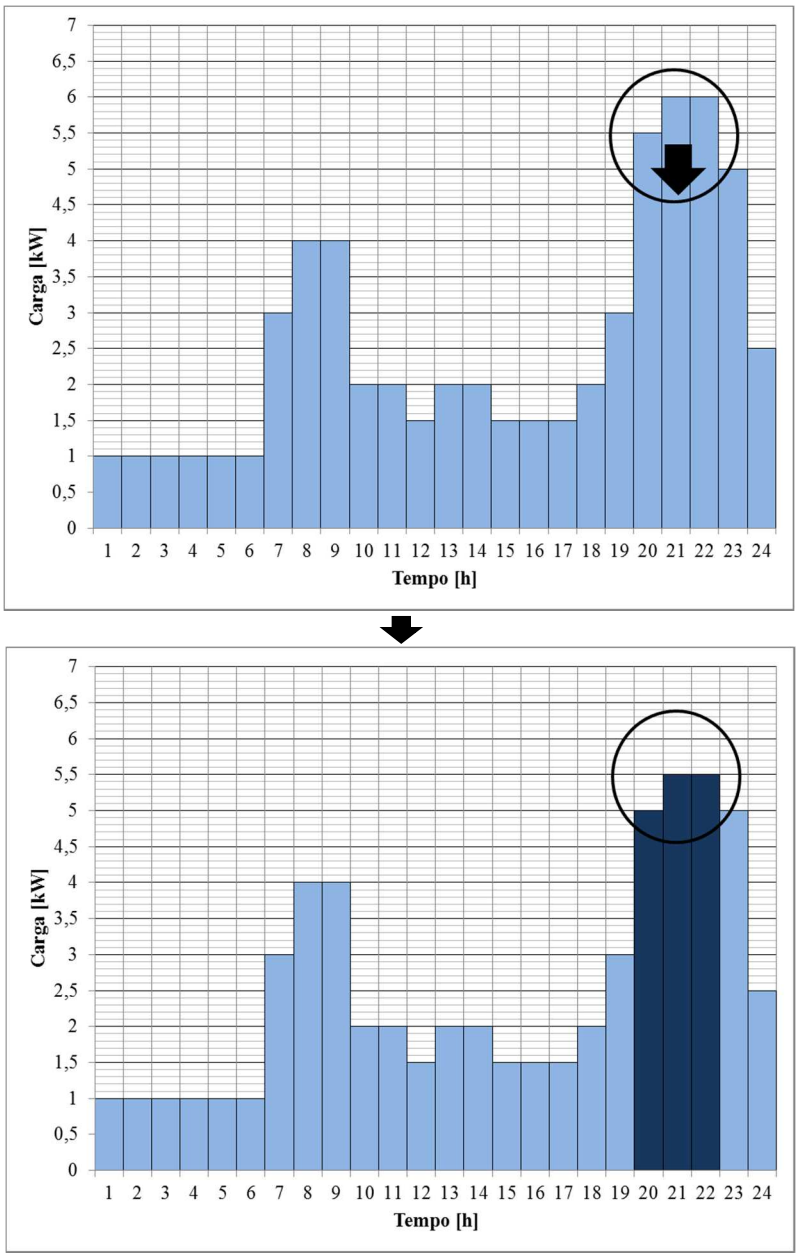
Apêndice B - Objetivos e Impactos das Atividades da DSI no Perfil de Carga

Como já visto nesta tese, cada objetivo de adaptação do perfil de carga na DSI é agrupado em uma de três categorias:

1. **DR** com os objetivos de:
    a. redução do pico de demanda, particularmente quando o uso se aproxima do limite de fornecimento;
    b. preenchimento dos vales da demanda fora do pico para melhoria do fator de carga;
    c. deslocamento de carga entre horas do dia ou estações do ano, ou;
    d. variações induzidas de demanda ou adaptações desejadas da carga determinadas em tempo de operação.
2. **EE** com o objetivo de redução dos níveis de carga no longo prazo com a manutenção do conforto do usuário ou o nível de serviço;
3. **SLG** com o objetivo de aumentar o nível de carga através da eletrificação, como por exemplo, o Programa Luz para Todos no Brasil, ou substituição de combustíveis por eletricidades em alguns processos.

As ênfases modernas de DSI focam na melhoria do uso eficiente e efetivo da eletricidade, particularmente em regiões de recursos restritos. Consequentemente, implementações surgidas após a reestruturação da indústria, com a DSI, tendem a ter como alvo mais os objetivos de DR e EE do que de SLG. Para ilustrar as adaptações do perfil de carga com as atividades da DSI, perfis simples de carga residencial serão usados, como mostrado a seguir (EKANAYAKE et al., 2012):

- **PC** reduz o pico de demanda da carga, especialmente quando a demanda se aproxima dos limites térmicos dos alimentadores/transformadores, ou dos limites da capacidade de fornecimento de todo o sistema. Esta é também uma das formas clássicas de DSM. PC é feito primariamente através do DLC dos eletrodomésticos, por exemplo, reduzindo a temperatura de aquecedores de ambiente ou controlando aquecedores elétricos de água ou unidades de ar condicionado. Como PC reduz a energia consumida por certas cargas, quase sempre os consumidores têm que reduzir seu conforto. Enquanto muitos CSPrs consideram este um meio de redução do pico e consideram o controle apenas durante os dias mais prováveis de pico do sistema, DLC pode ser usado para redução do custo de operação e dependência de termoelétricas através de um despacho econômico. 1,5 kWh de energia são reduzidos na Figura 61.

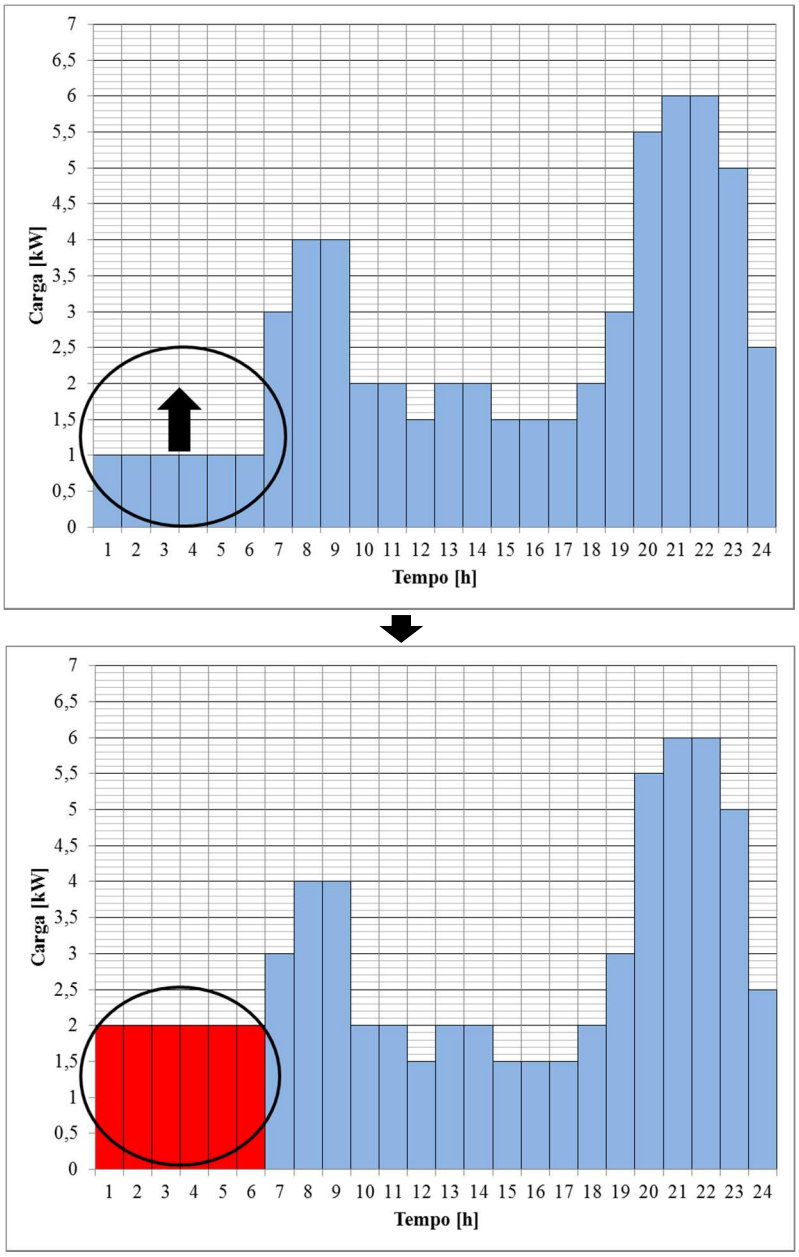


(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 61 - Adaptação da curva de carga através do Corte do Pico (PC).

- **VF** é a segunda forma clássica de DSM. VF abrange o incentivo do consumo fora do pico. Isso é particularmente desejável onde o custo incremental de longo prazo é menor do que o preço médio da eletricidade. Adicionando carga apropriada nessas circunstâncias diminui-se o preço médio (GELLINGS, 2009). A Figura 62, com o acréscimo de 6 kWh, mostra o principal propósito do VF, que é o aumento da carga fora do pico através de

armazenamento de energia, por exemplo, na bateria de um PHEV ou com um novo armazenamento térmico de energia (aquecimento de água e/ou aquecimento do ambiente).

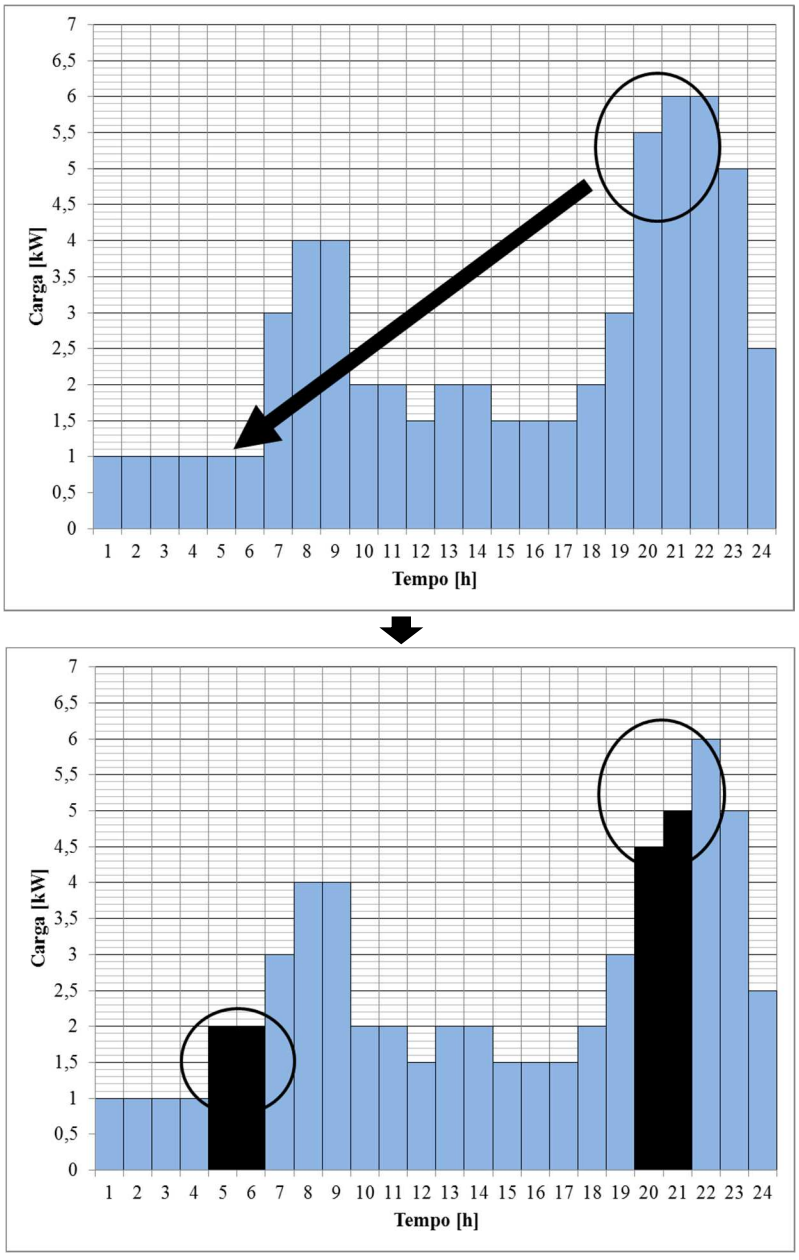


(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 62 - Adaptação da curva de carga através do Enchimento dos Vales (VF).

- **LS** é a movimentação da carga entre horários do dia (do pico para fora do pico) ou estações do ano. É a última forma clássica de DSM presente no DSI. Aplicações populares incluem o uso de armazenamento de água aquecida, armazenamento de aquecimento do ambiente, armazenamento de frio, e deslocamento de cargas do consumidor. A principal diferença

entre LS e VF é que o primeiro apenas muda cargas de horário, mantendo assim o consumo inalterado e o segundo introduz novas cargas fora do horário de pico. Na Figura 63 uma carga como uma máquina de lavar que consome 1 kW por 2 horas é deslocada para um horário fora do pico.

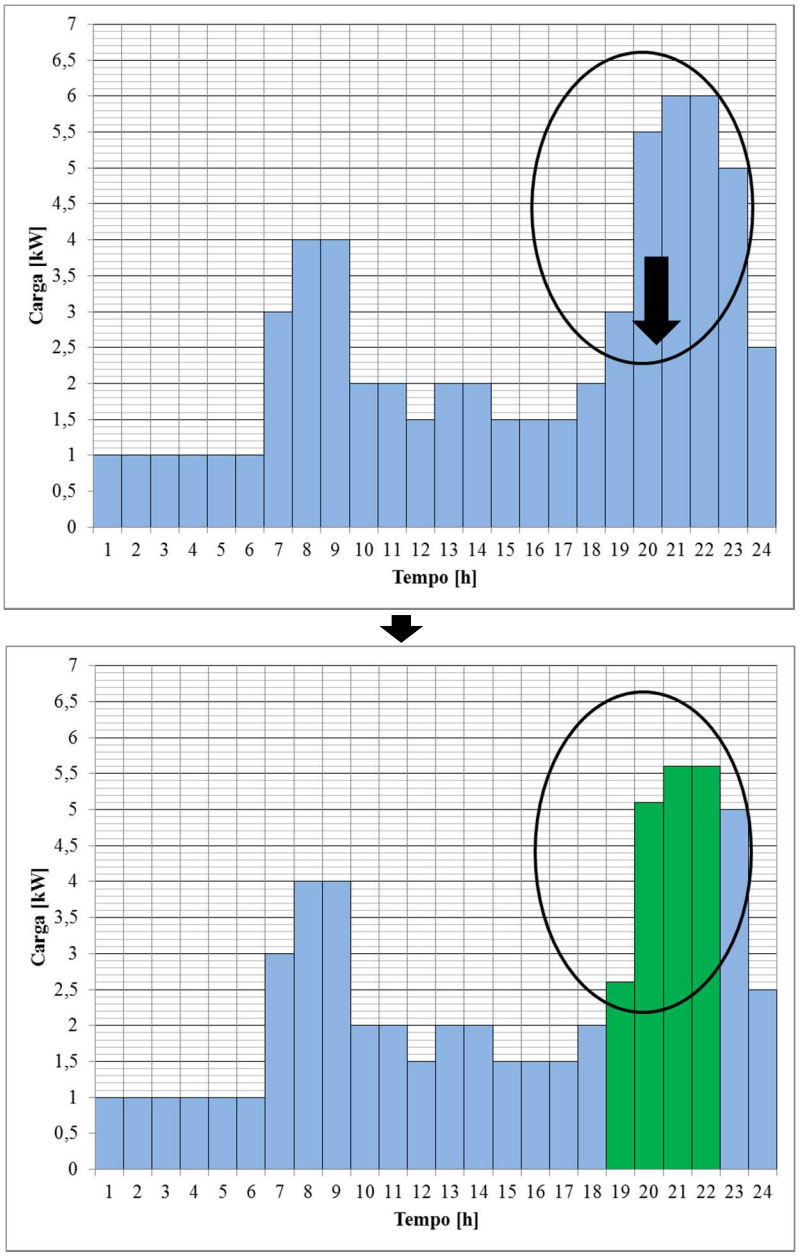


(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 63 - Adaptação da curva de carga através do Deslocamento de Carga (LS).

- **EE** é a mudança do perfil de carga que resulta de programas direcionados para o consumo final de energia, entendido como uma redução global do consumo. Não é normalmente

considerado DSM, mas aceito dentro do DSI. A mudança reflete uma modificação do perfil de carga envolvendo uma redução nas vendas bem como uma mudança nos hábitos de uso.



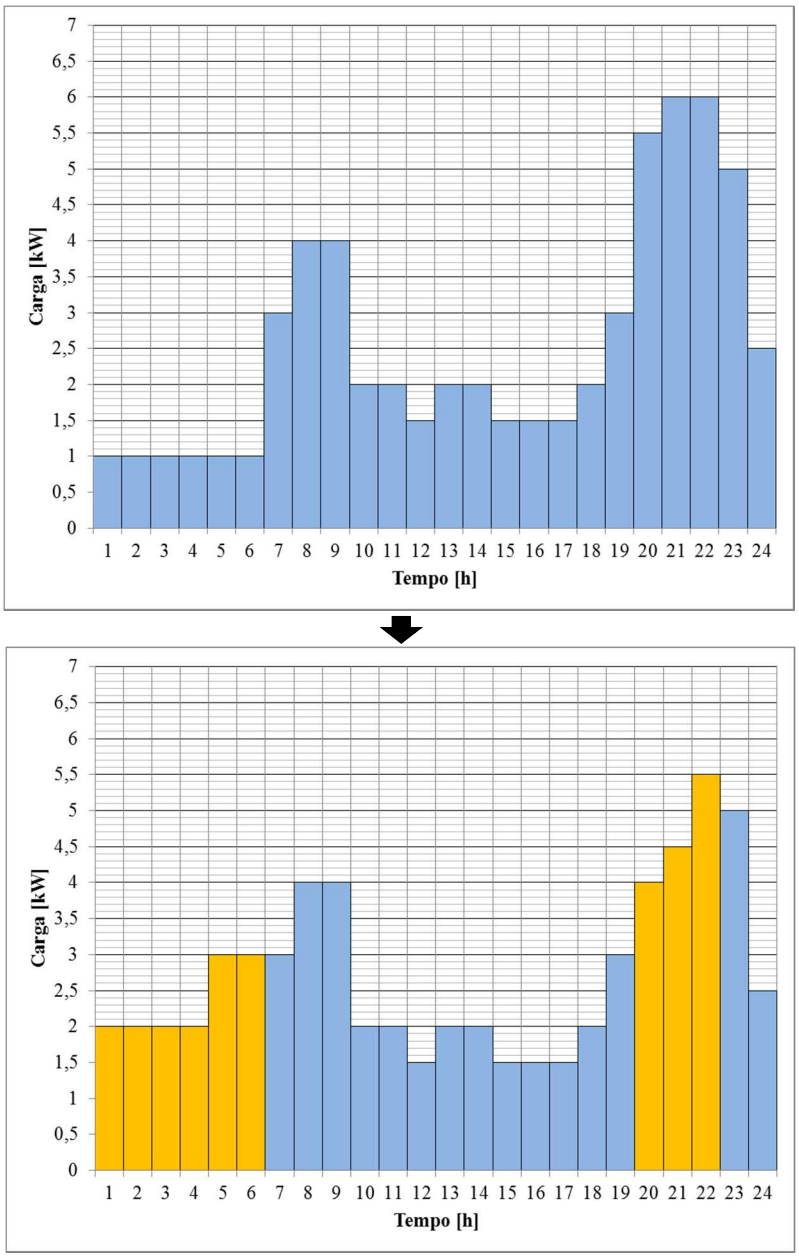
(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 64 - Adaptação da curva de carga através de Eficiência Energética.

Na aplicação de EE, o planejador deve considerar quais ações de conservação podem ocorrer naturalmente e então avaliar o custo e eficácia de programas que venham acelerar ou estimular essas ações. Exemplos incluem climatização de ambientes, oferecimento de incentivos para adoção de eletrodomésticos, iluminação, força motriz e outros usos

eficientes, ou estratégias que encorajem o uso mais eficiente da eletricidade. Por exemplo, informação ao consumidor sobre seu consumo e dados de custo, pode levar a uma redução no consumo total de energia. A Figura 64 mostra a redução no consumo de energia quando 10 lâmpadas incandescentes de 50 W (operando entre 18h e 23h) são substituídas por lâmpadas fluorescentes compactas de 20 W.

- **SLG** é a implantação de usos novos eficientes, sendo assim a mudança do perfil de carga que se refere a um aumento global nas vendas de energia além do VF descrito anteriormente, pois pode ocorrer aumento do consumo no próprio horário de pico. Pode incluir a eletrificação de usos baseados em outros combustíveis, como fósseis. Como exemplo de cargas tem-se, PHEV, aquecimento de processo industrial, automação de processos, entre outros. Tem o potencial de aumentar a intensidade elétrica no setor industrial principalmente. Esse aumento de intensidade pode ser motivado tanto pela redução do uso de combustíveis fósseis como pela industrialização de matéria prima bruta, agregando valor a produtos e aumentando a produtividade, com respectiva redução do impacto ambiental. Aqui também se inclui os programas de eletrificação, como o Programa Luz Para Todos existente no Brasil, e também o crescimento vegetativo das cargas dos consumidores residenciais, com a inclusão de novos consumidores mensalmente na rede de distribuição existente.
- **DR** seria a aplicação simultânea das adaptações da curva de carga, principalmente PC, VF e LS. Mas feita de forma a se obter confiabilidade em tempo real através de um planejamento pela concessionária. Assim que o perfil de carga, incluindo as atividades pelo lado da demanda, é previsto através do horizonte do planejamento corporativo, são estudados o fornecimento ótimo de energia levando-se em conta opções de gerenciamento da demanda. Entre os critérios confiabilidade é o mais importante. O perfil de carga pode assim ser flexível, com consumidores sendo apresentados a variações na qualidade da energia elétrica em troca de vários incentivos. Esses programas podem envolver cargas interrompíveis ou redutíveis; sendo também possível de ser feito de forma agrupada através de um CSPrs; ou então de forma individual através de dispositivos de controle de carga no consumidor final oferecendo serviços de restrição de cargas. Programas como esse e suas opções de implementação serão detalhados a seguir. A Figura 65 reúne os efeitos de PC, VF e LS no consumidor residencial do exemplo.



(Fonte: Criado pelo autor.)

Figura 65 - Adaptação da curva de carga através de DR planejado.

B.1 Definições e Conceitos Presentes na Curva de Carga

Conforme (MARQUES et al., 2006) é importante estabelecer algumas definições e conceitos ligados à curva de carga para facilitar a compreensão do que virá a seguir. As curvas de carga representam as potências médias medidas em intervalos de 15 em 15 minutos de uma unidade consumidora. Nos exemplos apresentados, essa potência foi considerada constante durante o intervalo de tempo de 1 hora. A energia elétrica ativa é o uso da potência ativa durante qualquer intervalo de tempo, sua unidade usual é o quilowatt-hora [kWh]. A energia elétrica reativa é a energia que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-hora [kVAhr].

Demanda seria então a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. Assim, esta potência média, expressa em quilowatts [kW], pode ser calculada dividindo-se a energia elétrica absorvida pela carga em certo intervalo de tempo Δt, por este intervalo de tempo Δt. A demanda máxima é a demanda de maior valor verificado durante certo período (diário, mensal, anual etc.). Demanda média é a relação entre a quantidade de energia elétrica [kWh] consumida durante certo período de tempo e o número de horas desse período.

O Fator de Carga (*FC*) é a razão entre a demanda média (D_{MED}) e a demanda máxima (D_{MAX}) da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo (Δt) especificado. Conforme a Equação [2] a seguir:

$$FC = \frac{D_{MED}}{D_{MAX}} = \frac{D_{MED} \cdot \Delta t}{D_{MAX} \cdot \Delta t} = \frac{kWh}{D_{MAX} \cdot \Delta t} \qquad [2]$$

sendo:

$$D_{MED} = \frac{\int_{T_1}^{T_2} p \cdot dt}{T_2 - T_1} \qquad [3]$$

Quanto maior for o FC, menor será o custo do kWh. Um fator de carga próximo de 1 indica que as cargas elétricas foram utilizadas racionalmente ao longo do tempo. Por outro lado, um fator de carga baixo indica que houve concentração de consumo de energia elétrica em curto período de tempo, determinando uma demanda elevada. Isto se dá quando muitos equipamentos são ligados ao mesmo tempo. Para obter um fator de carga mais elevado existem três formas básicas:

a) aumentar o número de horas de utilização (ou seja, aumentando-se o consumo de kWh), porém conservando-se a demanda de potência;
b) otimizar a demanda de potência, conservando-se o mesmo nível de consumo de kWh;
c) atuar simultaneamente nos dois parâmetros acima citados.

Assim, podemos calcular o FC das curvas de cargas apresentadas na Figura 65. Na primeira curva a energia total consumida foi de 61 kWh para as 24h da curva, tendo então a D_{MED} o valor de 2,5417 kW e a D_{MAX} 6 kW, o FC = 0,4236. Após as medidas de DR aplicadas, a energia total consumida nas 24h aumentou para 65,5 kWh, mas a D_{MED} agora tem o valor de 2,7292 kW e a D_{MAX} vale 5,5 kW, ou seja, o FC = 0,4962, um aumento de 17,14%. Mostrando que houve melhoria do FC. Mas como ainda está mais de 50% de distância do seu valor ideal, progressos podem ser feitos nas instalações e utilização elétricas do consumidor.

B.2 Arcabouço de Aplicação da DSI

Métodos de aplicação da DSI têm cada um seu horizonte de tempo para abordar o risco de desequilíbrio entre carga e geração no sistema. A associação entre o método e o horizonte de tempo indica com quanto tempo de antecedência o método precisa ser aplicado para impactar esse risco.

Geralmente, métodos designados para EE são aplicados nos instantes de planejamento de longo prazo do sistema (pelo menos um ano de antecedência), enquanto métodos designados para incentivar DR são usados nos momentos de operação do sistema (*i.e.*, minutos a dias de antecedência). Métodos que se aplicam ao planejamento da operação, o qual ocorre no período de um mês a um ano (as quatro estações), podem objetivar ambos DR ou EE. Atividades de planejamento de recursos, como estruturas de preço alternativas e/ou incentivos diretos para aquisição de equipamentos, podem também ser objeto de DR ou SLG.

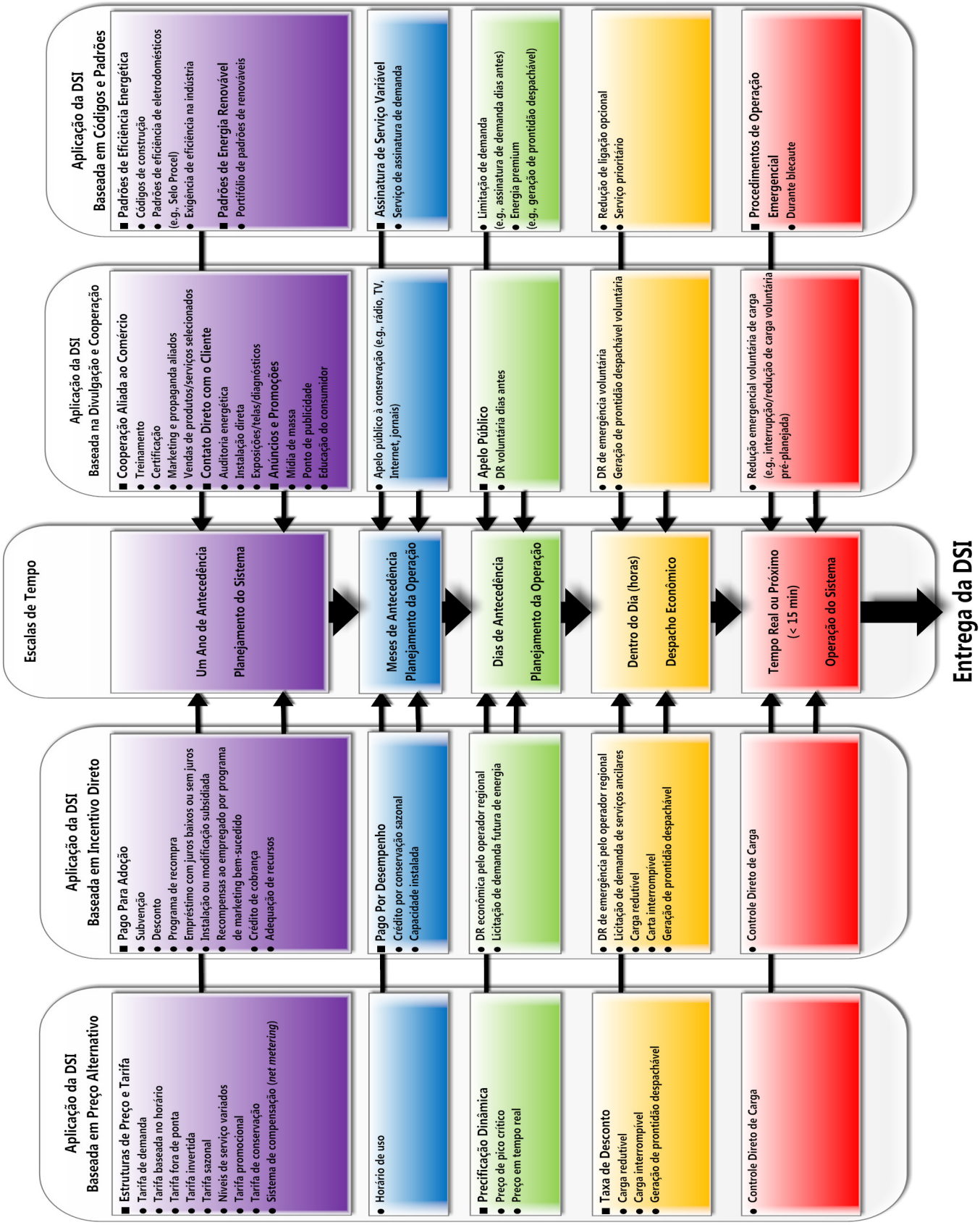
O Quadro 13 a seguir, elaborado a partir de (CHUANG; GELLINGS, 2008), identifica os métodos de aplicação da DSI utilizáveis pelos planejadores e operadores do sistema. Nele os métodos estão destacados como títulos dentro das caixas e exemplos de cada método constituem o conteúdo dessas caixas. As aplicações também são classificadas na horizontal pelo horizonte de tempo de aplicabilidade - qual seja planejamento do sistema com um ano de antecedência,

planejamento da operação com meses de antecedência, planejamento da operação com dias de antecedência, despacho econômico diário da operação ou operação em tempo real.

Além disso, os métodos de aplicação também são classificados por tipos, como mostra o título de cada agrupamento, indicado no início dos mesmos. Esses tipos de métodos são explicados a seguir.

1. **Aplicação da DSI Baseada em Preço Alternativo**
    - utiliza estruturas de preço e tarifa, precificação dinâmica, ou taxas de desconto para afetar diretamente o comportamento do consumidor na operação final dos equipamentos e eletrodomésticos;
    - induz comportamento ou resposta do consumidor pelo impacto do que os consumidores pagam pelo serviço de eletricidade.
2. **Aplicação da DSI Baseada em Incentivo Direto**
    - oferece incentivo financeiro para induzir participação;
    - paga a participantes pela adoção do consumidor ou pelo desempenho da DR.
3. **Aplicação da DSI Baseada na Divulgação e Cooperação**
    - não requer incentivo financeiro direto da concessionária para os consumidores finais;
    - confia na divulgação e troca de informação para influenciar o comportamento e resposta do consumidor;
    - a participação é naturalmente voluntária.
4. **Aplicação da DSI Baseada em Códigos e Padrões**
    - em vez de incentivos financeiros da concessionária, depende de códigos ou padrões que ditam requisitos mínimos ou procedimentos operacionais;
    - possui um atributo desejado, tal como a EE, a diferenciação do nível de serviço elétrico, ou energia renovável;
    - pode exigir o cumprimento obrigatório para alcançar o impacto desejado no perfil de carga.

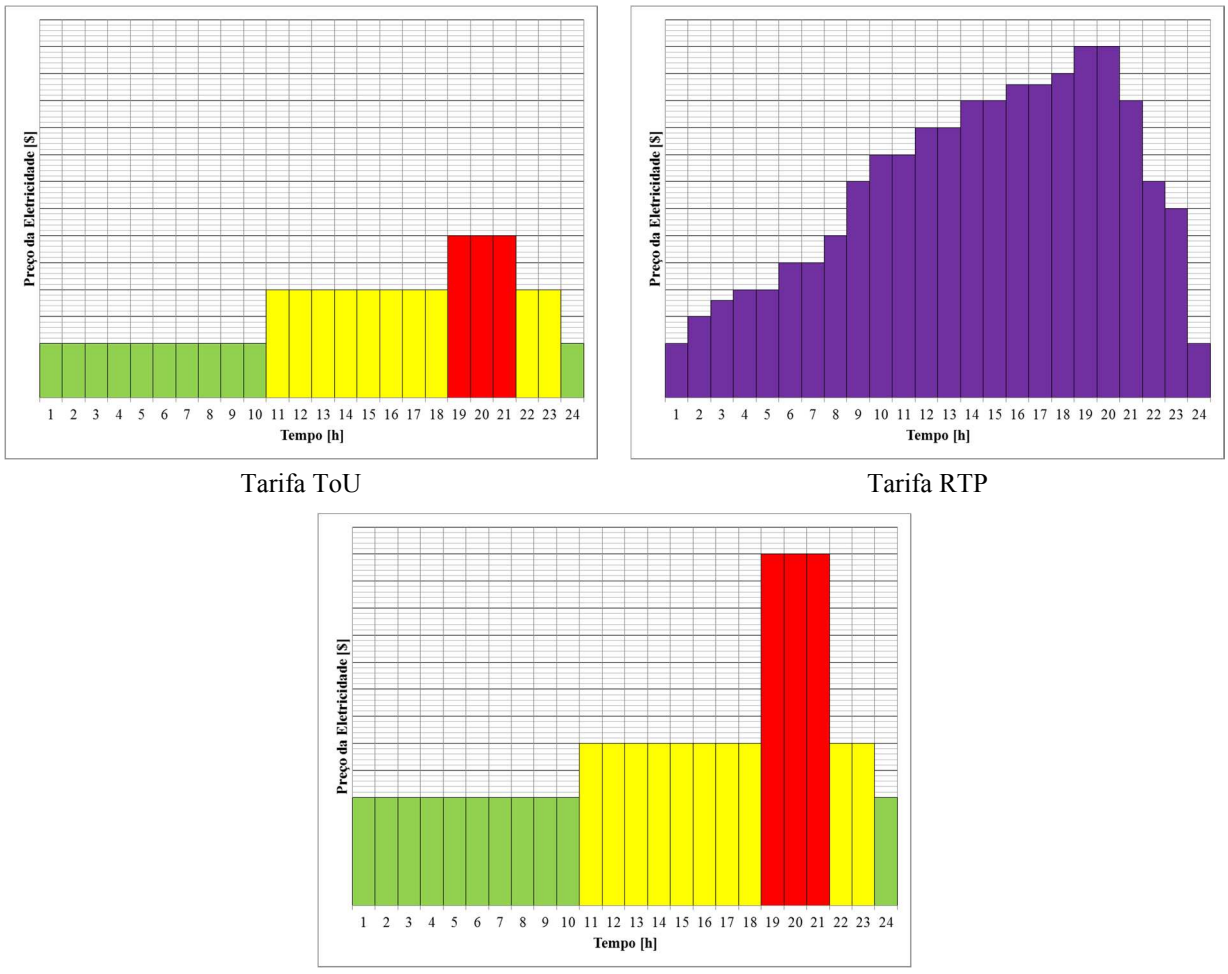
Quadro 13 - Categorização e exemplos dos métodos de aplicação da DSI, em diferentes escalas de tempo.



(Fonte: Adaptado de (CHUANG; GELLINGS, 2008))

Esse arcabouço de aplicação da DSI, com diferentes tipos, juntamente com o horizonte de tempo, permite a comparação e relacionamento de diferentes programas de DSI. Os métodos de implementação são explicados e exemplificados a seguir, conforme descrito em (CHUANG; GELLINGS, 2008):

- **Estruturas de Preço e Tarifa:** os planejadores das concessionárias influenciam o comportamento do consumidor pela estruturação de preços e tarifas de varejo para os serviços de eletricidade. Estratégias de preço alternativo são aplicadas quando os consumidores estão familiarizados com o equipamento ou tecnologia envolvidos e a participação não é excessivamente complicada e nem inconveniente para o consumidor. Aqui se inclui a Tarifa pelo Horário de Uso (ToU do inglês *Time of Use Tariff*) que utiliza diferentes unidades de preço para diferentes blocos de tempo, geralmente pré-definida para as 24 horas do dia. Tarifas ToU refletem o custo de geração e distribuição da energia durante diferentes períodos de tempo. A Figura 66 ilustra essa tarifa.
- **Precificação Dinâmica:** aqui os consumidores recebem oportunidades para economia na fatura por evitarem preços de pico. Exemplos de esquemas de precificação dinâmica incluem Preços em Tempo Real (RTP do inglês *Real-Time Pricing*) e Preços de Pico Crítico (CPP do inglês *Critical Peak Pricing*), também apresentados na Figura 66 a seguir. Tipicamente essas formas de aplicação mitigam o operador à exposição do risco do preço pela exposição financeira dos consumidores finais a preços de varejo que podem se modificar ao longo do tempo. Apesar da atuação de uma resposta não ser garantida, exposição do consumidor a altos preços incentiva financeiramente a DR durante eventos de preço de pico, desse modo, ajuda a mitigar o risco comercial dos varejistas de energia decorrentes de todo o mercado. O preço da eletricidade no caso da tarifa RTP tipicamente flutua de hora em hora, refletindo mudanças no preço da eletricidade no atacado. Os consumidores normalmente são notificados de preços RTP um dia antes ou horas antes. Já as tarifas CPP são um híbrido da ToU com a RTP, sendo a ToU a estrutura tarifária básica. Contudo, o preço normal de pico é substituído por um preço CPP muito maior, decorrente de algum evento sob condições pré-definidas de início (*e.g.*, quando o sistema está sofrendo com algum problema operacional ou quando o preço de fornecimento é bastante alto). Os preços CPP são restritos a um pequeno número de horas por ano.



(Fonte: Adaptado de (EKANAYAKE et al., 2012))

Figura 66 - Ilustração de vários esquemas de preços de eletricidade.

Na aplicação da DSI baseada em preço alternativo, a DR aos sinais de preço determina o desempenho do DSI. A elasticidade do preço é uma medida usada em economia para mostrar a capacidade de resposta, ou elasticidade, da quantidade demandada de um bem ou serviço a uma mudança no seu preço. Fornecendo assim a mudança percentual na quantidade demandada em resposta à mudança de 1% no preço (mantendo-se constante todos os outros determinantes da demanda). Conforme (EKANAYAKE et al., 2012) existem diferentes "elasticidades" em uso para se avaliar a quantidade disponível de recursos no lado da demanda:

1. Elasticidade-preço da demanda: a porcentagem de mudança na demanda, como resultado de um percentual de mudança no preço (a elasticidade deve ser um número negativo), conforme equação a seguir:

$$Elasticidade\_preço = \frac{\Delta D/D}{\Delta P/P} \quad [4]$$

onde D é a demanda, ΔD é a mudança na demanda do consumidor, P é o preço, e ΔP é a mudança no preço da energia elétrica.

2. Elasticidade de substituição: é uma medida da variação percentual da relação entre a demanda de pico para a fora de pico, como resultado de uma variação percentual da relação entre o preço de pico para o fora de pico. Normalmente utilizado pelo consumidor para decidir se deve ou não gerar sua própria energia através de uma fonte não renovável (*e.g.*, geração diesel) no horário de pico.
3. Elasticidade-preço de longo prazo: é a resposta do consumo anual de energia para uma variação média no preço da energia.

- **Taxa de Desconto Para DR:** este método oferece quebra de preços ou descontos nas taxas de varejo em retorno pela participação do consumidor em programas de DR. Ao invés de pagamentos por desempenho, consumidores recebem oportunidades de economia na fatura pelo pagamento de tarifas menores de energia, de demanda, ou ambas. Exemplos incluem carga interrompível e versões de DLC que incentivam a participação através de taxas de desconto. Como os consumidores "pagam pela energia usada" e não "são pagos pela energia não usada", esse método é mais compatível com os sistemas de faturamento das concessionárias. Aqui se incluem taxas de desconto em retorno pela participação do consumidor em programas de interrupção/redução de carga, DLC, e geração de prontidão (do inglês *standby generation*).
- **Pago Para Adoção:** os planejadores do sistema também influenciam o comportamento do consumidor através de incentivos financeiros para uma ação ou resposta desejadas, tal como adoção pelo consumidor de eletrodomésticos eficientes energeticamente, ou equipamentos de DLC. Exemplos de programas desse tipo incluem subsídios ou descontos para adoção de equipamento, baixas taxas de juros de empréstimo para financiar a adoção, e créditos na fatura para adoção ao programa. Também empregados do programa podem receber recompensas financeiras pelo marketing bem sucedido em levar o consumidor à adoção.

Geralmente, as concessionárias usam incentivos diretos para aumentar a penetração no mercado de curto prazo das opções pelo lado da demanda, reduzindo o desembolso líquido de dinheiro ou o período de recuperação necessário. Deste modo, o investimento inicial torna-se mais atrativo. Além disso, esses incentivos financeiros ajudam a reduzir a resistência do consumidor a opções pelo lado da demanda, e são particularmente importantes na ausência de histórico de desempenho comprovado.

- **Pago Por Desempenho:** como mais um esquema de DSI baseada em incentivo direto, os consumidores são compensados por reduções mensuradas no uso da energia elétrica. Uma redução na carga da rede elétrica pode ser ativada através de DLC, carga interrompível/reduzível, ou geração de prontidão. Para propósito de pagamentos, a redução é um valor calculado baseado no uso atual e histórico de uso do consumidor. Esses métodos de incentivos são comumente usados para compensar os participantes de DR. Exemplos incluem programas de DR econômica e de emergência pelo operador regional, abrangendo leilão de demanda, licitação de serviços ancilares, DLC, etc. Aqui os participantes recebem pagamentos conforme a resposta entregue, a qual é computada ou verificada após eventos de disparo. O operador calcula o montante de resposta que atuou comparando o uso medido com uma linha de base estabelecida para o consumidor. Na literatura aponta-se que os requisitos de linha de base para pagamentos suscitam discussões e sobrecarga administrativa. Esses programas são oferecidos principalmente a grandes consumidores (*e.g.*, maior ou igual a 1 MW). Para pequenos consumidores, terceiros (*e.g.*, agregadores, CSPrs) são necessários para agregar as cargas e ofertas no mercado em nome deles.
- **Divulgação e Cooperação:** esses métodos influenciam o comportamento e adoção do consumidor pelo aumento da consciência, conhecimento, e recepção de serviços customizados. Através de comunicações direcionadas e outros métodos de divulgação, os planejadores do sistema podem envolver os consumidores sem incentivos financeiros diretos. Exemplos incluem anúncios e promoções impressos ou através dos meios de comunicação que aumentem a consciência do consumidor das opções do programa, e contato direto com o consumidor para aplicação de informação customizada ou serviços profissionais. Contato direto permite grandes níveis de integração do consumidor através de interação cara a cara com representantes da concessionária ou representantes comerciais através de auditorias energéticas, instalação direta, ou outras formas de entrega de serviço

customizados. Além disso, contato direto através de oficinas, lojas, e exibições proporciona locais para obtenção de retorno do consumidor. Alternativamente, os operadores podem recorrer ao apelo público para engajar o consumidor a cooperar em DR voluntária. Consumidores que respondem voluntariamente a esses apelos geralmente são motivados pelo desejo de evitar desligamentos do sistema.

- **Códigos e Padrões:** aqui a adoção do consumidor é encorajada através de requisitos ou procedimentos. Exemplos incluem a aplicação de padrões de EE e de energia renovável, procedimentos de operação emergencial, e programas de assinatura de serviço variável operados dentro do território da concessionária. Através de padrões e códigos, interesses públicos em outros atributos desejados, como EE ou energia verde, podem avançar. O cumprimento pode ser obrigatório, como no caso de um padrão nacional de EE, códigos de construção locais, e portfólios padrões de renováveis.

Apêndice C - Recursos de EE

Este Apêndice apresenta os possíveis recursos ligados a EE que podem ser utilizados dentro da CE, tais como: substituição de equipamentos, melhorias na envoltória das instalações, realização de auditoria energética, mudanças no comportamento do consumidor e EE advinda do lado da oferta, ou seja, da concessionária de energia elétrica. Muitos desses recursos são ampliados quando da utilização de tecnologias de RI.

C.1 EE de Equipamentos e Instalações

Na melhoria da EE o Capítulo 3 apresentou de forma detalhada a política de EE existente no Brasil, trazendo os principais marcos legais e como é abordada a EE enquanto política energética. Além disso, apresentou em maiores detalhes o PNE 2030 (MME, 2007a) e o PNEf (MME, 2011). Detalhou-se que nesses documentos os ganhos em EE são provenientes de duas parcelas: uma referente ao "progresso autônomo" e outra referente ao "progresso induzido", o que em ambos os casos desconsidera modernas tecnologias de gerenciamento de energia pelo lado da demanda.

Nos modelos de previsão adotados no PNE 2030, as previsões do consumo de eletricidade já consideram, intrinsecamente, 5% do volume de energia conservada associada a um progresso autônomo decorrente de melhores práticas no uso e, principalmente, da progressiva substituição, nos diferentes segmentos econômico-sociais, dos equipamentos elétricos por outros mais eficientes. Mas mesmo esse volume exige o que o PNE 2030 chama de MEEs. O PNE 2030 apresenta um grande conjunto de MEEs que visam à conservação de energia através do progresso autônomo, separando por setor e por uso final quais seriam essas MEEs. A Tabela 5 do Capítulo 3 desta tese identifica os setores e respectivos usos finais abordados nesse relatório.

Já o PNEf apresenta linhas de ações de EE para os diversos setores como forma de se alcançar os 5% de progresso autônomo, bem como os outros 5% previstos de progresso induzido. Mostrou-se que o PNEf busca, após análise da contextualização de diversos temas, linhas de ações que propõem uma série de iniciativas que devem ser implementadas como forma de se alcançar os objetivos levantados pelo PNE 2030. No entanto concluiu-se que continua sendo apenas um

programa voltado para a substituição de equipamentos, e não formas de se incentivar o controle inteligente do consumo.

O conceito de EE propriamente dita se refere, principalmente, à economia de recursos energéticos visando ao horizonte de longo prazo - ou seja, o estudo de formas de tornar a geração, distribuição e consumo mais eficientes. EE trata assim dos padrões a que os serviços e produtos relacionados à geração, distribuição e consumo estão submetidos. Melhorias nos aparelhos e nos serviços de energia propiciam perdas menores, uso eficiente e, portanto, avanços no gerenciamento de recursos.

A Tabela 16 a seguir extraída de (GELLINGS, 2009) lista exemplos de tecnologias disponíveis que consomem energia elétrica de forma eficiente. Muitas dessas tecnologias já se encontram em uso, mas aumentar sua penetração de mercado tem o potencial de produzir significantes melhorias na EE mundial. Além disso, avanços nessas tecnologias bem como comercialização das tecnologias emergentes agirão para melhorias da EE. Alguns avanços ocorrerão naturalmente, como prevê o PNE 2030, mas para alcançar o potencial máximo de EE, aceleração desses avanços é necessário. O que requer foco em iniciativas de pesquisa.

Muitas dessas tecnologias capazes de melhorar a EE já existem hoje. Algumas foram estabelecidas já há décadas (*e.g.*, lâmpadas fluorescentes), outras são novas no mercado (*e.g.*, iluminação de LED branco), e ainda outras disponíveis no mercado, mas que poderiam se beneficiar de um aumento da sua penetração (*e.g.*, controles de iluminação). Na Tabela 16 os setores foram transformados em respectivas instalações, e assim, o setor comercial e público, e residencial, se transformou apenas em Edificações e o setor industrial se resumiu a Indústria.

A maioria das tecnologias listadas consome menos energia do que alternativas convencionais. Algumas das tecnologias listadas (em particular para a indústria) são alternativas elétricas a equipamentos térmicos. Em muitos casos elas são mais eficientes energeticamente do que as alternativas térmicas convencionais; contudo, em alguns casos podem usar mais energia. Uma das vantagens de tecnologias elétricas é que elas evitam emissões de poluentes, dependendo da combinação de fontes de geração da concessionária, podem resultar em redução de emissões.

Tabela 16 - Exemplos de alternativas tecnológicas para Edificações e Indústria.

Edificações	Indústria
Envoltória da Edificação	**Motores**
Isolamento	Motor de alta eficiência
Janela com vidro duplo ou triplo	Variador de velocidade
Janela de baixa emissividade	Motor de multivelocidade
Película	**Caldeiras**
Resfriamento	Caldeira elétrica
Condicionador central de ar de alta eficiência	Queimador com controlador de taxa de demanda
Refrigerador evaporativo	Otimização do soprador
Condicionador de ar de sala de alta eficiência	Recuperador de calor
Ventilação de deslocamento	**Calor de Processo**
Ventilação de sótão	Micro-ondas
Radiação UV germicida de bobinas chiller	Radiofrequência
Aquecimento	Indução
Forno de velocidade variável	Arco de plasma de alta temperatura
Aquecimento solar ativo de ambiente	Infravermelho
Forno de condensação a gás de dois estágios	Cura UV
Aquecimento elétrico do chão	**Tratamento de Resíduos**
Aquecimento de zonas por resistências	Tratamento de resíduos por esterilização
Refrigeração e Aquecimento	Tratamento de resíduos por micro-ondas
Termostato inteligente	Tratamento de resíduos por calor seco
Bomba de calor para condicionamento ambiente	Tratamento de resíduos quimicamente
Iluminação	Secagem por impulso
Lâmpadas fluorescentes e luminárias de alta eficiência	**Tratamento de Ar e Água**
Lâmpada fluorescente compacta	Ozonização
LED de iluminação de tarefa	UV
Sinalização de saída LED	Oxidação fotocatalítica
Sensor de ocupação	Oxidação de água supercrítica
Controles de iluminação natural	Destruição por plasma não térmico
Controles de escurecimento	Processos híbridos
Aquecimento de Água	**Eletrólise**
Aquecedor de água de alta eficiência	Eletrocoagulação
Aquecimento solar de água	Processo de oxidação catalisada por Cério
Aquecedor de água por bomba de calor	Remediação eletro cinética de águas subterrâneas
Aquecedor de água sem tanque	**Separação por Membrana**
Aquecedor de água com recuperador de calor	Osmose reversa
Chuveiro de baixo fluxo	Ultra filtração
Torneira gaseificadora	Microfiltração
Controles avançados de água	Membrana geotêxtil
Aquecedor de água com termostato	**Alimentos e Agricultura**
Aquecedor de água em circuito fechado	Digestão anaeróbia de resíduos
Eletrodomésticos conservadores de água: máquina de lavar louça e máquina de lavar roupas	Chocadeira elétrica
	Bomba de vácuo de velocidade variável
Eletrodomésticos	Ventoinha de ventilação para agricultura
Refrigerador de alta eficiência	Processamento de alimentos em ultra alta pressão
Aparelhos de alta eficiência	Micro-ondas de processamento de alimentos
Secadora de roupas com bomba de calor	Irradiação de produtos alimentares
Secadora de roupas com duto de recuperação de calor	Concentração congelante
Fogão cooktop de indução	Aquecimento ôhmico
Refrigerador ou freezer com interruptor ante suor	Processamento asséptico
Dispositivos eletrônicos de alta eficiência	Separação por membrana
Equipamentos de escritório de alta eficiência	Refrigeração de alta eficiência
Bomba de piscina de alta eficiência	**Geral**
Bomba de piscina com temporizador/ controles	Sistema de gerenciamento e controles de energia
Geral	Tecnologias avançadas de controle e potência
Sistema de gerenciamento e controles de energia	

(Fonte: (GELLINGS, 2009))

As tecnologias de Edificações são divididas nas categorias envoltória da edificação, resfriamento, aquecimento, refrigeração e aquecimento, iluminação, aquecimento de água, eletrodomésticos, e geral. As tecnologias da Indústria são divididas nas áreas de uso final motores, caldeiras, calor de processo, tratamento de resíduos, tratamento de ar e água, eletrólise, separação por membrana, alimentos e agricultura, e geral. Essa tabela, que amplia a Tabela 5, serve como uma lista representativa de alternativas tecnológicas, e não pode ser considerada uma listagem completa.

Tecnologias inovadoras para substituição de equipamentos já não considerados eficientes existem para todos os usos finais, ainda em (GELLINGS, 2009) é possível encontrar descrição detalhada delas. Mas, como observado em (KREITH; GOSWAMI, 2007) os sinais de preços do mercado nem sempre são suficientes para promoverem a EE. Por isso, legislação para padrões de EE em equipamentos para os diversos setores se faz necessária.

Como apresentado no Capítulo 3 desta tese, ambos os casos ocorrem no Brasil, como por exemplo, através da Lei de EE (BRASIL, 2001), que estabelece níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de EE, de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País, e o Programa de EE regulado pela Aneel (ANEEL, 2013), que oferece, através da Lei nº 9.991 de 2000 (BRASIL, 2000), recursos a custo zero para implantação de MEEs nos diversos seguimentos consumidores em diversas tipologias.

Essas alternativas são necessárias, pois quando da aquisição de um equipamento, o consumidor coloca no final da lista de itens que influenciam sua decisão os custos de operação e o uso de energia. Incentivos deveria ser uma opção preferida, pois induz o consumidor a tomar decisões apropriadas de consumo. Contudo, no caso de edificações e eletrodomésticos, os benefícios de longo prazo da EE não são tão importantes quanto os custos do investimento inicial. O que torna necessário a obrigatoriedade de padrões de EE, como proposto em Lei.

Em qualquer caso, toda MEE requer um investimento de capital e restrições econômicas usuais, o que torna importante seus custos iniciais. Sendo um dos critérios para se julgar uma MEE a Relação Custo-Benefício (RCB). A RCB é a razão entre os custos anualizados dos equipamentos e/ou materiais, calculados com mesma vida útil através de um fator de recuperação de capital, e os benefícios anualizados, sendo esses benefícios a energia anual economizada e a redução anual de demanda na ponta. Para MEEs plurianuais se faz necessário o cálculo do valor presente dos custos e dos benefícios. Conforme (KREITH; GOSWAMI, 2007) essa é uma boa estimativa inicial se o

período de retorno do investimento na MEE for menor do que quatro anos. Para uma estimativa mais precisa, o valor do dinheiro no tempo, a taxa de inflação e os custos com fontes fósseis devem ser considerados.

Através do RCB é possível mostrar, ao se utilizar as tarifas de energia elétrica praticadas no Brasil, que MEEs tanto através do incentivo, quanto através da padronização, são efetivas em termos de custos e adiam investimentos na geração de energia elétrica. Fora o fato de que, economizando-se na geração, evitam-se também investimentos em transmissão, distribuição, e os custos ambientais e para a saúde.

C.2 Auditoria Energética

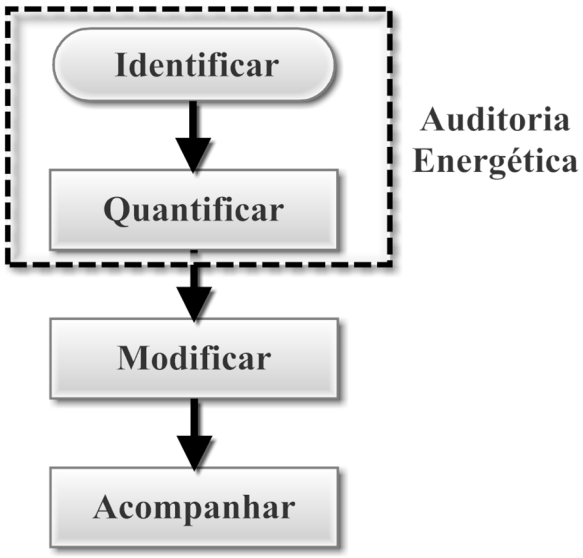
Com maior aplicação nos setores industrial, comercial e público, mas também com possível aplicação no setor residencial, a auditoria energética, conforme (MARQUES et al., 2006), seria métodos e procedimentos que mediante uma abordagem sistemática dos fluxos energéticos em um dado sistema, visa determinar quem, quanto e como se está consumindo energia e fundamentar a implantação de programa de uso racional de insumos energéticos. A utilização eficiente e racional da energia é um objetivo a ser buscado em qualquer conjuntura, onde a conciliação dos custos de investimento e dos custos operacionais em bases corretas é sempre desejável. Assim, esses mesmos autores sugerem que a operacionalização da EE passa necessariamente por uma mínima estrutura gerencial, de porte e abrangência compatíveis à instalação e que visa, em relação aos fluxos energéticos, proceder às etapas mostradas no Quadro 14 a seguir.

Em outros termos, é preciso conhecer, diagnosticar a realidade energética, para então estabelecer as prioridades, implantar os projetos de melhoria e de redução de perdas e acompanhar seus resultados, em um processo contínuo. Esta abordagem é válida para instalações novas, em caráter preventivo, ou instalações existentes, em caráter corretivo, seja qual for o tipo, edificações ou indústria. Das quatro etapas apresentadas, a análise ou auditoria energética atende às duas primeiras, identificando e quantificando os fluxos energéticos ao longo de todo o processo de consumo.

Desta forma, permitem o início ordenado e a continuidade de um programa de EE, através da resposta às seguintes questões:

- Quanta energia está sendo consumida?
- Quem está consumindo energia?
- Como se está consumindo energia, com qual eficiência?

Quadro 14 - Etapas de um programa de Uso Racional de Energia.



(Fonte: (MARQUES et al., 2006).)

C.2.1 Auditoria Energética na Prática

Com base em experiências concretas (MARQUES et al., 2006) sugerem os elementos para a realização prática de auditorias energéticas, sobretudo em pequenas e médias empresas. Considerando uma abordagem bem genérica, a ser adaptada caso a caso, a sequência apresentada no Quadro 15 a seguir, pode ser adotada para o desenvolvimento de uma auditoria energética.

Como resultado destas atividades e um produto fundamental da auditoria energética, pode ser preparado então o relatório, que é um documento que sintetiza o trabalho de levantamento empreendido e deve apresentar, de forma convincente, as recomendações e conclusões. A seguir, na Tabela 17 apresenta-se um possível conteúdo de um relatório de auditoria energética. Entre parênteses indicam-se os temas que tipicamente podem ser abordados em cada tópico.

Quadro 15 - Etapas de uma Auditoria Energética.



(Fonte:(MARQUES et al., 2006).)

Observa-se que esta listagem se propõe a separar claramente a avaliação da situação real encontrada (Estudos Energéticos), que retrata o quadro encontrado, dos estudos prospectivos (Análise de Racionalização de Energia), que definem condições a serem atingidas. Estas etapas podem ser efetuadas de forma independente, e, mesmo, por profissionais diferentes, entretanto, esta estrutura não é rígida e poderiam ser apresentadas as sugestões e alternativas para a racionalização dos sistemas elétricos, térmicos e mecânicos na sequência imediata de sua avaliação.

Tabela 17 - Conteúdo de um relatório de auditoria energética.

Relatório de Auditoria Energética

1 - Resumo Executivo

2 - Empresa

(localização, indicadores, descrição básica dos processos)

3 - Estudos energéticos

(diagramas, características, estudo das perdas)

3.1 - Sistemas Elétricos

a) Levantamento da carga elétrica instalada

b) Análise das condições de suprimento

(qualidade do suprimento, harmônicas, fator de potência, sistema de transformação)

c) Estudo do Sistema de Distribuição de energia elétrica

(desequilíbrios de corrente, variações de tensão, estado das conexões elétricas)

d) Estudo do Sistema de Iluminação:

(luminometria, análise de sistemas de iluminação, condições de manutenção)

e) Estudo de Motores Elétricos e outros Usos Finais

(estudo dos níveis de carregamento e desempenho, condições de manutenção)

3.2 - Sistemas Térmicos e Mecânicos

a) Estudo do Sistema de ar condicionado e exaustão

(sistema frigorífico, níveis de temperatura medidos e de projeto, distribuição de ar)

b) Estudo do Sistema de geração e distribuição de vapor

(desempenho da caldeira, perdas térmicas, condições de manutenção e isolamento)

c) Estudo do Sistema de bombeamento e tratamento de água

d) Estudo do Sistema de compressão e distribuição de ar comprimido

3.3 - Balanços energéticos

4 - Análise de Racionalização de Energia

(estudos técnico-econômicos das alterações operacionais e de projeto, como por exemplo, da viabilidade econômica da implantação de sistemas de alto rendimento para acionamento e iluminação, viabilidade econômica da implantação de sensores de presença associados a sistemas de iluminação, análise do uso de iluminação natural, análise de sistemas com uso de termo acumulação para ar condicionado, viabilidade econômica da implantação de controladores de velocidade de motores, análise da implantação de sistemas de cogeração)

5 - Diagramas de Sankey atual e prospectivos

6 - Recomendações

7 - Conclusões

8 - Anexos

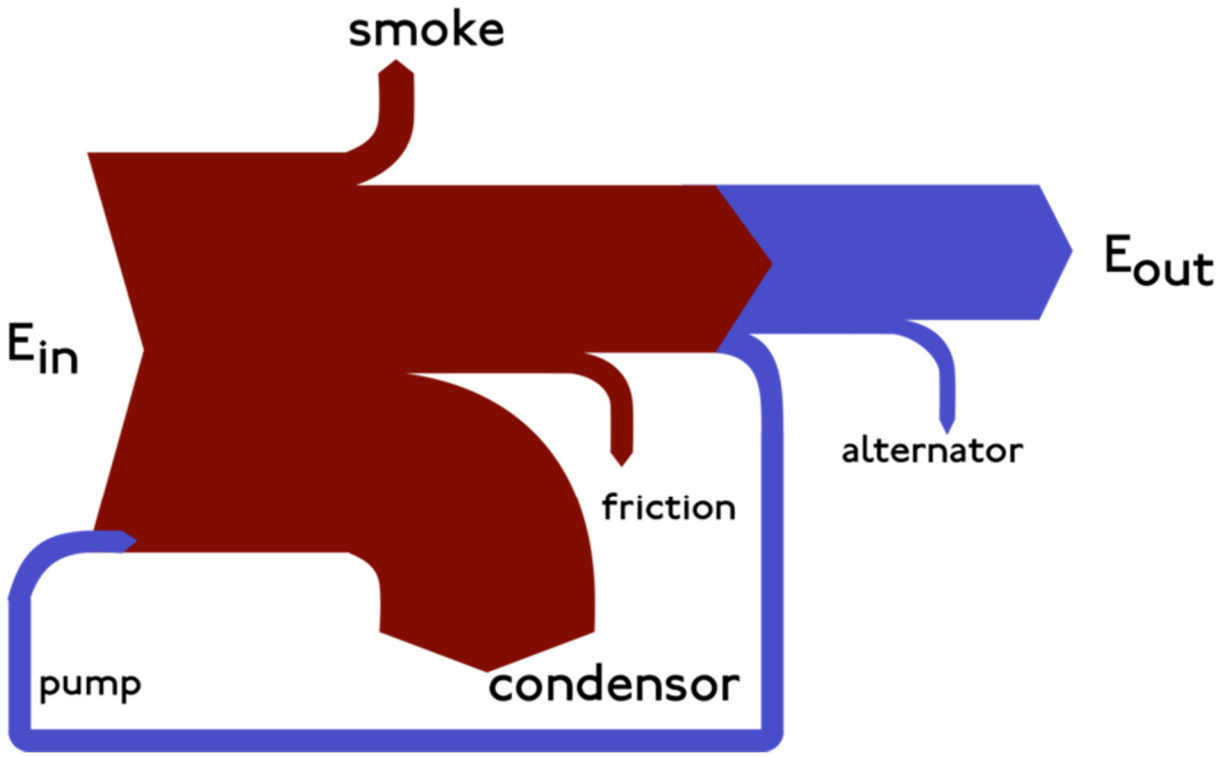
(figuras, esquemas, tabelas de dados)

(Fonte:(MARQUES et al., 2006).)

Os diagramas de Sankey[22], mencionados nesta lista de tópicos, são uma forma gráfica de representar os fluxos energéticos na empresa, desde sua entrada até os usos finais, caracterizando as diversas transformações intermediárias e as perdas associadas. Os fluxos são representados por faixas, cuja largura corresponde à sua magnitude em unidades energéticas.

A execução destes diagramas para a situação base e para as alternativas propostas permite evidenciar que, com as medidas de racionalização energética, o nível de atendimento das demandas de energia útil se mantém e pode até mesmo melhorar, sendo as reduções de consumo de vetores energéticos decorrente do menor nível das perdas de energia, indicadas na faixa intermediária, onde se representam as transformações e conversões.

A Figura 67 mostra um exemplo deste tipo de diagrama para um ciclo termodinâmico de vapor. Diagrama semelhante pode ser construído para o fluxo de energia e perdas elétricas de uma instalação.



(Fonte: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/1/11/Sankeysteam.png/800px-Sankeysteam.png.)

Figura 67 - Exemplo de um diagrama de Sankey para um ciclo termodinâmico de vapor.

[22] Sankey é um tipo específico de diagrama de fluxo, em que a largura das setas é mostrada na proporção da quantidade de fluxo. Eles normalmente são usados para visualizar a energia ou material ou transferências de custos entre os processos. *(Fonte:(RIEHMANN et al., 2005))*

É importante observar que essas mesmas técnicas e metodologias podem ser utilizadas para se realizar uma auditoria energética em uma instalação residencial ou industrial de maior porte, principalmente com o advento de eletrodomésticos e equipamentos tele medidos e inteligentes.

No item 6 do relatório de auditoria energética, com a possibilidade de reduções na carga total instalada, a partir do aumento de eficiência dos sistemas consumidores instalados, deve-se, também, considerar a otimização da demanda de potência em função de níveis mais baixos de consumo de kWh. A análise da demanda tem por objetivo a sua adequação às reais necessidades da unidade consumidora. São analisadas as demandas de potência contratada, medidas e as efetivamente faturadas. A premissa básica é a de se procurar reduzir ou mesmo eliminar as ociosidades e ultrapassagens de demanda.

Outras possibilidades de otimização devem ser consideradas, tais como a análise da opção tarifária e a correção do fator de potência. A otimização tarifária é a escolha da tarifa mais conveniente para a unidade consumidora, considerando-se o seu regime de funcionamento, as características do seu processo de trabalho, bem como a oportunidade/possibilidade de se fazer modulação de carga. A simulação realizada com os dados obtidos nas contas de energia elétrica confirma, ou não, a tarifa utilizada como a mais conveniente, e com os fatores de carga vigentes e a legislação tarifária em vigor, aponta a tarifa que proporciona o menor custo médio.

C.3 Programas de EE Baseados no Comportamento

Uma variedade de TICs está rapidamente se tornando parte dos programas residenciais de EE, principalmente na União Europeia e EUA. Estes incluem medidores inteligentes e telas que mostram o consumo de energia em casa. Embora tais dispositivos por conta própria não economizem energia ou melhorem a EE, eles podem mudar o comportamento e potencialmente motivar os clientes a realizar investimentos que fazem ampliar o rendimento da economia de energia através de uma maior EE.

Nesse sentido, na REN nº 502/2012 a Aneel (ANEEL, 2012a) estabeleceu como obrigatória a apresentação de informações ao consumidor sobre a medição de energia elétrica em sua unidade consumidora por meio de mostrador existente no próprio medidor ou em dispositivo localizado internamente à unidade consumidora.

A concepção de um programa de mudança de comportamento tem crescido rapidamente e continua a se mostrar uma grande promessa (YORK et al., 2013). Uma variedade de abordagens avançadas de retorno da informação de faturamento que acompanha e compara o consumo de energia das famílias, juntamente com o fornecimento de informações sobre as formas de reduzir o uso e melhorar a eficiência, têm sido amplamente implementados. Uma melhor compreensão do comportamento do cliente e motivações também pode melhorar todos os tipos de programas de EE. Bem como é importante que programas baseados no comportamento sejam parte de um programa maior que oferece ao consumidor serviços especializados e incentivos necessários quando os consumidores fizerem a decisão por melhorar a EE.

Medidores inteligentes e mostradores relacionados permitem também novos esquemas de preços de varejo, expondo os consumidores a preços mais voláteis que podem por sua vez criar oportunidades para investimentos em EE.

A definição de EE baseado no comportamento é ampla. Como sugere (YORK et al., 2013) é importante limitar para o setor residencial três formas principais de interação do consumidor com seu consumo como forma de influenciar esse comportamento: serviços avançados de faturamento, retorno de informação do consumo em tempo real e marketing social. Esses mecanismos utilizados para envolver o consumidor com o compromisso da EE, seja por dispositivos ou através de programas de computador, são inovadores.

