

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE SISTEMAS DINÂMICOS E ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ESTUDO DAS INTERAÇÕES DO LADO DA DEMANDA
COM O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
CONTEXTO DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES**

ARTUR DA SILVA CARRIJO

FOZ DO IGUAÇU
2013

Artur da Silva Carrijo

**Estudo das Interações do Lado da Demanda com o Mercado
de Energia Elétrica no Contexto das Redes Elétricas
Inteligentes**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu
2013

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca do Campus de Foz do Iguaçu - Unioeste
Ficha catalográfica elaborada por Miriam Fenner R. Lucas - CRB-9/268

C316 Carrijo, Artur da Silva
Estudo das interações do lado da demanda com o mercado de energia elétrica no contexto das redes elétricas inteligentes / Artur da Silva Carrijo.- Foz do Iguaçu, 2013.
67p. : il. : tab. : graf.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos – Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

1. Energia elétrica – Economia de mercado. 2. Redes elétricas inteligentes. 3. Resposta da demanda. 4. Controle homeostático. I. Título.

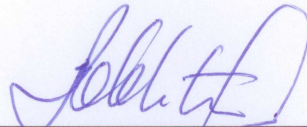
CDU 620.9
621.311

**Estudo das interações do lado da demanda com o mercado de energia elétrica no
contexto das redes elétricas inteligentes**


Artur da Silva Carrijo

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia
de Sistemas Dinâmicos e Energéticos e aprovada pela Banca Examinadora:

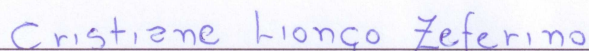
Data da defesa pública: 18/12/2013



Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** (Orientador)
Universidade do Oeste do Paraná – UNIOESTE



Prof. Dr. **Carlos Roberto Mendonça da Rocha**
Universidade do Oeste do Paraná – UNIOESTE



Prof.^a Dr.^a **Cristiane Lionço Zeferino**
Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR

Resumo

O mercado de energia elétrica possui diversos participantes exercendo vários papéis. No contexto das redes elétricas inteligentes, amplia-se o número de agentes participantes e, conseqüentemente, o número, a competição e a complexidade das interações entre eles. A competição permite aos consumidores descobrir e explorar fontes de baixo custo, mas requer do consumidor outras interações além da tradicional relação com a empresa distribuidora. Com a redefinição do papel do consumidor, resultado da participação ativa no processo de equilíbrio entre suprimento e demanda de energia, torna-se necessário identificar suas interações com os demais participantes, tarefas, sistemas, subsistemas e funções, importantes para que contribua ativamente com esse equilíbrio. Estas interações, denominadas interfaces, são caracterizadas pelas informações que os atores comunicam em si para executar suas funções de coleta de informações e tarefas de controle relacionadas ao equilíbrio do mercado. A determinação destas interfaces não é uma tarefa trivial em razão das diversas alternativas de integração do lado da demanda. São possíveis diferentes tipos e combinações de interações entre o fornecedor e seus clientes. Neste trabalho será utilizado como base de discussão um conceito de equilíbrio entre geração e demanda denominado controle homeostático, desenhado inicialmente para um cenário de monopólio verticalmente integrado. Serão estudadas as interações do consumidor utilizando o conceito de controle homeostático ampliado para considerar as funções de controle da demanda e a integração da geração distribuída em um modelo de mercado que permite o empoderamento do consumidor dentro do paradigma das redes elétricas inteligentes.

Palavras-chave: Resposta da Demanda, Redes Elétricas Inteligentes, Mercados de Energia, Controle Homeostático.

Abstract

The electricity market has many participants performing various roles. In the context of Smart Grids, it expands the number of participating agents and, consequently, the number, the competition and complexity of the interactions between them. The competition allows consumers to discover and explore energy sources of low cost but requires the consumer other interactions beyond the traditional relationship with the distribution company (distco). With the redefinition of the role of the consumer as a result of his active participation in the balance between supply and demand of energy, it becomes necessary to identify their interactions with the other participants, tasks, systems, subsystems and functions important to actively contribute to this balance. These interactions, called interfaces, are characterized by information that actors communicate itself to perform its functions of information collection and control tasks related to market equilibrium. The determination of these interfaces is not a trivial task because of the various alternatives for integration of the demand side. Different types and combinations of interactions between the supplier and its customers are possible. In this work will be used as a basis for discussion a concept of balance between generation and demand called homeostatic control, initially designed for a scenario of a vertically integrated monopoly. It will be studied the interactions of the consumer using the concept of homeostatic control expanded to consider the functions of demand control and integration of distributed generation and a market model that allows for consumer empowerment and within the paradigm of smart grids.

Keywords: Demand Response, Smart Grids, Energy Markets, Homeostatic Control.

Agradecimentos

Agradeço e dedico este trabalho aos meus pais, Alair e Márcia, meu irmão Rogério e minha namorada Liliane, cujo apoio, incentivo, confiança e orgulho estiveram sempre presente, apesar da distância geográfica entre nós.

Minha gratidão ao professor Dr. Roberto Lotero pela orientação, pela motivação à pesquisa, dedicação a este trabalho e pela experiência educacional e pessoal muito gratificante.

Agradeço à Itaipu Binacional, em especial à Superintendência de Manutenção, por esta oportunidade de realização e desenvolvimento profissional.

Aos colegas do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos das turmas de 2011 e 2012 que me acompanharam, apoiaram e colaboraram durante esta jornada. A todos os professores e alunos da Unioeste com quem tive a oportunidade de discutir e aprender.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Siglas	xv
1 Introdução	1
2 Evolução da indústria da energia elétrica	7
2.1 Introdução	7
2.2 Sistemas tradicionais de atendimento da demanda de energia elétrica	8
2.3 Evolução dos sistemas de distribuição de energia	9
2.4 Redes elétricas inteligentes	10
2.5 Conceito de microrredes	12
2.6 Estrutura mercantil da indústria de energia elétrica	14
2.7 Conclusão	16
3 Caracterização dos atributos e interfaces entre agentes do mercado para a integração da demanda	17
3.1 Introdução	17
3.2 A resposta da demanda	18
3.2.1 Benefícios dos programas de resposta da demanda	18
3.2.2 Barreiras ao incentivo para a resposta da demanda	19
3.2.3 Implementação da resposta da demanda	21

3.3	Serviços prestados pela integração do lado da demanda	23
3.4	Integração do lado da demanda e as redes elétricas inteligentes	25
3.4.1	Integração de recursos energéticos distribuídos	25
3.5	Tecnologias viabilizadoras da integração da demanda	27
3.5.1	Medição inteligente	27
3.5.2	Medidores inteligentes	28
3.5.3	Dispositivos inteligentes	29
3.5.4	Infraestrutura de comunicação	30
3.5.5	Gestão de dados de medidores	31
3.5.6	Sistema de informações do consumidor	32
3.6	Interações com atores do mercado que viabilizam a resposta da demanda	33
3.6.1	Interações entre atores em redes elétricas inteligentes	33
3.6.2	Conceito de interface	37
3.6.3	O domínio Consumidor e seus atores	37
3.7	Conclusão	39
4	O controle homeostático e a evolução dos sistemas elétricos	41
4.1	Introdução	41
4.2	Controle homeostático como mecanismo de equilíbrio	42
4.3	Modelo de mercado segundo o controle homeostático	44
4.4	O controle homeostático e a evolução dos mercados de energia	46
4.5	O controle homeostático e os contratos de longo prazo	48
4.6	Aplicações do controle homeostático	49
4.6.1	Controle de cargas e resposta da demanda	49
4.6.2	Controle de geração distribuída do lado do consumidor	50
4.7	O controle homeostático e as redes elétricas inteligentes	51
4.7.1	Interfaces externas do domínio Consumidor	53
4.7.2	Resumo das interfaces para aplicação do controle homeostático	57

4.8 Conclusão	59
5 Conclusão	61
Referências Bibliográficas	63

Lista de Figuras

2.1	Visão geral da infraestrutura de transmissão e distribuição (Short, 2003, Adaptado)	8
2.2	a) Visão tradicional do sistema de distribuição e b) Nova visão (Ilic et al., 2007, Adaptado)	9
2.3	Arquitetura básica de uma microrrede (Ekanayake et al., 2012, Adaptado)	14
2.4	Interações entre participantes do mercado conforme os quatro modelos (Hunt & Shuttleworth, 1996, Adaptado)	16
3.1	Comparativo entre arquiteturas de medidores convencionais e inteligentes (Depuru et al., 2011, Adaptado)	29
3.2	Infraestrutura de comunicação para medição inteligente (Ekanayake et al., 2012, Adaptado)	31
3.3	Modelo de referência conceitual para rede elétricas inteligentes (NIST, 2009).	34
3.4	Representação conceitual da arquitetura de rede elétrica inteligente da perspectiva do sistema de potência (IEEE, 2011).	36
4.1	Interfaces entre atores no mercado de energia proposto pelo conceito de controle homeostático (Schweppe et al., 1980)	45
4.2	Modelo 1 aplicado ao conceito de controle homeostático (Fonte: próprio autor)	45
4.3	Transações no mercado de energia estabelecido pelo Modelo 4 (Hunt, 2002, Adaptado)	47
4.4	Transações no Modelo 4 ampliado com a participação do Prosumidor (Fonte: próprio autor)	47
4.5	Interações do consumidor conforme perspectiva arquitetônica do sistema de energia (IEEE, 2011, Adaptado)	53

Lista de Tabelas

3.1	Domínios e atores no modelo conceitual de rede inteligente (NIST, 2009)	34
4.1	Interfaces entre atores no sistema de energia (IEEE, 2011)	57

Lista de Siglas

ADE	<i>Automated Data Exchange</i>
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMR	<i>Automated Meter Reading</i>
API	<i>Application Programming Interface</i>
CAG	Controle Automático da Geração
CIS	<i>Customer Information System</i>
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DOE	<i>Department of Energy - United States of America</i>
DR	<i>Demand Response</i>
DSM	<i>Demand-Side Management</i>
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora
ED/PPP	<i>Extreme Day/Critical Peak Pricing</i>
EISA	<i>Energy Independence and Security Act</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
ESI	<i>Energy Service Interface</i>
EUA	Estados Unidos da America
FAN	<i>Field Area Network</i>
FAPER	<i>Frequency Adaptative Power Energy Rescheduler</i>
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
HAN	<i>Home Area Network</i>
IEC	<i>International Eletrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IBP	<i>Incentive-Based Programs</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LCM	<i>Load Control Module</i>
MDM	<i>Meter Data Management</i>
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
NAN	<i>Neighborhood Area Network</i>
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i>

TUSD	Tarifas de uso do sistema de distribuição
TUST	Tarifas de uso do sistema de transmissão
TOU	<i>Time of Use</i>
PBP	<i>Priced Based Programs</i>
PTR	<i>Peak Time Rebate</i>
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas de distribuição de energia elétrica do futuro, inseridos no contexto das *Smart Grids* ou Redes Elétricas Inteligentes, representarão um grande potencial para que os consumidores se tornem participantes ativos no mercado de energia, sejam como gestores de sua própria demanda ou como produtores de energia em pequena escala, adaptando-se continuamente ao mercado em resposta a sinais econômicos e técnicos. Essa mudança de comportamento do consumidor dá origem ao que na literatura é referenciado como prosumidor ¹.

De acordo com Grijalva et al. (2011), o que distingue esse novo agente o prosumidor é o fato de que se pode:

- a) Consumir, produzir e armazenar energia;
- b) Operar e gerenciar uma rede elétrica e transportar energia;
- c) Otimizar as decisões econômicas quanto à utilização da energia.

Os benefícios de tal participação são diversos para o sistema como um todo, podendo ser citados em particular o aumento do fator de carga dos alimentadores e a redução da demanda e da sobrecarga na rede.

Historicamente, os sistemas elétricos foram dimensionados para atender uma demanda que é considerada aleatória e exógena. Ainda, os mecanismos regulatórios e de mercado foram estabelecidos com a suposição de que a demanda é inelástica, isto é, a demanda não responde com intensidade a variações no preço, e a precificação da energia elétrica é do tipo “*flat rate*”, onde a cobrança de um valor fixo pelo serviço independe da forma de uso ou do período do uso.

O anterior está sustentado na ideia geral de que existem duas falhas da demanda: i) falta de medição e faturamento em tempo real e ii) falta de controle em tempo real do fluxo de potência desde os ofertantes até os consumidores específicos (Stoft, 2002). A primeira falha causa a

¹O termo prosumidor foi criado pelo futurologista norte-americano Alvin Toffler em seu livro *A Terceira Onda*, no qual o define como sendo uma entidade que se confunde entre um consumidor e um produtor.

ausência de elasticidade da demanda e a segunda dificulta a execução de contratos bilaterais, o qual leva a que o operador do sistema seja o fornecedor de última instância.

O mercado de energia elétrica opera dessa forma e não irá se alterar até que a elasticidade de preço da demanda seja significativamente melhorada, e para que isso ocorra é necessário que existam incentivos e meios adequados para a resposta da demanda (Hunt & Shuttleworth, 1996).

Para Hunt (2002) a falta de incentivo se deve ao fato de que o preço da energia para o consumidor não reflete o custo de produção em tempo real no mercado atacadista o qual pode se caracterizar pela alta volatilidade do preço. Esta falha leva a que na maioria dos modelos, na indústria de energia elétrica, seja adotada a tarifa fixa. A medição em tempo real incentivaria a resposta do consumidor a variações instantâneas no preço da energia e permitiria a cobrança baseada não apenas na quantidade consumida, mas também no período no qual ela foi consumida.

De acordo com a autora citada, a falta de meios se refere às formas de o consumidor verificar o preço ou negociar antecipadamente o valor. A formação de preços em tempo real só é possível caso as condições do sistema e a demanda instantânea sejam conhecidas pelos participantes do mercado.

As tecnologias que poderiam ter impulsionado a resposta da demanda a variações no preço da energia não receberam incentivos adequados e, conseqüentemente, não se desenvolveram. Como resultado, a resposta da demanda praticamente não existe para a grande maioria dos consumidores, e o padrão típico de demanda diária de potência contém grandes diferenças entre os níveis mínimos e de pico.

A consequência é que se criou um sistema elétrico onde a demanda está totalmente desatrelada dos sinais físicos e econômicos. Ativos de geração, transmissão e distribuição foram então concebidos para atender a demanda de ponta, resultando em um sistema de elevado custo, operando a maior parte do tempo com capacidade ociosa.

Desde que algumas tecnologias de conversão de energias renováveis têm se tornando economicamente viáveis, juntamente com a popularização das tecnologias associadas às telecomunicações, os consumidores ficam mais próximos de poder escolher de quem comprar energia e de possuir sua própria fonte geradora. As barreiras relacionadas ao elevado custo de transação e ao grande número de transações presentes em um mercado de energia mais diversificado e competitivo começam a ser mitigadas (Hunt & Shuttleworth, 1996).

Desde a década de 1990, a indústria de energia elétrica em todo o mundo tem vivenciado grandes mudanças no modo que a energia é produzida, transmitida e consumida (Nery, 2012). Um dos grandes avanços na reestruturação do mercado é o livre acesso à infraestrutura de transmissão e de distribuição, como mecanismo de incentivo à competitividade, o qual tem resultado na descentralização da geração de energia elétrica. A abertura do mercado de energia

elétrica propicia escolhas e incentivos ao consumidor, similar às aquelas já existentes em outras indústrias, como nas telecomunicações (Brown & Salter, 2011; Ilic et al., 2007).

Uma das grandes implicações é que os investimentos em grandes fontes de geração podem diminuir, e o modelo baseado em grandes fontes com fluxo de energia unidirecional nas redes de distribuição se altera com a inclusão da geração distribuída na média e na baixa tensão. Dessa forma se acrescenta valor à pequena fonte geradora operada pelo consumidor, integrando este último de forma ativa ao mercado (Lasseter & Piagi, 2007).

Nesse contexto, abre-se caminho para a implementação de estruturas denominadas microrredes, que são, basicamente, uma versão moderna e em pequena escala de um sistema elétrico centralizado, limitada a uma determinada área e centrada em alcançar objetivos locais específicos, como a obtenção de maior confiabilidade no fornecimento pela diversificação de fontes geradoras, melhor qualidade da energia, redução da dependência de grandes fontes e, conseqüentemente, redução de custos (Falcão, 2009).

Há muitos aspectos da operação de sistemas elétricos que podem ser mais eficientes com a criação de microrredes, incluindo a possibilidade de facilitar a inserção de recursos energéticos distribuídos (Hatziargyriou et al., 2007), melhorar a eficiência dinâmica do sistema elétrico pela resposta rápida da carga às condições do sistema, incrementar o controle de frequência e tensão da rede pela resposta do consumidor às variações no preço e abrir oportunidades para implementação de sistemas de gestão da demanda (Sup, 2012).

Tecnologicamente, a resposta do consumidor às variações no preço da energia necessita de medição em intervalos determinados e meios de comunicação para serem administrados, pois o operador do sistema precisa estar apto a identificar as condições que determinam a resposta da demanda e necessita medir e verificar a quantidade de carga a ser reduzida.

Nesse sentido, são amplas as tecnologias de comunicação disponíveis para suportar o fluxo de dados e os requisitos necessários para alcançar os benefícios promovidos pelos mecanismos de resposta da demanda (Jaloudi et al., 2011; Kagan et al., 2013). Independente da tecnologia adotada, todas permitem o relacionamento de curto prazo entre o mercado e o prosumidor, assim como fornecem informações sobre as condições operativas do sistema elétrico.

O potencial para que um prosumidor atue de forma ativa no mercado de energia elétrica, respondendo a sinais de preço, é grande, mas muitos fatores ainda criam enormes barreiras. Não é apenas a falta de infraestrutura técnica de medição e comunicação que atualmente inibe a participação da demanda no mercado em tempo real, ou no dia seguinte. Muitos dos problemas estão relacionados com a estrutura regulatória e de mercado, que não fornece incentivos para a melhoria desta infraestrutura, haja vista que ainda não existe garantia de que as distribuidoras de energia poderão recuperar os custos associados com a disponibilização da infraestrutura, considerando ainda de que essas distribuidoras se arriscariam a perder receitas pela redução

na demanda. Por outro lado, os consumidores que pagam tarifas mensais fixas por MWh não possuem incentivos para instalar tais dispositivos de medição ou outras tecnologias que os permitam responder ao preço (Ilic et al., 2007).

Ao anterior deve ser somado o fato de que não está claro ainda quais são as interfaces lógicas que o prosumidor, inserido em uma microrrede inteligente de energia elétrica, terá com o agente de mercado e com o operador do sistema de forma a torná-lo um participante ativo no mercado de energia. Assim, colocando o usuário final como elemento central dos novos padrões de serviço de energia elétrica, resta saber a partir de quais formas ele pode exercer um papel de protagonista na comercialização de energia, seja a produzida por geração distribuída, seja a estocada nos momentos de menor preço, ou ainda contribuindo para a eficiência do sistema, participando ativamente no equilíbrio entre geração e demanda.

O objetivo do presente trabalho é identificar e caracterizar os atributos e interações desses prosumidores com o mercado de energia elétrica, de forma tal que possam realizar transações no mercado varejista através do sistema de distribuição. O trabalho utiliza como base de discussão um conceito proposto nos EUA no início dos anos 1980, que trata o sistema elétrico como um organismo vivo, onde seus componentes reagem a estímulos trocados entre si para o equilíbrio entre suprimento e demanda de energia elétrica, através de um mecanismo baseado no conceito biológico de homeostase.

A tarefa aqui proposta não é a de analisar a atual legislação, centrada na racionalidade do setor tradicional de energia elétrica, que vê o consumidor como mero sujeito passivo, e sim estabelecer um marco que viabilize operações tais como: resposta da demanda a sinais de preço; a comercialização, pelos consumidores, da energia elétrica produzida ou estocada para as distribuidoras de energia; a comercialização de energia elétrica entre unidades residenciais, remunerando-se, conforme o caso, as distribuidoras pelo uso da rede; a participação da geradora virtual de energia, composta pela potência coordenada de microgerações distribuídas que podem provir de leilões de energia.

O trabalho ainda aborda as interações dos consumidores com os domínios que compõem o sistema elétrico dentro do paradigma das redes elétricas inteligentes, para aplicação das funções que tornam possível um mecanismo de equilíbrio baseado no controle homeostático através de recursos energéticos distribuídos e controle da demanda.

Para alcançar esses objetivos, o trabalho se divide em 5 capítulos, incluindo este introdutório, divididos da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta uma introdução dos sistemas tradicionais de atendimento da demanda de energia elétrica, sua evolução com a introdução das redes elétricas inteligentes e ainda uma revisão da literatura sobre a estrutura dos mercados de energia elétrica.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica sobre a integração do lado da demanda

como parte ativa do sistema elétrico, incluindo os serviços que podem ser prestados para a operação do sistema, a evolução da resposta da demanda com o desenvolvimento de tecnologias que viabilizam as redes elétricas inteligentes e a caracterização dos atributos e interfaces do consumidor com ator no mercado de energia elétrica.

O Capítulo 4 mostra a forma como pode evoluir o controle homeostático na filosofia das redes elétricas inteligentes, sendo esta a principal contribuição deste trabalho de pesquisa.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões deste trabalho e oportunidades de estudos futuros.

