

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS, ESTRATÉGIAS E
DESENVOLVIMENTO

LORRANE DA SILVA COSTA CÂMARA

**O IMPACTO DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE O EQUILÍBRIO
ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA
NOS CASOS DA CALIFÓRNIA E DA ITÁLIA**

RIO DE JANEIRO

2017

LORRANE DA SILVA COSTA CÂMARA

**O IMPACTO DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE O EQUILÍBRIO
ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA
NOS CASOS DA CALIFÓRNIA E DA ITÁLIA**

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Nivalde José de Castro

Co-orientador: Guilherme de Azevedo Dantas

RIO DE JANEIRO

2017

LORRANE DA SILVA COSTA CÂMARA

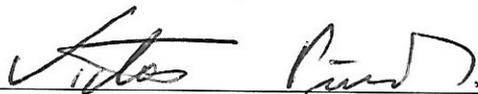
**O IMPACTO DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE O EQUILÍBRIO
ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NOS
CASOS DA CALIFÓRNIA E DA ITÁLIA**

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Nivalde José de Castro, Instituto de Economia/UFRJ



Prof. Dr. Victor Prochnik, Instituto de Economia/UFRJ



Prof. Dr. Djalma Falcão, COPPE/UFRJ

RIO DE JANEIRO

2017

CIP - Catalogação na Publicação

C172i Câmara, Lorrane da Silva Costa
O impacto da difusão da Geração Distribuída sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica nos casos da Califórnia e da Itália / Lorrane da Silva Costa Câmara. -- Rio de Janeiro, 2017.
114 f.

Orientador: Nivalde José de Castro.
Coorientador: Guilherme de Azevedo Dantas.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2017.

1. Geração Distribuída. 2. Impactos sobre as distribuidoras . 3. Cost-shifting . 4. Califórnia. 5. Itália. I. Castro, Nivalde José de, orient. II. Dantas, Guilherme de Azevedo, coorient. III. Título.

Aos meus pais, Orlando e Fátima.

Obrigada por serem tanto.

Ao meu avô Ademir (*in memoriam*).

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado a oportunidade de chegar até aqui, e por ter me dado forças para continuar nos momentos em que eu duvidei ser capaz de prosseguir.

Aos meus pais, que sempre foram meus maiores incentivadores, por todo o apoio e por tudo o que sacrificaram para que eu pudesse estar aqui hoje.

À minha irmã, Lorena, por todos os abraços, risadas, e pelo silêncio acolhedor.

Ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, por ter se feito casa e me acolhido em toda sua grandeza ao longo de toda a minha trajetória acadêmica.

Ao Grupo de Estudos do Setor Elétrico, por todo o apoio durante a pesquisa, pelo exemplo, pelas oportunidades, e por ter me acolhido de forma tão sincera, e por ter me ensinado tanto ao longo desses dois anos de convivência.

Ao professor Nivalde de Castro, que tanto me incentivou. Obrigada pelos conselhos, pelo apoio, pela paciência, e também pelos puxões de orelha. Tudo isso foi essencial para que conseguisse concluir mais esta etapa no meu desenvolvimento acadêmico e profissional.

Ao Maurício Mozskowicz, Guilherme Dantas e Rubens Rosental, pelo exemplo enquanto pesquisadores, pela troca de conhecimento, e pela troca de experiência, não só de trabalho, quanto de vida.

Aos meus queridos amigos do GESEL. Conviver com vocês é um grande presente.

À Linda, por ser sempre tão solícita, acolhedora e disposta a ajudar.

Ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento Econômico.

À CAPES e à Energisa, que através do Programa de P&D da ANEEL garantiram a provisão de recursos, tão necessários para que pudesse desenvolver esta pesquisa ao longo do mestrado do PPED.

RESUMO

A difusão da geração distribuída consiste em um processo que vem acontecendo em um ritmo exponencial, e se confirma a nível internacional. Apesar dos inúmeros benefícios associados a esse processo, há diversos desafios que decorrem dessa difusão, e que já estão sendo amplamente discutidos no cenário internacional, sobretudo nos países onde a GD já atinge considerável participação na geração de carga, e cujos impactos já são encarados por agentes do setor elétrico. No âmbito das discussões acerca de impactos e medidas de mitigação, ganha destaque a questão dos efeitos negativos da difusão da GD sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, considerando que o arcabouço institucional vigente foi formulado considerando outro paradigma, marcado pela geração centralizada e pelo caráter “passivo” da rede. Considerando esse cenário, a presente dissertação se propõe a discutir os efeitos da disseminação da GD sobre as distribuidoras de energia elétrica, do ponto de vista teórico; analisar os casos da Califórnia e da Itália, no sentido de identificar quais dos efeitos se verificam, assim como mapear as medidas adotadas no sentido de mitigar o impacto; e, por fim, discutir e sistematizar as mudanças regulatórias implementadas nos casos avaliados, considerando o arcabouço teórico disponível sobre o tema.

ABSTRACT

The diffusion of distributed photovoltaic generation is part of a process which has been occurring around the world and at an exponential rate. Aside from the innumerable benefits associated with this trend, a growing discussion is emerging internationally surrounding the challenges which accompany these levels of diffusion. Naturally, this debate has gained particular attention in countries with elevated levels of distributed generation (DG) and where the consequences of this shift are already representing problems for stakeholders in the electricity sector. This greater debate over the challenges these new energy Technologies represent and strategies to mitigate their negative implications, has in recent years shifted increasingly involved the role of energy distribution companies. There is a growing discussion on the problematic impact GD is having and can potentially have on the economic-financial stability of these network operators. This problematic partly stems from the fact, that the regulatory framework in place today, was conceived for an electricity system which is characterized by central power generation and “passive” grid. Considering this issue, the following dissertation proposes to discuss the effects of DG on electricity distribution operators through a theoretical lens, in order to subsequently contextualize this discussion using the examples of California and Italy. The two case studies will be used in order to analyse the which impacts of higher levels of GD can actually be verified, and identify what measures have been adopted in order to mitigate potential problems. Finally, a comparison will be made between the two, in order to systematize the regulatory changes which have been implemented, taking into consideration the theoretical framework available about this topic.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1. Regulação do Preço do Monopólio Natural	24
Gráfico 1.2. Monopólio Natural Permanente	25
Gráfico 1.3. Monopólio Natural Temporário	26
Gráfico 2.1. Curvas típicas de produção e consumo de um pequeno consumidor detentor de um sistema fotovoltaico.....	47
Gráfico 2.2. Dinâmica da Paridade Tarifária.....	53
Gráfico 3.1. Evolução da Capacidade Fotovoltaica Instalada e do Número de Sistemas Fotovoltaicos na Itália: 2008 – 2015	65
Gráfico 3.2. Evolução da Participação do Auto-Consumo em 2015.....	67
Gráfico 3.3. Evolução da Capacidade Fotovoltaica instalada anualmente no NEM: 1996 - 2016 (em MW)	78
Gráfico 3.4. Capacidade Fotovoltaica acumulada no NEM: 1996 - 2016 (em MW).....	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Itália - Tarifas D1, D2 e D3 aplicadas a consumidores com baixo nível de consumo (1.800 kWh/ano): 2014	59
Tabela 3.2. Itália - Componente de energia referente às tarifas D1, D2 e D3 (€/kWh): 2014	59
Tabela 3.3. Tarifa de distribuição aplicável a diversos níveis de consumo e de potência contratada: 2014	60
Tabela 3.4. Tarifas <i>Feed-in</i> definidas através do Segundo Conto Energia (em €/kWh).....	62
Tabela 3.5. Tarifas do “Conto Energia” entre setembro de 2012 e fevereiro de 2013.....	64
Tabela 3.6. Número de Sistemas e Capacidade Instalada por Classe de Potência	66
Tabela 3.7. Número de Sistemas e Capacidade Instalada Acumulados por Classe de Potência (2014-105)	66
Tabela 3.8. Tarifas para Diferentes Patamares de Consumo da PG&E em US\$/kWh – (Janeiro a Fevereiro de 2015)	74
Tabela 3.9. Teto de capacidade do Net Energy Metering: Março de 2016 (em MW)	76
Tabela 3.10. Evolução do NEM entre 1995 e 2016	77
Tabela 4.1. <i>Overview</i> do caso da Califórnia.....	99
Tabela 4.2. <i>Overview</i> do caso Italiano.....	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Estrutura e Configuração do Setor Elétrico	22
Figura 2.1. Configuração tradicional do setor elétrico e o paradigma do futuro.....	40
Figura 2.2. Esquema conceitual simplificado demonstrando o efeito espiral entre o nível de adoção da GDFV e as tarifas de eletricidade.....	50
Figura 2.3. Modelo geral de difusão da geração fotovoltaica	52
Figura 3.1. O efeito <i>cost-shifting</i>	79

LISTA DE SIGLAS

AEEGSI	Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
CAISO	California Independent System Operator
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CMe	Custo Médio
CMg	Custo Marginal
CMLP	Custo Médio de Longo Prazo
CPUC	California Public Utilities Commission
CPV	Concentrated PV Plants
DER	Distributed Electricity Resources
DM	Decreto Ministerial
FiT	Feed-in tariffs
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GEE	Gases de Efeito Estufa
GRC	General Rate Case
GSE	Gestore Servizi Energetici
GW	Giga Watts
IBIPV	Innovative-Building-Integrated PV Plants
IBPV	In-Building PV Plants
IEA	International Energy Agency
IOU	Investor Owned Utilities

kW	kilo Watts
kWh	kilo Watts hora
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MW	Mega Watts
MWh	Mega Watts hora
NEM	Net Energy Metering
NEM	Net Energy Metering
NSC	Net Surplus Compensation
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OPEX	Operational Expenditures
PBR	Performance Based Regulation
PG&E	Pacific Gas and Electric Company
RAB	Base Regulatória de Ativos
RES-BCT	Renewable Energy Self-Generation – Bill Credits Transfer
SCE	Southern California Edison
SSP	Scambio Sul Posto
TE	Tarifa de Eletricidade
ToU	Time of Use
UOG	Utility Owned Generation
VNM	Virtual Net Metering

Sumário

Introdução.....	16
1. Referencial Teórico.....	19
1.1. A indústria de eletricidade.....	19
1.2. Monopólio Natural.....	23
1.3. O setor elétrico enquanto indústria de rede.....	27
1.4. Teoria Econômica da Regulação e a Regulação da Distribuição de Energia Elétrica	
29	
1.4.1. Teoria Econômica da Regulação.....	29
1.4.2. Mudança na regulação do setor elétrico.....	32
1.4.3. Mecanismos de regulação da Distribuição de Energia Elétrica.....	34
1.5. Considerações finais.....	37
2. Os impactos da difusão da GD fotovoltaica sobre as distribuidoras.....	38
2.1. Geração distribuída e o setor elétrico tradicional.....	39
2.2. Desafios técnicos.....	41
2.3. Desafios econômicos.....	42
2.3.1. Mecanismos de remuneração das distribuidoras.....	43
2.3.2. O valor da rede para os prosumidores.....	46
2.4. Os impactos sobre o equilíbrio financeiro das distribuidoras.....	49
2.5. A “Espiral da Morte” das distribuidoras.....	50
2.6. Considerações finais.....	54
3. Análise dos casos internacionais.....	56

3.1.	O caso da Itália	56
3.1.1.	Regulação da distribuição.....	57
3.1.2.	Estrutura tarifária.....	58
3.1.3.	Políticas de incentivo à GDFV	60
3.1.4.	Resultados das Políticas de Incentivos	65
3.1.5.	Mudanças implementadas	67
3.2.	O caso da Califórnia	72
3.2.1.	Regulação da distribuição.....	72
3.2.2.	Estrutura tarifária.....	73
3.2.3.	Políticas de incentivo.....	74
3.2.4.	Resultados das Políticas de Incentivos	78
3.2.5.	Impactos da difusão da geração solar fotovoltaica e mudanças em curso.....	79
3.2.6.	Mudanças na estrutura tarifária e no programa de incentivo.....	80
4.	Discussão das soluções sob a perspectiva conceitual e sistematização dos ajustes regulatórios.....	83
4.1.	Mitigação de impactos através de diretrizes regulatórias tradicionais.....	83
4.1.1.	O mecanismo de decoupling	84
4.1.2.	Tratamento do Reconhecimento dos Investimentos.....	86
4.2.	Ajustes nos programas de incentivo	87
4.2.1.	O Sistema de net metering.....	88
4.3.	Mudanças na Estrutura Tarifária.....	91
4.3.1.	Componente Fixa na Tarifa de Energia Elétrica	92

4.3.2.	Taxa de Conexão	93
4.3.3.	Time-of-Use (ToU).....	94
4.4.	Considerações finais	96
5.	Conclusão.....	101
6.	Referências Bibliográficas	106

Introdução

O setor elétrico encontra-se em processo de transição em função das inovações que vem sendo aplicadas. Nesse sentido, a Geração Distribuída (GD) apresenta o potencial de transformar radicalmente o atual paradigma marcado pela geração centralizada. Essa transformação do setor elétrico provocada pela GD já começa a ser percebida em diversos países, onde o processo de difusão desta modalidade de geração já se encontra em estágio mais avançado. Fatores como programas de subsídio, a queda dos custos da tecnologia e a criação de mecanismos de financiamento inovadores (tanto públicos como privados) explicam o destaque da energia solar fotovoltaica, que vem se difundindo não apenas em países desenvolvidos, como também em países emergentes e em vias de desenvolvimento.

A questão ambiental pode ser apontada como um importante fator explicativo do destaque que a discussão acerca dos benefícios da GD fotovoltaica (GDFV) vem ganhando no cenário internacional. No contexto de progressivo reconhecimento acerca dos impactos ambientais da geração convencional à base de combustíveis fósseis, a GD emerge como importante fator de incentivo aos recursos renováveis disponíveis a nível local, podendo contribuir, assim, para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e consequente mitigação da mudança climática, minimização dos impactos ambientais associados ao setor elétrico, possível aumento da eficiência energética e, por fim, para o uso adequado dos recursos renováveis. Assim, no cenário de tendência mundial de transição para uma economia de baixo carbono, associada aos altos custos de transmissão de energia e à crescente demanda mundial de eletricidade, a GDFV surge como importante alternativa (MARTINS, 2015).

Embora sejam evidentes os benefícios sistêmicos associados à difusão da GDFV, por outro lado é importante avaliar os desafios decorrentes desta difusão. O aumento da auto-geração de energia, característica básica da GD, associada ao aumento dos custos relacionado à necessidade de investimentos em reforços e melhorias da rede de distribuição, tende a provocar impactos negativos sobre o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras.

A literatura aponta, ainda, o repasse das perdas de receita decorrentes do aumento do aumento da participação da GD para as tarifas de distribuição, desencadeando o *cost-shifting*, como um dos grandes desafios a ser equacionado.

Diversas soluções têm sido discutidas a fim de garantir a estabilidade financeira das distribuidoras de energia elétrica em função dos impactos da difusão da GD fotovoltaica. Neste contexto, a experiência internacional tem revelado diversas questões regulatórias que devem ser avaliadas no sentido de garantir que a difusão não atue como uma barreira à

viabilidade técnica e econômica das distribuidoras, e não resulte em aumentos tarifários que onerem os usuários que não possuem sistemas de GD.

A presente dissertação se propõe, portanto, a abordar a temática dos desdobramentos da difusão da GDFV e seus impactos sobre o equilíbrio econômico—financeiro das distribuidoras de energia elétrica. Os exemplos da Califórnia e da Itália serão utilizados para identificar os impactos verificados, e os ajustes regulatórios implementados. Os dois casos escolhidos, além de apresentarem estágios já avançados de difusão da geração solar fotovoltaica, se tornam especialmente relevantes devido aos ajustes regulatórios implementados no sentido de mitigar o problema que este trabalho se propõe a tratar. Neste sentido, a escolha dos casos foi pautada não só pelo fato de já se encontrarem bastante desenvolvidos em termos de disseminação dos sistemas de GDFV de pequeno porte, mas principalmente pelo fato do nível de desenvolvimento já permitir a análise dos desdobramentos em termos de impactos sobre o setor elétrico, principalmente sobre as distribuidoras de eletricidade, assim como por apresentarem indicações claras da consolidação de ajustes regulatórios no sentido de corrigir as distorções geradas, de modo que podem oferecer importantes contribuições para a discussão do tema.

Metodologia

O trabalho teve como base uma pesquisa qualitativa, utilizando o método de estudo de caso, com o estudo de casos múltiplos. A coleta de dados foi realizada através das seguintes técnicas: pesquisa bibliográfica, pesquisa documental e discussões em grupo guiadas por monitoramento formal.

O levantamento bibliográfico inclui bibliografia indicada pelo orientador assim como referências obtidas através da busca na Biblioteca Digital Brasileira de Dissertações e Teses, no portal CAPES, no Google Acadêmico e na base Scopus. Foram consideradas obras publicadas nos últimos 20 anos, e as palavras-chave adotadas foram: Distributed Generation, Feed-in tariffs, Net metering, Decoupling, Photovoltaic Energy. Diversas referências também foram encontradas a partir de artigos análogos sugeridos pelas ferramentas de pesquisa mencionadas.

A pesquisa documental, por sua vez, foi realizada na página das agências reguladoras de cada caso analisado.

Estrutura da Dissertação

O capítulo 1 apresenta as características gerais da indústria de eletricidade , assim como o referencial teórico baseado nas Teorias do Monopólio Natural, Indústria de Rede, e sua relação com a Teoria da Regulação. São apresentados, então, os modelos de regulação tradicionalmente aplicados ao segmento de distribuição de eletricidade.

No Capítulo 2 é realizada uma discussão acerca dos impactos da difusão da geração distribuída fotovoltaica sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras do ponto de vista teórico/conceitual.

O Capítulo 3 destina-se à análise dos casos internacionais, considerando as políticas de incentivo adotadas, os impactos verificados e os ajustes regulatórios realizados no sentido de responder aos desafios enfrentados. Os casos da Itália e da Califórnia são considerados no estudo.

O Capítulo 4, por fim, propõe a discussão, sob a perspectiva conceitual, das medidas apresentadas na literatura como capazes de mitigar os impactos da difusão da GDFV, além de sistematizar os ajustes regulatórios identificados nos estudos de casos.

1. Referencial Teórico

No sentido de analisar os impactos da difusão da geração distribuída sobre as distribuidoras de energia elétrica e examinar a pertinência, ou não, da necessidade de ajustes regulatórios que garantam a sustentabilidade financeira das empresas de distribuição de eletricidade, é necessário estruturar uma base conceitual capaz de elucidar aspectos econômicos e operativos inerentes à indústria elétrica. Neste sentido, algumas das principais características do setor elétrico, a racionalidade econômica que explica a forma de organização do mercado, e as principais atribuições e instrumentos de regulação serão examinados neste capítulo.

1.1. A indústria de eletricidade

A energia elétrica é um recurso essencial à sociedade, sendo cada vez mais indispensável ao progresso da humanidade (SHAYANI, 2010). A universalização do acesso à eletricidade consiste em um dos objetivos centrais de políticas energéticas implementadas em escala internacional, por se tratar de um dos requisitos básicos para a provisão de qualidade de vida à população (LALOUX E RIVIER, 2013).

Embora a eletricidade possa ser considerada uma *commodity*, ela possui características que a diferenciam de todas as demais, o que resulta em diversas especificidades que marcam a operação do setor elétrico.

A literatura aponta que uma das características mais marcantes da eletricidade é a não-estocabilidade. A energia elétrica consiste em um fluxo, que ainda não dispõe de uma tecnologia, economicamente viável, que permita sua estocagem em grandes volumes (LALOUX E RIVIER, 2013). Embora haja inúmeras tecnologias de estocagem de eletricidade disponíveis no mercado, a exemplo de baterias, *flywheels*, estocagem de hidrogênio e armazenamento de ar comprimido, a manutenção de estoques significativos de eletricidade ainda não é viável, em termos econômicos¹. Deste modo, a não-estocabilidade impõe grandes

¹ O bombeamento hidráulico consiste em uma exceção, na medida em que se trata de uma tecnologia de estocagem com estágio avançado de maturidade, correspondendo a cerca de 99% da capacidade de estocagem mundial. No entanto, apesar de ser uma alternativa economicamente viável de armazenamento de

desafios à coordenação do setor, tanto no curto quanto no longo prazo, posto que, não dispondo da possibilidade de formação de estoques, toda a eletricidade precisa ser gerada no momento em que é demandada, de modo que é necessário o equilíbrio dinâmico em tempo real entre oferta e demanda, sendo os ajustes realizados de forma praticamente instantânea (HUNT, 2002). Pinto Junior (2007) destaca, portanto, que a não-estocabilidade da energia elétrica consiste em uma das características que marcam o setor elétrico.

No que diz respeito à relação entre os processos de geração e consumo de eletricidade, é possível afirmar que são regidos por três princípios básicos (LALOUX E RIVIER, 2013):

- i. o princípio da simultaneidade;
- ii. o princípio da instantaneidade;
- iii. e o princípio da continuidade espacial.

A associação desses princípios agrega um caráter altamente dinâmico e complexo ao setor elétrico. Cada um deles será analisado a seguir.

O princípio da simultaneidade está intrinsecamente relacionado à condição de não estocabilidade da eletricidade, na medida em que esta implica que a energia elétrica tem que ser gerada e transmitida de forma praticamente simultânea ao consumo. A simultaneidade, portanto, significa que a geração e o consumo ocorrem basicamente ao mesmo tempo, dada a ausência de capacidade de formação de estoques.

A instantaneidade, por sua vez, está ligada ao fato de que eventos ocorridos em um dos processos (de produção ou de consumo) têm impactos imediatos sobre o outro. Assim, perturbações ocorridas em qualquer ponto do sistema podem ser instantaneamente transmitidas para todo o sistema. No limite, possíveis desequilíbrios entre oferta e demanda provocam alterações de tensão que podem culminar na geração de blecautes. A coordenação setorial, portanto, requer não apenas que o despacho das plantas de geração seja previamente programado, com base nas previsões de carga, como também que reservas operacionais sejam mantidas, para o caso de variações inesperadas em relação ao despacho programado. Deste modo, para fazer face às possíveis contingências, é necessário que o sistema mantenha margens de reserva (diferença entre capacidade instalada e demanda de pico) tanto na geração quanto na rede de transporte, dada a necessidade de atender possíveis variações positivas de demanda, de forma a garantir a continuidade do serviço e assim minimizar o risco do déficit. Essas margens de reserva são acionadas durante os períodos nos quais alguma falha no

eletricidade, está inserida na lógica da geração centralizada, posto que é aplicada em usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e afastadas dos centros de carga.

sistema ocorre e nos períodos de manutenção das plantas de geração. Níveis de confiabilidade do fornecimento diferentes exigem níveis de margens de reserva distintos, de tal forma que uma maior confiabilidade, a princípio, exigirá maior capacidade instalada para atender às contingências, o que, provavelmente, implicará em um maior grau de ociosidade e, conseqüentemente, em maiores custos.

Losekann (2003) chama atenção para o fato de que um dos grandes desafios de coordenação de longo prazo consiste exatamente na questão da manutenção de sobre-capacidade. O autor argumenta que apesar da necessidade de garantir a segurança do abastecimento e minimizar o risco do déficit, há de se considerar que a manutenção da margem de reserva implica em custos significativos, de modo que o objetivo deve ser manter a menor margem de reserva possível (minimizando os custos necessários para mantê-la) no sentido de garantir um risco de déficit socialmente aceitável.

Finalmente, e especialmente relevante para a discussão proposta nessa dissertação, apresenta-se o princípio de continuidade territorial. Embora a geração e o consumo de eletricidade possam se dar em locais distintos, é necessário que estejam espacialmente integrados para que possam ocorrer. Neste sentido, Pinto Junior (2007) destaca que o sistema elétrico, enquanto conjunto composto pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e consumo, é marcado pelo forte nível de interdependência temporal e espacial existente entre os componentes de sua cadeia, sendo a interdependência sistêmica uma forte característica do setor.

Adicionalmente, uma peculiaridade marcante do setor elétrico está ligada ao transporte de eletricidade, posto que a energia elétrica é transmitida através de redes, em que o caminho a ser percorrido não pode ser previamente determinado, posto que o trajeto é determinado por leis físicas (leis de Kirchhoff), de acordo com as quais o trajeto depende de inúmeros fatores, tal como impedância e resistência (LALOUX E RIVIER, 2013). Essa característica inerente ao transporte de eletricidade tem significativas implicações para a coordenação setorial, pois o fato dos fluxos elétricos seguirem leis físicas, em detrimento de sinais financeiros, implica que a energia elétrica não se trata de um bem imputável. Em suma os sistemas elétricos que contam com múltiplas plantas de geração e centros de carga, não permitem identificar a origem da energia elétrica que flui no sistema (LOSEKANN, 2003). Assim, a impossibilidade de determinar o trajeto da eletricidade injetada na rede torna a coordenação imprescindível no sentido de garantir que todos os geradores sejam remunerados pela energia que injetaram na rede, independente de quem a tenha consumido, e todos os consumidores arquem pela energia demanda, independente de quem a tenha fornecido.

No que diz respeito à estrutura dos sistemas elétricos, ao redor de todo o mundo verificam-se características físicas e operacionais muito similares, em diversos aspectos. A cadeia produtiva da indústria de suprimento de eletricidade envolve quatro atividades centrais: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A atividade de geração consiste na produção de eletricidade. A transmissão se trata do transporte de energia entre as centrais de produção e os centros de carga. A distribuição, por sua vez, se encarrega do transporte de eletricidade até os consumidores finais. A comercialização, por fim, é composta pelas atividades relativas à prestação dos serviços elétricos aos consumidores finais (LOSEKANN, 2003).

A atividade de distribuição em geral responde por 30% a 50% do custo final da eletricidade (HUNT, 2012), consistindo basicamente em transportar eletricidade da rede de transmissão até o consumidor final, mas não necessariamente se restringe ao mero transporte de eletricidade, na medida em que também pode incluir a operação de serviços prestados ao consumidor final, como a medição do nível de consumo, a cobrança pelo uso da eletricidade, e a venda de energia elétrica.

A Figura 1.1 apresenta a estrutura tradicionalmente verificada no setor elétrico, marcada por um paradigma pautado na geração centralizada de grande porte, em que as unidades consumidoras são supridas pela rede de distribuição, com os fluxos de energia fluindo sempre do sistema da geração para a rede de distribuição (SHAYANI, 2010). No Capítulo 2 desta dissertação, no entanto, será discutido como a Geração Distribuída entra nessa estrutura, e em que medida o *status quo* do setor elétrico é afetado por este processo.

Figura 1.1. Estrutura e Configuração do Setor Elétrico



Fonte: Laloux e Rivier (2013)

1.2. Monopólio Natural

Tradicionalmente os setores que prestam serviços de utilidade pública, tais como o setor elétrico, têm sido marcados pela presença de estruturas monopolistas. A prevalência da estrutura monopolista na organização do setor elétrico encontra seus fundamentos teóricos nos trabalhos sobre monopólios naturais.

Monopólios consistem em estruturas de mercado que contam com um único produtor e múltiplos compradores. Nessa estrutura o monopolista é o mercado e possui total controle sobre a quantidade de produto que será ofertada (PINDYCK E RUBINFELD, 2006).

Os monopólios naturais, por sua vez, são um caso específico de monopólio, em que o monopolista é capaz de operar com custos de produção menores do que aqueles que estariam associados a uma estrutura de mercado competitiva, independente do nível de produção (POSSAS, FAGUNDES E PONDÉ, 1998).

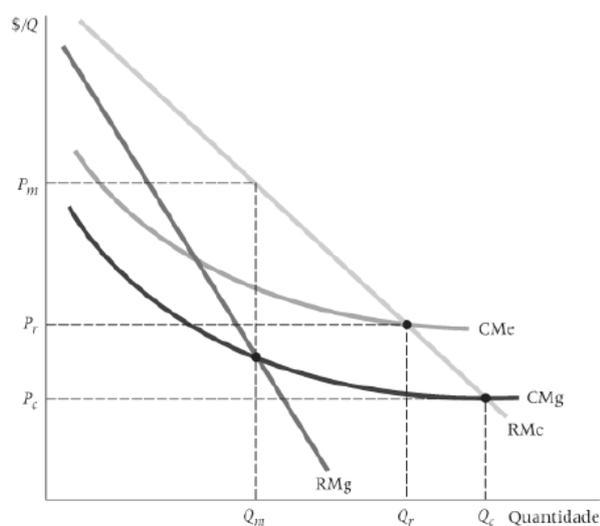
De acordo com Losekann (2003), a presença de monopólios naturais é o tipo de falha de mercado mais enfatizado na análise das indústrias de rede, como no caso do setor elétrico. Dentre as diversas definições de monopólio natural encontradas na literatura, a definição de Farrer (1902), consiste em uma das mais abrangentes, na medida em que postula que há cinco condições que devem ser verificadas em um indústria para que se possa caracterizá-la como um monopólio natural, a saber:

- i. Capital intensivo, com custos fixos significativos ou economias de escala;
- ii. Fornece um produto qualificado como necessário ou essencial para a sociedade;
- iii. Vende um produto não estocável e sujeitos à demanda flutuante;
- iv. São produzidos em localidades específicas, dando origem a rendas locacionais;
- v. Envolvem conexões diretas com os consumidores.