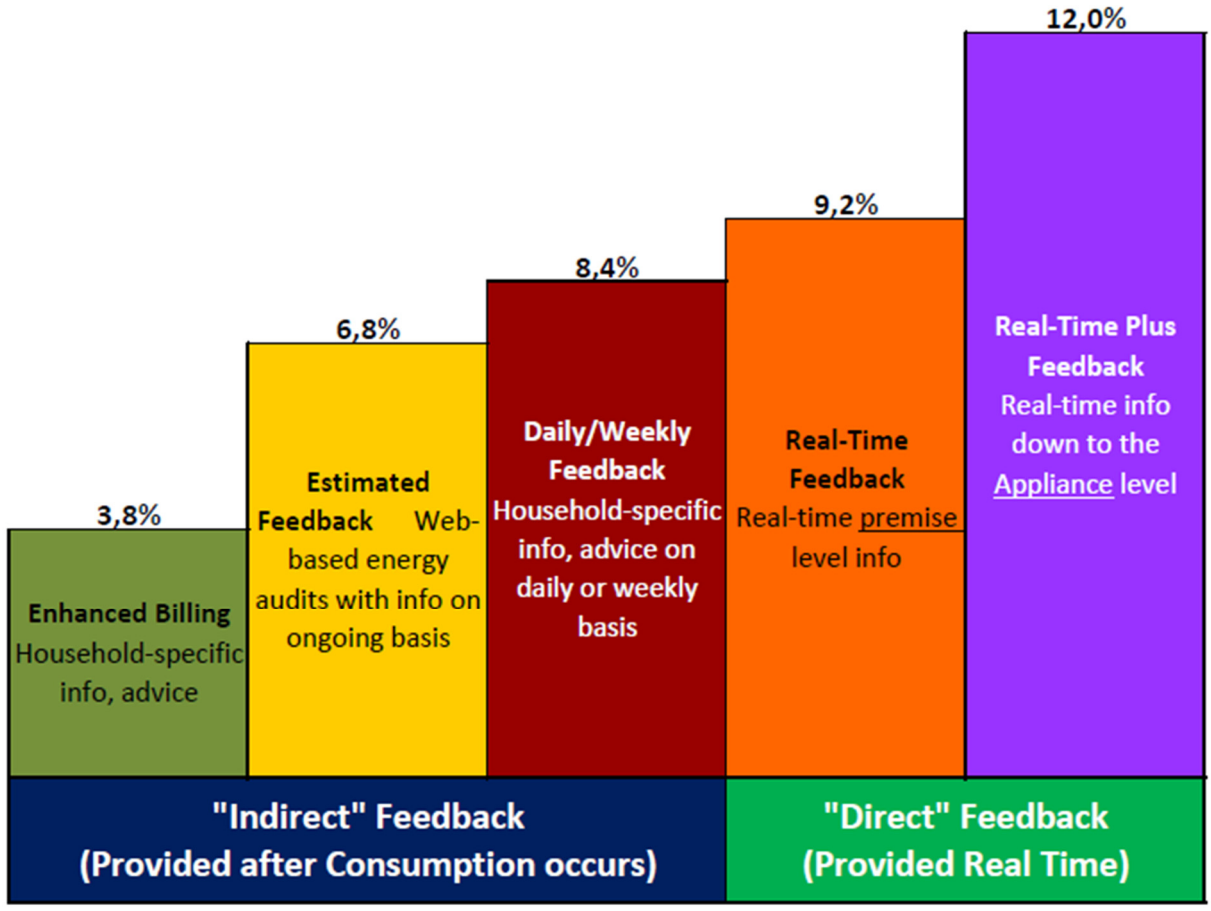
Por ser caro na forma tradicional de incentivos financeiros para substituição de equipamentos, novos formatos de programas de EE que empregam múltiplos canais de comunicação aumentam o custo-benefício. No entanto, por ainda serem experimentais e não tão bem estabelecidos, a variedade de programas têm uma estimativa média de economia de energia da ordem de 2% a 4% em relação ao caso base, conforme (YORK et al., 2013).

Apesar da distinção estabelecida entre os canais de comunicação para mudança do comportamento do consumidor, muitos dos programas e serviços combinam retorno da informação de consumo ao cliente com informação de contexto (social e demográfico) e com mídia social. Fornecendo assim aos consumidores maior discernimento e potencialmente motivando-o a reduzir o uso da energia. Outras combinações se utilizam de campanhas de marketing, comparação do uso da energia com vizinhos semelhantes, além de acesso a redes sociais.

Em uma grande aferição comparativa internacional a utilização de retorno da informação direta combinada com retorno indireto pode gerar uma redução de mais de 10% do consumo de

energia elétrica (EHRHARDT-MARTINEZ et al., 2010), podendo chegar até 19,5% (YORK et al., 2013). A Figura 68 a seguir resume os dados desse relatório (EHRHARDT-MARTINEZ et al., 2010) que foi baseado em 36 estudos conduzidos no período de 1995 a 2010 em vários países.

Nessa Figura 68 apreendem-se dois tipos de retorno da informação. O primeiro tipo trata de tecnologias que possibilitam ao consumidor acompanhar seus dados de consumo de forma histórica, através do envio de dados de forma remota periódica da unidade consumidora aos servidores da distribuidora, e desses, após armazenamento, disponibilização periódica de tais dados aos consumidores.



(Fonte: (EHRHARDT-MARTINEZ et al., 2010))

Figura 68 - Economias médias percentuais anuais residenciais de eletricidade por tipo de retorno de informação.

O segundo tipo refere-se a dispositivo capaz de receber informações locais ou remotas de outros dispositivos inteligentes e disponibilização "em tempo real" ao consumidor. Preferencialmente através de um meio com o qual o consumidor interaja frequentemente, como um monitor em casa, ou um telefone celular inteligente, ou através de uma mensagem SMS, e se

possível, que tal meio permita o controle em tempo real da carga, com a possibilidade de desligar ou ligar a mesma, de forma manual ou automática. Mais recentemente, como exemplo, no Brasil a concessionária Light desenvolveu dentro do seu programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) tais dispositivos (TOLEDO, 2012).

C.4 EE nos Sistemas de Distribuição

Existem oportunidades significativas para melhorar a eficiência dos sistemas de distribuição. Duas oportunidades principais são a otimização da tensão, conhecido como CVR e transformadores de núcleo amorfo. Estudos apontam economias de energia da ordem de 2% a 3% pela otimização da tensão em alimentadores apropriados (YORK et al., 2013). E transformadores de núcleo amorfo podem reduzir as perdas de 25% a 40% e terão relação custo-benefício favorável quando novos transformadores precisarem ser comprados (YORK et al., 2013).

C.4.1 Conservação pela Redução de Tensão

CVR[23] é o processo pelo qual a concessionária reduz sistematicamente a tensão nos circuitos alimentadores da rede de distribuição resultando em proporcional redução da carga na mesma. Uma redução de 1% na tensão resulta em uma redução proporcional entre 0,2 a 1,5% na carga. CVR é um método de economia de energia adotado pelas concessionárias em diversos países, em especial nos EUA.

Uma questão "polêmica" está na exposição de clientes a "inaceitáveis" condições de baixa tensão, especialmente unidades consumidoras industriais que operam com grande quantidade de conversão eletromecânica de energia (pois os motores apresentam rendimento mais baixo nesta condição). Por outro lado, cargas puramente resistivas respondem mais adequadamente a esta condição. No entanto, pode-se obter um resultado inverso do desejado em alimentadores com

[23] CVR também é conhecido por Conservação pela Otimização de Tensão (CVO do inglês *Conservation Voltage Optimization*), ou Otimização Volt/Var.

cargas que trabalham em malha fechada procurando manter a potência de saída constante, compensando a baixa tensão com o aumento de corrente.

Para avaliar a qualidade da energia elétrica fornecida por concessionárias e permissionárias de distribuição (e transmissão) no que concerne à variação de tensão de longa duração (tensão em regime permanente), a Aneel instituiu dois indicadores: (i) Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária (DRP) e (ii) Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica (DRC), aplicando penalidades caso os valores ultrapassem a 3% e 0,5%, respectivamente (ANEEL, 2011b).

O Anexo I do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2011b) apresenta diversas tabelas, conforme o nível de tensão do ponto de conexão da unidade consumidora, com as faixas limites de classificação da tensão "adequada", "precária" e "crítica".

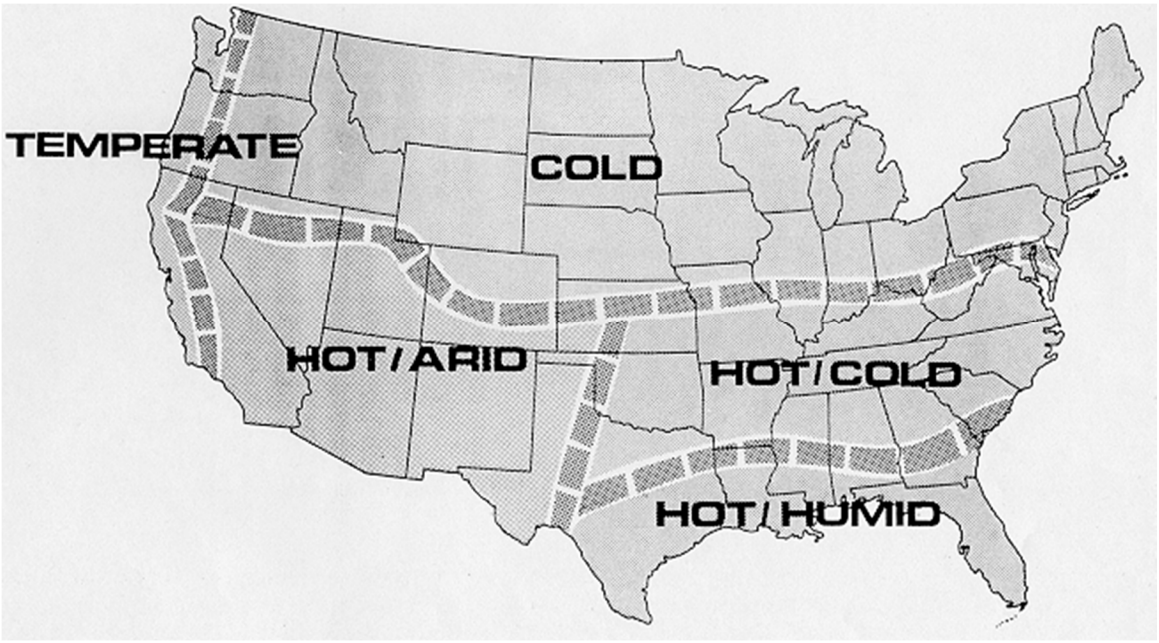
Valores baixos de tensão podem melhorar a eficiência dos equipamentos dos usuários finais e reduzir perdas nas linhas de distribuição, podendo inclusive aumentar efetivamente a capacidade de atender potência ativa e gerenciar a potência reativa. A tensão pode ser regulada usando ambos reguladores de tensão ou Mudança de Tape sob Carga (LTC do inglês *Load Tap Changer*) na saída do alimentador na subestação de distribuição. Controlar o nível de tensão usando o sistema de transmissão ou chaveamento de bancos de capacitores é menos comum (YORK et al., 2013).

O controle de tensão precisar ser automático e pode ser feito via ajustes na Compensação de Queda de Linha (LDC do inglês *Line Drop Compensation*), bancos de capacitores chaveados, excitação no gerador, ou sinais de tensão de realimentação vindos das extremidades do sistema de distribuição. Os métodos de controle da tensão irão variar de alimentador para alimentador, dependendo da configuração.

Em trabalho recente (YORK et al., 2013) é reportado um projeto realizado nos EUA chamado Aliança para a Eficiência Energética do Noroeste (NEEA do inglês *Northwest Energy Efficiency Alliance*). Em dias alternados, a tensão foi colocada próximo ao seu limite inferior por vários meses, podendo-se assim separar os dias com controle dos sem controle, em diversas situações de operação, para efeito de comparação. O projeto encontrou uma economia média com o controle de tensão, da ordem de 2,07% do consumo dos 31 circuitos alimentadores onde foram realizados os experimentos. Maiores economias foram encontradas no verão do que no inverno.

Em relatório (SCHNEIDER et al., 2010) elaborado pelo *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL) nos EUA é reportada a simulação do que seria a aplicação de CVR para todo o país. A plataforma de simulação utilizada foi o GridLAB-D. Para representar todas as redes de

distribuição típicas do país foram criados 24 modelos padrões de alimentadores, sendo os mesmos divididos em 5 regiões climáticas representativas para cálculos de EE. A Figura 69 mostra aproximadamente as divisões pelo mapa dos EUA das cinco regiões climáticas.



(Fonte: (SCHNEIDER et al., 2010))

Figura 69 - 5 Zonas climáticas dos EUA para desenvolvimento dos alimentadores típicos de distribuição.

A carga de cada consumidor final nos alimentadores foi modelada utilizando o modelo ZIP comumente usado nas simulações de sistemas de potência, conhecida como a composição invariante no tempo de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). No entanto é apropriado apenas para cargas finais simples que não têm sistemas de controle fechados, tais como lâmpadas incandescentes e fluorescentes compactas e monitores de cristal líquido. Para cargas térmicas, ou cargas que tenham um controle fechado, é obrigatório a dependência da potência com a tensão. Nesse caso o relatório apresenta um modelo equivalente térmico parametrizável.

Como esquema de controle de CVR foi criado um sistema de objetivo dual. O primeiro objetivo é chavear bancos de capacitores no alimentador para manter o fator de potência medido na saída do alimentador o mais próximo possível da unidade. O segundo objetivo utiliza medições remotas de tensão para ajustar o regulador de tensão para o menor nível de tensão permitido. Nos EUA, a eletricidade fornecida aos consumidores residenciais e comerciais é de 120 V nominais,

podendo variar, entre 114 V e 125 V, no entanto para alguns consumidores industriais o limite inferior é de 117 V. Na simulação realizada foi adotado o limite de 118 V.

Foi simulado o período de 1 ano de funcionamento em passos de 1 minuto, sem o esquema de controle de CVR e após com o esquema em funcionamento determinando-se o consumo total de energia para todo o alimentador, para as cargas residenciais, para as cargas comerciais e industriais, bem como as várias perdas do sistema. Mostrou-se que CVR fornece redução do pico de carga e redução do consumo anual de energia entre 0,5% e 4%, dependendo do alimentador específico. Para o caso nacional apresentado, alcançou-se uma redução anual do consumo de 3,04%. O trabalho ainda sugere que na aplicação prática deve-se perseguir alimentadores que tenham maior densidade de carga. Reduções de perdas não foram significativas na aplicação de CVR.

Apesar de já existirem a muito tempo as tecnologias de controle da tensão nas redes de distribuição, os desafios técnicos que se apresentam para RI são a definição dos esquemas de controle, pontos de monitoramento de tensão, tecnologias de sensoriamento, infraestrutura de telecomunicação e protocolos associados, mecanismos de chaveamento, entre outros. Em todo caso esses custos oneram a distribuidora ao mesmo tempo em que reduz vendas de energia, e como a maior parte do benefício é para o consumidor final, é preciso se desenhar um plano de negócio viável economicamente e que tenha reconhecimento regulatório.

Importante observar também que esta técnica, por aplicar grande quantidade de sensores de tensão na rede, permite monitorar os índices de violação de tensão estabelecidos pela Aneel, e usando-se CVR é possível evitar penalidades regulatórias, o que entra de forma positiva na equação.

C.4.2 Substituição de Transformadores

Atualmente existem no Brasil cerca de 2,5 milhões de transformadores instalados nas redes de distribuição de energia elétrica. As indústrias do setor produzem cerca de 130 mil novas unidades, neste contexto, observa-se um enorme potencial para implementação do metal amorfo na construção de transformadores, como uma possível alternativa de uma política de ações na área de EE.

O PNE 2030 (MME, 2007a) foca as MEEs apenas nos usos finais nos setores consumidores, desconsiderando a substituição de equipamentos nas redes de distribuição como forma de redução de perdas técnicas, seja pela recapacitação de condutores ou pela troca de transformadores por outros mais eficientes. E o PNEf (MME, 2011) apenas cita a possibilidade de incentivo à adoção de transformadores de núcleo amorfo.

Transformadores de núcleo amorfo têm perdas menores relativamente aos transformadores de núcleo de aço. O aço amorfo é um material metálico sólido com estrutura em escala atômica desordenada, diferentemente do transformador de distribuição com grão orientado. Conforme (VITOR et al., 2012) as perdas do transformador de núcleo amorfo correspondem a aproximadamente 1/3 das perdas do segundo transformador de núcleo de ferro silício.

No Brasil, os primeiros estudos e ensaios experimentais sobre a aplicação de ligas amorfas em núcleos de transformadores tiveram origem no ambiente acadêmico, passando, em seguida, para a montagem em unidades industriais em fábricas de transformadores e instalações em sistemas de distribuição de energia elétrica. O Brasil conta hoje com cinco fábricas de transformador de núcleo amorfo a preços equivalentes ao transformador com grão orientado. A sugestão é que as concessionárias e permissionárias de distribuição mudem suas práticas de aquisição de transformadores, assim quando novos transformadores forem comprados, que sejam de núcleo amorfo.

Em qualquer caso é preciso analisar a prudência do investimento e verificar na prática se realmente os dois tipos de transformadores possuem o mesmo preço, bem como um tempo de vida útil mais vantajoso.

Em junho de 2012 o MME instaurou a Consulta Pública nº 001/2012/SPE/MME tendo como anexo uma minuta de portaria interministerial que estipula regulamentação específica e programa de metas de EE de transformadores de distribuição em líquido isolante, e em agosto de 2012 foi realizada a Audiência Pública nº 001/2012/SPE/MME presencial com o objetivo de obter contribuições para essa minuta.

Apêndice D - Recursos Energéticos Distribuídos (DER)

Este Apêndice apresenta de forma detalhada tecnologias de DG e de DES introduzidas resumidamente no item 4.3 desta tese. São detalhadas energia de biomassa, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, pequena central hidrelétrica, geotérmica, geração do lixo, energia das marés, micro e minigeração distribuídas, baterias, supercapacitor, célula combustível, armazenamento de energia magnética através de supercondutores, ar comprimido, armazenamento de água, *flywheel*, armazenamento de gelo e veículos elétricos e híbridos plugáveis.

D.1 Geração Distribuída (DG)

A geração de energia elétrica localizada próxima ao consumidor ou na própria instalação consumidora, independente da fonte de energia e da tecnologia usada é conhecida como DG. É uma nova alternativa para a geração da energia que visa postergar investimentos em transmissão, reduzir perdas no sistema e melhorar a qualidade do serviço de energia. O crescente aumento da demanda de energia e a preocupação com o meio ambiente impulsionaram investimentos em novas tecnologias em fontes alternativas de energia.

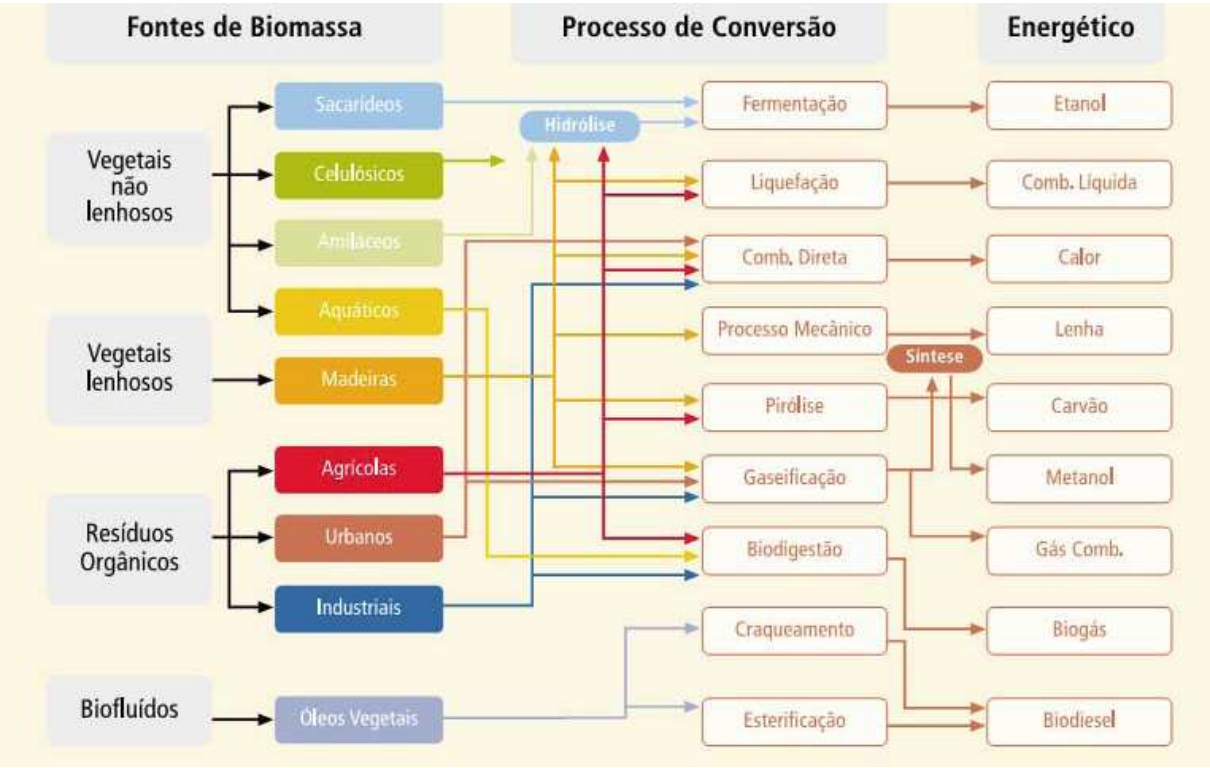
A possibilidade de complementar a geração centralizada com a geração distribuída já está sendo experimentada em alguns países da Europa e nos EUA, na forma de projetos pilotos. No Brasil, algumas concessionárias começaram a pesquisar e a desenvolver estudos sobre a aplicação de DG no país, dos quais se destacam as tecnologias de biomassa, PCH, energia solar e geração eólica. A seguir serão mostradas as principais fontes de geração distribuída e suas aplicações.

D.1.1 Biomassa

A energia de biomassa é aquela que utiliza fontes orgânicas (de origem animal ou vegetal) como matéria prima em um processo de geração de energia. Assim como a energia hidráulica e outras fontes renováveis, a biomassa é uma forma indireta de energia solar. A energia solar é transformada em energia química, através da fotossíntese, base dos processos biológicos de todos os seres vivos.

De acordo com sua origem, a biomassa pode ser: florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz e cana de açúcar, por exemplo) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos como o lixo). O resultado obtido pelo processamento destes insumos depende tanto da matéria prima utilizada (de diferentes potenciais energéticos) quanto da tecnologia de processamento para a geração da energia. Embora frequentemente considerada como uma área de tecnologia emergente, os conceitos e capacidades estão bem maduros. Com o aumento nos preços dos combustíveis, aumentou-se o interesse sobre essa forma de geração.

As principais tecnologias de aproveitamento energético da biomassa são: combustão direta (com ou sem processos físicos de secagem, classificação, compressão, corte/quebra, etc.), processos termoquímicos (gaseificação, pirólise, liquefação e transesterificação) e processos biológicos (digestão anaeróbia e fermentação). A Figura 70 extraída do Balanço Energético Nacional (EPE, 2008) ilustra os diversos processos de conversão da biomassa relacionados com os respectivos insumos e produtos finais, que serão descritos em mais detalhes a seguir.



(Fonte: (EPE, 2008).)

Figura 70 - Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa.

A **Combustão Direta** é a transformação da energia química dos combustíveis em calor, que ocorre essencialmente em fogões (cocção de alimentos), fornos (na metalurgia, por exemplo) e em caldeiras (para geração de vapor, por exemplo).

A **Gaseificação** é um processo de conversão de combustíveis sólidos em gasosos (mistura de monóxido de carbono, hidrogênio, metano, dióxido de carbono e nitrogênio, sendo os dois últimos inertes), por meio de reações termoquímicas, envolvendo vapor d´água quente e ar ou oxigênio em quantidades inferiores ao mínimo necessário para a combustão estequiométrica. O gás produzido pode ser utilizado em motores de combustão interna e em turbinas para geração de eletricidade, ou injetado na rede de distribuição de gás para posterior combustão.

A **Pirólise ou Carbonização** é o processo de conversão de um combustível (normalmente lenha) em outro de melhor qualidade e conteúdo energético (carvão). Este processo consiste no aquecimento do material original entre 300ºC e 500ºC, na "quase ausência" de ar, até a extração do material volátil. Este processo dá origem ao alcatrão, ao ácido pirolenhoso e ao seu principal produto final: o carvão vegetal. Este tem densidade energética duas vezes superior à do material de origem e sua queima alcança temperaturas muito mais elevadas.

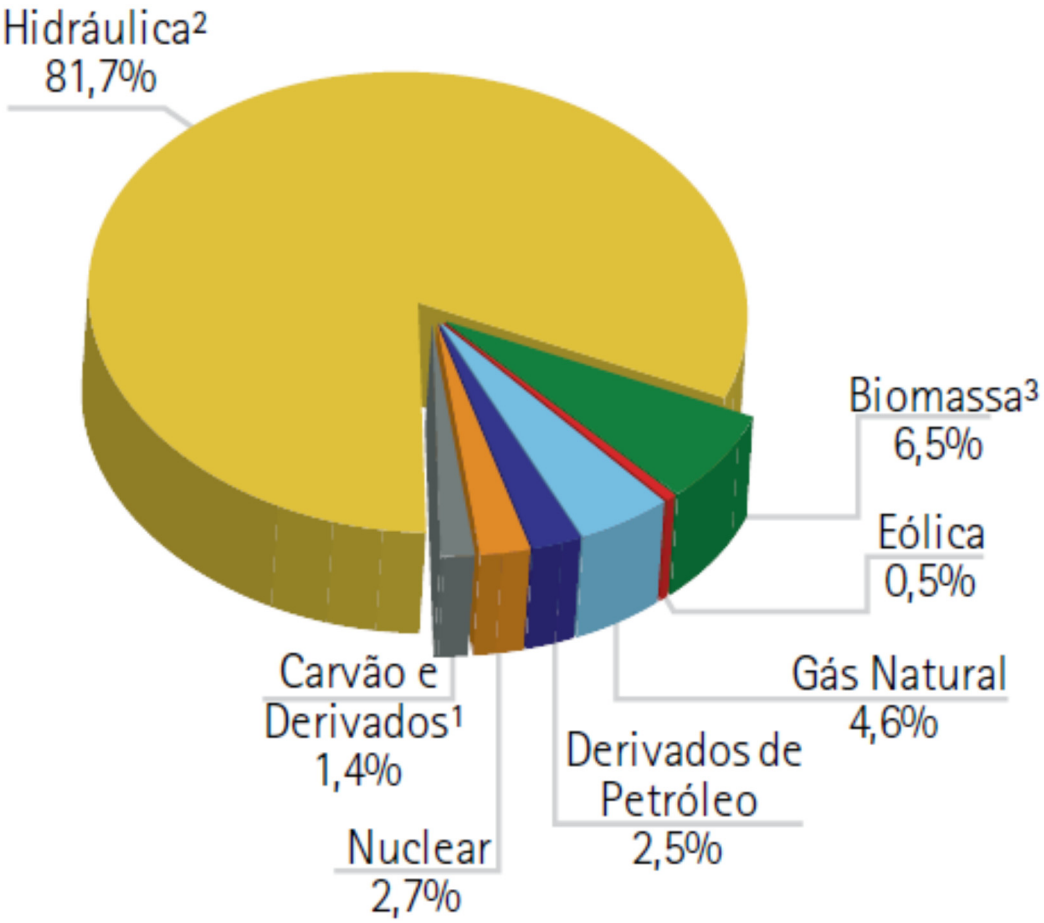
A **Digestão Anaeróbica** é um processo bastante utilizado no tratamento de dejetos orgânicos. Consiste na decomposição do material pela ação de bactérias e ocorre somente na ausência do ar. O produto final é o biogás, composto basicamente de metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2) em uma proporção típica de 55% para 45%. O biogás pode ser utilizado como combustível puro em motores de combustão interna do Ciclo Otto, após passar por uma etapa de tratamento para remoção de impurezas, especialmente aquelas corrosivas.

Na agroindústria, o processo mais comum é a **Fermentação**, no qual açúcares de plantas como batata, milho, cana-de-açúcar e beterraba são convertidos em álcool pela ação de micro-organismos (geralmente leveduras). O produto final é o etanol na forma de álcool hidratado e, em menor escala, o álcool anidro (isto é, com menos de 1% de água). O etanol é utilizado como combustível puro ou misturado à gasolina.

A **Transesterificação** é um processo químico que consiste na reação de óleos vegetais com um produto intermediário ativo, oriundo da reação entre álcoois (metanol ou etanol) e uma base (hidróxido de sódio ou de potássio). Os produtos dessa reação química são a glicerina e uma mistura de ésteres etílicos ou metílicos (biodiesel). O biodiesel tem características físico-químicas muito

semelhantes às do óleo diesel e, assim, pode ser utilizado diretamente em motores de combustão interna do Ciclo Diesel, de uso estacionário ou veicular.

Conforme a EPE (EPE, 2012), no ano de 2011 houve aumento da participação de renováveis na matriz elétrica brasileira. A participação de renováveis na produção de eletricidade ampliou-se em 2,5 pontos percentuais em 2011, atingindo 88,8%. Houve redução na produção de bioeletricidade refletindo restrições na oferta da biomassa da cana (safra caiu 9,8%). A Figura 71 apresenta a matriz elétrica brasileira no ano de 2011 por fonte em termos de energia gerada, onde se verifica que a biomassa representa 6,5% desse total, ou 37,2 TWh.



¹ Inclui gás de coqueria
² Inclui importação
³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

(Fonte: (EPE, 2012).)

Figura 71 - Matriz Elétrica Brasileira em 2011.

Associada à tecnologia de geração de energia através da biomassa, encontra-se também a **Cogeração** (CHP), processo de produção simultânea e de forma sequenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural e/ou de biomassa, entre outros. As oportunidades criadas nas últimas décadas, com o crescente mercado de equipamentos e de tecnologias adequadas para a DG, atraíram muitos investimentos em pesquisa e surgiram muitos fabricantes que atualmente oferecem tecnologias competitivas para a implantação de CHP.

Os principais equipamentos que compõem esses sistemas são aqueles que, utilizando um combustível (biomassa e/ou gás natural), produzem energia mecânica para mover um gerador que produz eletricidade e, complementarmente, outros equipamentos produzem energia térmica (calor e frio). Entre as principais tecnologias de CHP, encontram-se:

- motores a combustão (ciclo Otto ou Diesel);
- caldeiras que produzem vapor para as turbinas a vapor;
- turbinas a gás natural;
- caldeiras de recuperação e trocadores de calor;
- geradores elétricos, transformadores e equipamentos elétricos associados;
- resfriadores de líquidos (chillers) de ciclo por absorção, que utilizam calor (vapor ou água quente) para produção de frio ou climatização;
- sistemas de ciclo combinado (turbinas a gás com recuperação de calor do exausto em caldeiras que geram vapor para turbinas a vapor) de forma sequenciada numa mesma central; e,
- equipamentos e sistemas de controle de geração e de uso final de energia.

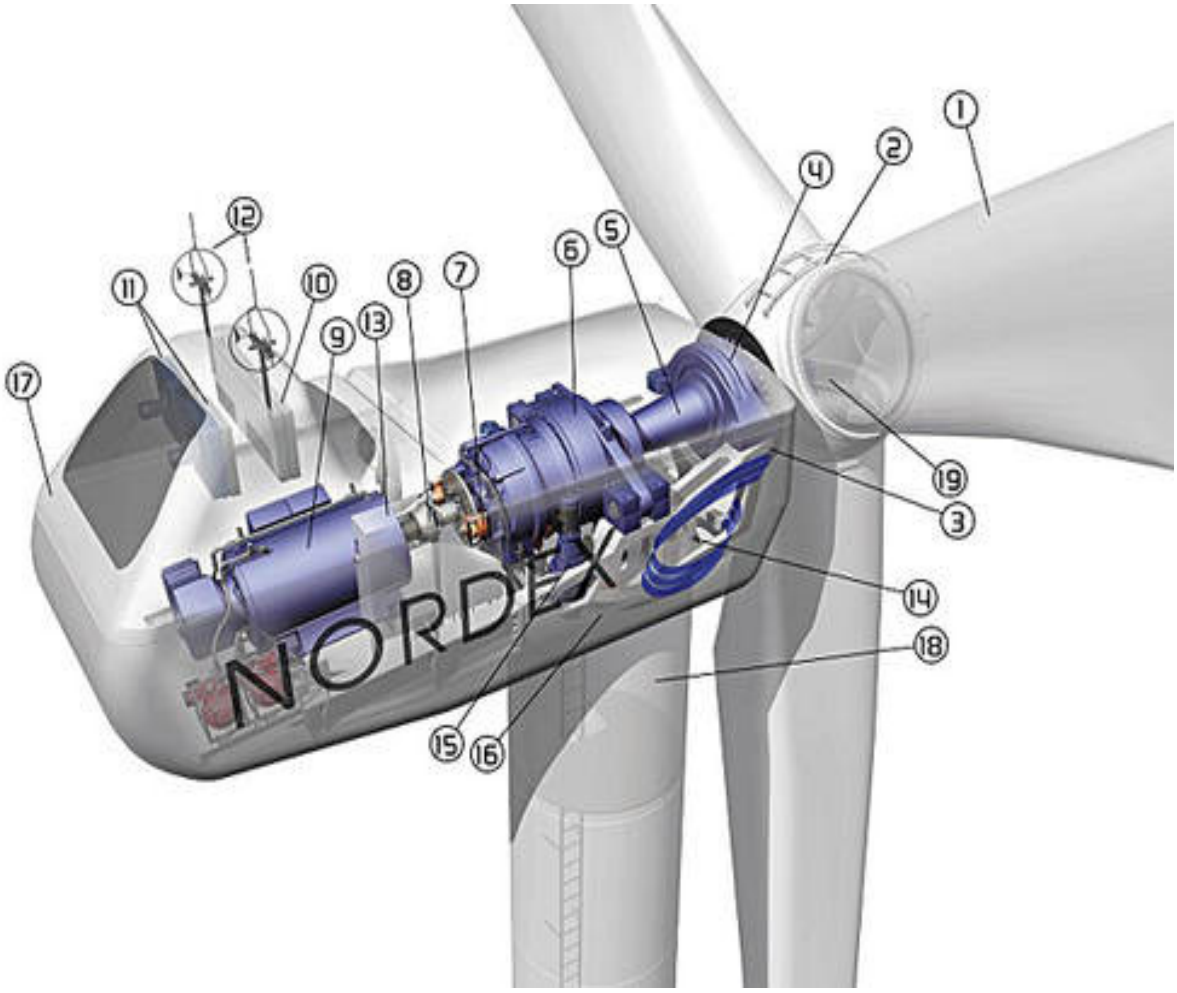
D.1.2 Eólica

Ao longo dos anos, a energia eólica foi utilizada para fornecer energia aos veleiros, moer grãos nos moinhos de vento tradicionais e bombear água. O desenvolvimento das turbinas eólicas modernas, utilizadas para gerar eletricidade, teve início em finais do século XIX. Todavia, esta tecnologia só alcançou maturidade suficiente para permitir o desenvolvimento de uma indústria de energia eólica em larga escala a partir da década de 1970, com a crise internacional do petróleo. A

partir de então houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial.

Os ventos constituem uma fonte de energia alternativa renovável que representa uma forma viável de abastecimento de energia elétrica. Esse tipo de geração de energia é uma forma secundária da energia solar, já que uma parte da radiação que atinge a Terra causa o movimento das camadas da atmosfera, como vento ela está disponível no mundo inteiro, com maior ou menor intensidade.

Quase todas as eólicas existentes atualmente no mercado têm uma constituição básica idêntica. As maiores diferenças têm a ver com as especificações técnicas dos seus componentes. Para exemplificar foi utilizado o esquema de um aero gerador da marca NORDEX modelo N-90. A Figura 72 ilustra os principais componentes de um aero gerador.



(Fonte: http://www.nordex-online.com.)

Figura 72 - Constituição de uma turbina eólica – principais componentes do aero gerador N-90 da NORDEX.

Principais características:

- Potência elétrica nominal – 2 300 kW;
- Diâmetro do rotor – 90 m;
- Altura da torre – 80 a 100 m.

Itens numerados na Figura 72:

1. Pás do rotor – As pás do rotor são normalmente construídas em fibra de vidro reforçada a resinas (epóxi) ou outros materiais plásticos. Esta combinação de materiais apresenta um bom compromisso entre rigidez, peso e custo de produção;
2. Cubo do rotor – Peça que suporta as pás da turbina;
3. Estrutura de suporte – É esta estrutura que suporta os principais componentes do aero gerador. (gerador, caixa de velocidades, armários do sistema de controle, etc.);
4. Rolamento do eixo de baixa velocidade. (baixa velocidade ≈ 15 a 30 rpm);
5. Eixo de baixa velocidade. (eixo diretamente ligado ao cubo do rotor);
6. Caixa de velocidades – Faz a multiplicação de velocidade para o eixo de alta velocidade. (alta velocidade ≈ 1500 rpm, caso se trate de um gerador com dois pares de polos que é o mais comum);
7. Disco de travão – Serve para assegurar a imobilização do rotor quando o vento sopra com velocidades fora da gama de funcionamento da turbina. (gama de funcionamento normal – 3 a 5 m/s (velocidade normal de entrada em funcionamento) / 25 m/s velocidade de paragem);
8. Acoplamento do gerador – acoplamento flexível;
9. Gerador elétrico – Transforma a potência mecânica coletada pela turbina em potência elétrica;
10. Permutador de calor do circuito de resfriamento da caixa de velocidades;
11. Ventiladores para resfriamento do gerador elétrico;
12. Sistema de medição das condições de vento – Este sistema mede as condições de vento (velocidade e direção) e envia essa informação para o sistema de controle da turbina. O sistema é composto por anemômetros e cata-ventos;
13. Sistema de controle do aero gerador – Este sistema monitora e controla o funcionamento da turbina de modo a assegurar o seu bom funcionamento;

14. Sistema hidráulico – Controla a pressão dos sistemas de travagem do rotor e do mecanismo de rotação da turbina. Nas turbinas de pás fixas (em que o controle de potência é feito por perda aerodinâmica) o sistema hidráulico assegura também o controle dos travões aerodinâmicos (Pequena seção móvel na ponta das pás – a travagem aerodinâmica efetua-se rodando a ponta da pá 90º);
15. Mecanismo de rotação da turbina – Este sistema é constituído por motores elétricos que acionam as engrenagens para que a turbina esteja sempre virada contra o vento. Os motores elétricos são comandados pelo sistema de comando de acordo com as informações que este recebe do sistema de medição do vento;
16. Rolamento do mecanismo de rotação;
17. Cabine do aero gerador – É dentro desta cabine que estão instalados os principais equipamentos do aero gerador;
18. As torres podem ser tubulares, como a apresentada na figura, ou podem apresentar uma construção tipo treliça. As torres tipo treliça são mais baratas e necessitam de fundações mais ligeiras; no entanto, nos últimos anos, este tipo de torres tem vindo a perder mercado principalmente devido a questões relacionadas com o impacto visual;
19. Sistema de ajuste do ângulo das pás (apenas existente em turbinas em que a regulação de potência é feita por variação do ângulo das pás) – Este sistema destina-se a ajustar o ângulo das pás de modo a que estas possam aproveitar o máximo de energia possível para diferentes velocidades de vento. Este sistema assegura também a travagem aerodinâmica quando é necessário parar a turbina. A travagem é conseguida através da rotação das pás da turbina de modo a que fiquem alinhadas com o vento.

Quanto ao gerador, no mercado pode se encontrar o uso de máquinas síncronas ou assíncronas. A maioria dos fabricantes opta pela robustez, simplicidade, baixo custo de aquisição e manutenção da máquina de indução. Mas, mesmo utilizando esse gerador, ainda há divergências quanto ao tipo de rotor (gaiola ou bobinado) e às técnicas aplicadas. Há os que optaram pelo uso de máquinas com polos variáveis, também chamadas de turbinas com dupla velocidade, favorecendo a geração a baixas velocidades.

O melhor aproveitamento da energia dos ventos, ou seja, a máxima energia mecânica transferida ao eixo do gerador acoplado é obtida geralmente com os artifícios de controle mecânico inerentes à turbina. Os artifícios disponíveis na tecnologia da eletrônica de potência têm sido

difundidos no controle de sinal das máquinas (controle da frequência através do link CA-CC-CA), na partida e paradas suaves.

Em busca da direção de maior "rajada" do vento, a turbina pode possuir um controle que faz todo o conjunto de pás girar em torno da torre, conhecido como controle de *yaw*. Uma turbina pode possuir pás fixas ou móveis. O controle por passo (*pitch*) permite a rotação da pá em torno do seu eixo principal e assim regular o ângulo ótimo para cada condição de vento. Por meio de servomecanismos, a turbina poderá controlar a velocidade e potência da máquina.

Os mecanismos de controle (*stall*) mantêm as pás das turbinas fixas. Nesse caso, quando a velocidade do vento ultrapassa a velocidade de projeto, ocorre uma mudança no comportamento do escoamento, passando a ser turbulento, reduzindo a potência extraída.

A evolução dessa tecnologia permitiu o desenvolvimento de equipamentos mais potentes. Em 1985, por exemplo, o diâmetro das turbinas era de 20 metros, o que acarretava uma potência média de 50 kW. Hoje, esses diâmetros chegam a superar 100 metros, o que permite a obtenção, em uma única turbina, de 5 mil kW. Além disso, a altura das torres, inicialmente de 10 metros aproximadamente, hoje supera os 50 metros. No entanto, a densidade do ar, a intensidade, direção e velocidade do vento relacionam-se a aspectos geográficos naturais como relevo, vegetação e interações térmicas entre a superfície da terra e a atmosfera. Com o progressivo aumento dos rotores e da altura das torres, a geração eólica aumenta gradativamente a sua eficiência e reduz simultaneamente o custo do MWh, e já está alcançando competitividade com as termelétricas no Brasil.

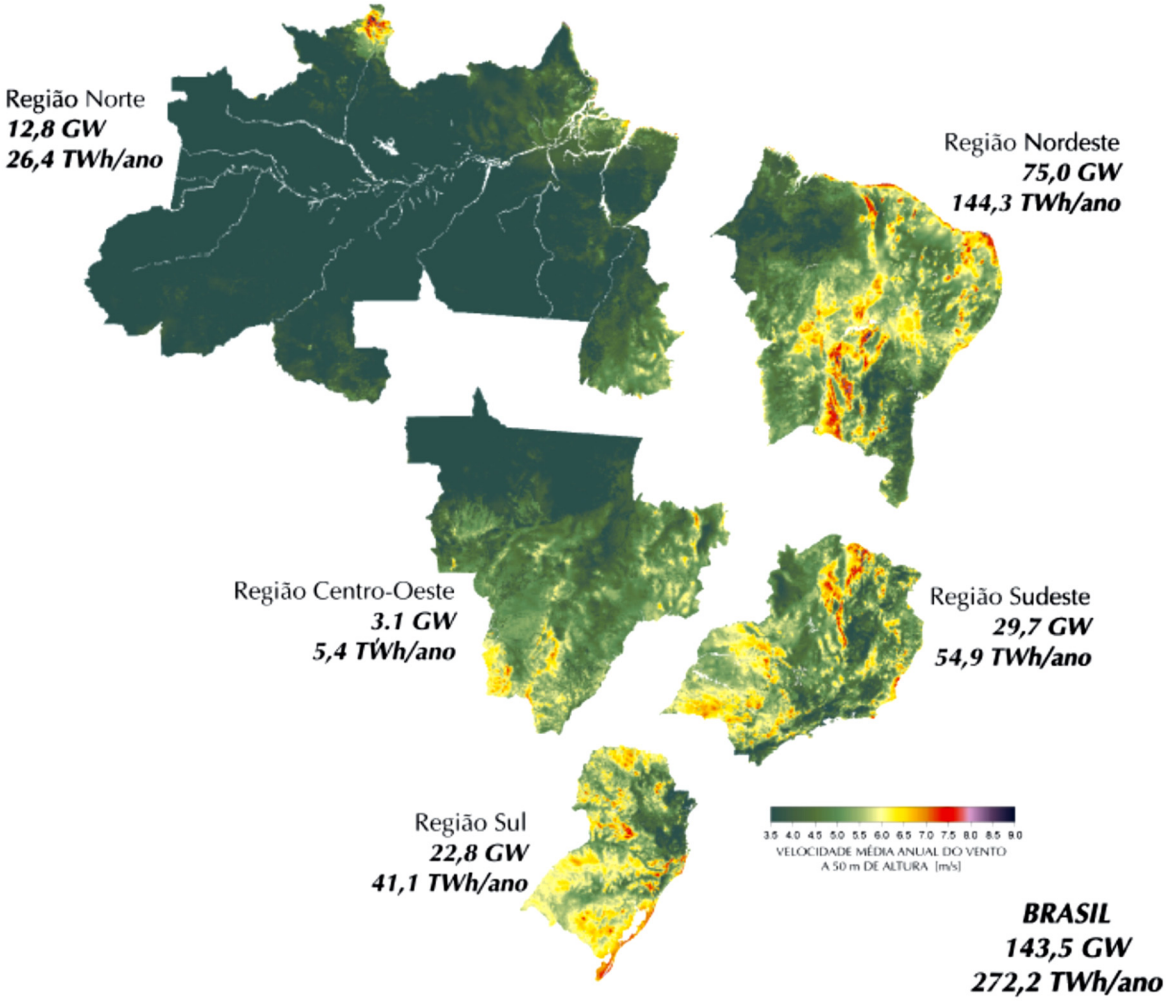
O Brasil possui um imenso potencial para aplicação de energia eólica, possuindo ventos em faixas superiores a muitos países onde essa tecnologia já é amplamente utilizada. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado em 2001 (AMARANTE et al., 2001), indicava a disponibilidade de 143.000 GW, não incluído nesse montante o potencial *off shore*.

Esse levantamento levava em conta a tecnologia de geração eólica então predominante, que se limitava a turbinas de baixa potência instaláveis até 50 m de altura do solo. Mesmo assim, colocava o Brasil entre os países mais favorecidos para esse tipo de geração de energia elétrica.

O Atlas Eólico mostra que, excetuada a região amazônica, o potencial dos ventos se distribui pelo território nacional, manifestando-se mais intensamente entre junho a dezembro, em coincidência com os meses de menor pluviosidade, conforme pode ser visto na Figura 73 a seguir.

A região Nordeste é particularmente favorecida pelos ventos, não apenas na faixa costeira que abrange o Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Maranhão, mas também na faixa interiorana que se inicia no mar do Piauí até o norte de Minas Gerais, estendendo-se por cerca de 1.500 km.

Conforme a EPE (EPE, 2009) mais recentemente, diversos estados da federação, como São Paulo, Bahia, Alagoas e Rio Grande do Sul, têm procurado realizar novo mapeamento de seus territórios, mais atualizado com o progresso da geração eólica que agora situa as turbinas em estruturas próximas a 100 metros de altura do solo. Também o CEPEL vem preparando novo Atlas Eólico com medidas de vento a 100 m de altura. Como resultado, o valor numérico do potencial brasileiro deve ser consideravelmente ampliado. Um exemplo, que não deve ser generalizado, é o expressivo aumento do potencial eólico do Rio Grande do Sul, que passou de 15,8 GW a 50 m para 115,2 GW para a altura de 100 m.



(Fonte: (AMARANTE et al., 2001).)

Figura 73 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s.

D.1.3 Solar Fotovoltaica

Geração Solar Fotovoltaica (PV do inglês *photovoltaic*) envolve a geração de eletricidade a partir da energia gratuita e inexaustiva solar. Conforme (CHOWDHURY et al., 2009) as principais vantagens de um sistema PV são:

1. Natureza sustentável da energia solar como combustível;
2. Impacto ambiental mínimo;
3. Redução drástica na fatura de eletricidade do consumidor devido à disponibilidade gratuita da luz solar;
4. Longo tempo de vida útil em torno de 30 anos com manutenção mínima; e
5. Operação silenciosa.

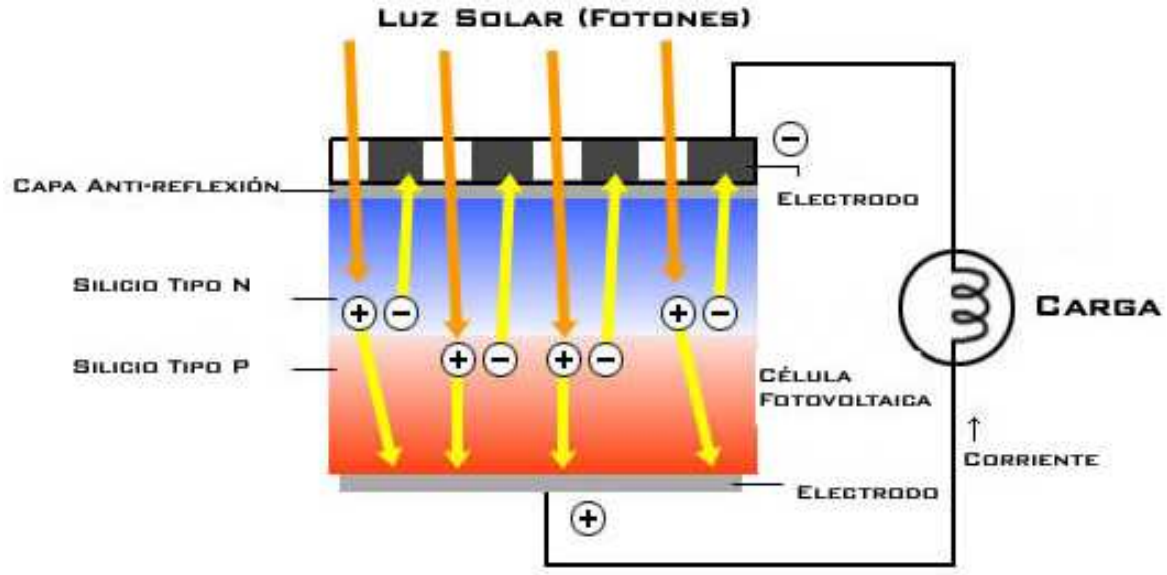
Devido a esses benefícios, os sistemas PV atualmente são reconhecidos pelos governantes, organizações ambientais e organizações comerciais como uma tecnologia com potencial de fornecer uma parte significativa das necessidades mundiais de energia, de uma forma sustentável e renovável. Além disso, devido à extensiva melhoria das tecnologias de inversores, geração PV tem sido preferida e aplicada mundialmente como DER pelo aumento da geração local no nível de baixa tensão na distribuição.

Apesar de tudo isso células PV sofrem das desvantagens de alto custo de instalação e baixa eficiência de conversão energética. Estudos apontam pequenas instalações PV são mais econômicas do que grandes, o que indica a efetividade de conectar geração PV diretamente aos circuitos de distribuição do consumidor de baixa tensão. Contudo, a natureza DC da geração PV exige a aplicação de conversores de potência para conversão DC/AC no nível específico de frequência.

A energia solar atinge a célula PV em duas componentes, direta e difusa. A componente direta é cerca de 85% e vem da radiação direta. A componente difusa é em torno de 15% e vem através da difusão disperso na atmosfera. Uma célula PV se comporta como um fotodiodo.

Os módulos fotovoltaicos são compostos de células de silício, um material semicondutor, ou seja, com características intermediárias entre um condutor e um isolante. O silício apresenta-se normalmente como areia. Através de métodos adequados obtém-se o silício em forma pura. O cristal de silício puro não possui elétrons livres e, portanto, é um mau condutor elétrico. Para modificar tal característica o silício passa por um processo chamado dopagem. Através da dopagem

do silício com o fósforo obtêm-se um material com elétrons livres, portadores de carga negativa (silício tipo n). Acrescentando boro ao invés de fósforo, obtém-se um material com características inversas, ou seja, déficit de elétrons ou material com cargas positivas livres (silício tipo p). Cada célula solar é constituída de uma camada fina de material tipo n e uma mais espessa de material tipo p. A Figura 74 ilustra essa junção p-n.



(Fonte: www.report-fotografia.com.)

Figura 74 - Célula solar.

Separadamente, as duas camadas são eletricamente neutras, porém quando unidas, um campo elétrico é gerado na junção p-n, onde os elétrons do silício tipo n preenchem os vazios da estrutura do silício p. Os fótons provenientes da luz incidente na célula fotovoltaica chocam-se com os elétrons da estrutura de silício conferindo-lhes energia e transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado na união p-n, os elétrons são orientados e fluem da camada p para a camada n. Um condutor externo conecta a camada negativa à positiva, gerando-se um fluxo de elétrons (corrente elétrica), que se manterá enquanto a luz incidir sobre a célula e irá variar na mesma proporção da intensidade da luz incidente.

Assim, a corrente produzida por uma célula PV está diretamente relacionada com sua área de superfície, irradiação incidente e temperatura ambiente. A tensão gerada é limitada pela diferença de tensão da junção p-n. Como a tensão e corrente geradas por uma única célula são muito pequenas, um grande número de células são arranjadas em combinações série-paralelo para produzir painéis ou módulos PV com maiores taxas de tensão e potência.

Existem principalmente quatro tipos de células PV, os quais são:

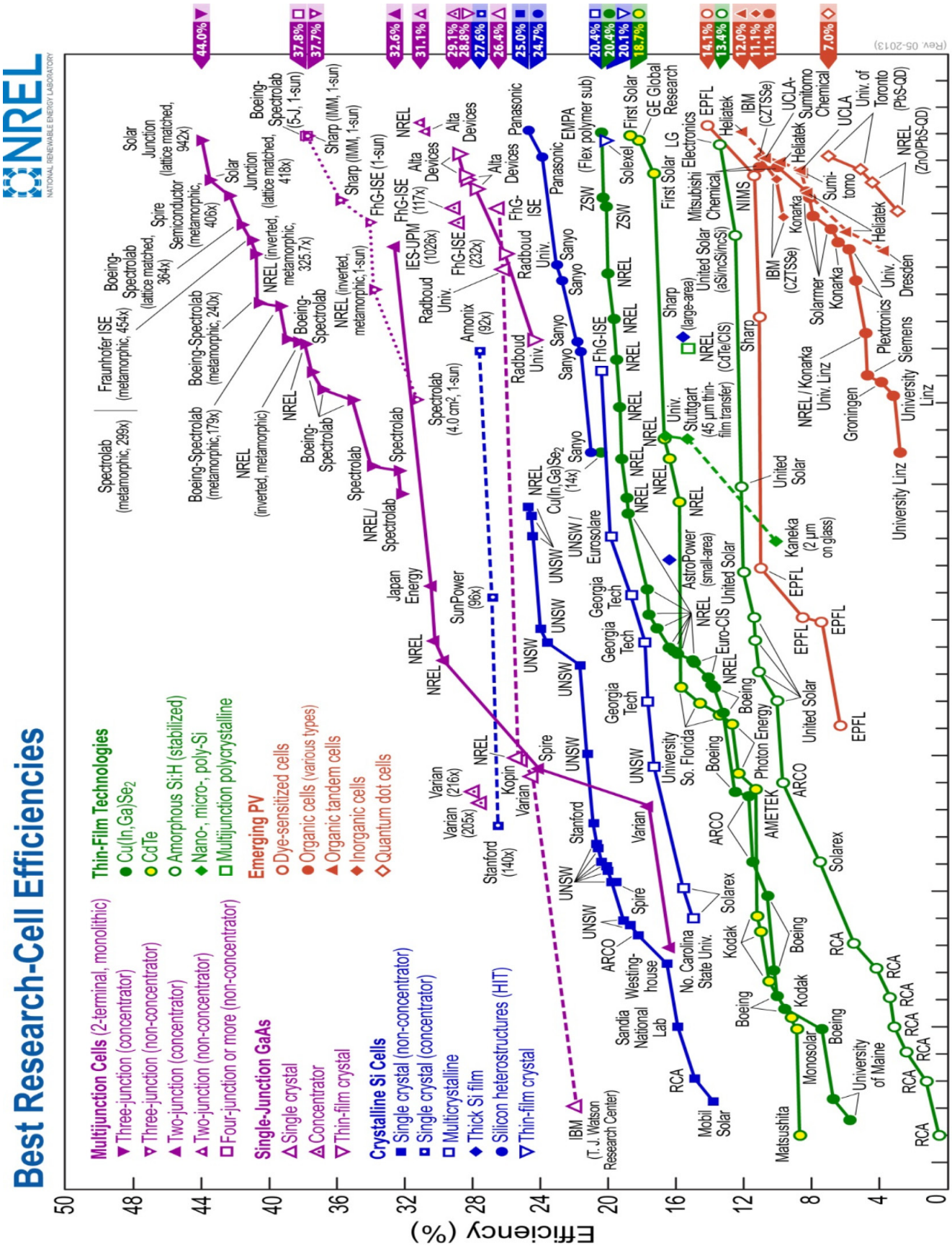
1. Silício monocristalino;
2. Silício poli cristalino;
3. Silício de filme fino ou amorfo; e
4. Híbrido.

O silício monocristalino consiste de células cortadas de um único cristal cilíndrico de silício. A principal vantagem dessas células é sua alta eficiência, em torno de 15%, contudo o processo de fabricação é complicado e caro. O silício poli cristalino é formado por células cortadas de um lingote de silício fundido e recristalizado. No processo, o silício derretido é moldado em lingotes de silício poli cristalino. Esses lingotes são então cortados em bolachas muito finas e montados em células completas. Células poli cristalinas são mais baratas do que monocristalinas devido ao seu processo de fabricação simples. Contudo, elas possuem eficiências de conversão baixas quando comparadas com células monocristalinas (em torno de 12%). Silício de filme espesso é uma tecnologia poli cristalina onde o silício é depositado em um processo contínuo em um material base dando uma aparência de grão fino, espumante. A célula é encapsulada em um polímero isolante transparente coberto com um vidro temperado e, geralmente, ligada a uma forte estrutura de alumínio.

Silício de filme fino ou amorfo são feitas de átomos de silício em uma camada fina homogênea ao invés de uma estrutura cristalina. O silício amorfo absorve a luz de forma mais efetiva do que o silício cristalino. Portanto, as células são mais finas. Por essa razão, também são conhecidas por tecnologia de filme fino PV. Células amorfas são menos eficientes do que células cristalinas. A eficiência de conversão típica é de 6%.

Células híbridas (PV e térmico são objeto de pesquisa). Painéis com mais de um material, em desenvolvimento, absorvem mais de um comprimento de onda e são promissores, podendo alcançar 25% de rendimento em laboratório. Células de arsenieto de gálio alcançam em laboratório rendimento de 28%.

A Figura 75 a seguir apresenta um mapeamento da tecnologia em relação à eficiência, compilado pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL do inglês *National Renewable Energy Laboratory*), EUA, mostrando o desenvolvimento de diversas tecnologias e suas eficiências alcançadas, em diversos laboratórios no mundo, cobrindo a maioria dos avanços tecnológicos, desde 1975 até o final de 2011.



(Fonte: http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg. Acesso em maio de 2013.)

Figura 75 - Panorama atual de eficiência em células PV.

Conforme observado em (GERALDI, 2013), pode-se notar que algumas tecnologias emergentes não foram citadas na visão geral dada acima. Notoriamente as células multi-junção triplas (*Three-junction*) são as que apresentam o maior rendimento, rompendo a barreira dos 40%. O maior desafio não está mais no desenvolvimento de novas tecnologias de células solares, aumentando o rendimento a cada nova descoberta. Atualmente o diferencial reside na cadeia de produção em larga escala destas, onde o preço e a qualidade devem ser competitivos.

Ou seja, a capacidade de se construir uma célula em laboratório que ultrapasse a barreira dos 20% de eficiência possui menos relevância atualmente, ao passo que novas tecnologias no processo de produção de células podem influenciar mais no preço final e tornar as células com eficiência menor do que 20% muito mais atraentes para o consumidor final. Esta capacidade de inovar e reduzir custos no processo de fabricação, e não na tecnologia da célula, foi a grande responsável por posicionar 3 fabricantes chineses dentre os 5 maiores fabricantes mundiais, e 6 dentre os 10 maiores, e pode ser expandida para diversas outras áreas de negócio.

Quanto a aplicações sistêmicas, os sistemas PV podem ser:

- **Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Isolados ou Autônomos** - são aqueles sistemas que fornecem eletricidade às residências e que, como o próprio nome já diz, não estão conectados à rede de distribuição de eletricidade da concessionária local. No Brasil, estes sistemas atendem às comunidades isoladas, fornecendo eletricidade, na maior parte dos casos, para iluminação, refrigeração, bombeamento e outras cargas de baixa energia.
- **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica** - são instalados para fornecer energia ao consumidor, que pode usar a energia da rede elétrica convencional para complementar a quantidade de energia demandada, caso haja algum aumento do consumo de energia em sua residência ou estabelecimento comercial. O consumidor pode também vender a energia gerada pelo sistema para a distribuidora, caso use menos energia do que a gerada pelo sistema. Os sistemas fotovoltaicos distribuídos podem ser instalados de forma integrada a uma edificação, no telhado ou na fachada de um prédio e, portanto, junto ao ponto de consumo.
- **Sistemas Fotovoltaicos Centralizados Conectados à Rede Elétrica** - executam a função de estações centralizadas de energia. A fonte de alimentação por tal sistema não é associada com um cliente particular da eletricidade. Estes sistemas são tipicamente instalados em terrenos ou campos e funcionam normalmente a certa distância do ponto de consumo.

Dependendo do local a ser atendido, tais sistemas representam soluções adequadas e podem ser economicamente viáveis em função dos elevados custos de expansão da rede elétrica. Este é o caso de pequenos sistemas PV autônomos de geração de energia elétrica com potência variando de 100Wp a 150Wp, que são implantados para atender residências rurais com iluminação básica e alguns periféricos.

Em termos contextuais, no Brasil ainda há poucas iniciativas para promoção do uso da energia solar PV. Apesar de o país dispor de um grande potencial de energia solar, ainda são incipientes as iniciativas para criação e consolidação de um mercado para o uso desta tecnologia e o desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos e serviços. Por exemplo, o PNE 2030 (MME, 2007a), não contemplou, dentro do horizonte de 25 anos do estudo, a utilização da energia solar PV como opção de atendimento da demanda, mesmo que marginal, colocando o Brasil na contramão da tendência mundial.

Com a recente regulamentação da mini e microgeração distribuídas (ANEEL, 2012b), e com a promoção de projetos para estudar arranjos comerciais de energia solar PV (ANEEL, 2011a) espera-se um aumento da interconexão de tais sistemas nas redes de distribuição.

D.1.4 Solar Térmica

O aquecimento solar é o uso de energia solar para o aquecimento de água para banho, piscina e processos industriais, e é interessante por ser uma fonte energética abundante e gratuita. O aquecimento de água pela utilização de coletores solares tem representado, assim como as células PV, uma das aplicações de maior viabilidade de uso, residencial ou industrialmente. Estes sistemas com coletores, entretanto, são ainda relativamente caros e por isto inacessíveis à maior parte da população.

Apesar de não ser geração de energia elétrica, a energia solar térmica, especificamente para o aquecimento de água para fins residenciais é extremamente útil para reduzir o problema do horário de pico de consumo, que no Brasil de forma peculiar acontece quando as pessoas chegam às suas residências. Com a variação meteorológica da insolação e captação desta energia, recorre-se ao sistema auxiliar, que sendo elétrico, deve ser planejado dentro da futura filosofia da RI. A

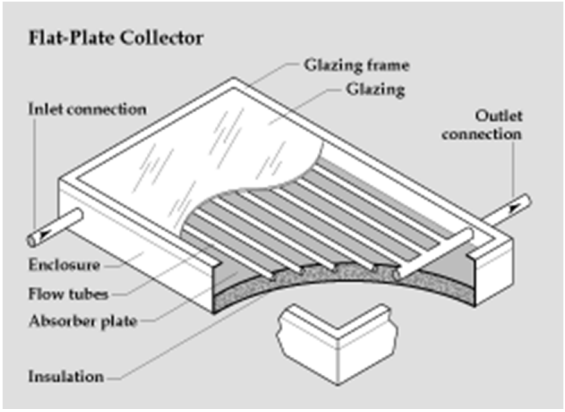
Figura 76 ilustra um sistema de aquecimento solar residencial composto por quatro coletores e um boiler.



(Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Solar_heater_dsc00632.jpg. Acesso em maio de 2013.)

Figura 76 - Sistema de aquecimento solar de água composto por quatro coletores e um boiler.

Para[24] aquecer água com energia solar são utilizados os coletores, e os sistemas de aquecimento geralmente possuem mais de um, ligados em paralelo por um armazenador térmico de cobre ou inox e tubos para condução de calor, geralmente o CPVC (copolímero vinílico). O regime de trabalho mais utilizado é o de termo sifão, mas fluxo forçado também tem uso considerável. A Figura 77 ilustra um coletor solar em corte.



(Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Flat_plate_glazed_collector.gif. Acesso em maio de 2013.)

Figura 77 - Coletor solar em corte.

[24] Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Aquecimento_solar. Acesso em maio de 2013.

Os coletores dividem-se em dois grupos: os planos e os alternativos, onde os planos têm maior utilização. Em geral são constituídos por tubos absorvedores de cobre e chapa absorvedora de cobre ou alumínio, fechados por uma placa de vidro e isolados termicamente por lã de vidro. Normalmente esta grade absorvedora é construída com configuração em paralelo.

As[25] temperaturas inferiores a 95 ºC são suficientes para calefação de espaços, sendo que nesse caso geralmente se usam os coletores planos. Devido às altas perdas relativas de calor através do vidro, os coletores planos não alcançam muito mais do que 200 ºC. Tais temperaturas são muito baixas para serem usadas na conversão eficiente em eletricidade. A eficiência é aumentada com o aumento da fonte de calor. Para isso nas plantas de energia térmica, a radiação solar é concentrada por meio de espelhos ou lentes para se alcançar altas temperaturas mediante uma técnica chamada Energia Solar Concentrada (CSP do inglês *Concentrated Solar Power*). A Figura 78 ilustra uma CSP localizada na França e que alcança temperatura de até 3800 ºC.



(Fonte: http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Four-solaire-odeillo-02.jpg. Acesso em maio de 2013.)

Figura 78 - Usina de CSP na França em Odeillo.

[25] Fonte: http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_t%C3%A9rmica. Acesso em maio de 2013.

D.1.5 Pequena Central Hidrelétrica (PCH)

A extensão da geração de uma PCH depende da topografia da área onde está instalada e da precipitação anual no local. Esses geradores sofrem grandes variações na produção, devido ao fluxo de água variável causado por chuvas irregulares. Isto é particularmente verdadeiro para usinas hidrelétricas, que não têm os seus próprios reservatórios de armazenamento e para as quais a área de captação é espalhada sobre o solo rochoso, sem cobertura vegetal. Recursos variáveis de água também levam a diferentes gerações com um baixo fator de capacidade. Fator de capacidade é definido como a razão entre a energia anual disponível e sua capacidade anual nominal. A potência de uma turbina hidráulica é dada por:

$$P = QH\eta\rho g \qquad [5]$$

onde P é a potência de saída (W), Q é a taxa de fluxo de água (m^3/s), H altura efetiva (m), η é a eficiência total, ρ é a densidade da água (1000 kg/m^3) e g é a aceleração da gravidade.

A equação [5 indica que a potência de saída pode ser aumentada aumentando-se ambas altura efetiva e taxa de fluxo de água. Através da abertura da comporta a água é levada até a turbina pelo conduto forçado. Vários tipos de turbinas são usados dependendo da altura efetiva e da taxa de fluxo. Usualmente são utilizados os tipos Francis e Kaplan, por serem adequadas a baixas quedas. Os dois tipos de geradores, síncronos e de indução, podem ser utilizados para hidro geração de pequeno porte.

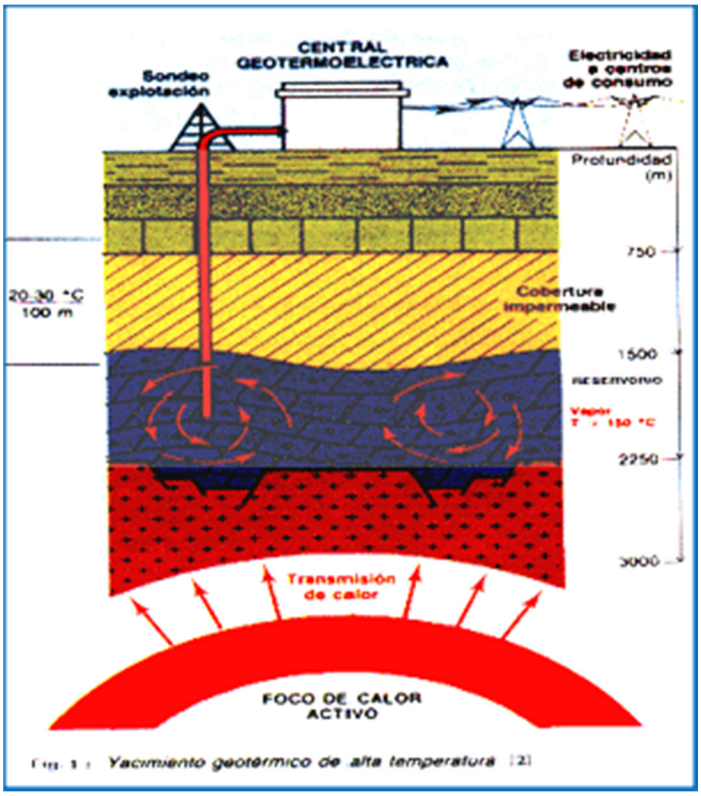
Em termos de contribuição no atendimento à demanda de energia elétrica o Brasil possui atualmente[26] 458 PCHs em operação, gerando um total de 4.445 MW de potência elétrica, o que corresponde a 3,59% da geração total.

[26] Conforme o Banco de Informações da Geração (BIG) criado pela Aneel, e acessado em maio de 2013, disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm.

D.1.6 Geotérmica[27]

A energia geotérmica é aquela obtida pelo calor que existe no interior da Terra. Os principais recursos são os gêiseres (fontes de vapor no interior da Terra que apresentam erupções periódicas) e o calor existente no interior das rochas para o aquecimento da água. A partir desta água aquecida é produzido o vapor utilizado em usinas termelétricas. Outra possibilidade, apesar de pouco aplicada, é a utilização de vapor quente e seco para movimentar turbinas.

Embora conhecida desde 1904 – ano da construção da primeira usina, logo depois destruída por um acidente –, a evolução deste segmento foi lenta e se caracterizou pela construção de pequeno número de unidades em poucos países. No Brasil, por exemplo, não há nenhuma unidade em operação, nem sob a forma experimental. O porte dos empreendimentos atuais, porém, é significativo. A potência instalada no campo de gêiseres da Califórnia é de 500 MW. A Figura 79 ilustra o esquemático de uma usina geotérmica de energia.



(Fonte: http://jaimefernanda.files.wordpress.com/2012/01/geotermica1.gif?w=570.)

Figura 79 - Esquemático de uma central geotérmica de energia.

[27] Parcialmente extraído de (DNV-KEMA, 2011b).

As usinas geotérmicas têm muitos aspectos em comum com usinas tradicionais. Utilizam muitos dos mesmos componentes tais como turbinas, geradores, trocadores de calor e outros equipamentos padrões. No entanto, há diferenças importantes entre a usina geotérmica e outras usinas de geração. Cada central geotérmica possui um conjunto único de características e condições de operação. Por exemplo, o fluído produzido por um poço geotérmico pode ser vapor, água salgada ou uma mistura dos dois; a temperatura e a pressão da fonte podem variar substancialmente de local para local.

A composição química da fonte pode conter minerais dissolvidos, gases e outras substâncias de difícil administração. As centrais geotérmicas são projetadas para otimizar a geração de energia, tendo em conta as condições específicas do local. As Centrais Geotérmicas se enquadram em umas das três categorias: vapor direto, flash e plantas binárias. O tipo de Central construída em um determinado local depende do tipo e da temperatura da fonte geotérmica. Entre as vantagens de uma central geotérmica tem-se: fonte limpa de energia; não consome recursos não renováveis; e produção aceitável. E as principais desvantagens são a criação de instabilidade geológica no sítio onde é instalada e em certos casos pode ser fonte de poluição sonora.