Capítulo 2

Evolução da indústria da energia elétrica

2.1 Introdução

A eletrificação iniciada no século XX aumentou drasticamente a produtividade e melhorou o bem-estar da sociedade. Dado esses benefícios, a indústria de energia elétrica cresceu muito rapidamente, com centrais geradoras e redes de transmissão e de distribuição que permitem que esse apreciado bem chegue aos consumidores, considerados passivos, espalhados por uma ampla área geográfica. Entretanto, ao contrário do que ocorreu em outras indústrias, muito da evolução da tecnologia de informação, comunicação e automação não foi incorporada massivamente na indústria de energia elétrica, limitando a modernização dos sistemas de energia elétrica.

Embora o processo de reestruturação do setor elétrico, iniciado na década de 80 em muitos países, tenha introduzido mudanças consideráveis na forma de produção e comercialização, trouxe poucas alterações em relação ao consumidor final de energia, com a maioria deles ainda sendo considerados passivos, isto é, sem a possibilidade de reagir a sinais de preços.

O presente capítulo revisa os conceitos relacionados aos tradicionais sistemas de energia elétrica, abordando a capacidade de evolução e mostrando as áreas sensíveis às maiores modificações e quebra de paradigmas com a introdução do consumidor como parte ativa da cadeia produtiva de energia elétrica.

Diante disso, a revisão contribui para a compreensão de que sistemas de distribuição dependem cada vez mais de tecnologias que se adaptem às respostas dos consumidores a sinais econômicos, como forma de aumentar a confiabilidade da rede e incentivar ações de eficiência energética.

2.2 Sistemas tradicionais de atendimento da demanda de energia elétrica

A estrutura física de um sistema elétrico de potência tradicional compreende os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, em geral cobrindo uma grande área geográfica. Esta infraestrutura é extensa e complexa, pois a eletricidade deve ser entregue a consumidores, que em sua grande maioria estão concentrados em cidades, a partir de centrais de geração que normalmente estão em regiões remotas (Gonen, 2008). Como no caso do Brasil, onde há predominância da geração por meio de usinas hidrelétricas (ANEEL, 2013). A Figura 2.1 mostra uma visão geral de um sistema elétrico centralizado com as características mencionadas.

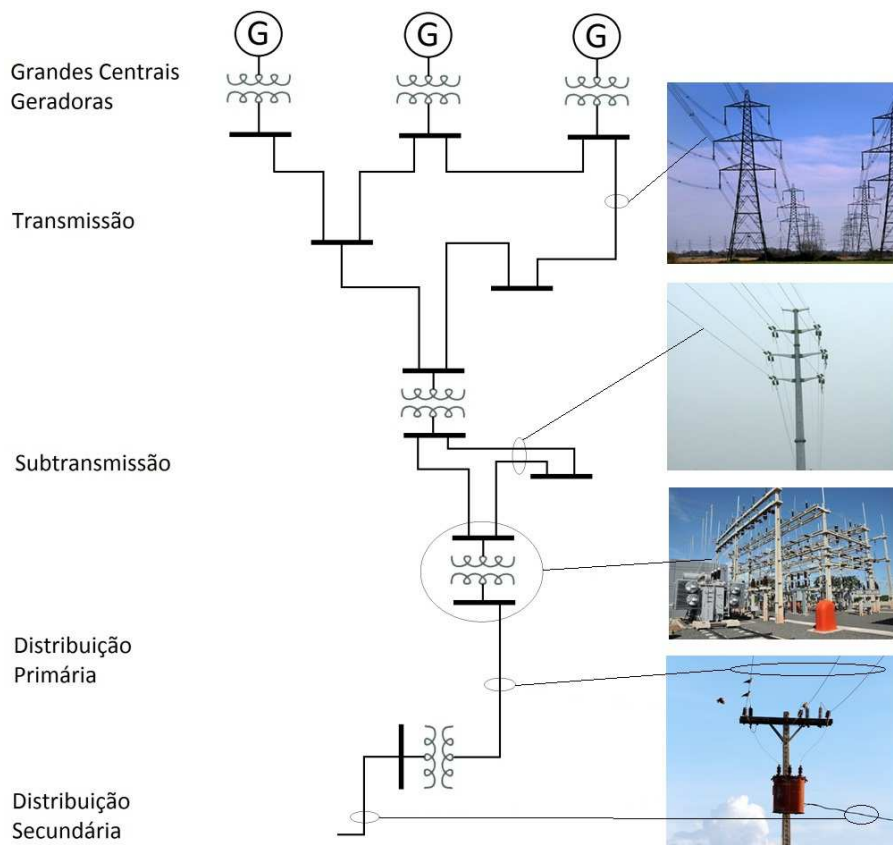


Figura 2.1: Visão geral da infraestrutura de transmissão e distribuição (Short, 2003, Adaptado)

A rede de energia elétrica atual é o resultado de desenvolvimento tecnológico e institucional ao longo de vários anos, o qual evoluiu a partir da geração centralizada, com a energia transmitida aos centros de carga por linhas de transmissão de alta e extra-alta tensão e entregue aos consumidores através de uma infraestrutura de distribuição considerada passiva porque o fluxo de energia é unidirecional, desde a subestação até as cargas.

Esse sistema é resultado de uma estrutura baseada no monopólio sobre a produção, trans-

missão e distribuição de energia elétrica, no qual uma única empresa possui a exclusividade de produção e transmissão para as distribuidoras, e se as distribuidoras estão comercialmente separadas das geradoras, então recebem energia somente de um fornecedor regional. Esta forma de integração vertical impulsionou o desenvolvimento de um sistema de transmissão de larga escala e a construção de grandes centrais geradoras (Hunt & Shuttleworth, 1996). Assim, se não é possível comprar energia de geradores independentes, então eles não existem e não há competição entre os agentes que fornecem energia elétrica.

2.3 Evolução dos sistemas de distribuição de energia

Dentre os impulsionadores das mudanças na forma como a energia é distribuída e consumida estão o crescimento da demanda, a evolução tecnológica e a reestruturação do mercado de energia elétrica. Para Ilic et al. (2007), a abordagem tradicional do sistema de distribuição é vista como um sistema “S” em malha aberta, onde não há reação às variáveis do sistema, como demanda, tecnologias, evolução da regulamentação e distúrbios perturbações na rede (Figura 2.2a).

A evolução dos sistemas elétricos, com a introdução da competição e o aumento de participação do lado da demanda, ocorre de forma tal que os processos tradicionais dentro de um sistema de distribuição existente, isto é, os sinais regulatórios, as tecnologias e a demanda e as incertezas são vistos como interdependentes, dinâmicos e afetando uns aos outros.

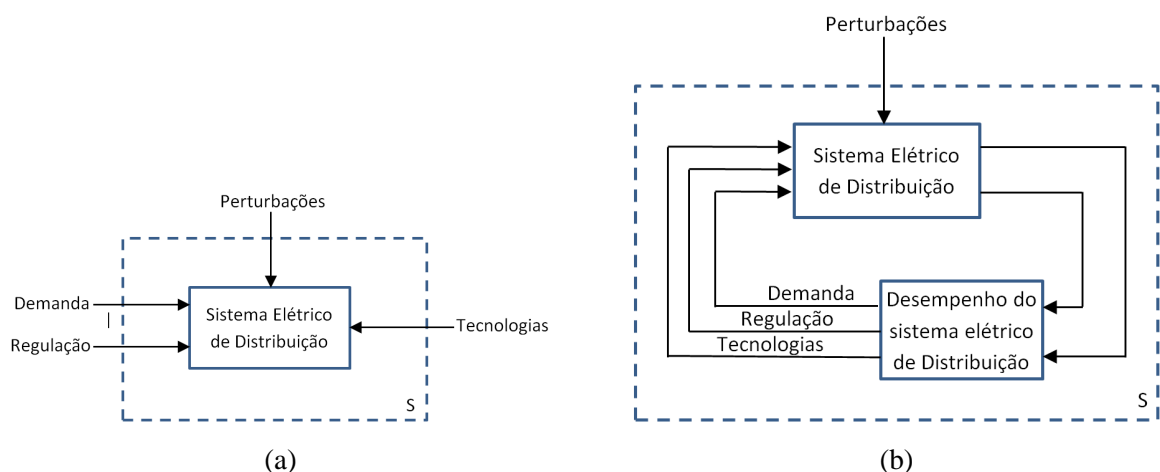


Figura 2.2: a) Visão tradicional do sistema de distribuição e b) Nova visão (Ilic et al., 2007, Adaptado)

Esta evolução cria um ambiente onde estas variáveis interagem para melhorar a dinâmica do sistema em direção à estabilidade tanto física quanto econômica do mercado de energia, como um sistema em malha fechada onde o desempenho do sistema de distribuição é a variável de controle, mostrado na Figura 2.2b. O desempenho do sistema é afetado pela demanda, que

ao reagir a sinais de preço é encorajada para adotar ações de eficiência energética, contribuindo para o alívio das redes elétricas e evitando a expansão da infraestrutura baseada somente na previsão de crescimento da demanda. O desempenho também é afetado pela evolução da tecnologia, que permite o desenvolvimento das redes inteligentes, integrando aos sistemas de energia os sistemas de comunicação e de informação, possibilitando que informações em tempo real estejam a dispor dos envolvidos e colaborando para a diminuição do tempo de equilíbrio do mercado (*market clearing time*). Os aspectos legais e regulatórios redefinem o papel passivo do consumidor e criam oportunidades para novos negócios e novos serviços prestados ao usuário final da eletricidade.

No sistema elétrico tradicional a eletricidade era vista como constituindo um único produto usado somente no ponto de distribuição e se pagava por ela uma única tarifa. Porém, sendo possível definir e separar o serviço de transporte, de forma tal que ele possa ser oferecido separado da energia elétrica, a eletricidade se torna um produto que pode ser comprado e vendido e transportado de um lugar a outro, como qualquer outro produto. Assim, os mercados de energia tornam-se abertos a produtores e compradores independentes, incentivando a competição e o poder de escolha.

Com o mercado aberto e o livre acesso ao sistema de transporte ocorre o “empoderamento” do consumidor, que pode escolher comprar diretamente de geradores, de comercializadoras independentes ou ainda de distribuidoras atuando como comercializadoras. O consumidor passa a ter a possibilidade de gerar sua própria energia, comercializando eventuais excedentes com os mesmos agentes de mercado.

Como resultado, amplia-se o número de acordos e transações entre os vários atores do mercado, assim como os requisitos de medição para fins de contabilização e liquidação pelo uso da energia e dos sistemas de transmissão e distribuição (Hunt & Shuttleworth, 1996).

2.4 Redes elétricas inteligentes

O sistema de energia elétrica baseado na geração centralizada e em extensas redes de transmissão possui suficiente nível de automação e de comunicação que garantem e facilitam sua efetiva operação, possibilitam as transações no mercado e mantêm a segurança do sistema. Já o sistema de distribuição, embora bastante extenso, é quase que integralmente passivo, com pouca utilização de enlaces de comunicação e limitado a controles locais. Segundo Moore & McDonnell (2007) o nível de utilização de sistemas de comunicação em redes de transmissão alcança 75%, enquanto que em sistemas de distribuição, apenas 15%. Não há controle em tempo real sobre a tensão oferecida às cargas ou a corrente que flui por ela e há pouca interação entre as cargas e o sistema de energia que não seja o fornecimento de energia para as cargas

sempre que exigido.

A revolução ocorrida nos sistema de comunicação, particularmente impulsionada pela *internet*, oferece a possibilidade de maior monitoramento e controle de todo o sistema elétrico, incluindo as redes de distribuição e o consumidor final, portanto tornando a operação do sistema mais eficaz, flexível e de menor custo (Pascalichio, 2012). As chamadas redes elétricas inteligentes, ou na sua denominação original: *Smart Grids*, representam uma oportunidade de empregar a evolução nas tecnologias de informação e comunicação para revolucionar a operação do sistema elétrico.

O termo *Smart Grid* foi usado pela primeira vez em 2005 nos EUA, por Amin & Wollenberg (2005) e posteriormente apresentado como uma política na declaração do Ato de Independência e Segurança Energética dos Estados Unidos em 2007 (EUA, 2007). O conceito combina diversas tecnologias e soluções para o usuário final; e aborda uma série de impulsionadores políticos e regulatórios. Não há uma única definição. De acordo com Departamento de Energia Norte-Americano (EUA, 2009), uma definição simples seria :

“Uma rede inteligente utiliza tecnologia digital para melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência (tanto econômica como técnica) do sistema elétrico a partir da geração centralizada, através dos sistemas de entrega aos consumidores de eletricidade e do número crescente de recursos de geração distribuída e de armazenamento.”

Ekanayake et al. (2012) sugerem os seguintes atributos que caracterizam uma rede elétrica inteligente:

1. Permite a resposta da demanda e a gestão energética pelo consumidor através da integração de medidores inteligentes, dispositivos e cargas inteligentes, microgeração e armazenamento de energia elétrica, fornecendo aos clientes informações relacionadas com o consumo de energia e os preços. Prevê-se que aos clientes serão fornecidas informações e incentivos para modificar atrelar o padrão de consumo em vista à condições de mercado e limitações no sistema de energia;
2. Acomoda fontes renováveis de energia, geração distribuída, microgeração residencial e armazenamento de energia, reduzindo assim o impacto ambiental pela expansão do setor elétrico;
3. Otimiza e dinamiza as operações e a utilização dos recursos das redes elétricas pela capacidade de automação e monitoramento de ativos, evitando perdas comerciais e adequando continuamente oferta e demanda;

4. Melhora a confiabilidade e a segurança do abastecimento de energia por ser resistente a perturbações, ataques físicos e cibernéticos, desastres naturais e por antecipar e responder às perturbações, de forma a minimizar a interrupção no fornecimento e os custos relativos ao restabelecimento do sistema;
5. Mantém a qualidade do fornecimento de energia para atender a equipamentos sensíveis cuja quantidade aumenta com a economia digital²;
6. Abre o acesso aos mercados através do aumento de vias de transmissão, iniciativas de oferta de geração, resposta da demanda e prestação de serviços ancilares (reserva de geração, regulação de frequência e tensão).

2.5 Conceito de microrredes

A ideia na qual se fundamenta o conceito de microrrede deriva do aumento na utilização da geração distribuída. As microrredes representam uma forma eficiente, segura e gerenciável para a conexão de grande número de geradores de pequeno e médio porte aos sistemas de distribuição atuais (Hatziargyriou et al., 2007). Geradores isolados conectados à rede elétrica, próximos aos pontos de consumo e em diversos níveis de tensão, podem causar problemas de difícil solução, como por exemplo, variação nas perdas, baixa qualidade da energia (*flicker* e harmônicos), alteração no nível de curto circuito, problemas de estabilidade transitória, proteção e aterramento (Araújo, 2010; IEEE, 2009), o que gera restrições de conexão bastante rígidas por parte das concessionárias (Falcão, 2009).

Em uma microrrede, grupos de geradores distribuídos e grupos de cargas são vistos como um subsistema elétrico independente, que opera normalmente conectado ao sistema de uma concessionária, podendo desconectar-se da mesma de maneira programada ou em situações de perturbação, e continuar alimentando parcial ou totalmente sua carga própria. Após o restabelecimento da condição normal de operação da concessionária, a microrrede conecta-se novamente à mesma, de forma suave e sem transtornos para os seus clientes (Falcão, 2009).

Este conceito não é novo, pelo contrário, deu origem aos primeiros sistemas elétricos municipais no mundo todo, com geração local e sem interconexões a outras cidades (Sheble, 2009; Sheble, 2011). Uma microrrede pode assumir a forma de um parque industrial ou um campus universitário, permitindo que pequenas comunidades controlem seu uso de energia através de

²Refere-se a uma economia baseada em tecnologias digitais, onde infraestruturas de rede de dados e comunicação fornecem uma plataforma global sobre as quais as pessoas e organizações elaboraram estratégias, interagem, comunicam, colaboram e procuram informações. O termo foi cunhado pelo canadense Don Tapscott no livro *Economia Digital: Promessa e Perigo na Era da Inteligência em Rede* e foi um dos primeiros trabalhos a mostrar como a *Internet* iria mudar as formas de se fazer negócios.

uma nova e inovadora forma de gerar e gerenciar eletricidade (Meena & Mittal, 2011). Em muitas situações o que se busca é que a microrrede seja autônoma e autossustentável.

As fontes de especial interesse para utilização em microrredes são de potência inferior a 100 kW, tipicamente microturbinas, painéis fotovoltaicos e células de combustível instaladas próximas às áreas de consumo. São fontes de baixo custo, baixa tensão, alta confiabilidade, e que possuem controles eletrônicos que possibilitam a flexibilidade exigida pelo conceito de microrredes. A utilização combinada de geração de energia elétrica e calor/frio também constitui elemento importante na concepção das microrredes (Lasseter, 2002).

A Figura 2.3 ilustra um exemplo de arquitetura básica de microrrede com três alimentadores radiais, um conjunto de cargas e várias fontes de energia, podendo ser parte de um sistema de distribuição ou até mesmo o sistema elétrico de um edifício. Há um único ponto de conexão com a rede de distribuição denominado ponto de acoplamento comum ou dispositivo de conexão/desconexão. O exemplo mostra a conexão de cargas e geradores distribuídos, como microturbina, célula a combustível, painéis fotovoltaicos, sistema de geração de energia elétrica e calor/frio e um conjunto de baterias e *flywheel* para armazenamento de energia, conectado à microrrede através de conversores.

O sistema de controle da microrrede exemplificada é constituído por um centro de gerenciamento, controladores de fontes (geradores distribuídos ou sistemas de armazenamento) e controladores de cargas. Um sistema de gerenciamento de microrrede executa as seguintes funções (Falcão, 2009):

- a) Gerenciar a energia comprada/vendida de acordo com estratégia previamente definida;
- b) Previsão de carga em curto prazo;
- c) Prover as referências de potência ativa e tensão terminal para os geradores da rede: despacho de potência ativa e controle de tensão;
- d) Garantir que as cargas de energia elétrica e calor/frio sejam atendidas adequadamente;
- e) Minimizar emissões de gases poluentes provenientes de fontes de geração térmica e perdas técnicas;
- f) Maximizar a eficiência operacional dos geradores da microrrede;
- g) Prover controle e lógica de ilhamento e restauração do suprimento de energia durante perturbações na rede da concessionária.

A integração de microrredes no sistema de distribuição podem ser implementada por meio de sistemas de gerenciamento (DMS - *Distribution Management System*), que se comunicam

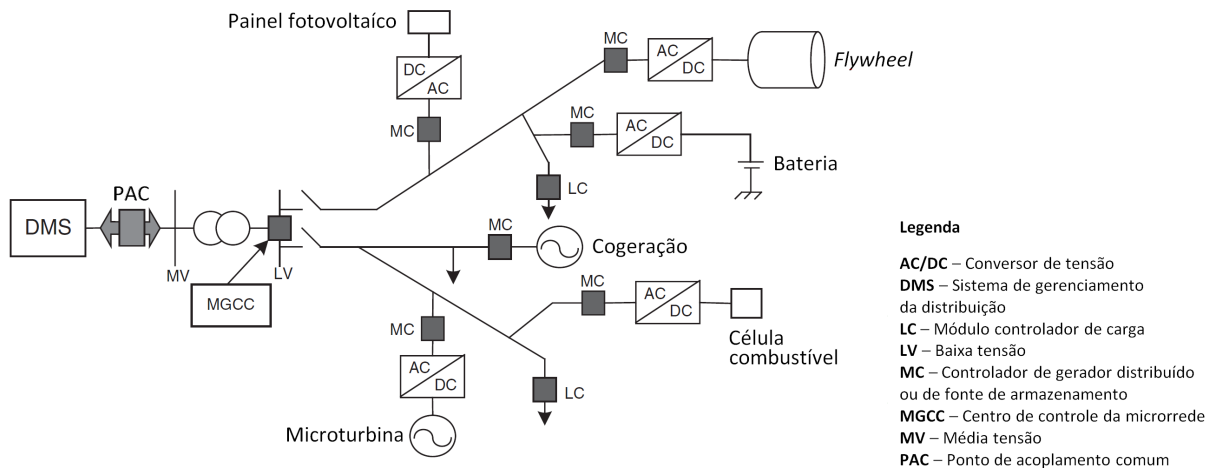


Figura 2.3: Arquitetura básica de uma microrrede (Ekanayake et al., 2012, Adaptado)

com o controle central da microrrede (Ekanayake et al., 2012). Um DMS é uma coleção de aplicativos usada pelos operadores de redes de distribuição para monitorar, controlar e otimizar o desempenho do sistema de distribuição. O objetivo final de um DMS é permitir um sistema de distribuição de auto reestabelecimento e que proporcione melhorias na confiabilidade do fornecimento, na qualidade e eficiência no funcionamento do sistema de distribuição (Boardman, 2010).

A microrrede do exemplo apresenta um controle centralizado, com comunicação entre o centro de gerenciamento, controladores de fonte, controladores de carga e o dispositivo de conexão/desconexão. Essa filosofia de controle, entretanto, não é a única possível. Propostas de controle descentralizado de microrredes existem e podem apresentar vantagens em relação à versão centralizada (Lasseter, 2002).