As definições mais recentes, em contrapartida, são mais estritas, e envolvem critérios relacionados à estrutura de custos da produção (LOSEKANN, 2003). Pressupõe-se, de modo geral, que monopólios naturais ocorrem quando a produção de um bem é menos custosa quando realizada por apenas uma empresa, o que justifica a manutenção do monopólio. Nos casos em que a produção for de apenas um produto, a condição necessária e suficiente para

que se tenha um monopólio natural é que existam economias de escala em todos os níveis de produção². Assim, sempre que o custo marginal e o custo médio declinarem com o aumento da produção, ou seja, forem decrescentes, a empresa estará na condição de monopólio natural (KESSLER, 2006; PINDYCK E RUBINFELD, 2006). Como é evidenciado no **Erro! Fonte e referência não encontrada.**, devido ao custo médio (CMe) de produção ser permanentemente declinante, o custo marginal (CMg) encontra-se sempre abaixo do custo médio. Essa configuração das curvas de custo tem a seguinte implicação: caso duas empresas atuassem nesse mercado, cada uma atendendo metade da demanda, cada uma delas incorreria em custos de produção maiores que os custos produtivos da empresa monopolista, o que geraria ineficiência. Deste modo, o monopólio natural consiste em uma empresa que pode arcar com toda a produção a ser ofertada ao mercado com um custo inferior ao que existiria caso houvesse múltiplas empresas (PINDYCK E RUBINFELD, 2006).

Gráfico 1.1. Regulação do Preço do Monopólio Natural



Fonte: Pindyck e Rubinfeld (2006)

A justificativa econômica do monopólio natural, portanto, é atestada quando os custos unitários associados à instalação de uma única unidade permitem significativas economias de escala e/ou escopo, reduzindo, assim, os custos médios de atendimento da demanda (PINTO JR. E SILVEIRA, 1999). Varian (2003) destaca, assim, que monopólios naturais normalmente

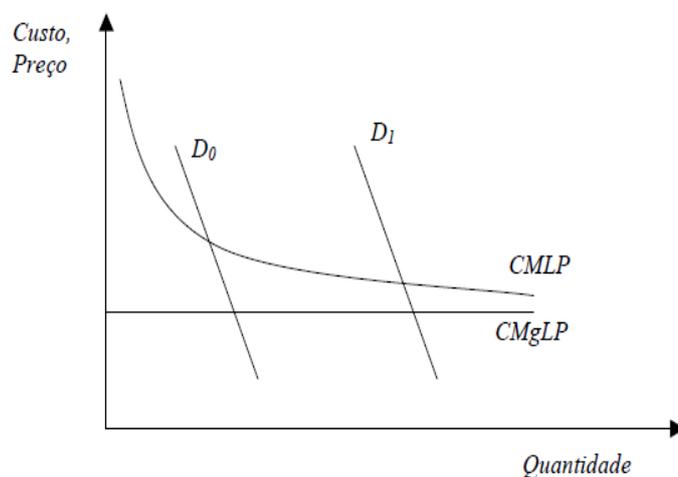
² No caso de firmas multi-produtos, também é necessário que haja economias de escopo. Para mais detalhes ver Baumol (1977).

ocorrem em indústrias em que a tecnologia utilizada envolve custos fixos muito altos, e custos marginais reduzidos, a exemplo dos serviços de utilidade pública.

No que diz respeito aos fatores que explicam a existência de monopólios, a causa fundamental encontra-se nas barreiras à entrada, que impedem que outros produtores entrem no mercado, inviabilizando a competição. No caso dos monopólios naturais, em que os custos de produção tornam um produtor mais eficiente que vários produtores, é a existência de uma barreira técnica associada à tecnologia aplicada na indústria que impede a entrada de outras empresas (KESSLER, 2006).

De acordo com a definição de monopólio natural desenvolvida por Baumol (1977), monopólios naturais podem ser permanentes ou temporários. Situações de monopólio natural permanente ocorrem quando o custo médio decresce continuamente com o aumento da quantidade produzida. Assim, nestes casos o monopólio é justificado como a solução mais eficiente para qualquer tamanho de mercado. A situação de monopólio natural permanente é descrita no **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, que contém as curvas de custo arginal de longo prazo de custo médio de longo prazo, assim como duas curvas de demanda. O deslocamento da curva de demanda de D_0 para D_1 reflete um cenário em que há a expansão do mercado. É possível perceber, portanto, que mesmo frente ao aumento da demanda o custo de apenas uma firma atender ao mercado se mantém inferior. Desta forma, este é um dos principais argumentos que justifica a concessão de monopólios naturais para as empresas de eletricidade (LOSEKANN, 2003).

Gráfico 1.2. Monopólio Natural Permanente

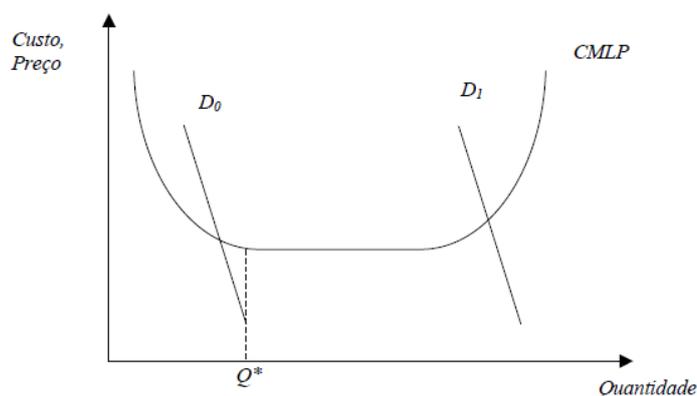


Fonte: Losekann (2003)

Considerando os critérios mencionados, os segmentos de transmissão e distribuição de eletricidade podem ser classificados como monopólios naturais permanentes, posto que a operação de mais de uma empresa nesses segmentos implica, necessariamente, em duplicação de custos, considerando que neste cenário seria necessária a instalação de redes sobrepostas para atender uma mesma região. Este argumento consiste em uma das principais justificativas para a concessão de monopólios territoriais às empresas que atuam nesses segmentos (LOSEKANN, 2003).

A condição de monopólio natural temporário, por sua vez, é verificada quando o custo médio é decrescente somente em um intervalo específico da curva de produção, que geralmente corresponde à fase inicial da indústria. Após o desenvolvimento do mercado, no entanto, a condição de monopólio natural deixa de ser válida. O Gráfico 1.3 ilustra uma situação de monopólio natural temporário.

Gráfico 1.3. Monopólio Natural Temporário



Fonte: Losekann (2003)

Conforme ilustrado no Gráfico 1.3, a curva de custo médio de longo prazo (CMLP) decresce até que a quantidade alcance o ponto Q^* , que representa a menor quantidade produzida em que a firma opera com custos mínimos (Escala Mínima de Produção). Assim, na situação inicial (curva D_0), o monopólio é a solução mais eficiente. Conforme a expansão do mercado, e o descolamento da curva de demanda para D_1 , a condição de monopólio natural deixa de ser válida, de modo que a entrada de mais uma empresa no mercado passa a ser a solução mais eficiente. A condição de monopólio natural temporário caracterizou a fase inicial do segmento de geração de eletricidade, quando a demanda ainda não era suficiente para que mais uma empresa entrasse no mercado sem que causasse ineficiência. Foi com a

expansão dos mercados que a geração deixou de ser marcada pela condição de monopólio natural (LOSEKANN, 2013).

1.3. O setor elétrico enquanto indústria de rede

O setor elétrico caracteriza-se como uma indústria de rede, portanto a manutenção e sustentação de cada um dos segmentos produtivos (geração, transmissão e distribuição) é crucial para o funcionamento da indústria de eletricidade como um todo.

De acordo com Kessler (2006), as principais características das indústrias de rede consistem na presença de externalidades, economias de escala e a articulação em torno da infraestrutura. Dias e Rodrigues (1997), por sua vez, definem indústrias de rede como o conjunto de indústrias dependentes da implantação de malhas (ou redes) para o transporte e distribuição dos seus respectivos produtos aos consumidores. Já Araújo Jr. (2004) destaca que a característica fundamental de uma indústria de rede é a estrita complementaridade entre os diversos segmentos da cadeia produtiva, cujos elos estabelecem – por razões de natureza tecnológica- graus de interdependência entre os componentes da rede bem mais elevados do que aqueles existentes em outros tipos de indústria. Economides (2003) reforça essas duas últimas definições, argumentando que o fato das indústrias de rede apresentarem retornos crescentes de escala na produção não consiste no principal fator que as diferencia das demais indústrias. O autor afirma, assim, que o fator crucial que caracteriza uma indústria de rede é a complementaridade entre os diversos nós/segmentos que a compõem. Neste sentido, o serviço prestado, ou o produto entregue, por uma indústria de rede depende de dois ou mais componentes da rede, que apresentam elevada complementaridade entre si (ECONOMIDES, 2003).

Dias e Rodrigues (1997) destacam, ainda, algumas outras características que marcam esse tipo de indústria, a saber:

- i. Necessidade de equilíbrio instantâneo entre a oferta e demanda, considerando-se as dificuldades técnicas de estocagem;
- ii. Considerável imprevisibilidade da demanda, o que requer a manutenção de certa capacidade ociosa. Esta característica, quando somada à existência de descontinuidade técnica na expansão da capacidade, resulta na necessidade da expansão da oferta em antecipação ao crescimento da demanda;

- iii. Os segmentos de transporte e distribuição são caracterizados como exemplos clássicos de monopólio natural;
- iv. Existência de economias de escopo relevantes na coordenação dos diversos produtores nos períodos de muita procura (períodos de pico) e nos períodos de demanda insuficiente (períodos fora do pico);
- v. Significativa parcela do investimento inicial apresenta elevada especificidade, sendo caracterizados como custos afundados (*sunk costs*³);
- vi. Forte efeito multiplicador, tanto para frente (posto que fornece insumos básicos para outras atividades) como para trás (grande demandante de capital e trabalho);
- vii. Extensa rede de interconexões fixas, resultando, na perspectiva do consumidor, em menor flexibilidade em relação a mudanças de fornecedores.

Finalmente, cabe destacar que a necessidade de antecipação dos investimentos em expansão da oferta previamente ao aumento da demanda consiste em uma característica extremamente relevante das indústrias de rede, posto que os investimentos na expansão da capacidade do sistema são sempre realizados previamente ao surgimento da demanda. Considerando essa lógica de expansão, sempre que um novo consumidor se conecta a rede, estará contribuindo para a redução marginal dos custos fixos. Essa condição reforça a importância do planejamento de longo prazo em indústria de rede pois, quanto mais próximo do surgimento da demanda forem realizados os investimentos, menor será a capacidade ociosa da rede e maiores incentivos à modicidade tarifária estarão presentes. Entretanto, também é preciso considerar no planejamento as restrições impostas pelo longo período exigido para a conclusão das obras (KESSLER, 2006). Portanto, a necessidade de promover investimentos previamente à realização da demanda é um dos fatores que demonstra a importância da capacidade de financiamento das distribuidoras.

Na abordagem proposta por Dias e Rodrigues (1997), portanto, as indústrias de rede são consideradas, no todo ou apenas em parte, objeto de dupla caracterização: por um lado, podem ser entendidas como sujeitas a uma situação de monopólio natural e por outro, como prestadoras de serviços públicos. Esses fatores conferem a indústria de rede caráter estratégico, posto que seu funcionamento afeta o interesse geral. Diante delas, o pequeno consumidor é desprovido de poder de barganha, assim como de capacidade de enfrentamento

³ *Sunk Costs* consistem em custos irrecuperáveis associados a determinadas atividades. Esses custos irrecuperáveis podem ser despesas pré-operacionais, como projetos e levantamentos topográficos, ou a especificidade dos ativos decorrentes das características da atividade. Seja qual for o caso, não há possibilidade de recuperar os valores gastos caso o negócio não se concretize (KESSLER, 2006).

em relação ao seu habitual fornecedor. A conjunção dessas especificidades justifica um processo de intervenção pública, seja pela nacionalização do serviço, seja pela adoção de mecanismos de regulação (MENDES, 2011).

1.4. Teoria Econômica da Regulação e a Regulação da Distribuição de Energia Elétrica

1.4.1. Teoria Econômica da Regulação

Considerando as falhas de mercado presentes no setor elétrico, e previamente analisadas nesse capítulo, os sinais econômicos não são suficientes para garantir que as decisões dos agentes levem a uma situação eficiente no sentido de Pareto (situação em que nenhuma mudança na alocação de recursos é capaz de melhorar o bem estar de um indivíduo sem reduzir o bem-estar de outro) (PINDYCK E RUBINFELD, 2006). Na abordagem normativa da teoria da regulação, portanto, a presença de falhas de mercado, é utilizada como justificativa para a necessidade da regulação do Estado, ou seja, a regulação entra em cena quando as hipóteses neoclássicas para o equilíbrio geral competitivo são violadas (ARAÚJO, 1997).

Em linhas gerais, a teoria econômica da regulação é fortemente influenciada pelo conceito de falhas de mercado, e possui duas principais vertentes: a teoria positiva e a teoria normativa da regulação (VASCONCELLOS, 2015).

A abordagem normativa da regulação parte do pressuposto de que existe uma falha de mercado (como um monopólio natural, por exemplo) que resulta na necessidade de intervenção da agência reguladora. O problema enfrentado pelo regulador consiste em encontrar uma forma de corrigir as falhas de mercado e maximizar o nível de bem-estar social. Uma das características centrais da abordagem normativa encontra-se no fato de utilizar um critério de eficiência para atingir a solução do problema. A solução adotada pelo regulador usualmente se trata de uma solução do tipo *second-best*, na medida em que maximiza o bem-estar social, porém considerando as restrições representadas pela presença de imperfeições de mercado, a exemplo da assimetria de informação.

A abordagem positiva da teoria da regulação, por sua vez, parte do mesmo princípio da teoria normativa: a existência de uma falha de mercado. O fator de diferenciação pode ser resumido da seguinte forma: enquanto a teoria normativa busca identificar as melhores maneiras para superar as falhas de mercado, a teoria positiva postula que a solução passa necessariamente por instituições políticas que, no limite, determinam a decisão a ser tomada.

Mueller (1999) destaca que a teoria normativa se concentra essencialmente em analisar as situações de falhas de mercado nas quais a intervenção estatal é necessária, a fim de garantir a condição Pareto-eficiente. O pressuposto básico da abordagem é que mercados perfeitamente competitivos asseguram uma alocação eficiente de recursos. Esse pressuposto baseia-se nos dois teoremas fundamentais da economia do bem-estar, a saber:

- i. A condição de eficiência no sentido de Pareto é atingida quando nenhuma alteração na alocação de recursos (seja na produção ou no consumo) poderia melhorar o bem estar de um indivíduo sem provocar a redução do nível de bem estar de outro;
- ii. Em condições ideais, ou seja, de concorrência perfeita, os mercados competitivos produzem uma alocação de recursos Pareto-ótima.

Neste ponto, cabe especificar que eficiência alocativa é usada como sinônimo de eficiência econômica, e corresponde a situações em que se verifica um resultado econômico ótimo no sentido de Pareto, que se traduz na precificação ao custo marginal, condição de equilíbrio das firmas sob concorrência perfeita. No mundo real, no entanto, em que não se confirmam as condições de concorrência perfeita, dada a existência de falhas de mercado, a regulação busca a aproximação da condição paretiana seguindo o critério de *second best*, que comumente se traduz na precificação ao custo médio de produção (POSSAS, PONDÉ E FAGUNDES, 1997; LOSEKANN, 2003; VASCONCELLOS, 2015).

De acordo com a teoria microeconômica, uma firma monopolista que não esteja sujeita a alguma forma de regulação, tende a produzir menos do que em um regime de concorrência perfeita, posto que possui a capacidade de aumentar seu nível de receita através de aumentos nos preços, via redução do patamar de produção. O aumento do ganho do produtor viabilizado por essa estratégia, entretanto, possui como contrapartida a redução do excedente do consumidor. Neste sentido, é possível inferir que um monopólio não regulado tende a gerar um nível de bem estar social inferior em relação a uma estrutura de mercado concorrencial (VARIAN, 2013).

Adicionalmente, é importante mencionar o efeito de longo prazo das decisões tomadas em um regime de monopólio, que consiste, centralmente, na redução dos investimentos em relação ao nível ótimo. A decisão dos monopolistas de reduzir os investimentos reflete a mesma lógica que motiva a redução do nível de produção, ou seja, no regime de monopólio o nível máximo de receita é atingido a um nível de investimento inferior ao nível ótimo, o que produz um impacto negativo sobre o nível de bem estar social gerado. Portanto, através dessa análise fica evidente que se a presença de economias de escala ou a estrutura da uma indústria representam um entrave à criação de um mercado competitivo potencial, então a operação da indústria monopolista deve ser regulada, no sentido de impedir o declínio do bem estar social. Assim, os reguladores devem definir níveis de preços, ou de receitas totais que viabilizem a cobertura dos custos totais médios, além de uma taxa de retorno sobre o capital investido em seus ativos, a fim de evitar a redução do nível de investimentos (VARIAN, 2013).

Nesse contexto, o regulador tem como função determinar o nível e estrutura das tarifas de transmissão e de distribuição de energia elétrica capazes de maximizar o bem estar social, assegurando que os níveis de qualidade de serviço e quantidade de energia elétrica demandados pela sociedade sejam atendidos (GESEL, 2015). Neste sentido, a definição dos preços consiste em uma das atribuições centrais do regulador, envolvendo elevado nível de complexidade. No sentido de compreender a origem da complexidade associada à determinação dos preços, algumas considerações se fazem necessárias.

De acordo com Varian (2013), ao contrário da indústria competitiva, que opera em um ponto onde o preço se iguala ao custo marginal, a indústria monopolista opera em um ponto onde o preço supera o custo marginal, produzindo uma situação em que o preço é mais alto e, conseqüentemente, o nível de produção é menor do que em um contexto competitivo. Em indústrias monopolistas não reguladas os consumidores se encontrarão em situação pior do que em uma indústria competitiva (VARIAN, 2003). Conforme mencionado anteriormente, no entanto, os monopólios naturais são marcados pela presença de custos fixos muito elevados e custos marginais reduzidos, de modo que essas características fazem com que a condição para a produção ótima no sentido de Pareto, que consiste na equalização entre preço e custo marginal, não seja eficiente, pois, dado o custo marginal muito baixo, pode ser que o monopolista obtenha lucros negativos caso o preço se iguale ao custo marginal (VARIAN, 2003). Em situações de monopólio natural, portanto, os custos marginais não são suficientes para manter a atratividade da atividade, posto que, sendo o custo marginal inferior ao custo médio, a determinação do preço ao nível do custo marginal implica em prejuízos para a firma (LOSEKANN, 2003). Nestes casos, a função do regulador consiste em definir um nível de

preços capaz de cobrir os custos médios da empresa monopolista. Neste sentido, o uso do custo médio de produção como parâmetro para a definição do preço consiste em uma estratégia comumente utilizada para a definição das tarifas a serem aplicadas em atividades caracterizadas como monopólio natural. Um dos grandes desafios enfrentados pelas instituições reguladoras consiste, assim, em conhecer com precisão os reais custos da empresa, dificultado pela assimetria de informação (VARIAN, 2003).

O benefício da regulação, por conseguinte, encontra-se na redução da ineficiência e das perdas provocadas pelo poder de mercado do regime monopolista e do aumento dos preços. Possas, Pondé e Fagundes (1997) chamam atenção para o fato de que, ao contrário do que é muitas vezes colocado em discussões sobre o tema, a regulação não tem a promoção da concorrência como um fim, em si mesmo. Seu objetivo, por outro lado, consiste em aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados. Embora ambos as metas sejam, muitas vezes, coincidentes, no caso de monopólios naturais a ampliação do número de firmas, a fim de estimular a concorrência, resultaria em ineficiência alocativa. Assim, em segmentos caracterizados como monopólios naturais, a regulação atua não no sentido de induzir a concorrência, mas de impedir a prática de preços monopolísticos e promover a eficiência alocativa (POSSAS, PONDÉ E FAGUNDES, 1997).

Em suma, considerando a perspectiva estritamente econômica, o regulador busca que o preço médio cobrado pelas distribuidoras de energia convirja para o custo médio de longo prazo. Considerando uma perspectiva mais abrangente, a tarifa adequada é, na realidade, aquela que satisfaz as condições de equilíbrio econômico-financeiro da empresa, fornece sinais adequados aos consumidores para o uso racional da energia e que também atende os princípios de equidade, justiça, estabilidade e razoabilidade (GESEL, 2015).

1.4.2. Mudança na regulação do setor elétrico

Tradicionalmente, a indústria elétrica era organizada sob a forma de monopólios verticalmente integrados, normalmente estatais. Na década de 80, no entanto, houve uma tendência, verificada a nível global, de desverticalização do setor elétrico, e de respectiva introdução da competição nos segmentos passíveis de abertura, em função da crise financeira internacional que forçou a alteração do padrão de financiamento. Os segmentos de transporte de eletricidade (transmissão e distribuição), por uma questão de racionalidade econômica, permaneceram organizados sob a forma de monopólios naturais. Dado que a coordenação

dessas atividades deixou de ser realizada no âmbito de empresas verticalmente integradas, foram criadas instituições voltadas a regular a atuação dos segmentos monopolistas.

As indústrias historicamente classificadas como monopólios naturais, a exemplo da indústria elétrica, normalmente são compostas por segmentos potencialmente competitivos (como o segmento de geração de eletricidade), e por segmentos que consistem efetivamente em monopólios naturais (a exemplo da transmissão e distribuição de energia elétrica) (JOSKOW, 1996).

Nos anos 80 o setor elétrico foi marcado por uma onda de liberalização, verificada a nível mundial (FIANI, 1998; JOSKOW, 1996). Esse processo resultou em profundas mudanças relacionadas tanto a estrutura industrial, quanto às formas de propriedade e estruturas regulatórias anteriormente vigentes. Um dos fatores que marcou este processo foi a desverticalização dos monopólios verticalmente integrados e introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, posto que consistem em segmentos potencialmente competitivos. A literatura aponta que a abertura desses segmentos, antes organizados como monopólios, foi possibilitada pelos seguintes fatores (VISCUSI *et al.*, 1995):

- i. Crescimento do mercado suficiente para torná-lo apto a comportar duas ou mais plantas eficientes;
- ii. Redução nos custos fixos em nível suficiente para reduzir a escala mínima de produção;
- iii. Aumento dos custos variáveis médios em um mercado operando com uma demanda inelástica.

Possas, Fagundes e Pondé (1997) destacam que a presença de segmentos com características intrínsecas de monopólios naturais, inviabilizavam a completa fragmentação da estrutura de oferta de eletricidade, impondo a necessidade de um regime de regulação, capaz de fixar normas de operação e tarifação e critérios de aferição de desempenho para as atividades a serem privatizadas ou sujeitas à concessão pública.

Consequentemente, no processo de reestruturação setorial, centrado na desverticalização, a regulação se tornou ainda mais relevante. Joskow (1996) aponta que uma das razões para a centralidade que a regulação passou a desempenhar deve-se ao fato dos segmentos de transmissão e distribuição serem monopólios naturais e coexistirem com os segmentos de geração e comercialização, abertos à competição. Nesse contexto, a regulação passou a ser necessária para garantir o acesso dos segmentos competitivos aos serviços

prestados pelos monopólios naturais, o que consistia em uma condição essencial para que a competição fosse efetivamente viabilizada.

Portanto, é possível auferir que o principal objetivo das reformas do setor elétrico na década de 80 consistia em criar incentivos ao comportamento eficiente das empresas através da introdução da competição (LOSEKANN, 2003). As características da indústria, no entanto, não permitiam que a estrutura de coordenação centralizada fosse meramente substituída pela descentralização do mercado, de modo que a estrutura organizacional que se buscou estabelecer através da desverticalização contava com modelos híbridos de organização.

1.4.3. Mecanismos de regulação da Distribuição de Energia Elétrica

Os mecanismos regulatórios mais utilizados, a nível mundial, no segmento de distribuição de energia elétrica são (GESEL, 2015):

- i. Regulação por custo do serviço (*cost of service* ou *cost plus*) ou pela taxa de retorno (*rate of return*);
- ii. Regulação por preço teto (*price cap*) ou regulação por receita máxima (*revenue cap*);
- iii. *Yardstick competition* (ou *benchmarking*, regulação mediante competição referencial);
- iv. Métodos híbridos, que envolvam alguma combinação dos métodos anteriores, tais como regulação por participação nos lucros (*earnings-sharing*), determinação de bandas de preços (piso e teto), entre outros.

Os modelos de regulação pelo custo do serviço e pelo custo marginal são os mais antigos de regulação tarifária. Com o passar do tempo, os problemas decorrentes da assimetria de informação entre órgão regulador e firmas reguladas, o que implicava na dificuldade de determinação dos custos reais das empresas, revelaram as fragilidades desses modelos. Progressivamente surgiram modelos de regulação alternativos, que envolvem a aplicação de métodos de regulação por incentivos. Estes instrumentos regulatórios podem ser baseados na regulação de preços (*price cap*), regulação por padrão de qualidade (*yardstick competition*) ou, ainda, regulação de qualidade (PINTO JR. E SILVEIRA, 1999).

Verifica-se, assim, em escala internacional, uma tendência de progressiva adoção de modelos de regulação por incentivo, ou seja, baseados na aplicação de tetos de preço ou de

receitas, em detrimento de arcabouços regulatórios baseados no custo de serviço ou mesmo na taxa de retorno sobre o investimento, posto que ao longo do tempo esses modelos tem se mostrado ineficientes, provocando resultados indesejados, como a tendência ao superinvestimento, denominada efeito Averch-Johnson (GESEL, 2015).

A seguir será realizada uma breve descrição dos principais modelos regulatórios.

(i) Regulação por Custo de Serviço ou Taxa de Retorno

A regulação pelo custo do serviço foi o primeiro modelo regulatório aplicado na determinação das tarifas de eletricidade, tendo sido usado pela primeira vez nos Estados Unidos, utilizado durante muito tempo. A forma mais comum de aplicação da regulação por custo do serviço é através da taxa de retorno, que consiste basicamente na adição de uma margem, que inclui uma taxa de retorno considerada razoável pelo Regulador, enquanto custo de oportunidade do capital, aos custos da distribuidora (VASCONCELLOS, 2015). Uma das principais fragilidades desse modelo consiste na dificuldade de determinar os custos, que são utilizados como base para a determinação de preços, sobretudo devido à assimetria de informações entre as empresas distribuidoras e órgão regulador. Desta forma, o método é alvo de diversas críticas, que se direcionam ao fato de induzir à ineficiência, posto que o enfoque da metodologia é a determinação dos custos, e não fatores como eficiência e produtividade, possibilitar o sobreinvestimento (conhecido como efeito Averch-Johnson), e envolver elevados custos regulatórios (relacionados a obtenção e processamento de informações, monitoramento do desempenho das empresas, por exemplo) (POSSAS, PONDÉ E FAGUNDES, 1997).

(ii) *Yardstick Competition* – Regulação Mediante Concorrência Referencial

Modelo aplicado quando há várias empresas reguladas, como no caso da distribuição de eletricidade em âmbito regional, baseia-se na introdução de incentivos à eficiência através da redução da assimetria de informação existente entre reguladores e regulados. O desempenho das empresas reguladas é determinado através da comparação com uma referência média, ou seja, um *benchmark*, que induza as distribuidoras a acompanharem o *benchmark* de aumento de produtividade e de redução de custos. Uma crítica à regulação por desempenho se concentra na possibilidade existente de colusão entre as empresas, a fim de obterem sobrelucro (POSSAS, PONDÉ E FAGUNDES, 1997).