O Brasil não possui aproveitamento desta fonte de energia, uma vez que não existem no país zonas de vulcanismo e nem fontes de água que sejam quentes o suficiente para gerar energia.

D.1.7 Geração do Lixo

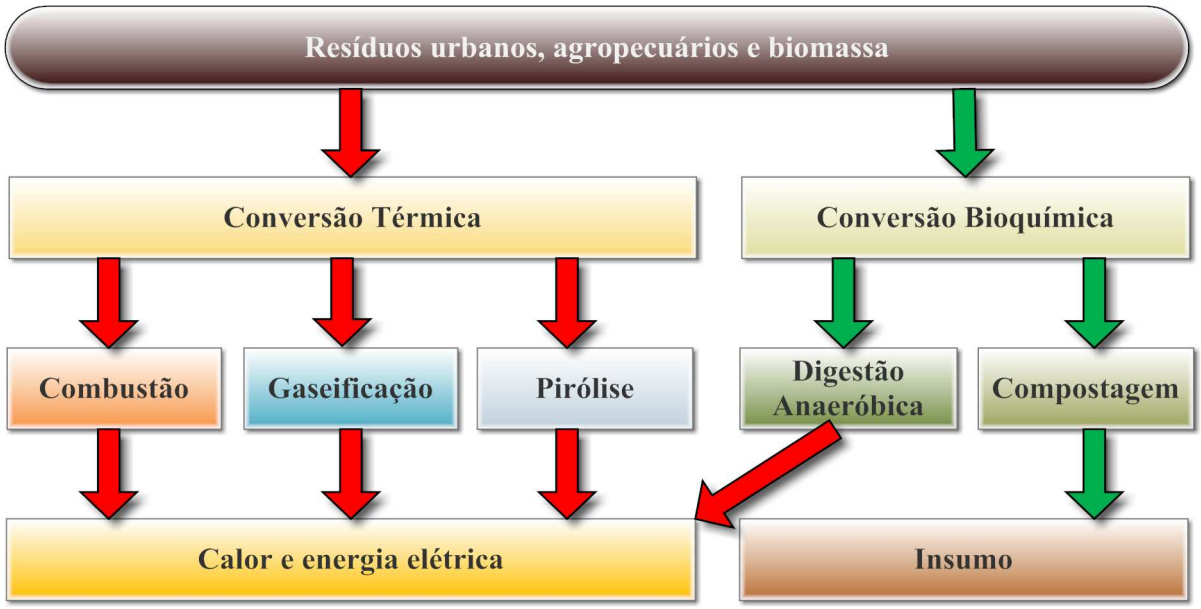
Conforme (DNV-KEMA, 2011b) nos Estados Unidos, na Europa, no Japão e agora, em larga escala na China, já foram implantadas usinas termelétricas alimentadas por resíduos do lixo, notadamente a partir dos anos 80. Essas tecnologias, embora já se mostrassem economicamente viáveis, em muitos casos apresentavam problemas ambientais, principalmente pela emissão de poluentes do ar. Esses problemas foram completamente resolvidos através de modernas técnicas de combustão associadas a sistemas de filtros capazes de reduzir as emissões de poluentes a níveis tão baixos que dificulta a sua medição.

As opções tecnológicas para processar adequadamente alguns resíduos sólidos e agrícolas (biomassa) baseiam-se na transformação química e térmica dos mesmos, como mostrado no Quadro 16 a seguir.

A Incineração e a Digestão Anaeróbica Acelerada são, essencialmente, as duas formas adotadas para se produzir energia elétrica com a quase total eliminação do vazamento de matéria orgânica em aterros sanitários. A incineração é a melhor opção aos aterros sanitários, pois, além da não emissão de metano (poderoso gás de efeito estufa), implica na redução de 90% em volume e 75% em peso para as cinzas, inertes, que podem ser colocadas em aterros comuns ou até mesmo utilizadas na construção civil.

O Brasil possui um grande potencial de utilização desta tecnologia em função das grandes quantidades de resíduos geradas nos grandes centros. Diariamente em todo o Brasil são produzidos e coletados milhares de toneladas de resíduos sólidos urbanos.

Quadro 16 - Transformação química e térmica de resíduos.



(Fonte: (DNV-KEMA, 2011b).)

D.1.8 Energia das Marés

Conforme (DNV-KEMA, 2011b) a energia das marés, também chamada mare motriz, pode ser captada sob duas formas: energia potencial, pelas variações do nível do mar e energia cinética, pelas correntes marítimas. O aproveitamento da energia das marés pela energia potencial é obtido através da construção de diques e reservatórios. À medida que a maré sobe ou desce, a água passa

através de comportas, ora num sentido, ora no outro. Seguidamente são acionadas turbinas que transformam a energia mecânica em elétrica.

Já o aproveitamento através da energia cinética corresponde essencialmente à exploração da energia cinética associada às massas de água movidas pelas correntes marítimas. A quantidade de energia possível de se extrair depende da velocidade do fluxo das correntes e da área interceptada. Este princípio de funcionamento é semelhante à da energia dos ventos, mas pelo fato da água ser um meio mais denso que o ar, uma quantidade equivalente de energia pode ser extraída utilizando áreas e velocidades menores.

Existem dois principais métodos de captação de energia das marés: por uma barragem instalada através de um estuário com grande variação de nível de maré ou através de dispositivos colocados debaixo d'água em áreas de altas correntes marítimas.

O esquema mais tradicional para o aproveitamento dessa energia é através de barragens, fechando um estuário ou bacia, com uma estrutura composta de uma usina, uma tubulação para transporte da água e uma seção de aterro sólido. A tubulação é fechada na maré alta e o refluxo do mar causa um diferencial entre o nível da bacia e do mar. Quando este diferencial torna-se grande o suficiente, é permitido que o fluxo de água passe através de turbo geradores até que a diferença entre os níveis torne-se insuficiente para girar as turbinas. Quando a maré começa a virar e o nível do mar a subir, a tubulação é então aberta mais uma vez, de modo que a bacia possa ser preenchida para o próximo ciclo de produção de energia elétrica.

Estes ciclos ocorrem cerca de duas vezes por dia (duas marés altas e duas marés de vazante, durante cada dia lunar). Usando novas tecnologias, as turbinas podem ser construídas para gerar eletricidade em ambos os sentidos e também para funcionar como bombas em ambos os sentidos.

Diversos tipos de dispositivos têm sido projetados para captar a energia das correntes marítimas, tais como:

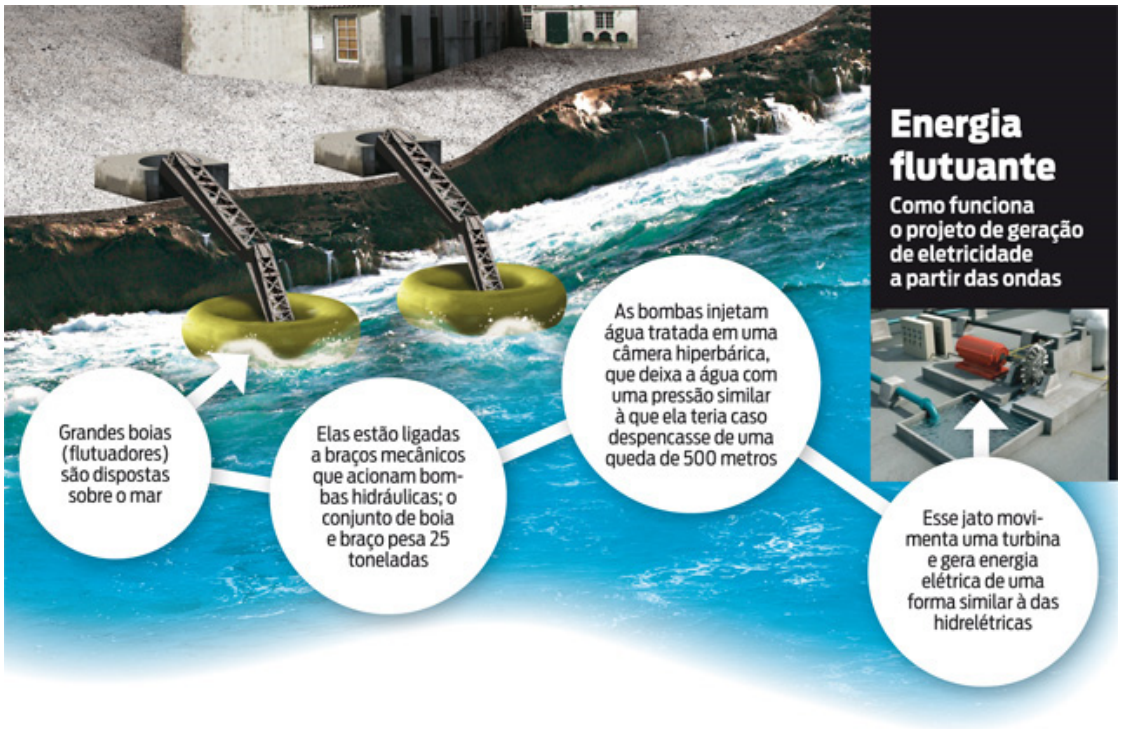
- Turbinas para correntes marítimas: Funcionam segundo um princípio semelhante às turbinas eólicas. A turbina pode ser acoplada diretamente a um gerador padrão através de uma caixa de velocidades ou utilizando um sistema motopropulsor alternativo.
- Hidro fólios que se movem para frente e para trás em um plano normal ao fluxo das marés, ao invés de lâminas rotativas. Pistões hidráulicos alimentam um circuito hidráulico, que por sua vez aciona um motor e gerador para produção de energia.

- Efeito Venturi: nestes dispositivos, o fluxo das marés é direcionado através de um duto, concentrando o fluxo e produzindo uma diferença de pressão, causando fluxo de um fluído secundário através da turbina.

No Brasil, entrou em operação uma usina piloto de energia das marés em Pecém, no Ceará, em junho de 2012, durante a Rio+20. Esta usina piloto de produção de energia elétrica mediante o uso da força das ondas do mar foi instalada no quebra-mar do Terminal de Múltiplas Utilidades do Pecém, no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, em São Gonçalo do Amarante. A Figura 80 detalha o projeto da usina de ondas da Tractebel. Para os pesquisadores, o local é um laboratório em escala real onde serão ampliados os horizontes da produção energética limpa e renovável.



(Fonte: http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=1531474.)



(Fonte: http://www.istoe.com.br/reportagens/88612_COMO+UMA+ONDA+NO+MAR+.)

Figura 80 - Usina de ondas no porto de Pecém no Ceará.

O potencial é grande, assegura-se. O litoral brasileiro, de cerca de 8 mil quilômetros de extensão, é capaz de receber usinas de ondas que produziriam 87 GW. Na prática, de acordo com especialistas da Coppe, que desenvolveram a tecnologia, é possível converter cerca de 20% disto em energia elétrica, o que equivaleria a 17% da capacidade total instalada no país. Antes de pensar em mais usinas no litoral brasileiro, porém, é preciso testar conceitos e comprovar tanto a viabilidade quanto a confiabilidade do projeto, que foi financiado pela Tractebel Energia através do Programa de P&D da Aneel, com o apoio do governo do Ceará.

Dois enormes braços mecânicos foram instalados no píer do porto do Pecém. Na ponta de cada um deles, em contato com a água do mar, há uma boia circular. Conforme as ondas batem, a estrutura sobe e desce. O movimento contínuo dos flutuadores aciona bombas hidráulicas, que fazem com que a água doce contida em um circuito fechado, no qual não há troca de líquido com o ambiente, circule em um ambiente de alta pressão.

Fazendo uma analogia com uma usina hidrelétrica, em vez de ter-se uma queda d'água, tem-se isso de forma concentrada em dispositivos relativamente pequenos, onde a pressão simula cascatas extremas de 200 a 400 m. A água sob pressão vai para um acumulador, que tem água e ar comprimidos em uma câmara hiperbárica, que é o pulmão do dispositivo. Somente no projeto da usina de ondas, foram investidos R$ 15 milhões em quatro anos.

O Ceará não foi escolhido aleatoriamente. Sua grande vantagem estratégica é a constância dos ventos alísios, resultado da rotação da Terra. O movimento do ar gera ondas regulares no mar brasileiro. Elas não são grandes, mas estão sempre batendo. Poder contar com o movimento praticamente o tempo todo aumenta a eficiência da nova usina.

Por outro lado, barreiras legais, além do custo, se interpõem no caminho das usinas de ondas. Algumas das localidades consideradas de grande potencial energético são preservadas por leis ambientais. Nestes casos, seria necessário alterar a legislação, num processo que costuma suscitar muita polêmica e, muitas vezes, resistência de associações locais.

A energia gerada em Pecém será consumida no próprio porto. Mas já há planos de ampliação da quantidade de braços mecânicos com boias, que captam a energia do mar convertida em eletricidade. Toda a estrutura é feita em módulos, que podem ser acrescentados para aumentar a potência. Basta acrescentar flutuadores. Uma das vantagens da usina de ondas é o seu baixo impacto ambiental, se comparado às demais formas de produção de energia já existentes, pois se trata de uma fonte limpa de energia e não necessita represar a água.

D.1.9 Micro e Minigeração

Desde dezembro de 2012 os consumidores brasileiros podem instalar pequenos geradores e ainda trocar energia com a distribuidora. Essa negociação se tornou possível graças à aprovação, em abril de 2012, da REN nº 482 pela Aneel (ANEEL, 2012b). Define-se microgeração distribuída como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. E minigeração distribuída seria a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para as mesmas fontes.

Se em algum momento a geração for maior do que o consumo, essa energia será injetada no sistema da distribuidora, que utilizará o crédito para abater o consumo dos meses subsequentes. Para isso essa REN criou o sistema de compensação de energia elétrica, que é um sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa. Pelas novas regras, as informações de consumo e geração estarão na fatura do consumidor, para que ele saiba o saldo de energia e tenha o controle sobre a fatura. Para isso, será instalado um medidor especial, que registrará os dois fluxos de energia: o de geração e o de consumo. Os créditos, que serão em kWh, poderão ser utilizados em um prazo de 36 meses.

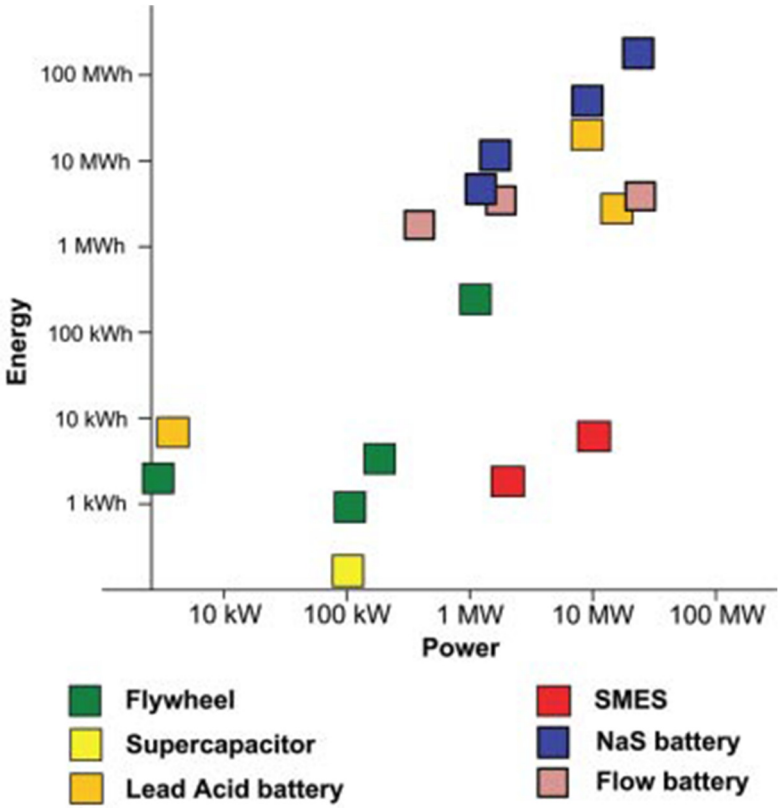
A regulamentação contempla potência de até 1 MW, abrangendo tanto consumidores residenciais quanto projetos de produção de energia para grandes equipamentos comerciais e indústrias. Além disso, pela regra, uma pessoa pode gerar energia em uma casa de praia e usar o desconto na sua residência. O que vale é que a titularidade da conta desses imóveis tenha o mesmo CPF ou CNPJ. O custo inicial para instalar a minigeração é do consumidor. Depois, de acordo com a regra, a própria distribuidora será responsável pela manutenção, incluindo os custos de eventual substituição. A regulamentação deu às distribuidoras um prazo de até 240 dias (oito meses) para se adequar à norma, prazo esse que venceu em dezembro de 2012. Mas apesar das vantagens, constata-se que após praticamente um ano, poucos projetos foram implantando nas distribuidoras[28].

[28] Conforme notícia “Mini e microgeração tem poucos pedidos” do site: http://www.redeinteligente.com/2013/03/27/mini-e-microgeracao-tem-poucos-pedidos/ com acesso em maio de 2013.

D.2 Armazenamento Distribuído de Energia (DES)

A maioria das aplicações hoje envolve tecnologias de armazenamento em massa como o armazenamento de energia hídrica e ar comprimido bombeado. Mas, conforme afirma (EKANAYAKE et al., 2012) pequenas quantidades de energia podem ser armazenadas em baterias, volantes de inércia e dispositivos SMES. Células combustíveis convertem uma fonte contínua de energia química em eletricidade, mas têm um impacto similar nas redes de energia elétrica como as baterias.

A Figura 81 mostra a potência e a energia fornecidas por alguns esquemas de armazenamento de eletricidade que têm sido colocados em prática usando diferentes tecnologias. Células combustíveis de algumas centenas de kW a muitos MW estão agora em operação como uma fonte contínua de potência, mas não são mostradas.



(Fonte: (EKANAYAKE et al., 2012).)

Figura 81 - Esquemas existentes de armazenamento de energia conforme a tecnologia e capacidade.

De acordo com (DNV-KEMA, 2011b) ao examinar o armazenamento, o portfólio de tecnologias pode ser simplesmente categorizado nos seguintes três itens:

Larga escala (do inglês *Bulk Storage*) - essas aplicações são tipicamente da ordem de 50 MW ou superior e utilizam tecnologias tradicionais tais como armazenamento hídrico e ar comprimido. Este termo se refere aos vários métodos de armazenamento de grandes quantidades de energia no sistema elétrico de potência. A energia elétrica pode ser armazenada durante horários em que a produção de energia elétrica excede o consumo dos clientes, e então a energia armazenada, em seguida, pode ser utilizada quando o consumo de energia exceder a geração. O armazenamento de energia em massa permite que a geração de energia seja mantida em um nível mais constante, evitando os picos "afiados" na geração de energia para que as usinas possam ser operadas com mais eficiência - reduzindo o consumo de combustível e reduzindo as emissões de gases com efeito de estufa.

Escala da Distribuidora (do inglês *Utility-Scale*) - estas aplicações vão de 250kW até módulos de 2 MW. É a área onde a maioria das tecnologias avançadas está sendo introduzida. Embora os "módulos" possam ser agregados para formar blocos de maior potência, essas agregações raramente excedem 30 MW.

Escala Comunitária (do inglês *Community-Scale*) - estas aplicações vão de 25 kW até 100kW. O armazenamento de energia comunitário é uma pequena unidade de armazenamento conectada ao secundário de transformadores que servem algumas residências ou pequenas cargas comerciais.

O armazenamento de energia elétrica fornece vários benefícios para as empresas da cadeia de Geração, Transmissão e Distribuição (GTD), e para os usuários finais de energia elétrica. Esses benefícios incluem: redução das perdas financeiras devido a interrupções de fornecimento e baixa qualidade de energia, a arbitragem de preços de energia envolvendo carregamento com baixos preços fora do pico de energia para uso posterior, quando o custo da energia é alto, e uma variedade de serviços que podem ser descritos, mas que podem ou não fornecer receitas no momento.

Geralmente, mais de um benefício é necessário para que o valor total de uma instalação de armazenamento supere seus custos. No entanto, não se pode olhar apenas a soma de todos os benefícios possíveis, porque pode haver alguma interferência entre a funcionalidade e o valor dos diferentes aspectos. Uma avaliação (qualitativa e quantitativa) completa da tecnologia e do mercado é necessária antes que os benefícios possam ser combinados de forma apropriada.

Para exemplificar (EKANAYAKE et al., 2012) cita alguns dos benefícios apresentados pelas aplicações de armazenamento de energia: qualidade de energia, fornecimento de suporte à geração distribuída renovável, deslocamento de carga pelo armazenamento fora do pico,

gerenciamento de energia no consumidor final, regulação de tensão, reserva girante, acompanhamento do carregamento (do inglês *Load following*) como forma de atender mudanças rápidas na demanda e ampliação da capacidade dos alimentadores de distribuição.

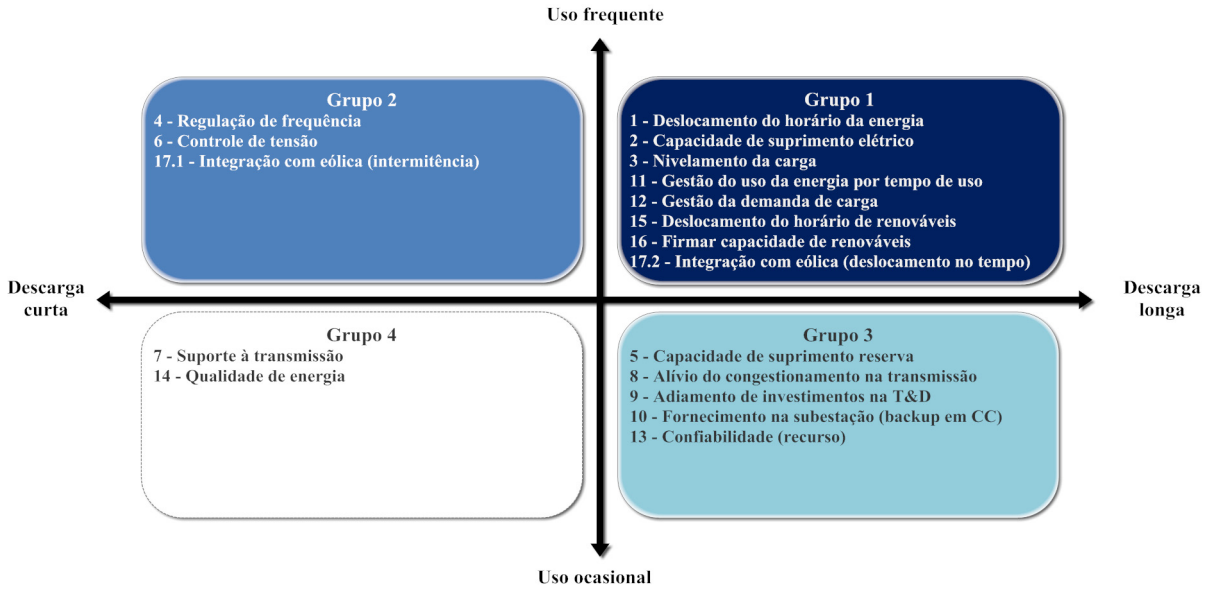
Instalações de armazenamento normalmente são examinadas com várias aplicações em mente para beneficiar ao máximo o investimento. É essencial que seja selecionado um conjunto de aplicações compatíveis para alcançar os resultados pretendidos. É também essencial que, uma vez que uma instalação de armazenamento esteja em serviço que ela seja programada para uso com objetivos operacionais específicos. Esses objetivos podem variar ao longo do tempo, mas a operação do sistema deve ser restrita para satisfazer os requisitos de um limitado conjunto de aplicações compatíveis, a qualquer tempo.

Uma lista apropriada de aplicações de armazenamento de energia comumente referenciada consta do relatório do (AGRAWAL et al., 2011), estendendo-se desde suporte da geração até impactos na utilização final. O relatório referenciado cita as seguintes 17 aplicações:

1. Deslocamento do horário da energia;
2. Capacidade de suprimento elétrico;
3. Nivelamento da carga;
4. Regulação de frequência;
5. Capacidade de suprimento reserva;
6. Controle de tensão;
7. Suporte à transmissão;
8. Alívio do congestionamento na transmissão;
9. Adiamento de investimento T&D;
10. Fornecimento na subestação;
11. Gestão do custo da energia por tempo de uso;
12. Gestão da demanda de carga;
13. Confiabilidade;
14. *Power Quality*;
15. Deslocamento do horário de renováveis;
16. Firmar capacidade de renováveis;
17. Integração com eólica.

Para identificar potenciais tecnologias, os requisitos para estas aplicações são categorizados no relatório pela duração de descarga e frequência de uso. A discriminação é usada para ajudar a mapear as tecnologias específicas para as aplicações esperadas. O Quadro 17 ilustra, de forma esquemática, as aplicações de armazenamento de acordo com o tipo de uso e duração da descarga de energia.

Quadro 17 - Aplicações de armazenamento de acordo com descarga e uso.



(Fonte: Adaptado de (AGRAWAL et al., 2011).)

Um breve resumo de cada grupo é descrito a seguir:

Grupo 1 - inclui as aplicações que requerem algumas horas de frequentes descargas contínuas em cada ciclo. O item 1, por exemplo, requer o armazenamento de energia para descarregar continuamente durante o horário de ponta (de 3 a 4 horas), enquanto carrega durante o horário fora de ponta. Este ciclo de carga/descarga acontece uma vez por dia. Assim, as baterias para este grupo de aplicações precisam ter a capacidade de realizar descargas profundas para vários milhares de vezes durante sua vida útil.

Grupo 2 - são as aplicações que exigem que o dispositivo de armazenamento de energia constantemente carregue e descarregue para compensar um sinal variável como a frequência ou a geração de fonte renovável intermitente. Essas aplicações não requerem uma grande quantidade de energia, mas precisam da bateria para ter a capacidade de realizar descargas superficiais para centenas de milhares de vezes durante sua vida útil.

Grupo 3 - são aplicações que precisam que o dispositivo de armazenamento de energia descarregue totalmente para cada operação. Mas em vez de executar o ciclo todos os dias, este ocorre em intervalos de vários meses durante o ano (adiamento de T&D) ou para vários eventos de contingência (*backup* ou fornecimento de energia na subestação).

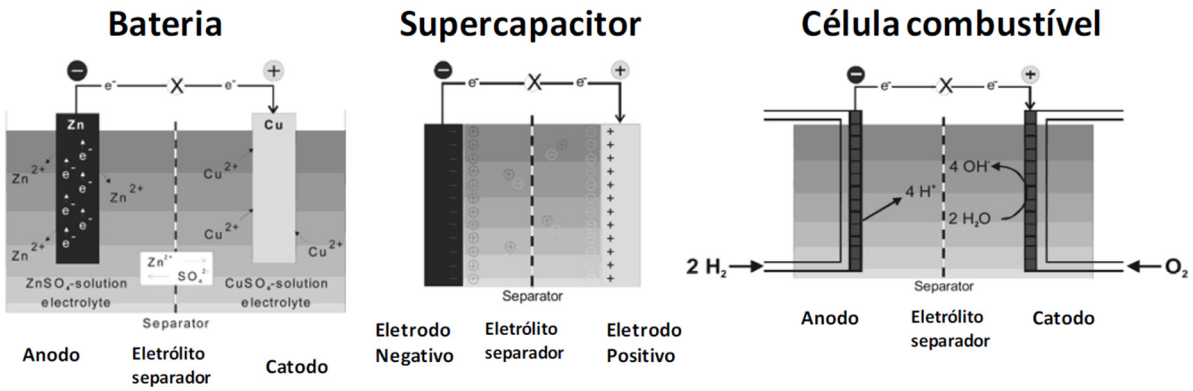
Grupo 4 - são as aplicações que precisam que o dispositivo de armazenamento de energia tenha a capacidade de suportar alguns eventos transitórios. Esses eventos geralmente duram apenas alguns segundos e não acontecem com alta frequência. Assim, baterias para essas aplicações só precisam realizar ciclos de descarga superficial algumas centenas de vezes durante sua vida útil. O tempo de resposta curta da bateria, no entanto, é importante par essas aplicações.

A seguir são apresentadas de forma sucinta as principais tecnologias de DES existentes e com potencial de utilização junto às redes de distribuição e unidades consumidoras.

D.2.1 Bateria, Supercapacitor e Célula Combustível

Conforme (MOMOH, 2012) a produção de energia eletroquímica é seriamente considerada como uma fonte de energia alternativa, enquanto este consumo de energia for concebido para ser mais sustentável e mais amigável ao ambiente. Sistemas de armazenamento de energia eletroquímica e conversão incluem baterias, células combustíveis e capacitores eletroquímicos.

Embora os mecanismos de armazenamento e conversão de energia sejam diferentes, há "semelhanças eletroquímicas" entre os três sistemas. As características comuns são os processos de fluxo de energia que ocorrem no limite da interface eletrodo/eletrólito e o transporte de elétrons e íons são separados. Observe que as baterias, células combustíveis e supercapacitores consistem em dois eletrodos em contato com uma solução eletrolítica. Os requisitos relativos à condução de elétrons e íons em eletrodos e o eletrólito são indicados na Figura 82 abaixo e são válidos para todos os três sistemas.



(Fonte: Adaptado de (MOMOH, 2012).)

Figura 82 - Bateria versus Supercapacitor versus Célula Combustível.

Em baterias e células combustíveis, a energia elétrica é gerada por conversão da energia química através de reações redox no anodo e catodo. Como reações no anodo geralmente ocorrem em potenciais de eletrodo menores do que no catodo, os termos eletrodo negativo e positivo (indicado como polos negativo e positivo) são usados. O eletrodo mais negativo é designado o anodo, enquanto que o catodo é o mais positivo.

A diferença entre baterias e células combustíveis está relacionada com os locais de armazenamento de energia e conversão. As baterias são sistemas fechados e o anodo e catodo são os meios de transferência de carga e têm um papel ativo na reação redox. O armazenamento e conversão ocorrem no mesmo compartimento. Células combustível são sistemas abertos onde o anodo e o catodo são apenas meios de transferência de carga e as massas ativas que sofrem uma reação redox são fornecidas fora da célula, quer a partir do ambiente, por exemplo, o oxigênio do ar ou de um tanque, por exemplo, e combustíveis como hidrogênio e hidrocarbonetos. O armazenamento de energia (no tanque) e a conversão de energia (na célula combustível), portanto, são separados localmente. Em capacitores eletroquímicos (ou supercapacitores), a energia não pode ser entregue através de reações redox e, assim, o uso dos termos anodo e catodo podem não ser apropriados, porém são comumente utilizados.

As seguintes definições são usadas nos debates sobre baterias, células combustíveis e capacitores eletroquímicos:

- **Bateria** é uma ou mais células eletroquímicas conectadas eletricamente tendo terminais/contatos para fornecer energia elétrica;

- **Bateria primária** é uma célula ou grupo de células, para a geração de energia elétrica destinada a ser utilizada até a exaustão e, em seguida, descartada. Baterias primárias são montadas no estado carregado, e a descarga é o processo primário durante a operação;
- **Bateria secundária** é uma célula ou grupo de células para a geração de energia elétrica em que a célula, após ser descarregada, pode ser restabelecida ao seu estado original por um fluxo de corrente elétrica em direção oposta ao fluxo de corrente quando a célula foi descarregada. Outros termos para este tipo de bateria são recarregável ou acumulador. Como baterias secundárias são normalmente montadas no estado descarregado, elas têm que ser carregadas primeiramente;
- **Bateria de especialidade** é uma bateria primária que está em produção limitada para um destino específico;
- **Anodo** é o eletrodo negativo de uma célula associado às reações químicas oxidativas que liberam elétrons do circuito externo;
- **Catodo** é o eletrodo positivo de uma célula associado a reações químicas redutivas que ganham elétrons do circuito externo;
- **Massa ativa** é o material que gera corrente elétrica através de uma reação química dentro da bateria;
- **Eletrólito** é um material que fornece pura condutividade iônica entre os eletrodos positivos e negativos de uma célula;
- **Separador** é uma barreira física entre os eletrodos positivo e negativo para evitar curto-circuito. O separador pode ser um eletrólito gel ou um filme plástico micro poroso ou outro material inerte poroso repleto de eletrólito. Separadores devem ser permeáveis para os íons e inertes no ambiente da bateria;
- **Célula combustível** é um dispositivo de conversão eletroquímica que tem um fornecimento contínuo de combustível como hidrogênio, gás natural ou metanol e um oxidante como o oxigênio, ar ou água oxigenada. Ela pode ter partes auxiliares para alimentar o dispositivo com reagentes, bem como uma bateria para fornecer energia para a inicialização;
- **Capacitor eletroquímico** é um dispositivo que armazena energia elétrica em camada dupla elétrica que se forma na interface entre uma solução eletrolítica e um condutor eletrônico. O termo se aplica a sistemas de carbono-carbono carregados e também a eletrodo de bateria

de carbono e combinações de eletrodos de polímeros condutores, às vezes, chamado ultra capacitores, supercapacitores ou capacitores híbridos;

- **Tensão de circuito aberto** é a tensão entre os terminais de uma pilha ou bateria quando não há fluxos de corrente externa. É geralmente perto da tensão termodinâmica para o sistema;
- **Tensão de circuito fechado** é a tensão de uma pilha ou bateria quando a bateria está produzindo corrente no circuito externo.

Entre as principais tecnologias para baterias se encontram: baterias de chumbo-ácido, baterias íon-lítio, baterias de zinco bromo, baterias metal-ar, baterias de níquel, baterias de vanádio redox, baterias de sódio enxofre e bateria de cloreto de sódio níquel.

As características das baterias mudam conforme a tecnologia, variando a potência de aplicação viável, a duração da descarga na capacidade nominal, o ciclo de vida a 80% de profundidade de descarga, a eficiência energética em CA, o volume de densidade de energia, a massa da densidade de energia, o custo por kW em CA e o tempo de resposta. De acordo com o local de aplicação (larga escala, distribuidora, comunitária) deve-se escolher a tecnologia apropriada.

D.2.2 Armazenamento de Energia Magnética Através de Supercondutores (SMES)

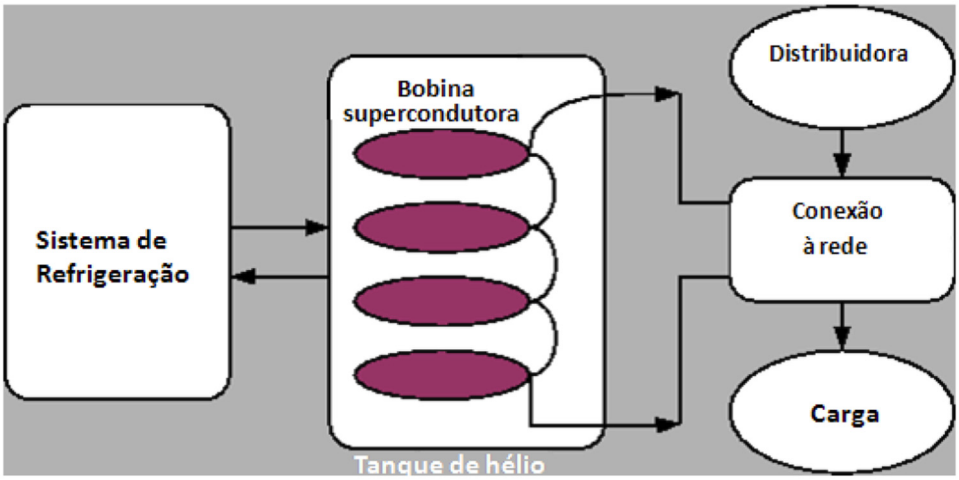
Um sistema de armazenamento de energia magnética através de supercondutores (SMES) é um dispositivo de armazenamento e descarga instantânea de grandes quantidades de energia. Ele armazena energia no campo magnético criado pelo fluxo de corrente contínua em uma bobina de material supercondutor que tenha sido arrefecido criogenicamente.

Estes sistemas têm sido utilizados por vários anos para melhorar a qualidade de energia industrial e para fornecer um serviço de alta qualidade para clientes individuais vulneráveis às flutuações de tensão. As SMES recarregam dentro de minutos e podem repetir a sequência de carga/descarga milhares de vezes sem qualquer degradação do ímã. O tempo de recarga pode ser acelerado a necessidades específicas, dependendo da capacidade do sistema.

A proposta inicial de um SMES foi criada por M. Ferrier em 1970[29], que propôs a construção de uma grande bobina toroidal capaz de fornecer armazenamento diurno de energia elétrica para toda a França. No entanto, o custo seria muito alto e a ideia não foi perseguida. Em 1971 a pesquisa iniciou nos Estados Unidos na Universidade de Wisconsin para compreender a interação entre uma unidade de armazenamento de energia e um sistema de energia elétrica através de uma ponte polifásica. Isso levou à construção dos primeiros dispositivos de SMES.

O funcionamento é através de supercondutividade. Um material supercondutor aumenta a capacidade de armazenamento. Em materiais supercondutores de baixa temperatura, as correntes elétricas não encontram quase nenhuma resistência. O desafio é manter essa característica sem a necessidade de manter os sistemas tão frios. No entanto, as aplicações de supercondutores têm sido limitadas pelas condições de temperatura de baixa transição, campo magnético crítico e densidade de corrente crítica.

Como um dispositivo de armazenamento de energia, o SMES é um conceito relativamente simples. Ele armazena energia elétrica no campo magnético gerado pela corrente continua que flui através de um fio espiral. Se a bobina utilizasse um fio convencional como o cobre, a energia magnética iria ser dissipada pelo calor devido à resistência do fio para o fluxo de corrente. No entanto, se o fio é supercondutor (sem resistência), a energia poderá ser armazenada em um modo "persistente", quase indefinidamente, até ser necessária. A Figura 83 mostra o esquema de um sistema SMES conectado à rede de uma distribuidora.



(Fonte: (DNV-KEMA, 2011b).)

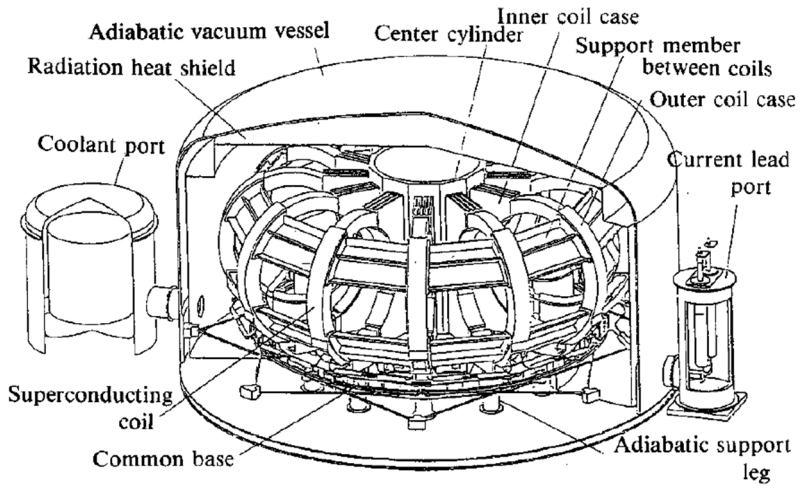
Figura 83 - Esquema de um sistema SMES conectado à rede de uma distribuidora.

[29] Conforme http://www.supraconductivite.fr/en/index.php?p=applications-electricite-smes

Supercondutores têm resistência zero à corrente contínua em baixas temperaturas, sendo assim a dissipação de calor ôhmico é eliminada, daí a refrigeração ser necessária em SMES para arrefecer a bobina. Em aplicações de corrente alternada, há ainda perdas elétricas, mas estas podem ser minimizadas através da concepção de arquitetura e dispositivo de fio adequado. Para aplicações CC e CA, a economia de energia será significativa. A capacidade atual do fio é dependente da temperatura e campo magnético local. A temperatura de funcionamento ideal para a maioria dos dispositivos será entre 50-77 K.

As bobinas SMES variam em tamanho, dependendo da energia que armazenam. A escolha do supercondutor para esta aplicação é uma liga de nióbio-titânio que precisa ser mantida à temperatura de hélio líquido de forma a superconduzir. Supercondutores de alta temperatura, aqueles que operam a temperatura do nitrogênio líquido ou acima, não são tecnicamente avançados neste momento para uma aplicação em larga escala como esta. Uma vez que as SMES estabeleceram uma posição no mercado de concessionárias baseado em supercondutores convencionais, os supercondutores de alta temperatura podem ser introduzidos para reduzir os custos operacionais e de capitais uma vez que suas características físicas sejam aperfeiçoadas, e os processos de fabricação se tornem mais maduros. A Hitachi construiu e testou um sistema de 5 MJ em 1986, que foi conectado à linha de energia de 6,6 kV da própria Hitachi para avaliar a estabilidade de linha de transmissão.

Em 1998, um SMES de 100 kWh foi construído no Japão pelo programa *Japan's International Superconductivity Technology Center* (ISTEC), a Figura 84 mostra o projeto desse sistema.



(Fonte: (LARBALESTIER et al., 1997).)

Figura 84 - Projeto conceitual de SMES de 100 kWh do programa ISTEC do Japão.

Os sistemas SMES estão evoluindo rapidamente. No futuro, podem ser usados como uma maneira eficiente de armazenar grandes quantidades de energia.

D.2.3 Ar Comprimido (CAES)

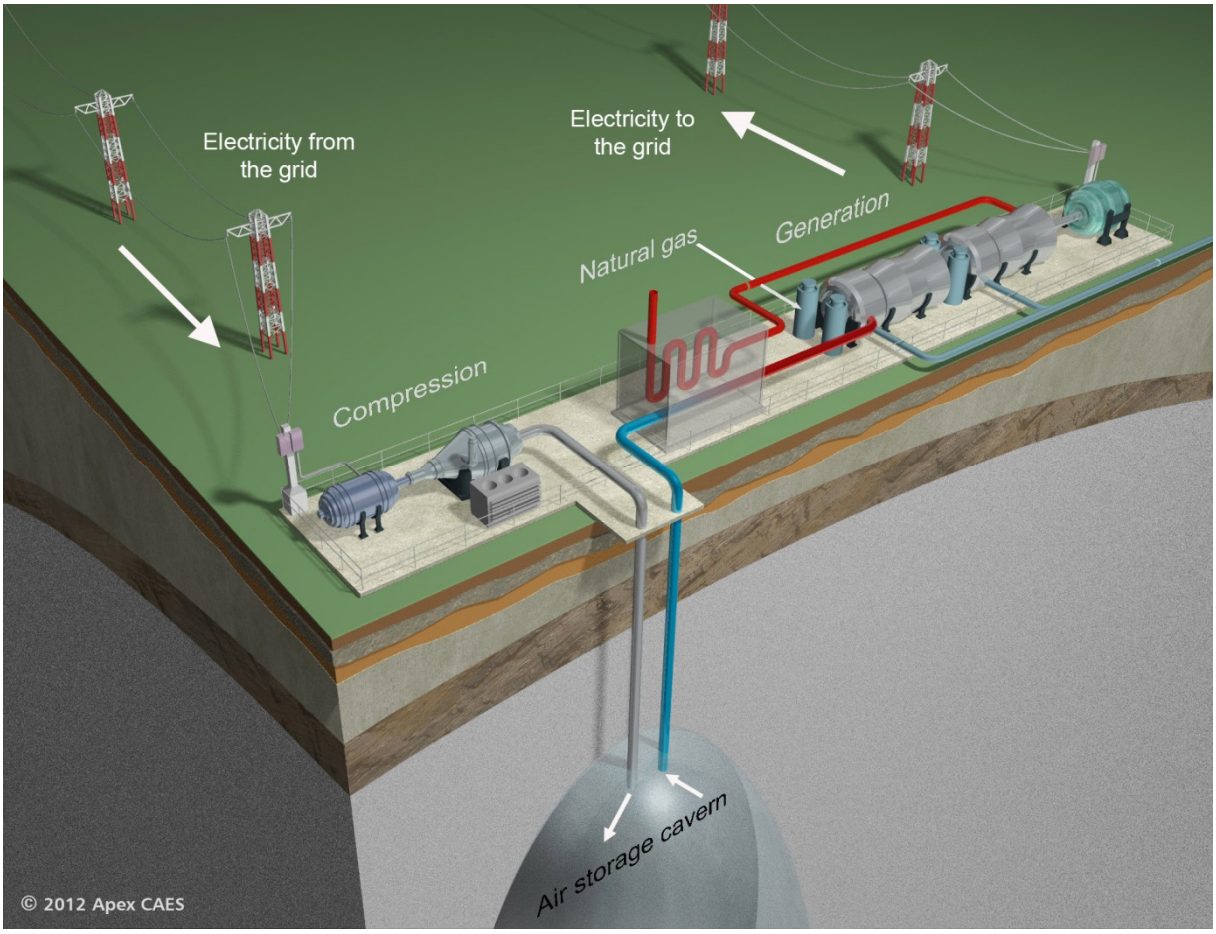
Ar comprimido (CAES do inglês *Compressed Air Energy Storage*) refere-se à pré-compressão de ar através da eletricidade de baixo custo da rede elétrica em horários fora de ponta e a utilização dessa energia mais tarde junto com algum combustível no estado gasoso para gerar eletricidade, conforme necessário. Ressalta-se que o CAES não é um armazenamento de energia "puro", uma vez que o gás combustível ainda é necessário para gerar eletricidade. No entanto, consome menos de 40% do combustível utilizado na turbina a gás convencional para produzir a mesma quantidade de eletricidade. Além disso, os componentes que fazem parte da aplicação são todas tecnologias tradicionais que oferecem desempenho previsível.

No armazenamento de energia em ar comprimido, a energia fora de ponta é utilizada para bombear ar em uma caverna subterrânea selada para pressão alta. O ar pressurizado é então mantido para uso durante a ponta. Quando necessária esta pressão alta pode ser utilizada em turbinas conforme o ar na caverna lentamente é aquecido e liberado. A energia resultante produzida pode ser utilizada nos horários de ponta. Mais frequentemente, o ar comprimido é misturado com gás natural e são incinerados juntos, da mesma forma como em turbinas convencionais. Este método é realmente mais eficiente, pois o ar comprimido perderá menos energia.

Existem muitas formações geológicas que podem ser usadas neste esquema. Estas incluem aquíferos que ocorrem naturalmente, minas de sal, poços de petróleo abandonados e cavernas. Em geral, cavernas rochosas são cerca de 60% mais caras que minas de sal para fins de CAES. Isto é porque cavernas subterrâneas rochosas são criadas pela escavação de formações de rocha sólida, enquanto cavernas de sal são criadas pela mineração através de solução em formações de sal. Armazenamento em aquífero é de longe o método menos caro e, por conseguinte, é usado na maioria dos locais atuais.

A outra abordagem para armazenamento de ar comprimido é chamada CAS, armazenamento de ar comprimido em vasos. Em um sistema de CAS, o ar é armazenado em tanques de alta pressão fabricados. No entanto, a tecnologia atual não é avançada o suficiente para

fabricar esses tanques de alta pressão a um custo viável. As escalas propostas também são relativamente pequenas em comparação com sistemas CAES. A substituição do armazenamento subterrâneo pelo uso de vasos tende a limitar seu uso a 25 MW. A Figura 85 abaixo mostra os componentes de um sistema CAES.



(Fonte: http://www.apexcaes.com/caes.)

Figura 85 - Usina CAES.

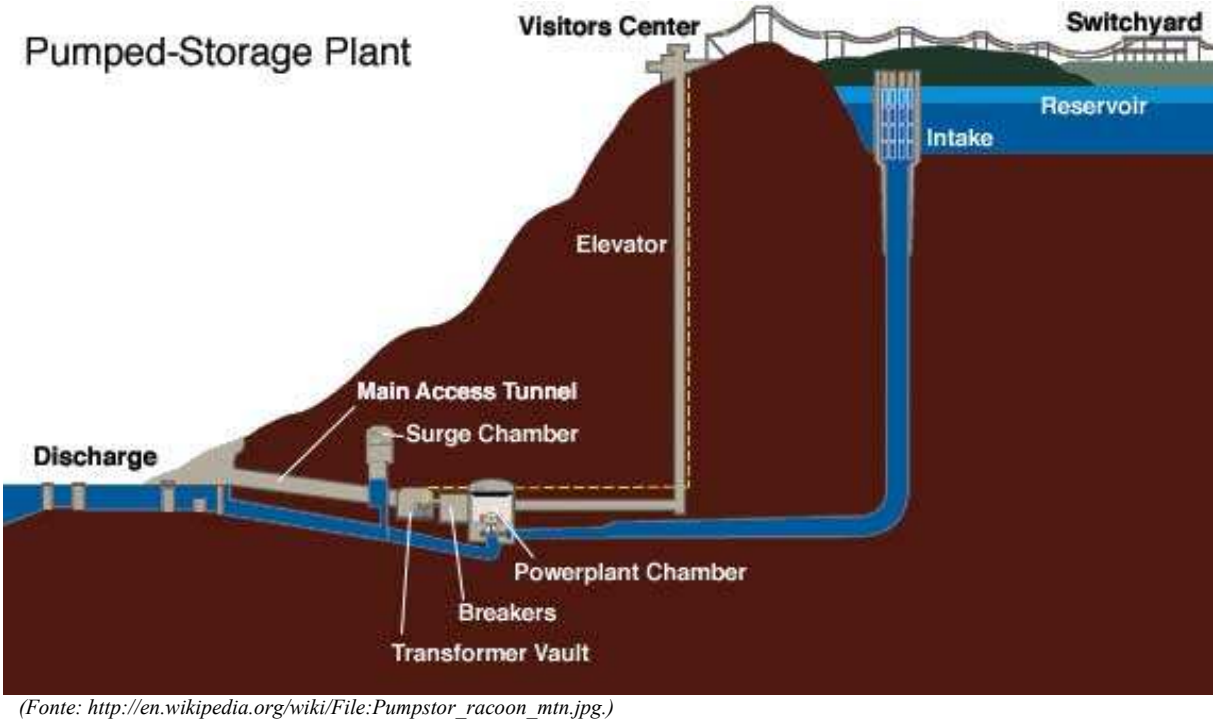
Existem cinco componentes na superfície exigidos por uma instalação de CAES:

1. O motor/gerador que emprega embreagens para acoplamento ao compressor ou à turbina;
2. O compressor de ar que pode exigir duas ou mais fases, *intercoolers* e *after coolers* para atingir economia de compressão e reduzir o teor de umidade.
3. O recuperador, turbinas de alta e baixa pressão;
4. Centro de controle de equipamentos para o funcionamento da turbina de combustão, compressor e auxiliares para regular e controlar a mudança do modo de geração para o modo de armazenamento;

5. Equipamento auxiliar consistindo de manuseio, armazenamento de combustível e sistemas mecânicos e elétricos para oferecer suporte a vários trocadores de calor necessários.

D.2.4 Armazenamento de Água

Uma das mais antigas formas de armazenamento de energia, o armazenamento de água, consiste em dois grandes reservatórios localizados em altitudes diferentes. Durante o pico de demanda, a água é liberada do reservatório superior, fluindo através dos eixos de alta pressão onde passa através das turbinas e atravessa piscinas até chegar ao reservatório inferior. Quando a produção ultrapassa a demanda, a água é bombeada e armazenada no reservatório superior, pronta para ser usada conforme necessário. Com isso, o sistema de bombeamento hidroelétrico é semelhante ao sistema hidroelétrico tradicional quando há liberação de energia durante o pico. A Figura 86 apresenta o modelo de funcionamento de uma planta desse tipo.



(Fonte: http://en.wikipedia.org/wiki/File:Pumpstor_racoon_mtn.jpg.)

Figura 86 - Planta de bombeamento de água para armazenamento.

Em comparação com todos os métodos de armazenamento em larga escala de energia, o armazenamento bombeado hidroelétrico é o mais eficaz. É possível armazenar a maior capacidade

de energia elétrica (mais de 2000 MW) e seu período de armazenamento é também dos mais longos. Uma planta típica pode armazenar a energia por mais de meio ano. Devido à velocidade de resposta rápida, sistemas de armazenamento bombeado hidroelétrico são particularmente úteis como reserva em caso de mudanças bruscas na demanda.

Em parte devido à grande escala e a relativa simplicidade da estrutura do sistema, o custo operacional por unidade de energia está entre os mais baratos, o custo de armazenamento de energia pode ser uma ordem de grandeza menor em sistemas de bombeamento hidroelétrico que nos SMES, por exemplo. Ao contrário de usinas hidroelétricas, um sistema de bombeamento hidroelétrico tem pouco efeito sobre a paisagem. Ele não produz poluição nem desperdício.

Por outro lado, o sistema de armazenamento bombeado hidroelétrico tem suas desvantagens também. Provavelmente, o mais evidente é a sua dependência das formações geológicas específicas. É preciso dois reservatórios de grande volume, juntamente com uma quantidade suficiente de quedas a uma altura de um edifício para ser viável. Isso é raro e, muitas vezes força a localização das instalações a estarem em lugares remotos, como nas montanhas, onde a construção é difícil e onde muitas vezes a rede elétrica não se encontra. A Figura 87 apresenta uma imagem real de um desses sistemas.



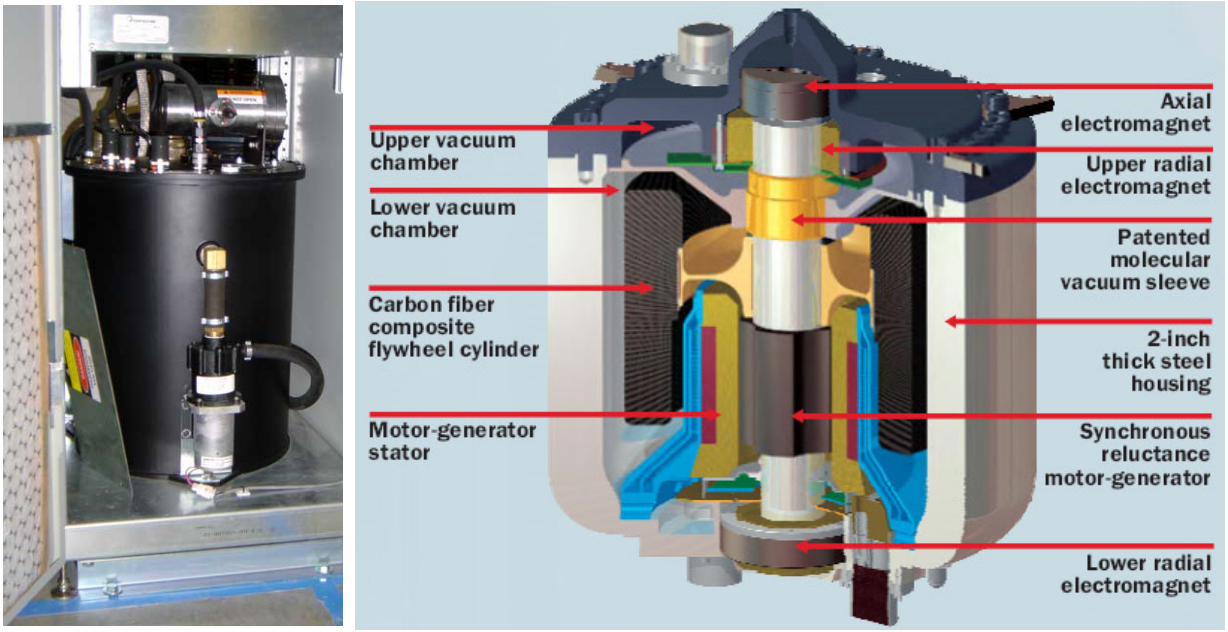
(Fonte: http://www.flickr.com/photos/vattenfall/6779452824/.)

Figura 87 - Sistema real de armazenamento de água.

Apesar de seu custo operacional ser mais baixo, o custo de capital de uma planta de bombeamento hidroelétrico é enorme, já que muitas vezes envolve a construção de represas e enormes tubos subterrâneos. Em termos ambientais, a instalação pode causar perturbações ao habitat local, com a oscilação diária do nível da água. Além disso, a quantidade total de água deve ser bombeada para cima ou para baixo de uma só vez, ou seja, o sistema deve ser drenado.

D.2.5 *Flywheel* – Volante de Inércia

A tecnologia de volante de inércia (*flywheel*) é simplesmente um dispositivo rotativo que é usado para armazenar energia cinética. A massa em rotação é conectada a um gerador rotativo. Esta tecnologia é adequada para aplicações de rápida resposta como regulação de frequência. A densidade de energia desta tecnologia é relativamente baixa e, portanto, resulta em um dispositivo de curta duração.



(Fontes: http://hightech.lbl.gov/dc-powering/images/demo-photos/flywheel-ups-detail.html e http://www.keyitec.com/keyitec-PowerThru-flywheel.html respectivamente.)

Figura 88 - Foto e esquemático de uma bateria eletromecânica (*flywheel*).

A principal função de um *flywheel*, ou bateria eletromecânica, consiste em converter energia cinética por intermédio de um disco em alta rotação. Inicialmente as *flywheels* foram desenvolvidas para utilização em veículos automóveis como fonte "limpa" de energia. Hoje o desenvolvimento

concentra-se nas aplicações tipo bateria eletromecânica. Os componentes básicos são: um rotor, um duto, um espaço em vácuo, um rolamento e um motor/gerador. A Figura 88 mostra uma foto real de uma *flywheel* e seu esquemático ao lado.

As *flywheels* são compostas por um rotor muito resistente que gira num espaço vazio permitindo minimizar as perdas aerodinâmicas, e por um motor/gerador que permite impulsionar a *flywheel* dando-lhe velocidade (motor) ou converter a energia cinética do rotor em energia elétrica (gerador). Usam-se rolamentos magnéticos para eliminar virtualmente todos os tipos de fricção.

Uma *flywheel* densa contém mais energia que uma *flywheel* menos densa, mas o perigo de desintegração é maior. Por outro lado, uma *flywheel* menos densa tem a capacidade de rodar mais rapidamente. Assim, como a energia cinética é proporcional ao quadrado da velocidade do rotor, mas apenas linearmente proporcional à massa, a *flywheel* ideal seria constituída em material resistente e de pequena densidade. Devido à grande velocidade na superfície do cilindro rotor, o atrito com o ar é de extrema importância, o que justifica a presença do espaço em vácuo. Além disso, como existe a possibilidade de sobreaquecimento, é usual incorporar um sistema de arrefecimento.

A grande vantagem de uma *flywheel* reside nas suas características ambientais. No entanto, as *flywheels* enfrentam alguns problemas:

- O contentor do sistema deve ser concebido para resistir em caso de desintegração da *flywheel*, o que significa impactos com fragmentos com alta velocidade;
- Para a utilização em transportes, o sistema deve ser suficientemente resistente para prevenir qualquer choque. O efeito giroscópio da *flywheel* pode, por exemplo, fazer tombar o carro numa curva. Os componentes devem ser resistentes a tais forças, ou então essas forças devem ser neutralizadas ou minimizadas;
- Elevado custo face às tecnologias concorrentes.

D.2.6 Armazenamento de Gelo

Sistemas de armazenamento de energia distribuída de gelo operam em dois modos básicos: resfriamento de gelo e carregamento de gelo. O sistema armazena energia de refrigeração durante a noite e oferece essa energia para refrigeração durante o dia seguinte. À noite, um sistema de

carregamento de gelo autocontido congela (normalmente várias centenas de litros) de água em um tanque isolado, enquanto pequenas unidades de condensação bombeiam o refrigerante por meio de uma configuração de bobinas de cobre dentro do tanque. A água que cerca essas bobinas congela e se transforma em gelo. Uma vez que a água está congelada, a unidade de condensação é desligada e o gelo é armazenado até que sua energia de resfriamento seja necessária. Conforme as temperaturas sobem, aumenta o consumo de energia do ar condicionado. É durante este período de pico, normalmente do meio-dia às 18 horas, que a unidade de armazenamento de gelo assume e o compressor de energia intensiva do ar condicionado desliga. A unidade de armazenamento de gelo totalmente carregada na noite anterior chaveia para o modo de arrefecimento de gelo.

Neste modo, o sistema usa o gelo, ao invés do compressor de ar condicionado da unidade, para esfriar o refrigerante quente, lentamente derretendo o gelo durante o caminho através de uma série de bobinas de cobre. Uma pequena bomba, altamente eficiente empurra o refrigerante gelado através de uma bobina evaporadora modificada que foi instalada no sistema de ar condicionado do edifício. O ciclo de resfriamento de gelo geralmente dura pelo menos 6 horas. Uma vez que o gelo derreteu totalmente, a unidade de armazenamento de gelo transfere o trabalho de resfriamento de volta à unidade de ar condicionado do edifício, para fornecer resfriamento, conforme necessário, até o dia seguinte. À noite, o modo de carga de gelo é ativado e todo o ciclo começa novamente.

A eficiência da unidade é de 88%, mas também fornece maior eficiência de AVAC (aquecimento, ventilação e ar condicionado) devido a operações em condições mais favoráveis. O efeito combinado é considerado 100% de eficiência. De forma semelhante a outros formatos de DES, o armazenamento de gelo pode ser instalado como um recurso sob controle da distribuidora para participar em esquemas agregados de DR. Como alternativa, os clientes podem utilizar esta abordagem como uma iniciativa de EE.

É importante observar que as tecnologias de armazenamento térmico deslocam a carga. Embora os dispositivos sejam considerados dispositivos de “armazenamento”, ao contrário das tecnologias já apresentadas, este dispositivo não descarrega para a rede. A utilização do sistema de gelo substitui a carga do compressor, atuando como um dispositivo de deslocamento de consumo (do dia para a noite) para fornecer economias.

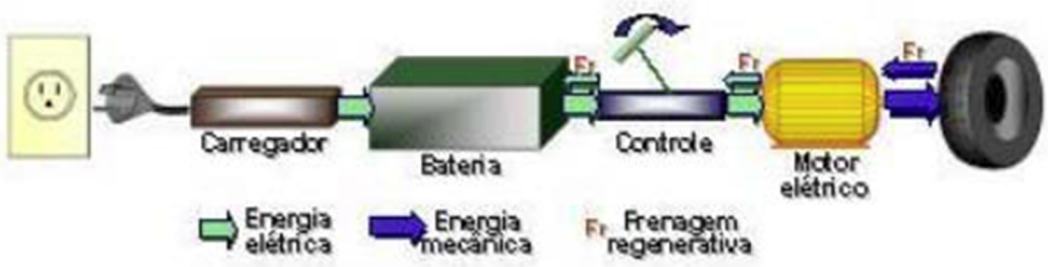
D.3 Veículos Elétricos (EV) e Híbridos Plugáveis (PHEV)

De acordo com a Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE)[30], veículos elétricos são veículos automotores que utilizam pelo menos um motor elétrico para acionamento das rodas. A sua classificação é feita de acordo com a fonte de energia elétrica que abastece o motor e também de acordo com o arranjo dos componentes do sistema de tração elétrica. As categorias são: veículo elétrico a bateria (EV), veículo elétrico híbrido (HEV do inglês *Hybrid Electrical Vehicle*), veículo elétrico híbrido plugável (PHEV), veículo elétrico de célula a combustível, trólebus e veículo solar.

A seguir serão apresentadas as características e funcionamento dos veículos elétricos a bateria e os híbridos plugáveis, que fazem parte do escopo deste trabalho por terem potencial maior de estarem presentes nas instalações do consumidor final.

Os EV são aqueles que possuem um motor elétrico para propulsão que obtém energia a partir de um controlador, o qual regula a quantidade de energia fornecida através do uso de um pedal acelerador acionado pelo motorista. A energia utilizada tanto pelo motor quanto pelos sistemas auxiliares do veículo (como iluminação e ar condicionado) provém da energia química armazenada em baterias instaladas no próprio veículo, que podem ser recarregadas na rede elétrica, ou em fontes externas de energia elétrica.

Outra forma que os modelos mais modernos utilizam para obter energia para armazenar na bateria é o sistema de frenagem regenerativa, acionada quando o freio é pressionado para reduzir a velocidade, transforma a energia cinética do veículo em energia elétrica que é armazenada na bateria. A Figura 89 abaixo ilustra o diagrama de funcionamento do EV.



(Fonte: http://www.abve.org.br/PF/ExibePF.asp?codigo=0002.)

Figura 89 - Diagrama de funcionamento do EV.

[30] Conforme http://www.abve.org.br/PF/ListaPFs.asp?grupo=01

Conforme (DNV-KEMA, 2011b) o EV não foi amplamente adotado devido à sua limitada autonomia, longo período necessário para recarga da bateria, e falta de compromisso por parte da indústria em produzir e comercializar modelos com todos os confortos de carros movidos a combustíveis. Isso está mudando. Com a melhoria na tecnologia das baterias (aumento na capacidade de armazenamento da bateria), a perspectiva é de que as grandes montadoras introduzam uma nova geração de carros elétricos no mercado.

Esses veículos são considerados os mais ecológicos, pois sua utilização possui emissão zero de gases poluentes, reduzem a dependência ao petróleo e possuem uma operação mais barata. Além disso, com o crescente desenvolvimento em sua tecnologia, é um dos mais confortáveis para seus ocupantes, por não apresentar ruído e as trepidações características de motores a combustão.

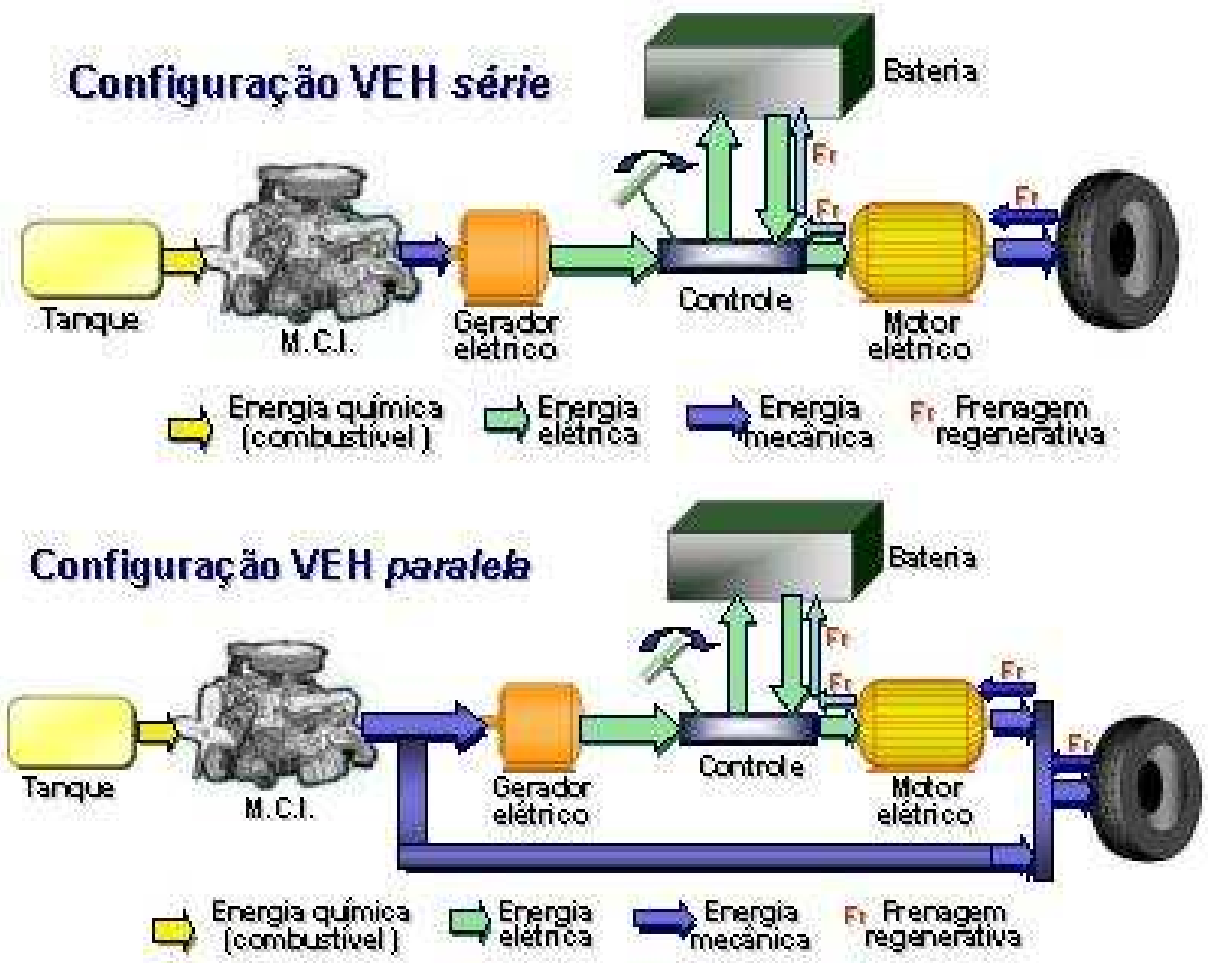
Com o desenvolvimento da RI, os EVs ganham novas aplicações e possibilidades, uma vez que a energia acumulada nas baterias pode ser utilizada para alimentar as residências, ou até mesmo fornecer energia à rede. Dessa forma, os EVs podem contribuir para a rede elétrica, reduzindo as perdas e aparecendo também como uma alternativa para fornecimento de energia na ponta (contribuindo também na redução das emissões das usinas).

Entre as desvantagens dos EVs pode-se citar o fato de as baterias possuírem atualmente elevado custo, além disso, devido à baixa densidade energética dessas baterias, a autonomia dos EVs é bastante limitada, se comparada com os veículos a combustão, possuindo em média de 100 a 200 km. E o tempo necessário para recarregar a bataria é atualmente em torno de 8h para uma carga normal, podendo ser utilizados carregadores rápidos, que mesmo assim demoram bastante tempo, em torno de 30 min.

Os HEV possuem tanto um motor elétrico quanto um a combustão e existem diferentes formas de atuação de cada um desses motores no funcionamento dos veículos. Existem duas formas que são as mais utilizadas pelos fabricantes atualmente.

Na primeira delas o motor a combustão funciona acoplado a um gerador elétrico, que fornece a energia utilizada pelo motor elétrico. Nessa forma de acoplamento o motor a combustão também pode ser utilizado para tracionar as rodas do veículo, em conjunto com o motor elétrico, fornecendo maior potência mecânica em situações que necessitem de maiores acelerações, ou quando o veículo se encontra em maior velocidade, momento em que o consumo tende a ser menor. Essa configuração é conhecida como paralela.

Ao contrário, na configuração em séria o motor a combustão opera somente em conjunto com o gerador, carregando a bateria do veículo, que utiliza apenas o motor elétrico para tracionar as rodas. A Figura 90 apresenta as duas configurações.