É o caso do conceito de microrrede virtual ou *Virtual Power Plant (VPP)*. Como os recursos distribuídos são pequenos e numerosos para ser tratados de uma maneira semelhante à geração centralizada, o conceito propõe agregar pequenos geradores em blocos que podem ser controlados ativamente pelo operador do sistema e comercializados por um operador de mercado. As microrredes virtuais permitem que recursos energéticos distribuídos tenham acesso e visibilidade no mercado e que ainda beneficiem o operador do sistema pela ampliação da capacidade disponível conectada às redes de distribuição existentes (Ekanayake et al., 2012).

2.6 Estrutura mercantil da indústria de energia elétrica

Segundo Hunt & Shuttleworth (1996), há quatro formas fundamentais de estruturação mercantil da indústria de energia elétrica, embora na prática haja variações de cada uma delas. Os quatro modelos correspondem aos vários graus de monopólio, competição e poder de escolha para o consumidor, sendo eles:

Modelo 1: Monopólio

Este modelo corresponde ao monopólio em todos os níveis (geração, transmissão e distribuição). A geração não está sujeita a competição e não há direito de escolha de fornecedor. Uma única empresa detém o monopólio de produção da energia e a entrega através das linhas de transmissão para as distribuidoras e/ou consumidores finais.

Modelo 2: Agência de compra

Este modelo introduz a competição entre geradores, considerados produtores independentes de energia elétrica, pelos contratos de compra de energia por parte de uma agência de compra. Permite que um único comprador, a agência de compra, escolha seu fornecedor de energia elétrica a partir de um conjunto de geradores, encorajando a competição nesse nível de atacado. O acesso ao sistema de transmissão não é permitido para a venda de energia a consumidores finais. A agência de compra tem o monopólio sobre as linhas de transmissão e sobre as vendas para os consumidores finais.

Modelo 3: Competição no atacado

Neste modelo a figura da agência de compra é assumida pela empresa de distribuição, permitindo que as mesmas comprem direto de produtores independentes, que entregam a energia através do sistema de transmissão, ou de empresas comercializadoras que atuam no mercado atacadista. As empresas distribuidoras mantêm o monopólio sobre os consumidores finais, porém há livre acesso ao sistema de transmissão pelos produtores independentes e há a necessidade de se estabelecer acordos comerciais.

Modelo 4: Competição no varejo

Este modelo permite a todos os consumidores o direito de escolher seu fornecedor de energia, que pode ser diretamente um produtor independente ou uma empresa comercializadora, seja esta atacadista ou varejista. Há livre acesso ao sistema de distribuição e transmissão. A distribuição (entrega de energia) é separada da atividade de venda, que é competitiva. Os acordos comerciais tornam-se então mais complexos que no Modelo 3.

A Figura 2.4 mostra de forma simples as interações entre cada participante do mercado em cada um dos quatro modelos. No Modelo 2 o agente representado por A se refere à agência de compra e nos Modelos 3 e 4 às comercializadoras atacadistas; no Modelo 4 a letra V se refere à comercializadora varejista.

Para que se alcance o empoderamento do consumidor é necessário que haja separação entre o produto, que é a energia elétrica, e o serviço de transporte, com livre acesso ao sistema de distribuição e transmissão por parte de qualquer agente que opere no mercado. Para Hunt & Shuttleworth (1996), o Modelo 4 é o que permite o maior nível de competição, seja no nível do mercado atacadista ou do mercado varejista, ao permitir que cada consumidor escolha livremente seu fornecedor ou mesmo ser autoprodutor da sua própria energia, com a possibilidade

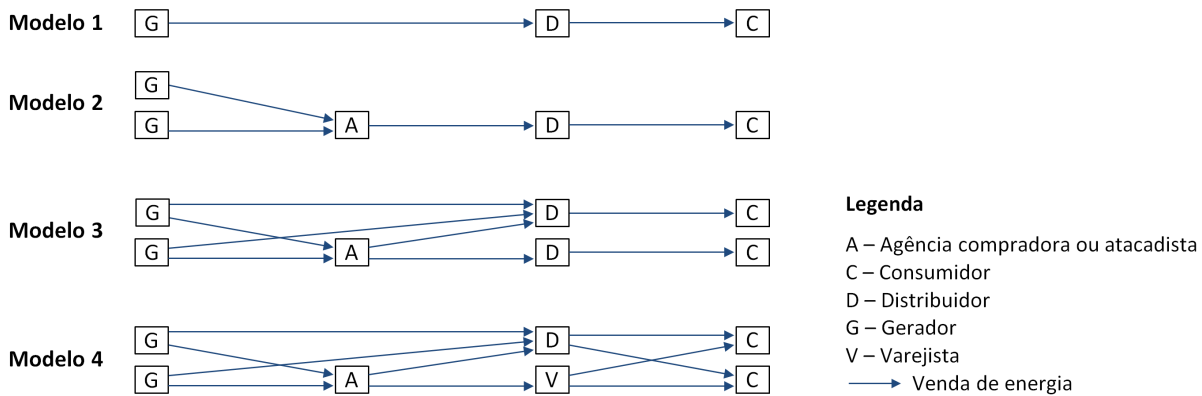


Figura 2.4: Interações entre participantes do mercado conforme os quatro modelos (Hunt & Shuttleworth, 1996, Adaptado)

de vender qualquer excedente. Este é considerado o futuro do mercado de energia elétrica e é nesse contexto que surge a figura do prosumidor.

2.7 Conclusão

O capítulo apresentou uma introdução dos sistemas tradicionais de atendimento da demanda de energia elétrica com destaque para os aspectos que podem direcionar para a quebra de paradigmas no sistema de distribuição, como o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes e a abertura do mercado para competição no varejo.

Uma revisão sobre as possíveis formas de estruturação dos mercados de energia elétrica é necessária desde que, os mecanismos de integração do lado da demanda e estudos de interações entre atores no mercado, objeto do próximo capítulo, considerem tanto sinais técnicos quanto sinais econômicos.

Capítulo 3

Caracterização dos atributos e interfaces entre agentes do mercado para a integração da demanda

3.1 Introdução

Tradicionalmente, a demanda de energia elétrica tem sido considerada como variável de entrada para processos que estabelecem o nível de geração suficiente para servi-la de maneira confiável e econômica. Porém, a demanda também se torna uma variável a ser controlada diretamente, desde que haja disponibilidade de meios para o controle do consumidor, e indiretamente, através de implementação de tarifas por tempo de uso e métodos de eficiência energética.

O contexto no qual se inserem as redes elétricas inteligentes viabiliza a implementação de mecanismos de balanço energético através da reação da demanda, que com os incentivos e os meios adequados pode se tornar sensível a preços variáveis, com tempos de resposta menores se comparados às soluções baseadas em processos e ações executadas pelas grandes centrais geradoras.

Este capítulo revisa mecanismos tradicionais de resposta da demanda baseados em incentivos e em preços, entretanto ainda aplicados sem a dependência de recursos bidirecionais de comunicação de informações, e introduz o conceito de integração do lado da demanda como um mecanismo de balanço energético baseado no controle da demanda e na resposta a sinais de preço da energia como uma alternativa ao mecanismo tradicional de balanço baseado somente no controle do suprimento. Apresenta ainda as tecnologias viabilizadoras da resposta da demanda dentro do contexto das redes elétricas inteligentes e uma introdução às interações do consumidor com o mercado de energia elétrica em um modelo desverticalizado que permite a todos consumidores escolherem seus fornecedores e ao gerador vender diretamente ao consumidor final.

3.2 A resposta da demanda

A resposta da demanda é definida como a mudança no padrão de consumo de eletricidade por parte do consumidor final em resposta a alterações no preço da energia ao longo do dia e do ano. Há três tipos gerais de ações pelo qual um consumidor pode responder às variações no preço da energia (Albadi & El-Saadany, 2007):

1. Reduzir seu consumo de eletricidade durante períodos críticos de pico quando o preço da energia está alto sem mudar seu padrão de consumo durante outros períodos. Opção essa que pode envolver perda do conforto do consumidor;
2. Responder ao alto preço da eletricidade deslocando o período de utilização de determinados dispositivos para períodos fora do horário de pico;
3. Gerar sua própria energia. Opção essa que provoca pouca alteração no padrão de consumo para o consumidor, mas significativa alteração para o agente comercializador.

Segundo Borenstein et al. (2002), o tipo de resposta da demanda que proporciona realimentação mais rápida entre o consumidor e o mercado é o foco dos agentes reguladores na definição de uma arquitetura de mercado que visa a implantação de redes inteligentes. Do ponto de vista da eficiência econômica a resposta da demanda deve refletir as reais flutuações do preço da energia elétrica no mercado atacadista, preço este que deve exprimir as variações no seu custo de produção, podendo isto ser alcançado através de um mercado de energia elétrica competitivo.

Entretanto, esta implementação envolve custos e mudanças de paradigmas. Para o consumidor implica na aquisição e manutenção dos dispositivos que permitam a comunicação com o agente comercializador de energia e com a distribuidora, de módulos controladores de carga, eletrodomésticos inteligentes, sistemas de gerenciamento de energia (*Energy Management System* - EMS) e unidades locais de geração de energia. Para a distribuidora envolve a transição de sistemas de monitoramento, tradicionalmente utilizados apenas na automação de subestações, para a implantação de sistemas avançados de medição (*Advanced Metering Infrastructure* - AMI), gerenciamento do sistema de cobrança e controle de cargas, além de divulgação e conscientização de consumidores sobre os potenciais benefícios dos programas.

3.2.1 Benefícios dos programas de resposta da demanda

Os benefícios dos programas de resposta da demanda não estão limitados apenas aos participantes. Em razão de uma utilização mais eficiente da infraestrutura disponível e da menor

necessidade de unidades geradoras provenientes de fontes não renováveis é esperada uma redução no preço da eletricidade.

Do ponto de vista de confiabilidade, os programas de resposta da demanda podem evitar a necessidade de investimentos na expansão e melhorias nas redes de distribuição e transmissão e ainda permitir aos participantes reduzir os riscos de interrupções. Do ponto de vista econômico, os programas de resposta da demanda melhoram o desempenho do mercado de energia mesmo que não haja competição. Se os consumidores podem gerenciar seu consumo então podem participar diretamente no mercado, especialmente em programas baseados em precificação em tempo real. Isso porque o custo da geração aumenta quando a demanda está próxima da capacidade máxima de geração. Assim, uma pequena redução da demanda residencial pode resultar em uma grande redução no custo da geração e, conseqüentemente, uma redução no preço da eletricidade (Albadi & El-Saadany, 2007).

3.2.2 Barreiras ao incentivo para a resposta da demanda

A utilização intensiva das tecnologias de informação, comunicação e automação, principalmente nos sistemas de distribuição de energia, que deu origem ao que se conhece como redes elétricas inteligentes, tem o grande potencial de reduzir o desacoplamento entre o mercado atacadista e o mercado varejista de energia elétrica. Oferecer aos consumidores informações em tempo real sobre preços e condições do mercado valorizam suas ações e incentiva a resposta da demanda.

Com o aumento da competição entre os geradores de energia elétrica o mercado atacadista ficou exposto a um sistema de precificação dinâmica que leva em conta a variação do custo de produção. No entanto, o mercado varejista continua a ser caracterizado pela utilização de um sistema de tarifação fixa, que empacota a energia barata dos períodos de demanda baixa com a energia cara dos períodos de ponta em um único valor a ser pago mensalmente pelos consumidores, oferecendo limitada oportunidade para a resposta da demanda.

Para Brown & Salter (2011) as razões que explicam as diferenças entre preços de atacado e varejo incluem: implicações políticas de repassar as possíveis altas e a volatilidade dos preços aos consumidores; falta de tecnologia ou o custo das mesmas, principalmente em sistemas de medição, que permitiriam que informações que reflitam o consumo em tempo real fossem repassadas aos consumidores; e regulação inadequada. Este cenário barra a possibilidade de empoderar os consumidores nas suas escolhas.

A forma de precificação pode incentivar o aumento da eficiência energética, porém as empresas de energia elétrica consideram que a redução do consumo implica na redução de lucros. A falta de uma estrutura regulatória adequada, quanto ao modelo de precificação que busque maximizar o benefício social, pode criar incentivos econômicos que façam com que

as empresas de energia elétrica resistam aos programas que têm o objetivo de empoderar o consumidor e à incorporação massiva de inovações tecnológicas, as quais fariam com que as redes de distribuição fossem mais inteligentes e incorporassem funções criadas pela nova forma de atuação desses consumidores.

Brown & Salter (2011) ainda relacionam incentivos tradicionais de mercado e suas dificuldades na concepção de redes inteligentes:

- a) Retorno do capital investido: o incentivo mais básico para que uma empresa de energia elétrica realize investimentos é obter um retorno sobre o capital investido. No contexto de redes elétricas inteligentes aparecem três possibilidades que podem inibir esse incentivo. A primeira é relativa ao temor em fazer um investimento não prudente, isto é, cujo valor não é inteiramente retornado. A segunda se refere à alocação de recursos e equidade no desenvolvimento de novas tecnologias, haja vista que os órgãos de defesa do consumidor alegam que pequenos consumidores, principalmente os menos sofisticados, não são beneficiados pelos investimentos em redes inteligentes e ainda têm que pagar por eles. A terceira está relacionada à depreciação de ativos, pois a tecnologia associada às redes inteligentes tem evoluído rapidamente fazendo com que uma infraestrutura possa se tornar obsoleta antes do fim de sua vida útil. Os riscos associados à depreciação aumenta a tendência de repassar os custos aos consumidores;
- b) Ganhos em eficiência: as redes elétricas inteligentes oferecem possibilidades de ganhos de eficiência tanto para o lado do fornecimento, quanto para o da demanda. Concessionárias de distribuição tornam-se aptas a reconhecer e responder mais rapidamente a problemas na rede, realizar as leituras dos medidores e emitir a fatura dos consumidores utilizando menor força de trabalho e ainda são capazes de conectar e desconectar consumidores remotamente. Para as distribuidoras que podem vender energia elétrica aos consumidores finais, e que dependem da energia comprada no mercado atacadista, a capacidade de aprimorar a resposta da demanda e aumentar a eficiência da rede apresenta grandes atrativos;
- c) Desacoplamento: como no mercado tradicional há uma relação direta entre a venda de energia e a obtenção de lucro, há um desalinhamento entre os objetivos das concessionárias com o interesse público em eficiência energética. As agências de defesa do consumidor propõem que os lucros e as vendas sejam desacoplados. As agências reguladoras identificam as receitas necessárias para garantir o equilíbrio econômico-financeiro de uma companhia regulada e determinam tarifas que são, considerando um nível de desempenho razoável, prováveis de produzir tais níveis de receitas. Se uma empresa falha em recuperar o montante em razão de seus esforços para promover o uso eficiente do produto que vendeu, suas tarifas são reajustadas para compensar sua receita esperada. Para o consumidor, na teoria, resulta em elevação das tarifas, porém, em razão do menor consumo

pelo resultado de mecanismos de gerenciamento da demanda, o resultado é uma conta de energia mais baixa. Quando tais mecanismos são colocados em uso, empresas concessionárias não têm motivo ou relutância em evitar investimentos para a melhoria da eficiência do lado da demanda. Se o objetivo for encorajar a resposta da demanda, tais incentivos podem ser suficientes para as empresas de energia elétrica. Se, entretanto, o objetivo for desenvolver redes inteligentes como um esforço para reconfigurar o mercado varejista no sentido de aumentar a competição, os incentivos mencionados podem não ser suficientes.

3.2.3 Implementação da resposta da demanda

Os mecanismos de gerenciamento da demanda disponíveis podem ser implantados através de preços, descontos, contratos, pacto social, persuasão moral, entre outros. Albadi & El-Saadany (2007) classificam os mecanismos de resposta da demanda em dois tipos:

- I. Programas baseados em incentivos (*IBP - Incentive-Based Programs*);
- II. Programas baseados em preços (*PBP - Priced Based Programs*).

Os programas IBP ainda são divididos em programas clássicos e programas baseados no mercado. Nos programas IBP clássicos os consumidores participantes recebem pagamentos de incentivos geralmente em forma de créditos ou descontos na fatura mensal de energia. Podem ser do tipo:

- Controle direto (*Direct Load Programs*): a comercializadora pode desligar remotamente dispositivos do consumidor utilizando um módulo controlador de carga (Hammerstrom et al., 2008a);
- Interruptíveis ou reduzíveis (*Interruptible/Curtailable Programs*): os consumidores participantes do programa recebem pagamentos antecipados ou descontos para reduzir o consumo em períodos pré-determinados, mas podem ser penalizados caso não respondam ao incentivo.

Os programas IBP baseados em mercado podem ser do tipo:

- a) Oferta de demanda (*Demand Bidding*): o consumidor oferece uma redução de demanda no mercado de energia a um preço definido. Caso o preço ofertado seja menor que o preço de mercado, a oferta é aceita e o consumidor deve reduzir sua demanda pela quantia especificada na oferta ou será penalizado;
- b) Programas de emergência (*Emergency DR*): o consumidor participante recebe pagamentos pela redução da demanda contabilizada durante condições de emergência;

- c) Mercado de capacidade (*Capacity Market*): são oferecidos aos consumidores que se comprometem a reduzir uma quantia pré-específica de demanda quando surgem contingências no sistema. Os participantes recebem com 24 horas de antecedência avisos sobre contingências e são penalizados caso não respondam ao chamado de redução;
- d) Serviços ancilares (*Ancillary Services*): são programas que permitem ao consumidor oferecer redução de demanda no mercado spot como reserva operacional. Quando as ofertas são aceitas, o participante recebe um valor por se comprometer a permanecer em *standby* e recebe também pela redução de carga, caso seja necessária, valorada ao preço da energia no mercado *spot*.

Os programas PBP são baseados na variação dinâmica do preço da eletricidade, refletindo o custo real da energia no momento. O objetivo destes tipos de programas são achatar as curvas de demanda oferecendo um alto preço durante períodos de pico e baixos preços durante períodos fora de pico. São classificados em:

- a) Período de uso (TOU - *Time-of-Use*): é o tipo mais simples de PBP e possui apenas dois blocos de tarifação: pico e fora de pico. Neste esquema o preço da energia é calculado para períodos específicos de tempo baseados nos custos de geração ou na compra da energia no mercado atacadista. O preço pago pela energia consumida neste período é pré-estabelecido e de conhecimento dos consumidores, permitindo a eles variar sua demanda em resposta a tais preços e gerenciar os custos deslocando o consumo para períodos de tarifa mais baixa ou reduzindo seu consumo de forma geral. A implementação é simples e não requer o uso de medição inteligente nem comunicação com a concessionária. A desvantagem é que o esquema não é dinâmico e reflete muito pouco as verdadeiras variações do mercado atacadista de energia;
- b) Precificação por pico crítico (CPP - *Critical Peak Pricing*): a tarifação CPP inclui no programa TOU um alto preço de energia durante períodos de contingência e de elevado custo da energia no mercado por um limitado número de dias no ano. Neste esquema o valor da tarifa em vigência é o mesmo praticado pelo TOU com exceção dos períodos de pico, quando os preços podem refletir os custos de geração e/ou compra de energia no mercado atacadista resultando em preços altos para um período limitado de horas no dia. Este tipo de precificação é considerado a evolução da cobrança por demanda e requer o uso de infraestrutura inteligente de medição. O esquema tem grande aceitação pelo consumidor, mas possui algumas desvantagens (Seetharam et al., 2012). Os preços são limitados e os níveis ajustados para os períodos críticos, entretanto, não podem ser calibrados para acompanhar os preços reais no mercado atacadista. Outra desvantagem é que o número de horas de pico que podem ser estabelecidas em um ano é limitado (Borenstein et al., 2002). A tarifação CPP ainda pode ser por pico crítico em dias extremos (ED/CPP

- *Extreme Day CPP* ou *PTR - Peak Time Rebate*, onde as tarifas para períodos de pico e fora de pico são vigentes durante dias extremos e uma tarifa fixa é utilizada para os demais dias. De forma similar ao CPP, há ainda a precificação por dia extremo (*EDP - Extreme Day Pricing*) que somente difere no fato de que o preço elevado está em efeito vigente por 24 horas ao longo de um número máximo de dias críticos, que é desconhecido até com um dia de antecedência;

- c) Precificação em tempo real (*RTP - Real Time Pricing*): os consumidores recebem tarifas horárias que refletem o custo flutuante da energia no mercado. Segundo Schweppe et al. (1980), a tarifação em tempo real é a forma mais direta e eficiente de balanço entre demanda e suprimento de energia e ainda a mais adequada para um mercado de energia competitivo (Yi et al., 2013). Neste esquema o preço da energia é calculado para um período definido de tempo baseado nos custos de geração e/ou compra de energia no mercado atacadista, podendo sofrer variações em intervalos de geralmente uma hora ou 30 minutos, podendo ser previsto para um horizonte de 24 horas (Berger & Schweppe, 1989). Assim, o consumidor recebe sinais de preços mais próximos do custo real da energia elétrica no período refletindo a dinâmica do mercado de energia elétrica, isto é, considerando as condições de operação do sistema elétrico. O preço *spot* fornece um mecanismo de equilíbrio entre as curvas de oferta e demanda de energia elétrica: se o consumo aumenta o preço também, exprimindo a necessidade de despachar unidades geradoras mais caras, o qual limita esse aumento de consumo (Schweppe et al., 1980). Embora se apresente como a precificação mais próxima do custo instantâneo da energia, a implementação de preços em tempo real possui algumas limitações. Se as curvas de oferta e demanda não se cruzam, não existe uma quantidade de energia e um preço de equilíbrio, portanto o preço pode tender a valores extremamente elevados, o qual os consumidores temem pagar durante determinado período. A maior preocupação é que não está claro quem serão os vencedores e perdedores na adoção da precificação dinâmica (Seetharam et al., 2012).