(iii) Regulação por Preço Teto (*Price cap*) ou Receita Máxima (*Revenue cap*)

Ambos os modelos consistem em formas de regulação por incentivos, nos quais as empresas recebem incentivos financeiros para que atinjam maiores níveis de eficiência, dado que toda e qualquer melhoria de eficiência ocorrida durante o período tarifário resulta em custos menores que os reconhecidos pelo regulador, o que permite que a empresa se aproprie de parte de tais ganhos excedentes.

A regulação por incentivos foi inicialmente introduzida na Inglaterra, no período de reestruturação e privatização do setor elétrico, iniciado em 1989, e baseia-se na definição de um preço-teto (no caso do *price cap*) ou de uma receita máxima (no caso do *revenue cap*). Ambos os mecanismos envolvem a aplicação da seguinte fórmula-base:

$$\text{Receita ou Preço máximo} = \text{Custo base}_0 * (1 - X^G - X^E)^t$$

Onde:

X^G = fator de produtividade geral para o setor

X^E = fator de convergência específico para cada empresa (*catching-up*)

t = número de anos do ciclo tarifário

Os modelos contam, ainda, com uma regra de ajuste anual que normalmente considera um índice de preços ao consumidor, deduzido de um fator X de eficiência. Um dos objetivos centrais desse instrumento regulatório é estimular, através de uma regra simples e transparente, a busca pelo aumento da eficiência. Tipicamente, a fórmula de ajuste contém os seguintes fatores:

$$p = IP - X,$$

onde IP é o índice de preços, geralmente ao consumidor, e X um fator redutor de produtividade previamente determinado.

Algumas das dificuldades associadas à aplicação deste modelo são: dificuldade em aferir as reais melhorias de qualidade eventualmente alegadas; e a dificuldade de definição do preço básico, sobre o qual incidirão os ajustes periódicos a partir da fórmula supracitada (POSSAS, PONDÉ E FAGUNDES, 1997).

Finalmente, apesar das duas metodologias possuírem diversas características comuns, é possível distinguir claramente os dois métodos. Enquanto o *revenue cap* tem como foco a regulação da receita total da distribuidora regulada, o *price cap* tem como principal objetivo a limitação do preço máximo a ser praticado pela empresa.

1.5. Considerações finais

Através da análise teórica-conceitual desenvolvida nesse capítulo buscou-se demonstrar que o setor elétrico é marcado por um elevado nível de complexidade, devido a características como a não estocabilidade da energia elétrica e a forte interdependência temporal e espacial entre os processos de geração, distribuição, transmissão e consumo. Essas características tornam essencial um esquema de planejamento robusto o suficiente para manter o equilíbrio setorial.

No concernente às características econômicas da indústria de eletricidade, a presença de características de monopólios naturais permanentes nos segmentos de transmissão e distribuição tem forte influência sobre o modelo de organização e sobre o marco regulatório vigente.

Assim, enquanto o presente capítulo apresentou as bases sobre as quais estruturou-se o setor elétrico tal como conhecemos hoje, o próximo capítulo traz uma discussão acerca dos desafios que a crescente participação da geração distribuída impõem ao modelo tradicional de organização e regulação do setor elétrico.

2. Os impactos da difusão da GD fotovoltaica sobre as distribuidoras

Ao longo dos últimos anos, verificou-se o início de um processo de profundas mudanças tecnológicas no setor elétrico a nível mundial, cuja característica mais marcante consiste na maior inserção de fontes renováveis e alternativas na matriz de geração. Este crescimento é caracterizado pelo seu caráter difuso, com a predominância de projetos de geração distribuída (GD) nos investimentos realizados (RAINERI, 2016). A fonte majoritariamente utilizada nos sistemas de geração distribuída é a solar fotovoltaica, que exhibe algumas características importantes que a diferenciam de outras tecnologias de geração a partir de fontes renováveis, sendo uma das principais a possibilidade de aplicação em qualquer escala. Em tese, a geração fotovoltaica é relativamente tão eficiente quando aplicada em pequena escala quanto em projetos de grande porte, ao contrário de outras tecnologias de geração, que perdem eficiência com a redução da escala (MIT, 2015).

Embora a difusão da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) tenha diversos efeitos positivos, impõe inúmeros desafios ao setor elétrico, desafios estes que atingem, em menor ou maior grau, todos os segmentos do setor. O potencial impacto da difusão sobre as distribuidoras de energia elétrica, em especial, se destaca não apenas pela sua magnitude, como também pelos possíveis desdobramentos sobre os consumidores, de modo que vem ganhando notoriedade nas discussões acadêmicas, empresarias e governamentais.

Merece ser destacado com a devida ênfase que a literatura acadêmica se concentra em demonstrar que o aumento da participação da GD no setor elétrico, quando associado ao arcabouço regulatório vigente, impõe dificuldades à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. No que diz respeito à regulação, o fato da recuperação dos custos fixos das distribuidoras estar essencialmente atrelada a tarifas volumétricas é apontado como principal fator que torna a regulação atual inadequada e conflitante com o contexto de crescente participação da GD. Já os efeitos da difusão sobre as distribuidoras, se dão por duas vias: perda de mercado e aumento de custos. Quando associados ao mecanismo de regulação tarifária, esses efeitos resultam na deterioração da receita das distribuidoras, acarretando um processo cíclico de aumento tarifário tratado na literatura como espiral da morte.

Neste capítulo propõe-se, portanto, a sistematização e análise dos impactos da difusão da GDFV sobre as distribuidoras de energia elétrica, com base nos argumentos presentes na literatura sobre o tema.

2.1. Geração distribuída e o setor elétrico tradicional

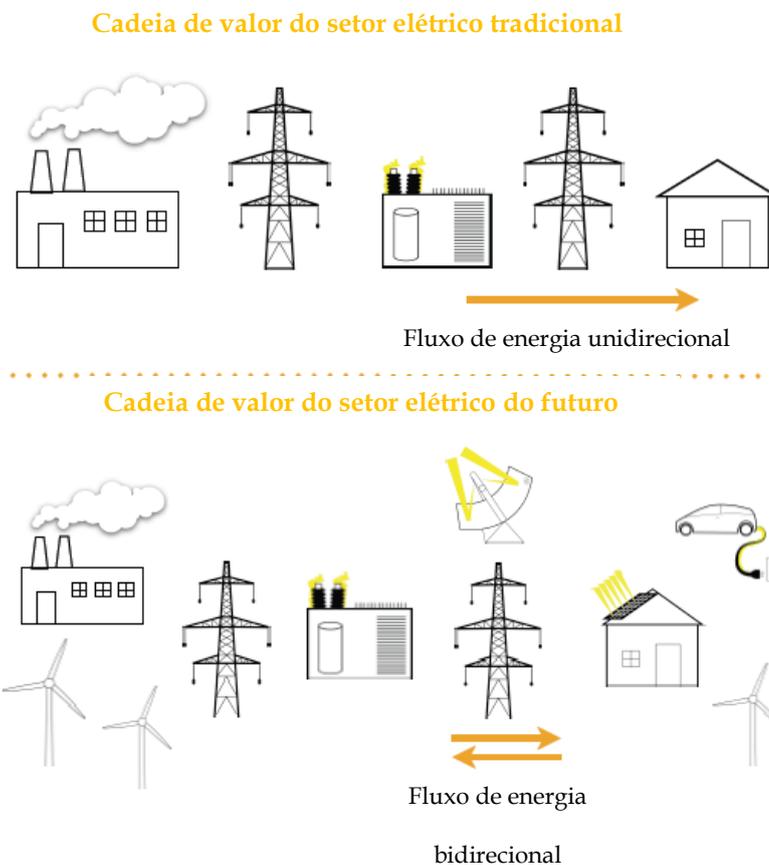
O setor elétrico encontra-se em processo de transição, tendo como um dos *drivers* a difusão da geração distribuída. Neste sentido, o paradigma atual, marcado pela geração centralizada seguindo a carga, está em mutação para um modelo descentralizado em que a GD ganha progressivo destaque.

Em linhas gerais, GD é um termo utilizado para definir pequenos dispositivos modulares de geração de eletricidade, autônomos ou conectados à rede, e localizados próximo ao ponto de consumo (ALLAN *et al.*, 2015). Na literatura, no entanto, é possível encontrar diversas definições. De acordo com Allan *et al.* (2015) o tamanho dos sistemas e sua localização e aplicação são características cruciais. Para os autores sistemas de GD apresentam capacidade instalada que costuma variar entre 1 kW e 5 MW, e geralmente são localizados próximo a demanda, do lado do consumidor do medidor, ou na rede de distribuição. Costello (2015), por sua vez, define o termo “geração distribuída” como geração de pequena escala, em grande parte destinada ao auto-consumo, geralmente instalada no mesmo local da carga a que visa atender, e conectada à rede de distribuição local, rede esta que atende tanto à necessidade de *backup* quanto ao objetivo de venda da geração excedente. Já para Little (1999) consiste na geração elétrica de pequena escala, localizada próxima à demanda. A OFGEM define como a geração de eletricidade conectada à rede de distribuição, em detrimento da rede de transmissão de alta voltagem. O Rocky Mountain Institute (2012) utiliza o termo para se referir a qualquer equipamento de geração conectado ao nível da distribuição, instalado no lado do consumidor do medidor e interconectado à rede, tal como a geração solar fotovoltaica distribuída (RMI, 2012). A EPE (2016), por sua vez, adota a seguinte definição: geração de energia, abrangendo eletricidade e outros energéticos, localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva seu atendimento prioritário, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor final.

A característica comum a grande parte das definições, portanto, é a questão da conexão dos sistemas de GD à rede de distribuição, o que consiste em um *driver* da mudança de paradigma em curso. A Figura 2.1 mostra a configuração tradicional do setor elétrico, marcada pela geração centralizada e pela presença de fluxos unidirecionais de eletricidade, e o paradigma que vem sendo construído após a inserção de novas tecnologias e modalidades de geração, tal como a GDFV. No novo paradigma, a rede de distribuição passa a hospedar

fluxos bidirecionais de energia e a rede deixa de desempenhar um papel passivo no sistema, passando a ser um agente ativo.

Figura 2.1. Configuração tradicional do setor elétrico e o paradigma do futuro



Fonte: Adaptado de RMI (2013)

Ao mesmo tempo em que o processo de difusão da GDFV desafia o tradicional modelo do setor elétrico, também proporciona inúmeros benefícios sistêmicos. Seu caráter renovável e a menor necessidade de expansão da rede de transmissão trazem benefícios em termos de redução da emissão de gases poluentes (tanto gases do efeito estufa, como poluentes locais) e dos danos ambientais geralmente associados à expansão da infraestrutura de transmissão. A localização da unidade de geração próxima ao centro de carga, por outro lado, permite a redução das perdas técnicas, e a maior diversificação das tecnologias utilizadas na produção de energia (MARTINS, 2015; CERVANTES, 2002). Sob a perspectiva socioeconômica, destaca-se que o desenvolvimento desta cadeia produtiva pode contribuir para aquecer a economia e gerar empregos ligados à produção de painéis solares. Adicionalmente, a difusão da GDFV representa custos evitados em função da menor necessidade de investimentos em centrais de geração, além de auxiliar no controle de

parâmetros técnicos da rede que determinam a qualidade do suprimento (e.g. tensão, frequência, harmônicos, potência reativa, etc.), sobretudo em um contexto onde esteja associada à implementação de redes inteligentes.

Embora sejam inúmeros os benefícios sistêmicos associados à maior inserção da GDFV, esta dinâmica de difusão tende a provocar impactos significativos no setor elétrico, sobretudo no segmento de distribuição.

Martins (2015) aponta que os desafios a serem enfrentados pelas distribuidoras podem ser divididos em técnicos e econômico-financeiros. As seções a seguir serão destinadas ao exame mais minucioso destes desafios.

2.2. Desafios técnicos

Muitos dos desafios técnicos ligados a maior participação da GD na rede elétrica são explicados pelo fato de majoritária parte dos sistemas ser conectada à rede de baixa tensão, que não foi projetada para suportar fluxos bidirecionais de eletricidade. De acordo com a CEMIG (2012), a introdução dos sistemas de GD implica na mudança do fluxo de potência, de modo que a rede de distribuição passa a contar com um fluxo bidirecional de eletricidade, passando a ser um elemento ativo, em detrimento do cenário de geração centralizada, em que o fluxo é unidirecional, ocorrendo no sentido dos níveis mais elevados de tensão para os mais baixos, sendo a rede um elemento passivo. Assim, a mudança no fluxo de potência nos sistemas de distribuição acarreta sérias consequências técnicas e econômicas no planejamento dos sistemas elétricos (CEMIG, 2012).

Aos desafios associados à necessidade de comportar fluxos bidirecionais de eletricidade, soma-se o caráter intermitente da geração fotovoltaica, que contribui para aumentar a instabilidade da rede. Figueiredo (2016) aponta que é preciso examinar as alternativas a serem implementadas para garantir a segurança e a qualidade do suprimento em um contexto de crescente participação de fontes intermitentes na matriz elétrica. Adicionalmente, no sentido de garantir a manutenção da tensão da rede em níveis sustentáveis se faz necessária a instalação de equipamentos e procedimentos de automação. Existem, portanto, custos relativos derivados da necessidade de lidar com a crescente intermitência da geração e seus impactos sobre a rede.

Estudos desenvolvidos pelo MIT demonstram que baixos níveis de penetração da GD podem reduzir a carga na subestação mais próxima (MIT, 2011). Altos níveis de penetração,

no entanto, resultam em excesso de carga na subestação e, conseqüentemente, na geração de um fluxo que parte da subestação para a rede de transmissão, criando um fluxo reverso de eletricidade que pode provocar significativas oscilações de tensão e alto nível de stress nos componentes elétricos, o que pode representar um grande desafio. Para enfrentar esses potenciais desafios, em termos de operação da rede, associados ao aumento do nível de penetração da GD, as distribuidoras se deparam com a necessidade de investir em melhorias do sistema de distribuição (COSTELLO, 2015). Felder e Athawale (2014) argumentam que mesmo com baixo nível de penetração da GD o custo unitário do transporte de eletricidade tende a aumentar, já que, mesmo nesses casos, são necessários investimentos na adaptação da rede.

Figueiredo (2016) reitera que a integração da GD representa um grande desafio do ponto de vista tecnológico. A intermitência da geração descentralizada, a necessidade de reforços e adequação de redes, no sentido de habilitá-las a suportar os fluxos bidirecionais de energia, a questão da capacidade de resposta da geração despachada, a qualidade da eletricidade e a infraestrutura de medição necessária consistem em variáveis que precisam ser consideradas.

A difusão da GDFV, assim, implica no aumento do grau de complexidade associado aos procedimentos de operação e manutenção da rede, e às medidas de segurança e planejamento do sistema, exigindo, conseqüentemente, elevados investimentos na melhoria dos mecanismos de proteção e controle, sobretudo na rede de baixa tensão (FALCÃO, 2016). A magnitude de tais investimentos depende de fatores como as características da rede previamente existente e do ritmo de difusão da geração distribuída.

Portanto, a necessidade de responder aos desafios técnicos atrelados à difusão da GDFV tende a impor custos às concessionárias de distribuição de energia elétricas. Esse aumento de custos consiste em um dos fatores causadores de desafios vinculados aos impactos sobre o equilíbrio econômico-financeiro.

2.3. Desafios econômicos

Grosso modo, os desafios econômicos associados à maior participação da GDFV decorrem de distorções geradas pela estrutura da tarifa de distribuição tradicionalmente

aplicada ao segmento residencial⁴. As tarifas tradicionais de distribuição, além de não refletirem adequadamente a estrutura de custos inerente às distribuidoras, levam a uma situação em que consumidores que possuem sistemas de GD não arcam com os serviços que efetivamente demandam da rede. Neste sentido, o exame dos desafios econômicos passa necessariamente pela análise dos mecanismos de remuneração das distribuidoras e, conseqüentemente, da estrutura tarifária vigente, assim como do valor da GD para os prosumidores.

2.3.1. Mecanismos de remuneração das distribuidoras

O estudo sobre os impactos da difusão da GDFV na sustentabilidade financeira das distribuidoras está inserida em um contexto mais amplo de debates sobre os modelos de negócios e a regulação das distribuidoras. Uma das dimensões de maior destaque nesse cenário se concentra na crescente dificuldade de alinhar o tradicional modelo de negócios das distribuidoras – em que o lucro está intrinsecamente atrelado ao volume de vendas e aos investimentos em capital – e os avanços recentes observados tanto no campo tecnológico quanto no âmbito das políticas públicas de suporte à geração distribuída, que tendem a reduzir o volume de vendas das distribuidoras e também as oportunidades de investimentos em capital (SATCHWELL ET AL., 2015; KIND, 2013; FOX-PENNER, 2010).

Em relação às tarifas de distribuição, um dos pontos de partida para entender a forma como os custos são alocados nas tarifas, é conhecer a tipologia de custos das distribuidoras. Os custos associados à atividade de distribuição de eletricidade dividem-se em custos fixos e custos variáveis, que podem ser definidos da seguinte forma (CASTRO *et al.*, 2011; RMI, 2012):

⁴ Os desafios econômicos associados à geração distribuída estão atrelados às distorções geradas por consumidores residenciais e, em menor escala, por pequenos consumidores comerciais que aderem aos sistemas de autogeração. Isto porque, como será analisado ao longo do capítulo, estes desafios decorrem, essencialmente, de problemas na estrutura tarifária. No que tange a grandes consumidores comerciais e consumidores industriais, as distribuidoras recuperam seus custos através de tarifas que são majoritariamente fixas, refletindo adequadamente os custos de distribuição impostos por estes consumidores. Já no caso dos consumidores residenciais e, em muitos casos, dos consumidores comerciais de pequeno porte, a recuperação dos custos de distribuição se dá através de tarifas volumétricas. Com a difusão da GD, associada às políticas de *net-metering* a estes consumidores foi conferida a possibilidade de redução do consumo líquido de eletricidade a partir da rede de distribuição e, assim, a redução das tarifas de distribuição pagas e, respectivamente, da contribuição com os custos da rede (COSTELLO, 2015). Neste sentido, a análise desenvolvida nesta dissertação se concentra no exame da estrutura das tarifas de distribuição aplicadas ao segmento residencial, na medida em que este consiste no lócus do problema tratado.

i. Custo fixo: é o custo que não depende do nível de produção, permanecendo inalterado mesmo mediante variações no nível de atividade. Inclui o custo do capital empregado, os gastos com administração, entre outros. No caso do segmento de distribuição, os custos fixos estão atrelados a fatores como o pico de eletricidade demandado pelos consumidores, a magnitude e o momento em que se dá a demanda. O custo fixo médio ou unitário é a fração dos custos fixos associada a cada unidade de eletricidade distribuída;

ii. Custo variável: é o custo que tem relação e dependência com o volume de produção. O custo variável médio é a fração do custo variável total associado a cada unidade produzida.

Tradicionalmente, a estrutura da tarifa de distribuição aplicada ao segmento residencial contempla um único componente, que aloca tanto os custos fixos quanto os custos variáveis, sendo representado em termos do consumo de eletricidade. Assim, com base na demanda estimada para determinado período regulatório, é calculada a tarifa por unidade de consumo (kWh), necessária para cobrir os custos fixos e os custos variáveis projetados. A lacuna contida nessa lógica de tarifação é facilmente identificada quando analisada à luz da teoria dos monopólios naturais, analisada no Capítulo 1. Sabidamente, os monopólios naturais, como as distribuidoras de eletricidade, são marcados pela presença de elevados custos fixos. Neste sentido, a proporção dos custos fixos em relação aos custos variáveis é elevada, de modo que em uma tarifa volumétrica que agregue os dois tipos de custos, o peso do componente fixo na tarifa unitária será substancialmente maior. O problema dessa lógica é que quando há uma redução do consumo de eletricidade, os custos fixos da distribuidora permanecem inalterados e apenas os custos variáveis são reduzidos. A receita que deixa de ser recuperada, em contrapartida, supera os custos que a distribuidora deixa de incorrer em função da retração das vendas. O problema central, portanto, é que enquanto a recuperação de receita das distribuidoras está atrelada ao consumo de eletricidade, vultosa parcela dos seus custos é fixa, de forma que independe do nível de vendas.

Os argumentos que justificam a aplicação de tarifas volumétricas ao segmento residencial refletem o pressuposto de que consumidores de menor porte têm menos motivação, ou não dispõem da sofisticação técnica ou das ferramentas necessárias para responder a sinais de preços demasiadamente complexos. Assim, a definição de tarifas simples, que podem ser facilmente interpretadas, é uma das premissas consideradas pelos reguladores (RMI, 2012). Outro fator que pauta a aplicação de tarifas volumétricas ao setor residencial é o incentivo à eficiência energética.

Neste sentido, a premissa básica do modelo regulatório vigente é remunerar a atividade de distribuição com base no volume de energia demandado pelos consumidores. Desta forma, dada a receita requerida pela distribuidora para cobertura de seus custos operacionais e a remuneração de sua base de ativos, uma redução do seu mercado derivado da expansão da GDFV significará um faturamento menor do que o necessário para garantir a viabilidade econômico-financeira da concessionária. Trata-se, assim, de um problema que persiste até a próxima revisão tarifária da distribuidora. Considerando que não existirão grandes mudanças na estrutura de custos da distribuidora no curto/médio prazo, a solução adotada pelo regulador para garantir a receita distribuidora diante de um cenário de redução de mercado será o aumento da tarifa.

Costello (2014) reforça que determinados desenhos tarifários agravam ainda mais o risco financeiro que recai sobre as distribuidoras frente a redução das vendas. A maioria das distribuidoras de energia elétrica recupera elevada proporção de seus custos fixos através de tarifas volumétricas. Assim, uma queda no volume de vendas tem dois efeitos sobre as distribuidoras: deixam de recuperar parte dos seus custos fixos e perdem um montante de receita maior que o custo que deixam de incorrer. Isso acontece pois majoritária parte dos custos da distribuidora são fixos, não variando, no curto prazo, mediante variações do nível de consumo. Deste modo, quanto maior a parcela de custos fixos recuperada através do componente volumétrico da tarifa maior será a variação da receita das distribuidoras frente a flutuações do volume de vendas (COSTELLO, 2014).

Neste sentido, supondo um esquema de *net metering* em que a energia injetada na rede é valorada à tarifa varejista, então o prosumidor que eventualmente gerar um montante de energia equivalente (ou superior) ao seu consumo, pode ter sua conta de eletricidade reduzida a zero, caso esteja sujeito a um regime de tarifas formadas exclusivamente por um componente volumétrico. Neste caso, apesar dos prosumidores continuarem utilizando os serviços prestados pelas distribuidoras, o regime de tarifas volumétricas possibilita que, no limite, não paguem nada por isso (RMI, 2012).

Outra questão que merece destaque consiste no fato da difusão, quando inserida em um cenário em que a estrutura tarifária dominante atribui enorme peso relativo aos componentes volumétricos, abre espaço para comportamentos do tipo *free rider*, na medida em que os prosumidores deixam de arcar com a parcela dos custos fixos da rede pelo qual são realmente responsáveis (COSTELLO, 2014). Assim, sob a ótica de distribuição dos custos associados à difusão GDFV, a tarifa aplicada aos que aderem a este tipo de geração será subsidiada pelos que não aderem, num sistema onde os “sem painel” acabam arcando com

uma parcela do custo de manutenção, e de eventual reforço da rede, que deveria ser paga pelos consumidores com painel (FIGUEIREDO, 2016).

Em síntese, considerando os mecanismos vigentes de remuneração das distribuidoras, a difusão da GD pode ter impactos relevantes sobre a sustentabilidade econômico-financeira das mesmas. Neste sentido, destacam-se os seguintes fatores como fonte possíveis causadores de desequilíbrios:

- i. O atual paradigma dominante, em que o design tarifário prima pela recuperação dos custos fixos através de componentes volumétricos da tarifa, pode ter desdobramentos negativos sobre as distribuidoras;
- ii. Tarifas e desenho tarifário inadequado para consumidores e prosumidores, o que pode resultar em um cenário em que os consumidores arquem com um volume de custos superior ao que realmente geraram para a distribuidora, e o que é pago pelos prosumidores à distribuidora esteja a quem dos custos que efetivamente incorreram;
- iii. *Cost-shifting* para os consumidores que permanecem sendo supridos unicamente pela rede de distribuição.

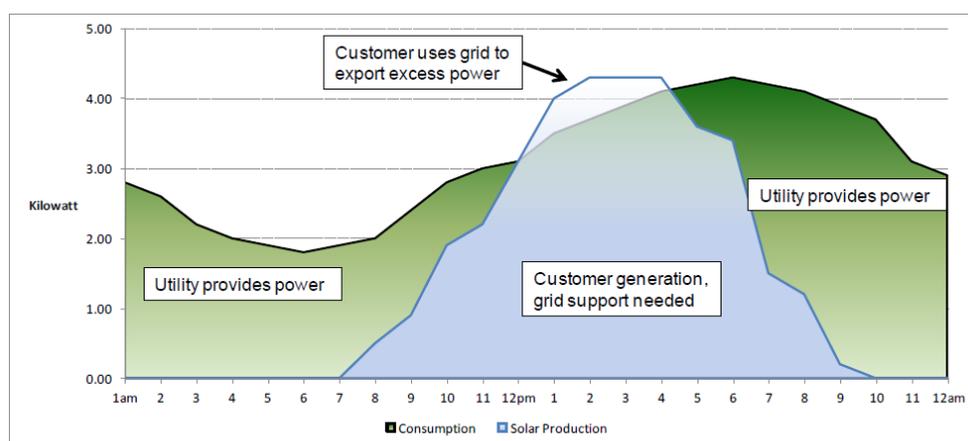
Portanto, em um cenário em que a GD ganha cada vez mais força, o design tarifário vigente pode impor desafios às distribuidoras no que tange à recuperação dos custos da rede, como também provocar efeitos negativos sobre os consumidores “sem painel”. Isso se torna um problema pois, mesmo os consumidores que migram para a GD, continuam fortemente dependentes da rede de distribuição, que passa a atuar como uma espécie de *back-up*. Deste modo, apesar da instalação de sistemas fotovoltaicos, a rede de distribuição continua agregando valor aos prosumidores. A questão do valor da rede para os prosumidores será examinada a seguir.

2.3.2. O valor da rede para os prosumidores

Uma das principais origens dos impactos negativos gerados pela difusão da GD remete à falsa percepção de que, ao instalarem sistemas de geração distribuída, os consumidores passam a ser independentes em relação à rede de distribuição. Essa afirmação, no entanto, não se confirma nem mesmo em casos em que a demanda líquida do prosumidor ao final de um período tarifário é nula, posto que o acesso a sistemas de estocagem que os tornem autossuficientes ainda não é economicamente viável. A Figura 2.3 apresenta as curvas de

produção e de demanda horária típicas de um consumidor residencial (ou pequeno consumidor comercial) que possui um painel fotovoltaico instalado. A área abaixo da curva azul equivale à geração própria. A área verde consiste na energia fornecida pela distribuidora. A área abaixo da curva azul e acima da curva verde, portanto, corresponde ao excedente de produção do painel fotovoltaico injetado na rede de distribuição. O principal objetivo da figura é demonstrar que o consumo e a geração não coincidem, em majoritária parte do tempo, de modo que os prosumidores estão frequentemente recorrendo à rede para compensar a diferença entre seu consumo e a auto-geração. Na maioria dos casos os consumidores demandam energia da rede durante grande parte do dia, tal como no exemplo presente no Gráfico 2.1.

Gráfico 2.1. Curvas típicas de produção e consumo de um pequeno consumidor detentor de um sistema fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Wood e Borlick (2013)

Neste sentido, apesar de os consumidores instalarem sistemas de geração próprios, localizados no local do consumo (não dependendo, de modo geral, da rede de distribuição para ser transportada até a demanda), eles não se tornam autossuficientes, de modo que seguem dependendo do acesso à rede de distribuição tanto para injetar eletricidade na rede quando houver geração de excedente, tanto para que tenham acesso à eletricidade em momentos em que a auto-geração for insuficiente, ou mesmo nula. Assim, a rede de distribuição funciona como uma espécie de bateria para os prosumidores.