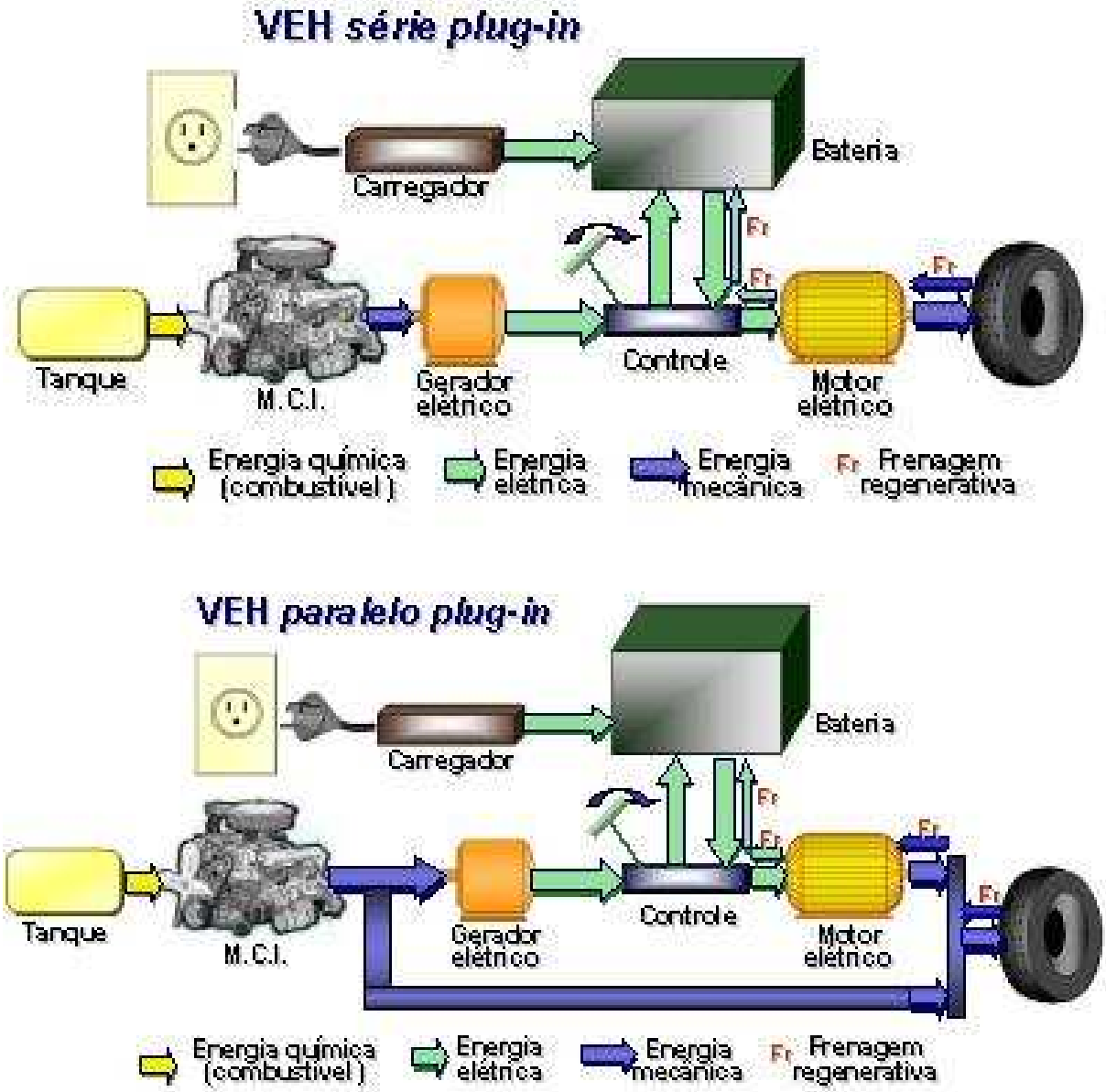


(Fonte: http://www.abve.org.br/PF/ExibePF.asp?codigo=0003.)

Figura 90 - Diagramas das configurações série e paralelo para HEV.

Na outra forma, chamada de PHEV, e que está sendo considerada a forma mais eficiente e moderna de HEV, a bateria também pode ser recarregada através de uma conexão com uma tomada, da mesma forma que um EV. Assim, é reduzida a utilização de combustível fóssil, e consequentemente, as emissões de gases quando comparada com o HEV.

O veículo funciona somente com o motor elétrico até que a bateria atinja uma determinada porcentagem de carga, ou quando é necessária uma maior aceleração e nesse momento o motor a combustão é acionado, passando o veículo a funcionar como um híbrido tradicional. A Figura 91 apresenta o diagrama para o PHEV nas duas possibilidades, série e paralelo.



(Fonte: http://www.abve.org.br/PF/ExibePF.asp?codigo=0008.)

Figura 91 - Diagramas para o PHEV nas configurações série e paralela.

A filosofia por detrás desse tipo de veículo híbrido é utilizar somente o motor elétrico nos trajetos diários e, dessa forma, o veículo funciona não emitindo nenhum gás poluente no uso diário. À noite, o veículo é conectado à rede elétrica recarregando a bateria para poder ser utilizado no dia seguinte. O motor a combustão será utilizado somente nas ocasiões em que a autonomia da bateria não for suficiente para suprir a necessidade do usuário. Nesses veículos também existem sistemas,

como o freio regenerativo, que fornecem energia para a bateria, reduzindo ainda mais a necessidade do uso de combustíveis fósseis e o custo de operação do veículo.

Os PHEVs aparecem no mercado como uma opção ao EV, que pela baixa autonomia fornecida pelas baterias, encontra dificuldade para penetrar no mercado. Pelo fato de haver um motor a combustão operando, carregando constantemente a bateria, o PHEV possui uma maior autonomia, tendo condições de atender as necessidades de uma parcela maior de usuários e, assim, sendo mais viável e com uma maior facilidade de penetração no mercado.

O PHEV é uma transição entre a matriz energética baseada nos combustíveis fósseis e uma totalmente elétrica. A tendência é que com a evolução da tecnologia das baterias, aumentando a sua capacidade de armazenamento de energia, os EVs venham a ganhar força e os híbridos a perder, pois ainda dependerão de combustíveis fósseis, que são mais caros e menos eficientes em comparação à eletricidade.

Outro conceito importante que deve ser apresentado é o de Veículo para a Rede (V2G do inglês *Vehicle-to-Grid*). Conforme (ZPRYME, 2010) V2G é uma tecnologia que utiliza a energia armazenada nas baterias do EV para contribuir com a eletricidade da rede quando os operadores de rede precisarem dela. A renda do V2G reduzirá o custo do consumidor com o EV; irá também aumentar a eficiência e confiabilidade da rede elétrica atual, diminuindo o uso de fontes fósseis, e tornando possível uma maior contribuição de fontes de energia renováveis e intermitentes como eólica e solar no futuro.

V2G permite de PHEVs e EVs forneçam energia de volta para a rede. Esses veículos têm dentro de si fontes de energia e eletrônicos capazes de produzir eletricidade CA em 50 Hz e 60 Hz que alimenta instalações residenciais e comerciais. A chave para percepção do valor econômico do V2G é tornar a energia disponível sem comprometer os requisitos de direção dos donos dos veículos, e ainda agregar essa energia de vários veículos para atender em tempo a necessidade crítica do despacho de carga do sistema de distribuição de eletricidade.

Usando a tecnologia V2G o custo de tal sistema de armazenamento pode ser dividido entre o sistema elétrico e o sistema de transporte de passageiros, tornando-o economicamente mais eficiente. Usando protocolo IP ou disperso, os operadores das concessionárias podem “falar” com os carros conectados, comprando energia de seus donos quando necessária, e vendendo de volta quando a demanda for baixa.

Apêndice E - Componentes Fundamentais da VPP

Este Apêndice, que tem por base a referência (DNV-KEMA, 2011a), apresenta discussão sobre alguns dos componentes fundamentais da VPP, incluindo sua integração com Microrredes, apresentando algumas das vantagens e desafios de colocação em prática de uma VPP.

E.1 Ativos Físicos de uma VPP

Os ativos físicos podem ser monitorados e/ou controlados de ponta a ponta, da geração ao cliente, dentro de uma VPP. Eles podem ser agrupados em seis níveis:

- Instalações de clientes;
- Distribuição secundária;
- Alimentador da distribuição;
- Subestação da distribuição;
- Subestação da transmissão;
- Transmissão;
- Operadores regionais.

Se forem controláveis, os ativos podem se comportar como recursos de oferta e demanda. Se não controláveis, como uma pequena instalação de painel PV, eles podem ser pensados como modificadores das características da carga. Seguem detalhamentos:

Instalações de clientes: exemplos dos recursos podem incluir dispositivos inteligentes, uma Rede Interna Residencial (HAN do inglês *Home Area Network*) que informa ao cliente os sinais de preços, ou controla diretamente a carga, como ar condicionado ou aquecedor de água. Pode haver um Sistema Residencial de EMS, também conhecido por HEM (do inglês *Home Energy Management*) independente ou sob controle da distribuidora ou de terceiros. Instalações comerciais podem ter armazenamento, cogeração ou fontes de alimentação reservas.

Distribuição secundária: sistemas de baixa tensão podem incluir armazenamento local, integração de pequenas fontes solares, eólica ou outra DG da distribuidora. Monitoramento de tensão, fluxo de potência e qualidade de energia são também possíveis.

Alimentadores da distribuição: a automação de distribuição está se tornando um atributo cada vez mais comum de alimentadores da distribuição, permitindo reconfiguração do circuito

automatizada ou supervisionada. Além disso, CVR pode ser utilizada no controle do consumo. O armazenamento pode ser implantado neste nível, assim como monitoramento de tensão e fluxo de energia.

Subestações da distribuição e da transmissão: Sistemas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*), agora predominantes, permitem um elevado nível de acompanhamento e integração com os sistemas corporativos. A compensação de reativos e a regulação de tensão podem estar disponíveis. Antecipação e localização de falhas estão sendo introduzidos. O armazenamento de energia em escala de distribuição também pode estar disponível.

Transmissão: sistemas SCADA, compensação de reativos e regulação de tensão estão ainda mais disponíveis do que no nível da distribuição. Outros avanços, tais como Unidades de Medição Fasorial (PMU do inglês *Phasor Measurement Units*) estão melhorando a disponibilidade de informações sobre a estabilidade.

Operadores regionais: informações fundamentais sobre as atividades de compra/venda de energia no mercado e informações da operação do sistema estão disponíveis. O fornecimento de sinais de preço para os clientes do varejo pode tornar-se um importante fator para a VPP e podem ser entendidos no contexto do cliente como sendo um elemento de retorno de informação. As necessidades de serviços ancilares, tais como reserva girante ou regulação de frequência faz parte deste grupo.

Esses componentes ativos, passivos, controláveis, não controláveis, previsíveis, imprevisíveis, monitorados e não monitorados do cada vez mais complexo sistema de potência são todos potenciais ativos da VPP.

E.2 Monitoramento e Controle na VPP

O coração da VPP é um esquema de monitoramento e controle que permite o uso de recursos DEM da geração ao uso final. Ele deve fornecer visibilidade de dados de desempenho para o operador e permitir informações para tomada de decisão automatizada ou manual. O controle de componentes DEM deve ser compatível com comandos locais que são autônomos em uma escala maior ou menor e oferecer suporte a operações das equipes de campo.

Os ativos de uma VPP não têm necessariamente de ser controláveis para serem considerados como parte do sistema. Alguns podem simplesmente ser monitorados, tais como o estado de uma seccionadora ou o consumo de um cliente. Alguns podem nem mesmo ser diretamente monitorados, mas podem ser evidenciados por meio do monitoramento de desempenho do sistema. Por exemplo, uma instalação de painel PV em uma residência terá impacto sobre o sistema de potência e sua saída será refletida na conta do cliente, mas ela não necessariamente pode fornecer dados para servir como informações de fluxo de energia em tempo real. Todos esses recursos, no entanto, não importando o nível de dados operacionais, precisam ser compreendidos e acomodados no sistema da VPP.

Muitas variações de VPP são possíveis, um exemplo são as que integram também Microrredes, mas são fundamentalmente similares em requisitos para satisfazer a interação entre os principais componentes da VPP e participantes. São componentes fundamentais de monitoramento e controle:

Gerenciamento de Energia Regional: operações de nível regional; estabilidade, confiabilidade, controle de frequência, despacho econômico. Este sistema otimiza o uso de todos os recursos para equilibrar a oferta e a demanda em tempo real. É necessária uma interface para tempo real e previsão de preços de mercado e fluxo de energia.

Controlador de DEM: sistema agregado para integrar vários sistemas de recurso; controle de demanda, reconfiguração de circuito, CVR, proteção de sobre corrente, gerenciamento de operações de T&D, gerenciamento de interrupções e DG.

Simulação: modelagem precisa de sistemas e monitoramento de desempenho são essenciais para a operação oportuna e adequada de uma VPP. A simulação de desempenho do sistema serve como base para a tomada de decisão.

Telecomunicações: são um componente importantíssimo de RI. Comunicações adequadas e confiáveis são essenciais para o bom funcionamento do sistema e são uma grande parte das tecnologias a ser introduzida. Como tal é um componente essencial do esquema de monitoramento e controle da VPP.

Monitoramento de desempenho: sensores nos pontos críticos do sistema e em pontos controláveis são necessários. Os estados do sistema e fluxo de potência precisam estar disponíveis para operações automatizadas e manuais de sistemas de VPP. A precisão dos dados deve ser suficiente, os dados falsos devem ser detectados e as omissões de dados toleradas.

Este esquema de acompanhamento e de controle é uma abordagem em camadas com cada nível operável em todas as condições de funcionamento normal e emergenciais.

E.3 Vantagens da VPP

Em relação à geração tradicional, a VPP apresenta uma infinidade de vantagens. Em geral, estas são benefícios que estão disponíveis a partir dos recursos DEM individuais, porém fazendo parte de uma VPP. Com a consolidação de operações de VPP dentro de um único sistema, o despacho coordenado destes recursos permite uma utilização mais eficiente e mais rentável. A VPP pode ser vista como um recurso de geração que é mais flexível nas seguintes condições:

Implementação incremental: DEM pode ser instalado em pequenos incrementos, fazendo com que os projetos sejam mais fáceis de serem financiados e mais fáceis de programar.

Tempo de resposta: muitos componentes têm melhor resposta do que a geração tradicional. Em particular, o armazenamento é um componente que responde rapidamente às necessidades de mais despacho de potência.

Disponibilidade: quando componentes individuais não estão disponíveis, eles constituem uma pequena fração de toda a frota da VPP.

Controle de fluxo de potência: grande parte da frota da VPP comporta-se como máquinas de quatro quadrantes; apresentando potência ativa ou reativa, consumida ou gerada.

Mercado local: conforme os recursos DEM se tornam onipresentes e integrados à VPP, o sistema pode servir a qualquer mercado independentemente da localização.

Adaptabilidade: conforme o mercado de energia evolui e o ambiente regulatório se altera, a VPP se provará resiliente no atendimento às necessidades dinâmicas.

Eficiência: por ser distribuída, a VPP pode tirar proveito de estar próxima ao centro de carga para reduzir as perdas técnicas.

Confiabilidade: a DG, a DA e o DES podem todos desempenhar um papel na melhoria da confiabilidade, muitas vezes sob a forma de Microrredes.

Adiamento de investimentos: às vezes os componentes do DEM podem ser usados para o adiamento de aprimoramentos ao sistema de T&D. A adição de alguns recursos de geração tradicional também pode ser adiada.

Características de carga: na perspectiva do sistema, o impacto de recursos coordenados e altamente distribuídos pode ser visto como transformação das características da carga; tais como fator de carga melhorado, reduzida sensibilidade a interrupções, qualidade de energia aprimorada, reduzida sensibilidade às variações de tensão.

Rejeição de carga: em condições de emergência, a carga pode ser movida (ilhada) para Microrredes ao invés de ser rejeitada.

E.4 Desafios da VPP

As vantagens da VPP vêm à custa de um enorme aumento na complexidade do sistema. Juntam-se a isso as necessidades de sistemas corporativos recentemente colocados em prática, facilidades de comunicação, novos procedimentos operacionais e novas habilidades e ferramentas para o pessoal de campo. Alguns dos desafios significativos são mencionados a seguir:

Segurança: acesso físico e remoto à infraestrutura de recursos DEM representam riscos de segurança. Componentes dentro de instalações de cliente e ao longo de linhas de distribuição são altamente expostos a ameaças.

Regras de negócio: a regulação deve ser negociada para acomodar todas as oportunidades proporcionadas pela VPP, tais como qualificação como recurso para os serviços ancilares, inclusão adequada em um portfólio renovável e contabilização para regulamentações ambientais.

Padronização: interoperabilidade dos componentes DEM requer novas normas. Em reconhecimento disto, existe um elevado nível de atividade sob os cuidados do Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia estadunidense (NIST do inglês *National Institute of Standards and Technology*). Este esforço concentrado irá exigir vários anos e será a base dos primeiros esforços para colocar em prática VPP.

Interconexão: segurança e orientações técnicas para a interconexão elétrica precisam ser atualizadas.

Alocação de orçamento: as distribuidoras necessitam realocar financiamentos para acomodar os investimentos na distribuição que seriam usados anteriormente para ativos de geração ou transmissão tradicionais.

E.4.1 Beneficiando-se de Projetos de RI

Os sistemas DEM colocados em prática como ativos da distribuidora tendem a ser introduzidos como sistemas independentes implementados como pequenos projetos. Muitas vezes são executados na forma de pequenos pilotos que afetam áreas pequenas para que o impacto possa ser monitorado e os benefícios validados. Este é um início lógico, mas não consistente com a visão de longo prazo da introdução desses sistemas.

A evolução é no sentido de sistemas interoperáveis e uniformes que irão permitir a coordenação dos recursos. Ao longo do tempo, a partilha de recursos comuns irá fazer uso mais econômico dos investimentos. Esta tendência baseia-se na oportunidade de operar os recursos como uma VPP. Em outras palavras, essa oportunidade é uma extensão natural dos esforços em curso da RI e DEM.

Em alguns casos é esperado que a VPP evolua gradualmente com o upgrade do sistema conforme os componentes de recursos DEM sejam integrados. Usar o armazenamento como um componente de CVR e melhoria de reativos é um exemplo onde um controle comum e plataforma operacional serão usados. Conforme o SCADA da distribuição integra recursos DEM, o sistema irá tornar-se um sistema de gerenciamento de recursos e operações da distribuição e transformará o tradicional centro de despacho da distribuição. Isso representa um passo na evolução para um centro de distribuição que irá ser interfaceado para operações de transmissão de uma forma mais funcional.

E.4.2 Impacto potencial do controle de demanda

Projetos de RI não incluem necessariamente AMI, porém esta pode ser usada como um "barômetro" de atividades de RI. Pois dependendo das funcionalidades escolhidas, permitirão a função de controle de demanda. A Comissão Federal de Regulação de Energia estadunidense (Ferc do inglês *Federal Energy Regulatory Commission*) estima que 80 a 140 milhões de clientes nos EUA, que representam até 450 GW de carga, serão servidos por AMI em 2019. No Brasil, a substituição total dos cerca de mais de 70 milhões de medidores eletromecânicos por eletrônicos inteligentes, que, dependendo das funcionalidades implantadas, poderão ser considerados como RI.

O Controle de demanda automático está se tornando um recurso importante em várias jurisdições e mercados. Por exemplo, recursos ativos de DR contabilizam 1.025 MW ou 3% dos requisitos de capacidade total instalada do operador independente de New England, em seus estudos de mercado de capacidade futura (que objetiva a compra de capacidade suficiente para operação futura confiável do sistema). Uma parcela significativa desta capacidade é fornecida por empresas como as mencionadas anteriormente. No entanto, não é possível avaliar através do mercado e de registros do programa, o grau em que os sistemas de resposta automatizados – ao contrário de ações manuais – realmente controlam as operações de clientes durante eventos de controle de demanda.

No setor residencial, as distribuidoras nos EUA têm utilizado tradicionalmente controle direto unidirecional de carga de ar-condicionado central, aquecedores de água e bombas de piscina para reduzir as cargas de ponta em face de situações de emergência. Em 2006, 232 programas desta natureza estavam em funcionamento e controlavam mais de 6 GW de carga. Conforme eletrodomésticos habilitados para RI e os controles tornam-se mais amplamente utilizados e mais baratos, é provável que haja um aumento no escopo dos programas de controle de demanda residenciais.

E.4.3 Perspectivas futuras para clientes e distribuidoras

O modelo de negócio das distribuidoras, funções e relacionamento com o cliente mudam significativamente com os recursos energéticos fortemente acoplados a um regime de controle em tempo real. Além disso, o papel global da distribuidora no que se refere à gestão da rede de energia vai mudar conforme a DG e tecnologias de armazenamento evoluem.

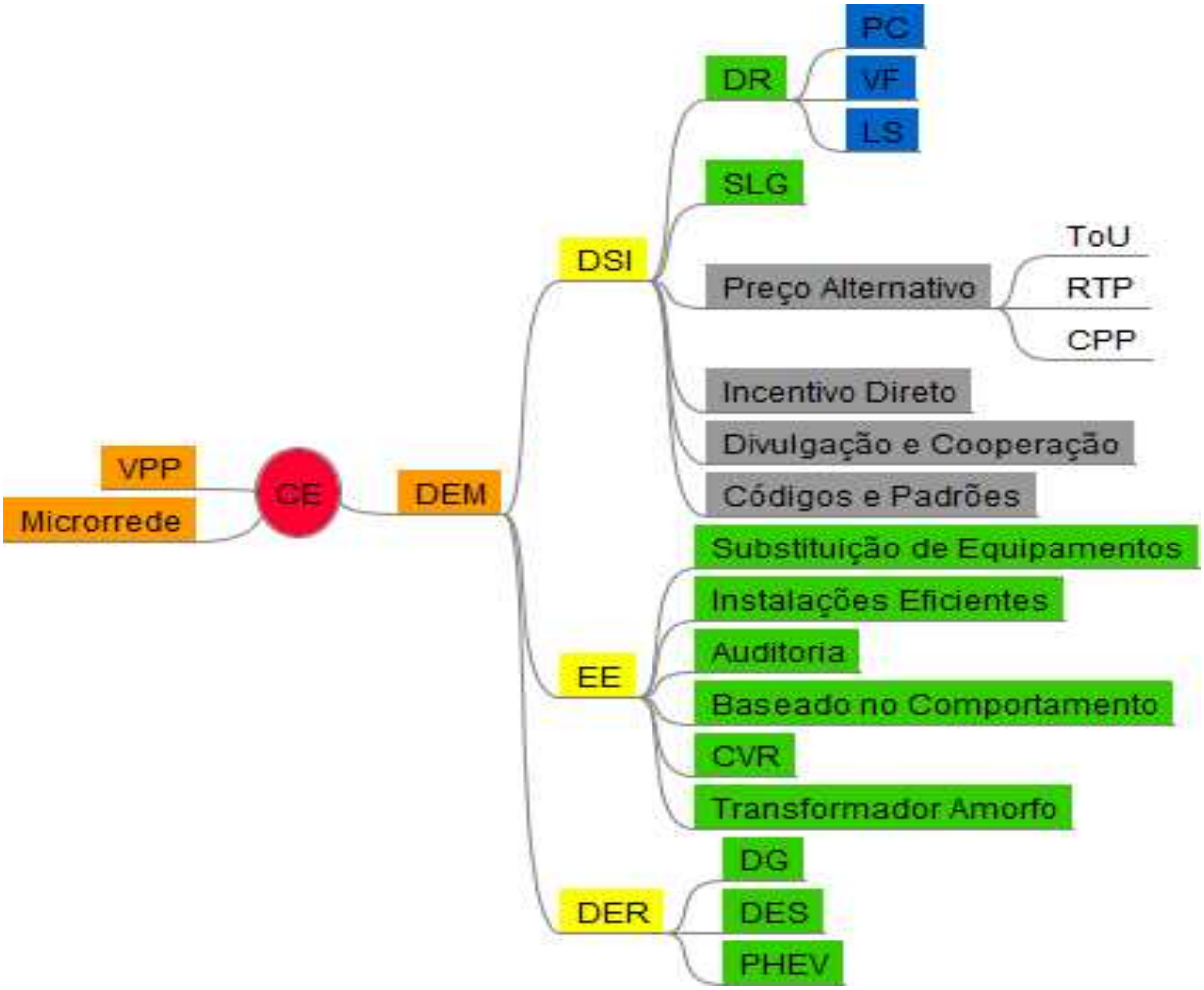
Atualmente, a conta mensal é a comunicação primária entre a distribuidora e o cliente final. No mundo da VPP, a relação entre a distribuidora e o cliente final torna-se mais interdependente e robusta. A distribuidora continuará a faturar o cliente, mas a conta será mais complexa. Irá incluir o custo de armazenamento ou de geração de energia que o cliente vende de volta à rede, bem como os impactos de preço relacionados à opção do cliente em participar ou não em eventos de corte de carga.

Além da fatura, a distribuidora e o cliente precisarão trabalhar juntos como parceiros. A distribuidora vai querer saber o perfil de uso e a criticidade das cargas do cliente, tais como PHEV, refrigeração e aquecimento para compreender a geração potencial ou capacidade de gestão de demanda, bem como para atribuir ao cliente uma taxa e um programa que suportem suas necessidades.

A DG e a carga controlável permitirão que o cliente “empacote” e venda a energia de volta à rede, garantindo a confiabilidade do serviço. A distribuidora terá de comunicar e agendar as necessidades de intervenção de longo e curto prazo para a geração fornecida pelo cliente, carga controlável ou armazenamento de energia para a rede, com base no clima, preço ou eventos controlados pela distribuidora. Esta nova relação entre a distribuidora e o cliente, habilitada pelo conceito de VPP e a RI, é uma significativa mudança de paradigma ao negócio principal da distribuidora, bem como a percepção e a relação entre ela e o cliente.

Apêndice F - Revisão de Artigos da Publicação TSG (de Junho de 2010 a Dezembro de 2012)

Este apêndice foi construído a partir dos artigos publicados no periódico *IEEE Transactions on Smart Grid* (TSG) no período de junho de 2010 a dezembro de 2012, cobrindo três volumes e onze edições. Cada um dos quase 360 artigos foi analisado e verificado se trata de qualquer dos temas ligados a CE com aplicação de conceitos de RI apresentados no Capítulo 4 desta tese. A Figura 92 a seguir apresenta o diagrama de referência para essas diversas formas de CE.



(Fonte: criado pelo autor.)

Figura 92 - Diversos conceitos contidos na CE conforme Capítulo 4 desta tese.

Em cada um dos 34 artigos selecionados apresentados de forma sumária na Tabela 18 a seguir, buscou-se analisar quais eram as MCE que estavam sendo utilizadas para se alcançar os objetivos pretendidos. As diversas metodologias utilizadas, e mais importante, como foi formulado e entendido o problema em questão são mostrados. Adicionalmente as ferramentas que foram utilizadas nas simulações, quando disponível, são registradas, bem como os principais resultados encontrados. As células sombreadas na cor cinza mais escuras indicam que a metodologia ou ferramenta possui forte correlação com o que foi desenvolvido nesta tese. As redes de consumo de energia elétrica e cenários de simulação, quando disponíveis, são apresentados.

Tabela 18 - Sumário de MCE, objetivos, metodologia, ferramenta de simulação e principais resultados dos artigos publicados no jornal TSG de junho/2010 a dezembro/2012.

Nº	Autores, Ano, Título	MCE	Objetivos	Metodologias	Ferramentas de Simulação	Principais Resultados
1	(ROGERS et al., 2010), *"An Authenticated Control Framework for Distributed Voltage Support on the Smart Grid"*	CVR	Suporte reativo, para melhoria da tensão, através de dispositivos dos consumidores residenciais.	Arcabouço onde controladores e dispositivos seguem uma estrutura hierarquia de comando para responder a incidentes na baixa tensão.	Não informada. Mas são apresentados dois algoritmos para solução do problema: índice de acoplamento de tensão e limite de qualidade.	Utiliza o sistema IEEE 24 barras para mostrar a significativa melhora de tensão na rede com os algoritmos de controle dos diversos dispositivos presentes na rede.
2	(RAHIMI; IPAKCHI, 2010), *"Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm"*	DSI DG DES	Apresentação da aplicação dessas formas de CE nas redes de distribuição através das tecnologias de RI.	Realiza levantamento junto a várias concessionárias nos EUA de quais são e como funcionam os programas para incentivo da participação dos consumidores nessas formas de CE.	Não utiliza.	Sumário das principais formas de DSI utilizadas pelas concessionárias nos EUA. Desafios e soluções potenciais também são apresentados.
3	(PARVANIA; FOTUHI-FIRUZABAD, 2010), "Demand Response Scheduling by Stochastic SCUC"	DR	Programação de reservas de fontes DSI juntamente com unidades de geração de energia e de reserva girante através de um modelo estocástico de curto prazo que	Formulação como um problema de programação estocástica inteira mista em dois estágios, sendo que o primeiro estágio envolve atendimento às restrições da rede no caso base e o	O método de simulação de Monte Carlo é utilizado para geração de cenários de contingências. Após isso são aplicadas as equações formuladas para o	O método é aplicado primeiramente em um sistema de seis barras com análise de três casos, onde unidades DSI-DR são ou não consideradas e os resultados são comparados. Após

			leva em conta restrições de segurança.	segundo estágio questões de segurança nos diversos cenários.	custo de programação das unidades geradoras, de reserva girante e de unidades DSI-DR, e então as equações para o custo de segurança do cenário analisado.	isso, o método é aplicado em sistema IEEE-RTS (reliability test system). Em ambos os casos a adição de recursos DSI-DR se mostrou factível e de menor custo.
4	(MOLDERINK et al., 2010), *"Management and Control of Domestic Smart Grid Technology"*	DLC LS DG DES Microrrede VPP	Uso do potencial de controle dos equipamentos domésticos para otimização da eficiência de plantas de geração, introdução de DG renovável e otimização do uso da rede. Apesar da possibilidade evidente, o trabalho não tem como objetivo redução do consumo.	Otimização das tecnologias domésticas de geração e armazenamento através da reprogramação do horário de funcionamento das mesmas sempre levando em conta conforto do consumidor e restrições técnicas. A função objetivo pode deferir dependendo se é o ponto de vista do consumidor residencial ou da concessionária, ou o meio ambiente. Também se otimiza o controle, podendo ser local, de grupo (microrrede) ou global (VPP).	Simulação paralela realizada em C#, modelando cada residência ao nível de dispositivos, com predição do consumo feita com 24 horas de antecedência, utilizando-se redes neurais artificias baseando-se na previsão do tempo, insolação, hábitos de consumo e características físicas da residência. Após isso é feito uma agregação no próximo nível hierárquico de controle. A otimização é feita de forma global objetivando alcançar uma curva plana de todo o sistema através de programação dinâmica iterativa distribuída. A otimização do uso de calor nas residências é também levado em conta. As simulações são discretizadas no tempo em intervalos de 6 minutos.	A metodologia em três passos foi testada em dois casos. No primeiro caso uma vizinhança de 39 casas é simulada e os resultados apontam redução do consumo para atendimento da demanda através da otimização global. O tempo computacional é da ordem de segundos devido ao fato de ser realizado de forma distribuída. No segundo caso testa apenas uma residência, só que real, para verificar se a metodologia tem aplicação em condições reais. Mostra-se que quando um erro no primeiro passo, de previsão, acontece, ele incorre em sérios erros nos passos seguintes e nos intervalos de tempo seguintes.
5	(MOHSENIAN-RAD; LEON-GARCIA, 2010), *"Optimal Residential Load Control With Price*	RTP DLC	Otimização e automação da programação do consumo	Capacidade de previsão dos preços através de técnicas de	É utilizado o método dos pontos interiores para solução do	Os resultados de simulação mostram que a combinação de

	Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments"		residencial de energia, minimizando a fatura de eletricidade e o tempo de espera para operação de cada eletrodoméstico na presença de RTP.	filtragem de sinal. A programação de uso dos dispositivos residenciais é feita utilizando-se programação linear.	problema formulado como um problema de programação linear.	programação do consumo com predição do preço reduz significativamente a fatura de energia bem como a reduz o pico médio de carga em vários cenários. Beneficiando assim ambos consumidor e concessionária.
6	(PEDRASA et al., 2010), *"Coordinated Scheduling of Residential Distributed Energy Resources to Optimize Smart Home Energy Services"*	EE DLC ToU CPP DER	Desenvolvimento de ferramenta de decisão quanto à melhor forma de programar os diversos serviços de energia (condicionamento ambiental, iluminação, aquecimento de água, entretenimento, etc.), bem como quatro fontes DER para maximização dos benefícios de rede para esse consumidor. O custo da energia pode variar com o tempo e ter outros componentes como tarifas de pico.	Após formulação matemática do problema o mesmo é resolvido aplicando-se a técnica de Otimização por Enxame de Partículas (PSO do inglês *Particle Swarm Optimization*) e variações da mesma são comparadas, como a técnica PSO coevolucionária.	MatLab R2008b rodando em Windows XP, CPU dual 2 GHz. As simulações foram repetidas várias vezes para consistência de resultados. Foram simulados 16 cenários diferentes, cada um 20 vezes e a melhor solução encontrada foi a escolhida, demonstrando que PSO é na verdade uma solução quase ótima. Como cada simulação durou 32s, 20 repetições por cenário duraram 10,5 min.	A simulação é realizada para uma residência inteligente que possui como serviços de energia PHEV, aquecimento ambiental e de água, bomba de piscina, e serviços de uso contínuo (armazenamento e preparação de alimentos, iluminação, entretenimento, etc.), bem como microgeração PV. Através da técnica PSO coevolucionária chega-se a uma solução que aciona os diversos equipamentos em horário adequados, conforme o desejado pelo consumidor, e que leva a um valor mínimo quase ótimo.
7	(MEDINA et al., 2010), *"Demand Response and Distribution Grid Operations: Opportunities and Challenges"*	DR	Propõe a inclusão de um novo passo para integração de DR: levar em consideração a localização topológica da unidade consumidora que oferece a DR. Isso permite evitar sobrecarga	Sugere que os CSPrs forneçam a localização elétrica do consumidor que está sendo agregado ao recurso de DR de forma automática e não apenas o volume de DR. Permite assim que	Para demonstrar a metodologia e sugestões de solução, bem como os impactos causados pela DR devido à não ciência de sua localização elétrica, o artigo apresenta simulação de um	O artigo mostra que dependendo do nível de recursos de DR disponíveis em um alimentador, seu impacto quando acionado pode ser significativo e deveria ser levado em conta.

			quando da volta da carga que foi reduzida devido a sobre correntes, evita também efeitos da DR nas barras dependentes da tensão, bem como ajuda a gerenciar o desbalanço de fases.	o operador leve em conta perdas técnicas e efeitos de dependência de tensão devido ao recurso de DR que será acionado.	simples alimentador com uma única carga disponível como recurso DR.	
8	(CONEJO et al., 2010), *"Real-Time Demand Response Model"*	DR RTP	Otimização do nível horário de carga e energia para um dado consumidor em resposta a preços horários de eletricidade. Sujeita a um consumo mínimo diário de energia e níveis máximo e mínimo horários de carga.	Incertezas quanto ao preço são modeladas usando-se técnicas robustas de otimização. É utilizado um algoritmo de programação linear para DR que pode ser integrado a um EMS. Comunicação bidirecional é necessária.	O modelo desenvolvido é simulado utilizando CPLEX do pacote GAMS de otimização linear, rodando em Linux com quatro processadores de 2,6 GHz com 32 GM de RAM.	A simulação ocorre para um consumidor em duas situações, na primeira ele conhece os preços horários da energia, no segundo ele conhece apenas os limites horários para essas variarias nas próximas 24h. Os resultados mostram que a interação com a concessionária proporciona economias ao consumidor.
9	(GUAN et al., 2010), *"Energy-Efficient Buildings Facilitated by Microgrid"*	EE DLC Microrrede DER ToU	Minimizar o custo total de eletricidade e gás para uma edificação em um horizonte de tempo, enquanto satisfaz o balanço de energia e as restrições de operação de fontes de energia individuais e de dispositivos de carga e armazenamento.	Após formulação matemática determinística do problema, o mesmo é resolvido através do método de programação inteira mista.	Após linearização da função de custo o problema é resolvido através do pacote de otimização CPLEX.	A simulação é realizada para uma edificação de baixa energia inteligente com 3 m^2. Os equipamentos existentes são painel PV, bateria, CHP, HVAC, ventilação, iluminação, etc. A simulação é realizada num dia típico de verão. Após modelagem das incertezas de geração solar e de carga, os resultados mostram poucos desvios entre os diversos cenários, mostrando que a solução determinística é

						uma boa aproximação para a solução estocástica do problema.
10	(MOHSENIAN-RAD et al., 2010), *"Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid"*	LS DLC RTP	Minimizar o custo da energia no sistema de distribuição e simultaneamente minimizar a proporção entre o pico e o valor médio de carga (o inverso do FC).	O artigo supõe um ambiente de RI onde cada consumidor possui comunicação bidirecional e um HEM que programa de forma ótima o horário de funcionamento de cada carga residencial. Mensagens são trocadas entre os consumidores para que durante o processo de otimização o custo total do consumo de todos os consumidores seja reduzido.	Através de análise por teria dos jogos mostra-se que por meio de um esquema adequado de preços a solução ótima da programação de cargas é alcançada através do equilíbrio de Nash. Provando também que o processo de otimização pode ser feito de forma local, ou seja, individualmente por cada consumidor, alcançando um mínimo global.	Para maximizar o FC o problema é modelado como de programação linear e é resolvido pelo método de pontos interiores, mostrando que uma solução que maximiza FC pode ser obtida através de diferentes programações de consumo. Já a minimização do custo da energia só é obtida através de uma solução única. Simulações mostram que a otimização para reorganizar o horário de acionamento das cargas (LS) apresenta redução significativa (18%) do custo individual e total, bem como melhoria significativa (17%) do FC.
11	(WANG et al., 2011), *"An Event-Driven Demand Response Scheme for Power System Security Enhancement"*	DSI	Propõe um esquema de controle de DSI para atender a eventos emergenciais do sistema.	A situação de emergência é identificada pelo uso da curva PV, onde a reserva de operação é menor do que um valor seguro desejado. Para cada evento são escolhidos os participantes de DSI adequados para se minimizar o número dos mesmos que terão carga interrompida. Várias restrições são consideradas, tais como o custo de redução da	Antes de aplicar o algoritmo para se determinar a programação ótima de interrupção de cargas para determinado evento, é feito uma análise de sensibilidade da reserva de operação do sistema conforme a redução de carga em cada barra, para isso são considerados o custo da redução de demanda naquela barra e os	Para testar a metodologia são utilizados os sistemas IEEE 14 barras, 118 barras e 238 barras. O algoritmo de multe estágio para redução das cargas por sensibilidade se mostrou mais eficiente e menos oneroso do que o simples método de barras sensíveis. O método pode ser implementado no SCADA e ao se reconhecer qualquer das contingências

				demanda, a prioridade das mesmas, equações de fluxo de carga, e restrições de operação segura, etc.	efeitos não lineares do sistema. Em um esquema multe estágio as barras para redução de carga são escolhidas em etapas lineares de redução de 1% e não apenas pela sensibilidade não linear inicial. As reservas de operação são calculadas usando-se PSS/E.	previamente consideradas a redução de carga por DSI pode ser acionada.
12	(SAELE; GRANDE, 2011), *"Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway"*	DR DLC ToU LS	Apresentação dos resultados de um projeto piloto de DR baseado em preço na Noruega, que teve como meta reduzir o consumo total em períodos de pico de carga.	Os eletrodomésticos que participaram do programa foram apenas os de baixa prioridade, mais especificamente os aquecedores de água. Uma tarifa variável no tempo foi construída consistindo de uma parte constante, uma devido a perdas e outra devida ao pico variável de energia.	Um projeto piloto foi criado com 4 residências, onde foram instalados os equipamentos de RI e aplicadas as tarifas diferenciadas para verificação da resposta dos consumidores. O pilotou durou um ano.	As curvas de consumo mostram que o consumidor respondeu bem ao projeto e reduziu seu consumo nos horários de pico, transferindo o consumo das cargas para outro horário e reduzindo sua fatura de energia, mas não seu consumo total.
13	(SORTOMME; EL-SHARKAWI, 2011), *"Optimal Charging Strategies for Unidirectional Vehicle-to-Grid"*	EV V2G DG	O trabalho apresenta um algoritmo para utilização ótima de EVs apenas como carga (unidirecional) e não de forma bidirecional, mostrando ser esse o primeiro passo natural para integração desses veículos às redes de distribuição. Procurando-se maximizar os benefícios para concessionárias, CSPrs e consumidores, vários algoritmos	Para cada veículo é escolhido um ponto de operação (POP) adequado, sendo que o veículo é carregado em torno desse ponto de operação, ajudando a regular a tensão da rede conforme o carregamento do sistema ou a presença de DG.	Seis algoritmos são propostos, dois baseados no preço, outros dois no carregamento e outros dois na máxima participação na regulação para definição do POP.	5 modelos de EVs existentes no mercado são utilizados nas simulações e os diversos algoritmos são testados. É mostrado que os EVs como carga agregada podem compensar as variações de geração eólica na rede, bem como trazer lucro para o agente agregador.

			são testados e comparados.			
14	(SORTOMME et al., 2011), *"Coordinated Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses"*	PHEV EE	Carregamento coordenado de PHEVs levando em conta perdas, FC, e variação de carga. Aqui os veículos não podem fornecer energia para a rede.	Formulação de funções objetivo para minimização das perdas do sistema e melhoria da regulação de tensão pelo carregamento de PHEVs. As formulações são independentes da topologia da rede elétrica e são correlacionadas (perdas do alimentador, FC e variação de carga). Demonstra-se que otimizar qualquer uma das três é otimizar as três ao mesmo tempo.	Foram utilizadas as ferramentas MatLab e CPLEX. No MatLab foi utilizado o pacote de otimização convexa CVX, o método de Monte Carlo foi utilizado para alocar aleatoriamente os veículos em diferentes porcentagens de penetração. Os fluxos de carga foram resolvidos pelo método vaivém (*forward-backward*). Dois sistemas foram utilizados nas simulações, um sistema de distribuição de 9 barras, radial, trifásico, desbalanceado. Cada barra de carga possui duas casas conectadas em cada fase do transformador, sendo um total de 36 casas. O segundo sistema teste é um sistema de 18 barras, trifásico, desbalanceado, com também duas casas em cada fase por barra do sistema, sendo um total de 12 casas.	Em todos os algoritmos a carga coordenada dos PHEVs é muito melhor do que a não coordenação. Comparação em termos de redução de perdas totais mostra que especificamente o algoritmo que tem como objetivo redução de perdas é o que tem melhores resultados, mas são comparáveis ao algoritmo de variação de carga. Em termos de tempo computacional no entanto, o algoritmo de redução de perdas é muito mais lento e o de variação é muito mais rápido. Mostra-se também que os resultados não dependem da topologia da rede.
15	(LIU et al., 2011), *"A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control"*	Microrrede	O trabalho propõe uma microrrede híbrida AC/DC para redução dos processos de conversão de energia, facilitando a conexão de várias fontes renováveis AC e DC bem como cargas ao	Um sistema compacto híbrido AC/DC é modelado usando 4 painéis PV como fonte DC, uma turbina eólica de 5 kW é usada como fonte AC. Uma bateria de 65 Ah é conectada também no barramento DC	O sistema teste foi modelado usando Simulink no MATLAB. Um conversor principal bidirecional DC/AC com filtros R-L-C conecta os dois barramentos através de um transformador de	Após modelagem dos diversos dispositivos os modos de operação de controle (num total de 5) são desenvolvidos através de diagramas de bloco. Várias condições de

			sistema de energia elétrica. Um algoritmo de controle é desenvolvido.	através de um conversor DC/DC. Carga variável AC e DC são conectadas nos respectivos barramentos.	isolação. O sistema opera em diversos modos, conforme maior geração ocorre do lado DC ou AC e conforme o nível de carga, que pode também ser atendida pela rede de distribuição. Opera assim conectado à rede ou isolado.	geração e carga são simuladas para testes dos modos de operação. Curvas de tensão, potência e corrente são traçadas. É verificado que a microrrede híbrida opera de forma estável conectada ou não à rede.
16	(DALLINGER et al., 2011), *"Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior"*	V2G EV PHEV	Comparação da utilização dos EVs como reservas de regulação estando os mesmos disponíveis em local fixo (sempre na mesma vaga) ou variando o local onde os mesmos se conectam (modo dinâmico). Impactos econômicos são analisados.	Simulação usando o método de Monte Carlo para representação do comportamento de mobilidade.	Não informado.	A comparação entre o modo estático e dinâmico mostra diferença significativa no que um EV pode oferecer em termos de serviços ancilares à rede. A redução é de 4% em relação à potência disponível para regulação (em modo estático) comparando-se as duas situações. Isso acontece pelo fato de que grande porcentagem dos veículos pode estar em movimento quando das necessidades da rede, e portando indisponível.
17	(EROL-KANTARCI; MOUFTAH, 2011), *"Wireless Sensor Networks for Cost-Efficient Residential Energy Management in the Smart Grid"*	HEM DG ToU RTP	É apresentado um esquema ótimo baseado no gerenciamento residencial de energia, com o objetivo de minimizar os gastos com energia pela programação de uso dos eletrodomésticos nos horários de menor tarifa. Redução do pico de carga e da emissão de gases	O problema é formulado matematicamente como a minimização do custo da energia consumida pelos eletrodomésticos em diferentes intervalos de tempo. Os intervalos de tempos são atribuídos para cada equipamento de forma que atendam aos desejos do	O problema por ser de programação linear, da forma como foi modelado, chega a uma solução ótima pelo uso da ferramenta ILOG CPLEX. Além da simples alocação dos intervalos de tempo de funcionamento dos eletrodomésticos, três outros casos são analisados:	Comparação é realizada entre as situações com não utilização de EMS, utilizando-se solução ótima e o esquema iHEM. A diferença entre esse último e a solução ótima é da ordem de 5%, mas permite maior conforto ao consumidor e de forma semelhante reduz seu consumo de energia. Em relação ao caso

			de efeito estufa também são demonstrados. A interação do consumidor com os eletrodomésticos é levada em consideração em outro esquema chamado iHEM.	consumidor de usa-los ou não naquele instante, bem como o tempo necessário para seu funcionamento. Comunicação sem fio é usada para a troca de mensagens entre os diversos equipamentos e o EMS no caso do esquema iHEM, permitindo que eletrodomésticos de uso imediato não precisem esperar pelo horário de menor tarifa.	geração local de energia, priorização de eletrodomésticos e RTP. O esquema iHEM é simulado utilizando-se C++.	que não utiliza EMS as economias são da ordem de 35 a 4%. Redução da emissão de carbonos é calculada como sendo da ordem de 1% a 2% devido à matriz energética adotada. DG local também é considerada e nesse caso os esquemas atendem primeiramente a carga com DG. Priorização de eletrodomésticos também é simulada, mostrando que quanto mais prioridades, menos flexibilidade e piores resultados. RTP também apresenta piores resultados do que TOU.
18	(DU; LU, 2011), *"Appliance Commitment for Household Load Scheduling"*	DLC RTP HEM	Desenvolve um algoritmo para programação das cargas térmicas residências que são controláveis, baseado no preço e na previsão do consumo, e levando em consideração o conforto do consumidor. O objetivo é maximizar o conforto ou minimizar a fatura nas 24h seguintes sujeito a restrições no nível de conforto e atendimento da demanda prevista de água quente. Classifica todas as cargas residenciais em uma de três tipos: eletrodomésticos	Usa como exemplo de carga para modelagem um aquecedor elétrico de água (EWH). O modelo térmico do EWH é construído, bem como é utilizada uma curva de demanda de água quente. Estabelecidos pelo consumidor os limites de temperatura da água durante as 24h, as variáveis de decisão são justamente o estado da água quente nas 24h seguintes enquanto se minimiza o custo com o consumo de energia. As cargas controláveis não termicamente	O problema é resolvido em dois passos: no primeiro os preços da energia para as próximas 24h e a previsão de consumo de água quente são determinados. No segundo o ajuste da programação de funcionamento dos eletrodomésticos é feita em tempo real baseado em informações atuais. A minimização da fatura é feita pré aquecendo e armazenando a quantidade de água prevista para uso durante os horários de menores preços da energia (passo 1).	As simulações considerando e não considerando o conforto do usuário são realizadas conforme os passos propostos. Os resultados são comparados com mais três esquemas, um onde o EWH não é sensível ao preço, outro onde todo o controle se passa em tempo real e outro onde os limites máximo e mínimo de temperatura de conforto são variáveis. Esta última juntamente com a que considera os limites de conforto são as que oferecem menores

			controláveis termicamente dependentes e não termicamente dependentes, e eletrodomésticos não controláveis.	dependentes têm maior flexibilidade para serem alocadas para horários de menor preço da energia por não serem de uso contínuo.	A maximização do conforto é feita pelo acionamento imediato do EWH quando parte significativa da água quente foi consumida (passo 2).	custos de energia. Mostra-se também que, conforme o ajuste de conforto varia, a solução apresentada se adequa, sendo que quanto menor o conforto, menores os custos, a depender do usuário.
19	(DEILAMI et al., 2011), *"Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile"*	EV RTP DLC	Propõe um algoritmo de gerenciamento de carga inteligente em tempo real para coordenação do carregamento de múltiplos EVs enquanto reduz o estresse do sistema. A minimização do custo é feita a cada 5 min visando melhoria do perfil de tensão. O horário de carregamento do EV, definido pelo usuário, é respeitado.	A função objetivo para carregamento dos EVs é formulada minimizando-se o custo total de compra ou produção de energia necessária para os mesmos bem como de perdas na rede. Restrições dos limites de tensão são consideradas. A segunda restrição é a demanda máxima do sistema.	O algoritmo divide as 24h do dia em pico, foca do pico e intermediária, com respectivos valores de tarifa, permitindo que o usuário escolha em qual desses intervalos ele quer carregar o EV. Análise de sensibilidade é usada para se alocar qual EV deve ser carregado primeiro, sendo escolhido o EV com menor impacto nas perdas. O MATLAB é utilizado nas simulações.	O sistema teste é o IEEE 31 barras 23 kV modificado, sendo que 22 barras possuem um alimentador secundário associado contendo 19 residências e alguns com EVs distribuídos aleatoriamente entre as residências. Sendo assim existem 449 nós (31 primários e 418 (22*19)) secundários. 4 níveis de penetração de EV são simulados e comparados ao caso onde não há carregamento inteligente. Os casos com controle inteligente se mostram melhores.
20	(MATHIEU et al., 2011), *"Quantifying Changes in Building Electricity Use, With Application to Demand Response"*	EE DR DLC CPP	Constrói uma nova forma de apresentação dos dados de carga de uma edificação comercial ou industrial com respectivas análises estabelecendo dependência com a temperatura externa, o dia da semana e a hora do dia. Tenta identificar oportunidades de	Para análise automática das curvas de carga de 15min são criados 5 parâmetros: Proximidade da Carga Base, Proximidade do Pico de Carga, Duração da Carga Máxima, Tempo de Subida e Tempo de Descida. O método de previsão de carga usa o modelo de	Após aplicação da regressão linear sugere-se utilizar as curvas resultantes para responder a uma série de perguntas que levam a medidas de EE, DLC e DR. As respostas a essas perguntas determinam, por exemplo, qual a quantidade de carga que pode ter o horário de	Com o esquema de previsão de carga a partir de dias onde não ocorreu DR cria-se uma curva de base. Utilizada com as curvas de carga do dia de DR é possível, por subtração, analisar o efeito das medidas de DR na resposta da carga, o que pode melhorar a estratégia da concessionária nas

			DR, aplicando o que foi descoberto e conferindo os resultados.	regressão linear correlacionando temperatura externa diretamente com o nível de carga, o dia da semana e a hora do dia, sendo que para um único dia existem até 6 divisões para a temperatura a cada intervalo de 15min de carga prevista.	funcionamento alterado, qual volume de carga pode ser reduzido, quais horários do dia e em quais dias pode-se atender a uma requisição de DR e com qual frequência.	solicitações de DR.
21	(KHODAEI et al., 2011), *"SCUC With Hourly Demand Response Considering Intertemporal Load Characteristics"*	RTP PC LS DLC	Um modelo de DR é criado para equilíbrio do mercado. Cargas que respondem são consideradas, as quais podem ser reduzidas ou reprogramadas por razões econômicas ou de segurança de forma horária.	A função objetivo é modelada como a diferença entre o ganho com o consumo e o custo de geração, sendo necessárias restrições de equilíbrio entre geração e consumo e das cargas de DR nas barras de cargas variáveis. O despacho das unidades de geração e a programação das cargas de DR são rodadas de forma horária no caso base e em contingências.	Por ser um formulado como um problema de programação linear ele é rapidamente resolvido usando CPLEX. Observa-se que o corte de carga e a reprogramação do horário de entrada da carga são feitos apenas no nível de rede primária, pois considera que existem na rede agentes de CSPrs. Níveis de penetração de DR são considerados de forma crescente até 2% da carga.	O sistema IEEE 118 barras é utilizado de forma modificada nas simulações. Inicialmente é realizado teste considerando-se DR apenas em uma barra do sistema, comparando o caso base sem DR com os casos de PC E LS. Numa segunda simulação ambas possibilidades são consideradas e em todas as barras do sistema, e são comparadas com casos de contingências em linhas. Quanto mais barras de DR menos geração é acionada.
22	(ZHOU et al., 2011), *"Agent-Based Electricity Market Simulation With Demand Response From Commercial Buildings"*	RTP CPP ToU DLC	Realizar simulação do mercado de eletricidade para edificações comerciais com DR, baseado em agentes. Cada edificação é modelada individualmente e elas são agrupadas para formarem agentes que então são unidos para formarem	Os prédios comerciais são modelados em 1 tipos diferentes, conforme a finalidade de uso e assim são criados diferentes tipos de agentes, que agrupam prédios de mesma tipologia. O mercado de energia é modelado acrescentando-se, além desses	Não é informado em qual programa foram rodados os algoritmos. No entanto, para os agentes de geração é criado um modelo de aprendizado, onde esses agentes decidem ou não gerar para vender no mercado, com previsão de sete dias, para cada hora do dia.	Um sistema de 5 barras é utilizado para os testes de casos. Em 4 das barras as cargas não são de DR e há apenas um agente de geração por barra. Na barra número 4 existem agentes de gerenciamento de carga, bem como 6 agentes de geração, sendo dois grandes idênticos e 4

			cidades. A influência de diferentes níveis de participação de DR no preço da eletricidade, no consumo e nos custos para a concessionária são pesquisados. Diferentes formas de competição no mercado de geração são analisadas.	agentes de gerenciamento de carga os agentes de geração, os agentes de previsão de carga e o agente operador do sistema. A demanda dos agentes de carga é satisfeita pela competição entre os agentes de geração, onde o custo total de produção é minimizado pelo operador do sistema, determinando-se os preços.		pequenos idênticos. Fluxo de potência dos outros geradores pode vir atender às cargas dessa barra. Dois testes são realizados: no primeiro caso apenas agentes que englobam a tipologia pequeno escritório são de DR. No segundo caso todos os agentes de gerenciamento de carga de todos os tipos de prédios comerciais participam do mercado. Mostra-se que em um mercado com competição perfeita e total participação de DR, os preços caem e o consumo também.
23	(SHAO et al., 2011), *"Demand Response as a Load Shaping Tool in an Intelligent Grid With Electric Vehicles"*	DR EV LS DLC HEM	Analisa o impacto do carregamento de EVs em redes residenciais de distribuição e respectivos transformadores. Sugere para alívio do aumento de carga uma estratégia de DR aplicada aos consumidores residenciais.	É simulado a carga de um transformador secundário como sendo de 3 casas, cada uma com um EV e eletrodomésticos. Existe comunicação bidirecional entre o transformador e cada casa, sendo que, ao alcançar um limite de carga um sinal é enviado para cada casa solicitando redução de demanda. Prioridade de carga do consumidor é respeitada.	A todo instante é verificada a carga do transformador, se ela alcançar um limite máximo o sinal de DR é enviado para as residências. Conforme as cargas que foram priorizadas, a DR consiste em desligar as cargas até que a carga da residência como um todo fique menor do que a máxima permitida. Tarifa de energia não é levada em conta.	As curvas de carga horárias das 3 casas são mostradas para o caso sem e com DR. Fica evidente a capacidade do algoritmo em reduzir o pico de carga sem comprometer o conforte e a conveniência do consumidor. O resultado da reprogramação das cargas no transformador (agregado) é mostrado e fica abaixo do caso sem DR, não extrapolando o limite máximo.
24	(ABDOLLAHI et al., 2012), *"Investigation of Economic and Environmental-Driven Demand Response*	DR DLC DSI	Determinação das cargas que podem responder a medidas de DR baseadas em	O problema é formulado como uma função de custo de emissões baseadas no	O modelo proposto é linearizado e estruturado como um problema de	O modelo é aplicado em um sistema teste convencional com 1 unidades de

	Measures Incorporating UC"		preço e em incentivos, bem como a programação de unidades de geração.	compromisso das unidades geradoras associadas aos programadas de DR. A mesma é modelada como um problema de programação inteira mista. Na formulação também se acrescenta um modelo econômico de cargas que respondem a preço/incentivo baseado em elasticidade preço da demanda e função de benefício para o consumidor.	programação inteira mista para ser apropriadamente resolvido pela ferramenta computacional de otimização CPLEX. O modelo é usado para se determinar o montante de carga que pode ser cortado através de DR, o estado do compromisso das unidades geradoras do sistema, bem como o valor ótimo de incentivo para o consumidor dentro do programa de DR.	geração por um período de 24 h. Diferentes elasticidades de preço da demanda são avaliados, criando-se um total de 9 cenários dentro do programa de DR baseado em incentivo. Além disso 3 casos são considerados: 1. considerando apenas aspecto econômico; 2. considerando meio ambiente; e 3. otimização tentando atender economia e meio ambiente. Os resultados mostram os benefícios para o sistema e consumidor de se adotar um programa baseado em incentivo.
25	(SOUSA et al., 2012), *"Intelligent Energy Resource Management Considering Vehicle-to-Grid: A Simulated Annealing Approach"*	DG DR V2G VPP ToU	Minimização do custo de operação no horizonte de tempo de simulação do ponto de vista de uma VPP. Os recursos de energia são considerados conjuntamente.	Os custos de se utilizar cada recurso de energia são modelados como uma função de custo que deve ser minimizada, levando-se em conta as restrições de balanço de potência (fluxo de potência ativo), limite de fornecimento das fontes centralizadas, limite de uso de DR, limite de DG e limite de carga e descarga das baterias dos EVs.	Após a modelagem do problema como um problema de programação não linear inteira mista, o mesmo é solucionado utilizando a ferramenta *General Algebraic Modeling System* (GAMS) e também utilizando a metodologia de Simulação por Resfriamento (SA do inglês *Simulated Annealing*) implementado em MATLAB.	O modelo é aplicado em um sistema de distribuição com 33 barras e com a presença de 1. V2Gs. Inclui ainda 66 unidades de DG (33 PV, 8 células de combustível, 4 fazendas eólicas, 2 PCHs, 1 usina de lixo, 3 unidades de biomassa, e 15 unidades de cogeração). Os resultados mostram que a ferramenta SA conseguiu obter uma solução quase ótima 3% pior do que a solução ótima, mas em menos de 1s, enquanto a solução ótima foi encontrada em

						mais de 5h. Mostra-se que o algoritmo consegue alocar com o menor custo a carga V2G, bem como os recursos de geração, no entanto não garante redução do perfil de consumo.
26	(SHAO et al., 2012), *"Grid Integration of Electric Vehicles and Demand Response With Customer Choice"*	EV DR DLC	A ferramenta de DLC é usada para se aplicar DR em cargas não críticas do consumidor como forma de acomodar adicionalmente o EV desse mesmo consumidor.	Para cada residência é aplicado um limite de demanda, que quando atingido aciona o esquema de corte de cargas não críticas, tais como aquecimento de água, aquecimento de ambiente, ventilação, ar condicionado, secadora de roupas, seguindo uma ordem de prioridades estabelecida pelo consumidor. Índices de severidade são usados para se medir se o nível de conforto do consumidor está sendo violado.	Não é informada qual foi a ferramenta utilizada nas simulações. O método de simulação de Monte Carlo é usado para diversificação da distância percorrida pelos EVs e, para o tempo de conexão na rede dos mesmos é usada uma função de distribuição normal de probabilidade.	As simulações são realizadas em um circuito residencial com 34 ramais de rede primária e 117 transformadores que servem 78 consumidores. Dois níveis de penetração de EVs são estudados, um caso com 5 EVs e outro com 1 EVs nessa rede. Os resultados mostram que a metodologia consegue manter o mesmo pico de carga do sistema e acomodar o carregamento dos EVs, mas conclui que, caso aumente a penetração de EVs, será necessário acionar DG ou troca dos equipamentos do consumidor por outros mais eficientes. Observa-se que o pico de demanda original do sistema é mantido.
27	(WANG et al., 2012), *"Intelligent Multiagent Control System for Energy and Comfort Management in Smart and Sustainable Buildings"*	DG DES DLC RTP	O problema do gerenciamento do consume da energia e do conforto dos usuários em uma única edificação é tratado de forma conjunta.	A instalação possui dois modos de operação, ilhado ou conectado da rede. Se a energia da DG juntamente com a DES não é suficiente para atender a carga, e se o preço da	O controle é feito através de um Sistema de Controle Multiagentes. Existe para a edificação um Agente de Coordenação Central, que se utilizada de PSO	Dois casos são estudados: um para o modo ilhado e outro para o modo conectado. Comparação é feita sem e com o controle através de otimização PSO. Cenários com variação da DG e

				eletricidade é maior do que o limite estabelecido, o prédio irá operar em modo ilhado e suas cargas serão reduzidas. Caso contrário, o prédio irá operar no modo conectado à rede. Busca-se sempre a otimização do nível de conforto dos usuários.	como ferramenta para otimizar o conforto. Em caso de necessidade de redução de carga são acionados os Agentes de Controle Local de carga para temperatura, iluminação e qualidade do ar. Esses controles se utilizam de lógica fuzzy para se calcular a energia requerida pelos atuadores no conforto. Uma interface gráfica é construída para o sistema. As simulações são realizadas em MATLAB.	uso da DES são construídos e comparados. A otimização PSO juntamente com fuzzy aplicada ao controle de cargas, permite grande manutenção do conforto e redução do consumo. Além disso, aproveita os momentos de tarifa alta e produção excedente da DG para vender a energia para a rede.
28	(SHINWARI et al., 2012), *"A Water-Filling Based Scheduling Algorithm for the Smart Grid"*	RTP DLC	Desenvolve um algoritmo que torna a curva de carga o mais plana possível através do deslocamento das cargas do consumidor que podem ter seus horários de funcionamento alterados. Isso resulta em um perfil de demanda de potência de todo o sistema, relativamente constante.	O algoritmo segue os seguintes passos: i) a distribuidora faz uma previsão de demanda; ii) a concessionária calcula o nível ideal de carga para cada intervalo de tempo sempre tentando manter no mínimo nível no qual se torna constante; iii) o montante de cargas que podem ser deslocadas são alocadas de forma ótima para esses horários mas de forma probabilística; iv) a informação desse montante é enviada aos consumidores; v) com essa informação as cargas do consumidor vão sendo alocadas de forma a se obter uma curva plana.	O passo ii é feito utilizando-se a técnica de otimização chamada "enchimento de água", onde se resolve a alocação das cargas deslocáveis para os horários que já se encontram menos carregados. No passo iii a probabilidade de alocação de cargas é maior para os horários com menor demanda, e menor para os horários com maior demanda, sendo que, alcançado o valor possível máximo constante, a distribuição passa a ser uniforme. O consumidor estabelece um horário em torno do qual cada equipamento deve funcionar, além	A carga de 1 consumidor é criada estatisticamente seguindo uma curva de carga tradicional com pico de carga entre 16h e 21h, resultando num FC de ,68. As cargas deslocáveis são máquina de secar, veículo elétrico e máquina de lavar. As cargas não deslocáveis são todas as outras, e essas formam uma curva de carga não deslocável. Observe que as cargas ligadas ao conforto do consumidor não são afetadas. Após aplicação da metodologia alcança-se uma curva de carga mais plana com FC de ,98. Uma análise é feita através do

					disso também informa qual equipamento quando em funcionamento não pode ser interrompido.	equilíbrio de Nash da teoria dos jogos sobre o consumidor seguir ou não o incentivo de reduzir sua fatura seguindo o algoritmo. Conclui-se que seria vantajoso para ele e para a comunidade.
29	(HOPKINS et al., 2012), *"Intelligent Dispatch for Distributed Renewable Resources"*	ToU DG DES	É considerado um sistema onde o consumidor possui um sistema de DG e DES, sendo assim, procura-se minimizar o custo da energia para se atender a carga desse consumidor. Usa-se primeiramente a DG, em seguida a bateria e só então a energia é adquirida da rede.	É criado um algoritmo baseado em programação linear que determina o despacho econômico para um consumidor individualmente, que possui DG e DES. Inicialmente é feito uso de todas as fontes de geração local disponível. Também são criadas equações que garantem o balanço do sistema quanto às equações de fluxo de carga.	Todas as simulações foram realizadas utilizando-se MATLAB. O sistema simulado inclui equipamentos de mercado, sendo 14 painéis solares que somam 2,24 kW, um conjunto de 8 baterias e um inversor.	3 simulações são realizadas: i) a curva do preço da energia é constante, tendo um preço para compra maior do que para venda; ii) a curva do preço da energia é ToU e o preço de compra é igual ao de venda; iii) agora o preço de venda é maior do que o preço de compra, mas apenas no horário de pico. O pico de demanda sempre é reduzido e o uso da DG é otimizado.
30	(SAMADI et al., 2012), *"Advanced Demand Side Management for the Future Smart Grid Using Mechanism Design"*	DLC RTP	Propõe um novo modelo de precificação da energia como forma de encorajar o consumo eficiente dos usuários para se alcançar certos objetivos sociais. No entanto exige que cada consumidor revele sua informação de demanda de energia para cada período de tempo. Após isso os consumidores são incentivados a programarem a operação dos seus eletrodomésticos	O problema é modelado como a maximização da soma da função de utilidade de todos os usuários do sistema e a minimização do custo do fornecimento de energia. A função de utilidade para cada consumidor é o nível de satisfação fornecido pelo uso da energia em cada período de tempo. Considera-se que o usuário compartilha da informação de nível mínimo e máximo de potência, sendo,	Não é informado a ferramenta de simulação. No entanto é adotado um mecanismo de análise chamado Vickrey-Clarke-Groves que faz com que os preços do mercado varejista reflitam os preços do mercado atacadista, mostrando ser uma vantagem para ambos, usuários e geradores.	É considerado existirem 5 usuários na rede, e as simulações são feitas para um período de 24h. O parâmetro de utilidade para cada consumidor é escolhido aleatoriamente dentro de um conjunto. É estabelecido aleatoriamente, entre 9 kWh e 21 kWh a energia mínima requerida para cada consumidor. É feita comparação do mecanismo desenvolvido com preços CPP.

			para alcançar o nível de consumo determinado pela otimização.	respectivamente, soma das cargas que sempre têm que funcionar e soma das cargas controláveis. Além disso, o consumidor é considerado como não possuindo DER.		
31	(LOGENTHIRAN et al., 2012), *"Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization"*	DLC LS RTP	Gerenciamento da demanda, pela concessionária, através de LS utilizando como ferramenta de otimização uma heurística de algoritmo evolucionário. O objetivo principal é a redução da fatura de energia dos consumidores em áreas industrial, comercial e residencial.	A metodologia estabelece uma curva de carga objetivo para a otimização como entrada, que no caso é inversamente proporcional aos preços de mercado da eletricidade para o objetivo citado. A curva de preços RTP é dada de forma horária para todas as áreas.	Uma heurística baseada em algoritmo evolucionário é proposta. Para o DLC, quando o consumidor aciona um equipamento ou eletrodoméstico, a requisição de conexão é enviada para o controlador, que se baseando nos resultados da técnica de otimização já obtidos anteriormente, permite a conexão ou fornece um novo horário de conexão dessa carga.	A heurística é aplicada em cargas de uma Rede Inteligente que é composta por três áreas, uma residencial, outra comercial e uma industrial. São controláveis, 26 dispositivos na área residencial, 8 na área comercial e 1 na área industrial. A curva de carga objetivo sempre é inversamente proporcional ao preço. O algoritmo consegue reduzir a fatura de energia de cada uma das áreas em torno de 5% para as áreas residencial e comercial e em torno de 1% para a área industrial.
32	(NUNNA; DOOLLA, 2012), *"Demand Response in Smart Distribution System With Multiple Microgrids"*	DG DER DR Microrrede	Criação de modelo de mercado inteligente entre microrredes, permitindo a participação dos consumidores através de leilões de DR.	É utilizado um sistema inteligente, baseado em agentes, para modelagem de todos os envolvidos no sistema. Existe um Agente de Global, um Agente de DR, um Agente de Microrrede e Agentes de cargas e gerações conectados e sendo gerenciados pelos primeiros agentes.	Toda a modelagem segue a teoria de agentes e também a criação de um índice de prioridade para os consumidores que participam do mercado, baseado na frequência e tamanho da participação de DR dos mesmos.	É realizada a simulação de mercado com a venda de energia entre duas microrredes. Mostra-se que DR baseada em multiagentes tem sucesso na redução do pico do sistema e benefícios de redução de custo para os consumidores com os maiores índices de participação de DR.