3.3 Serviços prestados pela integração do lado da demanda

De modo geral, os diversos mecanismos de gerenciamento de demanda têm como foco a redução de consumo de energia durante horários de pico. Entretanto, a integração do lado da demanda pode fornecer vários serviços ao sistema elétrico através da modificação dos padrões de consumo de energia pelos consumidores, principalmente com o desenvolvimento de medidores inteligentes e de tecnologias de automação residencial.

Os principais serviços prestados pela integração do lado da demanda são abordados a seguir (Ekanayake et al., 2012):

- a) Deslocamento de carga: é o movimento de cargas durante períodos do dia (do horário de pico para horário fora de pico) ou do ano. Pode ser coordenada manualmente ou por dispositivos com sistemas de medição da frequência da rede e comunicação com a concessionária;
- b) Preenchimento de vale: o propósito é incentivar o consumidor a usar mais energia elétrica durante períodos em que a mesma é gerada a custos mais baixos ou armazená-la em baterias ou veículos elétricos. O efeito pode ser o de redução dos custos fixos de capacidade instalada da distribuidora;
- c) Corte de ponta: o controle direto de carga e a tarifação horária são usados para reduzir a demanda durante o período de ponta, especialmente quando a demanda se aproxima dos limites de operação de linhas e transformadores ou dos limites de fornecimento de um sistema. Este efeito pode reduzir os custos da concessionária, na medida em que a necessidade de operar suas unidades de geração mais caras é reduzida e também por postergar investimentos na expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição;
- d) Melhoria da eficiência energética: são programas focados para incentivar o uso eficiente de energia elétrica com o objetivo de reduzir a demanda geral de energia. Isso pode reduzir o custo médio de combustível e postergar a necessidade de adição futura de capacidade de geração, transmissão e distribuição;
- d) Serviços ancilares: da mesma forma que pagamentos e incentivos são promovidos a consumidores com participação no corte da demanda de pico e na venda de energia produzida, contratos podem ser estabelecidos com prosumidores e produtores independentes de energia para o fornecimento do que é chamado de serviços ancilares, que incluem (Hunt & Shuttleworth, 1996):
- Controle de frequência por controle direto (corte de carga por atuação de módulos de controle de carga) ou indireto da demanda;
 - Provisão de reserva de geração de curto prazo (girante ou não);
 - Provisão de controle de tensão, pelo fornecimento de potência reativa;
 - Provisão de serviços de emergência, como geração acima dos níveis normais ou serviço de *black start* após interrupção total no fornecimento;

3.4 Integração do lado da demanda e as redes elétricas inteligentes

No contexto da adoção de tecnologias de redes elétricas inteligentes, o uso de mecanismos de gerenciamento da demanda é fundamental para alcançar os objetivos de longo prazo de eficiência energética. As redes elétricas inteligentes são instrumentos complementares ao gerenciamento realizado pelas práticas de resposta da demanda.

Se forem observadas pela ótica da demanda, redes elétricas inteligentes auxiliam consumidores a participar do processo produtivo. Isso ocorre devido à possibilidade dos consumidores acompanharem o próprio consumo e disporem de mais informações para tomar suas decisões.

Segundo Dutra et al. (2013), um resultado interessante observado em programas de resposta da demanda nos Estados Unidos foi a relevância das redes inteligentes na rotina dos consumidores. Ao permitir que o consumidor participe do processo produtivo, através do monitoramento de sua demanda, redes inteligentes potencializam os efeitos de tarifas na forma de preços dinâmicos e resposta da demanda.

Uma análise destes projetos pilotos mostrou que a introdução de tecnologias de redes inteligentes nas residências melhoram significativamente os resultados em termos de redução de consumo. O resultado de 17 projetos pilotos residenciais nos Estados Unidos mostrou que a utilização de tarifas CPP levou a uma redução no consumo de ponta de 14% a 18%, e inclusão de tecnologias associada às tarifas CPP melhoraram essa redução para 34% a 38% (Faruqui & Sergici, 2009).

Uma das consequências da implantação de redes elétricas inteligentes é o estabelecimento de um canal permanente de troca de informações em tempo real entre uma empresa de energia elétrica e um enorme contingente de consumidores, em um contexto em que permite à empresa dispor de detalhes sobre os hábitos do mercado local. Segundo Dutra et al. (2013) tal cenário abre caminho para a prestação de uma vasta gama de serviços que hoje não estão disponíveis nas empresas de energia elétrica. Serviços como os de comunicação, cobrança, marketing, previsão climática, resposta da demanda, entre tantos outros, poderão, em tese, ser prestados pela distribuidora ou também por outras empresas que ofereçam no mercado serviços relacionados ao fornecimento de energia e gestão energética.

3.4.1 Integração de recursos energéticos distribuídos

Para Lasseter & Piagi (2007), a implantação de sistemas de geração distribuída ainda não alcançou níveis significativos na maioria dos países, mas com a evolução das tecnologias

associadas ao conceito de microrredes inteligentes autossustentáveis esta situação tende a se modificar rapidamente. As microrredes inteligentes permitem a criação de subsistemas elétricos autônomos e autogerenciáveis sem a necessidade de reprojeto da rede de distribuição principal, integrando, próximo às unidades consumidoras, fontes de energia de baixo custo (Ekanayake et al., 2012).

A utilização de geração distribuída para reduzir a distancia entre a geração e as cargas pode contribuir com suporte reativo e melhoria dos perfis de tensão, redução de perdas e sobrecarga das redes e ainda evitar investimentos em novos sistemas de transmissão e grandes centrais geradoras. As perdas envolvem as chamadas perdas técnicas, que é o montante de energia dissipada entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não-técnicas ou comerciais, advindas de desvios de energia e deficiências das concessionárias nos processos de faturamento (Vieiralves, 2005).

Particularmente para o Brasil, a geração distribuída também apresenta grande potencial de economia devido à redução de perdas no sistema de transmissão, dado a grande extensão territorial do país (Dias et al., 2006).

Em termos de gerenciamento de energia, sistemas de geração distribuída oferecem opções de maior custo benefício para otimizar recursos, monitorar emissões de gases, responder à variação das tarifas de energia, através de uma plataforma centralizada e de pequena escala em uma microrrede. Adicionalmente, em questões de segurança, pequenos geradores distribuídos em uma microrrede diminuem a possibilidade de interrupção no fornecimento pela falha geral do sistema, particularmente se houver disponibilidade de geração extra (Marnay & Bailey, 2004).

Agregando fontes de geração de propriedade do consumidor através de microrredes virtuais, ampliam-se as opções de mecanismos de resposta da demanda que contribuem com o balanço de cargas. O operador da VPP, que pode potencialmente ser um prestador de serviço ou mesmo o operador do sistema de distribuição, gerencia o despacho de energia para atender os requisitos dos consumidores participantes e obter equilíbrio oferta/demanda. Assim, os clientes das microrredes virtuais pagam à distribuidora pelo serviço de transporte (Ekanayake et al., 2012).

Comparado com a geração centralizada, há significativas diferenças na forma como geradores distribuídos são controlados e conectados à rede (Araújo, 2010). A inserção de fontes distribuídas altera os fluxos de correntes de falta e altera as fontes de serviços ancilares. Assim, a operação de geradores distribuídos necessita ser integrada a um sistema de gerenciamento da distribuição (DMS) para garantir a operação viável do sistema (Ekanayake et al., 2012).

Do ponto de vista regulatório, há incentivos para geração distribuída com injeção de até 30MW na rede de distribuição por meio de fonte primária de aproveitamento hidráulico, solar, biomassa ou cogeração qualificada. Dentre tais incentivos podem ser citados os descontos nas

tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) e de transmissão (TUST), comercialização em leilões específicos, a venda direta a consumidores livres e à distribuidora por meio de chamada pública (Dutra et al., 2013).

3.5 Tecnologias viabilizadoras da integração da demanda

A integração do lado da demanda agrega e insere várias tecnologias ao processo de fornecimento de energia elétrica visando a sua otimização, sendo a medição inteligente considerada a primeira etapa da implantação de tal infraestrutura (Brown & Salter, 2011).

A medição inteligente ou *smart metering*, assim denominada pelo fato do medidor de energia ter se tornado um nó computacional dotado de processamento e capacidade de comunicação, refere-se de maneira geral a um sistema composto pelo medidor eletrônico, ou medidor inteligente, pela infraestrutura de comunicação que conecta este dispositivo ao serviço de operação da rede ou prestador de serviço de energia e aos aplicativos para gerenciamento de dados de medidores, de cobrança e de aplicações de resposta da demanda.

3.5.1 Medição inteligente

A modernização das redes de distribuição de energia elétrica por conta da troca de medidores eletromecânicos por eletrônicos, condição necessária, mas não suficiente para a medição inteligente, tem sido implementada em diversos países desde a década de 80, muito antes da criação do conceito de redes elétricas inteligentes (Sooriyabandara & Ekanayake, 2010; Ekanayake et al., 2012).

Os primeiros sistemas de leitura automática visavam aperfeiçoar o processo de contabilização e cobrança e evitar custos com a leitura manual de medidores. A denominação AMR (*Automated Meter Reading*), refere-se a um sistema que realiza a leitura automática e remota de dados do medidor (consumo, estado etc.), podendo ser eletrônico ou eletromecânico com interface apropriada, e transfere esses dados para um centro de controle de medição através de um meio de comunicação unidirecional (Vieira & Granato, 2011).

Com a evolução dos medidores inteligentes e a facilidade de meios de comunicação bidirecionais surgiram as AMI (*Advanced Metering Infrastructure*). Trata-se de um sistema com capacidade de medição, leitura (programada ou por demanda) e validação de dados de uso de energia ou recursos, interagindo com medidores inteligentes de energia elétrica e também outras grandezas (gás, água, calor etc.), através de diferentes meios de comunicação. É o conceito que impulsionou o desenvolvimento das redes inteligentes de energia elétrica e permitiu o desenvolvimento de estruturas tarifárias que refletem preços no atacado e ajuda consumidores a

entender e gerenciar seu padrão de demanda (Ekanayake et al., 2012).

Segundo Ekanayake et al. (2012), um sistema de medição inteligente consiste de quatro componentes principais: medidores inteligentes, uma rede de comunicação bidirecional, tanto local quanto de longo alcance, e um sistema de gestão de dados de medidores (MDM - *Meter Data Management*). Para a integração da medição inteligente com a operação do sistema de distribuição são necessários ainda interfaces com outros sistemas, como por exemplo para a gestão de dados de medidores e informações de consumidores.

3.5.2 Medidores inteligentes

Vieira & Granato (2011) definem medidores inteligentes como dispositivos eletrônicos de medição de grandezas elétricas com capacidade de processamento, armazenamento de dados e comunicação que contabilizam o consumo de energia de um consumidor e fornecem estas informações de forma automática à empresa distribuidora. Medidores inteligentes podem ler informações em tempo real sobre o consumo de energia, incluindo valores de tensão, ângulo de fase e frequência, processar, armazenar dados e se comunicar de forma segura. Podem ser utilizados para monitorar e controlar dispositivos na instalação do cliente, fontes de geração distribuída e dispositivos de armazenamento de energia. Possuem a função de tarifar apenas a energia consumida a partir da rede de distribuição, limitar o consumo, conectar e desconectar qualquer consumidor remotamente. Os dados recolhidos pelos medidores constituem-se basicamente de uma combinação de parâmetros, tais como: identificador do medidor, marca temporal (estampa de tempo) e valores de consumo de eletricidade.

A diferença entre medidores convencionais e os inteligente são mostradas graficamente na Figura 3.1. Os medidores convencionais funcionam apenas como acumuladores que registram a quantidade de energia consumida ao longo de um período e dependem de leitura manual. Os medidores inteligentes transferem dados dos medidores para fornecedores de energia, operadores do sistema de distribuição e prestadores de serviço de energia através de um *gateway*³ de comunicação.

Um medidor inteligente emprega vários dispositivos de controle, sensores e de transferência de dados e sinais de controle. Estes dispositivos desempenham um papel importante no acompanhamento das características de utilização de energia pelas cargas e na definição de perfis de consumo para cada cliente, além de ajudar empresas distribuidoras na detecção de perdas comerciais e na melhoria da eficiência da distribuição de energia (Depuru et al., 2011).

³Em telecomunicações um *Gateway* é um dispositivo destinado a interligar redes de dados ou traduzir protocolos de comunicação. Do ponto de vista de redes inteligentes funciona como ponte entre medidores em uma rede de dados local para redes mais amplas (NAN ou WAN).

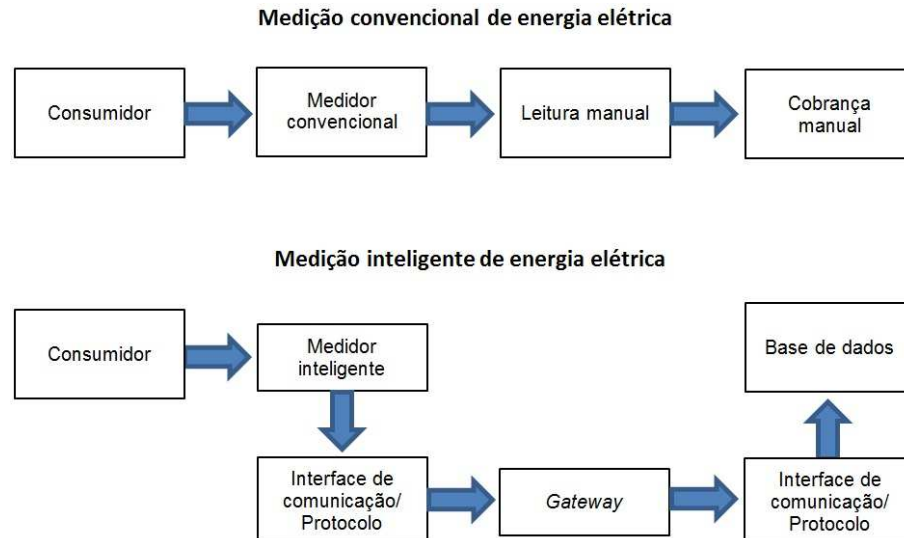


Figura 3.1: Comparativo entre arquiteturas de medidores convencionais e inteligentes (Depuru et al., 2011, Adaptado)

3.5.3 Dispositivos inteligentes

Os chamados dispositivos inteligentes (*Smart Devices* ou *Smart Loads*) permitem que as cargas passivas de um sistema elétrico tradicional evoluam para uma abordagem dinâmica, fazendo uso das tecnologias de comunicação e automação, dando flexibilidade para que os consumidores possam ser mais elásticos, promovendo a eficiência energética e econômica. Além de tornar o consumidor um agente ativo na cadeia produtiva, os dispositivos inteligentes agem no sentido de evitar sobrecargas na rede e interrupções do serviço (Dutra et al., 2013). São exemplos desses dispositivos:

- Módulos controladores de carga (*load control module*);
- Mecanismos de controle de iluminação, temperatura e outros processos que potencializam a eficiência energética de modo economicamente viável;
- Equipamentos e utensílios inteligentes que permitem comunicação bidirecional e controle automático;
- Sistemas de armazenamento de energia.

O primeiro dispositivo desenvolvido e patenteado para alterar o período de funcionamento ou temporizar o funcionamento de dispositivos que operam por ciclos, como refrigeradores e aparelhos de ar condicionado, com o objetivo de deslocar esta demanda para períodos de menor pico, denominado FAPER (*Frequency Adaptive Power Energy Rescheduler*)(Schweppe, 1982) pode ser encontrado hoje embarcado nos chamados eletrodomésticos inteligentes ou cargas inteligentes (Hammerstrom et al., 2008a) ou em módulos controladores de carga instalados juntos aos aparelhos (Hammerstrom et al., 2008b).

Short et al. (2007) mostraram que o controle dinâmico de um grande número de cargas residenciais, como sistemas de refrigeração, tem significativo potencial para estabilizar a frequência das redes elétricas em períodos de aumento na demanda (ou perda da geração) e durante períodos de flutuação da geração a partir de fontes intermitentes.

3.5.4 Infraestrutura de comunicação

Considerando a possibilidade de integração da demanda na operação dos sistemas elétricos, é necessário prover acesso do operador do sistema a cada cliente e a uma rede para transferir o grande volume de dados provenientes dos dispositivos medidores e controladores de carga.

Para os propósitos deste trabalho faz-se necessário apresentar a terminologia utilizada para a organização dos vários tipos de redes de comunicação de dados que devem compor uma estrutura de rede elétrica inteligente. A Figura 3.2 mostra uma representação gráfica da relação entre as várias redes de dados que englobam geração, transmissão, distribuição e consumidor. Mora et al. (2009) sugerem uma divisão das redes de comunicação de dados de acordo com as seguintes áreas:

1. WAN (*Wide Area Network*): Comunicação entre distribuidoras e dispositivos em microrredes. Dividida em dois segmentos:
 - (a) WAN Tronco: Comunicação entre a distribuidora e os transformadores de baixa tensão (concentradores de dados) através de redes de média e alta tensão;
 - (b) WAN Acesso: Comunicação entre o transformador de baixa tensão e dispositivos controladores.
2. LAN (*Local Area Network*): Recursos físicos e lógicos para comunicação entre dispositivos controladores e outros equipamentos em uma residência (cargas), com capacidade suficiente para suportar gerenciamento inteligente e remoto.
3. HAN (*Home Area Network*): É uma rede de dispositivos no interior de uma unidade consumidora, geralmente dispositivos de automação residencial que utilizam tecnologias sem fio de baixa potência e curto alcance que permite a cada nó de rede (que pode ser o próprio medidor) se comunicar com outro nó qualquer dentro de seu alcance. Incluem, além do medidor inteligente, *in-home displays*, eletrodomésticos inteligentes, aparelhos de aquecimento, ventilação e ar-condicionado. As HANs possibilitam gestão de energia e de serviços centralizada e ainda facilidades para conveniência e conforto do consumidor. (IEEE, 2011) define HAN como um tipo de CPN (*Customer Premises Network*), que são as redes dentro da instalação do cliente e fazem interface com uma rede de maior alcance, como uma LAN ou NAN.

Ekanayake et al. (2012) complementam a divisão com mais um tipo de rede de comunicação:

4. NAN (*Neighborhood Area Network*): Ou *Last Mile* (última milha), é uma rede cuja função principal é transferir informação de consumo de medidores inteligentes (AMI) ou gateways e ainda mensagens em tempo real para suporte da operação do sistema de distribuição;

IEEE (2011) descreve ainda outras duas divisões:

5. FAN (*Field Area Network*): Rede que conecta o centro de controle e operações às subestações de distribuição, equipamentos de campo, recursos energéticos distribuídos e microrredes;
6. *Backhaul*: Rede de propriedade da empresa concessionária de energia ou de um provedor de serviços de telecomunicações que conectam NANs, FANs à uma WAN.

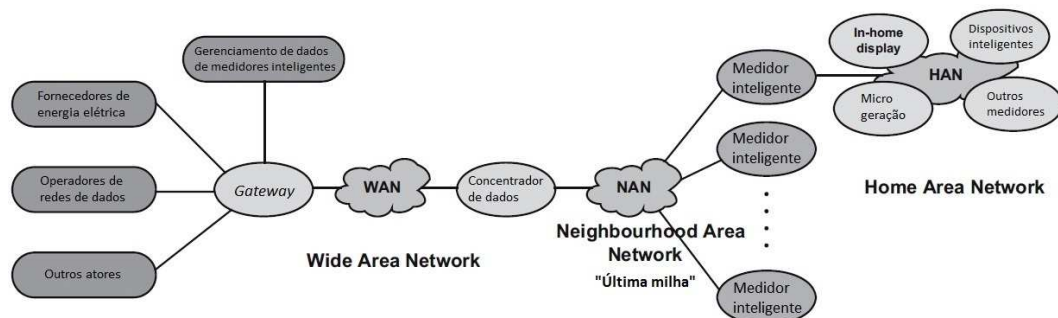


Figura 3.2: Infraestrutura de comunicação para medição inteligente (Ekanayake et al., 2012, Adaptado)

3.5.5 Gestão de dados de medidores

O sistema denominado *Meter Data Management* (MDM) é um banco de dados com a função de processar e gerenciar dados gerados pelos medidores, cujo volume tende a crescer consideravelmente com a exigência de comunicação em tempo real e o registro de informações complementares como fator de potência, DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora). Os MDMs irão aperfeiçoar processos das distribuidoras como geração de faturas, eficiência operacional, serviços ao consumidor, previsão de demanda, gerenciamento do sistema de distribuição (DMS), gestão de fraudes, gestão de demanda, dentre outros. Embora ainda em estágio de desenvolvimento, o

objetivo é permitir a agregação, comparação, consolidação, garantia de qualidade, persistência e distribuição de dados de medidores aos vários sistemas da distribuidora de energia (Ekanayake et al., 2012). As funções básicas desta plataforma são (Vieira & Granato, 2011):

- a) Atuar como repositório de dados de registros, eventos e alarmes;
- b) Processar e analisar dados dos medidores, aplicando validação e retificação em dados inconsistentes e transformando perfis de carga elementares em informação útil à concessionária;
- c) Prover uma interface de programação (API - *Application Programming Interface*) visando as múltiplas destinações de dados dos medidores dentro da infraestrutura da concessionária, melhorando a capacidade de integração com seus sistemas e processos.