Felder e Athawale (2014) argumentam que a possibilidade da qual os consumidores dispõem de acionar a rede a qualquer momento, e demandar qualquer quantidade de energia elétrica (sujeito às limitações técnicas da rede), possui um valor, mesmo quando a rede não está sendo efetivamente utilizada, atrelado basicamente à necessidade de mantê-la disponível e pronta para atender a carga, a qualquer momento. No caso dos prosumidores, o fato de o

consumo líquido (diferença entre o consumo e a produção) ser inferior não significa, de modo geral, que ele está usando menos a rede de distribuição, já que há importação de eletricidade nos momentos em que sua carga supera a autogeração, e exportação para a rede quando há excesso de geração.

Wood e Bolick (2013) vão além, e descrevem como prosumidores demandam os serviços de rede em uma base contínua e permanente. Seu objetivo é comprovar o valor da rede para os consumidores que detêm sistemas de GD, de modo a demonstrar a necessidade de que arquem com os reais custos de prestação desses serviços. Os autores destacam que consumidores que possuem qualquer tipo de sistema de GD e estão conectados à rede de distribuição utilizam a rede para os seguintes fins:

- i. Balancear a oferta e a demanda em intervalos inferiores a um segundo, de modo a manter uma frequência estável (serviço de regulação);
- ii. Vender a energia em momentos de excesso de geração e receber eletricidade em períodos em que a demanda supera a auto-geração;
- iii. Ter acesso à eletricidade necessária para atender a carga em momentos em que o sistema de GD esteja inoperante devido a manutenção, falha técnica inesperada, ou devido a manutenção de condições climáticas desfavoráveis por períodos prolongados (ou seja, serviço de *backup*); e
- iv. Controle de voltagem, frequência e manutenção da tensão da corrente alternada.

Deste modo, é possível perceber claramente que mesmo quando a produção total de energia se iguala ao consumo total ao longo de um ciclo de faturamento mensal, por exemplo, ainda assim o prosumidor está utilizando alguns, se não todos, os serviços de rede descritos acima (WOOD E BORLICK, 2013). Uma das conclusões do estudo é que a dependência dos prosumidores em relação à rede é ainda maior que a dos consumidores sem-painel, já que estes dependem da rede exclusivamente para o consumo, enquanto os prosumidores dependem não apenas para consumir, como também para produzir (STANTON ET AL., 2013). Os autores demonstram, no entanto, que apesar de continuarem consumindo os serviços prestados pelas distribuidoras, os prosumidores deixam de cobrir os custos relacionados à prestação desses serviços, já que seu consumo líquido de energia é reduzido, e as tarifas residenciais são, em sua maioria, desenhadas de forma que os custos fixos são recuperados através de tarifas volumétricas (WOOD E BORLICK, 2013).

2.4. Os impactos sobre o equilíbrio financeiro das distribuidoras

Os formuladores de políticas e reguladores estão cada vez mais preocupados com o impacto financeiro negativo da difusão da GDFV sobre as distribuidoras de energia elétrica, como observado por Job *et al.*(2017), para o caso de quatro estados dos EUA. Embora grande ênfase seja dada à questão da perda de mercado como uma possível fonte de desequilíbrios financeiros, os impactos ocorrem em função basicamente de três fatores centrais:

- i. Aumento dos custos;
- ii. Perda de receita;
- iii. Redução do potencial de rentabilidade dos ativos de distribuição.

Costello (2015) chama atenção para a ótica do aumento de custos decorrente da demanda por investimentos adicionais na rede, no sentido de torná-la apta a suportar uma maior participação da GD (COSTELLO, 2015). Esses investimentos se fazem necessários em decorrência dos fluxos bidirecionais que passam a fluir pela rede com a introdução da GD. Adicionalmente, é importante considerar que o aumento da participação da energia solar fotovoltaica (que se trata de uma fonte intermitente), requer o aumento da flexibilidade do sistema, de modo que as distribuidoras passam a ter que dispor de maior proporção de recursos de balanceamento em relação à sua carga total (RASKING, 2014).

Os efeitos da difusão sobre a rentabilidade das distribuidoras, por sua vez, ocupam o centro da discussão acerca dos impactos financeiros. A redução do nível de receita das distribuidoras ocorre pois, considerando o modelo regulatório tradicional, de acordo com o qual a receita das distribuidoras é atrelada ao volume de eletricidade, a redução do volume de eletricidade vendido pelas distribuidoras, em decorrência da auto-geração de eletricidade, resulta em menor nível de arrecadação e na conseqüente redução de oportunidades de ganhos futuros.

Kind (2013) argumenta que o risco financeiro criado pela difusão de tecnologias disruptivas⁵, como é o caso da GD, inclui não apenas o declínio da receita das distribuidoras, como também o aumento dos custos e a redução do potencial de rentabilidade dos ativos de distribuição, sobretudo no longo prazo. O autor apresenta o problema, em linhas gerais, da seguinte forma: conforme o avanço dos programas de incentivo, a GD segue conquistando

⁵ Uma das definições para o conceito de tecnologia disruptiva encontrada na literatura propõe que tecnologias disruptivas tornam produtos e serviços alternativos mais acessíveis à maioria da população (COSTELLO, 2014).

participação no mercado, corroendo a base de vendas das distribuidoras, cuja receita sofrerá um declínio. Somando esse efeito ao aumento de custos associado à adaptação da rede e integração da GD, o resultado é um potencial efeito de contração da lucratividade e, conseqüentemente, na deterioração da classificação de risco das distribuidoras.

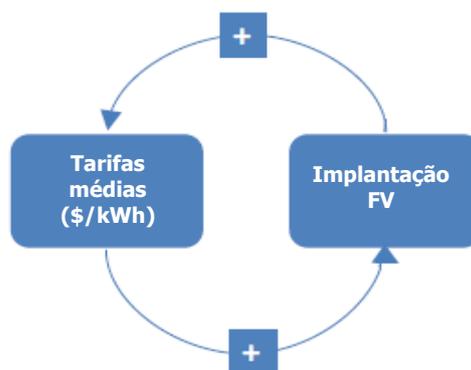
Paralelamente, um dos resultados da problemática descrita por Kind (2013), é o aumento da tarifa média cobrada pelas distribuidoras, em resposta à necessidade de redistribuir os custos fixos por uma base menor de mercado (SATCHWELL, 2015). Na medida em que, em muitos casos, o processo regulatório prevê que possíveis perdas de receita sejam recuperadas nos ajustes tarifários periódicos⁶, a estrutura tarifária predominantemente aplicada ao segmento residencial implica que a receita a ser recuperada recai sobre os consumidores sem-painel. Esse processo pode resultar em um círculo vicioso, ao qual a literatura se refere como “espiral da morte”, conceito que será analisado em seguida.

2.5. A “Espiral da Morte” das distribuidoras

Este conceito aplicado às distribuidoras é explicado, em grande parte, pelo fato da remuneração das distribuidoras estar associada a componentes tarifários volumétricos. Com o maior autoconsumo (derivado do aumento da GD), a remuneração da distribuidora, vinculada à eletricidade consumida, diminui. A queda inicial no nível de consumo de energia elétrica força as distribuidoras a repassarem aos seus custos uma quantidade menor de energia consumida, tornando a tarifa mais cara. Esse aumento tarifário, por sua vez, incentiva a migração de consumidores para a geração distribuída, o que gera um ciclo vicioso, denominado “espiral da morte”. A Figura 2.2 apresenta uma demonstração simplificada desse processo, que resulta na necessidade de recuperar o mesmo nível de custos fixos através de uma base de vendas constantemente declinante (DARGHOUTH *et al.*, 2016).

Figura 2.2. Esquema conceitual simplificado demonstrando o efeito espiral entre o nível de adoção da GDFV e as tarifas de eletricidade

⁶ O mecanismo que garante essa reconciliação entre os níveis de receita esperada e realizada é denominado *decoupling*, sendo aplicado em diversos países no sentido de blindar as distribuidoras contra o risco de mercado. Este instrumento será tratado de forma mais detalhada no capítulo 4 desta dissertação.

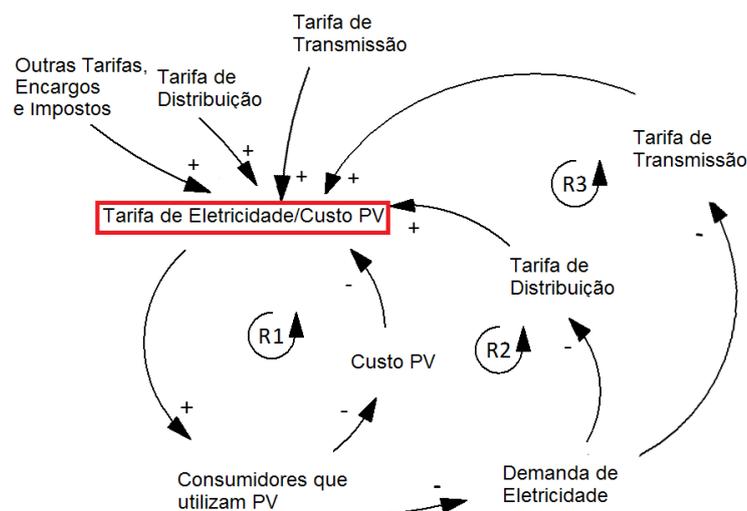


Fonte: Adaptado de Darghouth *et al.* (2016)

Felder e Athawale (2014), por sua vez, definem a espiral da morte como o processo que ocorre quando o acréscimo de capacidade de GD em um sistema torna a rede mais cara para os consumidores remanescentes, o que faz com que a autogeração se torne economicamente mais atrativa. De acordo com os autores, considerando que majoritária parte dos custos fixos de transmissão e distribuição são remunerados através de tarifas volumétricas, a recuperação de custos é ameaçada por situações de queda exponencial do volume de vendas.

Considerando maior nível de rigor teórico, a espiral da morte pode ser descrita da seguinte forma: eventuais aumentos das tarifas ligadas à transmissão, distribuição, e encargos setoriais, por exemplo, aumentam a relação entre a tarifa de eletricidade (TE) e o custo de instalação de um sistema de geração fotovoltaico (CPV), o que influencia positivamente a adoção da GDFV pelos consumidores residenciais. Um dos resultados, dessa aceleração do ritmo de difusão é a queda do custo dos painéis fotovoltaicos, em função do aumento da escala de produção, o que eleva a razão TE/CPV pela via da redução do valor do denominador, e retroalimenta o efeito R1. O aumento do número de prosumidores, por sua vez, diminui a demanda por eletricidade e, por conseguinte, leva à necessidade de readequação das tarifas de distribuição e de transmissão, respectivamente representadas pelos efeitos R2 e R3, levando a novos aumentos na razão TE/CPV, desta vez pela via da elevação do valor do numerador. Esta dinâmica é ilustrada através da Figura 2.3.

Figura 2.3. Modelo geral de difusão da geração fotovoltaica



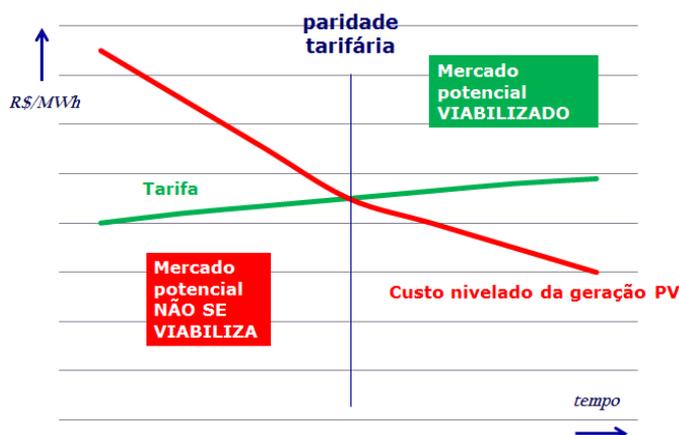
Fonte: Adaptado de Dyner *et al.* (2016)

A concretização da espiral da morte, no entanto, não depende apenas do “se”, mas também da magnitude da reação dos consumidores a aumentos das tarifas de energia elétrica. É neste ponto que a proximidade de um cenário de paridade tarifária torna-se relevante.

O conceito de paridade tarifária trata das condições econômicas que tornam a geração fotovoltaica descentralizada competitiva em relação à eletricidade fornecida pelas distribuidoras. Ou seja, a paridade tarifária é atingida no ponto em que o consumidor é indiferente entre investir em um sistema fotovoltaico ou continuar sendo suprido pela rede de distribuição (SPERTINO *et al.*, 2014; RÜTHER E ZILLES, 2011).

Assim sendo, destaca-se que a atratividade dos investimentos em sistemas fotovoltaicos é função da evolução dos custos destes sistemas e das tarifas de energia. Guerreiro (2016) ressalta esta relação do ponto de vista conceitual através do Gráfico 2.2.

Gráfico 2.2. Dinâmica da Paridade Tarifária.



Fonte: Guerreiro (2016).

Neste sentido, conforme a geração distribuída ganha competitividade, ela se torna um melhor substituto para a eletricidade fornecida pelas distribuidoras, acarretando o aumento da elasticidade-preço da demanda (COSTELLO, 2014). Isso acontece pois, na medida em que os consumidores passam a ter uma alternativa economicamente viável ao serviço de fornecimento de eletricidade prestado pelas distribuidoras, então a resposta a aumentos tarifários passa a ser mais intensa, se apresentando sob a forma de migração para a GD. Assim, na medida em que a paridade tarifária é alcançada as distribuidoras passam a enfrentar uma curva de demanda mais elástica e, conseqüentemente, menor poder de mercado.

A tomada de decisão de um consumidor entre adotar ou não a geração distribuída é, portanto, fortemente influenciada pelo nível tarifário. Neste sentido, é possível inferir que a possibilidade de migrar para a geração distribuída torna a reação dos consumidores a aumentos tarifários mais intensa, o que desafia o poder de mercado das distribuidoras.

A adesão dos consumidores a geração distribuída afeta as distribuidoras de duas formas distintas, a depender do horizonte temporal considerado. No curto prazo a migração para a geração distribuída pode trazer prejuízos e afetar o fluxo de caixa das distribuidoras entre os períodos de revisão tarifária, em função do menor nível de consumo. Como grande parte dos custos são cobertos a partir de tarifas volumétricas, a redução do consumo em relação ao volume projetado gerará uma receita menor que a requerida para remunerar as distribuidoras. Assim, no curto prazo o *lag* regulatório torna-se um risco para as distribuidoras em caso de entrada da geração distribuída, na medida em que um montante de receitas inferior ao regulatoriamente autorizado é auferido, até que se dê um novo processo de revisão tarifária e as tarifas sejam ajustadas ao novo nível de demanda.

Já no longo prazo, caso a elasticidade-preço da demanda, ou seja, a resposta da demanda dos consumidores a uma elevação da tarifa (realizada no sentido de garantir a recuperação dos custos fixos), seja muito elevada, o processo de ajustes pode levar a definição de tarifas ainda mais altas e ao respectivo colapso da demanda, caracterizando um quadro de instabilidade que resulta na espiral da morte. O pressuposto assumido é de que, a um dado nível de demanda, os consumidores estão dispostos a pagar menos que o custo médio da distribuidora. Assim, quando a distribuidora tenta aumentar a tarifa o suficiente para recuperar seus custos fixos, a demanda cairá o bastante para provocar uma queda do lucro. Portanto, na condição de espiral da morte, aumentos de preço levam a menores níveis de lucro, uma vez que, a partir de determinado nível de preços, a elasticidade da demanda é suficientemente alta para fazer com que aumentos tarifários adicionais provoquem reduções de receita superiores à economia de custos, o que torna inviável o retorno a uma condição de equilíbrio (COSTELLO E HEMPHIL, 2014). A condição de equilíbrio instável é demonstrada através da Condição de Henderson, sintetizada na seguinte equação:

Equação 1 - Condição de Henderson.

$$e > \frac{P}{P - cm}$$

onde “e” representa a elasticidade-preço da demanda, “P” representa o preço (ou a tarifa) e “cm” representa o custo marginal .

De acordo com a Condição de Henderson, quando a elasticidade-preço da demanda superar o lado direito da equação, que reflete a proporção entre o preço médio e o componente fixo do preço médio, então caracteriza-se um contexto de equilíbrio instável que pode resultar na espiral da morte das distribuidoras.

Em síntese, a combinação de três fatores torna a espiral da morte uma real ameaça as distribuidoras de energia elétrica, a saber (COSTELLO E HEMPHIL, 2014):

- i. Elevada elasticidade-preço da demanda por energia elétrica;
- ii. Elevado peso dos custos fixos em relação aos custos variáveis e
- iii. Uma estrutura tarifária essencialmente baseada no volume.

2.6. Considerações finais

A análise desenvolvida neste capítulo mostra que o impacto da difusão da GD sobre as distribuidoras tende a ser essencialmente negativo, caso o paradigma tarifário predominante, em que a receita está intrinsecamente atrelada ao volume de vendas, seja mantido. Neste sentido, a dimensão teórico-conceitual fornece as bases que demonstram a possibilidade de realização da espiral da morte das distribuidoras. No capítulo a seguir, através da análise dos casos da Itália e da Califórnia, pretende-se examinar se há evidências práticas que confirmem os impactos discutidos na literatura, ou seja, se os resultados da difusão previstos na literatura explorada neste capítulo se confirmam a nível da experiência da Califórnia e da Itália.

3. Análise dos casos internacionais

A análise da experiência internacional tem revelado diversas questões regulatórias que devem ser consideradas no sentido de garantir que a difusão da geração distribuída não imponha obstáculos ao equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica, e principalmente, não implique na transferência de custos dos consumidores com painel para os consumidores sem painel. Em suma, a difusão desta tecnologia deve ser neutra.

No âmbito internacional, portanto, a difusão da geração distribuída, impulsionada por diversos mecanismos de incentivo muitas vezes associados, a exemplo do *net metering* e das tarifas *feed-in*, já atinge valores expressivos, de modo que os impactos sobre a rede e a receita das distribuidoras, como mencionado anteriormente, já podem ser constatados. Merecem destaque os casos da Califórnia e da Itália, que serão analisados neste capítulo. Os dois casos escolhidos, além de apresentarem estágios já avançados de difusão da geração solar fotovoltaica, se tornam especialmente relevantes devido aos ajustes regulatórios implementados no sentido de mitigar o problema que este trabalho se propõe a tratar. Neste sentido, a seleção destes dois casos foi pautada não só pelo fato de já se encontrarem bastante desenvolvidos em termos de disseminação dos sistemas de GDFV, mas principalmente pelo fato do nível de desenvolvimento já permitir a análise dos desdobramentos em termos de impactos sobre o setor elétrico, principalmente sobre as distribuidoras de eletricidade, assim como por apresentarem indicações claras da consolidação de ajustes regulatórios no sentido de corrigir as distorções geradas. A análise dos casos da Itália e da Califórnia, portanto, pode oferecer importantes contribuições para o tema.

Considerando que os impactos da difusão de GD estão diretamente atrelados aos critérios de compensação de energia definidos através das políticas de incentivo, assim como à estrutura tarifária em voga (dada sua intrínseca relação com a espiral da morte, conforme mencionado no capítulo anterior), em cada um dos casos serão examinados os seguintes aspectos: i. mecanismo de regulação da distribuição; ii. estrutura tarifária; iii. trajetória da política de incentivo; e iv. mudanças recentes, seja na política ou na estrutura tarifária, implementadas no sentido de, ou com poder de, mitigar os impactos negativos associados à difusão da GDFV.

3.1. O caso da Itália

3.1.1. Regulação da distribuição

O modelo regulatório aplicado às distribuidoras de energia elétrica italianas é o de garantia de uma remuneração sobre a base de ativos da distribuidora (CAPEX) associado a uma regulação por incentivos do tipo *price cap* aplicada ao OPEX (*Operational Expenditures*). Neste sentido, a cada novo período regulatório as tarifas são definidas de modo a garantir que 50% dos ganhos de eficiência operacional (diferença entre os custos reais e os custos autorizados pelo regulador) obtidos no período regulatório anterior sejam retidos pela distribuidora. Anualmente, o OPEX é atualizado de acordo com a inflação e com um fator de redução (Fator X), definido no sentido de permitir que as distribuidoras recuperem gradualmente os ganhos de eficiência alcançados em períodos anteriores de ajuste e que ainda não tenham sido transferidos para os usuários finais (GESEL, 2015). O cálculo do fator X considera, ainda, o objetivo de transferir completamente os ganhos extras de produtividade, incluindo ganhos acumulados ao longo de períodos regulatórios anteriores, para os consumidores em um período de oito anos.

Um dos principais objetivos de regulação italiana é promover, através da aplicação dos mecanismos de *price cap* e *profit-sharing*, a eficiência operativa, assim como investimentos em novas tecnologias⁷.

Cabe destacar, ainda, que majoritária parte da receita permitida é calculada com base no número de consumidores conectados à rede. Adicionalmente, possíveis variações da receita realizada em relação à receita autorizada, decorrentes de flutuações do mercado, são corrigidas através de um mecanismo de equalização ex-post. Deste modo, as distribuidoras italianas são completamente blindadas contra o risco de mercado (ENEL, 2016).

No que tange ao reconhecimento dos investimentos, a regulação prevê que novos investimentos sejam incluídos na base regulatória de ativos (RAB) com um *lag* temporal de dois anos. Neste sentido, um investimento realizado no ano n , é avaliado pelo regulador no ano $n+1$, e adicionado à base regulatória de ativos no ano $n+2$. Adicionalmente, no sentido de compensar as perdas econômicas devidas ao *lag* regulatório e ao fato do cálculo da receita não ser consistente com a necessidade de considerar a amortização do investimento durante os

⁷ O fato das distribuidoras terem direito a 50% dos ganhos de produtividade no período regulatório seguinte foi fundamental para viabilizar economicamente o roll out de smart meters realizado pela ENEL no início dos anos 2000, sendo este investimento realizado mesmo antes da regulamentação destes investimentos por parte da autoridade reguladora italiana.

dois anos⁸, a regulação prevê uma remuneração extra de 1% sobre a taxa de retorno permitida, a incidir sobre qualquer novo investimento realizado (AEEG, 2014; BENEDETTINI E PONTONI, 2013).

3.1.2. *Estrutura tarifária*

Ao contrário da maioria dos países, em que a tarifa residencial é formada essencialmente pelo componente de energia, a tarifa de distribuição aplicada ao setor residencial italiano inclui um componente que reflete a potência demandada e um componente fixo. A aplicação dessa estrutura tarifária ao segmento residencial é viabilizada pelo fato do *roll-out* de medidores inteligentes (*smart meters*) já se encontrar em estágio bastante avançado no país, de modo que todas as residências contam com essa estrutura de medição, que permite limitar a potência de acordo com o valor que é contratado pelo consumidor. A tarifa residencial, portanto, é composta por três elementos:

- i. Componente fixo (€/ponto de entrega);
- ii. Componente que remunera a potência (€/kW);
- iii. Componente volumétrico progressivo (€/kWh).

O componente volumétrico progressivo foi implementado no contexto da década de 70, quando o choque do petróleo teve um enorme impacto sobre os custos de geração de eletricidade, dado que a energia elétrica era gerada majoritariamente a base de combustíveis fósseis. A meta do regulador ao estabelecer esse componente consistia em incentivar a adoção de medidas de eficiência energética, mediante a penalização de consumidores com patamar elevado de demanda.

Na Itália há três tipos de tarifas de distribuição aplicáveis aos consumidores residenciais cativos, de acordo com critérios específicos, a saber: D1, D2 e D3. A tarifa D1 é uma tarifa de referência para os consumidores residenciais, e equivale ao que o regulador italiano define como a “tarifa ideal”. Consiste em uma tarifa custo-reflexiva, em que o componente fixo (€/ponto de entrega) é voltado a cobrir os custos de medição e alguns outros custos relacionados aos consumidores, e a tarifa de potência, somada à tarifa de energia, deve cobrir os custos da rede. A tarifa D1, no entanto, não é efetivamente aplicada a nenhum

⁸ O retorno bruto sobre os investimentos é calculado pela AEEG com base na seguinte equação:

$g_n = r(V_n - A_n) + A_n$, que faz com que o valor do ativo no ano n já não seja mais consistente com o seu tempo e trajetória de amortização. Para mais detalhes ver Benedettini e Pontoni (2013).

consumidor italiano. A tarifa D2 é aplicada aos consumidores em suas residências principais e que possuem potência contratada de até 3,3 kW⁹. A tarifa D3, por sua vez, é válida para consumidores situados em sua residência principal e com potência contratada acima de 3,3 kW, e para consumidores em suas casas de veraneio (cerca de 20% dos consumidores residenciais italianos) (AEEG, 2014). Na Tabela 3.1 é possível encontrar o valor de cada um dos componentes das tarifas D₁, D₂ e D₃, tal como em 2014, para um consumidor com demanda anual inferior a 1.800 kWh.

Tabela 3.1. Itália - Tarifas D1, D2 e D3 aplicadas a consumidores com baixo nível de consumo (1.800 kWh/ano): 2014

	Componente fixo (€)	Componente de potência (€/kW)	Componente de energia (€/kWh)
D1	20,7	15,6	0,016
D2	6,1	5,7	0,005
D3	20,7	15,6	0,025

Fonte: Brown e Faruqui (2014)

Cabe ressaltar que o componente fixo e o componente de potência referentes a todas as classes (D1, D2 e D3) não possuem caráter progressivo, de modo que seu valor é constante para todo e qualquer nível de consumo. No entanto, ao contrário de D3, em que o valor desses componentes corresponde ao valor ideal (representados pela tarifa de referência D1), no caso da tarifa D2 tanto a parcela fixa quanto a parcela de potência são valoradas abaixo do custo ideal.

Outro fator relevante acerca das tarifas D2 e D3 consiste na aplicação de um mecanismo de *inclining-blocks* ao componente variável, do que resulta, em termos práticos, que o valor do kWh aumenta conforme a elevação do nível de consumo, conferindo caráter progressivo à tarifa de distribuição italiana. Neste sentido, o valor do componente de energia referente a cada uma das classes tarifárias, de acordo com o nível de consumo anual, é apresentado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Itália - Componente de energia referente às tarifas D1, D2 e D3 (€/kWh): 2014

Consumo anual	D1	D2	D3
0 a 900 kWh	0,016	0,005	0,025
901 a 1.800 kWh	0,016	0,005	0,025
1.801 a 2.640 kWh	0,016	0,042	0,042
2.641 a 3.540 kWh	0,016	0,082	0,082
3.541 a 4.440 kWh	0,016	0,082	0,082

⁹ Cerca de 80% dos consumidores residenciais da Itália se enquadram nessa classificação (AEEGSI, 2014).

1.801 a 2.640 kWh	0,016	0,124	0,124
-------------------	-------	-------	-------

Fonte: Brown e Faruqui (2014)

Os dados apresentados na Tabela 3.2 mostram que, exceto no caso dos consumidores categorizados em D2, cuja demanda anual se enquadra nos dois primeiros blocos (entre 0 e 1.800 kWh), o valor do componente de energia supera substancialmente o valor ideal e, respectivamente, os custos os quais deveriam cobrir. O resultado desse sistema é que consumidores que demandam menos energia elétrica pagam tarifas abaixo dos custos e consumidores que apresentam maior nível de demanda, conseqüentemente, arcam com valores superiores aos custos que efetivamente incorrem (BROWN E FARUQUI, 2014). Essa estrutura tarifária implica, portanto, em significativos subsídios cruzados (BROWN E FARUQUI, 2014).

A Tabela 3.3 apresenta a decomposição da tarifa de distribuição aplicável a consumidores de diversos níveis de consumo, com a respectiva participação da cada um dos componentes no valor total da tarifa. A análise dos dados demonstra que a conta de eletricidade aumenta significativamente para os consumidores com maior demanda, o que se deve, em parte, à tarifa de potência, mas, principalmente, ao esquema de *inclining blocks* aplicável às tarifas variáveis, cujo peso no valor total da taifa aumenta quão maior for o consumo anual.