33	(LI et al., 2012), *"Automated Residential Demand Response: Algorithmic Implications of Pricing Models"*	DR RTP DLC EV	Analisa o efeito da DR automática no pico criado fora do horário de pico devido à migração das cargas do horário de pico para esse horário. Algoritmos são criados para tratar esse problema, como por exemplo: programação das cargas de DR de forma aleatória num horário fora do pico com tarifa constante. Uso de diferentes preços para diferentes consumidores. DR com restrição de máxima potência permitida.	O problema de alocação das cargas no tempo é dividido entre dois conjuntos de cargas: interrompíveis e não interrompíveis. Modela-se o custo do consumo total de energia dos dois tipos de equipamentos através de uma simples equação de programação linear. Conclui-se que a solução ótima é aquela onde cada dispositivo é alocado para intervalos de tempo com os menores preços (consecutivos ou não, dependendo do tipo de carga) até que o tempo necessário de funcionamento seja alcançado.	Programação linear. Para evitar um novo pico fora do horário de pico quatro outros algoritmos são criados.	Os diversos algoritmos são aplicados a um conjunto de 1 residências, cada uma contendo máquina de lavar roupas, máquina de lavar louças, bomba de piscina, e carregador inteligente de EV. O primeiro algoritmo é rodado mostrando-se a criação de um novo pico fora do horário de ponta. Após isso os quatro algoritmos criados são testados e comparados com o caso sem controle do pico fora do horário de pico. Mostra-se que algoritmos de DR deveriam ser adaptados ao tipo de DR que está sendo utilizada, bem como, o uso da eletricidade deveria ser aplainado através, por exemplo, escolhendo-se aleatoriamente uma de muitas soluções que fornecem o mesmo custo com a energia.
34	(PIPATTANASOMPORN et al., 2012), *"An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis"*	DR DLC	É apresentado um algoritmo a ser usado no sistema HEM de uma residência objetivando controlar apenas os eletrodomésticos de maior intensidade de demanda: unidades de resfriamento ambiente,	É criado um algoritmo a ser seguido pelo sistema HEM que prioriza as cargas conforme desejo do consumidor e que controla essas cargas para que a carga de toda a residência esteja dentro de um limite estabelecido pela concessionária	O simulador foi criado utilizando C++ e é composto do algoritmo para HEM criado, de uma interface gráfica, bem como controles dos parâmetros das cargas de DR.	

			aquecedores de água, lavadores de roupas e EVs. É estabelecido um limite de consumo de potência para a casa como um todo e esse limite é obedecido através do controle das cargas controláveis. As preferências do consumidor são mantidas.	durante um evento de DR.		

(Fonte: criado pelo autor)

A partir da Tabela 18 algumas estatísticas podem ser levantadas dos 34 artigos. As estatísticas de MCE estão sumarizadas na Tabela 19 a seguir. Percebe-se que a maioria das MCE aplicadas são do tipo DEM, sendo as três principais dentro de DSI: DLC, RTP e DR, mostrando que programas de integração da demanda que controlam a carga do consumidor são os preferidos, seguidos de preços em tempo real e programas de resposta da demanda dos mais variados tipos.

DER nos seus tipos DG e EV vem logo em seguida, sendo assim esperado o uso intenso de geração na baixa tensão, bem como o controle de carga e descarga de veículos elétricos. Microrredes e VPPs ainda não são as grandes apostas das pesquisas atuais

Tabela 19 - Estatísticas das MCE aplicadas nos 34 artigos selecionados.

MCE			Quantidade	%
DEM	DSI vários		3	8,8
	DSI	DLC	20	58,8
		RTP	13	38,2
		DR vários	12	35,3
		ToU	7	20,6
		LS	6	17,6
		HEM	3	8,8
		CPP	3	8,8
		PC	1	2,9
	EE vários		4	11,8
	EE	CVR	1	2,9
	DER	DG	8	23,5
		EV	8	23,5
		DES	4	11,8
		V2G	3	8,8
		PHEV	2	5,9
Microrrede			4	11,8
VPP			2	5,9

(Fonte: criado pelo autor)

Cada artigo tem um objetivo praticamente diferente do outro. No entanto, após uma análise mais detalhada, algumas semelhanças podem ser levantadas. Sendo assim, foram encontrados 10 artigos onde se percebe que o objetivo maior é a redução do valor da fatura paga pelo consumidor, seja mudando os horários de consumo, seja desligando cargas nos horários mais caros, entre outras possibilidades. Em seguida vem a melhoria do FC das instalações consumidoras, beneficiando o consumidor e o sistema pela redução de perdas, e também a otimização do carregamento de EVs para diminuir o seu impacto na rede, principalmente no horário de pico. Em ambos os casos foram encontrados 4 artigos. A utilização de MCE para serviços ancilares é o objetivo de 3 artigos, bem

como 3 artigos objetivam a alocação ótima dos serviços de energia (eletrodomésticos, cargas térmicas, etc.), vindo logo após 2 artigos para redução do efeito chicote na curva de carga quando da aplicação de DR e 2 artigos para o controle efetivo de Microrredes. Tem-se ainda um artigo abordando melhoria do perfil de tensão da rede, outro a otimização do uso da rede elétrica e ainda outro a melhor forma de controlar recursos em uma VPP.

Em termos de metodologias/ferramentas de simulação não houve um consenso. Com exceção dos artigos que fizeram uso de algoritmos particulares ao problema, existem 8 artigos que aplicaram programação linear, três aplicaram método de Monte de Carlo, 2 outros usaram programação inteira mista e outros 2 otimização por enxame de partículas. E contando com apenas um artigo em cada método tem-se o uso de redes neurais artificiais, programação dinâmica inteira, método de pontos interiores, otimização convexa, teoria dos jogos, simulação de resfriamento, teoria de agentes, lógica fuzzy e algoritmo evolucionário.

É importante observar que, os artigos da Tabela 18 destacados na cor cinza escuro têm todos o potencial em suas metodologias para objetivar a CE como apresentada aqui nesta tese, no entanto nenhuma das publicações teve esse propósito.

Apêndice G - Ferramenta de Simulação GridLAB-D

Este apêndice tem o objetivo de descrever a ferramenta de simulação para RI que foi utilizada para obtenção dos resultados mostrados no Capítulo 5 desta tese, chamada GridLAB-D, apresentando os conceitos básicos de como funciona esse programa, os métodos de solução que o mesmo utiliza e alguns conjuntos de modelos empregados, bem como alguns exemplos de simulação.

G.1 Introdução

Conforme (CHASSIN et al., 2008) GridLAB-D é um ambiente de modelagem e simulação de sistemas de potência desenvolvido pelo PNNL através de recursos do DOE. GridLAB-D é um ambiente de simulação flexível que pode ser integrado com uma variedade de ferramentas de terceiros para análise e gerenciamento de dados. No seu núcleo existe um algoritmo que pode determinar simultaneamente o estado de milhões de dispositivos independentes, cada um descrito por múltiplas equações diferenciais, resolvidas apenas localmente para ambos estado e tempo.

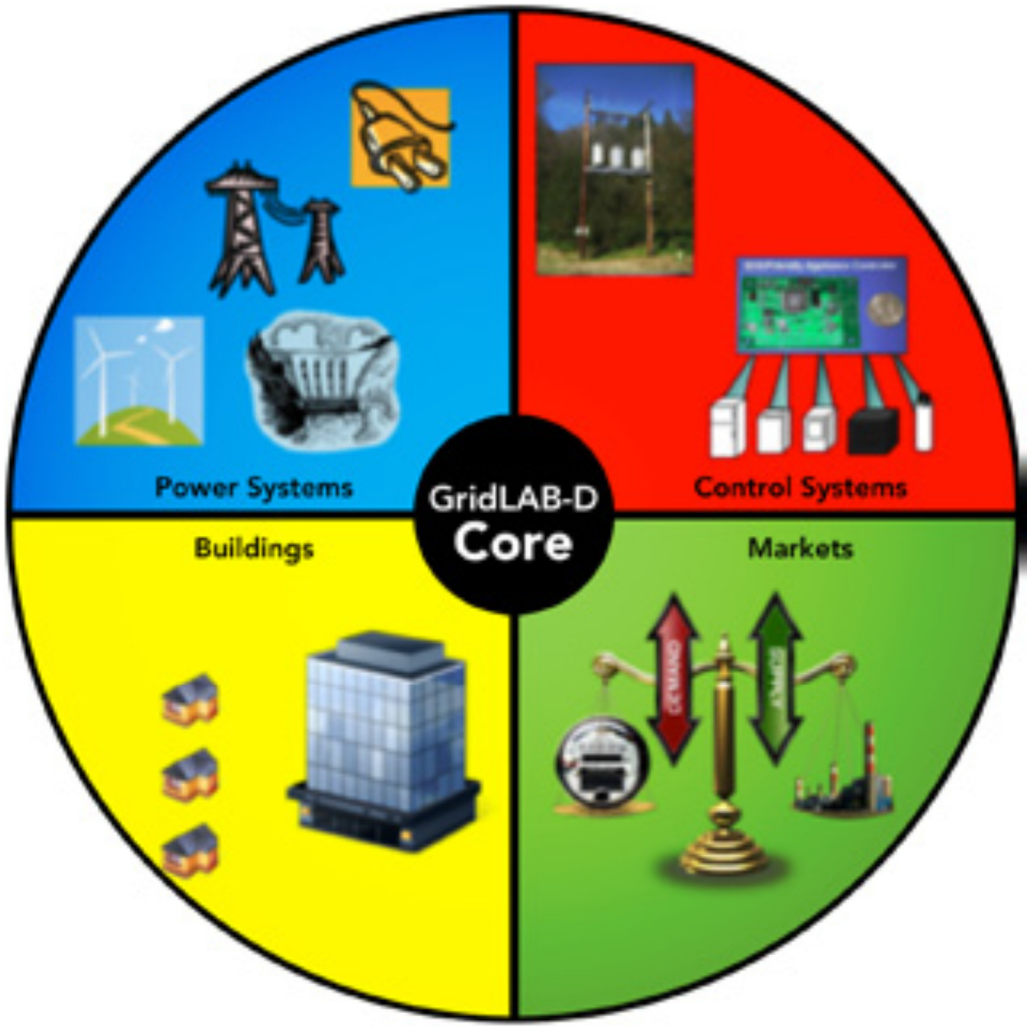
O sistema GridLAB-D também inclui módulos para realizar as seguintes funções de simulação:

- Fluxo de carga e controles, incluindo geração e armazenamento distribuídos;
- Tecnologias, equipamentos e controles de eletrodomésticos do usuário final;
- Coleta de dados de cada propriedade de todos os objetos no sistema, e gerenciamento das condições de contorno incluindo limites climáticos e elétricos.

Módulos acessórios foram planejados e estão sendo desenvolvidos para fornecer funcionalidades adicionais, tais como:

- Comportamento do consumidor incluindo perfis de demanda diários, semanais e sazonais, resposta de preço, e escolha de contrato;
- Operações energéticas como automação da distribuição, programas de deslocamento de carga, e operações de emergência;
- Operações comerciais como por exemplo, tarifa de venda, faturamento, e programas de incentivo baseados no mercado.

A Figura 93 ilustra a combinação de domínios que a ferramenta GridLAB-D abrange.



(Fonte:(PNNL, 2012).)

Figura 93 - Combinação de domínios que a ferramenta GridLAB-D abrange.

O GridLAB-D não requer o uso de modelos de ordem reduzida para descrever o comportamento agregado do sistema (mas pode quando apropriado). Ao invés disso, ele se baseia em modelos físicos avançados para descrever as interdependências de cada um dos dispositivos. Isso ajuda a evitar suposições erradas ou mal aplicadas. Ainda segundo (CHASSIN et al., 2008) as vantagens desse algoritmo sobre os simuladores tradicionais baseados em diferenças finitas são:

- Trabalha com situações inesperadas de forma mais precisa;
- Manipula diferentes e disparatas escalas de tempo, indo de subsegundos a muitos anos; e
- Integra facilmente novos modelos e sistemas de terceiros.

G.2 Como o GridLAB-D funciona?

De acordo com (CHASSIN et al., 2008) o GridLAB-D inclui um conjunto extenso de ferramentas para construir e gerenciar estudos e analisar resultados, apresentadas a seguir:

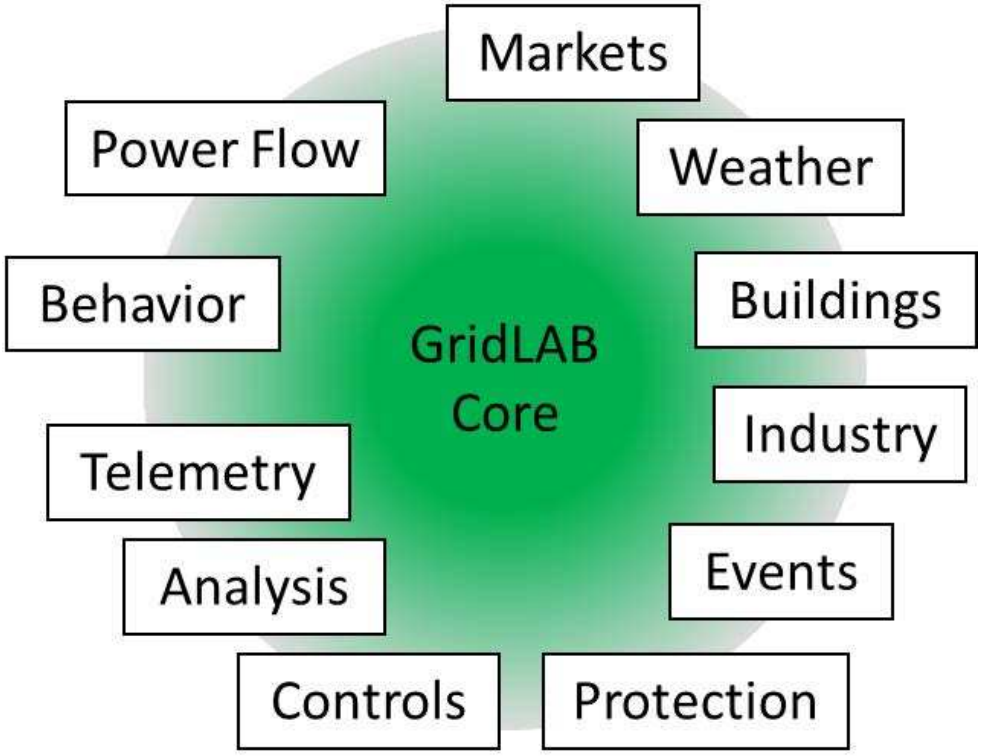
- Ferramentas de modelagem baseadas em agentes e informação que permitem criar modelos detalhados de novas tecnologias de uso final, DER, automação da distribuição e mercados de varejo que evoluem e interagem no tempo;
- Ferramentas para criar e validar estruturas tarifárias, examinar reação do consumidor, e verificar a interação e dependência de programas com outras tecnologias e o mercado como um todo;
- Interface com sistemas de análise e ferramentas padrão da indústria de sistemas de potência;
- Extensas ferramentas de coleta de dados que permitem uma variedade de análises.

Conforme (FULLER et al., 2012), pelo fato de o GridLAB-D fornecer um ambiente multidisciplinar baseado em agentes, ele permite o exame e avaliação de tecnologias emergentes, podendo reunir diversos times de especialistas de vários campos de estudo, para, de forma holística, examinar sistemas complexos.

As capacidades do GridLAB-D são centralizadas na funcionalidade de simular um fluxo de potência de alimentador de distribuição com cargas anexas. O seu desenvolvimento incluiu:

- Solucionador de fluxo de carga trifásico desbalanceado;
- Modelos detalhados do consumidor final, particularmente a integridade térmica de uma residência;
- Ciclos de HVAC e de aquecimento de água; e
- Modelo de mercado que suporta leilão de energia.

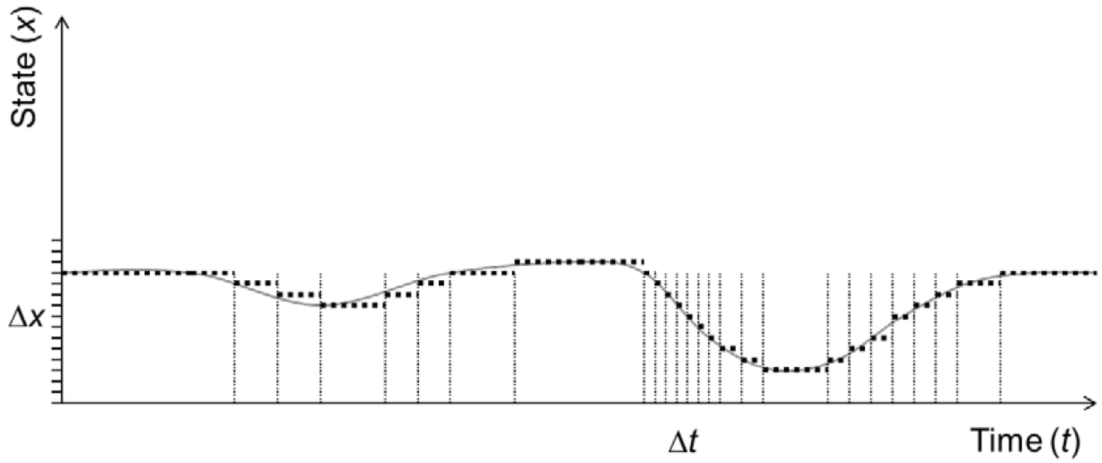
Diferentes combinações dessas capacidades permitem simulações de várias tecnologias e avaliação de programas. O GridLAB-D conduz uma série de simulações no tempo com variados passos de tempo. A solução em cada passo de tempo é uma solução de estado quase-estática para cada um dos módulos. A convergência é alcançada dentro de cada módulo e a convergência através dos módulos é coordenada pelo núcleo do GridLAB-D, como ilustrado na Figura 94.



(Fonte:(FULLER et al., 2012).)

Figura 94 - Arquitetura do GridLAB-D.

Os passos de tempo também são coordenados pelo núcleo do GridLAB-D. Isso necessário porque os vários módulos na simulação terão geralmente diferentes requisitos de passo de tempo. No final de um passo de tempo, todo objeto no modelo retorna um tempo de 'sincronismo' que indica quanto tempo o objeto irá permanecer constante sem influência externa.



(Fonte:(FULLER et al., 2012).)

Figura 95 - Tamanhos de passo variáveis em uma simulação do GridLAB-D.

O núcleo do GridLAB-D então examina cada objeto e determina qual é o menor tempo de 'sincronismo', esse então se torna o comprimento do próximo passo de tempo. Esse processo é realizado a cada passo de tempo, assim o sistema tem um tamanho de passo variável. Para uma dada variável de estado um exemplo dos tamanhos de passo variáveis é mostrado na Figura 95.

Quando analisando operações no nível de distribuição, as principais dinâmicas de interesse são de médio prazo e ocorrem na ordem de minutos a horas. Para o propósito dessas análises, um passo de tempo mínimo de um minuto pode ser imposto. Para operações que ocorrem em intervalos menores do que um minuto, como por exemplo, um atraso de 45 segundos em um regulador de tensão, a operação é agregada dentro de um passo de um minuto.

Devido ao grande número de objetos e o tempo mínimo imposto, a simulação prossegue em passos de tempo de um minuto para a maioria das simulações. Como resultado, existem aproximadamente mais de 500.000 passos de tempo em uma simulação anual de um alimentador típico. Se for necessário, as simulações podem ter passos de tempo de 1 segundo.

G.3 Modelagem e Simulação no GridLAB-D

O GridLAB-D[31] começou seu desenvolvimento no PNNL em 2003 como um projeto de P&D custeado pelo DOE e tornou-se de código aberto a partir de dezembro de 2007 (CHASSIN et al., 2008) com o lançamento em janeiro de 2008 da versão 1.0 chamada *Allston*, mas ainda disponível apenas a colaboradores. Ainda em abril e maio de 2008 foram lançadas para o público em geral as versões 1.1 chamada *Buckley* e 1.2 chamada *Coulee*, respectivamente.

Já em código aberto, por ser formado por diversos módulos, o sistema foi sendo desenvolvido e novos módulos foram sendo agregados ao longo do tempo. Em setembro de 2009 a versão 2.0 (*Diablo*) foi disponibilizada. Em Novembro de 2010 foi liberada a versão 2.1 (*Eldorado*) com suporte a plataformas Linux, Mac OS X e Windows 64 bits. Em setembro de 2011 foi liberada a versão 2.2 chamada *Four Corners* e em novembro de 2011 a versão 2.3 chamada *Grizzly*. Para as simulações desta tese a versão utilizada foi a versão estável 3.0, de outubro de

[31] Todas as versões do sistema GridLAB-D estão disponíveis na página de compartilhamento de códigos abertos SourceForge no endereço: http://sourceforge.net/projects/gridlab-d/. E o histórico das principais alterações entre as versões pode ser encontrado em http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=History.

2013, chamada *Hassayampa* rodando em plataforma Windows 7 64 bits. A versão 3.1 (*Hatwai*) encontra-se em desenvolvimento.

O programa é desenvolvido em linguagem C++, mas a interface do usuário é dada por parametrização de comandos criada a partir de arquivos do tipo GLM (GridLAB-D *Modeling*). Arquivos GLM são os guias da simulação que definem a estrutura do modelo. Nestes são definidas as condições iniciais e de fronteira do sistema e direcionadas as entradas e saídas de dados simulados.

A lógica de programação é composta de 6 estruturas básicas:

1. Módulos – definem uma ou mais classes. Devem ser carregados no programa antes de qualquer classe a eles associada, para que seja usada ou modificada no programa;
2. Classes – podem ser criadas pelo usuário dentro de qualquer módulo desejado, desde que todo comportamento suportado pelo GridLAB-D para uma classe seja definido. Os comportamentos neste caso são definidos como código em linguagem C++. Porém muitas classes já são definidas no GridLAB-D e estão disponíveis para uso. As classes agrupam os objetos de acordo com a similaridade de suas propriedades e comportamentos;
3. Objetos – são instâncias das classes (instâncias individuais ou população de instâncias). Podem apresentar relação de pai e filho entre os objetos, onde os objetos filhos são dependentes dos pais e estes, por sua vez, agregam as informações dos filhos;
4. *Players* – sua função é alterar um determinado objeto como uma função do tempo. São utilizadas para alterar as condições de fronteira e podem ser implementadas em loop;
5. *Recorders* – são objetos cuja função é a extração de resultados da simulação. Operam como um coletor de dados que podem ser acionados em determinado ponto do programa, em um tempo indicado de simulação ou ainda quando determinada condição (criada pelo programador) for atingida;
6. *Loadshape* e *Schedules* – operam de forma similar aos *players*, porém não atuam diretamente sobre o arquivo, mas no *core* do aplicativo. Ambos atualizam informações recorrentes em um tempo específico de execução.

O grande diferencial deste sistema é sua capacidade de modelar componentes não tradicionais de sistemas elétricos de potência como, clima, edificações, DERs, mercado, comunicações, etc. Tais modelagens são carregadas pelo software como módulos que operam como

bibliotecas dinâmicas que são chamadas pelo programa de acordo com sua necessidade. Em sua versão 3.0, o GridLAB-D apresenta 15 módulos à disposição do usuário (GRIDLAB-D, 2014):

1. Núcleo (*Core*)
2. Clima (*Climate*);
3. Cargas residenciais (*Residential*);
4. Prédios Comerciais (*Commercial*);
5. Cargas Industriais e rurais (*Industrial and agricultural loads*);
6. Rede (*Network*);
7. Geradores (*Generator*);
8. Fluxo de Potência (*Powerflow*);
9. Mercado (*Market*);
10. Cargas programadas e perfis de carga (*Schedules and Loadshapes*)
11. Confiabilidade (*Reliability*);
12. Comunicações (*Communications*);
13. Objetos do MatLab;
14. Validador (*Assert*);
15. Ajuste e Gravação (*Tape*).

Apesar de disponíveis para uso, nem todos os módulos se apresentam completamente desenvolvidos. Segue a descrição com exemplos dos principais módulos do sistema.

G.3.1 Módulo Climático

Conforme (TENNEY, 2008) o módulo climático fornece uma interface que outros objetos podem usar para incluírem dados meteorológicos em seus cálculos. Objetos como casas e edificações dependem desses dados para considerarem o fator tempo externo em seus cálculos de temperatura interna. Muitos sistemas são afetados pelo tempo, como cargas, geradores, linhas, etc. Existindo diversas fontes de dados de tempo e em diversos formatos, sendo o formato TMY2 (do inglês *typical meteorological year*) o adotado pelo GridLAB-D.

Os dados climáticos incluem temperatura, umidade, radiação solar e velocidade do vento, os quais são usados para se calcular o ganho de temperatura que é o resultado do ganho de calor da

exposição direta de uma superfície à luz do sol. O Módulo Climático recupera os dados do tempo de arquivos do tipo TMY2, criados e mantidos pelo NREL[32], ou seja, dados climáticos apenas de cidades dos EUA. Para esta tese foram utilizados dados TMY2 do Brasil[33].

Em um arquivo TMY dados meteorológicos para um local em particular são agregados e suas médias são calculadas para fornecer uma linha de base típica para o tempo de uma localização geográfica particular de um dado dia a uma dada hora. Dados TMY não são adequados para modelar situações extremas e não é necessariamente um bom indicador para previsão do tempo, mas é uma indicação das condições típicas meteorológicas sobre um extenso período de tempo. O formato TMY2 é uma extensão do formato original TMY para incluir informação necessária para cálculos de radiação solar.

No Módulo Climático cálculos são realizados para a radiação solar sobre uma superfície virada para cada um dos oito principais pontos cardiais (N, S, L, O, NE, NO, SE, SO) e uma superfície horizontal. Para cada superfície, a incidência total de radiação solar é calculada pela seguinte equação:

$$\mathrm{RAD_{SOLAR}} = \mathrm{RAD_{DIRETA}} \bullet \cos(\hat{\mathrm{A}}\mathrm{NGULO_{INCIDENTE}}) + \mathrm{RAD_{DIFUSA}} \qquad [6]$$

onde

$\mathrm{RAD_{DIRETA}}$ = a radiação direta normal para a hora e dia.

$\mathrm{RAD_{DIFUSA}}$ = a radiação difusa horizontal.

$\hat{\mathrm{A}}\mathrm{NGULO_{INCIDENTE}}$ = o ângulo do sol relativo à superfície (assumindo que a superfície é perpendicular à Terra naquele ponto, com exceção da superfície horizontal).

O ângulo incidente é calculado primeiramente calculando-se a hora solar, que leva em conta a oscilação da Terra ao longo do ano. A hora solar é combinada com a latitude da superfície, a inclinação da superfície em relação à horizontal (90º para todas as superfícies exceto a superfície horizontal), e o ângulo azimute relativo ao sul (positivo para leste do sul, negativo para oeste do sul), e o dia do ano (o qual é usado em um cálculo do ângulo de declinação do sol) para produzir o cosseno do ângulo de incidência como segue.

$$\mathrm{Decl_{solar}} = 0,409280 \bullet \mathrm{sen}(2,0 \bullet \pi \bullet \frac{(284 + dia\_\mathrm{do\_ano})}{365}) \qquad [7]$$

---

[32] Esses dados estão disponíveis para download juntamente com o GridLAB-D, mas podem ser obtidos em: http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1961-1990/tmy2/State.html.

[33] Dados climáticos de algumas cidades do Brasil disponíveis em: http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data3.cfm/region=3_south_america_wmo_region_3/country=BRA/cname=Brazil.

$$\hat{a}ngulo_{hora} = -(15,0 \bullet \frac{\pi}{180}) \bullet (hora\_solar - 12,0) \quad [8]$$

$$\begin{aligned}\cos(\text{ÂNGULO}_{\text{INCIDENTE}}) = \; & \text{sen}(\text{Decl}_{\text{solar}}) \bullet \text{sen}(\text{latitude}) \bullet \cos(\text{inclinação}) \\ & - \text{sen}(\text{Decl}_{\text{solar}}) \bullet \cos(\text{latitude}) \bullet \text{sen}(\text{inclinação}) \bullet \cos(\text{azimute}) \\ & + \cos(\text{Decl}_{\text{solar}}) \bullet \cos(\text{latitude}) \bullet \cos(\text{inclinação}) \bullet \cos(\hat{a}ngulo_{hora}) \\ & + \cos(\text{Decl}_{\text{solar}}) \bullet \text{sen}(\text{latitude}) \bullet \text{sen}(\text{inclinação}) \bullet \cos(\text{azimute}) \bullet \cos(\hat{a}ngulo_{hora}) \\ & + \cos(\text{Decl}_{\text{solar}}) \bullet \text{sen}(\text{inclinação}) \bullet \text{sen}(\text{azimute}) \bullet \text{sen}(\hat{a}ngulo_{hora})\end{aligned} \quad [9]$$

Anos bissextos são ajustados pelo fato de que o cálculo da hora desse ano em 29 de fevereiro pode resultar na mesma hora do dia 1º de março de um ano normal. 1º de março poderia ser usado duas vezes em uma simulação envolvendo um ano bissexto.

Os dados padrões de latitude, longitude, cidade e Estado da localização da simulação são carregados na inicialização e os dados de temperatura, umidade, irradiação solar e velocidade do vento são atualizados na escala de tempo de simulação. São suportadas interpolações lineares e quadráticas. O usuário também pode importar um arquivo do tipo CSV (do inglês c*omma-separated values*) com seus próprios dados de tempo, no entanto interpolações não são suportadas, bem como conversão de unidades.

Por padrão o GridLAB-D utiliza o padrão Americano de unidades e não o padrão do Sistema Internacional, mas conversões nos diversos módulos, bem como dos resultados de simulação são suportados. Assim, a simulação do tempo em uma localidade fornece, para uma referida data e hora, a temperatura ambiente [ºF], a umidade [%], a irradiação solar [W/sf], a velocidade do vento [mph], a direção do vento [º] e os valores máximos e mínimos dessas mesmas grandezas.

G.3.2 Módulo Residencial

O Módulo Residencial (TAYLOR et al., 2008) implementa os seguintes usos finais e características para simular a demanda de potência de uma edificação unifamiliar:

- Aquecedor de água;
- Iluminação;
- Lava-louças;
- Fogão elétrico;

- Micro-ondas;
- Refrigerador;
- Ganhos internos (cargas nas tomadas);
- Casa (cargas térmicas quentes/frias).

O modelo da casa considera os seguintes quatro principais ganhos/perdas de calor que contribuem para a carga térmica quente/fria da edificação:

1. Condução através das paredes externas, telhado e frestas (baseado no modelo de tanque de condutância térmica da envoltória);
2. Infiltração de ar (baseado na taxa de troca de ar especificada)
3. Radiação solar (baseado na diferença de temperatura da carga de resfriamento e usando dados TMY2);
4. Ganhos internos da iluminação, pessoas, equipamentos e outros objetos de uso final.

A abordagem por parâmetro térmico equivalente (ETP do inglês *equivalent thermal parameter*) é usada para modelar o consumo das cargas e de energia da residência. Segue descrição das premissas de modelagem para cada um dos usos finais indicados, os detalhes dos cálculos de demanda de potência no Módulo Residencial e exemplos de simulação de eletrodomésticos individuais.

G.3.2.1 Aquecedor de Água

Em países com invernos rigorosos a tecnologia de aquecimento residencial de água se desenvolveu para diversos fins, através de gás ou mesmo com um elemento resistor, sendo que esta água é armazenada e mantida em um tanque antes de ser consumida. Nesses países, aquecedores de água residenciais típicos possuem tamanho entre 30 e 120 galões (1 galão é equivalente a 3,79 litros aproximadamente) de capacidade, sendo que a maioria se encontra entre 40 e 80 galões. A Figura 96 ilustra um desses aquecedores de água elétrico com capacidade de 120 galões.



(Fonte: http://www.hotwater.com/water-heaters/residential/conventional/electric/promax/promax-electric-tank-water-heater-ect-120/.)

Figura 96 - Aquecedor de água elétrico com capacidade de 120 galões.

A água quente é drenada da parte superior do tanque para servir as cargas de água da casa, e próximo à parte inferior a água fria é injetada. Quando um suprimento de água quente está em progresso, o tanque tenderá a ter uma camada de água fria embaixo. É típico que a água seja aquecida por dois elementos, um localizado próximo à parte inferior do tanque e outro localizado em uma parte superior, usualmente metade da distância e dois terços até o topo, respectivamente. O elemento inferior é responsável pela maior parte do aquecimento, com o elemento superior reforçando apenas quando a camada de água fria o alcança. Os dois elementos são controlados por termostatos diferentes, mas apenas um deles é permitido estar ligado por vez, sendo que o elemento superior de aquecimento tem prioridade. Ele é projetado para permitir um rápido (re)aquecimento do menor volume de água que se encontra acima do elemento superior, sendo assim disponibilizada água à máxima temperatura o quanto antes possível após o início da drenagem. A potência elétrica desses elementos varia entre 1.500W e 6.000W, sendo 4.500W um valor comum.

Os controles dos termostatos possuem uma “zona morta” associada com o ajuste de temperatura estabelecido, o que previne a ciclagem rápida da potência dos elementos, que poderia resultar da igualdade entre as temperaturas de ligar e desligar. A zona morta é tipicamente poucos

graus acima e abaixo da temperatura nominal. A maioria dos aquecedores são embarcados com ambos termostatos ajustados para a mesma temperatura (frequentemente 120ºF ou 48,89ºC), mas eles podem ser modificados durante a instalação ou depois. Alguns fabricantes recomendam que, se for desejado água mais quente, apenas o elemento inferior deve ser ajustado para uma temperatura maior. Isso irá manter todo o tanque à essa mesma alta temperatura, mas irá permitir uma rápida recuperação de todo o volume ao ajuste inferior de temperatura após um fornecimento.

O efeito na rede de energia elétrica é negligenciado se o termostato superior for ajustado para um ajuste inferior. No entanto, alguns proprietários ajustam erroneamente o elemento superior a uma temperatura mais alta do que o elemento inferior, o que resulta em um comportamento um pouco diferente. Devido a essa diferença entre os termostatos, o volume superior de água será mantido a uma temperatura mais alta do que o volume inferior, resultando em perdas no modo de espera menores do que quando todo o tanque é mantido em um ajuste maior.

A arquitetura do GridLAB-D para modelar aquecedores elétricos de água foi projetada para ser computacionalmente rápida e razoavelmente precisa. Ele acomoda os dois elementos resistivos e a possibilidade de inversão dos ajustes dos termostatos, onde o elemento superior mantêm uma temperatura mais alta do que o elemento inferior. Para se alcançar a velocidade computacional necessária foram assumidas as seguintes suposições:

1. Diferenças entre os termostatos no tanque não são diretamente modeladas. Dependendo da situação, a água será considerada possuir uma temperatura uniforme em todo o tanque ou será “empilhada” em duas regiões de temperatura (camadas quente e fria);
2. A injeção de água fria na entrada inferior do tanque resulta em uma de duas coisas: mistura completa com a água quente do tanque ou nenhuma mistura, dependendo da taxa de fluxo volumétrico.

A simulação do aquecedor de água usa dois modelos bem diferentes, dependendo do estado do tanque em um dado momento. Os dois modelos são:

1. Modelo de Um Nó – é um modelo simples análogo a um parâmetro elétrico aglomerado que considera todo o tanque como sendo uma única porção de água a uma temperatura uniforme. Esse modelo considera a temperatura da água em qualquer instante, ou o tempo requerido para a temperatura se mover entre dois pontos especificados;
2. Modelo de Dois Nós – esse modelo, que é aplicado quando o aquecedor está em um estado de drenagem parcial, considera que o aquecedor consiste de duas porções de água, cada

uma a uma temperatura uniforme. O nó superior "quente" é próximo ao ajuste superior de temperatura do aquecedor, enquanto que o nó inferior "frio" é próximo à temperatura da água entrante. Esse modelo considera a localização do limite entre os nós quente e frio, calculando o movimento desse limite à medida que a água quente é consumida do tanque e/ou calor é adicionado ao tanque.

A simulação do aquecedor de água tem como chave dois "estados" primários do aquecedor:

- Estado do Tanque – o tanque pode estar em um de três estados:
  - CHEIO – se a água no tanque está a uma temperatura uniforme próxima ao ajuste estabelecido para o aquecedor, aplicando-se o Modelo de Um Nó;
  - PARCIAL – se o tanque está em um estado de esvazio parcial, onde parte da água quente foi (ou está sendo) consumida, surgindo camadas quente e fria de água no tanque, aplicando-se então o Modelo de Dois Nós;
  - VAZIO – se o tanque foi completamente esvaziado toda a água está a uma temperatura uniforme próxima à temperatura da água de entrada. Portanto, aplica-se o Modelo de Um Nó.
- Estado da Carga – que se refere à carga atual de água no aquecedor; isto é, se e quão rápida a água quente está sendo drenada do topo do tanque. Formalmente, esse estado de carga se aplica apenas quando o tanque está em estado PARCIAL, mas é útil para os estados CHEIO e VAZIO do tanque, porque isso revela se o tanque começará a mover-se em direção ao estado PARCIAL ou irá permanecer no estado atual. Existem três estados de carga possíveis:
  - ESVAZIANDO – água quente está sendo drenada a uma taxa suficiente para mover o limite entre as zonas quente e fria para cima. Isto é, a água quente está saindo mais rápida do que o elemento de aquecimento pode esquente a água fria que está entrando, assim a camada superior de água quente está se tornando menor e camada inferior de água fria maior.
  - RECUPERANDO – a água quente está em uma de duas possibilidades: não está sendo drenada do tanque ou está sendo drenada a uma taxa suficiente para que o limite entre as camadas quente e fria estão se movendo para baixo. Isto é, a água quente está sendo drenada a uma taxa suficiente para que o elemento aquecedor possa esquentar a água substitutiva mais rapidamente do que a mesma é introduzida, causando com que a camada superior de água quente torne-se maior e a inferior menor.

- ESTÁVEL – simplesmente este estado implica que a água quente está sendo drenada a uma taxa coincidente com a habilidade de o elemento aquecedor esquentar a água fria entrante. Na verdade, a água quente drenada não precisa ter uma taxa coincidente com a taxa de aquecimento para que esse estado se aplique. Devido ao fato de que existem outros fluxos de calor atuando na água (tais como perdas de calor para o ar ao redor através do corpo do tanque), em qualquer dada situação onde o estado do tanque é PARCIAL, existe um intervalo de taxas de fluxo de água quente onde o tanque nunca irá alcançar um dos dois estados CHEIO ou VAZIO.

A referência (TAYLOR et al., 2008) apresenta as equações que modelam a capacidade térmica da água conforme o volume do tanque, bem como obtém para os modelos de um e dois nós as equações da temperatura final do tanque a partir de uma temperatura inicial e uma diferença de tempo, e a altura da coluna de água quente, respectivamente. A simulação do aquecedor de água segue uma sequência onde, cada vez que o mesmo é sincronizado, quatro passos são seguidos:

1. **Calcule a energia consumida desde a última iteração**. O aquecedor se lembra se estava aquecendo e simplesmente computa o consumo com base no intervalo de tempo desde a última sincronização;
2. **Atualize a temperatura do tanque ou o local do limite quente/frio**, dependendo se o tanque estava previamente CHEIO, PARCIAL ou VAZIO;
3. **Discrimine se o tanque precisa de calor**. Se o tanque estiver no estado CHEIO ou tiver alcançado este estado na temperatura ajustada no termostato, a potência será desligada. Caso contrário, o elemento resistivo será ligado. Para o Modelo de Um Nó, o estado do aquecedor permanece o mesmo do seu estado anterior quando a temperatura da água está entre as temperaturas de liga e desliga do aquecedor (a zona morta em torno do ajuste do termostato);
4. **Calcule e adeque o instante da próxima transição**. Por exemplo, se o aquecedor está ligado, este é o momento para a água alcançar a temperatura de desligamento ou para o limite quente/frio alcançar a parte inferior do tanque, dependendo do estado do tanque.

G.3.2.2 Iluminação

A iluminação residencial no GridLAB-D tende a ser uma mistura de vários tipos diferentes de lâmpadas, que são distribuídas de forma randômica ao longo da casa e entre as duas fases de alimentação. Poucas casas possuem iluminação controlada por temporizadores, apesar de que algumas lâmpadas externas à casa podem ser controladas por sensores de luz natural. O Módulo Residencial requer conexão de alimentação de iluminação para cada tipo de luminária que deve ser representada em um objeto iluminação. Dependendo do seu local, o calor produzido por uma luminária pode ir inteiramente para o ambiente condicionado ou pode ser parcialmente despejado para um espaço não condicionado, como um sótão ou diretamente ao ar livre.

As suposições do modelo do GridLAB-D para iluminação são:

- O fator de potência depende do tipo de iluminação:
  - Iluminação incandescente: 1,00
  - Iluminação fluorescente: 0,95
  - Lâmpada Fluorescente Compacta (CFL do inglês *Compact Fluorescent Lighting*): 0,92
  - Lâmpada de Estado Sólido (SSL do inglês *Solid-State Lighting*): 0,75
  - Lâmpada de Descarga de Alta Intensidade (HID do inglês *High-Intensity Discharge*): 0,97
- A capacidade instalada padrão de cada objeto iluminação é baseada em uma densidade de potência adotada que é escolhida aleatoriamente entre 0,75 e 1,25W/ft^2. Note que essa densidade padrão aproxima a iluminação de uma casa toda, por isso é pouco provável que seja correta, a menos que haja apenas um objeto de luz no modelo. Devido a muitas casas terem uma mistura de tipos de iluminação e portanto precisarem de mais do que um objeto de luz, a densidade padrão pode precisar mudar no futuro para ser específica ao tipo (o que pode implicar que vários objetos de luz precisariam ser especificados para se obter um conjunto correto de padrões);
- A fração do consumo de iluminação que se torna calor na casa é fixado como sendo 90%;
- O fator de potência da carga agregada de iluminação é fixado em 0,95.

A arquitetura do modelo consiste em que cada objeto de luz terá um único tipo (incandescente, fluorescente, CFL, SSL, ou HID), mas pode representar múltiplas luminárias na

casa. É esperado que muitos modelos conterão um objeto de luz para cada tipo de iluminação presente na casa, contudo nada restringe isso.

Cada objeto terá uma capacidade instalada que representa seu consumo total quando todas as luminárias representadas pelo objeto estão ligadas. A programação do objeto de luz (liga/desliga) é baseada em um simples multiplicador de demanda (em p.u.) que é fornecida por um Módulo Ajuste e Gravação, que será apresentado mais à frente. Melhorais futuras podem fornecer à iluminação a habilidade de gerar programação de demanda de uma forma inteligente (agora ainda randômica).

Cada objeto terá um fator de potência constante, além de ter uma fração constante de calor que entra no espaço condicionado. Assim, o consumo de energia é calculado como segue:

$$\text{potência(kW)} = \frac{\text{potência\_instalada(W)} \bullet \text{demanda}}{1000} \qquad [10]$$

G.3.2.3 Lava-louças

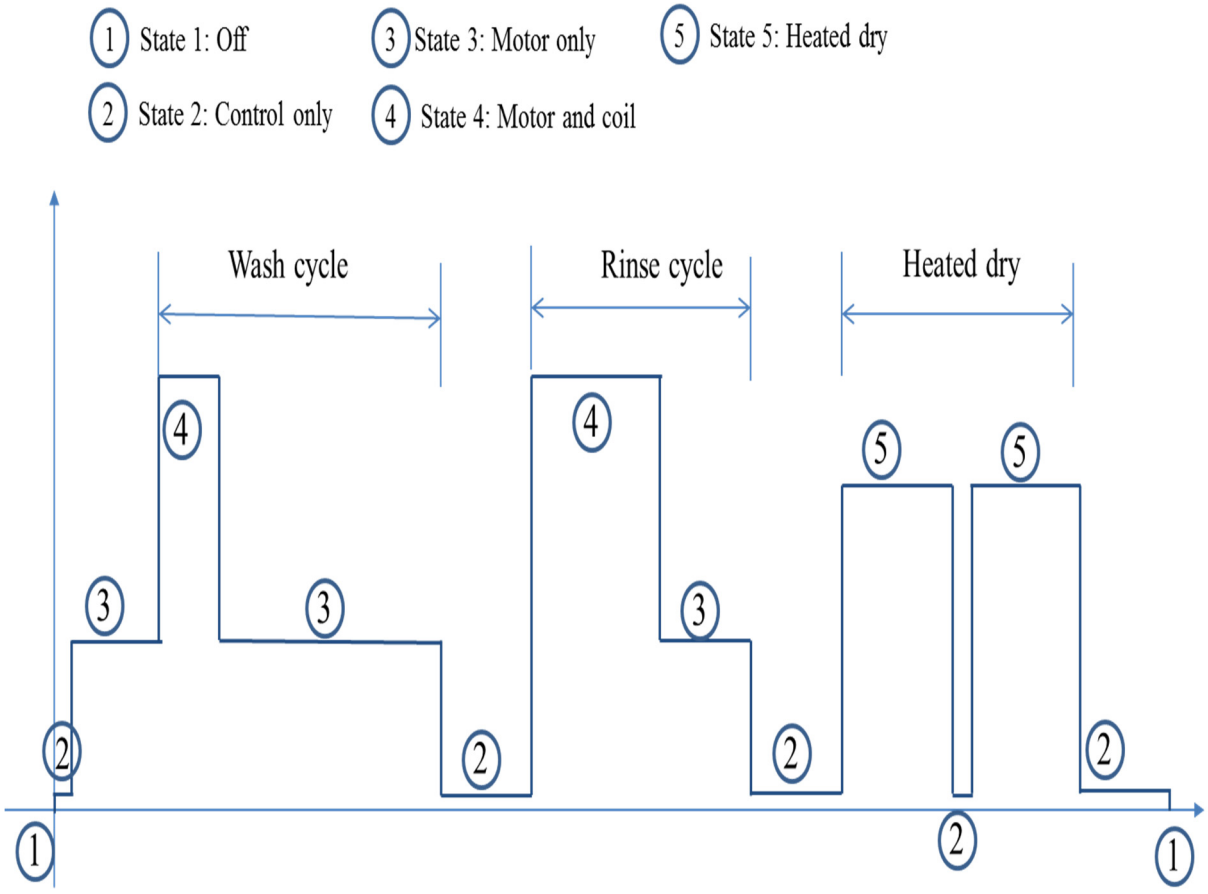
Máquinas de lavar louças são bastante complexas de se controlar. Muitos ciclos de lavagem são simplesmente prescrições cronometradas de enchimento, lavagem, liberação de sabões e secagem, mas a maioria das lavadoras têm vários ciclos para escolher. Alguns ciclos em algumas máquinas de lavar louça inclui um reforço de temperatura da água, que pode ser bastante intensivo em energia.

Conforme (GRIDLAB-D, 2012b) na arquitetura do GridLAB-D as suposições para modelagem da máquina de lavar louças são:

- O consumo de energia em máquinas de lavar louça é dividido entre motores e resistências dos aquecedores. Assim, o fator de potência muda dependendo se o ciclo de lavagem inclui aumento de temperatura da água e se há mudanças a partir de uma parte do ciclo para outra. Neste ponto, no entanto, a modelagem do fator de potência é simplificada para ser um valor constante.
- O modelo da máquina de lavar louças foi projetado como um modelo de máquina de estados múltiplos. Esses estados são definidos pelo nível de consumo de eletricidade.
- Oito diferentes intervalos de tempo são considerados nesse modelo, e esses intervalos determinam a transição entre os estados.

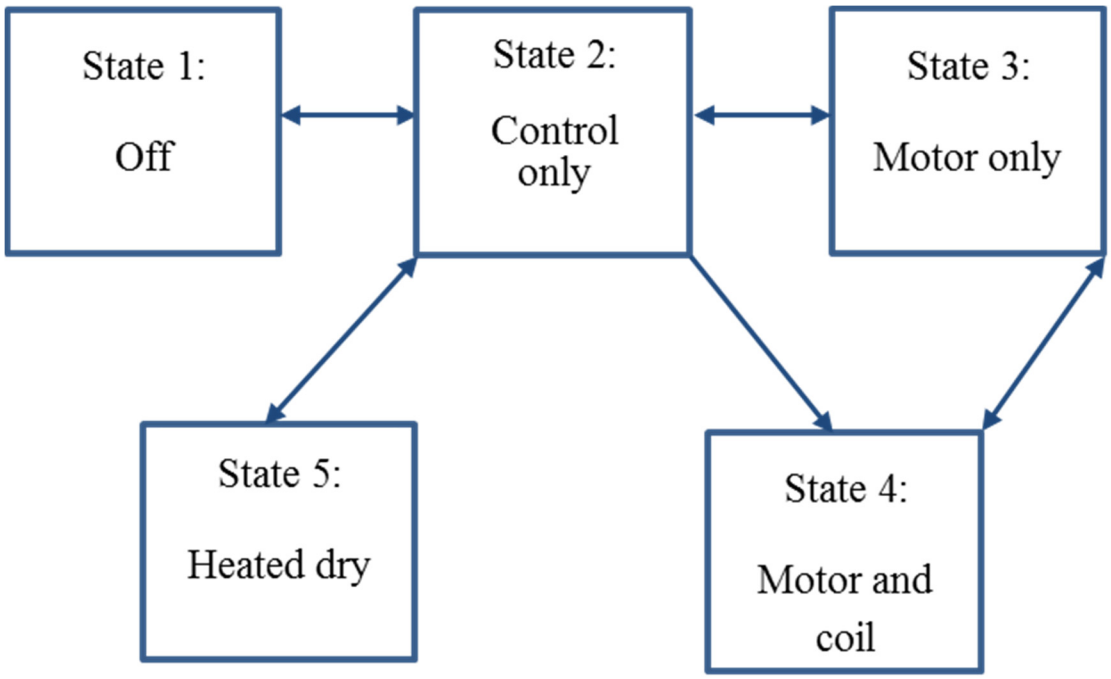
Assim, o modelo de lava-louças desenvolvido no GridLAB-D é um modelo de carga de estados múltiplos como mostrado na Figura 97 a seguir. Os estados no modelo de lava-louças são definidos pelo nível de consumo de eletricidade e eles são: Estado 1 (desligado), Estado 2 (apenas controle), Estado 3 (apenas motor), Estado 4 (motor e aquecimento) e Estado 5 (aquecimento seco).

Cada estado no modelo é governado por uma carga ZIP, com transições entre os estados determinadas por regras internas de transição de estado encontradas em (GRIDLAB-D, 2012b). O modelo de lava-louças de múltiplos estados é mostrado na Figura 98 a seguir. E a Figura 99 seguinte apresenta os intervalos de tempo considerados nesse modelo. Esses intervalos de tempo determinam os tempos de transição entre os estados. Existem oito diferentes intervalos de tempo considerados no modelo e eles não são fixos. Isso significa que o usuário tem a opção de mudar os intervalos de tempo entre os estados. Se o usuário não os define, os valores padrões são usados, sendo os mesmos estimados com base no perfil de consumo de energia da lava-louças.



(Fonte: http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/nfs/project/g/gr/gridlab-d/4/40/Dishwasher_states.png.)

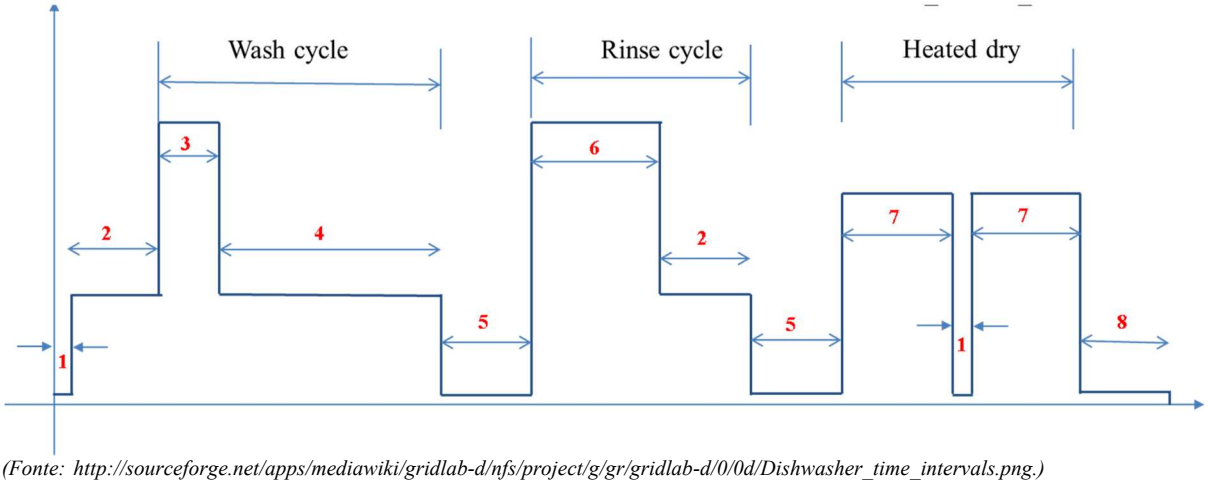
Figura 97 - Estados do modelo de múltiplos estados da lava-louças desenvolvido no GridLAB-D. Esses estados são definidos pelo nível de consumo de eletricidade.



(Fonte: http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/nfs/project/g/gr/gridlab-d/e/e6/Dishwasher_multi-state_model.png.)

Figura 98 - Transições entre os estados no modelo de múltiplos estados da lava-louças desenvolvido no GridLAB-D. Cada estado é governado por um modelo de carga ZIP.

1: Duration_control only_before wash cycle or during heated dry
2: Duration_motor only_ before wash cycle or during rinse cycle
3: Duration_motor and coil_ during wash cycle
4: Duration_ motor only_during wash cycle
5: Duration_ control only_after wash cycle or rinse cycle
6: Duration_motor and coil_during rinse cycle
7: Duration_coil only_during heated dry
8: Duration_control only_after heated dry



(Fonte: http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/nfs/project/g/gr/gridlab-d/0/0d/Dishwasher_time_intervals.png.)

Figura 99 - Intervalos de tempo considerados no modelo de múltiplos estados da lava-louças desenvolvido no GridLAB-D.

A suposição básica feita pelo GridLAB-D na implementação do modelo da lava-louças é que para cada modo o volume de energia necessária é constante. Nas equações da carga ZIP das regras de transição, os componentes padrões para cada bobina de aquecimento são modelados como sendo 100% impedância constante, e para o motor como 100% potência constante. A fração de consumo da lavagem que se torna calor no espaço é arbitrariamente estimada em 50%. Isto pressupõe que a metade do calor gerado pelos motores e aquecedores de resistência é transferida para a água e jogada fora no ralo.

Por ser modelada de forma genérica o usuário tem diversas opções para fazer alterações das variáveis de entrada da lava-louças no GridLAB-D, tais como o consumo total de energia, taxas de consumo do controle, potência do motor, potência do aquecimento, intervalos de tempo entre os estados, etc., para obter diferentes perfis de consumo de energia. Inclusive se o usuário não quiser que a lava-louças entre no ciclo de aquecimento seco, isso pode ser feito, resultando em um consumo 35% menor de energia, do que no modo normal (GRIDLAB-D, 2012b).

G.3.2.4 Fogão Elétrico

Fogões elétricos são essencialmente cargas perfeitamente resistivas. Cada queimador na mesa do fogão pode ser controlado em ciclos de liga e desliga da potência ou por um dispositivo triac[34] que regula a uma alta frequência o tempo ligado. O usuário pode redefinir o botão de configuração várias vezes durante um evento de culinária. Assim, a faixa de cargas varia de acordo com o número de queimadores ativos, as configurações dos botões controlados pelo usuário, e, possivelmente, o comportamento de mudança de ciclo.

O modelo de fogão elétrico do GridLAB-D é simplificado bastante para ser idêntico à forma como cargas de tomada são modeladas - uma demanda (0 ou 1) é lida a partir de um Módulo Ajuste e Gravação e multiplicada pela capacidade específica de um objeto 'fogão elétrico' (potência_instalada).

O modelo leva em conta as seguintes suposições:

[34] Um TRIAC, ou *Triode for Alternating Current* é um componente eletrônico equivalente a dois retificadores controlados de silício (SCR/tiristores) ligados em antiparalelo e com o terminal de disparo (ou gatilho - *gate*) ligados juntos. Este tipo de ligação resulta em uma chave eletrônica bidirecional que pode conduzir a corrente elétrica nos dois sentidos. O TRIAC faz parte da família de tiristores. *Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/TRIAC*

- O fator de potência assume o valor fixo de 0,95;
- 100% do consumo de energia do fogão elétrico é considerado como entrando na casa na forma de calor (ignorando o calor que é transferido para a comida);
- A capacidade instalada (potência_instalada na equação a seguir) é selecionada aleatoriamente entre 2500W e 4500W.

O modelo do fogão elétrico recupera sua demanda de um Módulo Ajuste e Gravação como uma simples fonte de valores 0 ou 1 (representando a fração do tempo que a potência está ligada). A demanda é ajustada (escalonada) por um valor de "potência_instalada" associado com cada fogão (se houver mais de um). Isto é:

$$\text{potência(kW)} = \frac{\text{potência\_instalada(W)} \bullet \text{demanda}}{1000} \quad [11]$$

O ganho de calor para o meio é simplesmente:

$$\text{calor\_interno(kW)} = \text{potência} \bullet \text{fração\_de\_calor} \quad [12]$$

G.3.2.5 Micro-ondas

Em seu modo simples de operação (potência máxima), o forno de micro-ondas consome essencialmente uma potência constante. Outros modos, como por exemplo, descongelamento ou potência parcial, consome tipicamente a mesma potência em rajadas de ciclos de liga/desliga. Micro-ondas têm tipicamente potências entre 750W e 1100W e operam a uma eficiência em torno de 65%, significando que 65% da energia consumida vai para o aquecimento da comida e o restante é liberado na forma de calor ao ambiente. Contudo, o calor liberado para o ambiente é complicado.

Apesar de grosseiramente 35% da energia consumida ir imediatamente para a casa como calor, os 65% que aquecem a comida indiscutivelmente e eventualmente liberado como calor, seja com a comida esfriando sobre a mesa ou liberado como calor dos humanos que a comerem.

No GridLAB-D o modelo do micro-ondas leva em conta as seguintes suposições:

- O fator de potência assume o valor fixo de 0,95;
- Devido micro-ondas terem eficiências entorno de 65%, aproximadamente 25% de seu consumo vai imediatamente para o ambiente como calor. E ainda devido ao calor dos corpos

dos ocupantes ser teoricamente contado separadamente, o modelo do micro-ondas assume que nada do restante do consumo de energia se torna calor liberado no ambiente;

- A capacidade instalada (potência_instalada na equação [13 a seguir) é selecionada aleatoriamente entre 700W e 2000W, sendo que a maioria dos micro-ondas não superam 1200W, pois, caso contrário, a comida cozinha muito rápido (isto é, queima) e pode desarmar disjuntores.

O modelo do micro-ondas recupera sua demanda de um Módulo Ajuste e Gravação como uma simples fonte de valores 0 ou 1 (representando a fração do tempo que a potência está ligada). Geralmente, os valores serão 0 ou 1, pois, muitos micro-ondas controlam o cozimento em ciclos. A demanda é ajustada (escalonada) por um valor de "potência_instalada" associado com cada micro-ondas (se houver mais de um). Isto é:

$$\text{potência(kW)} = \frac{\text{potência\_instalada(W)} \bullet \text{demanda}}{1000} \quad [13]$$

O ganho de calor para o meio é simplesmente:

$$\text{calor\_interno(kW)} = \text{potência} \bullet \text{fração\_de\_calor} \quad [14]$$

G.3.2.6 Refrigerador

As cargas térmicas e elétricas em um refrigerador podem ser estimadas utilizando-se modelos simplificados de primeira ordem. Nesta abordagem, a carga térmica (principalmente o ganho de calor do ambiente circundante) é modelada como função de alguns parâmetros concentrados (condutância efetiva da envoltória, a massa térmica efetiva, e a eficiência do compressor), das condições ambientais, dos ganhos internos pela adição e remoção de material alimentar, e ajuste do termostato. Uma vez que a carga térmica é estimada, o consumo de energia do compressor e a ventilação podem ser calculados. Embora essa abordagem não seja tão detalhada e precisa como o modelo físico detalhado, ela fornece estimativas razoavelmente precisa do consumo de energia.

Para o cálculo da carga do refrigerador, os principais ganhos de calor que contribuem para a carga térmica são os seguintes:

- condução através das paredes do refrigerador/freezer;
- ganho de calor da infiltração do ar ambiente quando a porta do refrigerador/freezer é aberta;

- ganho de calor do acréscimo de comida no refrigerador/freezer.

Em geral, o montante de calor que precisa ser removido (carga de resfriamento) não é sempre igual ao montante de calor recebido em um dado momento. A diferença é o resultado do armazenamento de calor e efeitos de atraso de tempo. Apenas uma parte do calor frio que entra no refrigerador realmente resfria o ar no interior do mesmo de forma imediata; o resto resfria a massa de material alimentar. O calor que é armazenado na massa irá resultar em carga térmica em um momento posterior. Assim, a modelagem precisa levar em conta o efeito de armazenamento.

No GridLAB-D o modelo do refrigerador leva então em conta as seguintes suposições:

- O fator de potência assume o valor fixo de 0,95;
- A condutância térmica do refrigerador e do compartimento de freezer são escolhidas aleatoriamente num intervalo normalizado entre 0,9 e 1,1Btu/h·ft2·ºF;
- O ajuste do compartimento do refrigerador é considerado estar entre 35 e 39ºF.

O modelo do refrigerador é atualmente implementado em sua forma simples para se calcular o instante de mudança de estado baseado na temperatura atual do ambiente interno da casa, na temperatura interior do refrigerador, nas propriedades térmicas da envoltória, e no conteúdo de comida e água do compartimento do refrigerador. A equação diferencial ordinária relativa a essas propriedades é mostrada a seguir:

$$\frac{C_f}{UA_r + UA_f} = \frac{dT_{air}}{dt} + T_{air} = T_{out} + \frac{Q_r}{UA_r} \qquad [15]$$

onde

T_{air} = a temperatura da água

T_{out} = a temperatura ambiente ao redor do refrigerador

UA_r = a condutância térmica da envoltória do refrigerador

UA_f = a condutância térmica do ar dentro do refrigerador

C_f = a capacidade de calor da comida

Q_r = a taxa de calor do sistema de resfriamento

A solução geral dessa equação é dada a seguir:

$$T_t = (T_0 - C_2) \cdot e^{\frac{-t}{C_1} + C_2} \qquad [16]$$

onde

t = o instante de tempo

T_0 = a temperatura inicial

T_t = a temperatura no instante t

$$C_1 = \frac{C_f}{UA_r + UA_f}$$

$$C_2 = T_{out} + \frac{Q_r}{UA_f}$$

A solução para o tempo t é:

$$t = -\ln(\frac{T_t - C_2}{T_0 - C_2}) \cdot \mathrm{C}_1 \qquad [17]$$

Durante cada ciclo de sincronização, o modelo do refrigerador calcula o ganho interno baseado na taxa de capacidade do refrigerador e retorna a solução do instante de tempo para a próxima sincronização.

G.3.2.7 PHEV

O módulo de simulação de PHEV no GridLAB-D se encontra em desenvolvimento, principalmente devido ao baixo impacto nas atuais redes de distribuição, que contam com poucas cargas desse tipo, não sendo necessário ainda estudos mais avançados sobre as mesmas, mesmo sabendo-se que terão grande impacto quando em grande escala.

Conforme (GRIDLAB-D, 2012c, 2012d) o objeto EV no GridLAB-D pertence ao módulo residencial devido ao fato de ser uma carga dentro da casa, mas pode ser simulado como uma carga individual da própria rede elétrica. Atualmente ele é implementado de duas formas diferentes: através de modelo estocástico ou determinístico.

O modelo estocástico não simula uma população de veículos, ao contrário do que parece, ele simula na verdade um comportamento estocástico para um único veículo. Já o modelo determinístico torna possível simular os momentos de chegada e partida do veículo tanto da residência quanto do trabalho, não sendo esta uma variável probabilística como no modelo estocástico.

Em ambos os casos o que o GridLAB-D faz é lidar individualmente com a energia da bateria do veículo, observando o impacto do seu estado de carregamento ou de descarga na rede elétrica.

Dentro da casa a carga do EV é um objeto similar a uma carga ZIP ou a um aquecedor de água. No caso estocástico pode ser escolhido um de três tipos de carregamento:

- Baixo: 120V/15A;
- Médio: 240V/30A; e
- Alto: 240V/60A.

No caso determinístico a taxa de carregamento pode ser especificada diretamente.

O veículo também pode ser escolhido como sendo híbrido ou elétrico, significando que no caso híbrido parte de sua carga é atendida por um motor a combustão, e nesse caso sua bateria não é carregada toda em casa ou no trabalho, como é o caso do elétrico. O usuário ainda pode definir o tamanho da bateria do veículo em termos de sua capacidade em [kWh], bem como sua eficiência em [milhas/kWh], ou seja, a distância que consegue percorrer por unidade de energia.

Mesmo existindo a possibilidade de definir se o veículo possui carregamento no trabalho, isto serve apenas para se determinar a fração de energia que é carregada em casa, ou seja, o impacto do carregamento no trabalho não é levado em conta no cálculo de fluxo de carga do alimentador, ainda que a localização do trabalho aconteça na mesma rede que está sendo simulada.

Como afirmado inicialmente, os códigos para simulação dos dois tipos de comportamento dos veículos são experimentais, mas já foram usados em alguns estudos para análise dos impactos dos mesmos na rede elétrica. Assim o usuário do GridLAB-D deve assumir os riscos nessas análises, tomando cuidado com os resultados que obtiver.

G.3.2.7 Ganhos Internos

Cada casa modelada no GridLAB-D tem duas fontes primárias internas de geração de calor. A primeira é a "perda" de calor dada por outros dispositivos na casa que são modelados pelo GridLAB-D. Por exemplo, um refrigerador localizado dentro da casa é modelado primariamente por seu comportamento térmico devido ao resfriamento e congelamento de comida, sendo sua saída primária o impacto (energia e pico) na rede. Contudo, o refrigerador também retira calor que precisa ser levado em conta na simulação da casa em si.

Segundo, alguns dispositivos na casa não são modelados explicitamente pelo GridLAB-D, mas esses dispositivos que têm impacto agregado suficiente como contribuição de calor para a casa

e também no consumo de eletricidade precisam ser levados em conta. Exemplos são televisores, aspiradores, secadores de cabelo e outros equipamentos diversos, geralmente ligados em tomadas.

No GridLAB-D o modelo dos ganhos internos leva em conta as seguintes suposições:

- Todas as "cargas de tomadas" são consideradas consolidadas em uma única carga;
- A capacidade instalada de cargas de tomada é aleatoriamente ajustada para um valor entre 700W e 2000W;
- A fração de consumo da carga de tomada que é convertida em calor na casa é fixada em 90%;
- O fator de potência agregado das cargas de tomadas é fixo em 0,95;
- A fração de demanda de potência padrão é considerada entre 0 e 0,1.

Os ganhos internos fornecidos pelo modelo dos dispositivos são simplesmente coletados e somados no nível da casa, sendo que o objeto casa desconhece quaisquer detalhes que não o consumo, circuito, e fator de potência fornecido por cada dispositivo. Outros ganhos internos (isto é, cargas conectadas) são modeladas simplesmente como uma capacidade (potência instalada) que é multiplicada em cada passo de tempo por uma fração de demanda (em p.u.) que pode ser fornecida por um Módulo Ajuste e Gravação. Isto é,

$$\text{potência(kW)} = \frac{\text{potência\_instalada(W)} \bullet \text{demanda}}{1000} \quad [18]$$

Além disso, o calor liberado no espaço circundante é dado por:

$$\text{calor\_interno(kW)} = \text{potência} \bullet \text{fração\_de\_calor} \quad [19]$$

Por serem diversas as possibilidades, não serão mostradas aqui as simulações para essas cargas, mas com elas é possível representar qualquer outra carga de forma genérica, indicando as frações da carga ZIP que a representa, sua potência nominal e o calor que gera para o meio.

As cargas e os efeitos desses dispositivos dentro de uma residência são posteriormente agregados no modelo da casa que contém um dos principais equipamentos, o sistema HVAC, que é usado para controlar os efeitos térmicos da entrada de luz solar e do calor das cargas elétricas advindas dos dispositivos da edificação, e que será apresentado em seguida.

G.3.2.8 Casa

Estimar o consumo de energia do usuário final que reflita de forma precisa a magnitude, o perfil horário médio, e probabilidade e variância da carga é crítico para o trabalho de simulação e análise da rede. Apesar de existirem diversas ferramentas de modelagem do usuário final, elas não são adequadas porque requerem grandes montantes de dados de características detalhadas como entrada para estimarem aquecimento/resfriamento/ventilação no usuário final, enquanto outras não são adequadas porque elas não suportam passos de tempo menores do que uma hora. E ainda, tais modelos detalhados de simulação requerem grande volume de tempo de CPU para as estimativas no usuário final e, portanto, não podem ser estendidas para atenderem os requisitos de simulação de 1000 ou mais residências em tempo real usando os computadores pessoais de hoje.

As cargas térmicas em uma residência e numa pequena edificação comercial podem ser estimadas usando modelos simplificados de primeira ordem no GridLAB-D. Nessa abordagem, as cargas de resfriamento e aquecimento são modeladas como funções de alguns parâmetros agrupados (condutibilidade efetiva da envoltória, massa térmica e aberturas solares efetivas, taxas de ventilação/infiltração, e eficiências de equipamentos), tempo (climático), ganhos internos de equipamentos e ocupantes, e ajustes de termostatos. Apesar de essa abordagem não ser detalhada e precisa como os modelos detalhados de simulação, ele consegue ultrapassar algumas das limitações e fornecer resultados razoáveis e apurados.

Para os cálculos de carga os principais ganhos e perdas de calor que contribuem para a carga de resfriamento e aquecimento da edificação consistem em:

1. condução através das paredes externas, telhado e vidros das janelas;
2. ganhos/perdas de calor devido à infiltração do ar externo através de aberturas;
3. radiação solar através dos vidros das janelas;
4. ganhos internos de iluminação, pessoas, equipamentos.

Os itens 1, 2 e 3 são considerados causados por fontes externas, enquanto o item 4 é considerado como sendo gerado internamente. A carga térmica pode ser também sensível ou latente. Carga sensível resulta em aumento/diminuição da temperatura do ar; carga latente resulta em aumento/diminuição do vapor de água, o qual aumenta/diminui a umidade. Os itens 1 e 3 são

apenas do tipo sensíveis; o item 2 pode ser sensível ou latente; ganhos internos de lâmpadas são sensíveis; ganhos internos de pessoas e equipamentos podem ser sensível ou latente.

Em geral, a quantidade de calor que pode ser removido (carga de resfriamento) ou adicionado (carga de aquecimento) não é sempre igual à quantidade de calor recebido ou perdido em um dado momento. A diferença é resultante do armazenamento de calor e efeitos de atraso de tempo. Apenas uma porção do calor entrando ou saindo da edificação na verdade aquece ou resfria o ar da sala imediatamente; o restante aquece a massa da edificação – o telhado, paredes, pisos, massa do prédio e massa de ar. O calor que é armazenado na massa resultará carga aquecida/resfriada um tempo depois. Portanto, a modelagem terá que levar em conta o efeito de armazenamento.