3.5.6 Sistema de informações do consumidor

O CIS (*Customer Information System*) mantém uma base de dados do cliente com aplicações que incluem (Ekanayake et al., 2012):

1. Medição: inventário de medidores e localização;
2. Faturamento: Coleta de informações de leitura da infraestrutura de medição, aplicação tarifas, processamento de faturamento;
3. Pagamento: Entrega de cobrança, possibilidade de vários modos de pagamento, implementação de controle de créditos e processos de monitoramento;
4. Perdas: Contabilização em tempo real ou periódica da energia comprada, distribuída e faturada para identificar e localizar as perdas técnicas e comerciais;
5. Qualidade e confiabilidade do fornecimento: Identificação de clientes afetados por interrupções e fornecimento de informações aos clientes sobre falhas, sua possível duração e sobre a manutenção do sistema;
6. Tratamento de reclamações: Integração dos sistemas de *call center*, possibilidade de acesso a informações do cliente e facilidades para registrar reclamações.

3.6 Interações com atores do mercado que viabilizam a resposta da demanda

Um cenário de mercado baseado no Modelo 4 de Hunt & Shuttleworth (1996) permite a todos clientes escolherem seus fornecedores e ao gerador vender diretamente ao consumidor final. Para Hunt (2002) e Schweppe et al. (1980) as transações de compra a partir de consumidores são intermediadas por um sistema de comercialização, que recebe dados de medição de energia consumida e fornecida a rede, ofertas de geração e restrições operativas para cálculo do preço *spot*.

Além do acesso livre ao sistema de distribuição, outros requisitos necessários para o empoderamento do consumidor e concepção de um mecanismo de equilíbrio oferta/demanda é o estabelecimento de interações do consumidor com os demais participantes no mercado.

Estas interações possibilitam a realização das transações comerciais e a troca de informações de monitoramento e controle para incorporar fontes distribuídas no sistema de distribuição e controlar cargas em consumidores residenciais para implementação de resposta da demanda.

3.6.1 Interações entre atores em redes elétricas inteligentes

Os esforços no sentido de definir e padronizar as relações entre os participantes em um mercado de energia elétrica no paradigma das redes elétricas inteligentes são exploradas através de um modelo de referência mais completo e detalhado que se baseia na integração entre sistemas de potência e comunicação bidirecional de informações.

O modelo conceitual de referência para redes inteligentes, desenvolvido para facilitar o projeto de arquiteturas, características, usos, comportamento e requisitos de redes inteligentes foi proposto por NIST (2009). O diagrama mostrado na Figura 3.3 ilustra o modelo que divide o sistema elétrico tradicional em sete domínios: Geração, Transmissão, Distribuição, Consumidor⁴, Mercados, Operações⁵ e Prestadores de Serviços. Cada domínio contém diversas aplicações e atores que são conectados por associações, denominadas interfaces, que representam a troca de informações entre atores.

NIST (2009) e IEEE (2011) definem atores como dispositivos, sistemas de computadores, softwares ou ainda as organizações que os possuem. Atores são definidos como a menor porção de um domínio que possuem a capacidade de tomar decisões e trocar informações com outros atores através das interfaces. Medidores inteligentes, geradores distribuídos e sistemas

⁴Embora a tradução para *Customer* seja cliente (Figura 3.3) e possa se referir na literatura tanto para o consumidor final quanto para uma agência compradora e revendedora de energia, neste trabalho o termo consumidor será empregado somente para denominar o usuário final da energia elétrica.

⁵IEEE (2011) refere-se ao mesmo domínio como Controle e Operações (*Control and Operations*).

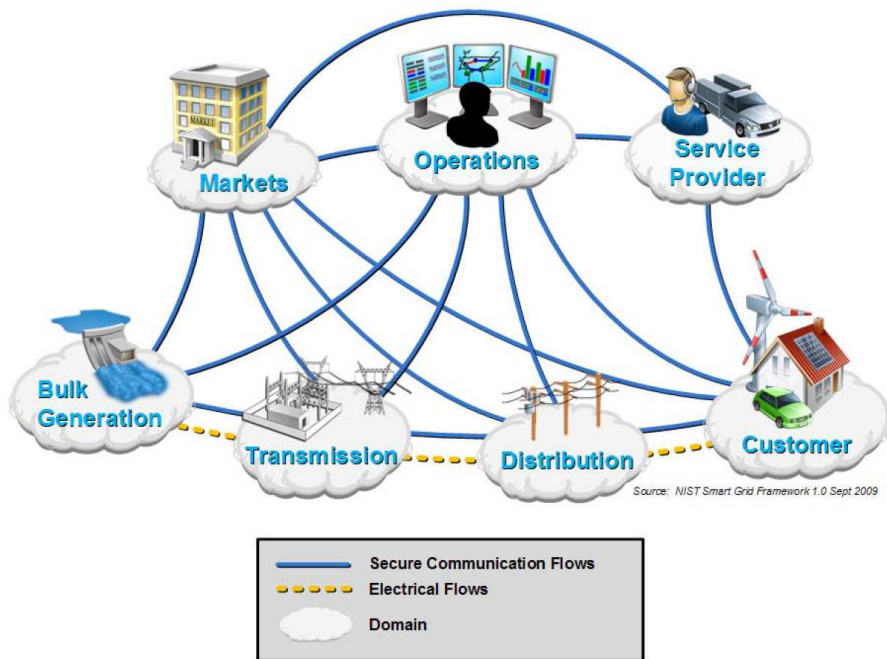


Figura 3.3: Modelo de referência conceitual para rede eléctricas inteligentes (NIST, 2009).

de controle representam exemplos de atores. As tarefas executadas pelos atores são as aplicações, que podem ser executadas por um único ator, ou por diversos atores trabalhando juntos. Os domínios são definidos como grupos de atores que possuem pontos comuns que definem as interfaces. De forma geral, atores dentro de um mesmo domínio possuem objetivos similares.

A linha tracejada através da parte inferior da Figura 3.3 ilustra o fluxo tradicional de energia eléctrica da geração centralizada para o consumo e da geração própria do consumidor para o sistema. As linhas contínuas representam fluxo de informações e conectividade necessária entre domínios para possibilitar a funcionalidade de uma rede inteligente. A Tabela 3.1 lista os sete domínios e a descrição resumida de seus respectivos atores.

Tabela 3.1: Domínios e atores no modelo conceitual de rede inteligente (NIST, 2009)

<i>Domínio</i>	<i>Atores</i>
Consumidores	Usuários finais da eletricidade. Podem também gerar, armazenar e gerenciar o uso da energia.
Mercados	Operações e participantes nos mercados de energia.
Prestadores de serviço	Organizações fornecendo serviços a consumidores e empresas (concessionárias/distribuidoras).
Operações	Administradores do movimento da eletricidade.
Geração	Grandes fontes geradoras de energia.
Transmissão	Transmissores da energia proveniente de grandes fontes por grandes distancias.
Distribuição	Distribuidores de energia para/de consumidores.

Este modelo, além de identificar os possíveis atores e os possíveis fluxos de comunicação em redes inteligentes, também serve como um guia para identificar potenciais interações intra e entre os sete domínios, e também aplicações e capacidades proporcionadas por estas interações. O modelo é descritivo e não prescritivo, isto é, objetiva auxiliar na análise das relações entre domínios e atores e não definir as soluções para cada aplicação dentro do conceito das redes elétricas inteligentes.

Somando-se ao modelo de referência conceitual, IEEE (2011) apresenta um guia com o objetivo de prover diretrizes na implementação de sistema interoperáveis para redes inteligentes. O guia pode ser utilizado como base para identificar e definir os atores e suas relações para cada um dos sete domínios, incluindo as características do fluxo de informações para cada aplicação pretendida. Para cada implementação, cada ator irá representar um conjunto de equipamentos e sistemas que desempenham uma função. E cada equipamento ou função tem uma conexão lógica com muitos, mas nem todos, atores definidos pelo modelo.

Baseando-se no conceito de que a integração entre sistemas elétricos, comunicação e tecnologia de informação é a peça chave para o desenvolvimento de redes inteligentes, IEEE (2011) divide a representação do modelo conceitual criado por NIST (2009) em três perspectivas arquitetônicas: Sistema de Energia Elétrica, Comunicações e Tecnologia da Informação.

A perspectiva arquitetônica do sistema de energia elétrica, mostrada na Figura 3.4, representa uma visão geral do sistema elétrico de potência enfatizando a produção, entrega e consumo de energia elétrica com todos os possíveis atores que representam equipamentos ou funções no sistema de potência dentro de cada um dos sete domínios. Cada linha codificada⁶ no diagrama da Figura 3.4 representa uma relação entre atores dentro do mesmo domínio e também entre atores de diferentes domínios, e se correlacionam com o tipo de fluxo de informação implementada através de um ou mais enlaces físicos. Os domínios são comuns a todas as perspectivas e os atores são únicos a cada perspectiva. Cabe ressaltar que as interfaces representam conexões lógicas, não representam fluxo de potência.

Os atores representados dentro dos domínios são os capazes de tomar decisões e trocar informações com outros atores através das interfaces, representadas pelas linhas no mesmo diagrama. Isto é, são equipamentos, softwares, funções ou conceitos operacionais dentro do sistema de potência que possuem conectividade lógica com outros dispositivos no mesmo ou em outros domínios.

⁶As siglas PS que precedem a numeração das interfaces na Figura 3.4 são para *Power System*.

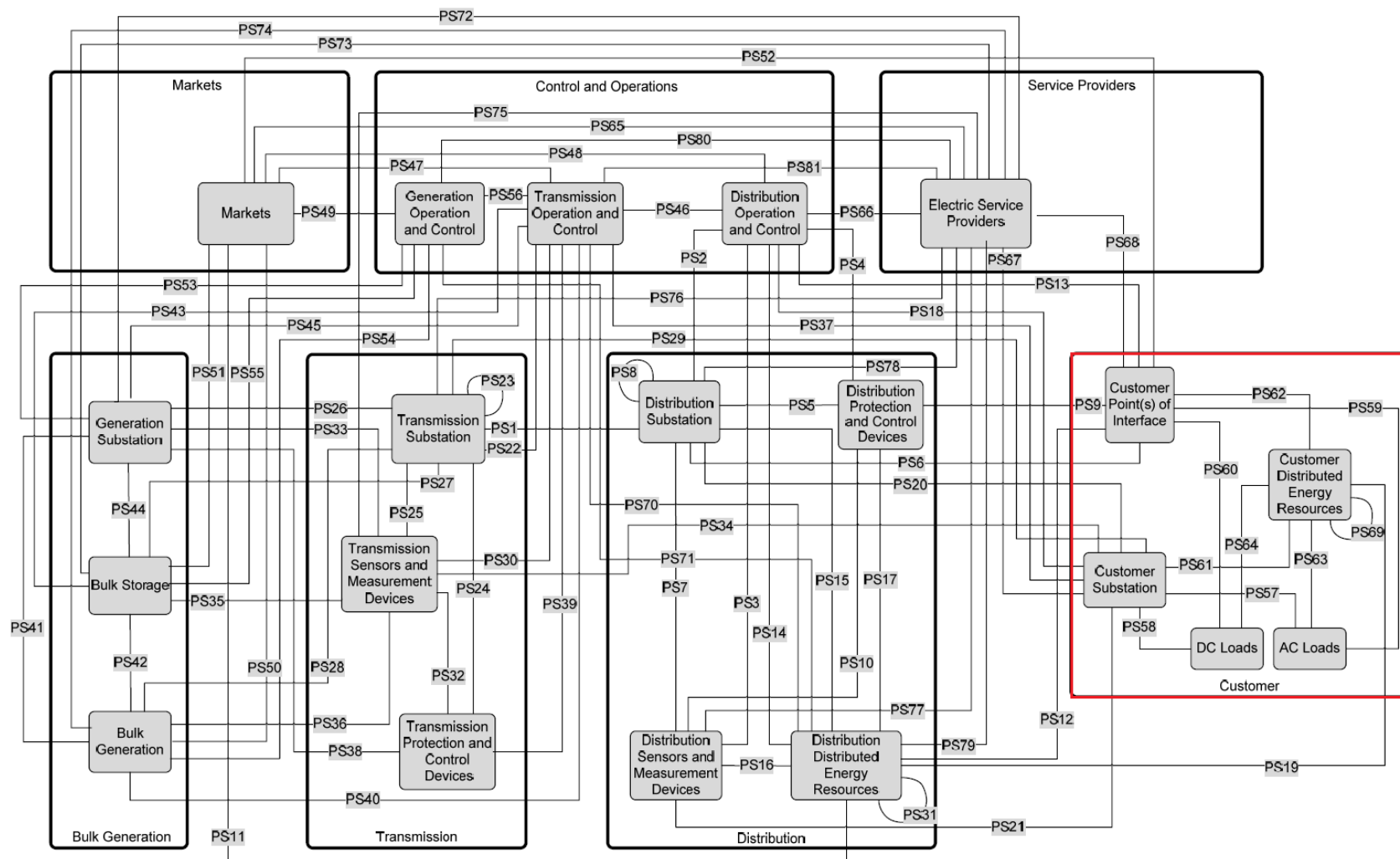


Figura 3.4: Representação conceitual da arquitetura de rede elétrica inteligente da perspectiva do sistema de potência (IEEE, 2011).

3.6.2 Conceito de interface

Para IEEE (2011) as interações entre atores em um mercado de energia elétrica dentro do paradigma das redes elétricas inteligentes são realizadas através de interfaces. Entende-se por interface a conexão lógica entre atores, que suporta um ou mais fluxos de informações implementados através de um ou mais enlaces de comunicação.

Considerando as funções que buscam o equilíbrio entre fornecimento e demanda proposto por Schweppe et al. (1980) e as características de mercado definidas por Hunt & Shuttlesworth (1996), as interfaces do consumidor com os demais agentes que atuam no sistema elétrico e no mercado de energia elétrica do ponto de vista de uma rede elétrica inteligente podem ser analisadas com base em no modelo de referência conceitual proposto por NIST (2009) e IEEE (2011).

No presente trabalho o foco será dado à perspectiva do sistema de energia elétrica para identificar informações a serem transmitidas e recebidas pelo agente consumidor de forma tal a torná-lo ativo no processo de busca do equilíbrio oferta/demanda.

Será então analisado o modelo de referência proposto pela IEEE que atende à necessidade de resposta da demanda no curto prazo. As interfaces que fazem parte do modelo viabilizam o corte ou o deslocamento da carga para períodos de menor consumo, possibilitam que os consumidores paguem uma tarifa que reflita o real custo da energia elétrica ao longo do tempo e ainda estabelecem um caminho para que o excedente de energia gerado pelo consumidor possa ser comercializado no mercado. Portanto, são diversas as opções de interações entre consumidores e agentes externos, porém, neste trabalho será utilizado como base para discussão o conceito de controle homeostático e suas aplicações, apresentados no próximo capítulo.

3.6.3 O domínio Consumidor e seus atores

Pela perspectiva do sistema de energia elétrica do modelo de referência de IEEE (2011), o domínio Consumidor (*Customer*), destacado pelo quadro em vermelho na Figura 3.4, inclui os diversos tipos de consumidores que estão conectados ao sistema de distribuição, podendo ser residenciais, comerciais e industriais. Este domínio pode incluir apenas consumidores com cargas conectadas à rede ou consumidores que possuem geração própria ou armazenamento de energia, ou ainda representar uma microrrede de energia elétrica.

Cada tipo de consumidor, de acordo com seu tamanho, tipo e número de conexões ao sistema elétrico de potência, pode possuir vários tipos de atores. Para aplicações que caracterizam o controle homeostático, internamente ao domínio Consumidor os atores consumidores finais da energia elétrica são representados pelas Cargas (*AC Loads* e *DC Loads*) e os produtores de energia definidas pelos Recursos Energéticos Distribuídos do Consumidor (*Customer Distribu-*

ted Energy Resources), que interagem para um equilíbrio energético local através das interfaces PS57 a PS64 na Figura 3.4. A troca de informações são viabilizadas pelas infraestruturas de comunicação consideradas neste capítulo. Para o consumidor residencial ou para o consumidor conectado a uma microrrede, os atores genéricos da Figura 3.4 desempenham, dentro da proposta de um controle homeostático, os seguintes papéis:

- a) Ponto de Interface do Consumidor (*Customer Point(s) of Interface*): O modelo conceitual de referência (NIST, 2009) retrata dois elementos distintos que, juntos, fornecem a interface do consumidor com domínios externos: o medidor inteligente, interface física entre o domínio distribuição e o domínio consumidor; e a interface de serviços de energia (ESI - *Energy Service Interface*), que funciona como um servidor de informações e uma porta de entrada (*Gateway*) entre a rede de dados interna do consumidor (HAN) e uma rede de dados local (LAN). As funções do ESI podem ser integradas ao medidor inteligente. É através desse elemento que trafegam informações sobre o consumo de eletricidade, comandos de conexão/desconexão remota ou controle direto de demanda trocados com a concessionária de energia local ou prestador de serviços e sinais de preço enviados pelo operador de mercado. Do lado do consumidor, esta interface tem conexão com termostatos, módulos controladores de carga e sistemas de gerenciamento de energia;
- b) Recursos Energéticos Distribuídos do Cliente (*Customer Distributed Energy Resources*): Representa fontes de energia elétrica não diretamente conectadas ao sistema de transmissão, incluindo geradores e tecnologias de armazenamento e ainda um controlador de geração distribuída (IEEE, 2007), ou um sistema de gerenciamento de energia (EMS - *Energy Management System*), que gerencia a operação em tempo real do dispositivo. Além de interface com o ator Ponto de Interface do Consumidor, possui interface com atores externos, para o caso de geradores despacháveis;
- c) Cargas de Corrente Alternada (*AC Loads*) e de Corrente Contínua (*DC Loads*): São definidas como o ponto de entrega de energia para uso final (IEEE, 2007) e caracterizado por possuir dispositivo de comunicação que permite o controle direto por um ator externo ao domínio Consumidor através do Ponto de Interface do Consumidor ou reagir a informações enviadas também pelo operador de mercado (Hammerstrom et al., 2008a);
- d) Subestação do Cliente (*Customer Substation*): representa uma subestação localizada no domínio do cliente e conectada ao sistema de transmissão. Nesse caso, a subestação possui interfaces com o domínio Transmissão e com o domínio Operações (ou Controle e Operações), especificamente com o ator Operador do Sistema de Transmissão. O Operador do Sistema de Transmissão possui controle sobre as subestações de clientes desde que esta instalação possua influência direta na operação do sistema de distribuição. É o caso dos recursos energéticos distribuídos do consumidor que podem ser despacha-

dos diretamente pelo operador do sistema de transmissão, não abordados neste trabalho (IEEE, 2011).

Neste trabalho focar-se-á nas interfaces do domínio Consumidor com os demais domínios, de forma que o consumidor seja parte ativa do mercado de energia, ou seja, alcance a condição de prosumidor conforme características citadas por Grijalva et al. (2011), pelo Modelo 4 de estrutura de mercado elaborado por Hunt & Shuttlesworth (1996) e para a aplicação de um mecanismo de balanço energético a ser apresentado no próximo capítulo.

A integração de prosumidores no mercado implica na capacidade de reportar o consumo e a produção de energia e a capacidade de relacionar seu consumo e geração a interações externas tais como informações de preços.

3.7 Conclusão

Com as mudanças ocorridas pelo desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, os mecanismos de resposta da demanda já consolidados ganham eficiência e a geração descentralizada ganha significância em mercados de energia liberalizados.

O conceito de interface para representar interações entre atores torna-se importante desde que a arquitetura dos sistemas elétricos do futuro estará orientada na busca de um modelo conceitual para redes elétricas inteligentes. Com a adoção deste conceito inicia-se o estudo do domínio consumidor a partir de seus atores e interfaces internas.

Cabe ressaltar que o modelo conceitual apresentado destina-se a auxiliar uma análise e não é um diagrama que define uma solução e a sua implementação.

Capítulo 4

O controle homeostático e a evolução dos sistemas elétricos

4.1 Introdução

A consequência de transformar os consumidores em parte da equação no mercado de energia elétrica é o aumento no número de transações entre os domínios e seus respectivos atores participantes. Estas interações promovem um mercado de eletricidade com meios adequados para enfrentar as falhas da demanda apontadas por Stoft (2002). Para isso, é necessário dispor de interfaces que permitam, em tempo real, contabilizar a energia sendo consumida pela demanda e a fornecida pelo gerador, ao mesmo tempo em que essa informação seja disponibilizada para o consumidor, juntamente com o sinal de preço, e para o operador do mercado.