Tabela 3.3. Tarifa de distribuição aplicável a diversos níveis de consumo e de potência contratada: 2014

	Componente fixo (€)	Componente de potência (€)	Componente de energia (€)	Total	% Fixo	% Demanda	% Variável	Tarifa média (€/kWh)
1,5 kW, 1.800 kWh	6,1	8,6	8,7	23,4	26,1%	36,7%	37,2%	0,013
3 kW, 3.000 kWh	6,1	17,2	73,2	96,5	6,3%	17,8%	75,9%	0,032
4,5 kW, 4.250 kWh	20,7	70,1	211	301,8	6,9%	23,2%	69,9%	0,071
6 kW, 10.000 kWh	20,7	93,5	917,6	1.031,70	2,0%	9,1%	88,9%	0,103

Fonte: Brown e Faruqui (2014)

3.1.3. Políticas de incentivo à GDFV

A motivação italiana para a implementação de políticas de estímulo à geração solar fotovoltaica distribuída está diretamente associada à necessidade de cumprir acordos de

redução de emissões de gases do efeito estufa através do aumento da participação de fontes renováveis na matriz¹⁰ (HAWKES, 2014). Ao mesmo tempo, a necessidade de reduzir a dependência energética italiana¹¹ é um elemento indutor de investimentos em fontes renováveis.

Neste contexto, em 2005 teve início um programa de incentivo específico à micro e à mini geração fotovoltaica da promulgação de um decreto ministerial (DM 28.07.2005) que criou o programa *Conto Energia*. Em sua primeira versão, denominada *Primo Conto Energia*, foi definida uma tarifa *premium* para as plantas de geração solar fotovoltaica com capacidade instalada entre 1 e 1000 kW (GIAGNORIO *et al.*, 2007). A tarifa girava em torno de 0,5 euros, variando de acordo com o tamanho da planta, de modo que três categorias eram previstas: sistemas com capacidade entre 1 e 20 kW, de 20 a 50 kW, e de 50 kW a 1 MW (DI DIO, 2015). O incentivo tinha vigência prevista de 20 anos a partir da data de entrada do sistema em operação (ASTE *et al.*, 2007). Acompanhando a previsão de queda dos preços dos sistemas fotovoltaicos, o incentivo seria reduzido a uma taxa de 2% ao ano, a partir de 2006, de modo que a remuneração seria mantida constante (ASTE *et al.*, 2007). O primeiro *Conto Energia* expirou em março de 2006, quando a meta de 500 MW de capacidade fotovoltaica instalada foi atingida (ORIOLI *et al.*, 2016).

Na segunda fase do programa (*Segundo Conto Energia*), implementada em 2007, foi estabelecida uma nova meta de 1.200 MW fotovoltaicos a serem instalados na Itália, sendo definidos novos critérios para o estímulo à geração fotovoltaica. As principais alterações foram: criação de tarifas diferenciadas, não apenas de acordo com o tamanho do sistema (conforme o critério definido anteriormente), como também de acordo com a tipologia da instalação; extinção do limite de capacidade de 1 MW e simplificação da burocracia necessária para a inserção dos sistemas fotovoltaicos no programa (CUCCHIELLA, 2012; CAMPOCCIA *et al.*, 2009; DI DIO, 2015). A Tabela 3.4 apresenta as tarifas estabelecidas no *Segundo Conto*. Como é possível verificar na tabela, a tarifa de valor mais alto era destinada a sistemas fotovoltaicos de pequeno porte integrados.

¹⁰ Existe a meta de redução de 6,5% das emissões de gases do efeito estufa até 2020 em relação ao ano base de 1990. Foi estabelecida a meta de uma participação de 17% de fontes renováveis em 2020, tendo sido de 5,2% esta participação em 2005.

¹¹ De acordo com dados do Ministério de Desenvolvimento Econômico Italiano (2016), em 2015 aproximadamente 75% do consumo interno bruto de energia do país foram supridos pela importação de recursos energéticos (gás, petróleo e sólidos), o que coloca a Itália em uma posição de grande dependência em relação aos demais países europeus.

Tabela 3.4. Tarifas *Feed-in* definidas através do Segundo Conto Energia (em €/kWh)

Tipo de instalação	FIT (€/kWh)
Sistemas fotovoltaicos	
Instalação rural - potência nominal \leq 3 kWp	0,400
Instalação rural - potência nominal 3-20 kWp	0,380
Instalação rural - potência nominal acima de 20 kWp	0,360
Parcialmente integrada - potência nominal \leq 3 kWp	0,440
Parcialmente integrada - potência nominal 3-20 kWp	0,420
Parcialmente integrada - potência nominal acima de 20 kWp	0,400
Sistema integrado - potência nominal \leq 3 kWp	0,490
Sistema integrado - potência nominal 3-20 kWp	0,400
Sistema integrado - potência nominal acima de 20 kWp	0,380

Fonte: Campoccia (2009)

É relevante destacar que no caso da Itália a política não se baseia propriamente na tarifa *feed-in* tradicional, aplicável apenas à eletricidade injetada na rede, posto que o incentivo italiano consiste em uma tarifa premium que incide sobre a geração total do sistema fotovoltaico (se tratando de uma espécie de tarifa de geração) (COMPOCCIA, 2009; ASTE *et al.*, 2007; DI DIO, 2015). Desta forma, de acordo com as diretrizes estabelecidas no *Segundo Conto Energia* o detentor do sistema fotovoltaico ainda dispunha das seguintes alternativas, cujo benefício econômico era somado à tarifa *feed-in* recebida sobre a energia gerada (ASTE *et al.*, 2007; CAMPOCCIA, 2009; CUCCHIELLA, 2012):

- i. No caso de sistemas fotovoltaicos com capacidade de até 20 kW, também era possível participar do programa de Net Metering, que possibilitava a injeção de excedentes na rede. O excedente era valorado ao preço da tarifa de eletricidade, gerando créditos (válidos por tempo indeterminado) que poderiam ser compensados posteriormente;
- ii. Os sistemas com capacidade superior a 20 kW era vetada a possibilidade de acesso ao programa de net metering, de modo que as opções disponíveis eram: uso da eletricidade para o auto-consumo (o que gerava uma economia na conta de energia, associada a redução da eletricidade consumida da rede), ou venda de parte, ou totalidade, da energia para a *utility* local a um preço estabelecido pela AEEG (regulador italiano). Neste caso, a remuneração do agente era formada por dois componentes: tarifa *feed-in* (calculada sobre a geração total) e pagamento pela venda de energia à *utility*.

Adicionalmente, através do *Segundo Conto Energia* definiu-se que a redução anual de 2% da tarifa *feed-in* já prevista anteriormente, seria acrescida de mais 2% no caso de sistemas

que entrassem em operação a partir de 2008 (RAGWITZ ET AL., 2010; ORIOLI ET AL., 2016). Através do Segundo Conto Energia, 203.766 novos sistemas fotovoltaicos foram instalados, dos quais 53% se enquadravam na faixa entre 3 e 20 kW (DI DIO, 2013).

Em 2008, através da Lei Orçamentária 244/2007, atualizada pela lei 99/2009, foi instituída uma medida voltada para a regulação do auto-consumo, o que depois viria a se desenvolver e se transformar no *Scambio Sul Posto* (IEA, 2016). Através da lei 99/2009 o governo italiano estendeu o esquema de *net metering* a sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada de até 200 kW (CUCCHIELLA, 2012). Em resposta, foram instalados 723 MW de energia fotovoltaica em 2009, o que representa mais da metade da capacidade instalada ao longo de 2008 (338,1 MW) (CUCCHIELLA, 2012).

Em 06 de agosto de 2010 um novo Decreto (DM 06/08/2010) foi publicado, inaugurando o *Terceiro Conto Energia* (ELGAMAL *et al.*, 2015). As principais mudanças trazidas pelo Decreto eram relacionadas à classificação dos sistemas fotovoltaicos e das tarifas associadas. Neste sentido, a seguinte classificação foi definida: *In-Building PV plants* (IBPV), cuja tarifa premium variava entre 0,251 e 0,402 €/kWh; *Innovative-Building-Integrated PV Plants* (IBIPV), com tarifas definidas entre 0,370 e 0,440 €/kWh; e *Concentrated PV plants* (CPV), com o valor das tarifas variando entre 0,280 e 0,370 €/kWh (DI DIO, 2015; ORIOLI *et al.*, 2016).

O *Quarto Conto Energia* foi lançado em maio de 2011 (DM 05/05/2011), estabelecendo as regras vigentes para os projetos fotovoltaicos que iniciassem a operação a partir de 31 de maio de 2011 (ELGAMAL *et al.*, 2015). A quarta versão do programa promoveu uma redução gradual dos incentivos via tarifas *feed-in*, no sentido de alinhar o incentivo aos custos da tecnologia (DI DIO, 2015).

Em julho de 2012 foi publicado novo decreto (DM 05/07/2012) implementando o *Quinto Conto Energia*, definindo alterações nos critérios da política de incentivo, e estabelecendo uma data limite para sua vigência: o trigésimo dia a partir do momento em que o custo anual da política atingisse o teto de 6,7 bilhões de euros por ano (GSE, 2015, apud ELGAMAL *et al.*, 2015). O novo mecanismo de incentivo trazia um esquema de classificação ainda mais simples, quando comparado aos anteriores, e definiu um esquema de remuneração composto essencialmente por dois termos: uma tarifa *feed-in* que remunerava a eletricidade injetada na rede; e uma tarifa “bônus” aplicável à eletricidade utilizada para o autoconsumo

(DI DIO, 2015). A Tabela 3.5 sintetiza os novos critérios e valores relativos ao Quinto Conto. É importante ressaltar que enquanto nas versões anteriores do programa o sistema poderia ser beneficiado pela tarifa *feed-in* e pelo programa de *net metering*, simultaneamente, o *Quinto Conto Energia* determinou que os sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada menor que 200 kW (sistemas elegíveis ao *net metering*) deveriam optar entre a tarifa *feed-in* e o *net metering*, de modo que as políticas deixaram de ser cumulativas (CAMPOCCIA *et al.*, 2014).

Tabela 3.5. Tarifas do “Conto Energia” entre setembro de 2012 e fevereiro de 2013.

Potência (kW)	Instalações em edifícios		Outras instalações	
	Tarifa <i>feed-in</i> (€/kWh)	Tarifa premium para auto-consumo (€/kWh)	Tarifa <i>feed-in</i> (€/kWh)	Tarifa premium para auto-consumo (€/kWh)
1<P=<3	20,8	12,6	20,1	11,9
1<P=<20	19,6	11,4	18,9	10,7
20<P=<200	17,5	9,3	16,8	8,6
200<P=<1000	14,2	6	13,5	5,3
1000<P=<5000	12,6	4,4	12	3,8
5000<P	11,9	3,7	11,3	3,1

Fonte: Hawkes *et al.* (2014)

Dado o crescimento substancial da capacidade instalada fotovoltaica, em julho de 2013 atingiu-se o teto dos dispêndios anuais do programa de 6,7 bilhões de euros, impondo a revogação do Decreto Ministerial de 06/08/2010 (IEA, 2016). Com o fim da tarifa *feed-in*, os créditos de energia previstos no sistema de *net metering* (*Scambio Sul Posto*) passaram a ser a única política de incentivo vigente na Itália¹².

O *Scambio Sul Posto* (SSP) consiste em um sistema de *net metering* aplicável a sistemas com capacidade instalada de até 200 kW, se instalados após 31 de dezembro de 2007, ou de 500 kW, para o caso daqueles instalados após 01 de janeiro de 2015¹³ (EC, 2015). Através deste mecanismo, diferentes valores são atribuídos à eletricidade injetada na rede e ao consumo de eletricidade da rede, o que permite uma compensação financeira baseada em

¹² É importante destacar que, após o término do período de 20 anos previsto, o produtor fotovoltaico tem a opção de continuar usufruindo do sistema de *net metering*, ou vender a energia para a empresa fornecedora de eletricidade (DI DIO, 2013).

¹³ A nova regra, que aumenta o teto de capacidade dos sistemas elegíveis ao *Scambio Sul Posto*, não é retroativa, de modo que se aplicada somente aos sistemas instalados a partir de 01 de janeiro de 2015 (NORTON ROSE FULBRIGHT, 2014).

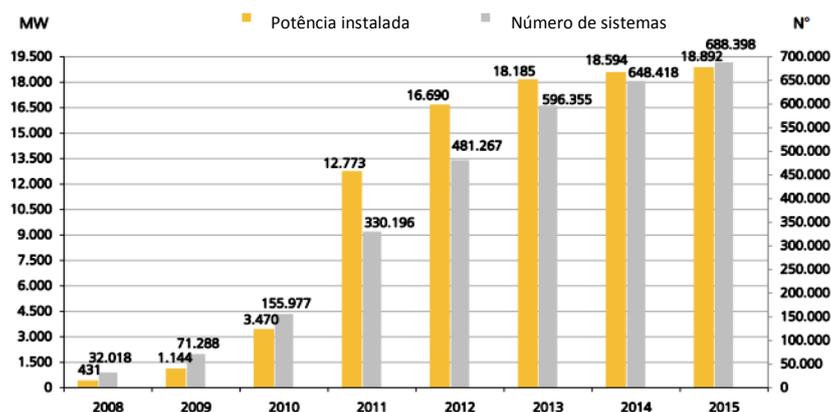
tarifas do tipo *Time of Use* (ToU) (IEA-PVPS, 2016; EC, 2015). É importante ressaltar que caso o valor econômico da eletricidade injetada na rede supere o custo da eletricidade consumida da rede, são gerados créditos econômicos que podem ser utilizados para adquirir energia da rede (por um período de três anos) ou podem gerar uma compensação financeira (realizada anualmente) para o consumidor atendido pelo esquema. Neste sentido, o sistema de incentivo vigente na Itália tende a ser caracterizado como um esquema de net-billing (STEPHAN FRANZ, 2016).

3.1.4. Resultados das Políticas de Incentivos

O esquema de incentivo *Conto Energia* teve resultados expressivos na promoção da energia fotovoltaica, resultando em um boom no número de instalações de sistemas em 2010 e 2011, e de conexões à rede em 2011 e 2012 (HAWKES ET. AL, 2014).

O Gráfico 3.1 mostra a evolução da capacidade fotovoltaica instalada na Itália e do número de sistemas instalados entre 2008 e 2015. É possível perceber, a partir de 2013, a desaceleração do ritmo de crescimento do mercado fotovoltaico, o que reflete o encerramento do programa *Conto Energia* (GSE, 2016).

Gráfico 3.1. Evolução da Capacidade Fotovoltaica Instalada e do Número de Sistemas Fotovoltaicos na Itália: 2008 – 2015



Fonte: GSE (2016)

Ao final de 2015, a Itália contava com 18,9 GW de capacidade fotovoltaica instalada, que foi responsável por gerar 22.942 GWh, correspondendo a aproximadamente 9% do consumo total verificado no país (GSE, 2016).

Por sua vez, a Tabela 3.6 mostra a distribuição dos sistemas instalados em 2014 e 2015 por faixa de potência. Fica evidente a concentração dos projetos nos primeiros intervalos, de modo que o padrão de expansão se concentra nos sistemas com capacidade de até 20 kW.

Tabela 3.6. Número de Sistemas e Capacidade Instalada por Classe de Potência

Faixa de potência	Instalado em 2014		Instalado em 2015	
	Número de sistemas	MW	Número de sistemas	MW
1 kW ≤ P ≤ 3 kW	19.169	51,5	15.201	40,3
3 kW < P ≤ 20 kW	31.375	185,2	23.845	148,4
20 kW < P ≤ 200 kW	1.401	105,5	1.091	75,6
200 kW < P ≤ 1 MW	108	58,0	62	25,6
1 MW < P ≤ 5 MW	9	23,7	3	7,9
P > 5 MW	0	0	0	0,0
TOTAL	52.062	423,9	40.202	297,8

Fonte: Elaboração própria com base em GSE (2016)

A Tabela 3.7 apresenta a quantidade acumulada de plantas fotovoltaicas conectadas à rede em e 2015, distribuídas de acordo com sua capacidade nominal. Em 31 de dezembro de 2015 foi verificado na Itália um total acumulado de 688.398 sistemas fotovoltaicos. Do total verificado em 2015, cerca de 90% corresponde a projetos de pequeno porte, com capacidade instalada de até 20 kW. Esses sistemas teriam sido responsáveis por 18% da produção fotovoltaica nacional. Desta forma, é possível observar na Tabela 3.7 que majoritária parte das instalações corresponde a plantas de pequeno e médio porte.

Tabela 3.7. Número de Sistemas e Capacidade Instalada Acumulados por Classe de Potência (2014-105)

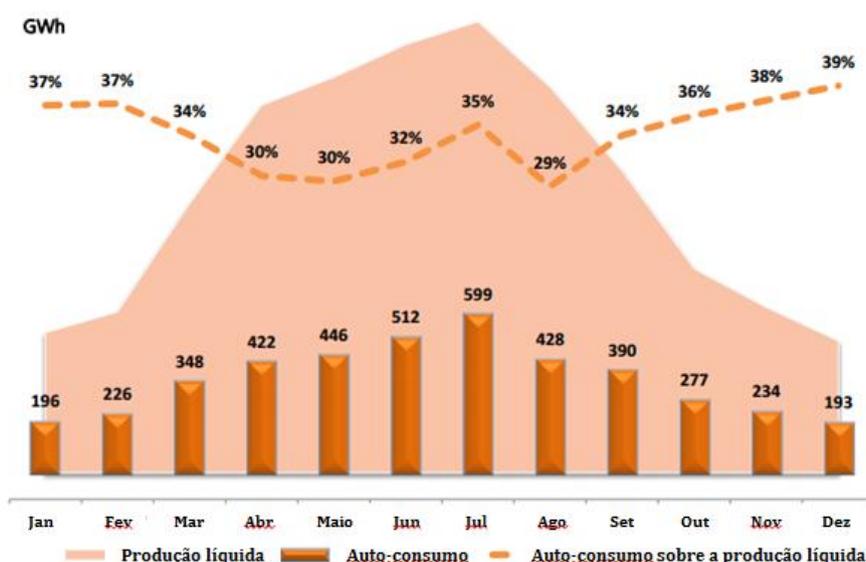
Faixa de potência	2014		2015		Var % 2015/2014	
	Número de sistemas	MW	Número de sistemas	MW	Número de sistemas	MW
1 kW ≤ P ≤ 3 kW	213.066	586,6	228.267	626,9	+7,1	+6,9
3 kW < P ≤ 20 kW	374.360	2.793,2	398.205	2.941,6	+6,4	+5,3
20 kW < P ≤ 200 kW	49.142	3.856,6	50.233	3.932,2	+2,2	+2,0
200 kW < P ≤ 1 MW	10.504	7.240,4	10.566	7.266,0	+0,6	+0,4
1 MW < P ≤ 5 MW	942	2.310,8	945	2.318,7	+0,3	+0,3

P > 5 MW	182	1.806,8	182	1.806,8	+0,0	+0,0
TOTAL	648.196	18.594,4	688.398	18.892,1	+6,2	+1,6

Fonte: Elaboração própria com base em GSE (2016)

Por fim, no Gráfico 3.2 é possível encontrar a evolução do percentual de auto-consumo em relação à produção fotovoltaica líquida ao longo de 2015. Conforme indicam os dados apresentados no gráfico, a proporção do auto-consumo em relação à produção líquida de eletricidade girou em torno de 29% e 39% ao longo do ano.

Gráfico 3.2. Evolução da Participação do Auto-Consumo em 2015



Fonte: Adaptado a partir de GSE (2016)

3.1.5. Mudanças implementadas

Em dezembro de 2015 a AAEGSI, através da decisão 654/2015, implementou diversas mudanças regulatórias, no contexto do quinto ciclo de revisão dos preços de transmissão e distribuição de energia elétrica, definindo as diretrizes da regulação da tarifa de eletricidade para o período de 2016 a 2023. No cerne da reforma está o fim do caráter progressivo das tarifas de distribuição. Um dos grandes problemas desse sistema, conforme discutido anteriormente, consiste no fato de penalizar consumidores com maior carga, que se deparam com tarifas que excedem os custos que efetivamente impõem às distribuidoras, em função da aplicação de tarifas subsidiadas aplicadas aos consumidores com menor nível de demanda, gerando subsídios cruzados. Um dos grandes problemas desse sistema se deve ao fato das

faixas de consumo então vigentes terem se mantido inalteradas desde a sua definição, na década de 70. Deste modo, em função das mudanças no perfil de consumo observadas desde então, marcadas de modo geral pelo aumento da intensidade no consumo de eletricidade, as faixas de consumo deixaram de refletir o perfil de consumo relacionado às condições sócio-econômicas dos consumidores, o que acaba gerando distorções.

Outro importante driver da reforma está associado ao fato das distribuidoras de energia elétrica estarem enfrentando situações em que a receita realizada é inferior a receita projetada (CEPA E TNEI, 2017). Dado que a participação do componente de potência nas tarifas de distribuição aplicadas ao segmento residencial era insuficiente para cobrir os custos fixos da rede, então a redução do volume de eletricidade vendido pelas distribuidoras, implicou em situações de sub-arrecadação. Devido a aplicação do mecanismo *perequazione*, no entanto, as perdas de receita eram revertidas em aumentos tarifários ao final de cada ano, de modo que os custos relacionados aos serviços prestados aos prosumidores eram então transferidos para os consumidores sem painel.

Neste sentido, a nova regulação também se propõe a definir uma estrutura em que o componente fixo da tarifa corresponda ao novo cenário, em que a elevada penetração da GD implica em considerável aumento dos custos fixos das distribuidoras (CHIARONI ET AL., 2017). Essa mudança reflete a nova estratégia do regulador de estabelecer uma estrutura tarifária que leve os consumidores a pagarem exatamente pelos custos que impõem ao sistema. A nova estrutura tarifária, a ser aplicada a todos os consumidores residenciais, será implementada até 2018, e afeta dois componentes de custo (dos quatro existentes¹⁴) da conta de eletricidade:

- i. *Network services tariff*: tarifa correspondente aos serviços de rede; inclui os custos de medição, comercialização (marketing) e distribuição.
- ii. *System charges tariff*¹⁵: tarifa que reflete os custos associados aos serviços necessários à manutenção e operação do sistema elétrico.

Em 2015, a *network services tariff* e a *system charges tariffs* responderam, respectivamente, por 17,39% e 25,28% do preço médio total da eletricidade (CHIARONI ET AL., 2017).

¹⁴ Os demais componentes de custo consistem no custo da eletricidade entregue ao consumidor (*selling service*) e na taxas que incidem sobre a eletricidade. Ambos continuarão inalterados após a reforma (CHIARONI ET AL., 2017).

¹⁵ Em 2015, os componentes mais relevantes dessa tarifa foram: incentivos a fontes renováveis (82,2%); custo fiscal relacionado ao descomissionamento de plantas nucleares (7,03%); ações de promoção de medidas de eficiência energética (CHIARONI ET AL., 2017).

Assim, a reforma introduz duas grandes mudanças:

- i. No que diz respeito à *network services tariff*, a estrutura tarifária variável e progressiva previamente vigente, em que o custo do kWh se elevava conforme o aumento do nível de consumo, será substituída por uma estrutura tarifária não progressiva, que contará com três componentes, a saber:
 - a. Montante fixo (€/ano), destinado aos custos de medição e comercialização;
 - b. Componente de potência (€/kW/ano) voltado ao custo de distribuição. Apesar de variar conforme a potência instalada do sistema, trata-se de um valor “fixo”;
 - c. Componente de energia (c€/kWh) destinado a cobrir os custos de transmissão, e que passa a ser o único componente variável da nova estrutura tarifária.
- ii. No que tange a *system charges tariff*, a reforma prevê a completa substituição da estrutura progressiva. Assim, um montante de 75% passará a estar atrelado ao consumo de eletricidade (kWh), com uma tarifa expressa em (c€/kWh), e os 25% restantes consistirão em um componente fixo, relacionado ao custo de distribuição. A distinção entre consumidores residentes e não-residentes será mantida, de modo que sobre os residentes incidirá apenas uma tarifa de energia (c€/kWh), enquanto os não-residentes serão tarifados através de um componente de energia e um componente fixo.

Deste modo, quando a nova estrutura tarifária estiver em voga, os consumidores residenciais devem pagar as mesmas tarifas (*network services tariff* e *system charges tariff*, que juntas correspondem a mais de 40% da conta de eletricidade), independente do volume de eletricidade consumido (AEEGSI, 2015b).

De acordo com a agência reguladora italiana (AEEGSI), as medidas previstas na reforma no sentido de mitigar a questão do efeito progressivo do consumo e aumentar a participação das parcelas fixas, devem reduzir em cerca de 25% os subsídios cruzados inerentes á estrutura tarifária vigente anteriormente (AEEG, 2015b).

Embora a reforma da estrutura tarifária não seja direcionada especificamente aos consumidores que possuem sistemas fotovoltaicos, é importante destacar o potencial impacto da reforma tarifária sobre a atratividade do investimento nessa modalidade de geração. Posto que uma das premissas é eliminar a progressividade contida na estrutura tarifária atual, então a transição implica necessariamente em alinhar as tarifas dos consumidores menos eletro-intensivos ao custo real de provisão do serviço, de modo que é previsto o aumento das tarifas

aplicadas aos consumidores que atualmente se encontram nas classes mais baixas de consumo, e a respectiva redução das tarifas pagas por consumidores com maior nível de demanda. Neste sentido, remetendo ao conceito de paridade tarifária apresentado no capítulo anterior, uma das possíveis consequências da nova estrutura tarifária é a redução do incentivo que os consumidores mais eletro-intensivos possuíam para instalarem painéis fotovoltaicos.

Portanto, na prática, a reforma tarifária implicará no aumento dos custos a serem pagos pelos prosumidores, já que, sob a regulação anteriormente vigente, a redução do montante líquido da energia demandada da distribuidora, através do sistema de compensação viabilizado pelo Scambio Sul Posto, resultava em respectiva redução da conta de eletricidade paga pelo prosumidor (STEPHAN FRANZ, 2016).

De acordo com cálculos preliminares, com a reforma tarifária a receita dos proprietários de sistemas fotovoltaicos beneficiados pelo Scambio Sul Posto reduzirá, em média, entre 170 e 550 euros por ano, a depender das características do sistema e da taxa de autoconsumo (SOLAREXPO, 2015 apud STEPHAN FRANZ, 2016). Assim, uma das possíveis consequências da reorientação da regulação tarifária italiana consiste na desaceleração do ritmo de difusão da tecnologia nos próximos anos.

Adicionalmente, é importante ressaltar que os consumidores que detêm sistemas de geração distribuída são progressivamente chamados a contribuir com os custos da rede. Essa contribuição se dá através do pagamento de tarifas anuais, que variam de acordo com a capacidade instalada do sistema. Os projetos de micro-geração são isentos do pagamento. Sistemas com capacidade igual ou superior a 20 kWp conectados à rede de baixa tensão, por sua vez, pagarão aproximadamente €36/ano. Já os projetos com capacidade igual ou maior que 200 kWp, conectados à rede de média tensão, terão que contribuir com uma taxa de €237/ano (EC, 2015).

Outra medida adotada pelo regulador italiano, em janeiro de 2015, foi a implementação de tarifas fixas anuais voltadas a cobrir os custos de administração e manutenção dos programas de FiT (*Conto Energia*) e *net metering* (*Scambio Sul Posto*). Essa tarifa é aplicada somente aos consumidores que possuem sistemas de GD, sendo aplicada inclusive aos sistemas instalados previamente à implementação da medida. Prosumidores beneficiados pelo programa de *net metering*, com instalações entre 3 e 20 kWp devem pagar 30 Euros/ano (GAZZETTA UFFICIALE, 2014; AYRE, 2015; WILLIS, 2015). Prosumidores com instalações maiores devem pagar adicionalmente 1 Euro por cada Quilowatt instalado. Somente prosumidores com instalações com capacidade menor que 3 kWp são isentos dessa tarifa fixa.

Cabe ressaltar, por fim, que além das mudanças relacionadas à estrutura tarifária, um dos resultados da reforma foi a redução do *lag* regulatório associado ao reconhecimento de novos investimentos de dois para um ano, de modo que a partir da reforma, possíveis investimentos realizados pelas distribuidoras em melhorias e reforços da rede passarão a ser incluídos na base de ativos das empresas mais rapidamente, o que favorece as condições de remuneração de investimentos realizados, podendo reduzir a resistência das mesmas a incorrer nesse tipo de custo.

3.2. O caso da Califórnia

Para analisar a regulação de GD em vigor na Califórnia, é necessário considerar que o setor elétrico é marcado pela atuação de *investor owned utilities* (IOUs), empresas verticalmente integradas, que atuam em toda a cadeia produtiva. As três principais IOUs atuantes no estado são: Pacific Gas and Electricity (PG&E), Southern Edison California (SEC) e San Diego Gas & Electricity (SDG&E), que detém cerca de 75% do mercado elétrico da Califórnia (SMITH, 2017).