Para contar com os efeitos de armazenamento quando estimando os ganhos de condução das paredes exteriores, telhados, e janelas de vidro, o método da diferença de temperatura da carga de resfriamento (CLTD do inglês *cooling load temperature difference*) pode ser usado:

$$Q = U \cdot A \cdot CLTD_c \qquad [20]$$

onde

Q = carga de resfriamento para telhado, parede ou janela (Btu/h)

U = coeficiente total de transferência de calor para telhado, parede ou janela (Btu/h-ft^2-ºF)

A = área de telhado, parede ou janela (ft^2)

$CLTD_c$ = diferença de temperatura da carga de resfriamento corrigida (ºF)

A CLTD não é a diferença atual de temperatura entre o ar externo e interno. É sim um valor modificado que leva em conta os efeitos de armazenamento. Os valores de CLTD para telhados e paredes específicos de certas construções encontram-se publicados na literatura. Sendo que esses valores publicados são baseados nas seguintes condições:

1. temperatura interna é 78ºF (25,56ºC);
2. temperatura média externa projetada como sendo 85ºF (29,44ºC) para o dia escolhido;
3. a data é 21 de julho (verão nos países do hemisfério norte);
4. a localização é 40ºN de latitude.

Devido ao fato de as condições em sua maioria serem diferentes de qualquer uma das citadas acima, a CLTD precisa ser corrigida:

$$CLTD_c = CLTD + LM + (78 - T_{air}) + (T_a - 85) \qquad [21]$$

onde

$CLTD_c$ = diferença de temperatura da carga de resfriamento corrigida (ºF)

CLTD = diferença de temperatura tabelada

LM = correção para a latitude e mês tabelados

T_{air} = temperatura da sala (ºF)

T_a = temperatura média externa no dia projetado (ºF)

No GridLAB-D o modelo da casa considera que apenas características da envoltória, ganho solar através das janelas e ganho interno contribuem para a carga de aquecimento, ventilação, e condicionamento do ar (HVAC). Apenas condicionadores de ar e bombas de calor são modelados na atual versão.

A abordagem que o modelo utiliza para estimar as cargas térmicas é chamada de parâmetro térmico equivalente (ETP). Essa abordagem foi escolhida pelo GridLAB-D porque se provou razoável para modelar cargas residenciais (e pequenas edificações comerciais) e consumo de energia. O circuito elétrico analógico de um modelo ETP que é usado para simular cargas aquecendo e resfriando em uma residência típica é mostrado na Figura 100 a seguir. As propriedades da transferência de calor são representadas por componentes elétricos equivalentes com os parâmetros associados para modelagem do sistema HVAC, controlado termicamente.

Assim tem-se na Figura 100:

C_{air} = capacidade de calor do ar (Btu/ºF ou joules/ºC)

C_{mass} = capacidade de calor da massa (da edificação e seu conteúdo) (Btu/ºF ou joules/ºC)

UA_{insul} = o coeficiente de ganho/perda de calor (Btu/ºF·h ou W/ºC) para o ambiente

UA_{mass} = o coeficiente de ganho/perda de calor (Btu/ºF·h ou W/ºC) entre ar e massa

T_0 = CLTDc + Tair (ºF ou ºC)

$T_{ambient}$ = temperatura externa do ambiente (ºF ou ºC)

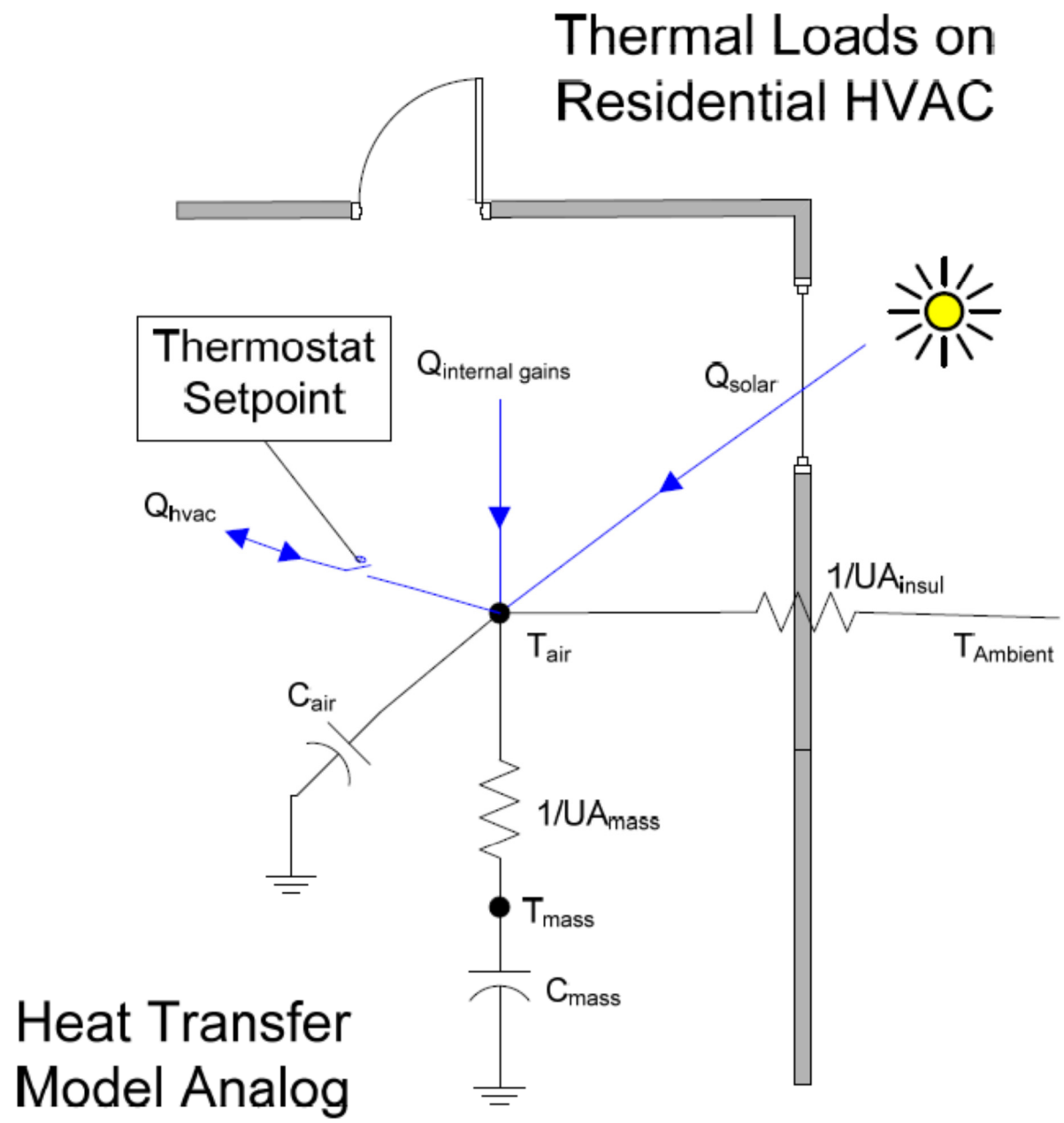
T_{air} = tempera do ar dentro da casa (ºF ou ºC)

T_{mass} = temperatura da massa dentro da casa (ºF ou ºC)

Q_{HVAC} = taxa de calor para o HVAC (Btu/h ou W)

$Q_{internal\ gains}$ = taxa de calor de outros eletrodomésticos, cargas de tomadas, lâmpadas e pessoas na residência (Btu/h ou W)

Q_{solar} = ganho de calor do sol (Btu/h ou W)



(Fonte: (TAYLOR et al., 2008))

Figura 100 - Representação ETP de residências típicas.

$$A = \begin{bmatrix} -\left(\frac{1}{R_2 C_{air}} + \frac{1}{R_1 C_{air}}\right) & \frac{1}{R_2 C_{air}} \\ \frac{1}{R_2 C_{mass}} & -\frac{1}{R_2 C_{mass}} \end{bmatrix} \qquad B = \begin{bmatrix} \frac{T_0}{R_1 C_{air}} + \frac{Q}{C_{air}} \\ 0 \end{bmatrix} \qquad [22]$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \qquad D = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{23}$$

onde

$R_1 = 1/UA_{insul}$

$R_2 = 1/UA_{mass}$

$Q = Q_{HVAC} + Q_{solar} + Q_{internal\ gains}$

Uma descrição no espaço de estado do modelo ETP é:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx + Du \end{aligned} \tag{24}$$

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{T}_{air} \\ \dot{T}_{mass} \end{bmatrix} \qquad x = \begin{bmatrix} T_{air} \\ T_{mass} \end{bmatrix} \qquad u = 1 \tag{25}$$

Devido ao fato de existir uma grande diversidade nos parâmetros térmicos (coeficiente de ganho/perda de calor, massa, eficiência do equipamento, e fator sobre dimensionamento) usados para computar a carga ao longo das casas, intervalos podem ser dados a esses parâmetros. Devido à diferença regional nas práticas de construção mesmo dentro de uma mesma região, um intervalo de valores pode ser atribuído a parâmetros críticos baseado em estudos de medições. Enquanto estimando-se o consumo de energia de casas individuais, os parâmetros térmicos são atribuídos aleatoriamente para cada casa (do intervalo estabelecido usando uma distribuição normal conhecida, como a uniforme).

Os ganhos internos na casa são computados externamente ao objeto casa e assume-se que são entradas do modelo ETP. Esses ganhos representam o calor de outros eletrodomésticos (tais como, micro-ondas), cargas de tomadas, lâmpadas e pessoas. Resolvendo o modelo ETP (simultaneamente para T_{air} e T_{mass}), podemos obter a carga de resfriamento/aquecimento de uma casa individual como uma função do tempo. O consumo de energia para atender as necessidades de conforto na casa pode então ser computado pela conversão das cargas térmicas através do uso de dados típicos de desempenho de carga de ar condicionado fornecidos por fabricantes.

Usando o mesmo modelo de simulação, o consumo de energia de uma população de casas também pode ser calculado. Nesse caso o consumo de energia de cada casa é calculado simultaneamente em cada passo de tempo. Portanto, o modelo fornece uma representação precisa da carga de um alimentador de distribuição quando cargas elétricas são agregadas.

Um único modelo ETP com diferentes parâmetros térmicos pode ser usado para representar todas as casas na população, por simplicidade, ou se existe necessidade, múltiplos modelos ETP com diferentes parâmetros térmicos podem ser usados. Assim, em adição a mudança de parâmetros de entrada, enquanto se simula uma população de casas, o modelo ETP pode também ser modificado para representar de forma precisa um determinado parque imobiliário. Isso garante que os efeitos da diversidade de cargas são reproduzidos exatamente.

Uma limitação importante e provável objeto de melhorias futuras é o fato de o modelo descrito levar em conta apenas cargas sensíveis. Essa limitação não leva a erros significativos nos cálculos de carga de aquecimento (porque a maioria da carga de aquecimento é sensível); mas leva a um certo grau de erro na estimação de carga de resfriamento.

Conforme (GRIDLAB-D, 2013a) são vários os parâmetros que podem ser ajustados para a modelagem e controle do sistema HVAC, como a área condicionada da edificação, altura do pé-direito, frações de envoltória, pisos, paredes e janelas em relação à área total, número de portas e suas áreas, número de camadas dos vidros das janelas, tipo de vidro, tipo de moldura das janelas, frações de transferência de calor das paredes, envoltória, pisos e portas, etc. Apesar de poder ajustar todos esses parâmetros um a um, visando simplificar a escolha desses parâmetros o GridLAB-D criou o que se chama de Integridade Térmica da edificação, podendo o usuário escolher entre 7 opções padrões de edificação (desde uma edificação velha e de baixa integridade térmica, até uma extremamente bem isolada termicamente).

Além dos dados de envoltória da casa, o próprio sistema HVAC pode ser escolhido dentre diversas opções. Conforme (GRIDLAB-D, 2013a) podem ser especificados parâmetros como o tipo do sistema de aquecimento (gás, bomba de calor, resistência, ou sem sistema), o tipo de sistema de resfriamento (elétrico ou sem sistema), a temperatura de ajuste para o frio (quando começar a aquecer), a temperatura de ajuste para o calor (quando começar a refrigerar), a temperatura interna desejada para a edificação, a qual o sistema HVAC irá seguir, bem como parâmetros de sistemas auxiliares. Quando valores não são especificados, o GridLAB-D assume valores padrões razoáveis a partir da área condicionada e dos dados climáticos onde se localiza a edificação.

G.3.2.9 Prédios Comerciais e Medição

Conforme (GRIDLAB-D, 2014) o módulo comercial apresenta a capacidade de implementação de estruturas comerciais unitárias e agregadas (múltiplos prédios comerciais), assim como áreas de um único ambiente e de múltiplos ambientes, considerando inclusive a troca de calor entre eles. O módulo de prédios comerciais define a estrutura e características de funcionamento comuns de um estabelecimento comercial.

Comporta características como área, altura, massa, resistência térmica e capacidade do sistema de ar condicionado de forma semelhante à residência. Além destas, outras características também podem ser definidas como, por exemplo: tamanho e posição das janelas do prédio, número de ocupantes do prédio, demanda de potência da estrutura, previsão de ocupação do prédio, entre outras.

Das possíveis caracterizações apresentadas é importante destacar a previsão de ocupação do prédio, por seu aspecto de modelagem dinâmica do consumo. Trata-se de um comando que define os dias e horários que o ambiente é ocupado. Caso não seja definida, a ocupação será entendida como de segunda a sexta entre 8 e 17 horas. Esta definição pode ser feita por um Módulo de Ajuste e Gravação com a informação de dias e horários de ocupação. É possível ainda estabelecer estruturas com múltiplos ambientes, portanto além de possuir todas as características passíveis de configuração existentes em prédios comerciais, consideram ainda a relação de troca de calor entre seus ambientes.

Tanto no caso das residências quanto dos prédios comerciais existe o comando painel elétrico (*panel*), que trata-se de um objeto que tem a função de coletar dados que reúnem informações do consumo de energia da edificação e de diversos dispositivos dentro dela. Pode acessar informações como: consumo de potência total, fator de potência, potência e corrente constante da carga total e outros.

E associado ainda a residências e prédios comerciais existe o medidor tríplice (*triplex meter*), sendo este o parâmetro que permite a conexão entre os módulos residencial e fluxo de potência. O medidor tríplice provê para o objeto ‘casa’ a tensão de operação e o objeto ‘casa’ informa a descrição da corrente de carga que é demandada. Pode ser entendido, conceitualmente, como o medidor de consumo de energia, chamado comumente de padrão de energia, de uma

residência. Ele pode reunir os dados de medição de uma casa, de uma vizinhança, de um bairro ou da rede como um todo.

G.3.3 Módulos Geradores, Rede e Fluxo de Potência

Conforme (GRIDLAB-D, 2012a) o Módulo Gerador, ou DG dentro do GridLAB-D ainda não está totalmente desenvolvido. A multiplicidade de algoritmos de controle, as diferentes tecnologias e implementações disponíveis, bem como os vários níveis de complexidade de modelo torna difícil uma representação completa dos modelos de DG. Ao invés disso, o objetivo tem sido construir um ambiente bastante aberto, onde os usuários podem criar seus próprios modelos, incluindo algoritmos e controles. Mas, alguns modelos foram feitos para usos específicos (um simples modelo de gerador PV, um modelo específico de turbina eólica e vários modelos de controle de bateria), e podem ser entendidos como exemplos de como DGs são modelados no GridLAB-D.

Essencialmente, os modelos de DG podem ser pensados como cargas negativas (ou no caso de baterias que estão carregando, cargas normais). Eles são conectados na solução do fluxo de potência através de medidores tríplices ou medidores (ou em alguns casos, em série com um inversor e um medidor ou medidor tríplice), e agem como uma carga no sistema usando componentes de um modelo ZIP. Os modelos internos DG são necessários para calcular seus componentes ZIP como uma função das entradas desejadas dos usuários/modelos – *i. e.* painéis solares usam o sistema de tensão e radiação solar. Esses componentes são então colocados de volta na solução do fluxo de potência através dos medidores como uma injeção pura de corrente ou um modelo combinatório ZIP.

Como os geradores são um módulo separado do fluxo de potência, eles são necessários para ter a interface de medição e assim colocarem suas informações de carga, ao invés de serem calculados diretamente dentro da solução do fluxo de potência (como seria com um objeto de carga). O GridLAB-D provê atualmente o modelo das seguintes fontes:

- Gerador Diesel – modela um gerador síncrono trifásico básico.
- Armazenadores de energia – modelos de baterias e armazenadores genéricos, que podem ser conectados aos nós do sistema com pouca ou nenhuma configuração especial.

- Microturbinas / Retificadores / Turbina Eólica – microturbinas, retificadores e turbinas eólicas, são modelos ainda em processo de desenvolvimento.
- Inversores – o modelo suporta as tecnologias: quatro quadrantes, PWM, doze pulsos, seis pulsos e dois pulsos, e permite diversas configurações do usuário sobre o inversor.
- Gerador solar – o modelo de placas PV apresenta grande parte das configurações de um inversor além de parâmetros adicionais como: tecnologia do painel (que define potência máxima e tensão de saída baseada no coeficiente de temperatura), posição de instalação do painel e temperatura de operação da célula entre outras.

Em (GRIDLAB-D, 2013b) são explicados todos os aspectos técnicos dos cálculos de fluxo de potência de distribuição da forma como foi implementado no GridLAB-D. O Módulo Fluxo de Potência fornece a modelagem do sistema elétrico de distribuição para soluções do fluxo de potência. Um cálculo de fluxo de potência é realizado para determinar qual é o estado atual das tensões de nó e correntes de linha em cada ponto do sistema, dados o modelo do sistema, as cargas elétricas conectadas em cada nó, e a tensão da subestação.

O problema do fluxo de potência é resolvido usando um fluxo trifásico desbalanceado. Quando a topologia é estritamente radial do alimentador para as cargas, é usado o método de varredura vai-e-vem (*forward-backward sweep method*). Quando a topologia é não radial, um método trifásico desbalanceado Gauss-Seidel ou Newton-Raphson é utilizado. As metodologias específicas de cada técnica são as existentes na literatura de SEPs.

O GridLAB-D no seu Módulo Fluxo de Potência permite a representação de vários componentes de rede, tais como:

- barras PQ, PV e SWING;
- cargas de potência constante, corrente constante, impedância constante e ZIP;
- medidores instantâneos de potência e energia, usados juntamente com o Módulo Ajuste e Gravação para simulações variáveis no tempo;
- linhas aéreas e subterrâneas;
- linhas secundárias de distribuição (monofásicas);
- transformadores Y-Δ ou Δ-Y trifásicos, bem como Y-Y ou Δ- Δ, conforme o padrão IEEE C57.12.00-2006;
- reguladores monofásicos conectados em Y, Δ ou Δ aberto;

- disjuntores de linha;
- chaves fusíveis;
- capacitores;
- controle coordenador de Volt-Var; e
- subestação, que tem dois objetivos: ler a tensão recebida na entrada, se presente, e convertê-la de valores de sequência positiva para tensões trifásicas equilibradas equivalentes, para funcionar como tensões da barra swing para solução do fluxo de potência. E ainda passar as componentes de sequência positiva ZIP, explicitamente configuradas na subestação para as cargas.

  Para maiores detalhes sugere-se acessar a referência (GRIDLAB-D, 2013b).

G.3.4 Módulo Ajuste e Gravação

Um Módulo Ajuste e Gravação aplica objetos que podem ser usados para estabelecer e mudar os limites condicionais de um modelo, e ainda observar as propriedades de objetos individuais ou as propriedades agregadas de um grupo de objetos (CHASSIN, 2008; GRIDLAB-D, 2012e). Se dividem em 5 tipos básicos: *Player* e *Shaper*, cujo objetivo é atualizar o modelo simulado em um trecho específico do arquivo de simulação GLM; *Recorder* e *Collector* que tem a função de coletar informações de um determinado objeto e Histograma que observa se um objeto ou um grupo de objetos possuem uma propriedade comum gerando suas frequências.

Assim *Player* fornece a habilidade de atualizar a variável de um único objeto em instantes específicos da simulação. Os valores são lidos de um arquivo formatado como CSV ou outra fonte (como por exemplo conectividade de banco de dados aberto (ODBC do inglês *open database connectivity*) ou MatLab). Os dados de origem devem ter marcações de tempo (ou tempos de mudança) na primeira coluna, e os valores devem ser posicionados na segunda coluna. Um contador de repetições pode ser especificado, o que permite que o *Player* possa ser usado mais de uma vez.

Já o *Shaper* fornece a habilidade de atualizar uma única variável de um grupo de objetos em instantes específicos, produzindo assim condições de contorno baseado em um perfil, seja inserindo um resultado em escala que ajusta o perfil, ou produzindo uma série de pulsos modulados

de eventos com uma certa amplitude que, agregados ao longo do tempo, fornecem o perfil desejado. *Shaper* difere dos outros tipos pelo fato de definirem as condições sob as quais o perfil será alcançado.

Um *Recorder* no GridLAB-D é um objeto cuja função é a extração de resultados da simulação. Operam como um coletor de dados que podem ser acionados em determinado ponto do programa, em um tempo indicado de simulação ou ainda quando determinada condição (criada pelo programador) for atingida. Podem ser especificados a frequência de amostragem, condições e outras propriedades que o afetam. Na sua versão *Multi-recorder* ele permite a gravação das propriedades de múltiplos objetos ao mesmo tempo, de diferentes partes do sistema, em um mesmo arquivo. A sua sintaxe inclui a identificação do nome do objeto que tem aquela propriedade que se quer registrar. Se o objeto específico não é identificado, ele assume que se deseja gravar os valores das propriedades do objeto no qual está inserido.

Já um *Collector* difere do *Recorder* pelo fato de agregarem propriedades de múltiplos objetos em um único valor. Após formar o grupo de objetos de onde se deve agregar os valores a partir de uma regra de agrupamento (classe, tamanho, objeto pai, id ou posição), os valores da propriedade dos objetos são agregados como um valor dentre as categorias: mínimo, máximo, contagem, média, desvio padrão, mediana, variância, erro médio de variância ou curtose.

O Histograma é uma classe projetada para observar um único objeto ou um grupo de objetos com uma propriedade comum e gerar colunas com o número de vezes que os valores dos objetos em observação estiveram dentro de certos limites.

Antes de concluir este Apêndice é importante falar sobre cargas programadas e perfis de carga. *Loadshape* e *Schedules* – operam de forma similar aos P*layers*, porém não atuam diretamente sobre o arquivo, mas no core do aplicativo. Ambos atualizam informações recorrentes em um tempo específico de execução.

Os outros módulos do GridLAB-D não serão apresentados aqui e maiores informações podem ser obtidas na página oficial do site de desenvolvimento de código aberto SourceForge: http://sourceforge.net/projects/gridlab-d/.

ANEXOS



"O indivíduo é efêmero, raças e nações vêm e passam, mas o homem permanece. É aí que reside a diferença profunda entre o indivíduo e o todo".

Nikola Tesla
1900

Anexo A - Arcabouço Conceitual da Arquitetura de RI do NIST

O documento *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0* (NIST, 2012) é dividido em oito capítulos e dois apêndices, sendo eles:

Capítulo 1, "Propósito e Escopo", que apresenta uma visão geral e os motivadores para a criação do documento, bem como a definição de alguns conceitos chave.

Capítulo 2, "Visões de Rede Inteligente", fornece uma descrição por cima do que se imagina ser uma RI e descreve os principais motivadores organizacionais, as oportunidades, desafios, e os benefícios esperados.

Capítulo 3, "Arcabouço Conceitual da Arquitetura", mostra um conjunto de visões (diagramas) e descrições que são as bases para discussão das características, usos, comportamento, interfaces, requisitos, e padrões para RI. Porque a RI é uma rede envolvendo sistema de sistemas, o modelo de alto nível fornece orientação para as instituições de padronização desenvolverem visões mais detalhadas da arquitetura de RI.

Capítulo 4, "Padrões Identificados para Implementação", apresenta e descreve os padrões existentes e especificações emergentes aplicáveis a RI. Inclui descrições de critérios e metodologia de seleção, uma visão geral dos padrões identificados pelos grupos de interessados dentro do processo coordenador pelo NIST, e uma discussão das suas relevâncias para os requisitos de interoperabilidade da RI.

Capítulo 5, "Painel de Interoperabilidade de RI", apresenta a missão e estrutura do SGIP. O SGIP é uma parceria público privada que consiste em uma organização baseada em membros estabelecida para identificar, priorizar, e endereçar requisitos novos e emergentes para padronização de RI.

Capítulo 6, "Estratégia de Segurança Cibernética", fornece uma visão geral da estratégia do Grupo de Trabalho de Segurança Cibernética (CSWG do inglês *Cybersecurity Working Group*). Segurança cibernética agora se expande para cobrir: sistemas de potência combinados; sistemas TICs necessários para manter a segurança de RI; segurança física de todos os componentes; redução de impacto de ataques físico-cibernéticos coordenados; e privacidade dos consumidores.

Capítulo 7, "Teste e Certificação", fornece detalhes sobre a avaliação dos programas existentes de teste de padrões de RI e orientações gerais para o desenvolvimento de um arcabouço de teste e certificação.

Capítulo 8, "Próximos Passos", contém uma visão geral de algumas áreas previstas de interesse da comunidade de RI, incluindo distúrbio e interferência eletromagnética, e a "exequibilidade" de padrões.

Capítulo 9, "Apêndice: Lista de Acrônimos", lista os principais acrônimos usados no relatório.

Capítulo 10, "Apêndice: Diagramas de Domínio Específico", em complemento ao Capítulo 3 apresenta o modelo conceitual de diversos domínios, trazendo o diagrama específico de cada um, bem como respectivas tabelas de categorias de aplicação típica em cada domínio.

Serão apresentados aqui os pontos mais importantes dos Capítulos 3 e 10 por se tratarem da base para o entendimento de como a RI foi modelada dentro do padrão de interoperabilidade do NIST.

A RI é um complexo sistema de sistemas, servindo as diversas necessidades de muitos interessados. Dispositivos e sistemas desenvolvidos independentemente por diferentes fornecedores, operados por muitas diferentes empresas de energia elétrica, e usados por milhões de consumidores, precisam trabalhar junto. Além disso, esses sistemas precisam trabalhar juntos não apenas através de domínios técnicos, mas também através de empresas de RI, bem como em toda a indústria de RI. Alcançar interoperabilidade nesse massivo sistema escalonado requer orientação arquitetural, o que é fornecido pelo "arcabouço conceitual da arquitetura" descrito aqui.

O arcabouço conceitual da arquitetura será usado para vários propósitos importantes:

(i) Prover a interessados um entendimento comum dos elementos que compõem a RI e seus relacionamentos;

(ii) Prover rastreabilidade entre as funções e os objetivos da RI como fornecido pelas comunidades chave em RI;

(iii) Prover uma série de visões estratégicas de alto nível dos sistemas imaginados;

(iv) Prover um caminho técnico para a integração de sistemas através de domínios, companhias, e negócios; e

(v) Guiar as várias arquiteturas, sistemas, subsistemas, e normas de apoio que formam a RI.

Objetivos fundamentais com a criação das arquiteturas para RI incluem de forma resumida: opções, interoperabilidade, manutenção, aprimoramento, inovação, escalabilidade, sistemas legados, segurança, flexibilidade, administração e acessibilidade. Tudo isso foi levado em consideração como os objetivos que uma arquitetura para RI deve alcançar.

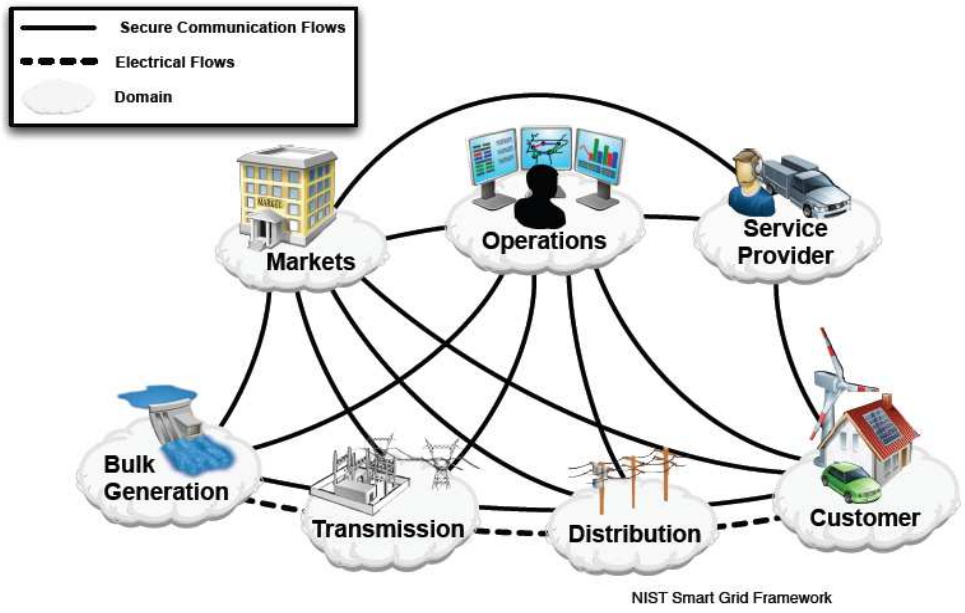
A.1 Modelo Referencial Conceitual

O modelo conceitual apresentado aqui apoia planejamento, requisitos de desenvolvimento, documentação, e organização das diversas coleções expansíveis de redes e equipamentos interconectados que compõem a RI. Para esta finalidade, o NIST adotou a abordagem de divisão da RI em sete domínios, como descrito na Tabela 20 e mostrado no diagrama da Figura 101 a seguir.

Tabela 20 - Domínios e Atores no Modelo Conceitual de RI.

	Domínio	Atores no Domínio
1	Consumidor	O usuário final de eletricidade. Pode também gerar, armazenar, e gerenciar o uso da energia. Tradicionalmente, são discutidos três tipos de consumidores, cada um com seu subdomínio: residencial, comercial/prédios, e industrial.
2	Mercados	Os operadores e participantes dos mercados de eletricidade.
3	Fornecedor de Serviço	As organizações fornecedoras de serviços para os consumidores de eletricidade e para as empresas de energia.
4	Operações	Os gerenciadores do fluxo de eletricidade.
5	Geração Centralizada	Os geradores de eletricidade em grandes quantidades. Podem também armazenar energia para distribuição posterior.
6	Transmissão	Os transmissores de grandes quantidades de eletricidade a longas distâncias. Podem também armazenar e gerar eletricidade.
7	Distribuição	Os distribuidores de eletricidade para e dos consumidores. Podem também armazenar e gerar eletricidade.

(Fonte: (NIST, 2012))



(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 101 - Interação de Atores em Diferentes Domínios de RI através de Comunicação Segura.

Cada domínio contém muitas aplicações e atores, que são conectados por associações através de interfaces. Define-se a seguir cada um desses conceitos:

Atores podem ser dispositivos, sistemas ou programas de computador e/ou as organizações que os possuem. Atores têm a capacidade de tomar decisões e trocar informação com outros atores através de interfaces.

Aplicações são tarefas realizadas pelos atores dentro dos domínios. Algumas aplicações são executadas por um único ator, outras por vários atores trabalhando junto.

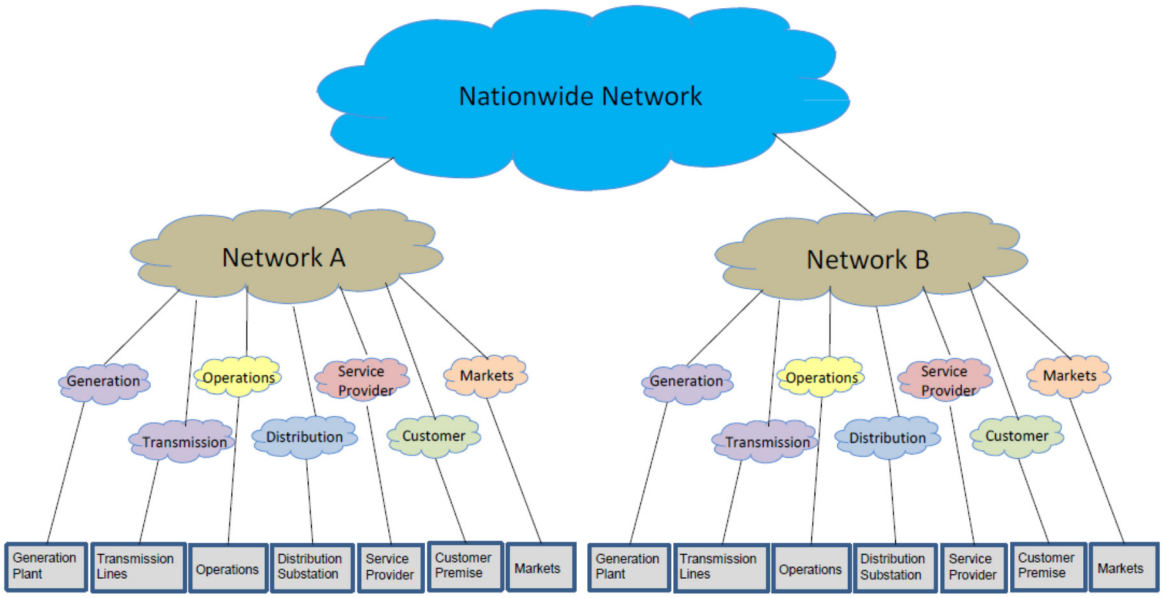
Domínios agrupa atores para descobrir os pontos comuns que definirão as interfaces. Em geral, atores no mesmo domínio têm objetivos similares. Comunicações dentro do mesmo domínio podem ter características e requisitos similares. Domínios podem conter outros domínios.

Associações são conexões lógicas entre atores, as quais estabelecem relações bilaterais. Atores interagem com atores associados através de interfaces. Na Figura 101, as associações elétricas entre domínios são mostradas como linhas tracejadas, e associações de comunicações são mostradas como linhas sólidas.

Interfaces representam o ponto de acesso entre domínios. Interfaces de comunicações estão no final de cada associação de comunicação e representam o ponto de acesso para entrada e saída de informação de um domínio (interfaces são lógicas). Interfaces são mostradas como conexões elétricas ou de informação. Cada uma dessas interfaces pode ser bidirecional. Interfaces de comunicação representam uma troca de informação entre dois domínios e os atores neles; eles não representam conexões físicas. Eles representam conexões lógicas na rede de informação da RI, ligando vários domínios, como mostrado na Figura 102:

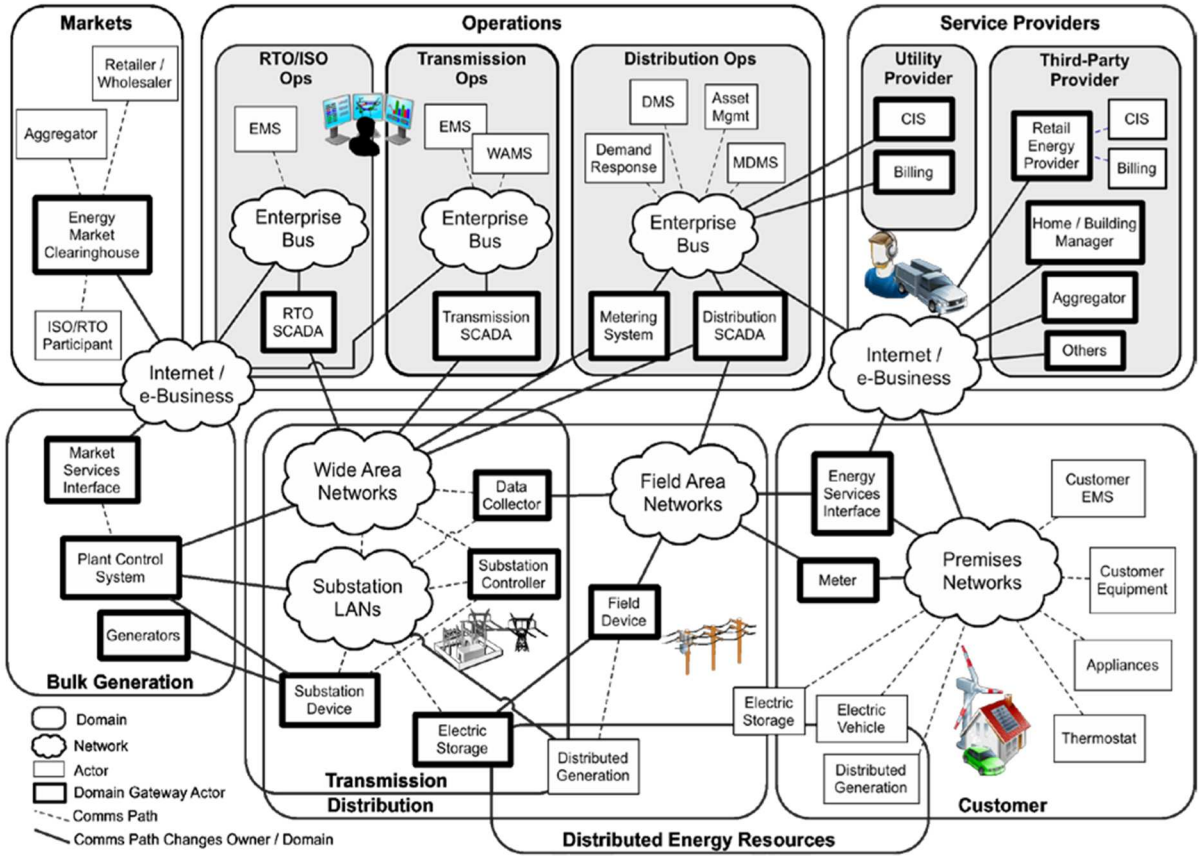
Esses atores, aplicações, e requisitos de comunicações que permitem as funcionalidades de RI são descritos em casos de uso, que são resumos dos requisitos que definem funções de RI. Um caso de uso é uma estória, contada em passos detalhados e estruturados, de como atores trabalham juntos para definirem os requisitos para alcançarem os objetivos de RI. A Figura 103 é um diagrama composto, chamado de diagrama combinado de referência, que combina atributos dos sete diagramas de domínio específicos.

O modelo conceitual representado na Figura 101 e na Figura 103 não é apenas uma ferramenta para identificação de atores e possíveis caminhos de comunicação na RI, mas também uma forma útil para identificação de potencias interações intradomínio e interdomínio, bem como as potenciais aplicações e capacidades permitidas por essas interações.



(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 102 - Redes para Troca de Informação na RI.



(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 103 - Diagrama Conceitual de Referência para Redes de Informação na RI.

A.2 Diagramas de Domínio Específico

O propósito do diagrama de domínio é fornecer um arcabouço para discussão de ambos, os SEPs existentes e a RI em evolução, este item irá descrever os detalhes dos domínios específicos. Veja que os diagramas de domínio, como apresentados, não têm a intensão de serem completos na identificação de todos os atores e todos os possíveis caminhos na RI. Isso será alcançado após a elaboração e consolidação adicionais de casos de uso conforme o desenvolvimento das atividades dos interessados.

A.2.1 Domínio do Consumidor

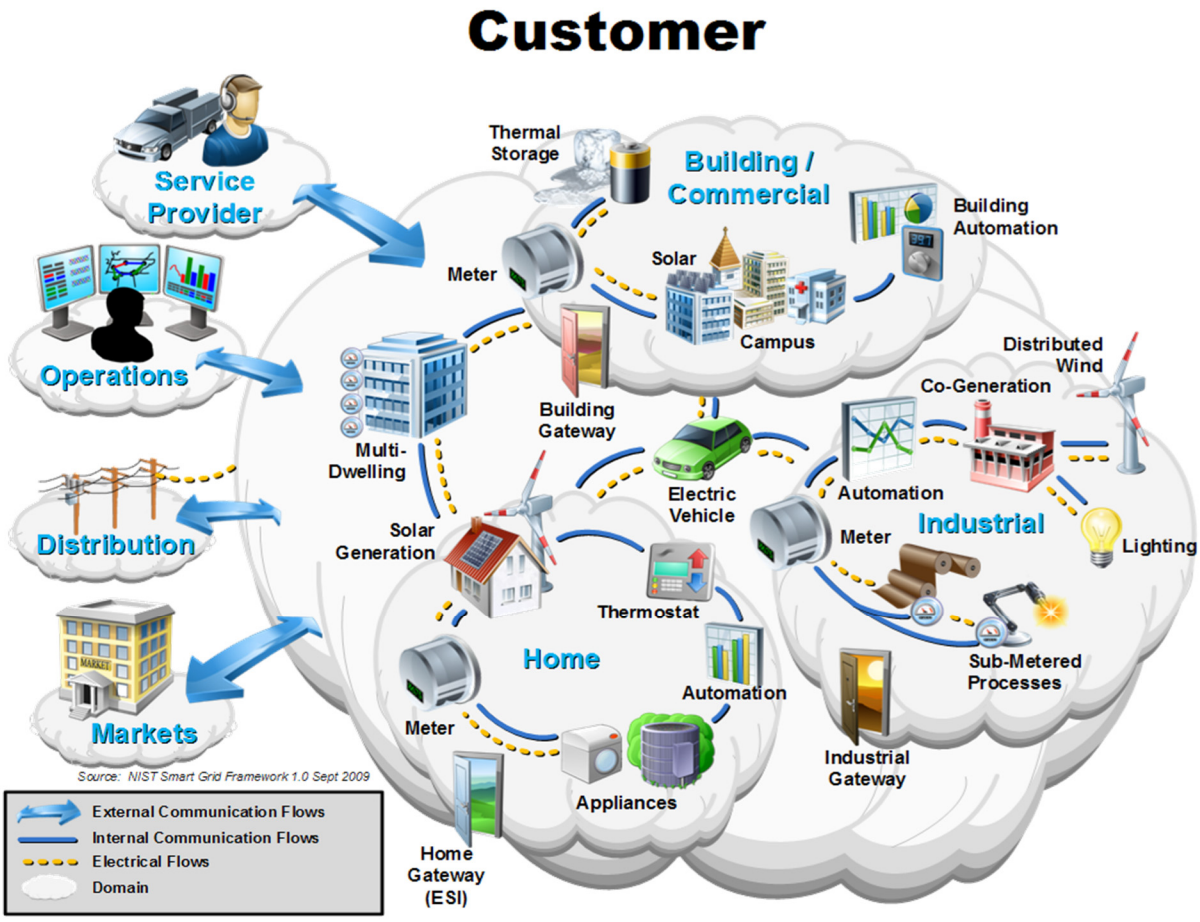
Para o propósito deste projeto de pesquisa este é o principal domínio específico, pois é nele que serão aplicadas tecnologias para obtenção de CE no âmbito do consumidor. O consumidor é em útilma instância o interessado para o qual todo o SEP foi criado para dar suporte. Esse é o domínio, representado na Figura 104 a seguir, onde a eletricidade é consumida. Atores nesse domínio habilitam os consumidores a gerenciarem seu uso e geração de energia. Alguns atores fornecem controle e fluxo de informação entre o consumidor e os outros domínos.

Os limites do Domínio do Consumidor são tipicamente considerados como sendo o medidor da concessionária e a Interface de Serviços de Energia (ESI do inglês *Energy Services Interface*). A ESI fornece uma interface segura para interações Concessionária Consumidor. A ESI pode atuar como uma ponte para instalação de sistemas baseados em facilidades, como um Sistema de Automação Predial (BAS do inglês *Building Automation System*) ou um Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS do inglês *Energy Management System*) do consumidor.

O Domínio do Consumidor é normalmente segmentado nos subdomínios residencial, comercial/predial, e industrial. Cada subdomínio tem múltiplos atores e aplicações, que podem também estar presentes nos outros subdomínios. Cada subdomínio tem um medidor e uma ESI, que pode residir no próprio medidor, em um EMS, ou fora desses, ou em um dispositivo final.

A ESI pode se comunicar com outros domínios através da AMI ou outros meios, como a Internet. A ESI fornece a interface para dispositivos e sistemas dentro do local do consumidor,

diretamente ou via uma Rede de Área Residencial (HAN do inglês *Home Area Network*) ou outra Rede de Área Local (LAN do inglês *Local Area Network*).



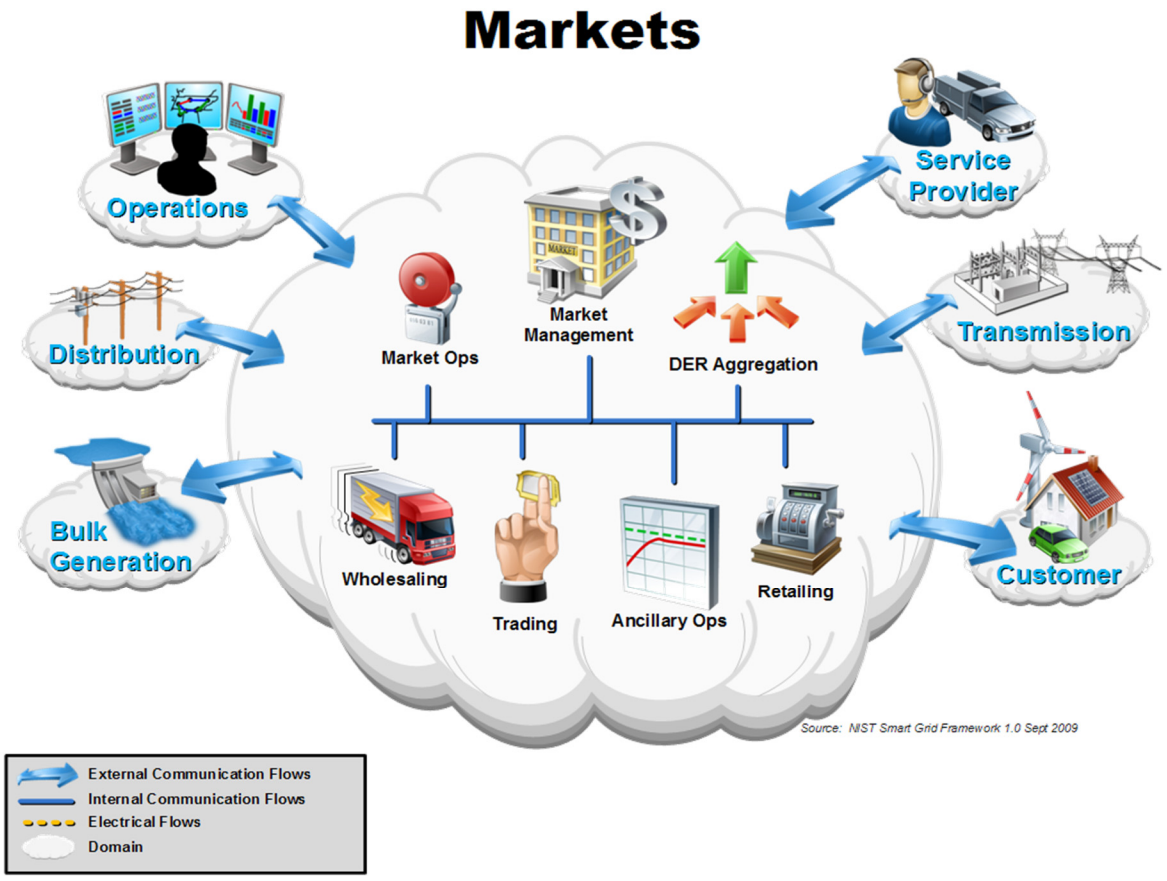
(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 104 - Visão geral do Domínio do Consumidor.

Um EMS pode ser um ponto de entrada para aplicações como controle remoto de carga, monitoração e controle de geração distribuída, tela residencial de demonstração do consumo, leitor de medidores não energéticos (i.e. água e gás), e integração com sistemas de gerenciamento predial e a empresa. O EMS pode fornecer auditoria/registros para propósitos de segurança cibernética. O Domínio do Consumidor é conectado eletricamente ao Domínio de Distribuição, e se comunica com os domínios de Distribuição, de Operações, de Mercados e do Fornecedor de Serviço.

A.2.2 Domínio dos Mercados

Os mercados são onde os ativos de rede são comprados e vendidos. Mercados ainda a serem criados podem ser fundamentais na definição da RI do futuro. Atores no Domínio dos Mercados trocam preços equilibram oferta e demanda dentro do SEP, como mostrado na Figura 105 abaixo.



(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 105 - Visão geral do Domínio dos Mercados.

Os limites do Domínio dos Mercados inclui a fronteira do Domínio de Operações onde o controle acontece, e os domínios dos ativos de fornecimento (i.e., Geração, Transmissão, etc.), e o Domínio do Consumidor.

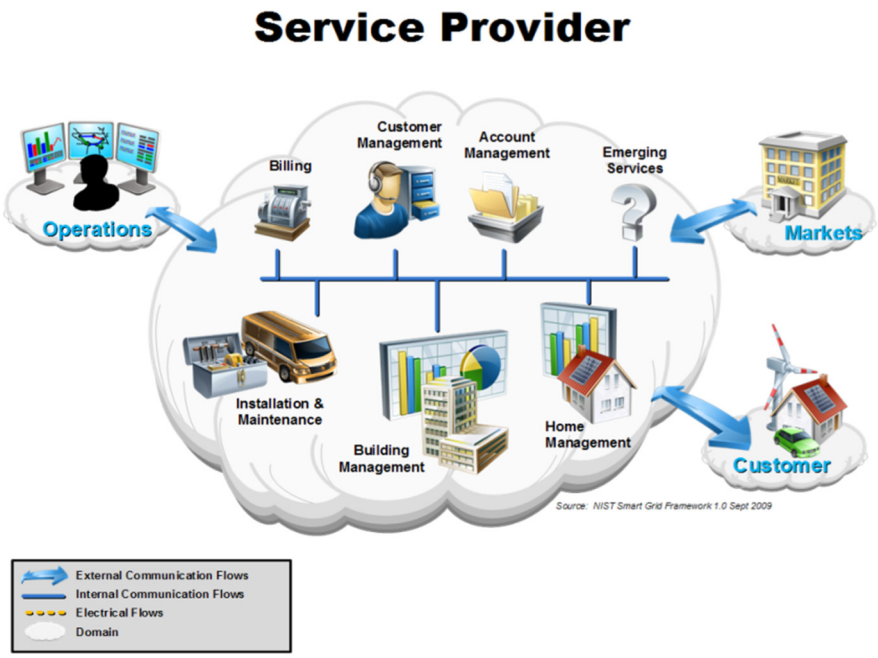
A comunicação flui entre os Mercados. Os domínios de fornecimento de energia são críticos porque a correspondência eficiente da produção com o consumo é dependente dos mercados.

Domínios de fornecimento de energia incluem o Domínio de Geração Centralizada e DERs. DER reside nos domínios de Transmissão, de Distribuição, e do Consumidor, sendo em sua maioria de pequeno porte e tipicamente oferecida através de agregadores. DER participa pouco nos mercados de hoje, mas irá participar de forma mais extensa à medida que RI se torne mais interativa.

Os desafios mais prioritários no Domínio dos Mercados são: extensão de preços e sinais das DERs para cada um dos subdomínios do Consumidor; simplificação de regras de mercado; expansão das capacidades dos agregadores; garantia de interoperabilidade entre todos os fornecedores e consumidores de informações de mercado; gerenciamento do crescimento (e regulação) do varejo e atacado da energia; e evolução dos mecanismos de comunicação de preços e características da energia entre e através dos Domínios dos Mercados e dos Consumidores.

A.2.3 Domínio do Fornecedor de Serviço

Atores no Domínio do Fornecedor de Serviço executam serviços de apoio aos processos de negócio dos produtores, distribuidoras, e consumidores do SEP (veja Figura 106).



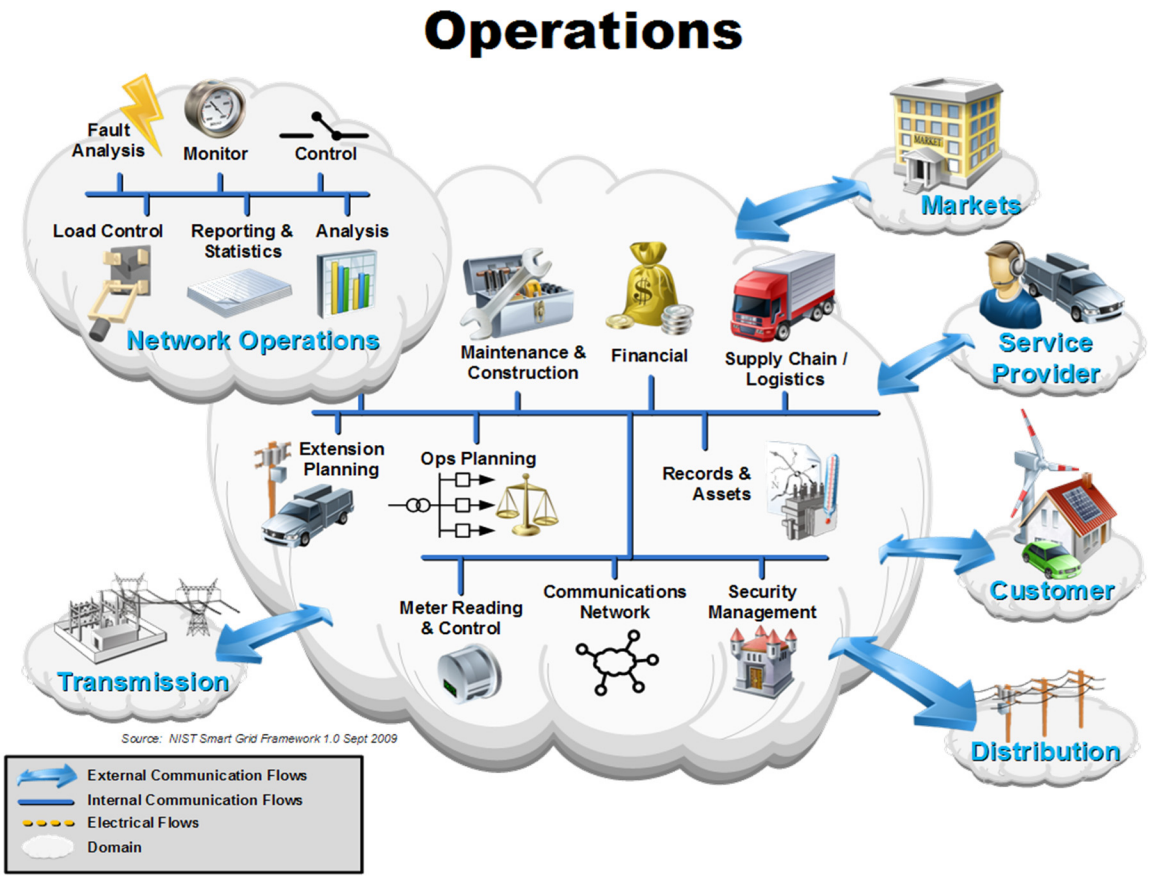
(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 106 - Visão geral do Domínio do Fornecedor de Serviço.

Esses processos de negócio vão dos serviços tradicionais de uma concessionária, tais como faturamento e gerenciamento de contas de consumidores, a serviços avançados do consumidor, como gerenciamento do uso da energia e geração residencial de energia.

A.2.4 Domínio de Operações

Atores no Domínio de Operações são responsáveis pelo bom funcionamento do SEP. Hoje, a maioria dessas funções é responsabilidade de uma concessionária regulada (veja Figura 107). A RI irá permitir que mais dessas funções sejam feitas por fornecedores de serviço; outras podem evoluir com o tempo. Não importando como os domínios de Fornecedor de Serviço ou Mercados evolua, ainda haverá as funções básicas necessárias para planejar e operar os pontos de entrega de serviço de uma companhia de "fios".



(Fonte: (NIST, 2012))

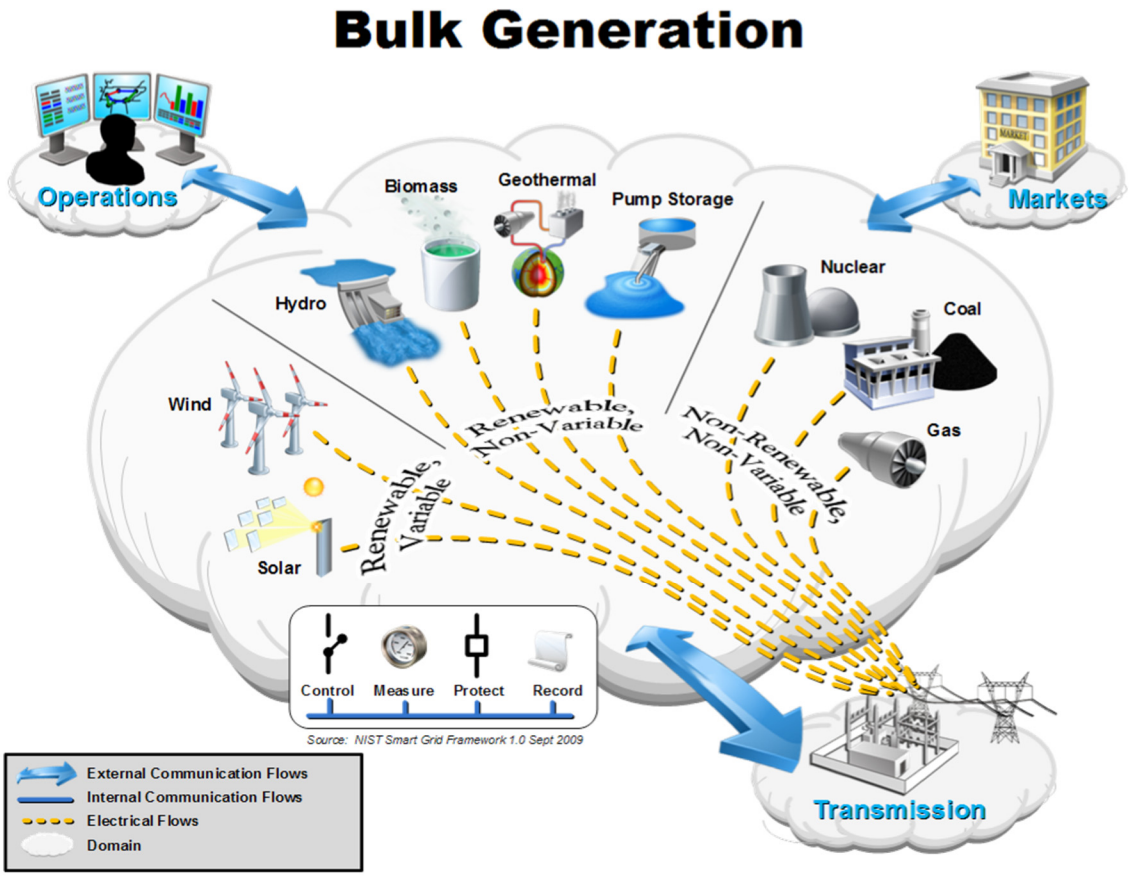
Figura 107 - Visão geral do Domínio de Operações.

A.2.5 Domínio de Geração Centralizada

Aplicações no Domínio de Geração Centralizada são os primeiros processos na distribuição de eletricidade para os consumidores (veja Figura 108). Geração de eletricidade é o processo de criação de eletricidade a partir de outras formas de energia, o que pode incluir uma grande variedade de fontes, incluindo combustão química, fissão nuclear, fluxo de água, vento, radiação solar, e calor geotérmico.

O limite do Domínio de Geração Centralizada é tipicamente o Domínio de Transmissão. O Domínio de Geração Centralizada é eletricamente conectado ao Domínio de Transmissão e compartilha interfaces com os domínios de Operações, de Mercados e de Transmissão.

Novos requisitos para o Domínio de Geração Centralizada incluem controles da emissão de gases de efeito estufa, aumento das fontes renováveis de energia, e provisão de armazenamento para gerenciamento da variabilidade da geração renovável.

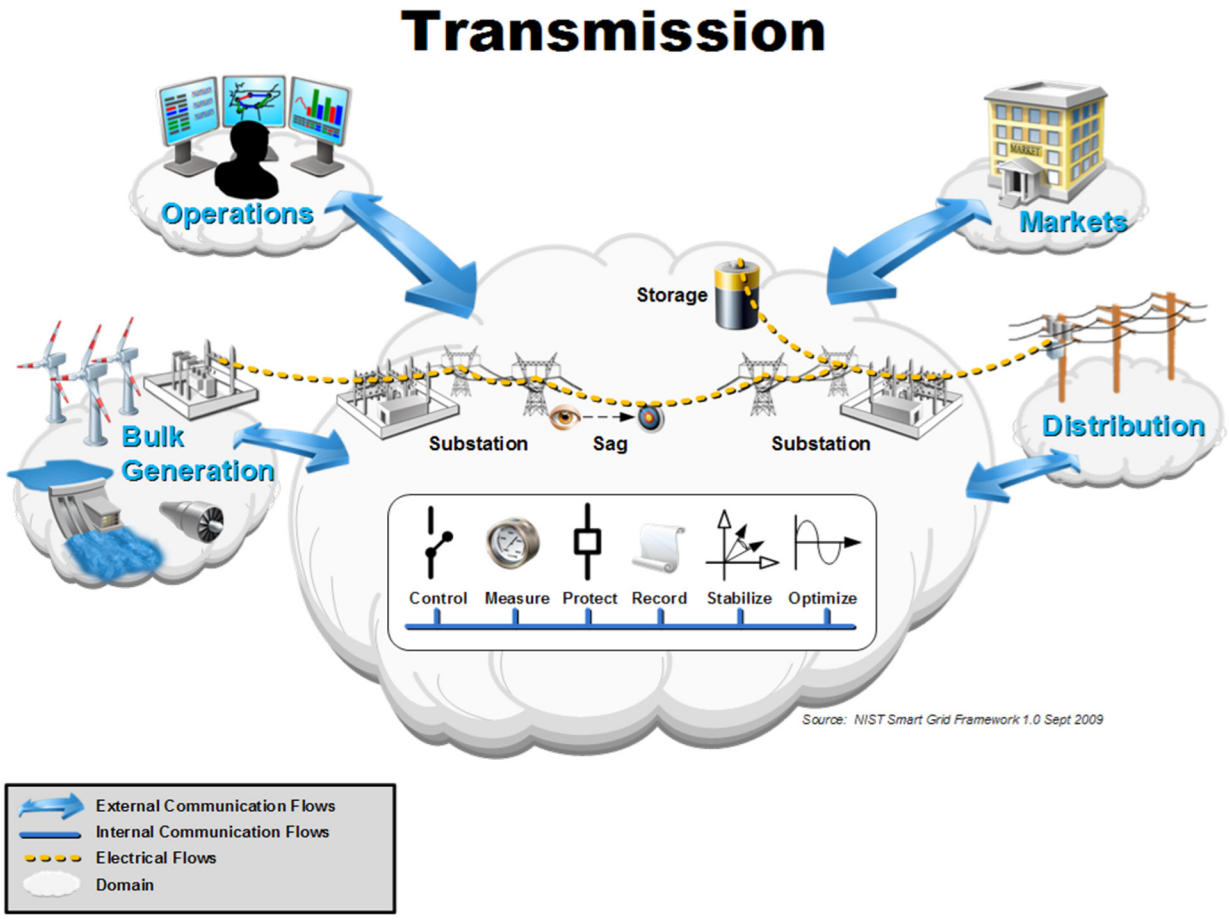


(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 108 - Visão geral do Domínio de Geração Centralizada.

A.2.6 Domínio de Transmissão

Transmissão é a transferência em massa de energia elétrica das fontes de geração para a distribuição através de múltiplas subestações. (veja Figura 109). Uma rede de transmissão é operada tipicamente por uma concessionária de transmissão, por um Operador Regional de Transmissão (RTO do inglês *Regional Transmission Operator*) ou por um Operador Independente do Sistema (ISO do inglês *Independent System Operator*), os quais têm como responsabilidade primária a manutenção da estabilidade da rede elétrica pelo equilíbrio entre geração (fornecimento) e carga (demanda) através da rede de transmissão.

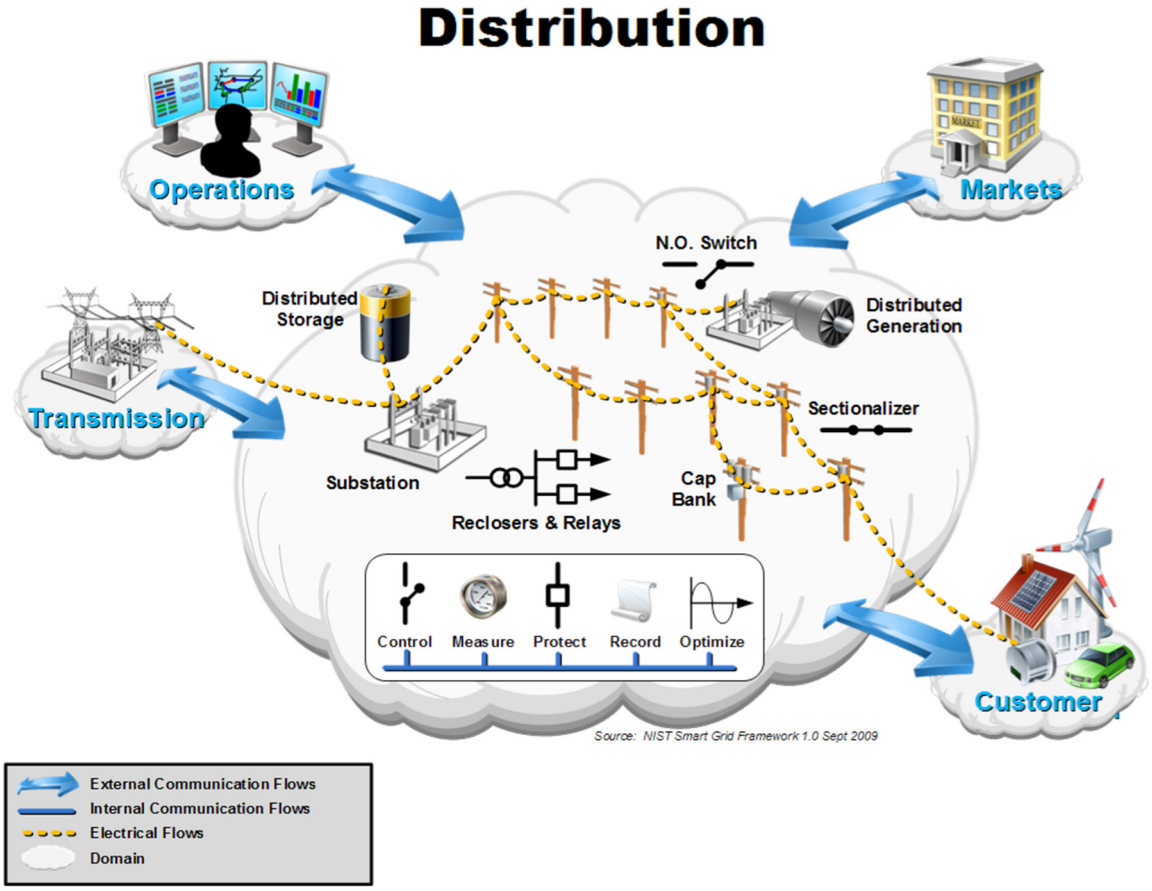


(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 109 - Visão geral do Domínio de Transmissão.

A.2.7 Domínio de Distribuição

O Domínio de Distribuição é a interconexão elétrica entre o Domínio de Transmissão, o Domínio do Consumidor, e os pontos de medição do consumo, do armazenamento distribuído, e geração distribuída (veja Figura 110).



(Fonte: (NIST, 2012))

Figura 110 - Visão geral do Domínio de Distribuição.

O sistema de distribuição pode ser arranjado em uma diversidade de estruturas, incluindo radial, em circuito fechado, ou malhado. A confiabilidade do sistema de distribuição varia dependendo da sua estrutura, dos tipos de atores que são implantados, e do grau de comunicação entre eles e entre os atores em outros domínios.

Na RI, o Domínio de Distribuição irá se comunicar de forma mais intensa com o Domínio de Operações em tempo real, para gerenciar os fluxos de potência associado com um Domínio de Mercados mais dinâmico, e outros fatores ambientais e baseados na segurança.

O Domínio de Mercados irá se comunicar com o Domínio de Distribuição em formas tais que afetará o consumo e geração locais. Por sua vez, essas mudanças comportamentais devido a forças de mercado podem ter impacto elétrico e estrutural no Domínio de Distribuição e nas grandes redes.

Paralelamente ao trabalho do NIST para estabelecimento de padrões interoperáveis para RI, o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE do inglês *Institute of Electrical and Electronic Engineers*) desenvolveu também durante 2010 e 2011 um padrão para essa tarefa, o padrão IEEE 2030, o qual é apresentado no Anexo B.

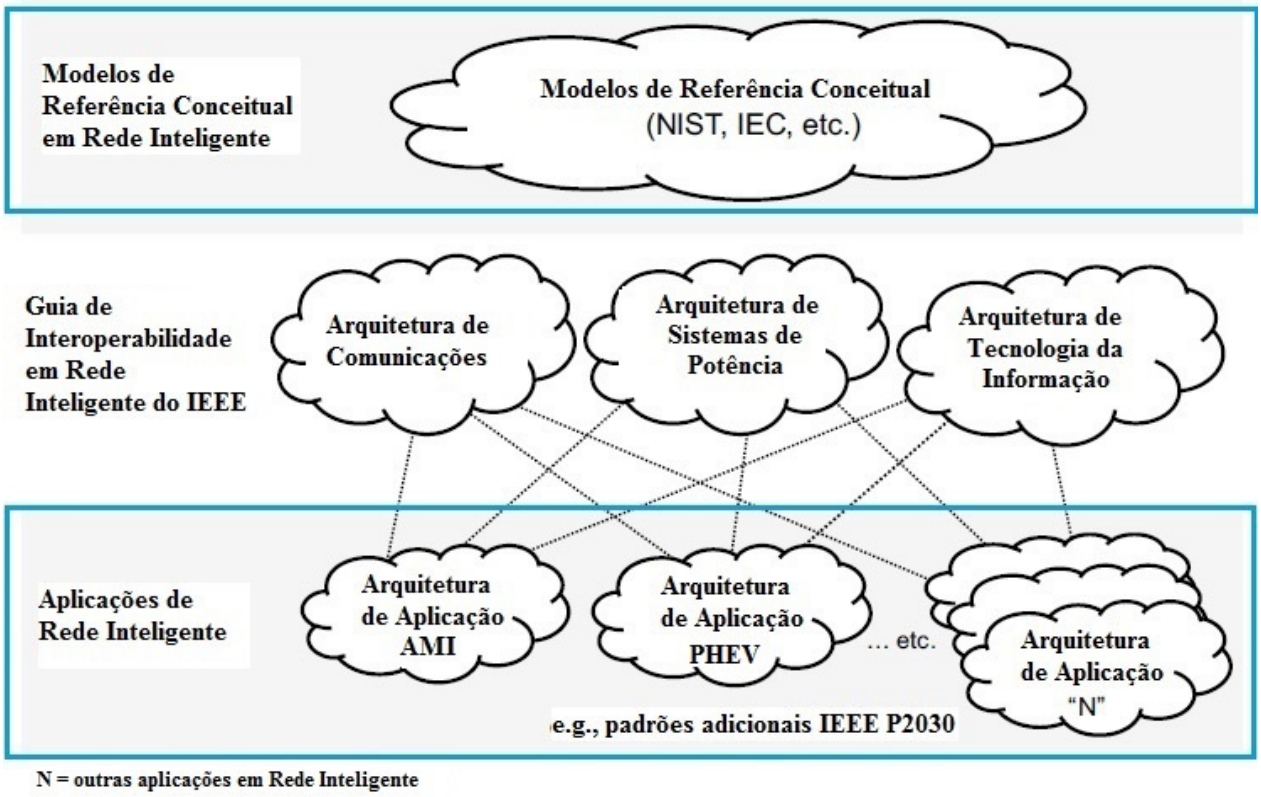
Anexo B - Padrão IEEE 2030

O padrão IEEE 2030 foi desenvolvido dentro do projeto IEEE 2030 da associação de padrões do IEEE. Esse documento com título *Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads* (IEEE STD 2030-2011, 2011) foi publicado em setembro de 2011 após aprovação da referida associação.