Assim, a identificação das interfaces entre participantes torna-se essencial visto que é através delas que os produtores e consumidores dispõem das informações sobre consumo e produção de energia. Neste cenário, a medição de consumo pelo tempo de uso deixa de ser somente uma forma útil de promover o uso eficiente de energia para tornar-se uma necessidade comercial, a fim de contabilizar a energia requerida pelos consumidores a cada período de tempo conforme o preço da energia varia, contabilizar o fluxo de potência que entra e sai de uma rede e liquidar as operações de compra e venda de energia e de utilização dos ativos de transmissão e distribuição.

Um modelo de mercado ou conceito se faz necessário para auxiliar no entendimento dos mecanismos que permitem a integração dos recursos técnicos e econômicos que favorecem o equilíbrio dinâmico do mercado através da contínua interação oferta/resposta da demanda. São possíveis diferentes tipos e combinações de interações entre o fornecedor e seus clientes. Para este trabalho será utilizado como base de discussão o conceito de controle homeostático, proposto nos anos 80. A ideia, considerada visionária à época, trata o sistema elétrico como um organismo vivo, onde seus componentes reagem a estímulos trocados entre si contribuindo para

o equilíbrio entre suprimento e demanda de energia elétrica, similar ao mecanismo biológico conhecido como homeostase.

O estudo das interações entre o consumidor e o mercado de energia é então realizado com o objetivo de aplicar o controle homeostático, conceito este que foi ampliado neste trabalho levando em conta a evolução dos mercados de energia elétrica que possibilita a competição em todos os níveis, assim como as possibilidades tecnológicas criadas com o paradigma das redes elétricas inteligentes.

4.2 Controle homeostático como mecanismo de equilíbrio

O conceito de equilíbrio entre suprimento de energia e demanda surgiu como a primeira proposta de resposta da demanda às flutuações do preço da energia elétrica em tempo real. Embora o termo *Smart Grid* tenha surgido como uma política de modernização do sistema de transmissão e distribuição norteamericano apenas em 2007 na declaração do Ato de Independência e Segurança Energética (EISA - *Energy Independence and Security Act*) elaborado pelo governo dos EUA, a ideia do equilíbrio entre fornecimento e demanda e a utilização de recursos de comunicação entre o consumidor e o fornecedor de energia foi proposta em 1980 nos Estados Unidos por pesquisadores do MIT - *Massachusetts Institute of Technology* (Schweppe et al., 1980).

O termo homeostático deriva do conceito biológico de homeostase e se refere à existência de um estado de equilíbrio entre elementos interdependentes de um organismo. O mesmo conceito aplicado ao sistema elétrico corresponde a fatores físicos e econômicos trabalhando juntos para manter um estado de equilíbrio natural entre o fornecimento de energia e a demanda.

A motivação do estudo surgiu pela necessidade de conservação de energia por parte do consumidor final perante o aumento dos custos da energia elétrica e a tendência de crescimento da demanda no futuro. Utilizando a resposta dos consumidores ao preço da energia, combinado com sistemas de comunicação e tecnologia de informação para promover a interação entre consumidores e fornecedores, seria possível então prover um esquema de operação do sistema elétrico diferente do tradicional. Na filosofia de operação tradicional, do tipo fornecimento segue a demanda, o consumidor tem o direito a qualquer quantidade de energia e paga por isso um preço fixo, pré-especificado e infrequentemente reajustado.

Este tipo de filosofia de operação possui várias críticas, dentre as quais podem ser citadas:

- A necessidade de resposta rápida da geração as variações de carga e a grande capacidade de reserva girante causa desperdício de recursos hídricos ou necessidade de despacho não programado de fontes não renováveis;

- Grande diferença entre picos de consumo e carga média, o que implica em superdimensionamento do sistema de transporte;
- A natureza fixa da tarifa de energia desencoraja programas de conservação e gestão da energia e implantação de sistemas de geração própria por parte do consumidor;
- O isolamento dos consumidores dos problemas no parque gerador os torna vulneráveis a emergências de curto prazo, como *blackouts*, e de longo prazo, como períodos de seca e racionamentos;
- Consumidores são isolados do real custo da energia elétrica e os geradores são isolados dos efeitos da competição.

O conceito de controle homeostático traz uma nova visão para a indústria de energia elétrica, na qual a demanda tem um papel ativo no processo de equilíbrio, contrária à tradicional de uma demanda passiva que deve ser atendida a qualquer custo. No entanto, não somente os fatores físicos contribuem para o contínuo equilíbrio entre estes elementos interdependentes do sistema elétrico, mas os fatores econômicos passaram a ter uma importância significativa, particularmente com a evolução do modelo mercantil com ênfase na competição. O mecanismo econômico de maior relevância para o controle homeostático requer a atualização contínua do preço da energia elétrica no mercado, baseada nas mudanças das condições de suprimento e na evolução da demanda ao longo do tempo, e a comunicação em tempo real desses valores ao consumidor. O conceito é altamente dependente de mecanismos de gestão das cargas pertencentes aos consumidores e expande o escopo e a natureza das interações entre consumidor e fornecedor de energia.

O princípio do controle homeostático requer três requisitos para sua implementação. O primeiro é a necessidade de um dispositivo que responda em tempo real à variação da demanda na rede, reagendando a utilização de certas cargas para períodos onde a demanda é menor. Conhecidos atualmente por módulos de controle de cargas (*Load Control Module* ou *Load Control Switch*) são equipamentos compostos de um módulo de comunicação, unidirecional ou bidirecional, um relé liga/desliga, que recebe sinais de controle ou de preço da companhia de eletricidade ou detecta alterações na frequência da rede para desligar ou reduzir o consumo de equipamentos elétricos durante períodos de pico, e uma inteligência embarcada para realizar essas funções (Hammerstrom et al., 2008a).

O segundo requisito é um mecanismo pelo qual os consumidores possam pagar uma tarifa que reflète, ao longo do tempo, o real valor da energia elétrica. Conforme Hunt & Shuttleworth (1996), o preço *spot* consegue modular o consumo e estabelecer um equilíbrio econômico ao longo do tempo. Para tanto, alterações regulatórias e no mercado de energia elétrica são necessárias.

O terceiro é a necessidade de um dispositivo que substitua os medidores eletromecânicos e

possua meios de comunicação bidirecional para dados de consumo e de preços *spot*, ou preços a vista, entre o mercado e o consumidor. Esta é hoje a função das AMI que empregam medidores inteligentes (Ekanayake et al., 2012).

4.3 Modelo de mercado segundo o controle homeostático

O conceito de controle homeostático definiu novos papéis no mercado de energia elétrica e introduziu um primeiro modelo de interface para as interações entre atores, o qual foi posteriormente ampliado com as características que definem as redes elétricas inteligentes (NIST, 2009). No conceito original de controle homeostático é considerado que o mercado de energia elétrica possui três tipos de atores: o consumidor como agente ativo que compra energia ou vende seu excedente para o mercado, as geradoras de energia que fornecem energia ao mercado e o operador do mercado que atua como um corretor ou intermediário entre consumidores e fornecedores. Nesse modelo, baseado no contexto existente na década de 1980 e que pode ser observado na Figura 4.1, as empresas geradoras, junto com o operador do mercado, que também atua como operador do sistema elétrico, formam parte da indústria de energia elétrica em um ambiente de monopólio regulado.

O operador de mercado/sistema elétrico é responsável pela transmissão e distribuição de energia e por sua contabilização e liquidação. Também estão sob sua responsabilidade as informações sobre o custo de geração, os preços *spot* e a disposição dos consumidores em comprar energia a determinado preço (elasticidade do preço da demanda).

Segundo Stoft (2002), o modelo mercantil depende da arquitetura do mercado estabelecida pela regulamentação. No modelo de mercado que surge do conceito de controle homeostático de Schweppe et al. (1980), o consumidor possui interface com a empresa de energia elétrica que exerce o monopólio sobre os consumidores finais. De fato, a representação mostrada na Figura 4.1 corresponde ao Modelo 1 de Hunt & Shuttleworth (1996), isto é, de um ambiente de contratação regulada, onde não é permitido aos consumidores contratar livremente a compra de energia. No entanto, conforme regulamentação vigente nos EUA na década de 80 (PURPA - *Public Utility Regulatory Policies Act*, de 1978), aos grandes consumidores que tinham a possibilidade de instalar sistemas de cogeração era permitida a venda de energia elétrica para as empresas que detinham o monopólio (Figura 4.2), as quais eram obrigadas a comprar a um preço regulado pelo estado e calculado a partir dos custos evitados (*avoided cost*) com novos parques geradores.

Nesse contexto, o controle homeostático resume-se basicamente a um controle de frequência do sistema baseado em controle de cargas interruptíveis, visando o equilíbrio suprimento-demanda controlando apenas a demanda.

Para o consumidor como vendedor de energia, há certa competição na geração, mas uma competição imperfeita. Isto porque o operador de mercado atua como comprador único, o qual é também dono da geração, tendo o poder de influenciar o preço da energia no mercado variando a quantidade comprada (Hunt & Shuttleworth, 1996). Para o consumidor, no seu papel de comprador, mantém-se a não possibilidade de escolha de fornecedor.

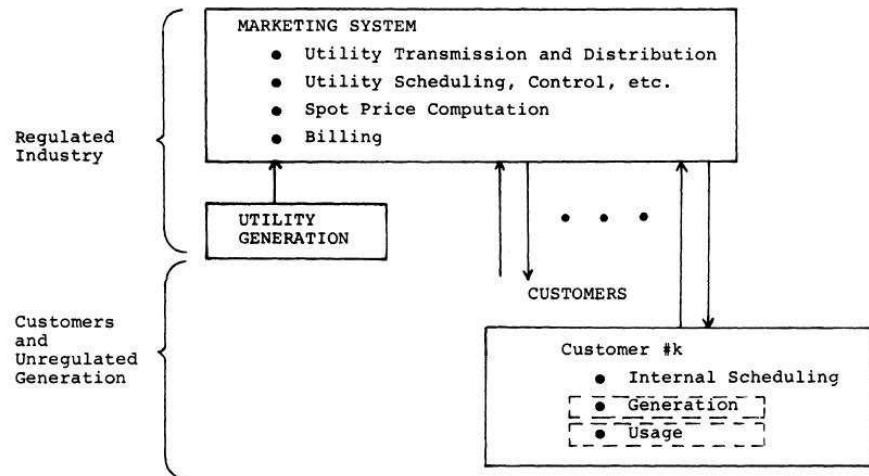


Figura 4.1: Interfaces entre atores no mercado de energia proposto pelo conceito de controle homeostático (Schweppe et al., 1980)

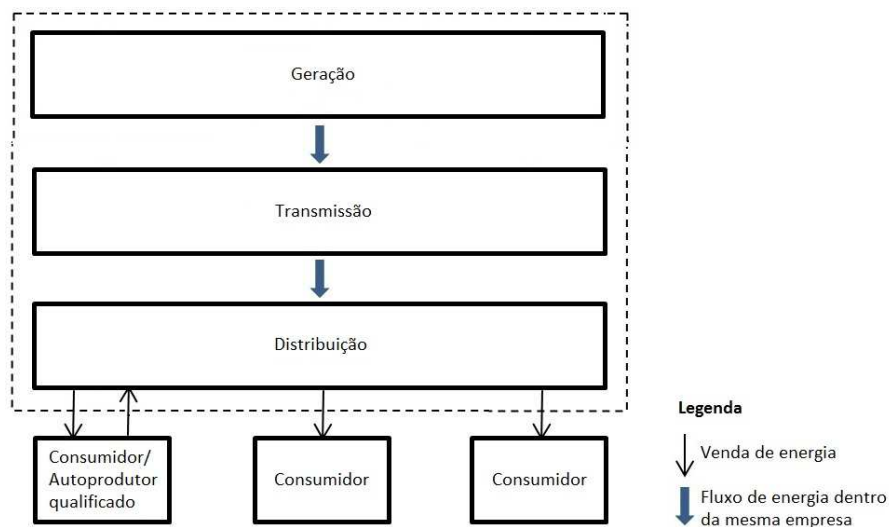


Figura 4.2: Modelo 1 aplicado ao conceito de controle homeostático (Fonte: próprio autor)

A maior beneficiária deste modelo de mercado torna-se a empresa de energia elétrica regulada, que evita custos com reserva girante e reduz a necessidade de controle de frequência através do CAG (Controle Automático de Geração) de seus geradores. Segundo Stoft (2002), este tipo de mecanismo é bastante vantajoso para a concessionária principalmente quando o custo de construir nova geração para atender o horário de ponta alcança níveis bastante elevados.

Ao consumidor, atuando também como produtor de energia, resta apenas a possibilidade

de vender seu excedente à concessionária local pelo preço determinado pela mesma ou por um mecanismo regulatório, ou ainda, aceitar redução de carga em favor da concessionária a um preço também determinado por ela. Nestas condições ainda não fica caracterizada a figura do prosumidor.

4.4 O controle homeostático e a evolução dos mercados de energia

Segundo Schweppe et al. (1980), a peça chave do mercado de energia no controle homeostático é o preço *spot*, que varia dependendo da demanda geral do sistema, das interrupções no fornecimento, da disponibilidade de geração solar e eólica, dos custos de combustíveis, topologia e carregamento das linhas de transmissão, e características climáticas. Para Hunt & Shuttleworth (1996) os mercados *spot* são caracterizados pela entrega imediata do produto, com o preço variando para equilibrar o fornecimento e a demanda e fornecendo um mecanismo de equilíbrio econômico.

O propósito de mercados competitivos é permitir aos consumidores finais descobrir e explorar fontes de baixo custo, condição mínima e essencial para o empoderamento do consumidor. Por esta perspectiva, o conceito original de controle homeostático não apresenta uma condição ideal. Embora o conceito contribua para diminuir a falta de resposta às flutuações do preço e aumentar a elasticidade da demanda através da mudança no padrão de consumo, não aborda o consumidor como fornecedor e competidor do mercado de energia.

O modelo mercantil atualmente prevalecente é aquele no qual é permitida a separação entre o produto e o serviço, com acesso livre ao sistema de distribuição e transmissão, incentivando a competição em todos os setores e a escolha de fornecedor por parte do consumidor (Hunt & Shuttleworth, 1996).

Colocando o consumidor como parte ativa no processo de competição, o modelo de mercado ideal aproxima-se do Modelo 4 (Figura 4.3), onde a distribuição, considerada monopólio natural, é separada da atividade de comercialização de energia elétrica, que é competitiva.

Segundo Hunt (2002) a integração da distribuição com a comercialização é uma característica opcional no Modelo 4. O modelo assume que o sistema de distribuição pode ser operado separadamente da atividade de comercialização. A empresa comercializadora pode fazer acordos com a empresa de distribuição para que ela envie aos seus clientes uma conta que cubra todos os custos, incluindo transmissão, distribuição e a própria energia elétrica.

Com a inclusão da figura do prosumidor, as transações dos consumidores com as distribuidoras e as comercializadoras na Figura 4.3 tornam-se bidirecionais, expandindo o conceito

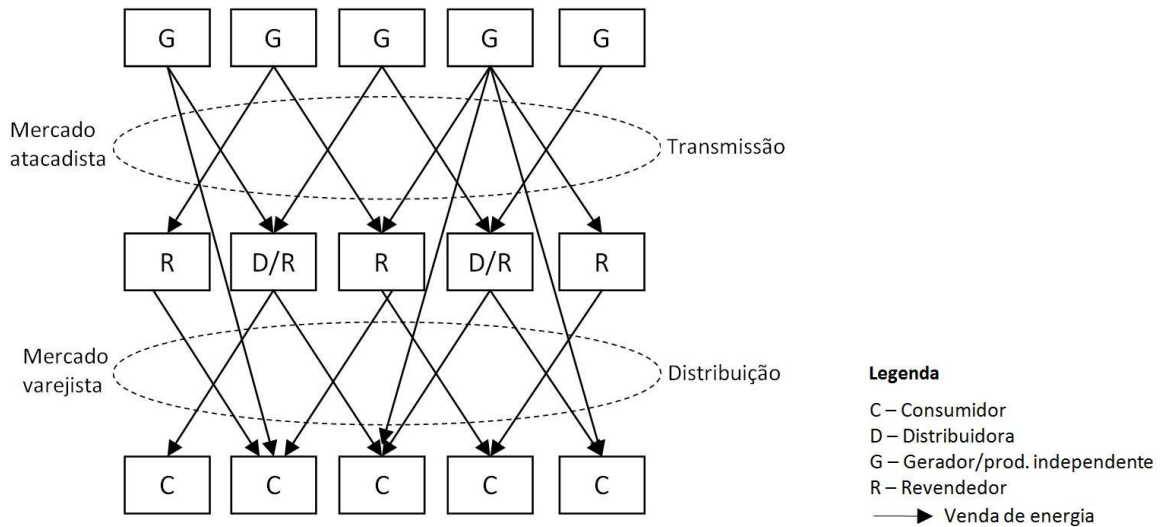


Figura 4.3: Transações no mercado de energia estabelecido pelo Modelo 4 (Hunt, 2002, Adaptado)

do Modelo 4. Com o livre acesso à rede de distribuição pelo prosumidor, somado à liberdade de escolha proporcionada pelo mercado competitivo e a separação entre serviço de transporte e produto transportado, as relações não necessariamente são feitas entre os consumidores finais e a empresa distribuidora.

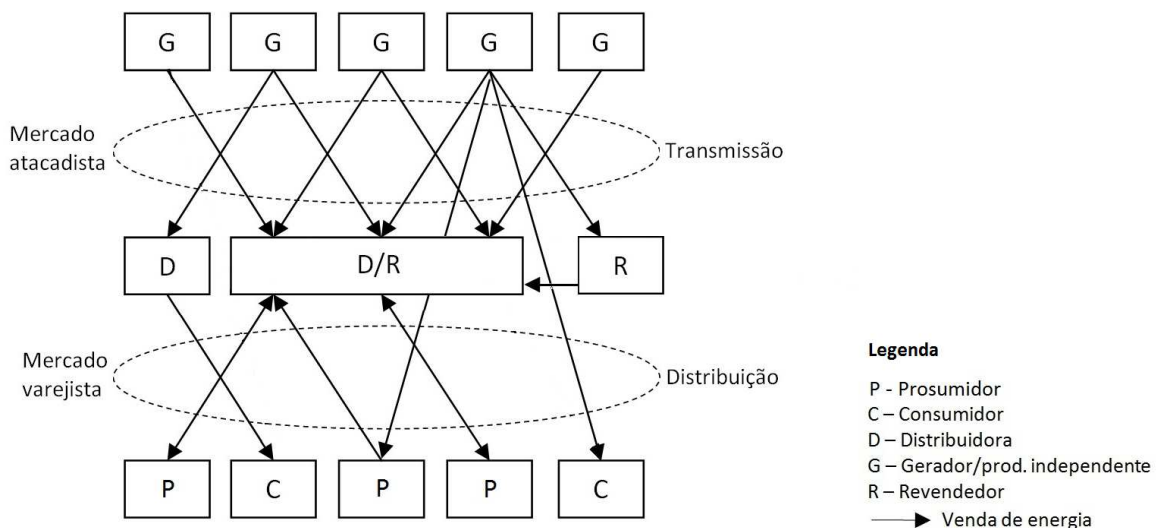


Figura 4.4: Transações no Modelo 4 ampliado com a participação do Prosumidor (Fonte: próprio autor)

O Modelo 4 ampliado (Figura 4.4) permite que todos os consumidores possam escolher seus fornecedores e, ao gerador, vender diretamente ao consumidor final, seja diretamente ou através de empresas comercializadoras que atuam como intermediárias das transações. Para tanto é necessário um sistema de contabilização que receba dados de medição da energia con-

sumida e da fornecida à rede, as ofertas de geração e as restrições operativas para o cálculo do preço *spot*.

Do anterior é possível deduzir que, além do acesso livre ao sistema de distribuição, outros requisitos necessários para o empoderamento do consumidor e para a concepção de um controle homeostático é o estabelecimento de interfaces do consumidor com os demais participantes no mercado. Estas interações possibilitam a realização das transações comerciais e a troca de informações de monitoramento e controle para incorporar fontes distribuídas no sistema de distribuição e controlar as cargas dos consumidores, de forma tal a criar os meios necessários para a resposta da demanda.

É importante destacar que, além da venda de energia ativa ao mercado, a introdução da figura do prosumidor amplia a gama de serviços antes oferecidos somente pelos grandes geradores. Conforme Stoft (2002), abre-se a oportunidade para o surgimento de submercados dentro do Modelo 4, como mercados para a prestação de serviços ancilares.

Estas características do modelo mercantil são uma grande evolução para o controle homeostático, haja vista que ao ser proposto por Schweppe et al. (1980) o contexto da indústria de energia elétrica era o de monopólios verticalmente integrados.

No entanto, o conceito de controle homeostático não deve ficar limitado ao curto prazo com o fim de realizar o controle carga/frequência e sim ser expandido a outros horizontes de tempo. Assim, o sistema elétrico poderia realmente ser pensado como um organismo vivo, que se adapta dinamicamente a mudanças que ocorrem no ambiente no qual está inserido ou a mudanças que ocorrem no próprio sistema elétrico.