3.2.1. Regulação da distribuição

A Califórnia utiliza uma regulação tarifária do tipo *revenue cap*, onde o processo de revisão das tarifas se dá a cada três anos (CPUC, 2016). Durante o *General Rate Case* – GRC (processo de revisão tarifária) os custos que as empresas podem projetar com razoável precisão são examinados e aprovados pela *California Public Utilities Commission* (CPUC)¹⁶. Assim, é estabelecida uma receita requerida para o primeiro ano do período regulatório e fórmulas de ajuste para os anos seguintes (*attrition years*), até a próxima revisão.

A regulação da distribuição da Califórnia inclui um programa de *decoupling*, que assegura que a receita permitida das *utilities* não seja afetada por possíveis variações de mercado. O mecanismo de *decoupling* é operacionalizado através das “*balancing accounts*”, que registram qualquer discrepância entre as receitas autorizadas e realizadas.

É importante destacar que apesar do *decoupling* adotado na Califórnia ser um instrumento vigente a nível estadual, a forma como é operacionalizado pode variar de acordo com a *utility*. Em termos gerais, o *decoupling* abrange os custos fixos dos segmentos de distribuição em todas as IOUs (PG&E, SCE, SDG&E), e requer que as empresas registrem as diferenças entre a receita realizada e a receita permitida, através das *balancing accounts*. Caso essa conta registre receita superior ao valor autorizado pela CPUC, é aprovada uma redução da tarifa a ser aplicada no ano seguinte, considerando o mercado projetado, a fim de reembolsar os consumidores. Caso o balanço verificado seja negativo, ocorre a situação

¹⁶ Agência reguladora responsável pela regulação dos agentes privados que atuam na prestação de serviços públicos, o que inclui o setor de eletricidade, de telecomunicações, e as companhias fornecedoras de água e gás natural.

inversa: a tarifa do ano seguinte passa por um aumento, de modo que a *utility* seja compensada pela perda de receita (MCCARTHY, 2009).

3.2.2. *Estrutura tarifária*

As tarifas de eletricidade aplicadas ao segmento residencial no estado da Califórnia consistem em tarifas monômias, baseadas no consumo de eletricidade (\$/kWh), ou seja, em um critério volumétrico. Mais especificamente, o estado conta com uma estrutura de *tiers*, em que as tarifas são escalonadas de acordo com a faixa de consumo. Essencialmente, a estrutura conta com quatro faixas de consumo (ou quatro *tiers*), de modo que o valor do kWh é diferente para cada *tier*, aumentando no sentido do primeiro para o quarto. Assim, quanto mais alto for o nível de consumo, maior a tarifa de eletricidade, o que lhe confere um caráter progressivo. O esquema conta com uma tarifa-base (que representa o *tier* um), que é determinada de acordo com as especificidades de cada região (levando em consideração fatores como o clima, por exemplo), diferindo, portanto, de acordo com a *utility*. De modo geral, o intervalo de consumo da *baseline* é definido entre 50% e 60% do consumo residencial médio em determinada região. O *tier* dois, por sua vez, equivale ao intervalo de consumo entre 100% e 130% da *baseline*. Os *tiers* três e quatro consistem, respectivamente, nos níveis de consumo entre 130% e 200%, e acima de 200% do consumo do *tier* um. O objetivo central desse sistema de formação tarifária é estimular a eficiência energética.

Em 2001, em resposta à crise energética que assolou a Califórnia¹⁷, foram realizadas alterações no sistema de *tiers*, cujos desdobramentos se perpetuam até os dias de hoje. Considerando que um dos efeitos da crise de 2001 foi a elevada volatilidade da tarifa de energia elétrica, no sentido de proteger os consumidores da trajetória errática dos preços do mercado, o regulador definiu um teto para as tarifas residenciais, cujo resultado prático foi o congelamento do valor dos dois primeiros *tiers* (RMI, 2012). Um dos resultados desse congelamento foi que, durante os anos seguintes, todos os aumentos tarifários foram aplicados aos *tiers* superiores, penalizando ainda mais os consumidores com maior nível de demanda.

¹⁷ Os fatores que causaram a crise de eletricidade da Califórnia são complexos e inter-relacionados, tendo sido debatidos entre os acadêmicos e analistas por anos. Esses fatores incluem a má concepção dos mercados competitivos de energia elétrica atacadista e varejista, falhas regulatórias, poder de mercado indevido de produtores independentes de energia, uma escassez global na geração de energia elétrica, déficit de capacidade de geração de eletricidade, limitações e restrições elétricas de infraestrutura do sistema e condições conjunturais, como condições hidrológicas desfavoráveis enfrentadas nos invernos dos anos 2000 e 2001 (JOSKOW, 2001; WEARE, 2003; SWEENEY, 2006).

Em 2010 foi aprovada uma medida que revogou o congelamento das tarifas dos dois primeiros *tiers*, que poderiam, então, sofrer ajustes anuais entre 3% e 5%. Apesar de a revogação ter aliviado parcialmente a pressão sobre os *tiers* superiores, os efeitos do congelamento não foram eliminados. A Tabela 3.8 demonstra esse sistema para o exemplo da PG&E.

Tabela 3.8. Tarifas para Diferentes Patamares de Consumo da PG&E em US\$/kWh – (Janeiro a Fevereiro de 2015)

<i>Tiers</i>	Tarifa
Tier 1 (Linha de base)	0,16170
Tier 2	0,18491
Tier 3	0,27322
Tier 4	0,33322

Fonte: PG&E (2015).

O esquema de *tiers* funcionava como um forte estímulo à instalação de sistemas de GDFV. Dados indicam que em 2012 o custo nivelado (*Levelized Cost*) de um sistema fotovoltaico para um consumidor residencial girava entre \$0,25 e \$0,29 por kWh, enquanto a tarifa aplicada ao *tier* quatro era de \$0,33 por kWh (RMI, 2012). Esse dado demonstra claramente que consumidores cuja demanda atingia os *tiers* superiores tinham forte incentivo para instalar painéis fotovoltaicos.

3.2.3. Políticas de incentivo

A Califórnia caracteriza-se por uma posição de vanguarda no estímulo a ampliação das fontes renováveis de energia. No caso específico da geração distribuída, a promulgação da *Senate Bill 656*, a lei do “Net Energy Metering” (NEM), em 1995 pode ser vista como um marco, sobretudo no que tange a difusão da fonte solar fotovoltaica (DEL CHIARO & GIBSON, 2006). Em linhas gerais, no âmbito do NEM a eletricidade gerada em sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada de até 10 kW poderia ser utilizada para o auto-consumo ou exportada para a rede. A eletricidade exportada para a rede seria valorada à tarifa varejista de eletricidade, gerando créditos em US\$ que seriam abatidos do consumo mensal bruto. Ao final de um período de doze meses, caso houvesse um excedente líquido de geração, os consumidores receberiam uma compensação financeira proporcional aos custos evitados pelas *utilities*. Caso contrário, os consumidores seriam tarifados de acordo com uma tarifa padrão. Foi determinado, ainda, que a capacidade total instalada na área de atuação de

uma concessionária não poderia superar 0,1% da sua demanda de pico¹⁸ (STOKES, 2015). O percentual de 0,1% representava uma capacidade de 50 MW, a nível estadual, o que indicava uma projeção de crescimento bastante significativa, dado estágio de desenvolvimento do mercado no período (SAWIN, 2013).

Em 1998, ocorreram alterações no programa, através da publicação da AB1755. Grosso modo, o programa foi estendido a consumidores comerciais e passou a permitir sistemas baseados em pequenas turbinas eólicas (TAYLOR ET AL., 2007). Em 2000, a AB 918 foi aprovada, e a principal mudança implementada estava ligada à forma de valorar o consumo líquido de eletricidade ao final dos 12 meses. Enquanto a legislação anterior determinava que o consumo líquido fosse precificado com base na tarifa média de eletricidade válida para a classe tarifária do prosumidor, a AB 918 introduziu um esquema tarifário que contava com tarifas distintas para diferentes níveis de consumo (e incluía um sistema de *baseline* e *overbaseline*), além de ter criado a possibilidade de precificar o consumo líquido de acordo com tarifas do tipo ToU, no caso em que os consumidores migrassem para esse tipo de tarifa (KEELEY, 1999).

Em 2001, o esquema de *net metering* foi alvo de uma nova revisão, através da AB 29. A lei determinou o aumento do limite dos sistemas para 1 MW e habilitou consumidores comerciais, industriais e agrícolas a participarem do programa. Outra mudança importante foi a eliminação do teto de capacidade agregada territorial das *utilities*. Essa medida, no entanto, foi revogada em 2002, através da AB 58, que reestabeleceu o teto de capacidade agregada, que foi então definido como 0,5% da demanda de pico de cada *utility*. Considerando as três IOUs, o novo teto definido correspondia a uma capacidade total de aproximadamente 270 MW (CALIFORNIA SOLAR CENTER, 2016).

Em 2009 foi aprovada a AB 920, trazendo importantes mudanças quanto ao tratamento do excesso líquido de geração. De acordo com a nova regra, que ainda é válida, ao final de 12 meses, os consumidores que tiverem excedente de geração podem receber um pagamento proporcional à quantidade de energia excedente. Este pagamento é conhecido como compensação pelo excedente líquido (*net surplus compensation* - NSC) e é balizado pelo valor das tarifas especiais, que consistem em uma média móvel de 12 meses da tarifa de eletricidade praticada no mercado de mercado varejista. A NSC varia de acordo com cada

¹⁸ A limitação do tamanho dos sistemas teve como base o foco no segmento residencial. Por sua vez, o estabelecimento de um limite à difusão visava mitigar a oposição das concessionárias ao programa.

utility, estando atualmente entre US\$ 0,04 e US \$0,05 por kWh¹⁹ (GO SOLAR CALIFORNIA, 2016; CPUC, 2016; HUFFMAN, 2009).

Uma nova revisão do programa ocorreu através da AB 327, de 2013. Foi instituído que as três grandes *utilites* atuantes na Califórnia deveriam disponibilizar o NEM para novos consumidores até 1 de julho de 2017, ou até o momento em que o teto de capacidade fosse atingido, sendo esse teto equivalente a 5% da demanda de pico de cada concessionárias. A Tabela 3.9 apresenta o teto válido para cada uma das *utilities* e a capacidade remanescente, tal como em março de 2016, a ser preenchida por novos sistemas.

Tabela 3.9. Teto de capacidade do Net Energy Metering: Março de 2016 (em MW)

<i>Utility</i>	Teto de 5% do NEM	Capacidade restante
PG&G	2.409	435
SCE	2.240	644
SDG&E	607	34

Fonte: CPUC (2016)

Cabe destacar, por fim, que existem dois mecanismos de compensação alternativos na Califórnia (CPUC, 2016; GO SOLAR CALIFORNIA, 2016):

- i. *Virtual Net Metering*: modalidade disponível para propriedades que contam com diversos inquilinos, sem requerer que o sistema fotovoltaico esteja fisicamente conectado ao medidor de cada inquilino. Através do VNM, o proprietário pode atribuir créditos de energia, definidos como um percentual da produção do sistema fotovoltaico, para áreas de carga comum e para inquilinos localizados no mesmo ponto de entrada de eletricidade;
- ii. *Renewable Energy Self-Generation – Bill Credits Transfer* (RES-BCT): permite que consumidores com painéis fotovoltaicos instalados transfiram créditos de energia excedentes para outras contas. Esse sistema funciona de forma similar ao *net metering*, com a diferença de que os créditos

¹⁹ As tarifas de compensação pelo excedente líquido válidas para cada utility, tal como em abril de 2015, apresentam-se tal como a seguir: \$0,04392 (PG&E); \$0,04317 (SCE); 0,04572 (SDG&E) (CPUC, 2016).

que seriam recebidos pelo próprio consumidor podem ser transferidos para uma conta de terceiros.

A Tabela 3.10 abaixo apresenta a evolução do programa de *net metering* entre 1995 e 2013, destacando os processos de revisão mais relevantes nesse período, e os parâmetros mais importantes da política.

Tabela 3.10. Evolução do NEM entre 1995 e 2016

	1995 (SB 656)	1998 (AB1755)	2001 (AB 29)	2002 (AB 58)	2013 (AB 327)
Teto de capacidade do sistema	10 kW	10 kW	1MW	1 MW	1MW
Classes de consumo	Residencial	Residencial e pequeno comercial	Residencial, comercial, industrial e agrícola	Residencial, comercial, industrial e agrícola	Residencial, comercial, industrial e agrícola
Período de compensação	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses (prorrogável para 24)
Tratamento do excedente líquido de geração	Excedente adquirido pelas IOUs com base nos custos evitados	Nenhuma compensação prevista (a menos que fosse assinado um PPA)	Nenhuma compensação prevista (a menos que fosse assinado um PPA)	Nenhuma compensação prevista (a menos que fosse assinado um PPA)	NSC: média móvel de 12 meses da tarifa varejista
Teto de capacidade territorial	0.1% do pico de demanda das IOUs	0.1% do pico de demanda das IOUs	N/A	0.5% do pico de demanda das IOUs	5% do pico de demanda das IOUs

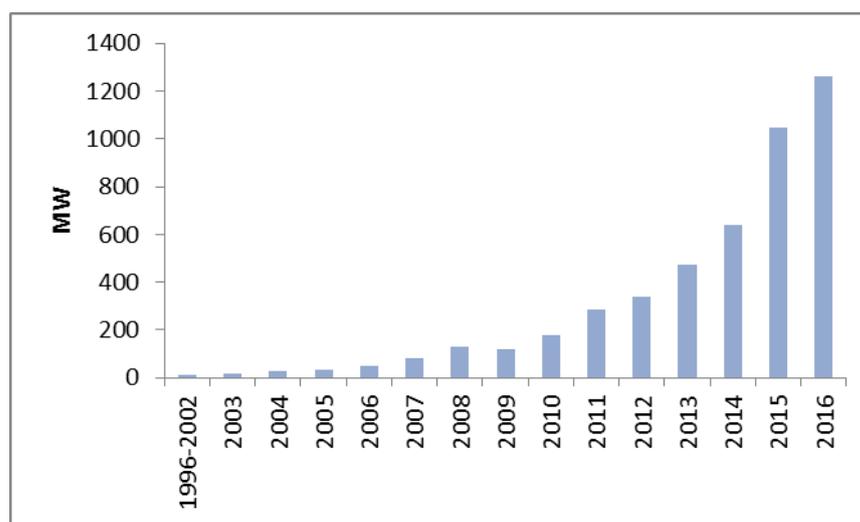
Fonte: Elaboração própria com base em Keeley (1999), Huffman (2009) e CPUC (2016).

3.2.4. Resultados das Políticas de Incentivos

A Califórnia é o estado que lidera o processo de difusão da energia solar nos Estados Unidos (STEPHAN FRANZ, 2016). Dados indicam que em dezembro de 2016 havia um total de 4.697 MW de sistemas fotovoltaicos de autogeração instalados na Califórnia, dos quais cerca de 3.033 MW correspondiam a sistemas residenciais. Essa capacidade corresponde a um montante de 594.685 projetos em operação (sendo 577.381 projetos residenciais) (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2016).

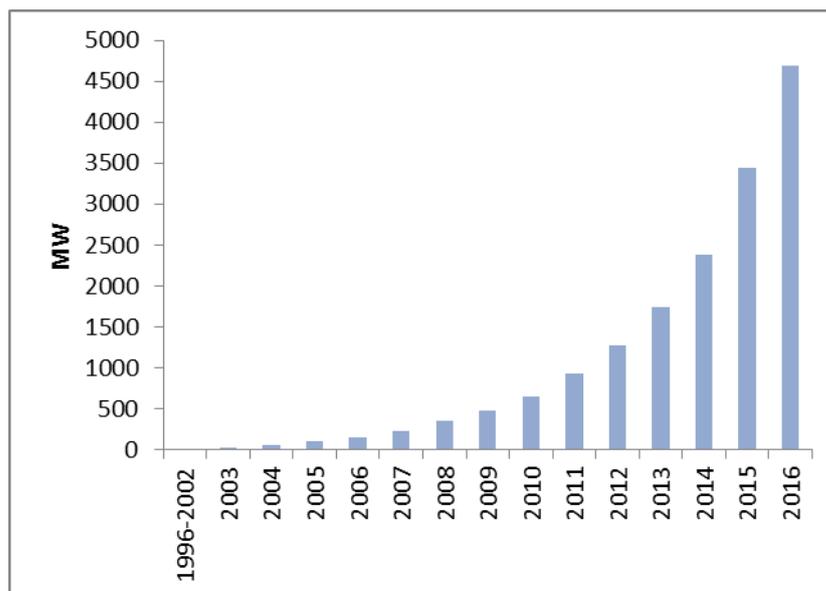
No que diz respeito à evolução anual da capacidade fotovoltaica instalada no âmbito do Net Energy Metering, no ano de 2016 um total de 1.262 MW foram instalados no estado. A evolução da capacidade instalada anualmente sob o arcabouço do NEM pode ser observada no Gráfico 3.3. No Gráfico 3.4 é possível acompanhar a evolução da potência acumulada.

Gráfico 3.3. Evolução da Capacidade Fotovoltaica instalada anualmente no NEM: 1996 - 2016 (em MW)



Fonte: California Distributed Generation Statistics (2017)

Gráfico 3.4. Capacidade Fotovoltaica acumulada no NEM: 1996 - 2016 (em MW)

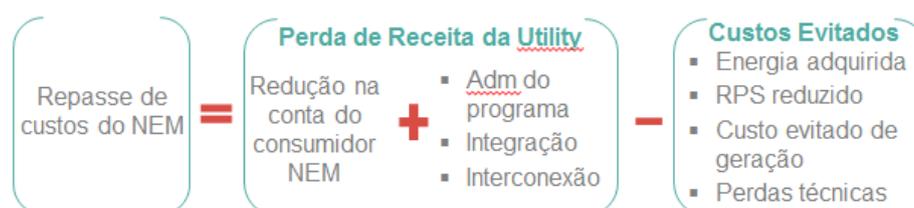


Fonte: California Distributed Generation Statistics (2017)

3.2.5. Impactos da difusão da geração solar fotovoltaica e mudanças em curso

No sentido de compreender a discussão das mudanças que estão sendo adotadas na Califórnia, é importante destacar os impactos a serem mitigados por tais medidas. O primeiro, e talvez mais relevante deles, consiste na questão da má alocação dos custos da rede de distribuição, diretamente associada à geração de subsídios cruzados em decorrência da disseminação da GD, que resulta na transferência de custos dos consumidores que possuem sistemas fotovoltaicos instalados em suas residências, para os chamados consumidores sem-painéis. Assim, a alocação dos custos da rede entre os agentes se dá de forma ineficiente, posto que aos consumidores sem-painel é inculcido um custo adicional decorrente da difusão da geração fotovoltaica distribuída. Esta transferência é tratada na literatura como *cost-shifting*, efeito ilustrado através da Figura 3.1.

Figura 3.1. O efeito *cost-shifting*



Fonte: PG&G (2016)

A ineficiência alocativa resultante da associação destes fatores leva a um quadro de instabilidade e ineficiência regulatória que deve ser evitado. Diversas estimativas têm sido apresentadas no sentido de demonstrar esse impacto, sendo os números apresentados pela San Diego Gas & Electric, em dezembro de 2015, bastante significativos. De acordo com a empresa os custos que passariam a recair anualmente sobre os consumidores sem-painel somariam \$160 milhões, o que significaria um aumento médio na conta destes consumidores de \$100/ano/por família (SDG&E, 2015). A PG&E, por sua vez, estimou que os antigos incentivos à geração solar resultariam no aumento da conta dos consumidores sem-painel no montante de \$45 por mês em 2025 (FRANZ, 2016).

3.2.6. Mudanças na estrutura tarifária e no programa de incentivo

Frente às evidências dos impactos da difusão da GD, as distribuidoras passaram a pleitear mudanças nos programas de apoio à difusão da GD fotovoltaica e na estrutura da tarifa de distribuição, no sentido de mitigar estes impactos. Alguns dos pontos presentes nas propostas das distribuidoras eram a implementação de tarifas fixas mensais e a redução da valorização dos excedentes de energia injetados na rede, posto que atualmente essa energia é valorada pela tarifa de eletricidade praticada no mercado varejista, gerando uma compensação do tipo 1/1.

Endereçando algumas das questões discutidas, em julho de 2015, a CPUC iniciou um processo de reforma da estrutura da tarifa de distribuição aplicada ao segmento residencial. Este processo passou pela reformulação da estrutura tarifária, mediante a decisão de transformar o “four-tier system” em um sistema composto por apenas dois *tiers*, cuja diferença no valor das tarifas deve ser de, no máximo, 25%. Essa convergência de quatro *tiers* para dois deve acontecer gradualmente nos próximos anos (BARBOSE ET AL., 2016).

Adicionalmente, uma taxa de “super-user energy surcharge” (para consumidores que demandam elevado volume de eletricidade) será implementada a partir de 2017 (CPUC, 2016). Estima-se que essa taxa afetará menos de 10% dos consumidores residenciais (CEPA e TNEI, 2017).

Os impactos dessa reforma sobre a GDFV são controversos: enquanto a economicidade da GDFV para os consumidores mais eletro-intensivos será afetada de forma negativa, dada a redução das tarifas que recaem sobre os *tiers* superiores, o equivalente aumento tarifário aplicado aos *tiers* inferiores afetará de forma positiva a viabilidade

econômica da GDFV para os consumidores com menor nível de demanda (BARBOSE ET AL., 2016).

Além da redução de quatro *tiers* para dois *tiers*, o processo de reforma resultou em mudanças com importantes desdobramentos para o sistema de *net energy metering*, sendo a introdução de tarifas do tipo ToU uma das mais relevantes delas²⁰. Nenhum desenho das tarifas ToU foi então apresentado pela Comissão, que sinalizou, no entanto, que a partir de 2019 a implementação destas tarifas a todos consumidores será obrigatória (com exceção dos consumidores NEM já estabelecidos que manifestarem interesse em continuar no antigo sistema²¹). No que diz respeito às tarifas fixas, a rejeição da CPUC foi pautada pelo argumento de que tal medida reduziria a competitividade da geração solar fotovoltaica. Alternativamente, a Comissão decidiu pela implementação de tarifas mínimas, aplicáveis a todos os consumidores residenciais, podendo ser no valor de \$10 ou \$5, no caso de consumidores de baixa renda (TRABISH, 2015).

Adicionalmente, em resposta ao debate colocado e frente à previsão de que o teto de capacidade do NEM fosse atingido em 2016, em janeiro do mesmo ano a CPUC votou medidas relativas a revisão do *Net Energy Metering*. Mesmo sob a pressão do lobby das empresas de distribuição, a decisão da CPUC foi no sentido de manter o *net metering* baseado na valoração da energia excedente injetada no sistema de acordo com a tarifa de energia elétrica praticada no mercado varejista. Desta forma, a CPUC votou e aprovou a Decisão 16-01-044, estabelecendo o NEM 2.0, um esquema que irá suceder o NEM, considerando a mesma estrutura, porém adequando certos parâmetros no sentido de alinhar os custos dos consumidores que aderirem ao NEM 2.0, ao custo dos consumidores sem painel. É importante ressaltar que as regras do NEM 2.0 serão aplicadas somente aos novos consumidores, não havendo uma regra de aplicação retroativa (CPUC, 2016). Dentre as diretrizes do novo NEM, devem ser destacadas as seguintes:

- i. Consumidores que instalarem sistema terão que pagar uma tarifa única de interconexão pré-aprovada, a ser proposta pelas *utilities*, com base no custo histórico de interconexão à rede. A tarifa deverá se situar entre US\$ 75 e US\$ 150;
- ii. Consumidores beneficiários do sistema terão que migrar para as tarifas do tipo *time-of-use*, assim que estiverem disponíveis, no sentido de promover a racionalização do uso da energia, na medida em que as tarifas passam a refletir

²⁰ A aplicação de tarifas fixas mensais para os consumidores atendidos pelo NEM foi rejeitada.

²¹ Consumidores já estabelecidos dentro do antigo sistema NEM poderão manter seus contratos inalterados por 20 anos sobre a estrutura de *Grandfathering* (JOHN, 2016).

melhor os custos de atendimento da carga ao longo do dia (GTM, 2016);

iii. Os prosumidores passarão a pagar tarifas não evitáveis por kWh consumido da rede, no valor de aproximadamente 3 centavos por kWh, e independente do volume de eletricidade injetado na rede. Essas tarifas serão voltadas a financiar programas de eficiência energética e a subsidiar consumidores de baixa renda (VILLAR SOLAR, 2016; CPUC, 2016; FRANZ, 2016).

4. Discussão das soluções sob a perspectiva conceitual e sistematização dos ajustes regulatórios.

A análise dos casos da Itália e da Califórnia revela que os potenciais impactos econômico-financeiros da difusão da GDFV sobre as distribuidoras tendem a ser mitigados através de mecanismos de equalização de receitas, de modos que *utilities* fiquem totalmente blindadas em relação ao risco de mercado. Essa blindagem, no entanto, tem como contrapartida aumentos da tarifa, que acabam por recair majoritariamente sobre os consumidores que não possuem sistemas fotovoltaicos. Logo, a aplicação isolada de mecanismos tradicionais de blindagem contra o risco de mercado (i.e. *decoupling*) acaba por acarretar a problemática do *cost-shifting*, de modo que a questão dos subsídios cruzados entre consumidores “com” e “sem” painel torna-se ainda mais grave.

Uma das alternativas possíveis no sentido de mitigar os impactos do *cost-shifting* consiste na alteração dos sistemas de compensação. Essas mudanças, no entanto, tendem a reduzir o ritmo de difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica, o que nem sempre é um resultado desejável para estes países, que buscam ampliar a participação das fontes renováveis na matriz e aumentar a segurança energética frente às importações.

Observa-se, portanto, que a mitigação dos impactos econômico-financeiros para as distribuidoras, sem que isso represente subsídios cruzados entre as diferentes classes de consumidores, passa necessariamente pela discussão de mudanças na estrutura tarifária.

Neste sentido, o objetivo deste capítulo é promover uma análise conceitual dos mecanismos apontados na literatura como potencialmente capazes de mitigar os impactos relacionados à difusão da GDFV, apoiando-se na experiência da Itália e da Califórnia.

4.1. Mitigação de impactos através de diretrizes regulatórias tradicionais

Conforme examinado no capítulo 2, no arcabouço regulatório convencionalmente aplicado às concessionárias de distribuição de energia elétrica, a receita das distribuidoras está atrelada ao volume de eletricidade entregue aos consumidores finais.

Observa-se assim que as distribuidoras precisam cobrir uma estrutura de custos capital intensiva, assim como remunerar sua base de ativos, a partir de receitas suscetíveis às variações do mercado. Neste sentido, o resultado econômico-financeiro das concessionárias de distribuição é em alguma medida exposto ao risco de mercado. Logo, é compreensível o posicionamento reticente das concessionárias em relação a iniciativas que possam resultar na redução do mercado, como é o caso da GDFV.

Paralelamente, as distribuidoras também se deparam com riscos associados aos investimentos realizados, posto que eles necessitam ser reconhecidos pelo regulador para que possam ser incorporados à base de ativos, e então considerados no cálculo da tarifa. No entanto, o reconhecimento dos investimentos realizados ao longo de um período regulatório muitas vezes ocorre apenas no próximo processo de revisão tarifária, determinando um impacto econômico-financeiro negativo para as distribuidoras. Em um contexto em que a difusão da GDFV tende a mudar o paradigma operativo da rede de distribuição, investimentos não previstos anteriormente podem se fazer necessários. Como consequência, as distribuidoras passam a incorrer em um maior nível de risco.

O arcabouço regulatório tradicional adotado em diversos casos já inclui mecanismos capazes de mitigar esses riscos. Através desses mecanismos busca-se promover a redução do *lag* regulatório relacionado ao processo de definição das tarifas. O *lag* regulatório consiste no *delay* entre uma mudança nos custos ou na receita das distribuidoras e a adequação das tarifas autorizadas pelo regulador ao novo patamar de custos (receitas) (BEECHER, 2015). Deste modo, mecanismos capazes de reduzir o *lag* regulatório diminuem substancialmente o impacto da difusão da GD sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras (BARBOSE ET AL., 2016).