O grupo que se reuniu forneceu as linhas base para a interoperabilidade de RI. O que incluiu uma base de conhecimento contendo terminologia, características, desempenho funcional e critérios de avaliação, e a aplicação de princípios de engenharia para essa interoperabilidade do SEP com as aplicações e cargas do usuário final. Também discutiu abordagens alternativas para se ter melhores práticas de como minimizar o impacto de sistemas legados em novos sistemas.

Assim, esse padrão do IEEE fornece subsídios para entendimento e definição da interoperabilidade de RI em um SEP e suas relações com o consumidor final de energia. A integração de tecnologias de energia, informática e comunicação é necessária para se alcançar uma operação perfeita para geração elétrica, distribuição e benefícios do usuário final, permitindo um fluxo bidirecional de energia, comunicação e controle. Para isso o padrão IEEE 2030 fornece orientação de interconexão e interfaceamento de estratégias e arcabouços, com definições de projeto, expandindo a base de conhecimento atual das diversas áreas de SEP, TI e TICs.

Baseando-se em diversos padrões até então produzidos, tais como o do NIST de 2010 (NIST, 2010) e o da Comissão Internacional de Eletrotécnica (IEC do inglês *Iternational Electrotechnical Commission*), o IEEE, usando um processo de consenso aberto e equilibrado, estabeleceu um série de padrões para que a RI se desenvolvesse a partir do seu modelo conceitual de referência. Essa série de padrões chamadas 2030 focam em uma abordagem a nível de sistemas para entender e guiar a interoperabilidade de componentes de comunicação, de sistemas de potência, e de plataformas de TI, como mostrado na Figura 111 a seguir.



(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

Figura 111 - Evolução da interoperabilidade em RI.

Esse guia enxerga a RI como um grande e complexo "sistema de sistemas" e fornece orientações para navegar os diversos caminhos de projeto em RI através de SEPs, cargas, e aplicações do usuário final. Esse padrão de interoperabilidade estabelece a fundação para a expansão do nível de aplicação em RI mostrado na Figura 111, o que fornece uma plataforma para qualquer número de aplicações em RI, tais como, AMI, PHEV, e outras aplicações de RI ("N"). Essas aplicações podem ser suportadas por padrões adicionais da série IEEE 2030.

O documento ainda define o que é o Modelo de Referência em Interoperabilidade em Rede Inteligente (SGIRM do inglês *smart grid interoperability reference model*) do IEEE 2030 como sendo uma ferramenta de referência que fornece às partes interessadas um entendimento comum de critério de interoperabilidade das perspectivas de SEP, comunicações e TI. O SGIRM do IEEE 2030 identifica e define as interfaces entre domínios funcionais do sistema elétrico de cada uma das perspectivas e descreve a relação entre os domínios, incluindo as características dos dados que fluem entre eles. As restrições, problemas, e impactos na interoperabilidade nessas interfaces são levadas em conta para cada domínio. Com essa informação, critério ótimo de projeto para a

interoperabilidade nas implementações de RI pode ser planejado. Esse conceito é para se permitir extensão, escalabilidade e atualização.

B.1 A Abordagem de RI do IEEE 2030

Como afirma o IEEE 2030 (IEEE STD 2030-2011, 2011) a RI engloba a integração de energia, comunicações e tecnologias da informação para uma infraestrutura de SEP melhorada que serve às cargas enquanto prevê uma evolução contínua de aplicações de uso final. À medida que a tecnologia começa a se desenvolver o gerenciamento e controle de cargas também evolui, o que inclui equipamentos e cargas que podem ser ajustados para operarem de forma programada ou terem alguns de seus parâmetros monitorados, e ainda que podem comunicar tais informações para os controladores (outros equipamentos ou pessoas) com o propósito de aplicar algum método ou forma de gerenciar o consumo de eletricidade ou a distribuição dessa eletricidade.

Atualmente, sistemas de comunicações e informação permitem um SEP moderno e mais inteligente. Uma abordagem de RI integrada e totalmente automatizada permite opções produtivas para ambos operadores das empresas de energia e consumidores para melhorar a confiabilidade dos SEPs, a utilização dos ativos e a eficiência de uma forma segura.

À medida que os SEPs forem atualizados com mais flexibilidade, comunicações integradas, e controles avançados, isso irá permitir em larga escala uma integração e interoperabilidade de uma grande variedade de tecnologias e aplicações do usuário final. Essa interoperação incluirá uma preponderância de atividades de monitoração e controle, permitindo fluxo bidirecional de eletricidade e informação para a produção, transporte e consumo de energia elétrica. Um sistema de sistemas deve ser carregado de cuidados, pois o projeto correto de um sistema em particular, incluindo dados, comando e controle, sem a consideração completa de outros sistemas, pode não resultar na melhor operação do sistema como um todo.

Em sistemas complexos, alguma coordenação é necessária porque as interações potenciais podem não ser óbvias no começo, mas potenciais problemas inesperados podem ser corrigidos por um sistema supervisório geral. Como a RI irá gerar uma vasta quantidade de dados, para poder se gerenciar, armazenar, e efetivamente usar esses dados, as tecnologias de SEP, comunicações e TI

devem ser coordenadas usando uma abordagem de sistema de sistemas, isto é, alcançar comunicação intercambiável entre as tecnologias de RI.

Baseando-se em diversas arquiteturas, incluindo as do NIST e do EPRI já apresentadas nesta tese, o IEEE criou princípios para sua arquitetura de RI, os quais estão listados na Tabela 21 seguinte. Esse guia de princípios propõe interoperabilidade de RI relacionada com a definição de que, essa interoperabilidade seria a capacidade de duas ou mais redes, sistemas, dispositivos, aplicações ou componentes trocarem externamente e usarem prontamente informação de forma segura e efetiva. Os outros princípios dessa arquitetura listados na tabela são características importantes para o sucesso de RI.

Tabela 21 - Princípios da arquitetura de RI do IEEE 2030.

Princípio	Descrição
Padronização	Os elementos da infraestrutura e a forma como eles se inter-relacionam são claramente definidos, públicos, úteis, abertos e estáveis ao longo do tempo.
Abertura	A infraestrutura é baseada em tecnologia que é disponível para todas as partes qualificadas interessadas em uma base sem discriminação. Os fornecedores da tecnologia têm um plano de evolução objetivando abertura e padronização.
Interoperabilidade	A padronização de interfaces dentro da infraestrutura é organizada de tal forma que: • O sistema pode ser facilmente personalizado para uma geografia em particular, uma aplicação específica ou negócios circunstanciais, mas • Personalização não impede comunicações necessárias entre elementos da infraestrutura.
Segurança	A infraestrutura é protegida contra acesso não autorizado e interferência com operação normal. Privacidade de informação e políticas de segurança são implementadas de forma consistente.
Extensibilidade	A infraestrutura não é projetada com restrições inerentes de extensão de suas capacidades à medida que novas aplicações são descobertas e desenvolvidas. Com esse objetivo: Seus dados são definidos e estruturados de acordo com um modelo comum de informação; Separa a definição do dado dos métodos usados para enviá-lo; Seus componentes podem anunciar e descrever a si mesmos para outros componentes.
Escalabilidade	A infraestrutura pode ser expandida através do SEP sem limitações inerentes no seu tamanho.
Gerenciável	Os componentes da infraestrutura podem ter suas configurações acessadas e gerenciadas, faltas podem ser identificadas e isoladas, e os componentes são gerenciáveis remotamente se nada for contrário a isso.
Atualizável	A configuração, programas, algoritmos, e credenciais de segurança da infraestrutura podem ser atualizados de forma segura com mínimas visitas ao local de instalação. Este é um aspecto particular de ser gerenciável.
Compartilhamento	A infraestrutura utiliza recursos compartilhados que oferece economias de escala, minimiza esforços duplicados, e, se apropriadamente organizado, encoraja a introdução de soluções inovadoras competitivas.

Princípio	Descrição
Ubiquidade	Usuários autorizados da RI podem rapidamente tomar vantagem da infraestrutura e o que ela fornece, independente da geografia ou outros tipos de barreiras.
Integridade	A infraestrutura opera sob um alto nível de disponibilidade, desempenho e prontidão. Ele redireciona comunicações automaticamente, opera durante desligamentos e armazena dados em intervalos suficientes para serem recuperados em casos de falhas.
Fácil uso	Existem regras e procedimentos lógicos, consistentes, e preferivelmente intuitivos para uso e gerenciamento da infraestrutura. O sistema maximiza a disponibilidade de informação e escolhas para os usuários da RI, enquanto minimiza as ações que eles precisam tomar para participarem, se eles escolherem fazê-lo.

(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

Ainda dentro da abordagem de RI do IEEE 2030 são apresentados de forma mais profunda as questões de interoperabilidade quanto às TICs, a questão de privacidade e segurança, estabelecendo-se objetivos e potenciais impactos, princípios de segurança da informação, processos de segurança, engenharia de segurança, política de segurança, avaliação de riscos, identificação de ameaças e vulnerabilidades, métodos de análises de risco e forma de implementar-se segurança. Também é tratada a questão da confiabilidade de RI, tanto do SEP, de dados, de comunicações, quanto à operação em ambientes do mundo real, quanto à compatibilidade eletromagnética e a operação em modo de contingência.

B.2 O SGIRM do IEEE 2030

O Modelo de Referência em Interoperabilidade em Rede Inteligente do IEEE 2030 ou apenas IEEE 2030 SGIRM e sua metodologia é entendido como sendo alternativas interoperáveis de projeto e implementação de sistemas que facilitam troca de dados entre elementos da RI, cargas e aplicações do usuário final.

O IEEE 2030 SGIRM é uma representação conceitual da arquitetura de RI a partir de três perspectivas: 1) SEPs; 2) comunicações; e 3) TI. Ele apresenta um conjunto de diagramas identificados que oferece orientação à arquitetura baseada em padrões para a integração de sistemas de energia com infraestruturas de comunicações e de tecnologia da informação da RI em desenvolvimento. Tem o objetivo de estabelecer uma linguagem e classificação comuns para a comunidade de RI se comunicar de forma efetiva.

O SGIRM contém ambos, entidades e relações dentro do ambiente de RI e define interfaces de uma maneira independente de tecnologia. As arquiteturas dos três componentes tecnológicos são projetadas para acomodarem a evolução das atuais implementações de equipamentos para o futuro sem obsolescências indevidas. O IEEE 2030 SGIRM fornece um guia para o desenvolvimento da interoperabilidade em RI, não apenas apoiando a transformação para uma RI, mas garantindo que melhorias poderão ser feitas de forma correta no futuro.

O conceito da ferramenta de referência do SGIRM é permitir extensibilidade, escalabilidade e atualidade. Esses princípios, assim como os outros princípios orientadores da Tabela 21 que são seguidos pelo SGIRM, proporcionam evolução contínua da RI e funcionalidades e inovações aumentadas.

O IEEE 2030 SGIRM consiste de dois componentes: 1) perspectivas da arquitetura de interoperabilidade (IAP do inglês *interoperability architectural perspective*) de RI e 2) características dos dados que fluem entre as entidades dentro dessas perspectivas. Juntamente com esses componentes, as três perspectivas apresentadas anteriormente são consideradas para se alcançar interoperabilidade em RI. O objetivo de cada uma das três perspectivas de arquitetura é cuidar da interoperabilidade entre os elementos de RI, e enquanto compartilham esse objetivo, cada perspectiva contém aspectos únicos que são levados em conta pelo seu propósito específico de arquitetura de tecnologia individual.

As três IAPs relacionam-se principalmente a interfaces lógica e funcional de SEP, comunicações e TI para a interoperabilidade de RI. Segue um resumo dessas três perspectivas:

- IAP de Sistemas Elétricos de Potência (PS-IAP do inglês *Power systems* IAP): a ênfase da perspectiva de SEP é a produção, distribuição e consumo de energia elétrica, incluindo dispositivos, aplicações e conceitos operacionais. Essa perspectiva define sete domínios comuns às três perspectivas: geração centralizada, transmissão, distribuição, fornecedores de serviço, mercados, controle/operações e consumidores.
- IAP de Tecnologias de Comunicação (CT-IAP do inglês *Communications technology* IAP): a ênfase da perspectiva de tecnologias de comunicação é a conectividade da comunicação entre sistemas, dispositivos e aplicações no contexto de RI. A perspectiva inclui redes de comunicação, mídia, desempenho e protocolos.
- IAP de Tecnologia da Informação (IT-IAP do inglês *Information technology* IAP): a ênfase da perspectiva de TI é o controle de processos e fluxo do gerenciamento de dados. A

perspectiva inclui tecnologias que armazenam, processam, gerenciam e controlam o fluxo seguro de dados de informação.

Cada uma dessas perspectivas é composta de domínios, entidades e ainda interfaces ou fluxos de dados. O modelo de referência é apresentado funcionalmente, é expansível e não se destina a ser prescritivo ou restritivo. É imperativo que a interoperabilidade seja mantida à medida que as tecnologias e arquiteturas de RI se desenvolvem. A flexibilidade desse modelo de referência se destina a acomodar de forma fácil avanços futuros em RI.

A metodologia para uso do IEEE 2030 SGIRM tem como critério fundamental para a interoperabilidade em RI o caminho dos dados e o propósito do dado que está sendo comunicado. A chave para usar o IEEE 2030 SGIRM é determinar as interfaces relevantes, os fluxos de dados e as características dos dados baseando-se nos requisitos e objetivos aos quais se destina a aplicação em RI. Uma vez que os requisitos de dados dos objetivos foram definidos, os usuários deste guia podem, usando o SGIRM, selecionar um conjunto de interfaces em cada IAP do modelo que coincide com a necessidade de dados. Essas características de interfaces e fluxos de dados são elementos chave para os projetos subsequentes da arquitetura de RI e de implementação de operações.

Para auxiliar nesse passo de determinação das interfaces, as tabelas de interface do PS-IAP são fornecidas para identificar a informação lógico a ser transmitida, as tabelas de interface do CT-IAP identificam as opções gerais de comunicação da interface, e as tabelas do IT-IAP identificam os fluxos de dados. Igualmente importante é a classificação das características dos fluxos de dados, um processo iterativo que requer experiência pessoal com diferentes tecnologias. O SGIRM oferece uma tabela de referência para classificação de dados que apoia a integração dos três IAPs, fornecendo assistência no entendimento das características de cada fluxo de dados em uma interface e as opções disponíveis com relação ao dado utilizado.

Juntos, os IAPs com as interfaces definidas e as características dos fluxos de dados oferecem direção ótima em arquitetura baseada em padrões para a integração de sistemas de energia com comunicação e infraestruturas de TI para a RI em evolução.

Isso tudo constitui o IEEE 2030 SGIRM, estruturado para conceder transparência, termos comuns e conhecimento para entendimento dos elementos chaves no projeto de aplicações, sem especificação requerida ou recomendada de hardware ou software, e assim permitindo ao leitor grande flexibilidade para usar esse guia para abordar estratégias de implementação e aplicações.

A abordagem através de “sistema de sistemas” do SGIRM permite flexibilidade para o usuário bem como um mecanismo de valorização da infraestrutura de comunicação existente na implementação de RI, possibilitando o gerenciamento independente dos sistemas de potência, comunicações e TI enquanto colaborando com o objetivo comum de interoperabilidade.

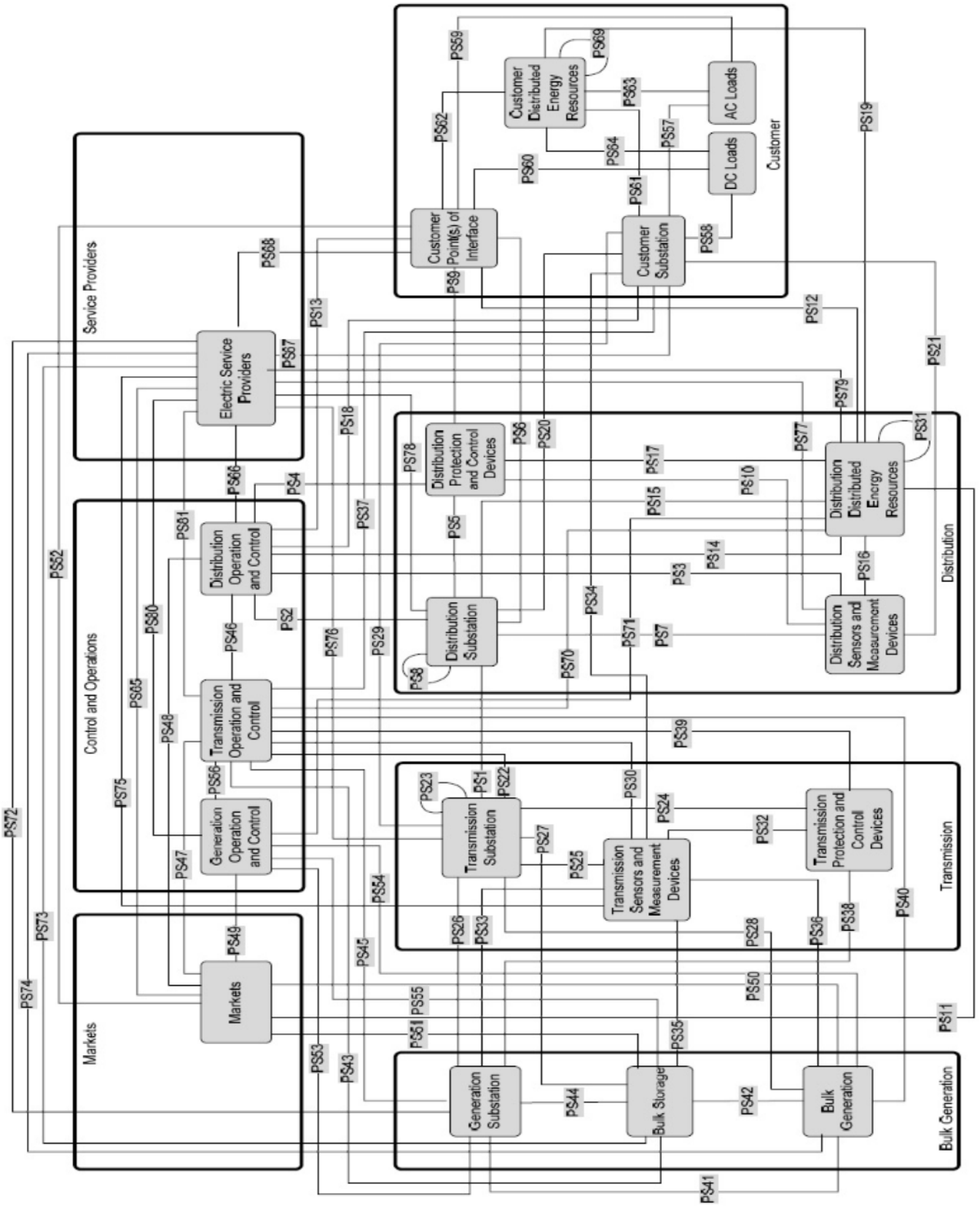
B.3 Interoperabilidade em SEPs

Interoperabilidade em RI da perspectiva de um SEP representa um sistema complexo com o objetivo principal de garantir que a eletricidade é distribuída para todos os consumidores com alta confiabilidade e disponibilidade, com uma alta qualidade de potência, e a um custo que torna energia elétrica uma forma econômica de energia. A abordagem histórica para garantir a operação apropriada de um SEP é ter:

- Geração controlável suficiente disponível para o pior caso de carregamento, em cada fração de segundo. Essa abordagem inclui fontes limitadas de geração que não atendem a capacidade de fornecer geração controlável, ou ainda, tem que levar em conta geração incontrolável utilizando geração controlável;
- Limites dos equipamentos grandes o suficiente para lidarem com os piores casos de condições de operação.

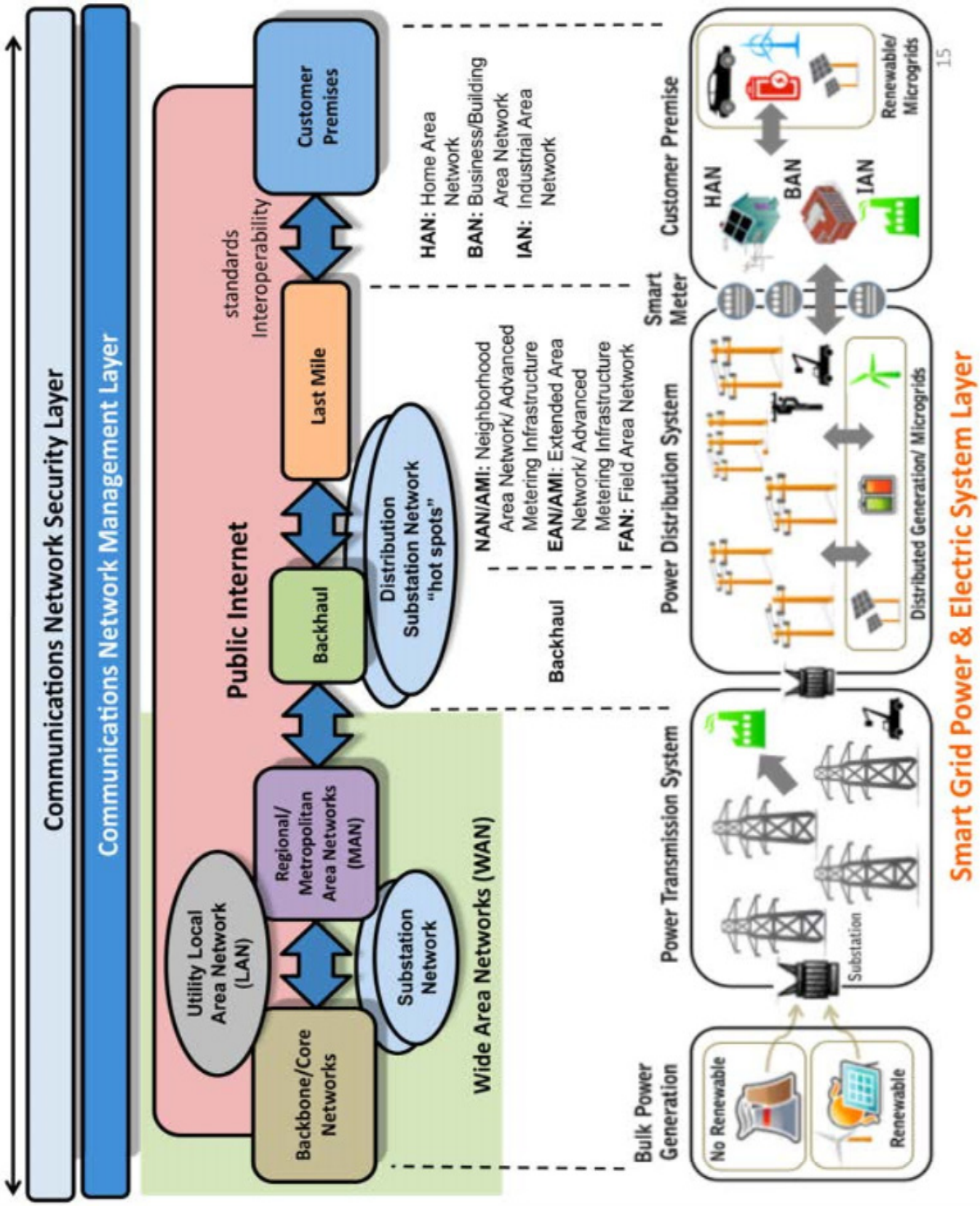
Tecnologias de RI oferecem a oportunidade de abordagens alternativas para otimização da operação de um SEP:

- Otimização do balanço entre geração e carga pelo uso de mais geração controlável, armazenamento e cargas, em cada fração de segundo;
- Limites dos equipamentos otimizados para as condições correntes. As condições podem incluir temperaturas ambientes, considerações de fluxo de carga, considerações de manutenção, etc.;
- Uso local de controle de geração, armazenamento, e carga para aliviar violações de limites de equipamentos e problemas de qualidade energia.



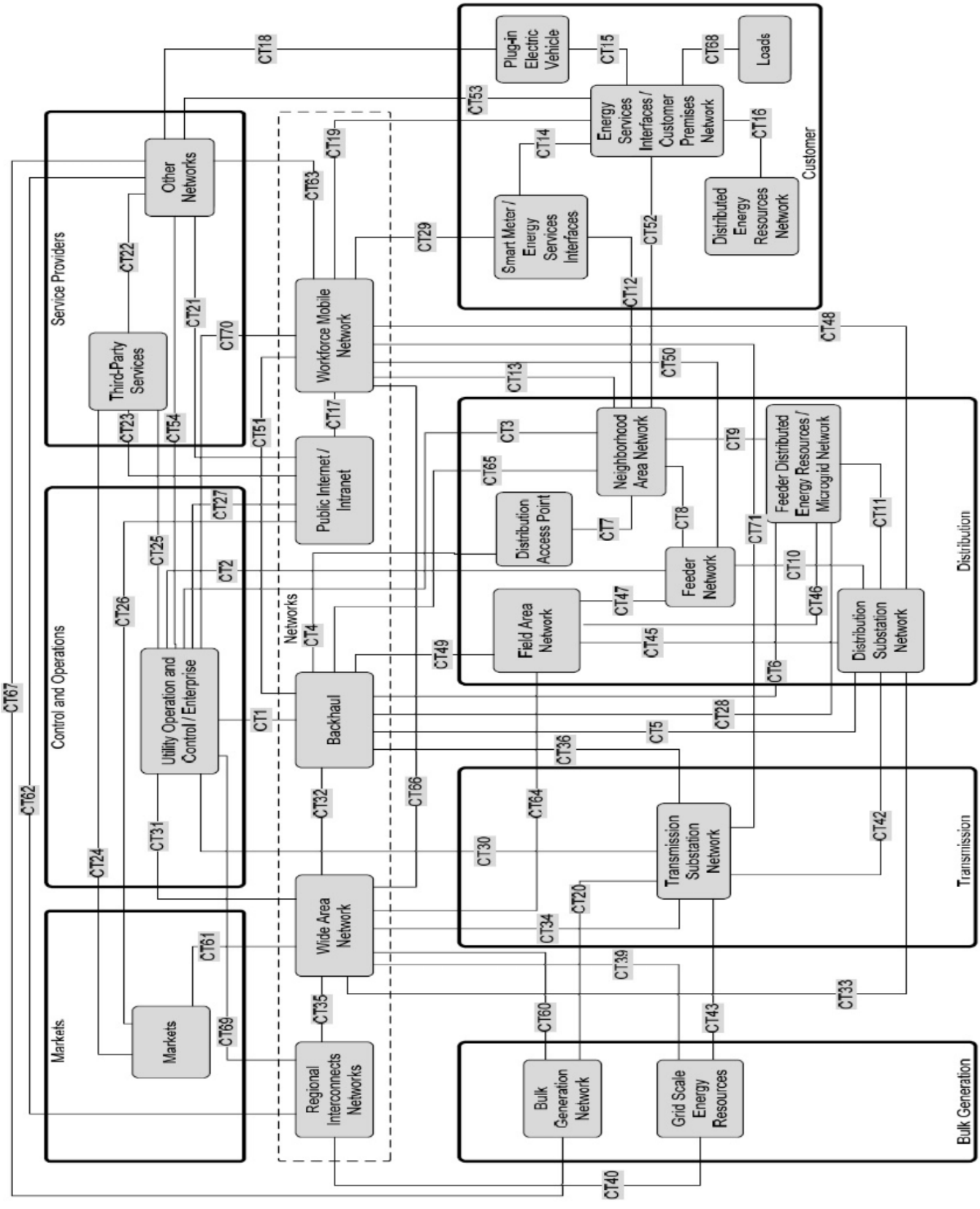
(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

Figura 112 - IEEE 2030 PS-IAP.



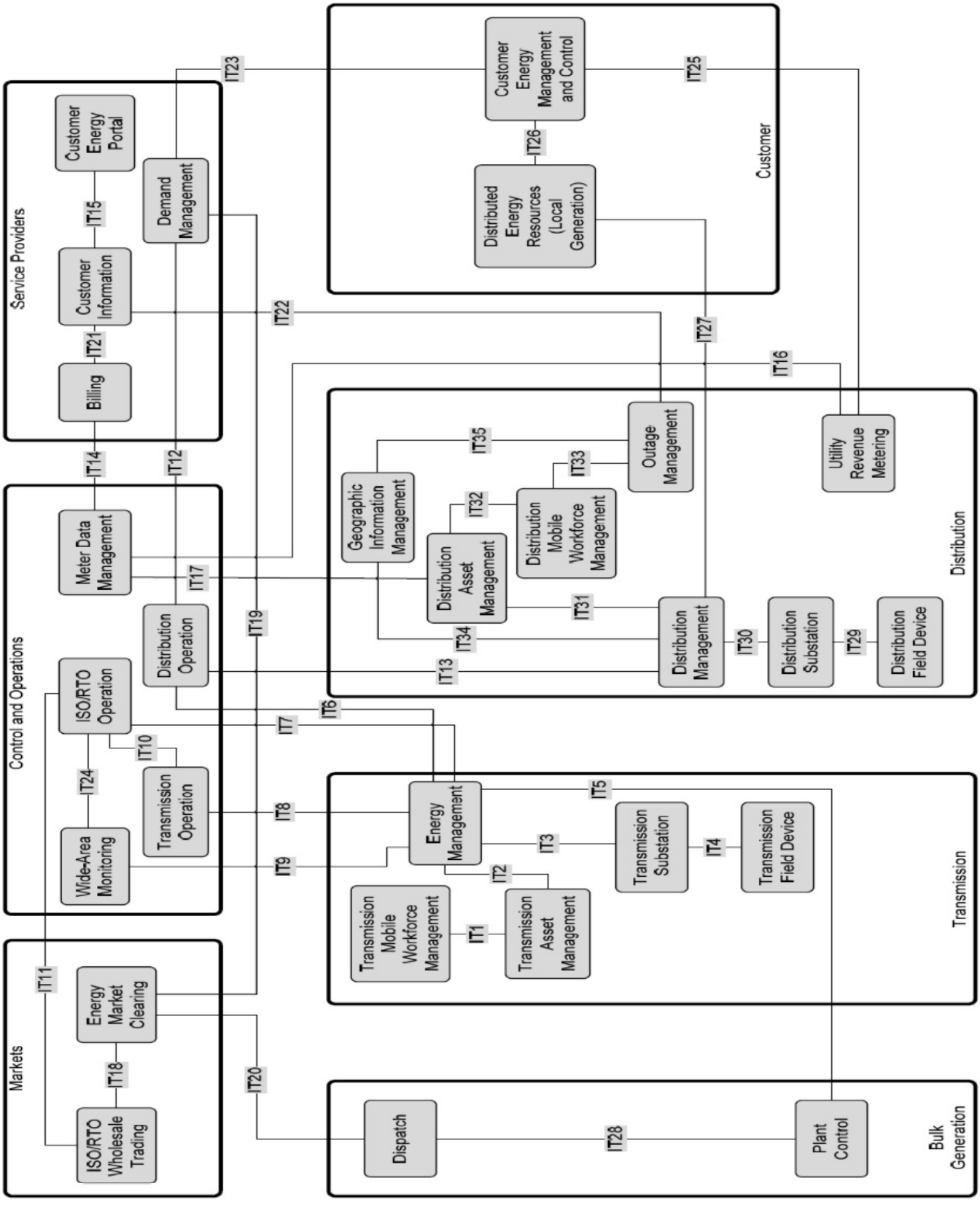
(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

Figura 113 - Modelo de Comunicações Fim a Fim em RI no IEEE 2030.



(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

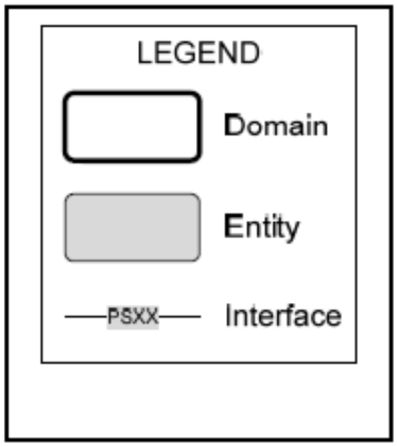
Figura 114 - IEEE 2030 CT-IAP.



(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

Figura 115 - IEEE 2030 IT-IAP.

O PS-IAP mostrado na Figura 112 é uma representação lógica das principais entidades, que descreve as funções do SEP. Essa figura mostra domínios, entidades e interfaces, da perspectiva de SEP, de acordo com a legenda mostrada na Figura 116.



(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011)*)*

Figura 116 - Legenda para o diagrama IEEE 2030 PS-IAP.

Os domínios do PS-IAP (comuns a todas as perspectivas) fornecem uma divisão de esforços próxima à existente nas concessionárias de eletricidade. As entidades do PS-IAP (única para todas as perspectivas) reflete equipamento ou funções do SEP. Interfaces entre entidades na perspectiva de SEP pode representar múltiplos fluxos de dados sobre múltiplas ligações de dados. Por exemplo, comunicação entre uma subestação de distribuição e um centro de operação pode ser através de um SCADA, voz e sinais de vídeo na mesma interface.

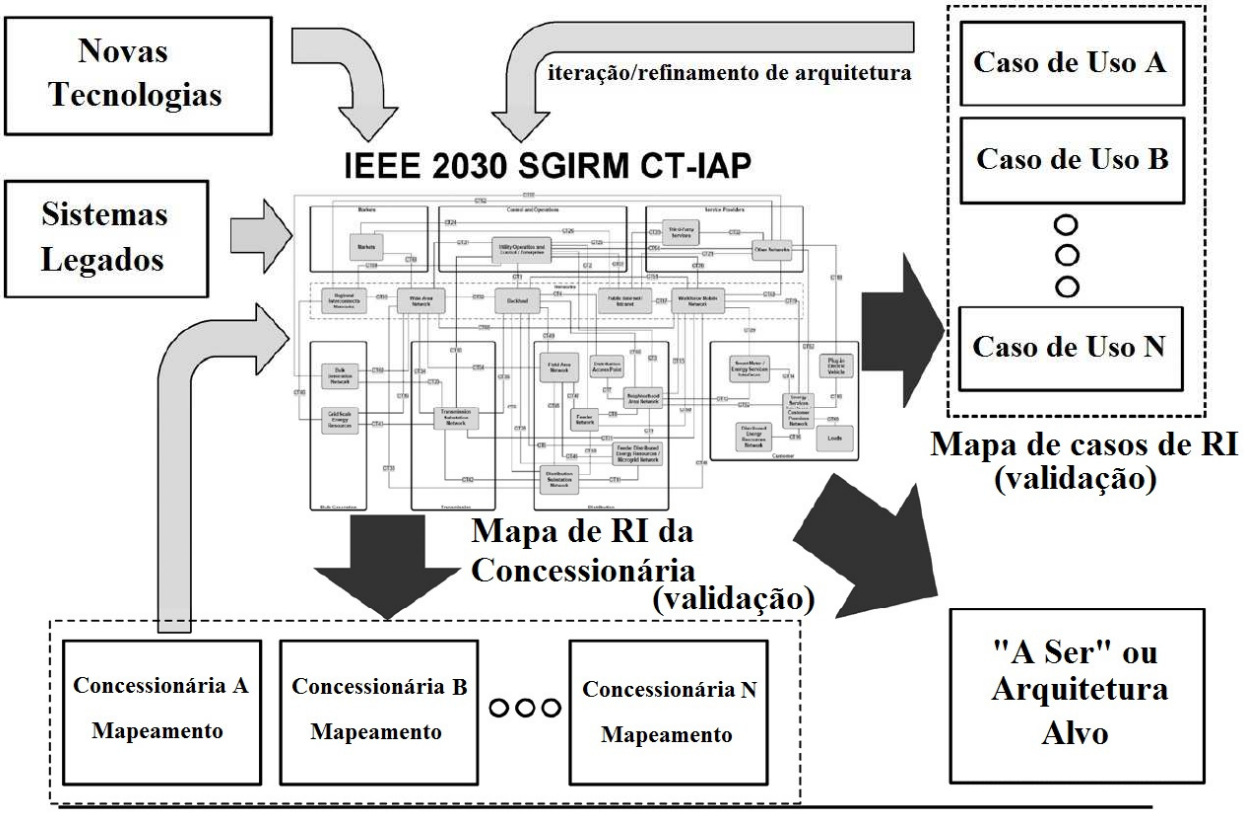
Apenas as interfaces são mostradas nesse diagrama porque muitas alternativas de opções de fluxo de potência existem, e assim esses fluxos são ignorados para se manter o diagrama menos complicado.

O Capítulo 6 do IEEE 2030 (IEEE STD 2030-2011, 2011) descreve cada um dos domínios apresentados no IEEE 2030 PS-IAP, bem como apresenta uma tabela identificando cada um das entidades mostradas nesse mesmo diagrama. Cada linha no diagrama IEEE 2030 PS-IAP é uma interface que é identificada com uma linha numerada que se correlaciona com uma descrição também tabulada nesse mesmo Capítulo 6. Percebe-se no diagrama que as principais entidades em cada domínio possuem interfaces entre si, e que ainda, dentro de cada uma dessas entidades existe um nível mais profundo de interoperabilidade. Esses diagramas e tabelas são aplicados através da metodologia IEEE 2030 SGIRM.

B.4 Interoperabilidade em Tecnologias de Comunicação

A perspectiva de tecnologias de comunicações do SGIRM apoia um amplo conjunto de redes. A Figura 113, apresentada anteriormente, fornece uma visão gráfica da relação de várias redes com os domínios de RI geração centralizada, transmissão, distribuição e consumo. Em alguns casos múltiplos nomes podem ser usados para a mesma sub rede funcional, como por exemplo redes nas instalações dos consumidores, que são tipicamente classificadas em Rede Interna Residencial (HAN do inglês *Home Area Network*), Rede de Área de Negócios (BAN do inglês *Business Area Network*) ou Rede de Área Industrial (IAN do inglês *Industrial Area Network*).

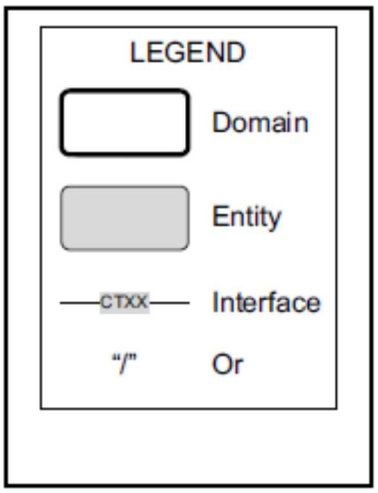
O IEEE 2030 SGIRM CT-IAP é desenvolvido através do processo e visão descrito na Figura 117. A figura destina-se simplesmente a representar o CT-IAP e seus relacionamentos com diferentes processos de saída/entrada que torna o CT-IAP interativo e dinâmico. As arquiteturas das empresas de energia podem ser mapeadas juntamente com casos de uso e com a consideração de sistemas legados.



(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

Figura 117 - Processo de desenvolvimento e visão de RI.

Similarmente, fluxos de dados de aplicações podem ser mapeados dentro da perspectiva de comunicação. O CT-IAP apresentado anteriormente na Figura 114 pode incluir novas tecnologias assim que disponíveis, e pode também ser usado para desenvolver arquiteturas alvo pelos desenvolvedores. Essa figura mostra domínios, entidades e interfaces, da perspectiva de tecnologias de comunicação, de acordo com a legenda mostrada na Figura 118. Assim, o diagrama do CT-IAP é uma representação visual de sistemas de comunicação, subsistemas e elementos chave em RI mais relevantes, com uma arquitetura genérica, flexível e dinâmica que evoluirá à medida que a tecnologia progredir.



(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

Figura 118 - Legenda para o diagrama IEEE 2030 CT-IAP.

O CT-IAP mostra domínios, entidades e interfaces da perspectiva de tecnologias de comunicação. Os domínios do CT-IAP (comum a todas as perspectivas SGIRM) fornecem uma visão do SEP próxima àquela existente nas empresas de eletricidade que enfatiza a produção, distribuição e consumo de energia elétrica. Dentro de cada domínio (intradomínio), as entidades são conectadas entre si através de uma ou mais interfaces. O número de interfaces conectando uma ou mais entidades representa alternativas de interconexão disponível (e futura) e mais relevante. Se novas entidades ou interfaces são requeridas no futuro próximo, elas podem ser adicionadas posteriormente seguindo esta abordagem.

As comunicações entre entidades são sistemas de rede com fio ou sem fio, ou elementos de sistemas de comunicações relevantes que se destacam como importantes no contexto da arquitetura do sistema como um todo. As interfaces são definidas como interconexões genéricas que

estabelecem o nível mínimo de interoperabilidade requerida entre duas ou mais entidades. As interfaces são então especificadas em termos de requisitos de desempenho, nível de segurança, camada de protocolo ou outras necessidades mais específicas que serão identificadas no futuro.

As entidades são conectadas com links de comunicação representados por linhas entre as duas entidades. Assim, essa linha representa “interface” ou “conectividade” entre duas entidades. Deve-se notar que a linha única entre duas entidades não significa que exista apenas uma interface. A linha representa uma agregação de interfaces entre duas entidades. Essa abordagem foi utilizada para simplificar o diagrama e melhorar o entendimento. O Capítulo 7 do IEEE 2030 (IEEE STD 2030-2011, 2011) descreve de forma tabulada as entidades e interfaces apresentadas no diagrama do CT-IAP.

O CT-IAP não é entendido de fornecer o nível de detalhamento requerido para o projeto da camada de protocolo de comunicações requerida, mas de fornecer os elementos genéricos e de padronização de uma visão abrangente de quem são eles, o que são eles, onde eles estão, como eles são conectados entre si, com entidades de código e interfaces que podem ser detalhados posteriormente e refinados para necessidades particulares. Portanto, é imune a tecnologia e protocolo, para permitir a flexibilidade fornecida por um modelo de referência de interoperabilidade genérico e baseado em padrões.

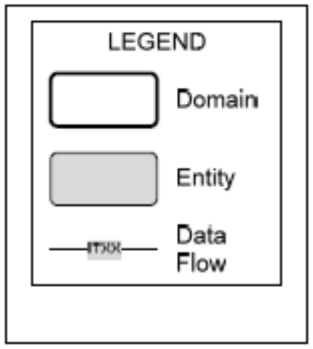
B.5 Interoperabilidade em TI

A RI é uma evolução das tecnologias de equipamentos de potência e o avanço de monitoramento, análise, otimização e controle computacionais sofisticados das redes de distribuição e transmissão, centralizados nas concessionárias. Trazendo consigo muitas das preocupações de automação distribuída que devem ser assistidas por uma perspectiva de TI, tais como interoperabilidade de troca de dados, segurança de redes de computadores, requisitos de comunicação de dados e integração com dispositivos, sistemas e aplicações, existentes e futuros.

As funções de TI assumem disseminação de informação responsável, segura e confiável para qualquer ponto na rede onde a informação é necessária para se tomar decisões ou realizar monitoramento crítico. A RI irá se tornar cada vez mais dinâmica em suas configurações e no apoio

a condições de operação em tempo real, com muitas oportunidades para análises e otimização usando TI.

O IEEE 2030 SGIRM IT-IAP enxerga a RI da perspectiva de aplicações de TI e dos fluxos de dados associados com essas aplicações, que são usados para operar e gerenciar o SEP com o objetivo principal de permitir interoperabilidade de sistemas desenvolvidos de forma independente. O IT-IAP mostrado na Figura 115 anterior, é definido em termos de funcionalidade e interoperabilidade dos sete domínios do IEEE 2030 SGIRM. Essa figura mostra domínios, entidades e fluxos de dados, da perspectiva de TI, de acordo com a legenda mostrada na Figura 119.



(Fonte: (IEEE STD 2030-2011, 2011))

Figura 119 - Legenda para o diagrama IEEE 2030 IT-IAP.

O objetivo desse guia não é definir uma nova arquitetura de troca de informação, mas, pelo contrário, trabalhar com as melhores práticas e tecnologias atuais, e identificar e preencher as lacunas para troca de informação entre os sete domínios na medida das suas necessidades. Algumas das lacunas podem ser não-funcionais ou funcionais. Requisitos funcionais descrevem as funções que o software precisa executar (e.g., formatação de um texto ou modulação de um sinal). São conhecidos algumas vezes como capacidades. Requisitos não-funcionais são aqueles que agem para restringir a solução, e são conhecidos algumas vezes como restrições ou requisitos de qualidade.

Algumas entidades representadas no IT-IAP são agregações de protocolos ou bases de dados, outras entidades podem ser potencialmente distribuídas sobre múltiplos domínios, mas estão localizadas onde são mais apropriadas. As linhas nomeadas que conectam as entidades representam fluxos de dados. No IEEE 2030 fluxos de dados são definidos como comunicações em nível de aplicação de um produtor para um consumidor do dado. O Capítulo 8 do IEEE 2030 (IEEE STD

2030-2011, 2011) apresenta as tabelas que descrevem as entidades do IT-IAP e os fluxos de dados que existem entre as entidades. Esse capítulo ainda descreve de forma detalhada como a metodologia do IEEE 2030 SGIRM pode ser utilizada para auxiliar na interoperabilidade de troca de informação dos fluxos de dados.

B.6 Sistemas Legados do SEP e a RI

Os princípios da arquitetura de RI do IEEE 2030 apoia a evolução com relação ao grande espectro de opções tecnológicas de sistemas legados e de novas tecnologias, ao mesmo tempo que evita obsolescências indevidas. De forma similar, o IEEE 2030 SGIRM entende-se como sendo um modelo evolutivo e dinâmico na sua implementação.

Enquanto a RI tem o potencial de afetar todos os aspectos de um SEP, das aplicações de uso final, e das cargas, as mudanças não ocorrem instantaneamente. Assim como todas as evoluções tecnológicas prévias, é desejado que a RI seja interoperável com a infraestrutura legada existente, incluindo métodos de controle, procedimentos de operação, mecanismos de mercado, e políticas de regulação que governam a produção e distribuição de energia elétrica.

Anexo C - Metodologia EPRI Para Estimar Custos e Benefícios de Projetos de RI

Visando responder sobre a possibilidade de as tecnologias associadas a uma RI promoverem a CE bem como a postergação de investimentos na expansão das redes elétricas, apresenta-se a metodologia usada para, justamente, estimar custos e benefícios dentro dos projetos de demonstração do governo norte americano.

No relatório de 2010 "*Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects*" (EPRI, 2010), o EPRI desenvolveu uma metodologia de estimativa de custo/benefício com o objetivo de orientar a apresentação e análise de projetos de RI com vistas à solicitação de recursos nos EUA. Tanto dentro do SGIG quanto nos próprios projetos coordenados pelo EPRI.

A metodologia busca enfatizar a importância da identificação dos benefícios oriundos da implantação dos projetos de RI, e se inicia destacando a conceituação de benefício. Benefícios são resultados do projeto que possuem valor para a empresa, para os consumidores ou para a sociedade em geral, como por exemplo:

- Redução dos custos de eletricidade para o consumidor;
- Valoração de menores perdas em redes de transmissão e distribuição;
- Redução dos custos de manutenção e operação;
- Redução dos custos de interrupção de fornecimento;
- Melhoria na qualidade do fornecimento;
- Redução dos impactos relacionados à emissão de gases de efeito estufa;
- Extensão da vida útil de equipamentos de geração, transmissão e distribuição.

O documento elaborado ressalta que os benefícios identificados devem ser resultados finais do projeto que sejam quantificados e não devem ser considerados resultados intermediários ou simplesmente de desempenho.

A participação do consumidor é uma consequência do projeto, porém não é um benefício por si só; o benefício é a redução da conta de eletricidade do consumidor. A redução de pico, por exemplo, é um impacto, mas o benefício econômico são os custos evitados ou postergados de geração e transporte de energia.

De modo a sistematizar a identificação dos benefícios, a metodologia propõe a classificação dos benefícios e dos beneficiários em categorias.

C.1 Benefícios

- **Econômico** – redução de custos ou aumento de produção com o mesmo custo, que resulta aumento da eficiência do sistema ou da utilização dos ativos;
- **Confiabilidade e Qualidade da Energia** – redução de interrupções e eventos que afetam a qualidade da energia elétrica;
- **Ambiental** – redução dos impactos de mudanças climáticas e efeitos sobre a saúde humana e ecossistemas;
- **Segurança (ativos/fornecimento e humana)** – aumento na segurança do suprimento e resistência a ataques cibernéticos, redução de acidentes, perdas de vida ou danos em propriedades.

Dentro de cada uma dessas grandes categorias, existem vários tipos de benefícios. Note-se que estas categorias são definidas para serem mutuamente exclusivas, em termos de contabilização de benefícios diferentes. Vale a pena notar que as funções de RI que conduzem a um tipo de benefício pode também conduzir a outros tipos de benefícios.

C.2 Beneficiários

- **Concessionárias de energia elétrica** – os benefícios são oriundos da redução de custos de operação e manutenção e postergação dos investimentos, entre outros. Muitos dos benefícios (e dos custos) das concessionárias são repassados aos consumidores, embora o percentual não possa ser exatamente definido;
- **Consumidores** – beneficiam-se através de mudanças nas tarifas e melhoria dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica;
- **Sociedade em geral** – percebe os efeitos das externalidades provocadas pelas RIs (positivas e negativas). De forma geral, os benefícios se encontram na redução das externalidades negativas e são de difícil quantificação.

Identificar esses grupos de beneficiários permite que se distinga quem (qual grupo em geral) está se beneficiando de que tipos de investimentos de RI.

A Tabela 22 a seguir mostra o que seria uma Matriz de Benefícios, que relaciona benefícios e beneficiários.

Tabela 22 - Matriz de Benefícios

Categorias de Benefícios	Beneficiários			
		Concessionárias	Consumidores	Sociedade
	Econômico			
	Ambiental			
	Confiabilidade e Qualidade da Energia			
	Segurança			

(Fonte:(EPRI, 2010))

A Matriz de Benefícios é preenchida com benefícios e custos, identificando-se a qual beneficiário esses benefícios e custos atingem. Dentro de cada uma das categorias de benefícios, existem um ou mais tipos de benefícios.

Os tipos de benefícios focados na metodologia capturam a maioria dos benefícios de um projeto, mas como forma prática, a lista dos benefícios a serem quantificados não é exaustiva porque alguns são muito difíceis de serem medidos ou são relativamente pequenos comparados com outros benefícios. Os benefícios totais são a soma dos benefícios para concessionárias, consumidores e sociedade.

Em adição aos grupos de beneficiários definidos na Matriz de Benefícios, existem outros grupos de interessados, que incluem:

- Fabricantes de equipamentos, fornecedores de softwares, integradores de sistemas, fornecedores de serviços, e fornecedores de operação e manutenção;
- Grupos ambientais e outros grupos especiais interessados;
- Agências reguladoras e governos.

C.3 Níveis de Incerteza e Categorias de Benefícios

Uma vez que a metodologia visa à avaliação da viabilidade de projetos de RI, ela propõe ainda a introdução de uma terceira dimensão para análise, a precisão das estimativas consideradas na proposta de projeto, qualificando o nível de incertezas das mesmas:

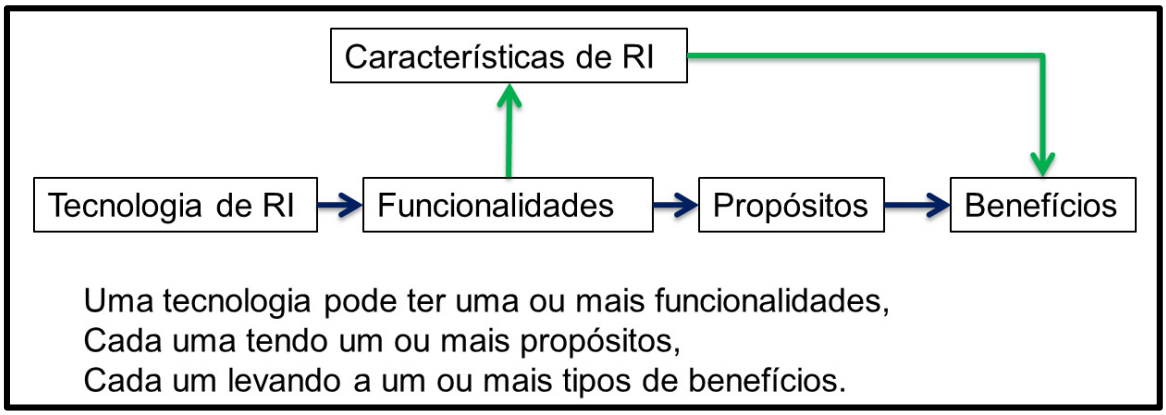
- Nível de incerteza médio;
- Nível de incerteza significante;
- Nível de incerteza elevado;
- Não quantificável.

Então, na proposição de um projeto RI espera-se que sejam identificados os benefícios, os beneficiários e a precisão das estimativas. Para desenvolver um método de estimação de benefícios de sistemas de RI, é seguida uma sequência de análise para se definir:

1. Tipos de tecnologias ou sistemas de RI que podem ser implantados em um projeto;
2. Um conjunto padronizado de funções diferentes (funcionalidades é o termo que a comunidade de RI utiliza) que diferentes tecnologias e sistemas de RI possam ter, sendo que uma tecnologia pode ter uma ou mais funções;
3. Métricas para as características de RI, de forma a ajudar a caracterizar os atributos da implantação e os benefícios derivados dessas características;
4. Propósitos operacionais ou mecanismos de cada função;
5. Tipos de benefícios e custos que se espera derivar de cada propósito funcional (ou seja, um mapeamento entre finalidade e benefícios (e custos))

O Quadro 18 abaixo ilustra a sequência de análise apresentada pelo EPRI:

Quadro 18 - Sequência de Análise para Estimar os Benefícios e Custos de Aplicações de RI.



(Fonte:(EPRI, 2010))

Tabela 23 - Categorias de benefícios do EPRI

Categoria do Benefício	Benefício	Origem dos benefícios	Exemplos de Parâmetros para mensuração
Econômico	Redução nos custos de eletricidade	• Melhoria no fator de carga (redução de pico de demanda) • Tarifas diferenciadas, dinâmicas e redução de preços da eletricidade • Redução de consumo de energia	• Perfil de demanda horária • Custo mensal da eletricidade • Descrição da estrutura tarifária • Informações que impactam a demanda (densidade demográfica, temperatura, área do imóvel, etc.) • Dispositivos elétricos em uso (relacionar possíveis aparelhos inteligentes)
	Redução dos custos de geração em função da melhoria na utilização dos ativos	• Melhoria no fator de carga (redução de pico de demanda) • Tarifas diferenciadas, dinâmicas e redução de preços da eletricidade • Redução de consumo de energia	• Custos de geração • Investimentos postergados em geração • Redução de custos com serviços ancilares.
	Redução no custo de capital da transmissão e distribuição	• Postergação de investimentos para aumento de capacidade da transmissão e distribuição • Redução de falhas nos equipamentos	• Investimentos postergados em transmissão e distribuição
	Redução nos custos de operação e manutenção da transmissão e distribuição	• Redução nos custos de operação e manutenção • Redução nos custos de leitura de medição	• Custos de O&M • Incidência de falhas em equipamentos
	Redução nos custos de restrição na transmissão	Incremento na capacidade de transferência na transmissão sem necessidade de adicionar novas linhas de transmissão	Capacidade das linhas de transmissão
	Redução de perdas técnicas na transmissão e na distribuição	• Otimização da eficiência das redes de transmissão e de distribuição • Geração próxima à carga	• Perdas nos sistemas de transmissão e distribuição • Percentual de energia (em MWh) servidos pela geração distribuída.
	Redução das perdas não técnicas	• Redução de irregularidades	• Estimativa das perdas não técnicas em sistemas de distribuição.

Categoria do Benefício	Benefício	Origem dos benefícios	Exemplos de Parâmetros para mensuração
Ambiental	Redução da emissão de gases de efeito estufa	• Menor consumo de eletricidade a partir de equipamentos inteligentes • Redução de perdas através da operação otimizada da transmissão e distribuição e da proximidade da geração à carga (geração distribuída) • Menor emissão na geração a partir da introdução de renováveis, geração mais eficiente, postergação de geração adicional, geração combinada de calor e potência.	• Redução da emissão de CO_2 e de SOx, NOx • Consumo horário por tipo de combustível • Percentual de energia atendido por geração distribuída • Perdas na transmissão e distribuição • Percentual de geração através de fontes renováveis.
Segurança energética	Maior segurança energética por redução do consumo de óleo	• Eletricidade substituindo o uso de combustíveis através da difusão dos veículos elétricos.	• MWh da eletricidade consumida por veículos elétricos
	Redução dos impactos causados por falta de energia de larga escala.	• Redução de faltas de energia de larga escala	• Número de faltas de energia de larga escala
Confiabilidade e Qualidade do fornecimento	Redução nos custos de interrupção de energia	• Redução do número de falhas • Redução da duração de falhas • Redução de falhas extensas	• DIC, FIC, DEC, FEC
	Redução de custos através de melhor qualidade do fornecimento	• Redução de falhas curtas • Redução de afundamentos e sobre-elevação de tensão • Redução de distorção harmônica	• Valores limites de falhas de energia (MAIFI)

(Fonte:(EPRI, 2010))

A Tabela 23 das páginas anteriores apresenta um resumo, que não é necessariamente exaustivo, de benefícios, beneficiários, e as fontes dos benefícios que são aplicados na elaboração de projetos de RI. A partir deles é possível se utilizar a sequência de análise apresentada para se identificar os tipos de benefícios esperados, em seguida é mostrado um processo em dez passos para se estimar os benefícios e custos de projetos de RI.

Dado o conjunto padrão de funções, benefícios e mapeamento definidos, sugere-se um processo em dez passos, os quais os projetos podem seguir para estimar os benefícios e custos:

Caracterize o Projeto

1. **Elementos do Projeto** - Reveja as tecnologias/elementos e objetivos do projeto;
2. **Funções** - Identifique, de um conjunto padrão, as funcionalidades de RI que cada elemento do projeto pode fornecer e qual será demonstrado;
3. **Características** - Avalie as Características Principais de RI que são refletidas no projeto;

Estime Benefícios

1. **Benefícios** - Mapeie cada funcionalidade em um conjunto padrão de categorias de benefícios;
2. **Linha de Base** - Defina uma linha de base do projeto e como ela será estimada;
3. **Dados** - Identifique e obtenha os dados necessários para estimar a linha de base e para calcular cada tipo de benefício;
4. **Benefícios quantificados** - Calcule estimativas quantitativas dos benefícios;
5. **Benefícios monetizados** - Use fatores de conversão econômica para estimar o valor monetário dos benefícios;

Compare Custos e Benefícios

1. **Custos** - Estime os custos relevantes;
2. **Custo-Benefício** - Compare custos a benefícios.

Dependendo do tipo de aplicações de RI, um projeto pode ter diferentes tipos de benefícios. Nem todos os projetos têm todos os tipos de benefícios. Além disso, consistente com a ideia de que a metodologia fornece flexibilidade, um projeto pode sugerir outros tipos de benefícios os quais pode proporcionar. Nesse caso, um projeto poderia explanar esses benefícios, como eles se diferem dos listados, e quais dados são necessários para estima-los.

O relatório do EPRI continua, apresentando um exemplo hipotético para ilustrar sua metodologia. Em seguida mapeando para diversos ativos possíveis de serem instalados em uma RI respectivas funcionalidades, características, benefícios, como construir a linha de base do projeto, quais dados são necessários, exemplos de benefícios e sua quantificação, bem como sua monetização. Apresenta ainda formas de se estimar custos e como compará-los aos benefícios. Para finalizar analisa a questão das incertezas e de como os resultados de um projeto de demonstração podem ser extrapolados para um projeto em maior escala, sugerindo ser necessário o desenvolvimento e avaliação de ferramentas de simulação de RI.

Anexo D - Resultados dos Estudos Econômicos do GT do MME

Baseando-se na metodologia do EPRI, o GT do MME no seu relatório final (MME, 2012), apresenta no Capítulo 7 “Estudos Econômicos”, os resultados do Subgrupo de Estudos Econômicos ligados à redução do consumo de energia e redução de perdas. Para isso esse subgrupo do GT definiu como premissas dos seus estudos a redução do pico, a redução das chamadas perdas não técnicas (furto e roubo de energia) e a redução das perdas técnicas, premissas essas consideradas, juntamente com a melhoria da qualidade e diminuição das interrupções de energia, os principais motivadores para implantação de RI no Brasil.

D.1 Redução do Pico

Para a questão da redução do pico de consumo o relatório expõe estudos que foram realizados por vários países a partir de casos concretos aplicados em consumidores, bem como casos de aplicação por distribuidoras brasileiras da chamada “tarifa amarela” no final dos anos 1990. Mostram-se viáveis duas alternativas: (i) a educação do consumidor, oferecendo a ele informações mais precisas sobre seu próprio consumo, bem como ferramentas de gerenciamento desse consumo como, por exemplo, um EMS residencial, permitindo que o consumidor, primeiro, mude seus hábitos e segundo adquira equipamentos eletrodomésticos mais eficientes energeticamente; (ii) a aplicação de tarifas horárias diferenciadas, estimando-se dois resultados na análise custo-benefício: benefícios associados à EE (redução de consumo) e benefícios associados à alteração dos hábitos de consumo (deslocamento de consumo).

Diante dos estudos e dos dados ilustrados no relatório, o mesmo constata que os resultados variam, dependendo do tipo e modalidade de tarifa que é aplicada. Outra condição determinante é o perfil do consumidor, que é diferente entre os países e até entre regiões de um mesmo país. Assim, adota valores que sejam factíveis e que possuam fundamento em resultados e estudos já alcançados, considerando riscos e imprecisões envolvidos. Nessa linha, para as análises do GT, adotou-se postura conservadora com redução de pico de 5% e redução de 1% no consumo total final em baixa tensão.

D.2 Redução das Perdas Não Técnicas

No relatório, adota-se a premissa de que a implantação das RIs é uma ferramenta para a redução das perdas não técnicas, pois se sabe que as RIs facilitam a gestão da rede, e, por conseguinte, os desvios indevidos de energia e as fraudes no sistema de medição podem ser detectados com maior facilidade. Comparado ao medidor eletromecânico, os eletrônicos facilitam a detecção de fraudes, seja por meio de alarmes, ou de indicadores. Os equipamentos eletrônicos ainda apresentam maior dificuldade para realização das fraudes temporárias que não deixam sinais de adulteração. Assim, embora não se implantem as RIs com o foco exclusivo no combate ao furto de energia, a distribuidora disporá de uma poderosa ferramenta para redução das perdas não técnicas, o que potencializa o usufruto dos benefícios a todos os usuários de energia elétrica.

O relatório aponta que a perda não técnica refere-se à energia consumida e não faturada, seja por erros ou fraudes no sistema de medição, dentre outros, tomando como base dados provenientes do segundo ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de distribuição, o índice de perdas não técnicas no Brasil seria de 6,70%. Esse alto índice deve-se, em grande parte, ao furto de energia elétrica.

Adotou-se um procedimento que analisou as perdas não técnicas em cada uma das distribuidoras do Brasil, considerando o nível atual de perdas, as ações de combate já adotadas e a realidade social de cada área de concessão, estimou-se então um índice de perdas desejável para cada distribuidora, factível em um cenário de implantação de RIs e ações de combate minimamente esperadas de uma distribuidora que opere de modo eficiente. Assim, foi deduzido um nível de perdas não técnicas futuro com base nos índices atuais, conforme reproduzido na Tabela 24 a seguir, contida no relatório do MME.

Os percentuais da Tabela 24 representam a relação entre a energia perdida e a energia injetada na distribuidora. Para efeitos nesse estudo, foi considerado que toda a perda não técnica está na baixa tensão. A exceção da aplicação da regra da Tabela 24 foram as distribuidoras cuja redução proposta seria inferior ao valor já determinado pela Aneel. Nesses casos, estimou-se uma redução de 20% a mais do que a trajetória já definida pelo regulador.

Tabela 24 - Previsão de redução das perdas não técnicas.

Perdas Técnicas Atual	Perdas Técnicas após RIs	Quantidade de Distribuidoras
Até 3,5%	Mantém-se igual	33
Entre 3,5% e 5%	3,5%	03
Entre 5% e 6%	4,5%	04
Entre 6% e 8%	5,5%	08
Entre 8% e 10%:	7%	03
Entre 10% e 15%:	9%	02
Maior que 15%	10%	07

(Fonte:(MME, 2012))

Os dados apresentados na Tabela 24 possibilitam estimar um nível de perdas não técnicas de 4,30%. Considerando que o montante total de energia proveniente de perdas não técnicas reconhecido no segundo ciclo de revisões tarifárias foi da ordem de 26 TWh/ano a meta de redução das perdas não técnicas de 6,70% para o nível de 4,30% permitiria faturar, em termos de energia, 9.300 GWh/ano. No entanto, segundo as Notas Técnicas da Aneel desse ciclo, a meta imposta às distribuidoras já exige uma redução de 4.297 GWh/ano de perdas não técnicas, levando o índice de perdas de 6,70% para 5,59%. Sendo assim, do valor de 9.300 GWh/ano, o relatório considera apenas que a redução de 5,59% para 4,30% seria proveniente da implantação de RIs, ou seja, o faturamento de aproximadamente 5.000 GWh/ano.

O relatório conclui, considerando um cenário conservador para a realidade nacional, que as ações de combate às perdas não técnicas resultariam em um consumo de energia evitado de 15% do nível de consumo anterior, já que ao se regularizar a situação do consumidor, seu nível de consumo tende a diminuir em relação ao que vinha sendo previamente praticado. Ou seja, nem toda a energia que vinha sendo consumida passa a ser faturada após a regularização devido à racionalização do uso da energia por parte do consumidor. Numericamente, dos 5.000 GWh/ano que passariam a ser faturados, 750GWh/ano não seriam convertidos em energia faturada, pois deixariam efetivamente de ser consumidos.

D.3 Redução das Perdas Técnicas

Sabe-se que a perda técnica consiste na quantidade de energia elétrica dissipada na prestação dos serviços de eletricidade entre a geração de energia e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras. Essa perda é decorrente das leis da Física e pode ser de

origem térmica, dielétrica ou magnética. Conforme o relatório já citado do GT do MME, dados provenientes ainda do segundo ciclo de revisões tarifárias das concessionárias de distribuição indicam que as perdas técnicas na distribuição representam 28 TWh/ano, ou 7,27% de toda a energia injetada nos sistemas das distribuidoras no Brasil.

Com o advento de RI, viabiliza-se a aplicação de tarifas horo sazonais para os consumidores de baixa tensão e facilita-se a cobrança da energia reativa excedente consumida. Ademais, os consumidores residenciais passam a ter um estímulo econômico para consumir menos no horário de pico, com consequente atenuação da carga do sistema nesse horário. Adicionalmente, o ato de mudar os hábitos em função do preço horário da energia, pode provocar uma pequena redução do consumo total da unidade consumidora, conforme já detalhado. Essa redução da demanda máxima dos circuitos de baixa tensão e do consumo total resulta em uma diminuição das perdas técnicas, uma vez que o carregamento das redes e dos transformadores é aliviado. Além desse efeito físico, RI propicia um maior controle da distribuidora sobre sua rede, dando a oportunidade para sua operação e planejamento de modo a otimizar as perdas técnicas.

Por outro lado, RI introduzirá uma maior quantidade de equipamentos (sensores, medidores, concentradores, comunicadores, etc.), se comparadas às redes convencionais. Obviamente, tais equipamentos adicionais consomem energia, que deve ser contabilizada como perda técnica. Ou seja, ao mesmo tempo em que se reduzem as perdas técnicas com o alívio do sistema no horário de pico e a redução do consumo, aumentam-se as mesmas com o acréscimo de novos equipamentos na rede de distribuição. RI provoca três efeitos sobre as perdas técnicas: redução devido à menor demanda máxima do sistema; aumento devido ao consumo dos equipamentos adicionais; e redução devido à operação e planejamento otimizados da rede.

Como demonstrado RI pode propiciar uma redução de 5% da demanda de pico e de 1% do consumo total na baixa tensão. Com base nos dados publicados pela Aneel na 2ª revisão tarifária ordinária das distribuidoras, recalcularam-se as perdas se o carregamento médio dos transformadores e o consumo total fossem reduzidos segundo as premissas mencionadas. Como resultado, identificou-se um potencial de redução média de 9,6% das perdas técnicas na baixa tensão. Considerando que as perdas técnicas nesse nível de tensão representam aproximadamente 8,0% das perdas técnicas totais, conclui-se que a implantação de RI provocaria uma redução de 9% em 8% das perdas técnicas totais.

Adicionalmente, a alteração do perfil de carga e a redução do consumo na baixa tensão provocam reflexos nos níveis tensão superiores (A2, A3, A3a e A4), uma vez que a energia fornecida à baixa tensão flui por esses níveis. O relatório aponta que de acordo com os dados de consumo de 2009, o consumo de energia elétrica na baixa tensão representou 57,52% do total do país. Se for considerado que toda essa energia fluiu através da média tensão (ou seja, não há injeção de energia em baixa tensão), é possível fazer uma aproximação e considerar que 60% da demanda da média tensão ocorrem em função da carga na baixa tensão. Nesse sentido, uma redução de 5% da demanda da baixa tensão (que equivale a 60% da carga da média tensa) aliviaria cerca de 3% a demanda máxima na média tensão.

Continuando os cálculos o relatório mostra que 3,0% de redução no pico de demanda para redes de média tensão proporcionam uma redução de perdas da ordem de 1,2% nesse nível. Como as perdas nas redes de média tensão equivalem a 20% das perdas totais, o número representa 0,24% das perdas técnicas totais. Em suma, a alteração do perfil de consumo dos consumidores submetidos a RI reduziria em 9% as perdas técnicas na baixa tensão (que representam 8% das perdas técnicas totais) e em 1,2% das perdas em média tensão (que são 20% das totais). No total, a melhoria do fator de carga e a redução do consumo reduziriam as perdas técnicas de 7,27% para 7,20%, ou 271 GWh/ano.