4.5 O controle homeostático e os contratos de longo prazo

No conceito do controle homeostático proposto por Schweppe et al. (1980), as transações de energia ocorrem no mercado de curto prazo, respondendo diretamente ao preço *spot*, não existindo contratos bilaterais de longo prazo entre agentes compradores e vendedores de energia.

No entanto, conforme Williamson (1996), as transações podem ocorrer de diversas formas, desde a compra direta em um mercado perfeitamente competitivo, com o preço atuando como mecanismo de autorregulação, até através da integração vertical, passando pelos contratos bilaterais de longo prazo livremente negociados entre compradores e vendedores, muito utilizados na indústria de energia elétrica. Segundo Stoft (2002), as relações comerciais entre agentes vendedores e compradores no mercado de energia elétrica vão desde as transações em tempo real, sem contratos e realizadas de forma centralizada com o operador do sistema elétrico atuando como vendedor de última instância, no que é conhecido como mercado *spot*, até

as transações através de contratos relacionais de longo prazo, realizadas de forma totalmente descentralizadas e com condições livremente negociadas entre o agente vendedor e o agente comprador. As formas nas quais as transações ocorrerão dependem da arquitetura de mercado definida pela regulamentação.

No Modelo 4 existe a possibilidade de contratos para a venda de energia, disponibilidade e outros serviços de geração, prestados por um gerador independente ou ainda um prosumidor. Tais contratos podem ser encontrados em qualquer mercado onde é possível estabelecer transações de energia (Hunt & Shuttleworth, 1996). Não é necessário que os consumidores paguem toda a energia consumida ao preço *spot*, inclusive isto não seria praticável (Hunt, 2002). Os contratos são necessários porque estabilizam os preços, tornam financeiramente possível a entrada de geradores no mercado e também são necessários para controle do poder de mercado dos geradores.

Desta forma o conceito de controle homeostático pode ser estendido à busca do equilíbrio entre oferta e demanda no longo prazo. Assim, no curto prazo o mesmo atuaria no sentido de suavizar a curva de demanda, permitindo um melhor uso dos ativos já disponíveis e no longo prazo buscaria o equilíbrio oferta/demanda através de melhores investimentos, especificamente, evitando aqueles realizados em ativos que teriam poucas horas de uso ao longo do ano, e ainda, limitando a necessidade de capacidade de reserva.

4.6 Aplicações do controle homeostático

O conceito de controle homeostático utiliza a resposta dos agentes de mercado, sejam eles consumidores ou fornecedores, aos sinais passados pelo preço para, dessa forma, obter o contínuo equilíbrio na operação do sistema elétrico, minimizando custos de operação e de investimento através das interações que permitem liberdade de escolha para os atores. A seguir serão descritas as funções pretendidas pelo mecanismo de controle homeostático.

4.6.1 Controle de cargas e resposta da demanda

O mecanismo de resposta da demanda baseado em incentivos para que o consumidor permita o controle direto descrito no Capítulo 3, requer que as decisões de redução de cargas tomadas pelo centro de controle da empresa distribuidora alcancem as cargas controláveis dentro do domínio do consumidor. Da mesma forma, o sinal de preço estabelecido pelo operador de mercado deve alcançar também o consumidor para encorajar a sua reação nos instantes de elevados preços da energia no mercado em tempo real. Ambas as ações contribuem para o balanço entre suprimento e demanda no curto prazo, aliviando o carregamento dos elementos de

rede.

Os dados de consumo do cliente, de acordo com a hora do dia, além de fonte para contabilização e liquidação financeira, alimentam o processo de equilíbrio do mercado e, consequentemente, a formação do preço *spot* para cada período de contabilização. Os intervalos de aquisição destes dados dependem do tempo necessário para obter um preço de equilíbrio, o qual sinaliza o quanto o valor da energia se aproxima do custo real (Hunt, 2002). No proposto por Schweppe et al. (1980), o intervalo para comunicação de dados entre o mercado e o consumidor é de cinco minutos. Trabalhos mais recentes citam intervalos de até dez segundos (IEEE, 2011). Hammerstrom et al. (2008a) também julgam que o preço de equilíbrio de mercado a cada 5 minutos é suficiente, desde que o período de trabalho da maioria dos dispositivos domésticos que operam por ciclos ocorrem em frequência comparável.

Schweppe et al. (1980) acreditam que o mecanismo de controle de cargas funcionaria como uma alternativa de baixo custo para substituir sistemas reguladores como o CAG (Controle Automático da Geração), ou para complementar tais sistemas, como proposto mais recentemente por (Ilic et al., 2011).

O mesmo tipo de interação para redução de cargas é o que permite também deslocar o período de funcionamento ou temporizar o funcionamento de dispositivos que operam por ciclos, como refrigeradores e aparelhos de ar condicionado, com o objetivo de deslocar esta demanda para períodos de menor pico, praticando os mecanismos de deslocamento de carga, corte de ponta e preenchimento de vale.

4.6.2 Controle de geração distribuída do lado do consumidor

A geração descentralizada é controlada pelo próprio consumidor, dependendo das suas necessidades, ou pelo operador do sistema de distribuição, no caso de geradores distribuídos despacháveis. Esses recursos distribuídos podem ser despachados de acordo com a disponibilidade de informação de custos e de valor dos serviços oferecidos pelo usuário final. Valores estes que podem refletir os custos no mercado atacadista e incentivos para aliviar o congestionamento do sistema de transmissão.

Para o caso de recursos distribuídos conectados em microrredes, o balanço oferta/demanda de energia pode ser realizado de forma autônoma por meio de um "*broker digital*", tornando a operação da microrrede autogerenciável, constituindo um controle homeostático realizado de forma autônoma. No entanto, faz-se necessário dispor de recursos energéticos distribuídos despacháveis, tanto do lado da oferta quanto pelo lado da demanda, oferecendo também os demais serviços necessários que garantem a entrega do produto final com qualidade ao consumidor final. É o caso das microrredes virtuais ou VPP onde a energia é produzida e comercializada entre diferentes consumidores através das redes de distribuição existentes (Ekanayake et al., 2012).

Como citado anteriormente, este é o caso da comercialização, também por parte do consumidor, de serviços de suporte à rede. Segundo Hunt & Shuttleworth (1996), além de determinar o preço da energia e pagamentos por disponibilidade, um contrato de compra de energia pode também conter cláusulas sobre o fornecimento de serviços ancilares.

4.7 O controle homeostático e as redes elétricas inteligentes

A evolução na indústria de energia elétrica não fica limitada à evolução do modelo mercantil. A nova onda de mudanças está agora associada ao desenvolvimento de redes elétricas inteligentes e é com esta iniciativa que ganha importância o conceito de interface, o qual será tratado nas seções seguintes na perspectiva do controle homeostático.

A ideia chave do conceito de controle homeostático requer a habilidade de controle de geradores distribuídos e controle de cargas dos consumidores, incluindo ciclos de cargas no ponto final do sistema elétrico, como por exemplo, refrigeradores, aquecedores, aparelhos de ar condicionados, máquinas lavadoras etc., instaladas nos consumidores residenciais.

É certo que um controle neste nível de complexidade depende de diversas tecnologias, arquiteturas de redes, meios e protocolos de comunicação que precisam conectar um grande número de componentes ao longo de toda a cadeia de produção, transporte e consumo de energia elétrica.

Segundo IEC (2010) e Jaloudi et al. (2011) a tecnologia já não é mais uma barreira. Atualmente são amplas as tecnologias de comunicação disponíveis para suportar o fluxo de dados e os requisitos necessários para alcançar os benefícios vislumbrados pela teoria do controle homeostático, porém sem as dificuldades tecnológicas enfrentadas na época.

No paradigma das redes elétricas inteligentes, a definição dos atores no modelo proposto por Schweppe et al. (1980) pode ser expandida através do modelo de referência mais completo e detalhado de NIST (2009). Como citado no capítulo anterior, nesse modelo de referência os atores refletem equipamentos, redes de comunicação, sistemas ou funções presentes nos sistemas de energia, os quais estão localizados dentro de domínios específicos e conectados entre si por uma ou mais interfaces.

A implantação do controle homeostático dentro deste paradigma significa o estabelecimento de canais permanentes de troca de informação em tempo real entre um grande contingente de consumidores finais de energia elétrica com mais de um ator no mercado de energia. Este cenário requer que outros atores, além da distribuidora de energia, sejam destinatários das informações coletadas dos consumidores, abrindo caminho para um menor papel a ser desempenhado pelo monopolista e também abrindo o mercado para a prestação de serviços que não requerem a propriedade de linhas de distribuição, como comunicação de preços *spot*, medi-

ção, cobrança, previsão de preços e serviços de redução de demanda, visto a necessidade de interação direta com o consumidor como participante ativo do mercado.

Para Dutra et al. (2013), esta separação, além de possibilitar as aplicações do conceito do controle homeostático, garante que os novos atores tenham incentivos para perseguir objetivos de eficiência energética e de resposta da demanda, visto que no modelo tradicional não há incentivos, econômicos e regulatórios, para as atividades voltadas ao incremento do desempenho das redes elétricas. Para os mesmos autores, o desacoplamento das atividades de distribuição e de fornecimento de energia elétrica representam benefícios importantes associados às novas tecnologias empregadas pelas redes elétricas inteligentes, já que setores caracterizados por atividades de monopólio não são naturalmente propícios à inovação.

Dentro do controle homeostático proposto, aos operadores do sistema de distribuição e da transmissão e ao operador de mercado são atribuídas funções além das tradicionais.

Baseado em IEEE (2011), a representação lógica dos atores que descrevem as funções do sistema de energia, de acordo com o controle homeostático proposto neste trabalho, são mostradas graficamente na Figura 4.5. A figura destaca as possíveis interações do consumidor com os demais atores do mercado sob a perspectiva do sistema elétrico de potência. As linhas que conectam os atores através dos domínios propostos por NIST (2009) e IEEE (2011) não representam fluxos de potência, e sim descrevem interações para a troca de informações e sinais de controle, que caracterizam uma rede elétrica inteligente e, nesse caso, uma aplicação de controle homeostático. Para simplificar e destacar as interações do ator Consumidor, as demais interfaces que compõem o diagrama completo, apresentado na Figura 3.4, foram eliminadas da Figura 4.5. Como IEEE (2011) é um documento de referência, a numeração das interfaces foi mantida na Figura 4.5 e os tipos de interações que representam estão descritas na Tabela 4.1 no final deste capítulo.

A Figura 4.5 deixa clara a ampliação do número de interações do consumidor com os demais participantes do mercado de energia. As interfaces identificadas são descritas por meio do tipo de informações e sinais de controle trocados entre o consumidor e os demais atores com os quais está relacionado. Esta relação é similar ao que ocorre no campo da biologia, onde a resposta de um sistema é influenciada por estímulos e também pelo comportamento antecipatório de um organismo vivo.

Para Yanine & Cordova (2013), este comportamento explica porque a reação do consumidor dentro do controle homeostático é mais ativa e mais forte quando se espera que uma situação particular ocorra. Isto é, quando se tem informações que podem antecipar reações é possível se adaptar de forma mais rápida às mudanças e exercer o controle sob o próprio comportamento de forma mais eficaz e eficiente, como qualquer organismo vivo.

Assim como os processos de auto-regulação em sistemas biológicos ou mecânicos procu-

ram manter a estabilidade durante o ajuste às novas condições através de realimentação negativa, isto é, reagindo de modo a reverter a direção da mudança, o sistema elétrico através do controle homeostático busca um balanço no qual mudanças internas compensam as alterações externas.

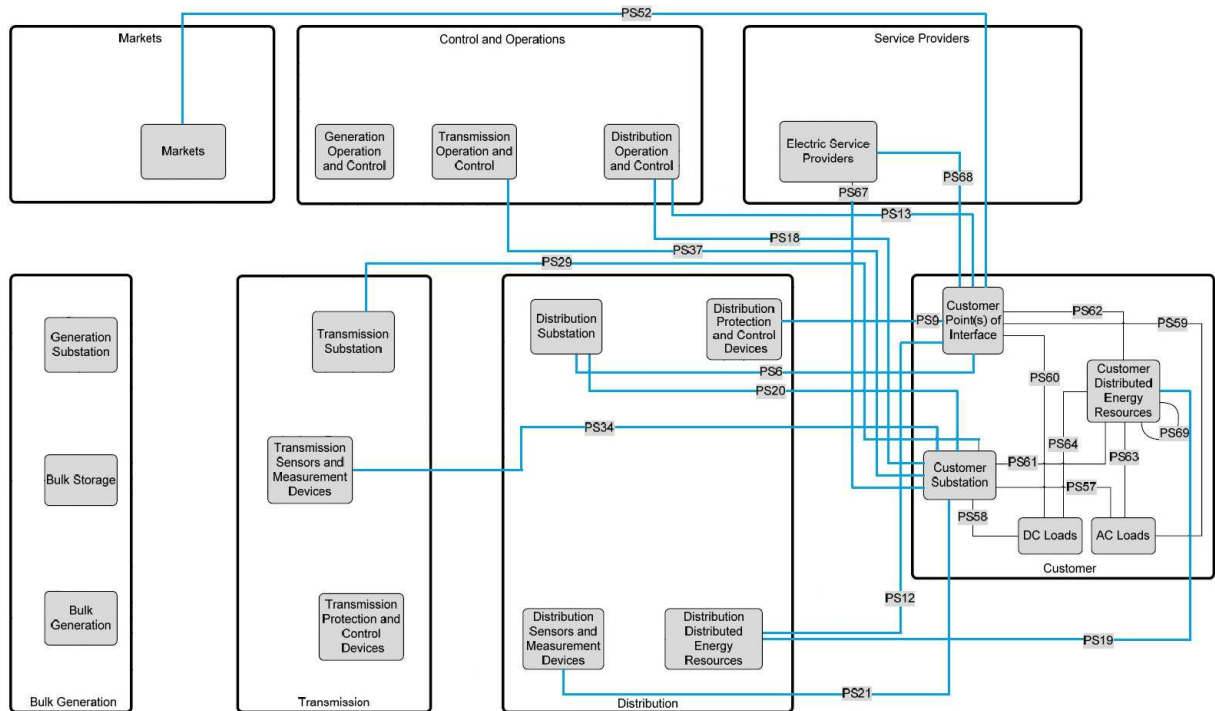


Figura 4.5: Interações do consumidor conforme perspectiva arquitetônica do sistema de energia (IEEE, 2011, Adaptado)

4.7.1 Interfaces externas do domínio Consumidor

O diagrama da Figura 4.5 esclarece as dependências e as interações entre os atores e o domínio sob análise. O domínio Consumidor possui potenciais interfaces com atores nos domínios Mercados, Prestadores de Serviço e Controle e Operações, especificamente com o ator Operador do Sistema de Distribuição. Os domínios Distribuição e Transmissão são considerados no diagrama, mas executam aplicações somente se o consumidor possui conexão física com o sistema de transmissão, como já anteriormente citado.

O ator Ponto de Interface do Consumidor representa a fronteira do consumidor com atores em domínios externos. As interações internas ao domínio Consumidor também precisam alcançar atores externos quando se trata de aplicações de controle direto de cargas por parte do operador do sistema de distribuição e, no caso de dispositivos inteligentes, responder diretamente ao mercado ou sinalizar variações de preço para possibilitar ações voluntárias de resposta pelo consumidor (Hammerstrom et al., 2008b). No modelo econômico considerado, o

preço de equilíbrio baseado no custo marginal de operação local e as informações de demanda instantânea são informadas diretamente ao consumidor.

A seguir descrevem-se as interações do domínio Consumidor por meio dos atores com os quais ele pode se relacionar.

Operador do Sistema de Distribuição

O ator Operador do Sistema de Distribuição, responsável pela infraestrutura de distribuição na sua área de concessão, interage com o domínio Consumidor para o intercâmbio de informação de controle externo das cargas controláveis para preservar a estabilidade de frequência da rede principal e alimentar os sistemas de informação do consumidor (CIS) descritos no Capítulo 3, incluindo:

- a) Informações de identificação do consumidor;
- b) Informações de consumo (em tempo real e histórico);
- c) Informações para a gestão de energia: sinais de preço (*spot*) e sinais de restrições operativas da rede que alimentam mecanismos de resposta da demanda;
- d) Tarifa pelo uso do sistema de distribuição ou transmissão, para os casos em que o consumidor adquira energia de outro fornecedor que não seja a concessionária local.

Este ator ainda representa todas as funções que incluem controle e monitoramento em tempo real de dispositivos de campo, que incluem transdutores de corrente e tensão, medidores, sensores etc., e é responsável pelas informações de supervisão do estado operativo da rede principal. Baseado nas informações do estado da rede, somado às informações do mercado, o ator Operador do Sistema de Distribuição troca sinais para a redução de demanda com atores dentro do domínio do consumidor através do ator Ponto de Interface do Consumidor.

É importante também destacar os novos atores e os papéis que surgem com a inserção dos recursos energéticos distribuídos:

- Operador local do sistema: responsável pela operação da rede elétrica de distribuição local (microrrede) no qual os recursos energéticos distribuídos estão conectados. O operador necessita interagir com a unidade distribuída para monitorar seu estado e possibilitar sua retirada de serviço para proteger e garantir a operação confiável da rede principal. Em alguns casos, o operador local do sistema de distribuição pode possuir e operar geração distribuída;

- Operador de unidade distribuída: controla a operação da fonte local ou remotamente. Interage com a unidade distribuída para monitorar seu estado e supervisionar seu controle dentro do domínio Consumidor.

Operador do Sistema de Transmissão

O ator Operador do Sistema de Transmissão é responsável por manter a frequência e tensão do sistema de transmissão estável, e tem o controle sobre atores no domínio Consumidor desde que exista uma instalação, o ator Subestação do Consumidor, que possua influência direta na operação do sistema de distribuição. É o caso de recursos energéticos distribuídos do consumidor que podem ser despachados diretamente pelo operador do sistema de transmissão e ainda prestar serviços de suporte de tensão, frequência e geração de reserva. Assim, o domínio Consumidor ainda possui interfaces diretas com atores no domínio Transmissão.

Como o livre acesso é permitido nesse modelo, este ator também é responsável pela medição e contabilização das injeções de potência na sua rede.

Prestadores de Serviços de Energia

Com o aumento do tráfego de informações entre cliente e fornecedor do serviço, surgem oportunidades de negócios para a prestação de serviços de gerenciamento de energia pela empresa distribuidora ou por terceiros, como por exemplo (Karnouskos, 2011):

- a) Programas de resposta da demanda;
- b) Plataformas de gestão para consumidores: gestão de consumo e agendamento de cargas controláveis por EMS ou através de uma página *internet* do prestador de serviço (Hammerstrom et al., 2008a);
- c) Serviços de cobrança pelo consumo e pelo uso dos ativos de distribuição;
- d) Intermediário entre consumidor e mercados para serviços de comercialização de energia e serviços ancilares;
- e) Serviços para gestão de recursos energéticos emergentes, como carros elétricos, sistemas de armazenamento de energia e identificação de oportunidades no mercado;
- f) Agregador de recursos distribuídos: gerir múltiplos geradores distribuídos na rede para fins de comercialização de energia e prestação de serviços ancilares.

O ator Prestador de Serviços de Energia pode ser uma entidade ligada à empresa distribuidora como também pode ser um serviço prestado por outra empresa. Para a aplicação de controle de geração distribuída do lado do consumidor, o provedor de serviço opera como um agregador de microrredes virtuais. O intercâmbio de informações, segundo IEEE (2007), amplia-se a partir dos seguintes atores:

- Controlador de geração distribuída;
- Operador local do sistema;
- Agregador de geração distribuída;
- Operador de unidade distribuída.

O controle direto de cargas para controle tensão/frequência e equilíbrio geração/demanda, executado pelo ator Operador do Sistema de Distribuição, pode ser executado por um ator no domínio Prestadores de Serviços.

Através de sistemas denominados ADE (*Automated Data Exchange*), informações de consumo dos clientes da distribuidora local provenientes dos sistemas MDM descritos no Capítulo 3 são transferidos a terceiros a fim de fornecerem produtos e serviços de valor agregado para uma maior variedade de consumidores do que um modelo de concessionária de distribuição tradicional (Balijepalli & Khaparde, 2013).

Mercado

Com a desverticalização dos mercados de energia elétrica e a possibilidade de escolha de fornecedor pelo consumidor, as funções do operador do mercado são desagregadas do operador do sistema (Hunt, 2002). No Modelo 4 não há um comprador único da energia como caracterizado no sistema verticalmente integrado e utilizado na concepção original do controle homeostático. Neste modelo há agentes comercializadores, que não requerem a propriedade de um sistema de distribuição, embora o distribuidor possa também competir no mercado como comercializador (Hunt & Shuttleworth, 1996). Em um modelo de mercado onde o operador do sistema é separado do operador de mercado, este último age como um leiloeiro, equilibrando fornecimento e demanda, e determinando o preço *spot* pelo período determinado pelo tempo de equilíbrio do mercado.

A interface com o operador de mercado caracteriza uma estrutura do tipo *pool*, isto é, existe um agente que atua de forma centralizada equilibrando oferta e demanda em tempo real e determinando um único preço *spot*. O ator Operador de Mercado atua como comprador de última instância da energia necessária para equilibrar a demanda e vende para distribuidoras e consumidores. Este modelo, conhecido com acesso direto (*Direct Access* ou também *Retail*

Wheeling), é o que proporciona melhor uso dos recursos, maior competição e melhor escolha do cliente (Lee et al., 2001).