4.1.1. O mecanismo de decoupling

A atividade de distribuição, enquanto monopólio natural, é marcada pela presença de elevados custos fixos, conforme examinado no capítulo um. Paralelamente, nos modelos de regulação tradicionais a recuperação da receita permitida das distribuidoras está fortemente atrelada ao tamanho do mercado, como demonstrado no capítulo dois. O problema central da aplicação de um mecanismo de recuperação de receitas baseado em critérios volumétricos ao segmento de distribuição é que, enquanto a receita é suscetível às variações de mercado, vultosa parcela dos custos das distribuidoras independe do nível de vendas, dada a

predominância dos custos fixos. A natureza da atividade de distribuição de energia elétrica faz com que seja possível questionar a pertinências das empresas do setor estarem expostas a risco de mercado. Observa-se assim que diversos casos já contemplam mecanismos de “blindagem” das distribuidoras em relação ao risco de mercado em seus arcabouços regulatórios.

A maneira mais efetiva de realizar esta “blindagem” consiste em dissociar por completo o faturamento das distribuidoras do volume de energia entregue aos consumidores finais. Assim, uma das soluções para o problema descrito anteriormente é o *decoupling*, mecanismo que objetiva garantir a remuneração das distribuidoras independentemente do volume de venda de energia.

Basicamente, o *decoupling* consiste na dissociação entre o volume de energia entregue aos consumidores finais e a receita das distribuidoras. Considerando a predominância volumétrica das tarifas, esta dissociação comumente é realizada através de aumentos nas tarifas que compensem perdas de mercado em um período anterior²², ocorrendo o oposto caso o mercado verificado seja maior que o previsto. Ou seja, se a previsão de demanda não se concretizar e, por exemplo, for menor, as perdas de receita deste período serão compensadas no período seguinte, com um acréscimo da tarifa. O mesmo ocorre se o erro for uma superestimação. A receita a mais adquirida neste período será usada como um “subsídio” na nova tarifa. O mecanismo de *decoupling* atua por meio das denominadas contas de balanceamento, que registram estas diferenças. Desta maneira, não há um acúmulo de perdas. Pode-se considerar que a distribuidora torna-se, no curto prazo, indiferente à entrada de geração distribuída.

Desta forma, ao eliminar o risco de mercado, o *decoupling* elimina os efeitos de perda de mercado sobre as receitas das distribuidoras, minimizando a resistência das empresas à transformações no setor elétrico que tenham como desdobramento a redução do seu mercado, a exemplo de medidas de incentivo à eficiência energética e a difusão da GDFV.

A implementação do mecanismo de *decoupling* pode ocorrer de diferentes maneiras. Por um lado, a periodicidade de aplicação do mecanismo apresenta alternativas. Por exemplo, a compensação pelas perdas de mercado ocorrer em base anual dentro do próprio intervalo regulatório. Alternativamente, é possível contabilizar as diferenças entre o mercado previsto e o mercado realizado com vistas a se fazer a compensação financeira no intervalo regulatório

²² Caso o mercado verificado seja superior ao mercado previsto, no período seguinte haverá diminuição no valor das tarifas com vistas a compensar os ganhos excessivos de receita do período anterior.

seguinte. Ainda mais relevante que a periodicidade adotada, é a abrangência do mecanismo, ou seja, quais são as rubricas de custos passíveis de serem compensadas.

Há importantes ressalvas a serem feitas no que diz respeito ao uso do *decoupling* como forma de responder aos desafios associados à difusão da GDFV. Embora se trate de um mecanismo eficaz no sentido de reduzir o *lag* regulatório, sua eficácia se restringe basicamente ao que concerne ao impacto financeiro da GDFV sobre as *utilities*. Por outro lado, além de não endereçar a questão da potencial impacto da difusão sobre os consumidores sem-painel, o *decoupling* pode inclusive agravar o *cost-shifting*, na medida em que aumenta a frequência com que perdas de receita são transformadas em aumentos tarifários, pois, caso não houvesse a aplicação do *decoupling*, ocorreria apenas quando fosse realizado o processo de revisão tarifária.

No caso da Califórnia, a receita requerida é fixada no *rate case*, e possíveis discrepâncias entre a receita realizada e a receita requerida são registradas através das *balancing accounts*. Assim, ajustes incrementais (ou decréscimos) do nível de receita são determinados em *attrition cases* realizados anualmente. Estudo de caso recente, que usou a PG&E como base de análise, estima que entre 2005 e 2012 os ajustes tarifários anuais decorrentes da aplicação do *decoupling* variaram entre -1,43% e 5,15%, com um ajuste médio no valor de 1,97% (RAP, 2016).

No caso da Itália a regulação também contempla um mecanismo de *decoupling*. Através deste mecanismo a tarifa de distribuição é ajustada anualmente no sentido de captar variações entre receita autorizada e realizada, como na Califórnia.

4.1.2. Tratamento do Reconhecimento dos Investimentos

Os investimentos realizados por uma distribuidora necessitam ser reconhecidos pelo regulador para que possam ser incorporados no cálculo da tarifa. Contudo, este reconhecimento muitas das vezes só ocorre na próxima revisão tarifária, impondo um impacto econômico-financeiro negativo às distribuidoras. Em um contexto onde a difusão de recursos energéticos distribuídos tende a mudar o paradigma operativo da rede de distribuição, investimentos não previstos anteriormente podem ser necessários. Como consequência, as distribuidoras passam a incorrer em um maior nível de risco.

Comumente, a discussão acerca do plano de investimentos que entrará na base de ativos da distribuidora é feita na revisão tarifária periódica. Desta forma, caso a distribuidora necessite fazer investimentos não previstos neste plano, o reconhecimento destes investimentos deverá ocorrer apenas na próxima revisão tarifária se forem tidos como prudentes. Dado que a difusão da geração solar fotovoltaica distribuída pode vir a resultar na necessidade de investimentos para adaptação da rede, parece pertinente que estes possíveis investimentos estejam contemplados no plano de investimentos das distribuidoras no momento da revisão tarifária.

No entanto, o ritmo de difusão da GDFV e seus impactos sobre a rede é dotado de considerável nível de incerteza. Em um sentido mais amplo, todo o processo de transformação prospectado para o setor elétrico²³ aumenta o nível de incerteza presente na elaboração dos planos de investimentos das distribuidoras. Desta forma, ganha relevância a possibilidade de revisões dos investimentos e/ou reconhecimento imediato de investimentos dentro do próprio intervalo regulatório.

No caso da Itália, os investimentos eram tradicionalmente reconhecidos ao longo do intervalo regulatório, de modo que dois anos após terem sido realizados eram incluídos na base de ativos regulatórios. Através da reforma regulatória implementada a partir de 2016, a redução do *lag* regulatório associado ao reconhecimento de novos investimentos de dois para um ano, tornando ainda menor o risco atrelado à realização de investimentos associados à expansão da GDFV.

4.2. Ajustes nos programas de incentivo

A expansão da GDFV tem sido fortemente incentivada por políticas públicas. Além dos tradicionais instrumentos de promoção de fontes renováveis (a exemplo de isenções fiscais, créditos tributários, linhas de financiamento em condições especiais), dado que a geração fotovoltaica distribuída caracteriza-se pela produção de energia por parte dos consumidores, a existência de sistemas de compensação da energia atraente é uma questão central para a difusão da GDFV. Em linhas gerais, os sistemas de compensação mais difundidos internacionalmente são o *net metering* e o *feed-in tariff*.

²³ Trata-se de um processo de descentralização e flexibilização do sistema elétrico, o qual também contempla medidas de gerenciamento da demanda e, futuramente, também deverá ter sistemas de armazenamento e veículos elétricos injetando energia na rede.

Considerando as especificidades de cada programa e dos sistemas elétricos onde foram implementados, é possível afirmar que estes sistemas de compensação vem apresentando resultados positivos em termos de promoção da GDFV. No entanto, na medida em que os impactos da difusão acelerada desta tecnologia tornam-se relevantes, a discussão acerca da necessidade de diminuir o ritmo da difusão ganha força, de modo que a revisão das políticas de incentivo passa a compor a agenda do setor elétrico. Posto que o *net metering* consiste na política de incentivo atualmente vigente nos casos da Itália e da Califórnia, a próxima seção terá como foco analítico examinar a evolução das políticas de *net metering*, com ênfase nas modificações mais recentes.

4.2.1. O Sistema de net metering

4.2.1.1. Abordagem conceitual

Em linhas gerais, este incentivo confere a possibilidade aos detentores de sistemas fotovoltaicos de reduzirem parte da sua fatura de eletricidade através de um crédito concedido pelas empresas de eletricidade aos excedentes de eletricidade injetados na rede. Desta forma, os consumidores são apenas faturados pelo consumo líquido (ALEC, 2014; EC, 2015).

Tradicionalmente, as políticas de *net metering* contemplam critérios de valoração do excedente injetado da rede baseados no valor final da tarifa varejista de eletricidade²⁴, que agrega diversos componentes além dos custos da eletricidade propriamente dita. O problema associado a essa tipologia de valoração, no entanto, está atrelado à perspectiva de recuperação de custos. Se por um lado a atribuição de um crédito à eletricidade exportada para a rede é racional, considerando que o consumidor não utilizou efetivamente essa eletricidade, por outro lado, o fato da valoração pela tarifa final da eletricidade faz com que o consumidor não contribua para os custos de infraestrutura associados ao excedente injetado na rede.

Neste sentido, considerando que a criação deste tipo de incentivo foi motivada pelo objetivo de acelerar o ritmo de difusão de sistemas de GDFV, com o avanço do estágio de

²⁴ O preço da eletricidade comercializada contém várias componentes, que incluem: o custo da eletricidade fornecida, o custo da infraestrutura, o custo de manutenção, o custos com investimentos e expansão, entre outros (EEI, 2016).

desenvolvimento do mercado, é crucial compreender os desafios associados a este tipo de instrumento. Em síntese, é possível identificar os seguintes desafios derivados do *net metering* (Barbose et al., 2016):

- i. Contribuem para a elevação das tarifas de eletricidade;
- ii. Originam subsídios cruzados;
- iii. Resultam em menor retorno para os investimentos realizados pelas distribuidoras;
- iv. Provocam uma alocação ineficiente de recursos;
- v. Contribuírem para o aumento de restrições técnicas do sistema.

O reconhecimento desse conjunto de desafios, que se torna progressivamente mais evidente conforme o avanço do ritmo de difusão da GD, tem resultado em um processo de revisão dos programas de *net metering*, a fim de mitigar os desafios sistematizados anteriormente.

4.2.1.2. Tipologia de ajustes

Os ajustes que estão sendo adotados nos programas de *net metering* podem ser classificados em dois grandes grupos, de acordo com o tipo de desafio que se propõem a endereçar, a saber: desafios econômico-financeiros e desafios técnicos (Barbose et al., 2016; Heeter et al., 2014). Posto que o objeto dessa dissertação se concentra nos impactos econômico-financeiros e, portanto, em medidas para mitigar esses impactos, a seguir serão discutidos os ajustes de origem econômico-financeira.

a. Ajustes de origem econômico-financeira

i. Aumento/criação de taxas específicas para geração distribuída

O aumento ou criação de taxas específicas para sistemas de geração distribuída, tem como objetivo aumentar a contribuição financeira dos prosumidores para a cobertura dos custos associados a sua integração na rede de distribuição. Este tipo de ajuste vem reduzir em parte a possibilidade de criação de subsídios cruzados entre consumidores com sistemas

fotovoltaicos e os restantes consumidores. Este tipo de alteração no instrumento de *net metering* tem sido implementado de diversas formas, sendo algumas destas por meio da introdução de uma taxa específica para os consumidores com sistemas fotovoltaicos, através do aumento das taxas já pagas por estes consumidores. E, ainda, através da criação de uma taxa inicial única a ser paga quando da conexão do sistema à rede de distribuição.

No caso da Itália, por exemplo, o regulador introduziu uma tarifa anual a ser paga pelos prosumidores, cujo valor varia de acordo com a capacidade instalada do sistema.

ii. Implementação de uma fatura mínima mensal

Em alternativa ao ajuste anterior, uma das adaptações introduzidas no *net metering* tem sido por via da definição de uma fatura mínima mensal a ser paga pelos consumidores detentores de sistemas fotovoltaicos. Através deste tipo de ajuste, assegura-se que mesmo em casos em que o consumo líquido seja nulo, o prosumidor arque com uma parcela mínima dos custos que incorrem às distribuidoras. Em 2015, a Califórnia adotou tarifas mínimas mensais no valor de \$10.

b. Redução da compensação atribuída à eletricidade injetada na rede

A redução da compensação atribuída pela eletricidade injetada altera uma das características tradicionais do *net metering*. Este tipo de ajuste tem resultado em propostas de compensação a um valor abaixo da tarifa varejista de eletricidade. As propostas de alteração do mecanismo de valoração da geração que têm sido discutidas se concentram nas seguintes alternativas: tarifa de eletricidade praticada no mercado atacadista, preço com base nos custos evitados pela geração injetada ou preço com base apenas no componente que corresponde à eletricidade gerada.

No caso da Califórnia, no processo de revisão que deu origem ao novo arcabouço regulatório do programa de Net Metering (NEM 2.0), em 2016, diversas propostas partiram das IOUs no sentido de reduzir a compensação pela energia exportada para a rede. As IOUs pleiteavam a valoração do excedente aos custos evitados ou ao componente de geração das tarifas varejistas. A decisão final da CPUC não foi aderente às propostas realizadas pelas

utilities, embora a dedução de \$0,02 a \$0,03 do valor da energia exportada para a rede (referente a cobrança de *non-bypassable charges*), tem o efeito final de redução da compensação referente a exportação (BARBOSE ET AL., 2016).

4.3. Mudanças na Estrutura Tarifária

Conforme abordado anteriormente, o arcabouço regulatório de algumas regiões tradicionalmente já adotam diretrizes, com destaque para o mecanismo de *decoupling*, capazes de mitigar os impactos sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras derivados da difusão da GDFV, ao menos no curto e médio prazo. No entanto, quando implementados de forma isolada, sem que sejam acompanhados por mudanças estruturais, estes mecanismos resultam no aumento do nível das tarifas e acabam por penalizar os consumidores que não possuem sistemas fotovoltaicos.

Por sua vez, as modificações nos sistemas de compensação examinadas na seção anterior são capazes de reduzir os impactos para as distribuidoras e os custos dos programas de incentivo. Porém, são direcionadas exclusivamente aos consumidores beneficiados pelo programa de incentivo e, em geral, mitigam os riscos através da desaleração do ritmo de difusão da GDFV. Em sistemas elétricos onde esta difusão já atingiu níveis consideráveis, a redução pode ser aceitável e, até mesmo, desejável. No entanto, a limitação do ritmo de difusão pode ser uma estratégia questionável em regiões que ainda estão em fase inicial no processo de difusão da GDFV.

Observa-se que o grande desafio enfrentado pelos reguladores é estabelecer um arcabouço regulatório capaz de garantir que a difusão da GDFV não resulte em impactos econômico-financeiros negativos para as distribuidoras e, ao mesmo tempo, não restrinja a difusão e nem provoque o efeito de *cost-shifting*, ou seja, não onerem os consumidores que não possuem sistemas fotovoltaicos. Há um consenso, por outro lado, de que estruturas tarifárias que pressupõe a recuperação de custos fixos através de tarifas exclusivamente volumétricas, tal como as tarifas aplicadas ao segmento residencial em grande parte dos países, não é capaz de conciliar todos os objetivos supramencionados.

Assim, o equacionamento desta problemática passa pela discussão da alocação eficiente e equitativa dos custos da rede, o que está intrinsecamente associado à estrutura

tarifária adotada. O objetivo desta seção, portanto, é analisar estruturas tarifárias alternativas ao paradigma atual, e mais condizentes com o contexto de elevada participação da GDFV.

4.3.1. Componente Fixa na Tarifa de Energia Elétrica

Conforme examinado no capítulo anterior, em contraste com a estrutura tarifária dos consumidores conectados na média ou na alta tensão que pagam uma taxa fixa ou pela demanda contratada, as tarifas residenciais são essencialmente volumétricas. Contudo, em algumas regiões verifica-se que, embora a parcela volumétrica predomine, existe a presença de taxas fixas, o que permite que a relação entre o faturamento das concessionárias de distribuição e o volume de energia entregue aos consumidores finais seja atenuado.

Sob a ótica dos impactos da GD, é possível observar dois efeitos inerentes à presença de uma componente fixa na tarifa. Por um lado, taxas fixas fazem com que consumidores detentores de sistemas fotovoltaicos contribuam mais com os custos da rede²⁵. Ao mesmo tempo, estas taxas diminuem a atratividade de investimentos em sistemas de GDFV por parte dos consumidores finais. Logo, é razoável a inserção de taxas fixas em estruturas tarifárias volumétricas, assim como, o aumento da parcela fixa em estruturas tarifárias onde ela já exista.

A presença de uma parcela fixa na tarifa pode ser uma característica da estrutura tarifária tradicionalmente vigente ou uma resposta aos efeitos da difusão da geração distribuída. Quando trata-se do segundo caso, esta tarifa pode ser aplicada a todos os consumidores ou aplicada especificamente aos consumidores detentores de sistemas fotovoltaicos²⁶. De todo modo, esta cobrança pode ser feita por ponto de conexão ou pela potência contratada.

O caso da Itália é representativo nesse sentido, não só pelo fato da estrutura tarifária já contar com um componente fixo, associado ao ponto de conexão, como também pelas reformas implementadas recentemente preverem a ampliação da participação relativa desse componente.

²⁵ Uma alternativa parecida é o estabelecimento de faturas mínimas dos consumidores que façam com que os mesmos contribuam com o custeio da rede.

²⁶ O estabelecimento de uma taxa fixa exclusiva para consumidores detentores de sistemas fotovoltaicos, a qual seja equivalente a perda de mercado derivada da geração distribuída, é a forma mais precisa de se eliminar os impactos sobre as distribuidoras sem que isso represente aumento de tarifa para os demais consumidores.

4.3.2. Taxa de Conexão

Embora os sistemas de GDFV sejam sistemas de pequeno porte, sua instalação envolve custos de conexão, que podem estar associados a fatores como a necessidade de instalação de medidores inteligentes e realizar adaptações e reforços na rede. Desta forma, a implementação de taxas de conexão é considerada uma medida pertinente e consistente.

Em linhas gerais, estas taxas visam cobrir, parcial ou integralmente, o custo inicial associado à conexão do sistema de GD à rede. Portanto, dependendo da abordagem de tarifação, as taxas de conexão podem ser considerar apenas os custos diretos da conexão (*shallow charges*), ou incluir os custos associados aos reforços da rede necessários para a conexão em si (*deep charges*). Não obstante, podem ser utilizadas abordagens mistas. Neste sentido, a escolha da metodologia a ser utilizada deve considerar as vantagens e desvantagens de cada uma para o equacionamento da problemática em questão, ou seja, a neutralidade da difusão da GD sobre a neutralidade da difusão da GD sobre as distribuidoras e consumidores sem painel.

A principal desvantagem das tarifas do tipo *deep charges* está atrelada à dificuldade de avaliar a alocação exata e justa dos requisitos de extensão da rede e os custos para os prosumidores. Na abordagem de *shallow charges*, em contrapartida, os custos de melhorias da rede são suportados pelos operadores da rede e repassados às tarifas do sistema, sendo "socializados" entre todos os consumidores. Os operadores de rede devem suportar, também, os custos adicionais necessários à transformação das redes existentes em redes inteligentes (IRENA, 2015).

Tradicionalmente, em função de políticas de estímulo à energia solar fotovoltaica, muitos países aplicam encargos de conexão reduzidos aos sistemas de GDFV, no sentido de promover a fonte, e assim cumprir as metas nacionais de participação das fontes renováveis. A predileção pela metodologia *shallow charges* advém da constatação que os reforços na rede resultam em externalidades positivas para todos os usuários, logo não seria pertinente o uso da abordagem *deep charges*²⁷.

²⁷ Caso seja adotado a metodologia *deep charges*, haveria desvantagem em ser o *first mover*. Ou seja, em uma área com perspectivas de difusão de fontes renováveis, seria razoável esperar que outros agentes iniciasse o processo de instalação de sistemas de geração a partir de fontes renováveis e custeassem os reforços necessários na rede e, desta forma, poder conectar seu empreendimento em um momento posterior com menores custos de conexão. Em contrapartida, esta metodologia *deep charges* incita os desenvolvedores de projetos a escolherem

Como ilustração da importância de taxas de conexão, a Califórnia, na reforma do seu programa de *net metering*, realizada em 2016, determinou a implementação de uma taxa de conexão. Ficou estabelecido que os consumidores que instalem sistemas fotovoltaicos terão que pagar uma tarifa única de interconexão pré-aprovada, a ser proposta pelas *utilities*, com base no custo histórico de interconexão à rede. A tarifa deverá se situar entre US\$ 75 e US\$ 150 (NC CLEAN ENERGY, 2016)²⁸.

4.3.3. *Time-of-Use (ToU)*

A busca por dotar o consumo de energia elétrica de maior lógica do mercado passa por melhorar a sinalização de preços aos consumidores de energia elétrica. Neste sentido, a implementação de tarifas que variem em função das condições da rede e do mercado de energia ao longo do tempo assumem grande importância no sentido de incitar o uso eficiente dos recursos e a correta alocação dos custos da rede.

No caso da difusão da micro geração solar fotovoltaica, a presença de tarifas variáveis não significa que o ritmo de disseminação desta tecnologia vai ser menor. Efetivamente, se o momento de geração fotovoltaica for um momento de menor custo de energia, isso tende a ser uma sinalização para que a demanda de ponta do sistema seja atenuada. Entretanto, se a ponta do sistema ocorre no momento de maior geração fotovoltaica, a atratividade dos preços irá incitar mais investimentos. Em síntese, o objetivo central é dotar o sistema de maior racionalidade econômica.

A tarifa volumétrica pode ser modificada para incluir preços diferenciados no tempo. Geralmente, um preço mais alto seria cobrado durante as horas de ponta e um preço mais baixo cobrado durante as horas de menor demanda, refletindo a variação correspondente nos custos da capacidade de distribuição nos períodos de pico e fora de pico.

A vantagem deste tipo de tarifa é o aumento da eficiência econômica, vide o maior alinhamento entre preços e custos. Concomitantemente, esse tipo de tarifa representa um incentivo para o deslocamento do consumo para os momentos fora do pico e a consequente

as localidades onde a conexão seja mais econômica, ou seja, a tomarem decisões baseados nos reais impactos que seu projeto ocasiona na rede.

²⁸ Essa taxa do tipo *shallow charge*, só se aplica as novas conexões a rede a partir da implementação da nova lei.

suavização da curva de carga do sistema longe de horas de custo mais elevado, reduzindo os custos do sistema.

No contexto de difusão de instalações de geração solar fotovoltaica distribuída, é perceptível a crescente importância concedida à adoção de *time varying pricing* na discussão dos impactos desta difusão. Neste sentido, já existem vários casos em que distribuidoras e reguladores estão experimentando com modelos diferentes de *time of use* para "puxar" a demanda de alguns clientes para coincidir com a geração solar de telhado e/ou para "empurrar" a demanda de outros clientes para horários de pico (SOURCE).

A adoção de tarifas variáveis podem ocorrer de diferentes formas. A alternativa mais comum é a tarifa do tipo *time of use* (TOU), com o preço de pico elevado e o preço fora de pico mais baixo aplicando numa base diária previsível.

Conceitualmente a tarifa do tipo ToU divide o dia em períodos de tempo e fornece um cronograma de taxas para cada período. Por exemplo, um período de pico pode ser definido como o período das 12h às 20h nos dias de semana e sábados, sendo as horas restantes fora do horário de pico. Seguindo essa lógica, o preço seria mais alto durante o período de pico e mais baixo durante o tempo fora do pico, refletindo a variação média no custo de fornecimento. Em alguns casos, as taxas de ToU podem ter um período de “ombro” (ou meados de pico), ou mesmo dois períodos de pico (como um pico da manhã das 8h às 10h e um pico da tarde das 14h às 18h). Além disso, os preços podem variar de acordo com a época (levando em consideração mudanças sazonais).

Uma variação na taxa de ToU tradicional que tem sido explorada em alguns lugares trata-se da *super peak ToU rate*. Este modelo inclui um período de super pico muito curto (tipicamente apenas umas horas) com um preço muito maior do que os outros períodos, e só se aplicando a alguns meses do ano. Isso pode ser uma opção atraente em climas quentes, secos com um pico extremo que seja contido a relativamente poucas horas do dia no verão.

Uma das principais vantagens relacionadas às tarifas do tipo ToU consiste no fato de encorajarem o deslocamento permanente da carga para fora das horas de pico. Trata-se de uma estrutura com desenho simples, previsível e de fácil entendimento para os clientes.

Como desvantagem, por outro lado, destaca-se o fato de que as tarifas ToU não são dinâmicas na medida em que não se adaptam às mudanças nos preços reais do mercado atacadista ou às condições relacionadas à confiabilidade do fornecimento de eletricidade. Portanto, são menos úteis para abordar eventos específicos na rede e integrar recursos variáveis de energia renovável. As tarifas em base de ToU não proporcionam uma redução de

carga de pico tão grande quanto os modelos de taxas dinâmicas devido ao sinal de preço ser calculado em média num grande número de horas de pico em vez de um número relativamente limitado de horas de preço muito elevado.

A adoção de tarifas do tipo ToU é apontada como uma possível forma de mitigar um dos desafios técnicos associados à difusão da GDFV, a “duck curve”. De acordo com o CAISO (2016), as tarifas ToU podem incentivar os consumidores a utilizarem a energia fotovoltaica durante o dia, quando há elevado nível de incidência solar (e portanto um volume elevado de geração fotovoltaica) e consequente potencial de sobre-oferta.

No caso da Califórnia o regulador (CPUC) determinou que as três grandes distribuidoras — Pacific Gas & Electric, Southern Califórnia Edison, e San Diego Gas & Electric— devem implementar tarifas ToU como estrutura padrão a partir de 2019. Já no que diz respeito aos consumidores que instalarem painéis fotovoltaicos, de acordo com as regras do novo sistema de *net-metering* (o NEM 2.0), há a obrigatoriedade de aplicação de tarifas ToU.

4.4. Considerações finais

Como foi possível perceber através da análise realizada no presente capítulo, no que tange ao impacto da difusão sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, uma variável importante nos dois casos analisados é a presença do mecanismo de *decoupling*. Portanto, embora grande parte do debate se concentre na possível geração de desequilíbrios, tanto na Itália quanto na Califórnia a aplicação desse mecanismo garante a reconciliação da receita, de modo que é possível inferir que a exposição das distribuidoras ao risco de mercado verifica-se apenas no intervalo entre a equalização (que nos dois casos acontece anualmente), que garante que possíveis perdas de receita sejam compensadas via repasse tarifário.

Portanto, em termos de impactos no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, tanto no caso da Itália quanto no caso da Califórnia, não há indícios de desequilíbrios que tenham se perpetuado além do período entre a aplicação do *decoupling*. Esse fator, no entanto, não significa que não haja impactos atrelados à maior inserção da GDFV. Nesse ponto, é necessário retomar a discussão do *cost-shifting*, que não apenas é apontado como um dos problemas centrais em ambos os casos, como também é agravado pela aplicação do *decoupling*, na medida que determina que as perdas de receita sejam transformadas em aumentos tarifários. Retomando a questão da espiral da morte, esses aumentos estimulam a migração para a GDFV. Assim, embora o *decoupling* seja uma forma

de mitigar o impacto da difusão GDFV sobre as distribuidoras, ele agrava a questão do *cost-shifting* e, no limite, não elimina o fator desencadeador da espiral da morte, de modo que sua eficácia enquanto medida capaz de mitigar o desafio no longo prazo precisa ser discutida.

É necessário considerar, portanto, que inovações regulatórias mais profundas e consistentes são necessárias, de modo a garantir que a difusão da GD não resulte em um cenário em que os prosumidores deixem de arcar com os custos que impõe ao sistema elétrico. Nesse contexto as reformas tarifárias surgem como fator capaz de mitigar os possíveis impactos sobre o equilíbrio das distribuidoras. A aplicação de uma estrutura tarifária que seja composta por elementos que reflitam a potência demandada, e não apenas o volume de energia consumido, é amplamente discutida na literatura, e apresenta especial relevância nos casos analisados. É necessário considerar, assim, que em ambos os casos o ponto de partida, em termos de regulação tarifária, é uma estrutura de *inclining blocks* marcada pela progressividade do componente volumétrico da tarifa. No caso da Itália, por um lado, parte-se de uma tarifa residencial que conta com um componente de potência e um componente fixo, além do componente de energia. Apesar dessa configuração, no entanto, o componente volumétrico ainda era predominante na tarifa, correspondendo a uma participação de cerca de 80%. Já no caso da Califórnia a tarifa era formada apenas pelo componente de energia.