O subgrupo demonstra ainda que os equipamentos adicionais de RI anularão a redução das perdas técnicas ocorrida pelo uso de medidores eletrônicos. Ou seja, os equipamentos eletrônicos de medição consomem menos que os convencionais, e esse ganho será anulado pelo consumo de outros equipamentos que serão instalados quando da implantação de RI. Dessa forma, não haveria impacto nas perdas técnicas decorrente desses equipamentos adicionais.

Fica assim evidenciado nos estudos do GT que, desconsiderando injeção de energia a partir de DG na baixa tensão, o advento de RI contribui com apenas 0,07% da redução de perdas técnicas no SEP brasileiro. Tendo em vista a perspectiva de crescimento da micro e minigeração distribuídas, acredita-se que esses cálculos terão que ser refeitos, já que o potencial do Brasil para autossuficiência residencial em consumo de energia é grande.

D.4 Redução Total

Conforme discorrido nos itens anteriores apresentados no relatório do MME, a implantação de RI tem potencial para alterar os hábitos de consumo e reduzir as perdas não técnicas. Como consequência, espera-se uma diminuição no consumo final de energia elétrica. Conforme explicitado estima-se que a mudança de hábito dos consumidores em função da aplicação de tarifas horo sazonais resultará em uma redução de 1% do consumo final. Ou seja, aqueles consumidores que tiverem seus medidores substituídos por equipamentos inteligentes estarão aptos a responder a incentivos tarifários, alterando a forma como consomem energia elétrica.

Na REN Nº 502 (ANEEL, 2012a) a Aneel propõe uso de medidores inteligentes apenas em consumidores das classes B1 (Residencial) não enquadrados como Baixa Renda e B3 (Comercial e Industrial). No relatório do MME afirma-se que os consumidores da classe B3 eram cerca de 5,7 milhões em 2009 e consumiram em média 595 kWh/mês. Já os consumidores B1 não Baixa Renda apresentavam, na mesma data, um consumo médio de 183 kWh/mês, totalizando quase 35,7 milhões de unidades consumidoras. Desses números, conclui-se que esses consumidores consumiram 119.109 GWh/ano. Como se espera a redução de 1% do consumo dessas unidades, a geração seria reduzida em 1.191 GWh/ano.

Outro efeito esperado com a implantação de RI, como já apresentado aqui, é a redução de consumo das unidades regularizadas. É natural que um consumidor irregular, que não pagava pela energia consumida, passe a adotar hábitos mais racionais de consumo, reduzindo-o consideravelmente. Conforme exposto estima-se que essa redução totalize, pelo menos, 750 GWh/ano.

Ainda, como não se espera alteração significativa no nível das perdas técnicas, conforme demonstrado, a redução na geração em função da implantação de RI, com base em estimativas bastante conservadoras, seria de 1.941 GWh/ano, conforme relatório do GT do MME. Dessa forma, introduzindo-se ainda micro e mini DG em larga escala, e ainda sistemas de gerenciamento de energia nessas unidades consumidoras, o potencial de redução de perdas técnicas, não técnicas e de redução do pico, podem aumentar significativamente, promovendo-se assim uma maior CE.

Anexo E - Metodologia de Análise de Custos e Benefícios do Projeto Estratégico de P&D em RI Nº 011/2010

No Projeto Estratégico 011/2010 (ANEEL, 2010a), já relatado aqui, foi desenvolvida uma metodologia, semelhante à do EPRI, para análise de custo benefício de projetos de RI baseando-se em funcionalidades, em especial as funcionalidades de Automação da Distribuição (DA do inglês *Distribution Automation*). A DA consiste na aplicação de recursos de naturezas muito variadas como: sistemas de supervisão, religadores, microprocessadores dentre outros, para melhorar a qualidade de serviço, a eficiência operacional e a utilização dos ativos.

A aplicação das funções de automação, de forma escalonada, com o objetivo de se obter uma RI é realizada nesse projeto por meio de metodologia desenvolvida em (KAGAN et al., 2013), apresentada a seguir, onde se considera a diversidade do ambiente, isto é a diferença existentes entre as diferentes regiões e sub-regiões do Brasil e características de mercado e físicas das redes de distribuição de energia elétrica, bem como a presença de novos sistemas de medição nos consumidores e as demandas para DG.

E.1 Metodologia para Evolução das Funcionalidades de Automação da Rede

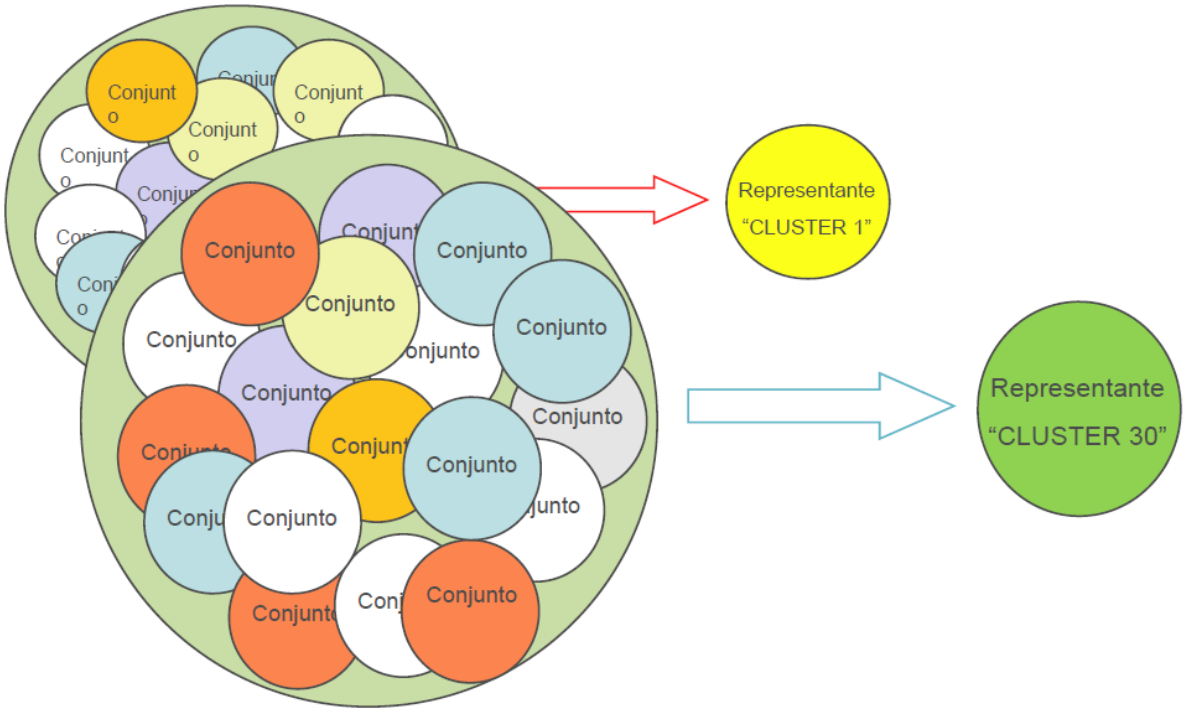
A diretriz de evolução da automação das RIs consiste na proposta de um plano de referência para implementação de instalações que façam com que a rede de distribuição evolua no sentido de níveis crescentes de RIs, ou seja, favoreça níveis crescentes dos motivadores (drivers), quais sejam:

- Aumento da eficiência operacional;
- Melhoria da qualidade de serviço;
- Diminuição das perdas comerciais; e
- Aperfeiçoamento da gestão de ativos.

A metodologia proposta consiste em:

1. Representar a rede objeto do estudo, ou seja, as redes do sistema brasileiro de distribuição de energia elétrica, por meio de 30 clusters caracterizados por atributos físicos, operacionais e de nível de inteligência do sistema de distribuição, buscando considerar a diversidade

presente em termos de estrutura física, operacional e de mercado, conforme representado na Figura 120[35] a seguir.



(Fonte: adaptado de (KAGAN et al., 2013))

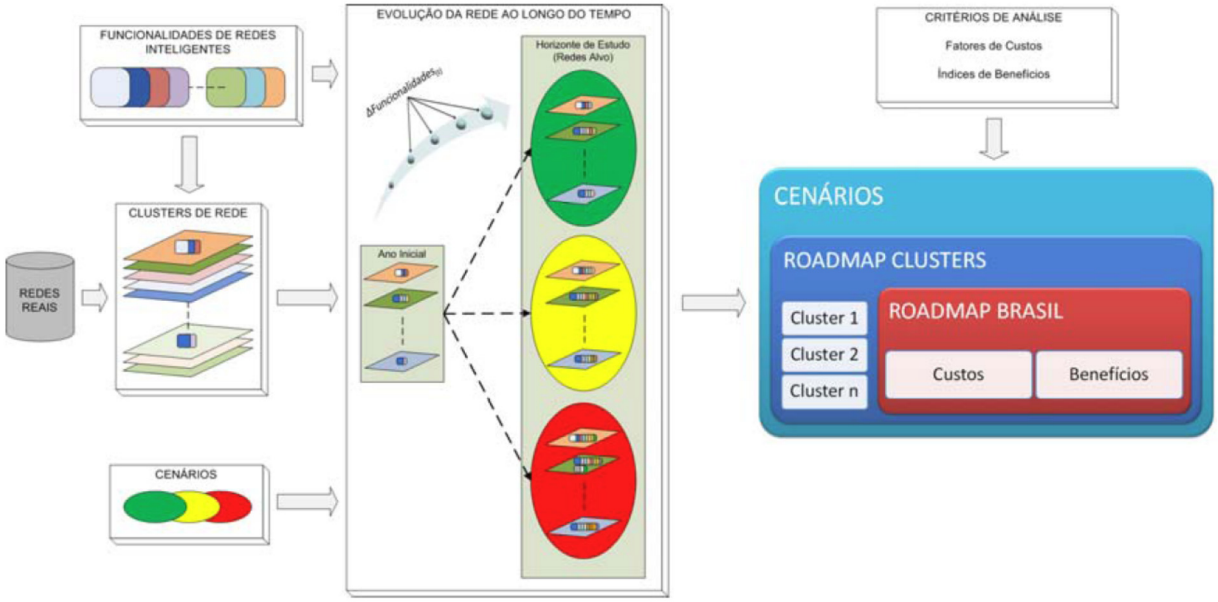
Figura 120 - Conceito de Clusters

2. Estabelecer cenários de evolução das redes, rumo a níveis crescentes de inteligência do sistema de distribuição;
3. Propor níveis "alvo" de inteligência do sistema de distribuição, no horizonte do período de análise, para cada um dos clusters que representam a rede atual, para cada um dos cenários;
4. Realizar a evolução de cada cluster, ao longo do período de estudo para cada um dos cenários, respeitando as precedências e pré-requisitos das funcionalidades de automação e de medição, de modo a atender os níveis de penetração de DG e de EV;

[35] A representação do sistema objeto de estudo, o qual se baseia na subdivisão das empresas distribuidoras em conjuntos de unidades consumidoras, já é realizada com o intuito do órgão regulador acompanhar os parâmetros de qualidade de serviço das empresas (e suas diversidades), bem como avaliar as correspondentes metas. A Aneel consolidou a criação de clusters, ou agrupamentos, de conjuntos de unidades consumidoras com características semelhantes, baseados nos atributos físicos e de mercado das redes de distribuição de energia elétrica das empresas distribuidoras nacionais. Estes clusters de conjuntos das empresas, conjuntamente com a consolidação e análise dos dados de resultados das empresas quanto aos seus graus atuais de implantação de funcionalidades de automação, fundamentam o desenvolvimento de construção de diferentes trajetórias (cenários) de evolução da automação dentro do Projeto Estratégico de P&D de RI 011/2010.

5. Identificar as características gerais requeridas da infraestrutura de TICs e de medição para suportar as funcionalidades previstas;
6. Avaliar a viabilidade econômica das estratégias de evolução propostas por meio de avaliação de custo e o benefício, para cada um dos cenários.

A Figura 121 ilustra as diretrizes metodológicas, onde se verificam esquematicamente 3 cenários de evolução, a representação da rede por meio de clusters de RIs, e as funcionalidades de automação, compondo alternativas de evolução que serão avaliadas segundo metodologia de análise de custos e benefícios.



(Fonte: adaptado de (KAGAN et al., 2013))

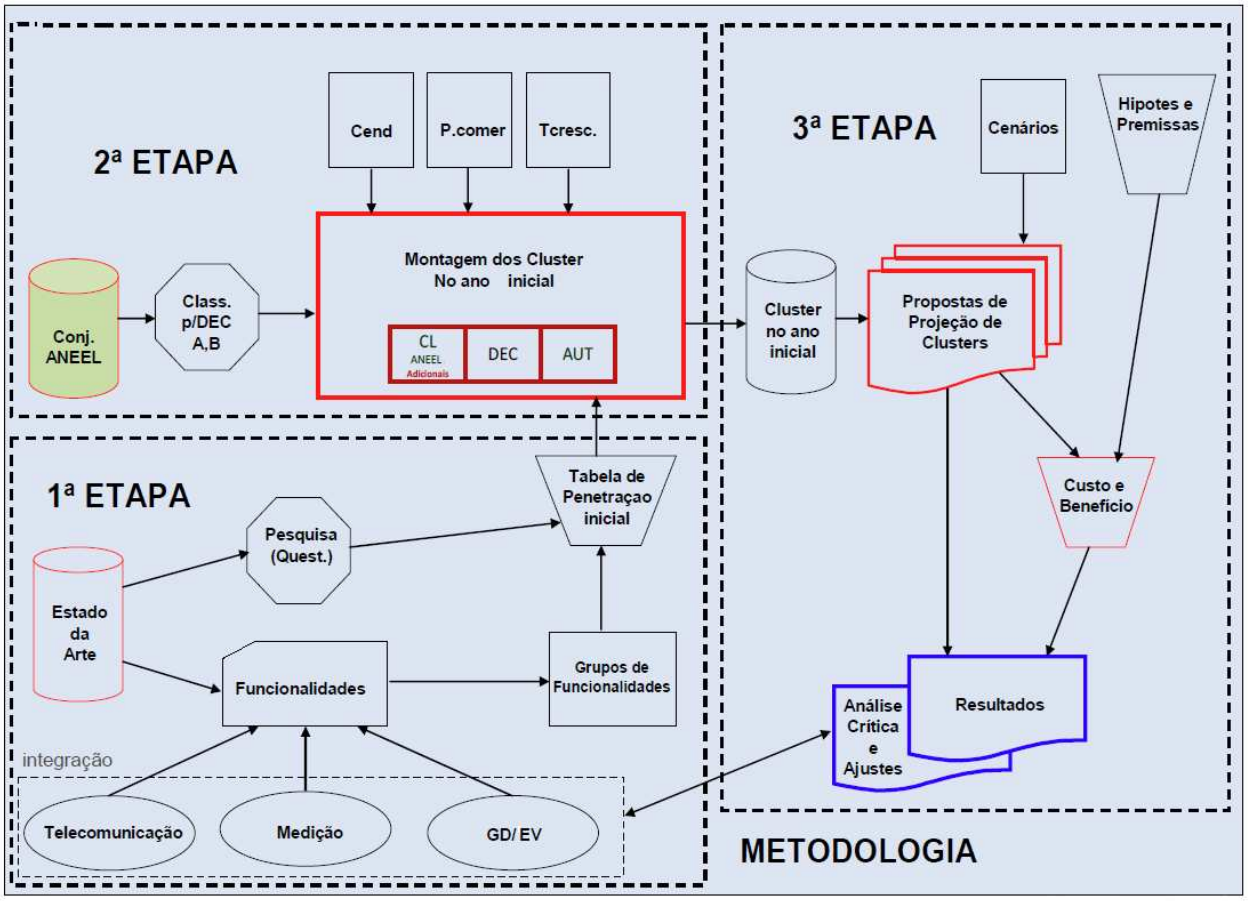
Figura 121 - Diretrizes Metodológicas.

Fundamentalmente, a Metodologia consiste em 3 Etapas, conforme ilustrado na Figura 122 a seguir:

- **1ª ETAPA: Estado Atual e Penetração das Funcionalidades**: Nesta etapa inicial, a partir do levantamento do Estado da Arte das RIs, foram identificadas as funcionalidades adequadas para tornar inteligentes ou aumentar o nível de inteligência de redes de distribuição e formulada pesquisa para avaliar os níveis de automação presentes em cada uma das distribuidoras brasileiras. Com isso é possível avaliar os níveis de penetração das funcionalidades de automação e realizar uma primeira abordagem de requisitos de TIC para atender essas funcionalidades.
- **2ª ETAPA: Caracterização dos Clusters**: A partir dos conjuntos de unidades consumidoras da Aneel, utilizados para a definição e controle de metas de qualidade de

serviço, das taxas de penetração inicial das funcionalidades definidas na etapa anterior e também de elementos complementares (taxa de crescimento, perdas comerciais e custo de Energia Não Distribuída (END)[36]), são elaborados os 30 clusters que representam as redes iniciais incluindo diversidades regionais, entre e intra empresas, expressando o estado atual das redes brasileiras.

- **3ª ETAPA: Plano de Implementação de Automação em RIs**: A última etapa consiste na elaboração de um plano de expansão da automação visando à implementação de RIs nas distribuidoras brasileiras, a partir de definição de cenários, estabelecimento de hipóteses complementares para o cálculo de custo/benefício e projeções dos clusters, com o objetivo de definir a expansão agregada da automação em RIs. Os resultados das projeções determinam os requisitos de infraestrutura de TICs necessários para suportar as funções de automação, bem como consideram as demandas de DG e a oferta de infraestrutura de medição.

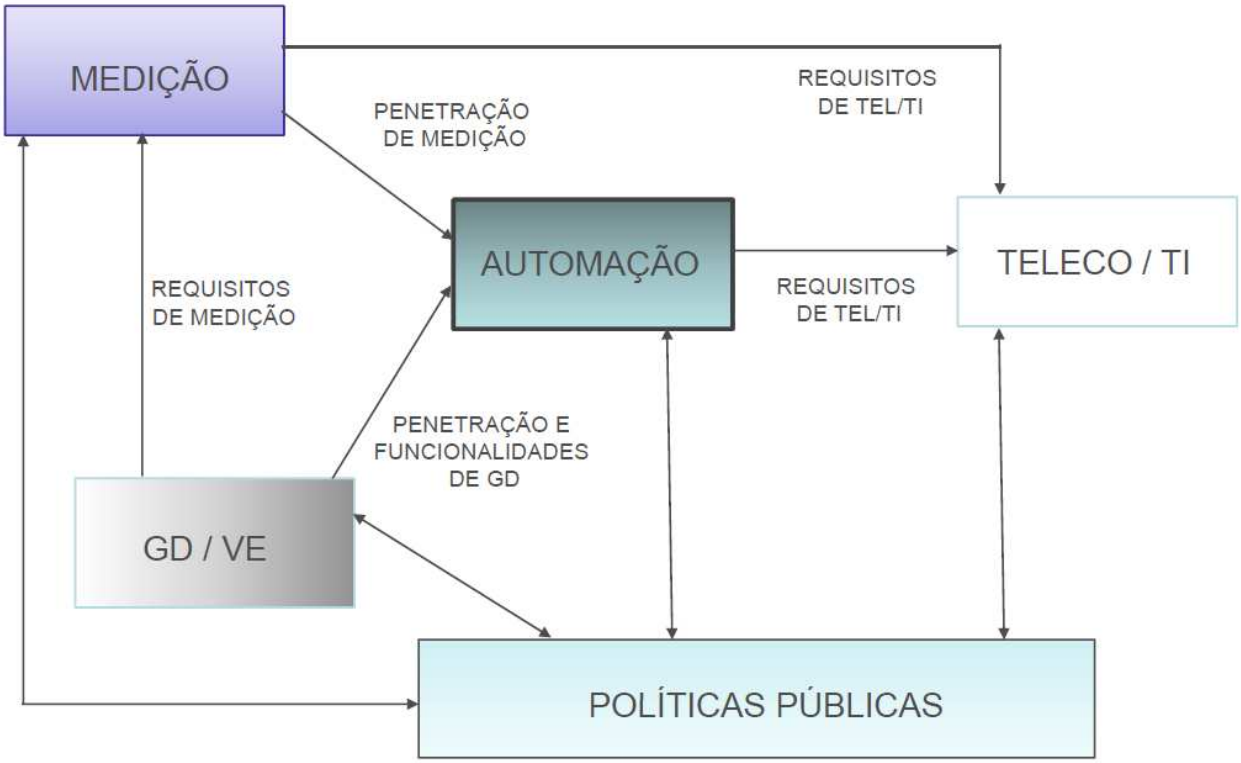


(Fonte: adaptado de (KAGAN et al., 2013))

Figura 122 - Fluxograma da Metodologia.

[36] Energia Não Distribuída, ou END, é a energia que deixa de ser consumida quando um consumidor sofre um desligamento não previsto, numa situação de blecaute.

A Figura 123 a seguir apresenta o inter-relacionamento das áreas, e correspondentes blocos de pesquisa do projeto de P&D, relativos à Medição, Automação, DG/EV, TIC e Políticas Públicas, tendo por objetivo a integração dos resultados.



(Fonte: adaptado de (KAGAN et al., 2013))

Figura 123 - Fluxograma de integração entre os blocos de pesquisa do projeto de P&D.

E.2 Funcionalidades de Automação da RI

Neste item, são definidas as funcionalidades de automação consideradas como integrantes do conceito de RIs e que deverão ter sua aplicabilidade avaliada durante a definição da evolução pretendida.

As funcionalidades são caracterizadas através de uma descrição geral das funções esperadas, da definição de como e em quais motivadores as funções de automação incidirão e das relações entre os elementos de rede e de TICs necessários à execução de cada funcionalidade. A divisão das funcionalidades foi realizada de acordo com os seguintes segmentos do setor de distribuição:

- Subestações de Distribuição;
- Sistema de Distribuição em Média Tensão; e
- Sistema de Distribuição de Baixa Tensão.

Serão apresentadas aqui, com mais detalhes, apenas as funcionalidades de automação do sistema de distribuição de baixa tensão, foco de interesse para CE no consumo final. As outras funcionalidades serão apenas tabuladas para efeito de conhecimento.

As funcionalidades de automação aplicadas às subestações de distribuição são, em geral, bem conhecidas e com alto grau de penetração nas empresas distribuidoras brasileiras. Porém, além de nem todas as empresas terem implantadas estas funcionalidades já consolidadas, outras mais elaboradas vêm sendo viabilizadas como fruto do avanço tecnológico recente. A Tabela 25 apresenta as funcionalidades, consolidadas e inovadoras que, em seu conjunto, podem caracterizar o ambiente de RIs:

Tabela 25 - Funcionalidades de Automação de Subestações de Distribuição.

Descrição
Monitoramento de Carregamento
Telecomando de Equipamentos
Transferência Automática de Carga Entre Transformadores
Sistema Automático de Rejeição de Carga
Ajuste Remoto dos Dispositivos de Proteção
Esquemas Lógicos de Proteção e Controle
Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos
Análise Automática de Oscilografia Para Diagnóstico de Ocorrências

(Fonte: adaptado de (KAGAN et al., 2013))

As funcionalidades de automação aplicadas às redes de média tensão são pouco aplicadas no SEB, sobretudo em regiões afastadas dos grandes centros urbanos. Porém, há forte tendência de avanço neste setor, impulsionado pelos avanços tecnológicos verificados nos dispositivos microprocessados e nas alternativas de infraestrutura de TICs. A Tabela 26 a seguir apresenta as funcionalidades de automação de redes de média tensão que, em seu conjunto, podem caracterizar o ambiente de RIs:

Tabela 26 - Funcionalidades de Automação de Redes de Média Tensão.

Descrição
Monitoramento de Carregamento ao Longo do Alimentador
Telecomando de Equipamentos de Manobra
Localização de Defeito – Nível I (Chaves e Religadores)
Localização de Defeito – Nível II (Chaves, Religadores, Leitura Automática de Medição (AMR do inglês *Automatic Metering Reading*) e/ou Localizadores de Falta Monitorados)
Isolamento Automático do Trecho em Falta e Recomposição dos Demais (*Self-Healing*) - Nível I (Automação Local)
Isolamento Automático do Trecho em Falta e Recomposição dos Demais (*Self-Healing*) - Nível II (Automação Central)
Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos
Controle de Tensão/Potência Reativa [VAR]
Reconfiguração Automática para Gerenciamento dos Índices Técnicos
Monitoramento de "*Power Quality*"

(Fonte: adaptado de (KAGAN et al., 2013))

As funcionalidades de automação aplicadas às redes de baixa tensão, assim como as de média tensão, também são pouco aplicadas no SEB, não só por questões de limitação tecnológica, mas também por falta de regras regulatórias que estabeleçam a dinâmica concessionária/consumidor exigida por tais funcionalidades. Porém, a tendência é que tais entraves sejam superados e a aplicação de tais funcionalidades seja uma realidade já em médio prazo. A Tabela 27 apresenta as funcionalidades de automação de redes de baixa tensão que, em seu conjunto, podem caracterizar o ambiente de RIs:

Tabela 27 - Funcionalidades de Automação de Redes de Baixa Tensão.

Descrição
Resposta da Demanda
Rejeição de Carga pela Baixa Tensão

(Fonte: adaptado de (KAGAN et al., 2013))

A seguir serão detalhadas as funcionalidades supracitadas na Tabela 27 de forma a caracterizá-las quanto a sua complexidade e princípios operacionais.

- **Resposta da Demanda**: Esta funcionalidade consiste em prover o consumidor de informações que incentivem hábitos de consumo com o intuito de adequar a curva de carga a uma situação favorável ao dimensionamento e desempenho eficiente do sistema elétrico. No projeto de P&D, a informação considerada para a obtenção desta funcionalidade consiste em tarifação dinâmica, onde a variação da tarifa é função das condições operativas do sistema; por exemplo, em situações de risco de desligamentos por sobrecarga, o valor

da tarifa deve ser majorado, e vice-versa. A viabilização desta funcionalidade depende da implementação de sistema AMI, com fluxo de informações nos dois sentidos, uma vez que será necessária a aquisição dos dados de consumo e envio aos consumidores dos sinais tarifários necessários à modulação da curva de carga.

- **Motivadores**: Os *drivers* impactados por esta funcionalidade são:

  Confiabilidade: a utilização de tarifação dinâmica em função das condições de carregamento do sistema possibilita a concessionária o gerenciamento dos riscos envolvidos nas políticas de carregamento dos ativos. A definição dos níveis aceitáveis de carregamento envolve estudos de análise de risco, de forma a promover a relação ótima entre aproveitamento dos ativos e qualidade do serviço prestado. Este gerenciamento propicia melhora da confiabilidade do sistema, uma vez que oferece ferramenta para o combate a sobrecargas excessivas no sistema de distribuição.

  Gestão de Ativos: o sistema elétrico é dimensionado para atendimento do pico de demanda devido à impossibilidade de prestação de serviço degradado em situações específicas (como acontece, por exemplo, no setor de telecomunicações). Assim, curvas de carga com baixo fator de carga (demanda máxima muito superior à demanda média) resultam em ativos subutilizados na maior parte do tempo e, consequentemente, esforços de investimento elevados. Com a modulação da curva de carga e consequente aumento do fator de carga, consegue-se melhor aproveitamento dos ativos, além de esforços de investimento reduzidos para atendimento do mesmo mercado.

- **Rejeição de Carga pela Baixa Tensão**: Esta funcionalidade consiste em corte seletivo de carga, realizado através de comando enviado ao medidor inteligente instalado no consumidor, em situações onde as condições operativas do sistema apontam para riscos de desligamentos por sobrecarga. A funcionalidade aqui descrita contempla a rejeição de carga em função de carregamento crítico dos elementos de rede, instalados fora da subestação.

  - **Motivadores**: Os *drivers* impactados por esta funcionalidade são:

    Confiabilidade: esta funcionalidade evita desligamentos totais da subestação por sobrecarga verificada nos equipamentos. Em situações onde o carregamento, por um motivo específico, atinge níveis críticos capazes de sensibilizar os dispositivos

de proteção, o corte seletivo de carga propicia um alívio imediato de forma a permitir apenas o corte de um número reduzido de consumidores.

Gestão de Ativos: O corte seletivo de cargas evita que os equipamentos sejam submetidos a níveis contínuos de carregamento capazes de acelerar demasiadamente sua perda de vida útil. Dessa forma, esta funcionalidade pode ser utilizada como forma de gestão dos ativos, uma vez definida, por exemplo, a perda de vida máxima desejada para os equipamentos.

E.3 Custo-Benefício das Funcionalidades de Automação da RI

Os custos e os benefícios correspondentes a cada um dos grupos de funcionalidades de automação são avaliados por meio de expressões que computam, do lado do custo, o valor econômico das instalações e equipamentos associados e do lado do benefício, as melhorias nos aspectos motivadores das RIs, expressos em valor econômico ou por figuras de mérito quando a intangibilidade da melhoria impõe.

O custo é composto de parcelas referentes à:

- Automação: componentes do sistema elétrico que devem ser instalados para se obter cada funcionalidade e correspondentes Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs do inglês *Intelligent Electronic Devices*);
- Telecomunicação: instalações de infraestrutura de telecomunicações necessárias para suportar a funcionalidade, quando for o caso;
- Tecnologia da Informação (TI): instalações de infraestrutura de TI necessárias para suportar a funcionalidade, quando for o caso;
- Medição: instalações de infraestrutura de medição junto aos consumidores, necessárias para suportar a funcionalidade, quando for o caso.

As funcionalidades de Automação demandam suporte de infraestrutura do ambiente de TI, de telecomunicação e de medição nos quais estão inseridas, requerendo, conforme a natureza da funcionalidade:

- Infraestrutura de TI necessária para as funções especificadas em cada grupo de funcionalidades;

- Infraestrutura de telecomunicação necessária à viabilização do fluxo de informações demandado por cada funcionalidade ou grupo de funcionalidades. Para tanto, foram considerados três níveis de telecomunicação, a saber:
    - Nível Local de Telecomunicação: telecomunicação entre IEDs de equipamentos (tais como: chaves automáticas ou religadores) vizinhos, ou seja, instalados no mesmo alimentador ou em alimentadores vizinhos (comunicação horizontal);
    - Nível Básico de Telecomunicação: telecomunicação que permite a comunicação entre IEDs distribuídos pela rede (subestações, alimentadores e rede secundária) e o Centro de Operação da Distribuição (COD) para a realização de operações manuais, ou seja, sob a ordem do Operador;
    - Nível Avançado de Telecomunicação: telecomunicação que permite a comunicação entre IEDs distribuídos pela rede (subestações, alimentadores e rede secundária) e o COD para a realização de operações automáticas de acordo com comandos advindos de sistemas de TI.
- Infraestrutura de medição necessária à viabilização de determinadas funcionalidades ou grupos de funcionalidades. Para esta categoria, foram considerados dois ambientes de medição:
    - Nível Básico de Medição: sem medição inteligente (medição de tensão, corrente, potência, energia, tarifa dinâmica, corta-religa e comunicação de dados com a central), ou seja, as informações medidas nas entradas dos clientes não estão disponíveis para a utilização nas funcionalidades de automação;
    - Nível Avançado de Medição: com medição inteligente (medição de tensão, corrente, potência, energia, tarifa dinâmica, corta-religa e comunicação de dados com a Central), sendo as informações supracitadas disponibilizadas para utilização nas funcionalidades de automação.

Cabe ressaltar, ainda, que há funcionalidades que exigem, como pré-requisito, a presença de outra(s), ou seja, deve haver ordem de precedência de instalação da funcionalidade, como por exemplo: a funcionalidade de telecomando deve ser precedida da funcionalidade de monitoramento.

A seguir, são apresentados os custos e benefícios, presentes nesse projeto de P&D, associados à rubrica automação apenas para o segmento do sistema de distribuição em baixa tensão considerado neste projeto, qual seja, automação de redes secundárias:

- **Funcionalidade Resposta da Demanda**
    - Custo Envolvido:
        - Sensores de tensão, de reativos e IEDs para processar ações de corte seletivo de carga em consumidores de baixa tensão.
        - Infraestrutura de Telecomunicação: esta funcionalidade exige o Nível Avançado de Telecomunicação, ou seja, requer o estabelecimento de canal de comunicação entre a subestação e o COD para a execução de ações automáticas.
        - Infraestrutura de Medição: Esta funcionalidade exige o Nível Avançado de Medição.
        - Infraestrutura de TI: para a viabilização da funcionalidade supracitada faz-se necessária a implantação dos módulos de TI relacionados.
    - Benefício:
        - O benefício é advindo da diminuição do custo operacional devido à melhoria do fator de carga e de interrupção evitada. Os fatores considerados na definição deste benefício estão apresentados na Tabela 28.
- **Funcionalidade Rejeição de Carga Pela Baixa Tensão**
    - Custo Envolvido:
        - Sensores de tensão, de reativos e IEDs para processar ações de corte seletivo de carga em consumidores de baixa tensão.
        - Infraestrutura de Telecomunicação: esta funcionalidade exige o Nível Avançado de Telecomunicação, ou seja, requer o estabelecimento de canal de comunicação entre a subestação e o COD para a execução de ações automáticas.
        - Infraestrutura de Medição: Esta funcionalidade exige o Nível Avançado de Medição.
        - Infraestrutura de TI: para a viabilização da funcionalidade supracitada faz-se necessária a implantação dos módulos de TI relacionados.

- Benefício:
  - O benefício é advindo da diminuição do custo operacional devido à melhoria do fator de carga e de interrupção evitada. Os fatores considerados na definição deste benefício estão apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 - Benefícios das Funcionalidades de Automação nas Redes Secundárias de Distribuição.

Funcionalidade	Confiabilidade	Eficiência Operacional	Gestão de Ativos	Perdas Não Técnicas
Resposta da Demanda	Não se Aplica	Redução de investimentos em expansão	Redução de perdas técnicas	Não se Aplica
Rejeição de Carga Pela Baixa Tensão	Redução das transferências de carga entre transformadores	Não se Aplica	Redução de perdas técnicas	Não se Aplica

(Fonte: adaptado de (KAGAN et al., 2013))

Tendo em vista que os resultados desse projeto não apresentam de forma individual o impacto de cada funcionalidade na análise de custo/benefício, não é possível apresentar aqui valores monetizados para as funcionalidades de resposta da demanda e de rejeição de carga pela baixa tensão.

Fica evidente que esse projeto focou seus resultados na obtenção de benefícios para as concessionárias de distribuição, e não para o consumidor, que seria o maior interessado em conseguir CE utilizando-se dessas duas funcionalidades, tendo em vista a possibilidade de redução da sua fatura de energia. Isso leva à questão de por que o atual modelo regulatório não incentiva as distribuidoras a adotarem de forma ampla iniciativas de CE. Nesta tese isso é explicado de forma mais detalhada e é apresentado uma possibilidade de modelo regulatório para o mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil, para que a CE entre de forma positiva na sua equação de remuneração.

Anexo F - Principais Ações de Eficiência Energética do PNEf Conforme a Categoria

Conforme apresentado no capítulo 3 desta tese, o PNEf (MME, 2011) é dividido em 17 capítulos, sendo que essa divisão foca os dois tipos de ações possíveis, o progresso autônomo e o induzido, abordando principalmente o uso final da energia elétrica e do consumo de combustíveis para a área de transportes.

Cada capítulo do PNEf busca, após análise da contextualização de cada tema, linhas de ações que propõem uma série de iniciativas que devem ser implementadas como forma de se alcançar os objetivos levantados pelo PNE 2030. Podem-se classificar essas linhas de ações em cinco categorias: Arcabouço de Suporte à EE, EE no Setor Privado, EE no Setor Residencial, EE no Setor Público e EE no Setor de Transportes. Segue um resumo das principais ações conforme a categoria

F.1 Arcabouço de Suporte à EE no PNEf

Para a categoria Arcabouço de Suporte à EE temos os destaques:

- **Legislação e regulamentação de EE no Brasil** – Desde o início dos anos 1980 o Brasil criou, diante das diversas crises de energia, programas que buscaram a EE. Dos programas criados subsistem hoje o Procel, o Conpet, o PBE e o PEE e mais recentemente, antes do próprio PNEf, a Lei da Eficiência Energética (Lei nº 10.295 de 17/10/2001) que veio dar suporte a esses vários programas. O marco legal brasileiro em Eficiência Energética é assim vasto e estabelece atribuições para os principais organismos governamentais, define fontes estáveis de recursos e determina medidas voluntárias e compulsórias. Todavia, alguns aspectos essenciais ainda carecem de aperfeiçoamento, sendo as linhas de ações propostas que se sobressaem no PNEf:
    - Assegurar fontes perenes e estáveis para o fomento às ações de EE;
    - Analisar alternativas de novos estímulos aos investimentos em EE pelas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, mediante estudos de aperfeiçoamento da regulação, incluindo mecanismos como DSM, “tarifa amarela” e possibilidade de projetos pelo lado da oferta no PEE da Aneel;

- Estudar a pertinência de mecanismos como "Leilões de Eficiência Energética", onde as empresas venderiam seu potencial de redução e teriam uma receita antecipada para investir em projetos correlatos a EE. No Leilão de EE, por exemplo, os vendedores poderiam ser as ESCOS ou o próprio consumidor;
- Contemplar programas para eficiência de energia térmica, principalmente nas indústrias que consome este tipo de energia;
- Estudar a possibilidade de que o processo de seleção de projetos a serem incluídos nos PEEs das concessionárias seja submetido à consulta pública, permitindo que, por critérios objetivos e mensuráveis, sejam priorizados aqueles com maior interesse público.

Em análise prévia dessas linhas de ações destacadas é importante observar que, primeiramente, o PNEf considera como estáveis as fontes de recursos para EE, sendo as principais fontes, a Reserva Global de Reversão (RGR), os montantes de obrigações das empresas de energia elétrica advindos da aplicação da Lei nº 9.991, de 24/07/2000, os Fundos Setoriais, com destaque para o de Energia (CT-Energ), e a linha de crédito Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética (PROESCO) do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), mas com a recente publicação da Medida Provisória nº 579 , de 11/09/2012, a RGR deixou de ser recolhida dos consumidores de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2013. Os recursos da Lei nº 9.991 somam em média um valor anual de apenas R$ 385 milhões e os recursos do CT-Energ, cuja origem é também essa mesma lei, somam anualmente somente em torno de R$ 350 milhões, e tendo em vista a burocracia junto ao BNDES para se utilizar os pífios recursos do PROESCO, a hipótese preconizada pelo PNEf apresenta grandes problemas, pois os valores disponíveis são evidentemente insuficientes frente às medidas necessárias de EE.

Quanto às demais ações destacadas, entende-se como importantes e algumas já estão em vias mesmo de serem implementadas. É o caso, por exemplo, do que o PNEf chamou de "tarifa amarela", que foi recentemente regulada pela Aneel, como tarifa branca dentro dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) através da REN Nº 435 (ANEEL, 2011c), que visa oferecer a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores. Esta tarifa, ainda sem aplicação, só começará a valer quando as distribuidoras substituírem os medidores eletromecânicos de energia pelos eletrônicos, indo ao encontro do conceito de RI. Já os Leilões de EE e DSM, ainda não existe

no Brasil qualquer legislação ou regulamentação vigente. Quanto ao PEE regulado pela Aneel, prevê-se no mesmo a seleção pública de projetos, o que irá contemplar em parte o que foi apontado na ação do PNEf, manterá no entanto a proibição de projetos pelo lado da oferta.

- **Procel e Conpet** – O Procel foi criado em 1985 e é coordenado pelo MME e operacionalizado pela Eletrobras com o objetivo de promover a racionalização da produção e do consumo de energia elétrica, para que se eliminem os desperdícios e se reduzam os custos e os investimentos setoriais. O Programa é constituído por diversos subprogramas, dentre os quais se destacam ações nas áreas de IP, industrial, saneamento, educação, edificações, prédios públicos, gestão energética municipal, informações, desenvolvimento tecnológico e divulgação. O Conpet, criado em 1991, tem como objetivo incentivar o uso eficiente de combustíveis no transporte, nas residências, no comércio, na indústria e na agropecuária, promovendo a economia de combustível e a redução na emissão de poluição e de gases associados ao efeito estufa. Vinculado ao MME e coordenado por representantes de órgãos do Governo Federal e da iniciativa privada, o Conpet é implementado pela Petrobras, que é responsável pelas ações e fornece os recursos técnicos, administrativos e financeiros necessários ao Programa. Para esses programas as linhas de ações propostas que se sobressaem no PNEf são:
    - Estabelecer mecanismos de incentivo para substituição de equipamentos como fogões, geladeiras e veículos leves muito antigos, por modelos mais eficientes;
    - Promover a convergência dos projetos e programas do Procel e do Conpet, propondo sistemática de integração;
    - Fortalecer e valorizar as atividades de M&V.

Uma primeira análise aponta que os dois programas, apesar de trabalharem com fontes diferentes de energia, o Procel focado mais na energia elétrica e o Conpet mais em combustíveis, atacam diretamente usos finais do dia a dia dos consumidores, podendo usos finais térmicos ter impacto diretamente no consumo dos elétricos, podendo-se assim promover uma EE conjunta. No entanto, tanto o PNEf quanto o PNE 2030 desconsideram a introdução de Veículos Elétricos e Híbridos Plugáveis (PHEV do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicles*), e não observam os impactos decorrentes desse potencial mercado, seja com a consequente redução do consumo de combustíveis líquidos, seja com o aumento do consumo elétrico dessas novas cargas. PHEVs

exigirão muito das redes de distribuição de energia elétrica, o que é demonstrado no Capítulo 4 desta tese.

Já o fortalecimento de M&V é fundamental para todas as MEEs, pois isso é o que irá garantir que, primeiro, os resultados de EE estão corretos e segundo, os objetivos de montante de conservação de energia do PNE 2030 foram alcançados.

- **PBE** – O Programa Brasileiro de Etiquetagem foi oficialmente criado em 1984, e visa a prover os consumidores de informações que lhes permitem avaliar o consumo de energia dos equipamentos eletrodomésticos e selecionar, na sua decisão de compra, aqueles de maior eficiência em relação ao consumo, possibilitando reduzir investimentos governamentais em novas unidades geradoras e redução do consumo para a população em geral. Os produtos regulamentados pelo PBE são inicialmente implementados na forma voluntária e, gradativamente, passam a ser de caráter compulsório. É o Inmetro, através de seus laboratórios, quem realiza a avaliação dos diversos equipamentos quanto à conformidade do consumo de energia elétrica, ensaiando os mesmos e classificando-os de acordo com seus níveis de consumo. Para o PBE os destaques das linhas de ações propostas no PNEf são:
    - Promover estudo visando mapear os produtos, processos e serviços de maior impacto na matriz energética ou com os maiores potenciais de economia, visando priorizá-los e definir modalidade de avaliação da conformidade mais adequada para cada caso;
    - Estudar a inclusão de Bens de Capital nos equipamentos a serem cobertos pelo PBE;
    - Mensurar o impacto na economia de energia e os benefícios gerados pelo Programa, considerando a vinculação do PBE com os selos Procel/Conpet e a Lei de Eficiência Energética;
    - Estabelecer, diante das metas apresentadas no PNE 2030, a compulsoriedade para outros programas considerados estratégicos pela sociedade.

É importante observar que aqui, e ao longo de todo o PNEf, não são apresentados os potenciais de conservação de energia das MEEs consideradas, muito menos uma estimativa de quanto custaria tal solução.

- **Programas educacionais e de P&D em EE** – Aqui o objetivo, de forma geral, é discutir ações na área de Educação de forma a Estimular mudança cultural, por meio da aplicação

dos conceitos de Política Ambiental, Conservação e Eficiência Energética e Racionalização de Energia, Responsabilidade Social e Sustentabilidade, visando ao uso responsável da energia, dos recursos do planeta, a proteção ao meio ambiente e ao clima. E na área de P&D fazer considerações sobre necessidades de pesquisa na área de EE, enfocando formas de atuação e prioridades. Nesse contexto, as linhas de ações de destaque propostas no PNEf são:

- Desenvolvimento de políticas públicas e de articulações com instituições que possam aumentar o impacto das ações do programa: Ministério da Educação (MEC), Universidades, Aneel, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Concessionárias, Secretarias de Educação, Secretarias de Meio Ambiente, dentre outras;
- Disseminar aos alunos da Educação Básica sobre a importância da aplicação dos conceitos em EE para o desenvolvimento sustentável do planeta e a consequente redução dos impactos socioambientais nos processos de geração, transmissão e distribuição de energia;
- Ampliar a articulação com instituições de ensino para inserção do tema EE nos currículos de cursos técnicos, engenharia, arquitetura, além de disseminar em outras áreas com potencial para desenvolver e fazer a gestão do tema nas empresas, organizações privadas ou públicas e empreendimentos, entre outros;
- Incluir no Procel e Conpet, na área de educação, as linhas de atuação "Eficiência Energética na Educação Básica", "Eficiência Energética na Formação Profissional (níveis técnico e superior)" e "Rede de Laboratórios e Centros de Pesquisa em Eficiência Energética";
- Promover a Capacitação de professores da Educação Básica, Ensino Técnico e Ensino Superior em EE através de cursos de especialização no tema;
- Estabelecer parcerias com agentes como: CNPq, FAPESP, FAPESPA, FINEP, CNI, CNT, CNC, entre outros, para financiamento de pesquisas, de cunho educacional, para EE;
- A pesquisa em EE, além do foco em desenvolvimento tecnológico, pode ter como objeto de estudo formas de gerenciamento de energia, metodologias de M&V,

melhorias em modelagem de sistemas, desenvolvimento de ferramentas para análise do desempenho de sistemas e processos de conversão de energia, etc.;

- Promover o aumento de recursos humanos nas questões de P&D, usando como mecanismos, por exemplo, promoção de cursos de mestrado profissional em EE; estimulo de monografias, dissertações e teses na área de EE pela concessão de financiamentos e prêmios.

F.2 EE no Setor Privado no PNEf

Para a categoria EE no Setor Privado temos os destaques:

- **EE para os setores da indústria e de micro, pequenas e médias empresas (MPME)** – aqui o PNEf apresenta um resumo da utilização de todos os tipos de energia no setor industrial, incluindo energia elétrica, dados esses do Balanço Energético Nacional 2010 (BEN 2010). Diante deste quadro o PNEf esperava que a prática da EE fosse uma ação natural adotada pelos agentes setoriais. No entanto, isto não vem ocorrendo na intensidade desejada e uma ação mais efetiva se faz necessária para, de fato, se inserir a EE como um instrumento de competitividade. Constata ainda que dos projetos já realizados na indústria, a predominância é para economia de eletricidade, sendo que 19% das ações envolveram troca de motores, 20% melhorias em sistemas de iluminação e 8%, melhorias em sistemas de ar comprimido. E identifica também que apenas 6% dos projetos envolvem otimização de processos térmicos. De forma geral o potencial técnico levantado para redução do consumo total de energia (eletricidade e combustível) da indústria é de 25,7%, sendo que desse total 82% correspondem às medidas relacionadas aos combustíveis, em especial nos usos de fornos e caldeiras, e 14% corresponde ao potencial de economia de energia elétrica e concentra-se em sistemas motrizes. Outro dado é a falta de especialistas em eficiência no setor, tanto nos processos industriais quanto em relação aos equipamentos empregados. Já no universo do setor de MPME estão incluídos mais de 7.000.000 de empresas compreendendo setores da indústria, comércio, serviços em geral e agronegócio. Nessas empresas não se acompanha sistematicamente o consumo de energia, não se preocupando em obter informações sobre consumo específico, possíveis perdas de energia e prejuízos

financeiros com essas perdas. Aqui o potencial identificado é em média de 30% de economia de energia. Diante desse quadro o PNEf apresenta algumas linhas de ações, dentro dessas linhas seguem alguns destaques:

- Necessidade de equipes multidisciplinares para tratar das questões de EE;
- Criar mecanismos que estimulem e conscientizem as empresas, indústrias ou empreendimentos a contratar serviços de consultoria, ou apoio de uma organização, empresa ou especialista em EE;
- Elaborar, em parceria com o Setor Industrial, programas focados na eficientização de processos térmicos industriais e em projetos de cogeração;
- Incentivar as empresas a promoverem cursos de capacitação de curta duração para questões específicas envolvendo EE, procurando pelas universidades ou instituições de ensino superior que tenham profissionais especialistas no assunto;
- Estudar a pertinência de mecanismos como "oferta de redução de consumo" e "certificados de redução de consumo", a serem emitidos por empresas que implantem programas de EE;
- Promover a criação de Comissões Internas de Conservação de Energia (CICEs), nos moldes da ISO 50.001[37], para a concepção e estruturação de projetos de EE;
- Fomentar o aprimoramento das ferramentas de gestão existentes, incluindo os softwares de gestão energética, para que incorporem os conceitos contidos na norma ISO 50.001;
- Desenvolver ações de EE (capacitação, treinamento, financiamento, etc.) em polos de empresas que representem vocação econômica de determinada região, como tecelagem, moveleiro, leiteiro, metalomecânica, dentre outros. Pode-se, com isso, obter ganho de escala e foco na difusão das informações.

Percebe-se pelo apresentado que, de forma geral, a indústria subestima as ações possíveis para se obter EE, em especial na energia elétrica. Isso também está demonstrado no PNE 2030 e no PNEf. Ambos os documentos focam principalmente no uso final força motriz e o gerenciamento

[37] A ISO – *International Organization for Standardization* publicou a norma ISO 50001:2011 "*Energy management systems – Requirements with guidance for use*" (Sistemas de gestão de energia – requisitos e orientações para utilização em tradução livre), que fornece uma base para as organizações demonstrarem que implementam um sistema eficaz, não só para atingir melhorias no seu próprio desempenho energético, como também para comprar produtos e serviços energeticamente eficazes e incorporar desenvolvimentos para a melhoria do desempenho energético.

energético é marginalizado, sendo considerado apenas um potencial de 3% de redução com sua utilização no PNE 2030, e mesmo assim esse gerenciamento consiste mais em mudanças de hábitos, troca de turnos, etc., desconsiderando gerenciamento e controle de demanda.

F.3 EE no Setor Residencial no PNEf

Para a categoria EE no Setor Residencial temos os destaques:

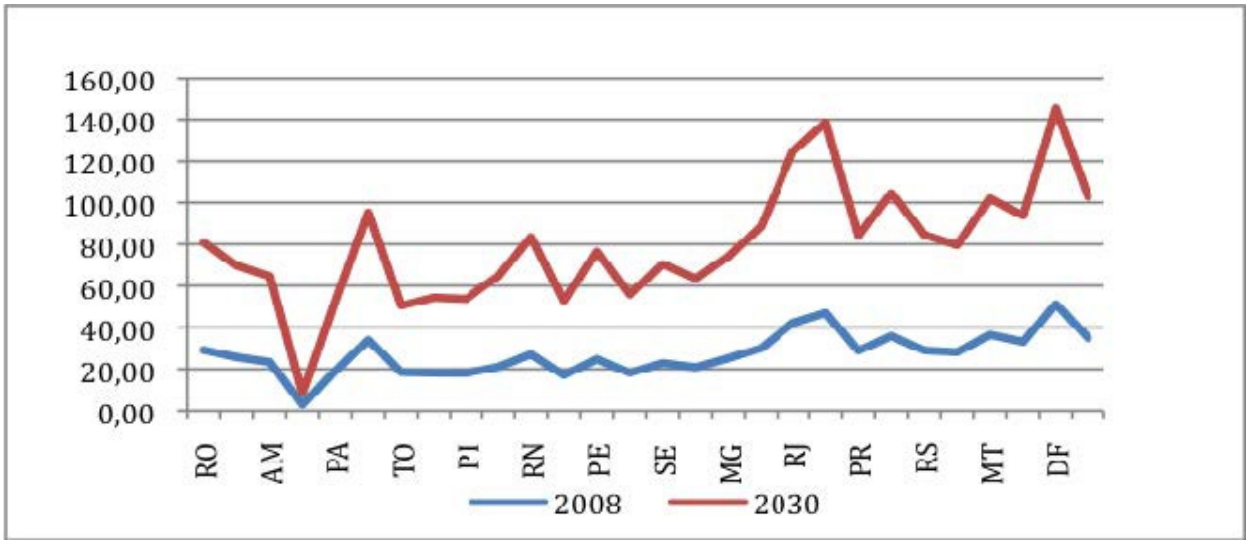
- **EE em edificações** – por focar em todo tipo de edificação, as oportunidades aqui identificadas se aplicam amplamente a residências. Aqui o PNEf mostra que as edificações, em sua função básica de abrigo para o homem, têm como um de seus objetivos a promoção de um ambiente interno confortável para o usuário. A definição de conforto abrange as variáveis térmicas, visuais, acústicas e de qualidade do ar. Neste sentido, cabe ao edifício amenizar os climas severos ou proporcionar ambientes tão confortáveis quanto o ambiente externo, em climas amenos. Entretanto, a garantia do conforto humano, nesse caso, foi, e ainda é, obtida por mecanismos artificiais, frutos do crescente desenvolvimento tecnológico advindo da Revolução Industrial. A nova proposta, chamada de desenvolvimento sustentável, é aquela que valoriza o processo construtivo que empregue soluções passivas para promoção do conforto do usuário diminuindo a necessidade de aporte extra de recursos nos sistemas de iluminação e climatização. Conforto ambiental e EE são, portanto, premissas do novo modelo construtivo. Conforme o Procel Edifica (programa criado pelo Procel voltado para edificações), estima-se um potencial de redução de consumo de aproximadamente 30% com implementação de ações de EE nos sistemas de iluminação, ar condicionado e intervenções arquitetônicas na envoltória no que diz respeito às edificações existentes. Este percentual se eleva para 50% em edificações novas. A proposta do Procel Edifica, a exemplo do PBE, é promover a etiquetagem de edificações, permitindo que o comprador do imóvel leve em conta a EE da edificação, e que o dono do imóvel atual implemente iniciativas que reduzam o consumo de energia sem reduzir seu conforto. Assim, dentre as linhas de ações que o PNEf apresenta tem-se:
    - Criar um programa de formação de especialistas em isolação térmica para os profissionais que atuam em conservação e EE;

- Implementar cursos de extensão para disseminação do processo e da metodologia de etiquetagem de edificações nas Escolas de Engenharia e Arquitetura, através de profissionais qualificados e voltados para atender ao mercado, tanto na fase de projeto quanto na fase de avaliação da edificação;
- Implementar cursos de capacitação em Sistemas de Aquecimento Solar (SAS) para técnicos provenientes e/ou atuantes nas comunidades atendidas pelos programas governamentais de incentivo aos SAS;
- Normalizar e aperfeiçoar métodos e procedimentos de avaliação do desempenho termo energético de produtos, instalações de climatização e sistemas construtivos;
- Desenvolver sistemas computacionais de simulação termo energética amigáveis para simplificar os procedimentos de avaliação das edificações, tanto para os projetos de edificações quanto para os edifícios já construídos, sem negligenciar o conforto térmico dos ocupantes;
- Estabelecer critérios para avaliação periódica de EE das instalações de aquecimento, ventilação e de ar-condicionado, face às usuais variações de carga térmica e a perda de eficiência desses sistemas e equipamentos decorrente do tempo de uso;
- Estimular a instalação de sistemas de aquecimento solar e a gás em habitações, considerando a demanda de energia para aquecimento de água e o potencial de redução do consumo de energia elétrica, por meio de incentivos econômico-financeiros;

As linhas de ações destacadas demonstram, mais uma vez, que não existe tanto no PDE 2030 quanto no PNEf uma preocupação muito grande em focar na gestão da energia elétrica por parte do consumidor dessa energia. Tenta-se sempre atacar o problema do ponto de vista dos equipamentos e instalações, perdendo-se a oportunidade de, sem alterar equipamentos e estrutura física, se gerenciar o consumo, ou até mesmo, tornar mais inteligente esse gerenciamento, seja em nível local, nos próprios equipamentos, seja em nível global, olhando a instalação como um todo. É claro que não se pode negar aqui o grande potencial de EE através da substituição no uso final, assim, lâmpadas são substituídas por iluminação natural, chuveiros elétricos são substituídos por aquecimento solar, e conforme o material que se usa na envoltória da edificação, economiza-se em potência do ar-condicionado. Mas mesmo diante dessas possíveis substituições, uma lâmpada pode ser esquecida ligada, um ar-condicionado pode estar com a temperatura programada de forma

inadequada e o aquecimento solar de água pode levar a um maior consumo da própria água. Defende-se assim que o DSM seja ainda incentivado.

- **Programas de EE em aquecimento solar de água** – nesse ponto o PNEf procura traçar um diagnóstico e lançar as bases para um programa de aceleração do uso do aquecimento solar no Brasil. Como justificativa para o uso do aquecimento solar de água o PNEf aponta o que é bastante conhecido do setor elétrico, o fato de a instalação do chuveiro elétrico ser simples e de baixo custo inicial, cria condição para que tal equipamento seja largamente disseminado nas residências brasileiras. Entretanto, no longo prazo, sabe-se que essa solução produz no horário de ponta do SEB efeitos indesejados, já que essa carga vem se somar ao horário em que o sistema atinge seu pico máximo de consumo, forçando que a expansão do sistema seja ampliada também para atender esse tipo de carga. No âmbito nacional os chuveiros elétricos representam cerca de 18% do pico de demanda do sistema e 6 % de todo consumo nacional de eletricidade (da ordem de 22 TWh/ano). O PNEf apresenta a Figura 124 reproduzida a seguir com a projeção estadual do consumo dos chuveiros elétricos por domicílio, em 2030.



(Fonte:(MME, 2011))

Figura 124 - Projeção estadual do consumo dos chuveiros elétricos por domicílio, em 2030 (MWh/mês).

O PNEf identifica como barreiras ao crescimento do aquecimento solar:

- Deficiências no desenvolvimento e difusão tecnológica do aquecimento solar;
- Baixa qualificação e confiabilidade dos instaladores;

- Deficiência de Políticas Públicas, incluindo Marco Regulatório, que não estimulam o fortalecimento deste mercado.

Diante disso o PNEf aponta dentre as linhas de ações:

- Capacitar de gestores municipais em normas e legislação de Código de Obras que promovam a utilização de sistemas termossolares;
- Ampliar para o nível nacional, a iniciativa de alguns municípios de incentivos fiscais para residências que utilizem coletores solar;
- Realizar Cursos de Aperfeiçoamento para engenheiros e arquitetos em projetos e aplicações de sistemas termossolares para aquecimento de água;
- Promover a identificação de linhas de projetos de desenvolvimento tecnológico para produção de sistemas termossolares com foco na redução do custo da energia solar produzida, e novas aplicações industriais e serviços que reduzam os custos de produção e melhorem a eficiência global dos atuais sistemas de aquecimento solar;
- Criar um Plano Nacional de Difusão sobre o uso da energia solar térmica e com mecanismos continuados de divulgação da tecnologia e de seus benefícios, considerando as peculiaridades de cada região do país;
- Fomentar desenvolvimento de tecnologias termossolares para aplicação industrial.

F.4 EE no Setor Público no PNEf

A categoria EE no Setor Público foi dividida em três frentes no PNEf, sendo elas prédios públicos, iluminação pública e saneamento. Segue para cada parte os destaques levantados:

- **EE em prédios públicos** – a busca da EE nas edificações públicas tem um papel fundamental como política pública tanto como efeito demonstrativo quanto como indutor do mercado. O Brasil, detentor do Procel, desde 1985, tendo passado por uma crise energética em 2001, tem várias leis e decretos aplicáveis a prédios públicos e várias iniciativas ministeriais, que buscam a racionalização do consumo de recursos energéticos nos prédios públicos. Conforme dados da Aneel e do BEN 2010, os Prédios Públicos contribuíram com 2,8% do consumo total de 426 TWh de energia elétrica do País em 2009. O PNEf estima um potencial de redução de consumo, com implementação de ações de EE,

da ordem de 20%. Desta forma o potencial de economia de energia seria da ordem de 2,4 TWh/ano, potencial este conservador, com intervenções basicamente nos sistemas de iluminação e ar-condicionado. Entre as linhas de ações propostas sobressaem:

- Implantar o Programa Eficiência e Sustentabilidade na Esplanada dos Ministérios, divulgando-o adequadamente em todo país, sensibilizando gestores públicos para replicar práticas que sejam compatíveis com instalações sob sua responsabilidade;
- Estabelecer, progressivamente, mecanismos para restringir projetos de novos prédios públicos que descumpram requisitos mínimos de EE, baseados na metodologia de etiquetagem de edifícios;
- Estabelecer formas de estímulo ao funcionamento das CICEs em prédios públicos, como, por exemplo, estabelecimento de metas de economia, com premiação pelo cumprimento destas. Permitir o uso das economias de energia para celebrar contratos de desempenho.

Aqui também fica evidente a preocupação apenas com os usos finais iluminação e ar-condicionado, e também a envoltória do edifício público. Não se cogita a instalação de controladores de demanda ou gerenciamento inteligente da energia elétrica. Tendo em vista que em novembro de 2009, segundo dados da Aneel, o Brasil possuía 483.282 unidades consumidoras classificadas como do Poder Público, seria importante atentar para um gerenciamento inteligente de todas as cargas através de uma gestão energética pública.

- **EE em iluminação pública** – a IP no Brasil vem aplicando novas tecnologias que aumentam a EE dos sistemas. Para isso existem no âmbito governamental dois programas para o setor: O Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes (Procel Reluz) e o PEE da ANEEL. No entanto hoje, o financiamento do Procel Reluz conta com recursos da RGR, que após a MP nº 579 deverá sofrer alterações importantes que podem impactar negativamente o Procel Reluz, e desde 2005 a ANEEL suspendeu os investimentos do recurso do PEE para IP, devido ao fato de que o consumidor já paga por essa iluminação na tarifa de energia elétrica e, além disso, os recursos do PEE devem ser aplicados apenas no uso final da energia, portanto nas unidades consumidoras da distribuição. O PNEf apresenta uma pesquisa realizada pelo Procel em 2008, com as distribuidoras, apontando a distribuição de lâmpadas utilizadas na IP no Brasil conforme os tipos vapor de mercúrio, vapor de sódio, multivapor metálico, incandescentes, fluorescentes

e outras. Com base nos tipos de lâmpadas existentes, o Plano efetuou estudo de alternativa de substituição, de forma que para cada ponto luminoso tenha-se um fluxo luminoso equivalente ou superior ao existente, e que sejam cumpridos os requisitos da norma NBR 5101 – Iluminação Pública. Para os tipos vapor de mercúrio, incandescente e mista, num total de 5.193.375 pontos de IP de diversas potências, o PNEF propõe a substituição por lâmpadas de vapor de sódio de potências menores e fluxos luminosos equivalentes. Com isso o PNEf chega às estimativas apresentadas na Tabela 29 a seguir. Diante desses resultados o PNEf apresenta, entre as linhas de ações as propostas a seguir:

- Criar programa de divulgação do Procel Reluz para as concessionárias de energia elétrica e unidades da federação;
- Promover estudos de viabilidade de criação da indústria nacional de *Light Emitting Diodes* (LEDs) de alta potência para aplicação na IP e demais setores;
- Criar normas brasileiras de ensaios com a tecnologia LED e especificação de requisitos mínimos de desempenho e vida útil;
- Voltar a ser implementado com os recursos da Aneel, considerando que agora a titularidade é da prefeitura e pode haver regressão do estado atual.

Tabela 29 - Dados do cadastro de potencial de economia de energia com substituições na IP.

	Cadastro 2008	Cenário Potencial Técnico (substituições propostas)	Reduções Obtidas
Potência total instalada:	2.425 MW	2.217 MW	208 MW
Consumo total, calculada considerando 4.380h/ano:	10.624 GWh/ano	9.713 GWh/ano	911 GWh/ano
Participação no consumo de energia elétrica:	3,96%	3,62%	0,34%

(Fonte:(MME, 2011))

As ações propostas realmente podem contribuir para o desenvolvimento da EE de IP, e o fato de a Resolução Normativa Nº 414 (ANEEL, 2010c) da Aneel obrigar a transferência sem ônus ao Poder Público Municipal dos ativos de IP, pode ajudar a caracterizar que agora essa carga seria de uma unidade consumidora, apesar de persistir o fato de o consumidor ser cobrado na própria fatura da distribuidora por esse serviço. Mas ainda assim a simples substituição proporciona uma pequena redução em relação ao total da carga consumidora, e aqui, mais do que nunca, cabem medidas de controle e de sensoriamento, como por exemplo, sensor de presença de pessoas para só

se acender a iluminação quando na existência de alguém, ou então a dimerização da intensidade luminosa, com redução do fluxo luminoso nos horários de menor uso.

- **EE no saneamento** – conforme o PNEf, 90% a 95% do consumo de energia elétrica nos sistemas de abastecimento são atribuíveis aos sistemas de bombeamento. A menor parcela é destinada a sistemas auxiliares e à iluminação. Segundo dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS 2007), as despesas com energia elétrica das operadoras do setor atingiram o montante de R$ 2,58 bilhões no ano de 2007, constituindo para a maioria delas a 2ª despesa da pauta de custos operacionais. O consumo de energia elétrica do setor saneamento, nesse ano de 2007, foi 9.812.457 MWh nos sistemas de abastecimento d´água e 598.209 MWh nos sistemas de esgotamento sanitário, totalizando 10.410.666 MWh, e conforme o BEN 2008, o consumo do setor equivaleu a 2,6% do consumo total do país (412 TWh). Esse valor também corresponde a 30,79% do consumo de energia elétrica do setor público em 2007. Portanto é representativo e merece atenção. O PNEf mostra que o potencial de economia de energia elétrica é elevado, principalmente devido a perdas de água por vazamentos nas redes e ramais, além de outros problemas. O PNEf estima um potencial técnico de economia de energia decorrente da redução de perdas reais de águas em 25,19% do consumo do setor, ou seja, 2,62 TWh. São possíveis outros 20% de economia decorrentes de ajustes nos sistemas de bombeamentos, no uso de bombas eficientes, no dimensionamento adequado dos sistemas e ainda no uso de motores eficientes, totalizando assim uma economia de mais 2,08 TWh. Essas perdas são estimadas pelo PNEf como sendo da ordem de R$ 800 milhões por ano. A partir desse levantamento o PNEf traça linhas de ações possíveis, dentre elas seleciona-se:
    - Fomentar o desenvolvimento de cursos e de metodologias de diagnóstico e intervenção nos sistemas de abastecimento de água e esgotamento sanitário, com foco em EE, observando a sinergia entre eletricidade e hidráulica;
    - Promover as medidas de redução de perdas de água em concomitância com as medidas de promoção da EE;
    - Incluir projetos de saneamento no manual dos PEE das Concessionárias, para adesão voluntária, visando diminuir o desperdício de energia e água no bombeamento.

Percebe-se como de muita carência os investimentos em EE no saneamento no Brasil. E entende-se como tímidas as ações propostas pelo PNEf. Mas essa dificuldade advém do fato de que a maioria das empresas de saneamento são estaduais ou municipais e em sua maioria os investimentos são aquém do necessário, vide o fato de que mais de 50% do país ainda carece de saneamento básico. Aqui o mais recomendado seria mesmo apenas a substituição, pois como caixas d´água servem como armazenamento local, a otimização e o controle do carregamento é facilitado e pode ser otimizado para consumir energia elétrica no bombeamento nos horários de menor consumo, como por exemplo, durante a madrugada.

F.5 EE no Setor de Transportes no PNEf

Neste capítulo o PNEf busca fazer um resumo da utilização de energia no setor de transportes, enfocando a intensidade de uso no consumo final e as possibilidades de ganhos de eficiência na sua utilização, assim como a oferta de combustíveis de forma compatível e adequada. Sendo assim a influência no setor elétrico aqui é secundária, e as poucas ações indicadas que o afetam são:

- Promover desenvolvimento tecnológico para melhoria dos motores de veículos, incluindo as opções motores híbridos e elétricos;
- Estudar incentivos como subsídios ou benefícios tarifários para a entrada de veículos elétricos individuais, incluindo também estudos de questões referentes à regulação no setor elétrico.

Fica assim evidente que nem se considera no PNEf as taxas de penetração de PHEVs, muito menos os seus possíveis benefícios e impactos às redes elétricas. É sabido que o custo para se rodar com um PHEV, em termos comparativos quanto ao combustível, é da ordem de 10% do valor de se rodar com um veículo a combustível líquido, se o PHEV chegar ao mercado a um preço competitivo, o consumidor irá optar por essa tecnologia, e isso trará impactos locais às redes de distribuição, principalmente devido ao fato de os transformadores de Baixa Tensão não estarem dimensionados para atender esse potencial aumento repentino de carga.



Sobre o Autor

Márcio Venício Pilar Alcântara nasceu em Goiânia, Brasil, em 1978. Ele recebeu o título de Técnico em Eletrônica pela ETFG (Escola Técnica Federal de Goiás), Goiânia, em 1998 e obteve seu Bacharelado em Engenharia Elétrica da UFG (Universidade Federal de Goiás), Goiânia, em 2003. Obteve também seu título de Mestre em Engenharia Elétrica (Dissertação de Mestrado Nº 1459, na Área de Energia) pela Unicamp (Universidade Estadual de Campinas), Campinas, Brasil, em abril de 2005. Atualmente é Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia Elétrica na Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) e Doutorando em Engenharia Elétrica na Unicamp, com previsão de defesa da tese em julho de 2014. Trabalhou como Engenheiro Eletricista da Companhia Energética de Goiás (CELG). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: Rede Inteligente (*Smart Grid*), Eficiência Energética, Distribuição de Energia Elétrica e Sistemas Inteligentes.

About the Author

Márcio Venício Pilar Alcântara *was born in Goiânia, Brazil, in 1978. He received his Electronic Technician by ETFG (Federal Technical School of Goiás), Goiania in 1998 and earned his Bachelor's Degree in Electrical Engineering from UFG (Federal University of Goiás), Goiania in 2003. Obtained also his Master's Degree in Electrical Engineering (Master's Dissertation Nº. 1459, in the Area of Energy) by Unicamp (University of Campinas), Campinas, Brazil, in April 2005. Currently he is a Regulation Specialist at Aneel (Brazilian Electricity Regulatory Agency) and PhD Student in Electrical Engineering at Unicamp, expected to defend the thesis in July 2014. Worked as Electrical Engineer in the Goiás Energetic Company (CELG). Have experience in Electrical Engineering with emphasis on Power Systems, acting on the following topics: Smart Grid, Energy Efficiency, Power Distribution and Intelligent Systems.*