O ator Operador de Mercado sinaliza variações econômicas baseadas em restrições operativas, ofertas de geração e informações da demanda, interagindo diretamente com o domínio consumidor fornecendo informações dos preços no mercado *spot*, tanto para compra quanto para venda, dos preços para serviços ancilares e das previsões de preços para programas de resposta da demanda baseados no mercado do dia seguinte. Além disso, esta interface possibilita a atuação automática dos dispositivos inteligentes em vista a sinais de preço e auxilia em ações voluntárias de redução de consumo (Hammerstrom et al., 2008b).

O Modelo 4 requer mecanismos que permitam acordos bilaterais entre atores no mercado. Para Hunt & Shuttleworth (1996), preços *spot* são necessários quando acordos entre compradores e vendedores são executados através de redes de distribuição de propriedade de terceiros. Assim, a medição por tempo de uso torna-se uma necessidade comercial, visto a necessidade de contabilizar quanta energia os consumidores estão consumindo de cada comercializadora. O operador tem a responsabilidade de medir e contabilizar as transações comerciais sobre sua rede.

Embora o Modelo 4 de Hunt & Shuttleworth (1996) permita transações diretas entre geradores e consumidores, aumentando ainda mais o poder de escolha e a competição no mercado, o conceito proposto por Schweppe et al. (1980) acredita que, através da interface do consumidor com o agente comercializador, seja possível controlar a demanda a partir de sinais de preços e consequentemente conseguir o equilíbrio oferta/demanda de forma dinâmica.

4.7.2 Resumo das interfaces para aplicação do controle homeostático

Utilizando as interfaces codificadas conforme modelo de referência proposto em IEEE (2011) e mostrados na Figura 4.5, a Tabela 4.1 resume as interfaces e informações relevantes entre atores de forma genérica, sugeridas pela perspectiva do sistema de energia elétrica, que influenciam na proposta de um controle homeostático.

Tabela 4.1: Interfaces entre atores no sistema de energia (IEEE, 2011)

<i>Interface</i>	<i>Ator 1</i>	<i>Ator 2</i>	<i>Tipo de interação</i>
PS6	Subestação de distribuição	Ponto de interface do consumidor	- Técnicos (medição, controle, monitoramento e proteção) .

Tabela 4.1 : Interfaces entre atores no sistema de energia (IEEE, 2011) (*Continuação*)

<i>Interface</i>	<i>Ator 1</i>	<i>Ator 2</i>	<i>Tipo de interação</i>
PS9	Dispositivos de controle e proteção da distribuição	Ponto de interface do consumidor	- Técnicos (medição, controle, monitoramento e proteção).
PS12	Recursos energéticos distribuídos (Distribuição)	Ponto de interface do consumidor	- Econômicos (medição, para balanço local entre geração e demanda do consumidor com geração conectada ao sistema de distribuição).
PS13	Operação da distribuição	Ponto de interface do consumidor	- Técnicos (controle de cargas, monitoramento, despacho de geração distribuída, medição, disponibilidade do gerador); - Econômicos (medição).
PS18	Operação da distribuição	Subestação do consumidor*	- Técnicos (medição, controle, monitoramento); - Econômicos (medição).
PS19	Recursos energéticos distribuídos (Distribuição)	Recursos energéticos do consumidor	- Econômicos (medição, para balanço local entre geração e demanda do consumidor com geração conectada ao sistema de distribuição).
PS20	Subestação de distribuição	Subestação do consumidor	- Técnicos (medição, controle, monitoramento e coordenação de dispositivos de proteção).
PS21	Dispositivos sensores e de medição da distribuição	Subestação do consumidor	- Técnicos (medição, controle, monitoramento e proteção).
PS29	Subestação de transmissão	Subestação do consumidor*	- Técnicos (medição, controle, monitoramento e coordenação de dispositivos de proteção).
PS34	Dispositivos sensores e de medição da transmissão	Subestação do consumidor*	- Técnicos (medição, controle, monitoramento e coordenação de dispositivos de proteção).
PS37	Operação da transmissão	Subestação do consumidor*	- Técnicos (despacho de geração distribuída, medição, disponibilidade do gerador); - Econômicos (medição).
PS52	Mercados	Ponto de interface do consumidor	- Econômicos (sinais de preço).

Tabela 4.1 : Interfaces entre atores no sistema de energia (IEEE, 2011) (*Continuação*)

<i>Interface</i>	<i>Ator 1</i>	<i>Ator 2</i>	<i>Tipo de interação</i>
PS67	Provedores de serviço	Subestação do consumidor*	- Técnicos (medição, controle, monitoramento); - Econômicos (medição).
PS68	Provedores de serviço	Ponto de interface do consumidor	- Técnicos (despacho de geração distribuída, medição, disponibilidade do gerador, controle de cargas); - Econômicos (medição, sinais de preço).

(*) para consumidores conectados diretamente ao sistema de transmissão

4.8 Conclusão

Este capítulo analisou, com base em um modelo de referência conceitual para redes elétricas inteligentes e uma arquitetura de mercado de energia elétrica, as interfaces do consumidor com atores desse mercado, com foco principal no contexto de controle homeostático e adaptadas a um modelo de mercado onde prevalece a competição em todos os níveis.

O estudo das interfaces auxilia na aplicação das tecnologias viabilizadoras de uma rede elétrica inteligente apresentadas no Capítulo 3. Um grande desafio enfrentado consiste em estruturar todos os recursos técnicos necessários para uma aplicação específica, nesse caso, um controle homeostático, utilizando apenas estudos de caráter amplo e representações conceituais, como o modelo proposto por IEEE (2011).

A importância nas interações econômicas através das interfaces ganha significância com a ideia de controle baseado em preços de Schweppe et al. (1980) e tem sido explorada em trabalhos onde sinais de preço são empregados como ferramenta para moldar o comportamento de atores conectados ao sistema elétrico através de um mecanismo dinâmico de realimentação (Alvarado, 2003; Alvarado, 2005; Ramchurn et al., 2011; Yanine & Cordova, 2013).

Capítulo 5

Conclusão

O presente trabalho contribui com uma nova visão para o mecanismo de equilíbrio entre geração e demanda através do conceito de controle homeostático. Esse conceito foi inicialmente proposto na década de 1980 para o controle carga/frequência e neste trabalho foi adaptado ao contexto atual dos mercados de energia e das chamadas redes elétricas inteligentes.

Assim, o equilíbrio dinâmico entre geração e consumo de energia através da participação ativa do consumidor é tratado como sendo uma aplicação que ganha em importância e é viabilizado pelas redes elétricas inteligentes. Desta forma, o trabalho amplia os tradicionais modelos de mercado de energia elétrica, apresenta novas características para as *Smart Grids* e ainda amplia o próprio conceito original do controle homeostático, relacionando-o com a evolução da tecnologia e dos mercados de energia elétrica.

Ao longo do trabalho fica evidente que, com a abertura do mercado varejista de energia elétrica e a possibilidade do consumidor escolher seu fornecedor e de atuar como produtor, os tradicionais papéis dos atores no mercado de energia elétrica são alterados, surgindo novas possibilidades de serviços. Assim, torna-se evidente a necessidade de caracterizar os novos papéis e as interfaces que definem como podem interagir entre si, no sentido de maximizar os benefícios econômicos.

Mostra-se que a evolução dos sistemas de energia elétrica encontra barreiras não apenas tecnológicas, regulatórias e econômicas, mas também na indefinição dos papéis e das interações entre atores que estabelecem a dinâmica fornecedor/consumidor. Portanto, observa-se que os esforços na busca de uma maior eficiência nos sistemas elétricos, baseados em mecanismos de gestão da energia e programas de resposta da demanda, podem ser considerados como ações executadas de forma isolada e desconectadas umas das outras. A caracterização das novas interfaces entre atores fornece uma base para a cooperação entre diferentes domínios, tornando possível o acesso e a troca de informações até agora disponível de forma limitada e que não colaboram para o equilíbrio do sistema com todos os agentes participando de forma ativa, particularmente os consumidores.

Destaca-se que, com a adoção das tecnologias que caracterizam as redes elétricas inteligentes, é possível que atores do final da cadeia produtiva de energia elétrica interajam com atores no topo, adaptando-se continuamente às condições do sistema elétrico e às variações do mercado, em busca de um sistema em equilíbrio, repensando o papel passivo do consumidor e fortalecendo o conceito de que sistemas elétricos podem se comportar como organismos vivos.

De forma geral, a natureza exploratória deste trabalho colabora com uma ferramenta analítica útil para que os participantes da indústria de energia elétrica possam conduzir melhorias nos processos técnicos e comerciais existentes, desenvolver interações entre atores que amenizam os efeitos provocados pelas falhas da demanda no mercado de energia elétrica e tornem viável uma nova geração de serviços e aplicações que não são possíveis atualmente, principalmente as que possibilitam que consumidores individuais tenham informações de mercado e controle sobre seu consumo e geração própria de eletricidade.

O estudo da bibliografia mostra que as questões técnicas e econômicas estão fortemente relacionadas em qualquer aplicação prática no mercado de energia. Assim, justifica-se o estudo de interações entre atores considerando tanto sinais técnicos quanto sinais de preços. Mais além, é mostrado que o estabelecimento das interações entre atores no mercado de energia colabora na busca pela eficiência econômica, que está relacionada com i) produção e investimento, através da utilização racional dos recursos, eficiência nas decisões e gestão de investimentos; ii) uso por parte do consumidor, através de sinais para utilização da eletricidade quando seu valor excede o custo de produção e iii) alocação, quando os preços refletem o custo marginal dos recursos em diferentes períodos e localizações para garantir que a correta quantidade é produzida, que os produtores mais econômicos gerem e que a produção seja alocada aos consumidores que a valorizem.

Como a regulamentação governa muitos aspectos das redes elétricas inteligentes, a utilização de um modelo conceitual como referência precisa ser consistente com os marcos legais e regulatórios. Assim, sugere-se como trabalhos futuros discutir a atual legislação, incluindo políticas e requisitos que se aplicam aos vários atores, aplicações e suas interações.

Ainda, como proposta para trabalhos futuros aplicados à dinâmica técnica e econômica do sistema elétrico, sugere-se estudar de que forma o controle homeostático pode ser utilizado no equilíbrio no curto, médio e longo prazo, descrevendo detalhadamente como cada interface atua no envio e recepção de estímulos para o controle homeostático. As interações entre atores, aplicadas a ferramentas de simulação que agregam cálculos de fluxo de potência com modelos de mercados baseados em preços marginais locais reais, podem ser usadas para estimar os impactos provocados pela mudança de paradigmas, comparar o comportamento de consumidores sob diversos mecanismos de resposta da demanda, avaliar economicamente a influência da participação do consumidor no mercado e quantificar custos envolvidos pela implementação das aplicações consideradas neste trabalho.

Referências Bibliográficas

- Albadi, M. H. & El-Saadany, E. (2007). Demand response in electricity markets: An overview, *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–5.
- Alvarado, F. (2003). Is system control entirely by price feasible?, *System Sciences, 2003. Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on*, pp. 6 pp.–.
- Alvarado, F. L. (2005). Controlling power systems with price signals, *Decis. Support Syst.* **40**(3-4): 495–504.
- Amin, S. & Wollenberg, B. (2005). Toward a Smart Grid: Power delivery for the 21st century, *Power and Energy Magazine, IEEE* **3**(5): 34–41.
- ANEEL (2013). Relatório ANEEL 2012, *Relatório técnico*, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Brasília.
- Araújo, F. B. (2010). *Impacto da geração distribuída nas condições de estabilidade de tensão*, Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ.
- Balijepalli, V. & Khaparde, S. (2013). Enablement of consumer-oriented interoperable systems with integration of CIM and green button standards, *Systems Journal, IEEE* **7**(4): 681–691.
- Berger, A. & Schweppe, F. (1989). Real time pricing to assist in load frequency control, *Power Systems, IEEE Transactions on* **4**(3): 920–926.
- Boardman, E. (2010). The role of integrated distribution management systems in Smart Grid implementations, *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pp. 1–6.
- Borenstein, S., Jaske, M. & Rosenfeld, A. (2002). Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets, *Technical report*, University of California Energy Institute.
- Brown, A. & Salter, R. (2011). Can Smart Grid technology fix the disconnect between wholesale and retail pricing?, *The Electricity Journal* **24**(1): 7 – 13.
- Depuru, S., Wang, L., Devabhaktuni, V. & Gudi, N. (2011). Smart meters for power grid – Challenges, issues, advantages and status, *Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES*, pp. 1–7.
- Dias, M. V. X., Bortoni, E. C. & Haddad, J. (2006). Geração distribuída no Brasil: Oportunidades e barreiras, *Revista Brasileira de Energia* **11**(2).

- Dutra, J., Pinheiro, M. C., Leite, N. F., Jatobá, P., Medeiros, L. I., Schmidt, M., Pacheco, L., Maia, F., Guimarães, D. S. & Barreto Neto, A. (eds) (2013). *Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: Subsídios para um Plano Nacional de Implantação*, 1º edn, Synergia, Rio de Janeiro.
- Ekanayake, J., Jenkins, N., Liyanage, K., Wu, J. & Yokoyama, A. (2012). *Smart Grid: Technology and Applications*, John Wiley & Sons, Chichester, U.K.
- EUA (2007). U.S. House, 110th Congress: The Energy Independence and Security Act of 2007, Public Law 110-140, U.S. Government Printing Office, Washington, USA.
- EUA (2009). Smart Grid System Report, *Technical report*, U.S. Department of Energy.
Disponível em: <http://energy.gov/oe/downloads/2009-smart-grid-system-report-july-2009>
- Falcão, D. M. (2009). Smart Grid e Microredes: o futuro já é presente, *VIII SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, Rio de Janeiro.
- Faruqui, A. & Sergici, S. (2009). Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence, *Technical report*, The Brattle Group, San Francisco, CA, USA.
- Gonen, T. (2008). *Electric Power Distribution System Engineering*, CRC Press, USA.
- Grijalva, S., Costley, M. & Ainsworth, N. (2011). Prosumer-based control architecture for the future electricity grid, *Control Applications (CCA), 2011 IEEE International Conference on*, pp. 43–48.
- Hammerstrom, D., Ambrosio, R., Carlon, T., Desteese, J., Horst, G., Kajfasz, R., Kiesling, L., Michie, P., Pratt, R., Yao, M., Brous, J., Chassin, D., Guttromson, R., Jarvegren, O., Katipamula, S., Le, N., Oliver, T., Thompson, S., Eustis, C., Marek, W. & Munson, R. (2008a). Pacific Northwest GridWise Testbed Demonstration Projects: Part I - Olympic Peninsula Project, *Technical report*, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, USA.
- Hammerstrom, D., Ambrosio, R., Carlon, T., Desteese, J., Horst, G., Kajfasz, R., Kiesling, L., Michie, P., Pratt, R., Yao, M., Brous, J., Chassin, D., Guttromson, R., Jarvegren, O., Katipamula, S., Le, N., Oliver, T., Thompson, S., Eustis, C., Marek, W. & Munson, R. (2008b). Pacific Northwest GridWise Testbed Demonstration Projects: Part II - Grid Friendly Appliance Project, *Technical report*, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, USA.
- Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R. & Marnay, C. (2007). Microgrids, *Power and Energy Magazine, IEEE* 5(4): 78–94.
- Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*, Wiley Finance, John Wiley & Sons, New York, USA.
- Hunt, S. & Shuttleworth, G. (1996). *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons, Chichester, U.K.
- IEC (2010). *IEC Smart Grid Standardization Roadmap*, IEC - International Electrotechnical Commission, IEC Smart Grid Strategic Group.

- IEEE (2007). *IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected With Electric Power Systems - IEEE Std 1547.3-2007*, Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- IEEE (2009). *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - IEEE Std 1547.2-2008*, Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- IEEE (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 Std 2030-2011*, Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Ilic, M., Black, J. & Prica, M. (2007). Distributed electric power systems of the future: Institutional and technological drivers for near-optimal performance, *Electric Power Systems Research* **77**(9): 1160 – 1177.
- Ilic, M., Popli, N., Joo, J.-Y. & Hou, Y. (2011). A possible engineering and economic framework for implementing demand side participation in frequency regulation at value, *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp. 1–7.
- Jaloudi, S., Ortjohann, E., Schmelter, A., Wirasanti, P. & Morton, D. (2011). Communication strategy for grid control and monitoring of distributed generators in smart grids using IEC and IEEE standards, *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, pp. 1–6.
- Kagan, N., Gouvea, M., F., M., Duarte, D., Labronice, J., Guimarães, D. S., Barreto Neto, A., Da Silva, J. F. R. & Particelli, F. (2013). *Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: Análise de Custos e Benefícios de um Plano Nacional de Implantação*, 1° edn, Synergia, Brasilia.
- Karnouskos, S. (2011). Demand side management via prosumer interactions in a smart city energy marketplace, *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, pp. 1–7.
- Lasseter, R. (2002). Microgrids, *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, Vol. 1, pp. 305–308 vol.1.
- Lasseter, R. & Piagi, P. (2007). Extended microgrid using (DER) distributed energy resources, *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–5.
- Lee, W.-J., Lin, C. H. & Swift, K. (2001). Wheeling charge under a deregulated environment, *Industry Applications, IEEE Transactions on* **37**(1): 178–183.
- Marnay, C. & Bailey, O. (2004). The CERTS microgrid and the future of the macrogrid, *Proc. of the ACEEE 2004 Summer Study on Energy Efficiency in Building, Pacific Grove, CA*. p. 14.
- Meena, A. & Mittal, A. (2011). Micro grid technological activities across the globe: A review, *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences* **7**(2): 147–152.
- Moore, D. & McDonnell, D. (2007). Smart Grid vision meets distribution utility reality, *Technical report*, The McDonnell Group, Roswell, Georgia, USA.

- Mora, R., Lopez, A., Roman, D., Sendin, A. & Berganza, I. (2009). Communications architecture of Smart Grids to manage the electrical demand, *Third Workshop on Power Line Communication*, pp. 1–4.
- Nery, E. (2012). *Mercados e Regulação de Energia Elétrica*, 1° edn, Interciência, Rio de Janeiro.
- NIST (2009). *NIST framework and roadmap for Smart Grid interoperability standards, release 1.0*, U.S. Dept. of Commerce, National Institute of Standards and Technology, Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, Gaithersburg, MD, USA.
- Pascalichio, A. C. (2012). *Perspectiva econômica e modelo de negócio da tecnologia de telecomunicação nas redes de distribuição de energia elétrica no Brasil*, Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia - EP/FEA/IEE/IF, São Paulo.
- Ramchurn, S. D., Vytelingum, P., Rogers, A. & Jennings, N. R. (2011). Agent-based homeostatic control for green energy in the Smart Grid, *ACM Trans. Intell. Syst. Technol.* **2**(4): 35:1–35:28.
- Schweppe, F. (1982). Frequency adaptive, power-energy re-scheduler. US Patent 4,317,049.
- Schweppe, F., Tabors, R., Kirtley, J., Outhred, H., Pickel, F. & Cox, A. (1980). Homeostatic utility control, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-99*(3): 1151–1163.
- Seetharam, D., Ganu, T. & Basak, J. (2012). Sepia - A self-organizing electricity pricing system, *Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2012 IEEE*, pp. 1–6.
- Sheble, G. (2009). Forward to the past: Envisioning the future energy industry, *Power and Energy Magazine, IEEE* **7**(4): 16, 18–18, 20, 25.
- Sheble, G. (2011). Demand is very elastic!, *Power and Energy Magazine, IEEE* **9**(2): 14–20.
- Short, J., Infield, D. & Freris, L. (2007). Stabilization of grid frequency through dynamic demand control, *Power Systems, IEEE Transactions on* **22**(3): 1284–1293.
- Short, T. (2003). *Electric Power Distribution Handbook*, Electric power engineering series, Taylor & Francis.
- Sooriyabandara, M. & Ekanayake, J. (2010). Smart Grid - Technologies for its realisation, *Sustainable Energy Technologies (ICSET), 2010 IEEE International Conference on*, pp. 1–4.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press.
- Sup, L. M. A. (2012). *Arquitetura física e lógica de uma smart microgrid para a gestão integrada da energia: Um modelo para o parque tecnológico de Itaipu*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos, Foz do Iguaçu, PR.
- Vieira, J. & Granato, S. (2011). Medição Inteligente e Smart Grid, Smart Grid News. Disponível em: www.smartgridnews.com.br

- Vieiralves, E. (2005). *Proposta de uma metodologia para avaliação das perdas comerciais dos sistemas elétricos: O caso Manaus*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP.
- Williamson, O. (1996). *The Mechanisms of Governance*, Oxford University Press, USA.
- Yanine, F. & Cordova, F. (2013). Homeostatic control in grid-connected micro-generation power systems: A means to adapt to changing scenarios while preserving energy sustainability, *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2013 International*, pp. 525–530.
- Yi, P., Dong, X., Iwayemi, A., Zhou, C. & Li, S. (2013). Real-time opportunistic scheduling for residential demand response, *Smart Grid, IEEE Transactions on* **4**(1): 227–234.