Em ambos os casos verifica-se a geração de subsídios cruzados entre os consumidores com baixo nível de demanda (enquadrados nos blocos de consumo inferiores) e os consumidores que demandam mais eletricidade (tarifados de acordo com os preços do kWh dos blocos de consumo superiores). Nos dois casos essa estrutura acabou resultando, por razões distintas, na efetivação de subsídios cruzados. Na Itália, o valor do kWh aplicado aos dois blocos de consumo inferiores, foi definido em um patamar inferior ao custo real de geração do kWh, resultando em uma tarifa subsidiada. Já no caso da Califórnia, o congelamento do preço do kWh nos dois primeiros *tiers*, após a crise do setor elétrico em 2001, foi um enorme agravante, na medida em que levou a um cenário em que todos os aumentos tarifários em resposta a elevação dos custos das *utilities* recaíram sobre os *tiers* superiores, o que resultou em um contexto em que consumidores com maior demanda pagavam quatro vezes mais pelo kWh consumido.

Cabe destacar que em ambos os países esse esquema de *inclining blocks* tem o efeito de estimular a migração dos consumidores cuja demanda se enquadra nos blocos superiores a instalarem painéis fotovoltaicos. Após a instalação, por outro lado, o consumo líquido pode ser reduzido de tal forma que passe a se enquadrar nos blocos inferiores, sendo tarifados, então, de acordo com valores subsidiados, o que cria um subsídio ainda mais complexo.

Deste modo, tanto na Itália quanto na Califórnia reformas encontram-se em curso, no sentido de reduzir as distorções geradas pela aplicação de tarifas volumétricas progressivas e de implementar tarifas que estejam em consonância com o pressuposto de custo-reflexividade. As reformas adotadas em cada um dos países, no entanto, diferem em diversos aspectos. Enquanto na Itália o regulador se propôs tanto a eliminar completamente o caráter progressivo da tarifa volumétrica, quanto a aumentar a participação dos componentes fixo e de potência, na Califórnia a tarifa residencial segue sendo composta apenas pelo componente volumétrico, que continua sendo progressivo, apesar da redução do número de blocos de consumo de quatro para dois.

No que diz respeito às medidas direcionadas exclusivamente aos consumidores que detém sistemas fotovoltaicos, na Itália foi aprovada a aplicação de tarifas fixas anuais. Na Califórnia, apesar desse aspecto da reforma ter sido vetado, foram implementadas tarifas de instalação, valores mínimos para a conta de eletricidade e tarifas não-evitáveis.

Outro aspecto relevante, e de certa forma comum aos dois países, diz respeito à aplicação de tarifas do tipo ToU. Na Califórnia foi definido que a partir de 2019 será mandatória a migração para esse esquema de tarifação, com o objetivo de promover preços que melhor reflitam os custos reais de fornecimento de eletricidade em cada momento do dia. Pressupõe-se, assim, que um dos efeitos dessa medida seja a maior racionalização do consumo. Já no caso da Itália tarifas ToU já são mandatórias no setor residencial, o que é viabilizado pelo fato de todas as residências do país contarem com medidores inteligentes. Nesse contexto, diferente do que acontece na Califórnia, onde é aplicado um sistema de *net metering* “tradicional”, em que a energia injetada na rede é valorada de acordo com o preço médio da tarifa varejista de eletricidade, na Itália a energia injetada e a energia demanda da rede são valoradas segundo as tarifas ToU, de modo que a energia exportada para a rede pode ter um valor diferente da energia exportada para a rede, a depender do momento do dia em que cada um dos fluxos ocorreu. As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam um resumo dos modelos regulatórios analisados da Califórnia e da Itália, respectivamente, apresentando as características gerais dos sistemas de compensação e da estrutura tarifária aplicados antes das reformas, os desafios que surgiram em função da associação desses fatores, as mudanças implementadas no sentido de responder aos desafios, e os impactos previstos das reformas.

Tabela 4.1. *Overview* do caso da Califórnia

País/ Região	Sistema de tarifação original	Problema identificado	Mudanças implementadas	Impactos
Estados Unidos, Califórnia	<p><i>Net Energy Metering</i>: energia injetada na rede valorada à tarifa varejista de eletricidade, gerando créditos que podem ser compensados posteriormente.</p> <p>Tarifas volumétricas progressivas escalonadas de acordo com <i>tiers</i>.</p> <p>Consumidores com maior demanda líquida pagam mais pelo kWh.</p>	<p>Estimativas indicam que os ganhos para os prosumidores é muito superior aos custos evitados pelas <i>utility</i>.</p> <p>Previsão de significativas transferências de custos dos consumidores com painel para consumidores sem painel (<i>cost-shifting</i>).</p>	<p>Reformas adotadas pelo regulador incluem:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Migração gradual do sistema de quatro tier para dois tiers; - Migração mandatória dos prosumidores para tarifas do tipo ToU até 2019; - Tarifa mínima de \$10, mesmo que o consumo líquido seja nulo; - "Non-bypassable charges", antes cobradas sobre o consumo líquido, estendidas para toda a eletricidade demandada da rede; - Autorizada a cobrança de taxa punica de conexão, variando entre \$75 e \$150. <p>Medidas aplicadas de forma retroativa.</p>	<p>Medidas consideradas controversas, mas entendidas, de modo geral, como um melhor ponto de equilíbrio entre interesses das utilities e dos consumidores e empresas solares.</p> <p>O antigo sistema de <i>tiers</i> considerado mais equitativo e mais eficiente na promoção da eficiência energética. Indústria solar sugere que a complexidade da nova estrutura resultará em maiores custos de financiamento. Por outro lado, o posicionamento da indústria FV responde ao possível efeito de desaceleração da difusão, já que havia forte incentivo aos consumidores com elevado nível de demanda a migrarem para a GDFV.</p> <p>A adoção de tarifas do tipo ToU tem se provado desafiadora. Historicamente o pico de demanda era verificado durante a tarde, enquanto agora a "curva do pato" começa a ser percebida.</p>

Fonte: Adaptado de CEPA e TNEI (2017).

Tabela 4.2. *Overview* do caso Italiano

País/ Região	Sistema de tarifação original	Problema identificado	Mudanças implementadas	Impactos
Itália	Tarifas residenciais compostas por: - Componente baseado na potência; - Componente fixo; - Componente volumétrico progressivo.	As distribuidoras italianas têm enfrentado situações de déficit de receita. Questão tem sido equacionada através do <i>decoupling</i> , que garante que déficits sejam repassados para as tarifas nos anos subsequentes.	O regulador italiano está eliminando, progressivamente, o componente progressivo da tarifa. Em 2018, a <i>network tariff</i> e a <i>system charge tariff</i> serão as mesmas para todos os níveis de consumo. Sistemas de auto-geração progressivamente chamados a contribuir com os custos da rede, de acordo com a capacidade instalada.	Mudanças foram implementadas recentemente ou ainda serão introduzidas, de modo que é muito cedo para avaliar possíveis impactos.

Fonte: Adaptado de CEPA e TNEI (2017).

5. Conclusão

O setor elétrico é marcado por diversas características que dotam sua operação e coordenação de elevada complexidade. O fato de a energia elétrica consistir em um bem cuja estocagem não é ainda economicamente viável implica não apenas na simultaneidade entre os processos de geração e consumo, como também na intrínseca complementaridade espacial e temporal entre os diversos segmentos do setor com ênfase maior para a distribuição em função da rede capilar que é necessária, particularmente em países com a dimensão territorial e demográfica do Brasil.

A interdependência entre os segmentos, atrelada à forte dependência do sistema elétrico em relação à infraestrutura de rede (posto que se trata de uma indústria de rede) implicam em elevados e crescentes investimentos com longo prazo de maturação justificam e exigem a necessidade de manutenção da sustentabilidade técnica e financeira de cada um dos segmentos do setor, dentre eles o de distribuição, sem os quais não se pode garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento de elétrica.

Outro elemento teórico de grande relevância para o problema, são as características de monopólio natural permanente no segmento de distribuição, fator que explica e demanda a aplicação de robustos e complexos mecanismos regulatórios, voltados a garantir que as tarifas praticadas pelas distribuidoras (e pagas pelos consumidores de energia elétrica) estejam alinhadas ao objetivo do regulador de garantir a eficiência econômica desta importante e estratégica atividade produtiva.

Em função dos objetivos supracitados e considerando as restrições impostas pelas características técnicas e econômicas do setor, desenvolveu-se o modelo de organização que marcou historicamente os sistemas elétricos. Esse modelo baseia-se em três pilares:

- i. Geração centralizada de grande porte;
- ii. Geração determinada em função da carga; e
- iii. Caráter passivo da rede de distribuição.

O paradigma descrito anteriormente, no entanto, vem sendo fortemente desafiado pela crescente difusão da geração fotovoltaica distribuída observada nos últimos anos.

Especialmente relevantes são os potenciais impactos da crescente inserção dessa modalidade de geração no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica, na medida em que à rede de distribuição se conectam majoritariamente os sistemas fotovoltaicos distribuídos. O aumento da auto geração de eletricidade, e respectiva redução do mercado das distribuidoras, e a necessidade de responder aos desafios técnicos através de investimentos em adaptação e reforço da rede de distribuição, que implicam no aumento dos custos incorridos pelas distribuidoras, são apontados como as principais fontes de potenciais desequilíbrios econômicos e financeiros.

Esses desequilíbrios se tornam essencialmente relevantes considerando-se a estrutura tarifária tradicionalmente aplicada aos consumidores residenciais, posto que pressupõe a recuperação de elevada (ou mesmo toda) parcela dos custos fixos através de tarifas volumétricas, de modo que a receita das distribuidoras é essencialmente atrelada ao tamanho do seu mercado.

Neste contexto complexo, a progressiva inserção da geração fotovoltaica distribuída e a respectiva corrosão do mercado das distribuidoras, determinará, *ceteris paribus*, impacto negativo sobre a receita das distribuidoras de energia elétrica. Por outro lado, há diversos arranjos regulatórios que contam com mecanismos, com destaque para o *decoupling*, que garantem que variações da receita efetivamente realizada pelas distribuidoras em relação à receita autorizada pelo regulador, em função de flutuações do mercado, sejam corrigidas através de ajustes tarifários realizados ao longo do período regulatório. Esses mecanismos, no entanto, podem produzir o efeito perverso de transferência de custos dos consumidores que instalam painéis fotovoltaicos para os consumidores que não o fazem. Esse efeito, amplamente tratado na literatura como *cost-shifting*, resulta em elevada ineficiência alocativa, devendo ser mitigado, via inovações regulatórias.

A difusão da geração distribuída, portanto, caracteriza um cenário que impõe grandes desafios à manutenção da viabilidade financeira e econômica das distribuidoras. Neste contexto, para viabilizar este novo paradigma tecnológico, as diretrizes regulatórias e os modelos de negócios do setor elétrico deverão passar por um amplo processo de ajustes e reformulações.

Embora a abordagem proposta nessa dissertação tenha se concentrado na análise dos impactos da difusão sob a perspectiva das distribuidoras de energia elétrica, as discussões propostas ao longo do trabalho, tanto na esfera teórica quanto nos estudos de caso, revelaram a impossibilidade de dissociar a discussão dos impactos sobre as distribuidoras da abordagem

dos efeitos desse processo sobre os consumidores, posto que há uma forte relação de causalidade entre os desafios, medidas de mitigação e desdobramentos observados em cada esfera. Coloca-se assim a necessidade de examinar as consequências da difusão da GDFV de forma sistêmica, considerando os impactos sobre as diferentes partes envolvidas neste processo.

Inicialmente, no que tange aos potenciais impactos econômico-financeiros sobre as distribuidoras de energia elétrica, a análise dos casos da Itália e da Califórnia demonstrou que a potencial perda de receita atrelada à retração do mercado, apesar de verificada nos dois casos, se confirmam apenas no curto prazo, no período entre a aplicação do decoupling, que é um mecanismo regulatório capaz de blindar as distribuidoras contra o risco de mercado. Esse fator, no entanto, não significa que não haja impactos atrelados à maior inserção da GDFV. Nesse ponto, é necessário retomar a discussão do cost-shifting, que não apenas é apontado como um dos problemas centrais em ambos os casos, como também é agravado pela aplicação do decoupling, posto que as perdas de receita são transformadas em aumentos tarifários anuais. Assim, embora seja um mecanismo capaz de endereçar os possíveis impactos associados ao risco de mercado enfrentado pelas distribuidoras, o decoupling tende a acentuar, e até mesmo acelerar, o problema do cost-shifting. Retomando a discussão da espiral da morte, esses aumentos estimulam a migração para a geração distribuída. Assim, embora o decoupling seja uma forma de mitigar o impacto da difusão GDFV sobre as distribuidoras, acaba por agravar o cost-shifting e, no limite, não elimina o fator desencadeador da espiral da morte, de modo que sua eficácia enquanto medida capaz de mitigar o desafio no longo prazo é altamente questionável.

Destaca-se, portanto, que medidas incrementais, capazes de responder a efeitos específicos da difusão, mas que negligenciam o impacto sobre as demais partes envolvidas, se revelam pouco eficazes no sentido de mitigar os desafios associado à maior inserção da GD. Neste sentido, revela-se a necessidade de reformas estruturais, voltadas a atacar a base do problema, identificada, essencialmente, como a necessidade de criar estruturas tarifárias capazes de promover a correta alocação dos custos da rede entre os consumidores.

É necessário considerar, portanto, que reformas mais profundas são necessárias, de modo a garantir que a difusão não resulte em um cenário em que os prosumidores deixem de arcar com os custos que efetivamente impõem às distribuidoras. Nesse contexto as reformas da estrutura tarifária surgem como possível resposta mais eficiente. A alteração para uma estrutura tarifária que seja composta por elementos que reflitam a potência demandada, e não apenas o volume de energia consumido, é amplamente discutida na literatura, e apresenta

especial relevância nos casos da Itália e da Califórnia. Ambos os casos, embora tenham partido estruturas tarifárias substancialmente distintas, contavam com duas características comuns:

i. Predominância do componente volumétrico na tarifa de distribuição (correspondendo a uma participação de cerca de 80% no caso da Itália, e 100% no caso da Califórnia); e

ii. Progressividade do componente volumétrico.

Nos dois casos essa estrutura acabou resultando, por razões distintas, na geração de subsídios cruzados. No caso da Itália, o valor do kWh aplicado aos blocos de consumo inferiores, foi definido em um patamar inferior ao custo real de geração do kWh, resultando em uma tarifa subsidiada. Já no caso da Califórnia, o congelamento do preço do kWh nos dois primeiros blocos de consumo, após a crise do setor elétrico em 2001, resultou em um contexto em que consumidores com maior demanda pagavam quatro vezes mais pelo kWh consumido.

Deste modo, tanto na Itália quanto na Califórnia reformas encontram-se em curso, no sentido de reduzir as distorções geradas pela aplicação de tarifas volumétricas progressivas e de implementar tarifas que estejam em consonância com o pressuposto de custo-reflexividade. As reformas adotadas em cada um dos casos, no entanto, diferem em diversos aspectos. Enquanto na Itália o regulador se propôs a eliminar completamente o caráter progressivo da tarifa volumétrica, e aumentar a participação dos componentes fixo e de potência, na Califórnia a tarifa residencial segue sendo composta apenas pelo componente volumétrico, que continua sendo progressivo, apesar da redução do número de blocos de consumo de quatro para dois e da limitação da diferença máxima entre as tarifas aplicadas em cada um dos blocos à 25%.

Mudanças na estrutura tarifária de forma a mitigar o cost shifting, portanto, revelam-se imperativas frente à necessidade de fazer com que os prosumers arquem com os custos efetivos que impõem à rede.

Outro aspecto relevante, e de certa forma comum aos dois casos, diz respeito à aplicação de tarifas do tipo ToU. Na Califórnia foi definido que a partir de 2019 será mandatória a migração para esse esquema de tarifação, no sentido de promover preços que melhor reflitam os custos reais de fornecimento de eletricidade em cada momento do dia, de modo que se pressupõe que um dos efeitos dessa medida seja a maior racionalização do

consumo. Já no caso da Itália tarifas ToU já são mandatórias no setor residencial, o que é viabilizado pelo fato de todas as residências italianas contarem com medidores inteligentes.

É possível concluir, portanto, que a adoção de uma política tarifária que reflita a variação de custos, a exemplo de tarifas do tipo ToU, é condição necessária para a sinalização correta dos custos sistêmicos e estímulo à adoção de comportamentos mais eficientes por parte dos consumidores.

6. Referências Bibliográficas

ALEC. (2014). *Reforming Net Metering*. Disponível em: <https://www.alec.org/app/uploads/2015/12/2014-Net-Metering-reform-web.pdf>. Acessado em: 10.11.2016.

ALLAN, Grant et al. The economics of distributed energy generation: A literature review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 543-556, 2015.

ARAÚJO JUNIOR, José Tavares de. Conduas Anticompetitivas em Indústrias
Aste, N., Adhikari, R. S., & Tagliabue, L. C. (2007). Evaluation of energy policies for promotion and dissemination of photovoltaic technology in Italy. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 15(5), 449-460.

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico - AEEGSI (2015b). Annual Report to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission on the Regulatory Activities and the Fulfilment of Duties of the Italian Regulatory Authority for electricity, Gas and Water. Report389/2015/I/com.

AYRE, James (2015): Italy Confirms New Fees For FiT & Net Metering Solar PV Installations. <https://cleantechnica.com/2015/01/17/italy-confirms-new-fees-fit-net-metering-solar-pv-installations/>.

Baker, D., 2016. PG&E customers who go solar face new fees. San Francisco Chronicle, dezembro 2016.

Barbose, G., Miller, J., Sigrin, B., Reiter, E., Cory, K., McLaren, J., Satchwell, A. (2016). *Utility Regulatory and Business Model Reforms for Addressing the Financial Impacts of Distributed Solar on Utilities On the Path to SunShot : Utility Regulatory and Business Model Reforms for Addressing the Financial Impacts of Distributed Solar on Utilit.*

BAUMOL, W. (1977). "On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry." *The American Economic Review* **December 1977**: 809-822.

Beecher, J. 2015. "Ratemaking Alternatives and Risk." Paper presented at the National Association of Utility Consumer Advocates Annual Meeting, Austin, TX, November 2015.

Benedettini, S. e Pontoni, F. (2013). Italian Regulation of Electricity Distribution and its Impact on Efficiency, Investments and Innovation: a Qualitative Assessment. *Competition and Regulation in Network Industries*, Volume 14, n.4.

Brown, T. e Faruqui, A. (2014). *Structure of Electricity Distribution Network Tariffs: Recovery of Residual Costs*. The Brattle Group.

CAISO. 2016. Fast Facts: what the curve tells us about managing a green grid? https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf.

California Distributed Generation Statistics (2017). Statistics and Charts. Disponível em: <http://www.californiadgstats.ca.gov/charts/>. Acessado em: 16.03.2017.

CAMBRIDGE ECONOMIC POLICY ASSOCIATED Ltd (CEPA) AND TNEI SERVICES Ltd, 2017. *International Review of Cost Recovery Issues*. Office of Gas and Electricity Markets. Final Report. February, 2017.

Cambridge Economic Policy Associates Ltd and TNEI Services LTD – CEPA e TNEI (2017). *International Review of Cost Recovery Issues*. Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/03/cepa_tnei_international_review_of_cost_recovery_issues_final_report.pdf. Acessado em: 30.05.2017.

Campoccia, A.; Dusonchet, L.; Telaretti, E.; Zizzo, G. Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases. *Sol. Energy* **2009**, 83, 287–297.

Castro, N. J.; Brandão, R.; Marcu, S.; Dantas, G. *Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis*. GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, maio 2011. TDSE -Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 31

CEC - California Energy Commission (2016). *Tracking Progress*. Disponível em: http://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/renewable.pdf. Acessado em, 14 Outubro 2016.

Center for Climate and Energy Solutions (2016). *Revenue Decoupling – an Overview*. Disponível em: <https://www.c2es.org/docUploads/revenue-decoupling-detail.pdf>. Acessado em: 11.01.2017.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). *Alternativas Energéticas: uma visão CEMIG*. **Belo Horizonte: CEMIG**, 2012.

COSTELLO, Kenneth W. Major challenges of distributed generation for state utility regulators. **The Electricity Journal**, v. 28, n. 3, p. 8-25, 2015. RMI (2013)

COSTELLO, Kenneth W.; HEMPHILL, Ross C.. Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality? **The Electricity Journal**. Amsterdã, p. 7-26. 10 dez. 2014.

CPUC - California Public Utilities Commission (2016). Gas & Electric Utility Cost Report. Disponível em: http://www.cpuc.ca.gov/uploadedfiles/cpuc_website/content/utilities_and_industries/energy/reports_and_white_papers/ab67_leg_report_3-28.pdf. Acessado em, 14 Outubro 2016

CPUC - California Public Utilities Commission (2016). Net Energy Metering (NEM) Successor Tariff. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3934> . Acessado em: 03.09.16.

CPUC - California Public Utilities Commission (2016). Residential Rate Reform Through 2019. Disponível em: <http://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/05/final-residential-rate-reform-slides.pdf>. Acessado em, 14 Outubro 2016.

Cucchiella, F., D'Adamo, I., 2012. Feasibility study of developing photovoltaic power projects in Italy: an integrated approach. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 1562–1576, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.020>.

DARGHOUTH, Naïm R. et al. Net metering and market feedback loops: Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment. **Applied Energy**, v. 162, p. 713-722, 2016.

de Rede: O Caso do Porto de Santos. **Ecostrat Consultores**, 26 p. 2004.

Del Chiaro, B., & Gibson, R. (2006). Government's Role in Creating Avibrant Solar Power Market in California. *Golden Gate UL Rev.*, 36, 347.

DENNING, Lian. Lights flicker for utilities. **The Wall Street Journal**, v. 22, 2013.

Di Dio, V., Favuzza, S., La Cascia, D., Massaro, F., & Zizzo, G. (2015). Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff (s) in Italy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 9, 95-104.

Di Dio, V., Favuzza, S., La Cascia, D., Massaro, F., & Zizzo, G. (2013). The evolution of the FIT mechanism in Italy for PV systems: a Critical Analysis. In *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2013 International Conference on* (pp. 890-895). IEEE.

DIAS, Danilo de Souza; RODRIGES, Adriano Pires. A Regulação das Indústrias de Rede: O Caso dos Setores de Infra-Estrutura Energética. **Revista de Economia Política**, v. 17, p. 71 – 84, jul. – set. 1997.

DSIRE. (2017). *Net Metering California*. Disponível em: <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/276>. Acessado em: 05.04.2017.

DYNER,I; CASTAÑEDA,M; ZAPATA, S; FRANCO, C – Workshop Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição – Firjan – 20 de maio de 2016

ECONOMIDES, Nicholas. Competition policy in network industries: an introduction. 2004.

EEL. (2016). *Solar Energy and Net Metering*. Disponível em: [http://www.eei.org/issuesandpolicy/generation/NetMetering/Documents/Straight Talk About Net Metering.pdf](http://www.eei.org/issuesandpolicy/generation/NetMetering/Documents/Straight_Talk_About_Net_Metering.pdf). Acessado em: 20.01.2017.

ELGAMAL, G. et al. (2015). Os desafios da implementação da energia fotovoltaica no Brasil: uma análise dos modelos nos principais mercados mundiais. In: XVII Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente, 2015, São Paulo.

ENEL (2016). 2016-23: New Regulatory Period for Electricity Distribution in Italy. 21.01.2016. Disponível em: [https://www.enel.com/content/dam/enel-com/investors/presentations/2016_01/2016-23 New regulatory period for electricity distribution in Italy 21Jan15.pdf](https://www.enel.com/content/dam/enel-com/investors/presentations/2016_01/2016-23_New_regulatory_period_for_electricity_distribution_in_Italy_21Jan15.pdf).

European Commission - EC (2015). Best Practices on Renewable Self-Consumption. Commission Staff Working Document. Brussels, 15.07.2015. SWD (2015) 141 final.

European Commission - EC (2015). *Best practices on Renewable Energy Self Consumption*. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf

FALCÃO, D. Workshop Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição. Rio de Janeiro, Firjan. 20 de maio de 2016

FARRER, T.H., 1902. The State in its relation to Trade, London: MacMillan.

FELDER, Frank A.; ATHAWALE, Rasika. The life and death of the utility death spiral. **The Electricity Journal**, v. 27, n. 6, p. 9-16, 2014.

FIANI, R. (1998). “Uma abordagem abrangente da regulamentação de monopólios: exercício preliminar aplicado a telecomunicações”. Rio de Janeiro: *Texto para Discussão* nº 411, UFRJ/IE.

Fiani, R. *Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras*. Teoria Política e Instituições de Defesa da Concorrência. Editora da UFRJ.FIANI, XXXX

FIGUEIREDO, Job. **Perspectivas de Difusão de Recursos Energéticos Distribuídos (REDS)**. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: Job Figueiredo, 2016. 46 slides.

Fowlie, M. 2016. *The duck has landed*. Energy Institute at Haas. Disponível em <<https://energyathaas.wordpress.com/2016/05/02/the-duck-has-landed/>>. Acesso: janeiro de 2017.

Fox-Penner, P., 2010. *Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities*. Island Press.

Gazzetta Ufficiale (2014): Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana. Serie generale - n. 302. Allegato 1.

GESEL, 2015. P&D de Tarifas Internacionais: Relatório 4 - Modelo Tarifário e Formação de Tarifas.

GIAGNORIO, M. L., BARBAREWICZ, A., & CORDONI, C. (2007). THE DEVELOPMENT OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN ITALY: THE FEED-IN TARIFF. *Journal of commodity science, technology and quality*, 46(1-4), 39-58.

Go Solar California (2016). Net Energy Metering in California. Disponível em: http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/solar_basics/net_metering.php. Acessado em: 13.10.2016.

GRAFFY, Elisabeth; KIHM, Steven. Does disruptive competition mean a death spiral for electric utilities. **Energy LJ**, v. 35, p. 1, 2014.

Grandel, M. (2016). *Regulatory Trends in Renewable Energy Self - Supply*. Disponível em: https://www.international-climate-initiative.com/fileadmin/Dokumente/2016/160223_Regulatory_Trends_NetMetering_eng.pdf. Acessado em: 05.04.2017.

Green Tech Media – GTM (2016). Breaking: California’s NEM 2.0 Decision Keeps Retail Rate for Rooftop Solar, Adds Time-of-Use. Disponível em:

<https://www.greentechmedia.com/articles/read/Californias-Net-Metering-2.0-Decision-Rooftop-Solar-to-Keep-Retail-Payme>. Acessado em: 08.12.2016.

GSE (2016). Rapporto Statistico 2015 – Solare Fotovoltaico. Disponível em: http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci/GSE_Documenti/osservatorio%20statistico/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202015.pdf. Acessado em: 13.04.2017.

GUERREIRO, A. Workshop Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição. *Perspectivas de Difusão dos RED*. Rio de Janeiro, Firjan. 20 de maio de 2016.

Hawkes, A. et.al (2014). “Impact of Microgeneration Systems on the Low-Voltage Electricity Grid”, published by Technische Universität München, Germany, 10/2014.

Henderson, J.S., 1986. Price discrimination limits in relation to the death spiral. *Energy J.* 7 (3), 33–50.

Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity* (Vol. 146). John Wiley & Sons.

IEA (2016). Energy policies of IEA Countries – Italy. 2016 Review. OECD/IEA. Paris, France.

IEA-PVPS (2015). Snapshot of Global PV Markets. *Report IEA PVPS T1-26*.

IEA-PVPS (2016). Review and Analysis of PV Self-consumption Policies. *Report IEA-PVPS T1-28:2016*.

International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015. Renewable Energy Integration in Power Grids.

JOSKOW, Paul L. (1996). *Introducing Competition into Regulated Network Industries: from Hierarchies to Markets in Electricity*. Industrial and Corporate Change, vol.5, nº 2.

KESSLER, M.R. *A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências*. 2006. 170 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2006.

Kind, P., 2013. Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business. Edison Electric Institute, Washington, DC.

LALOUX, Damián; RIVIER, Michel. Technology and operation of electric power systems. In: **Regulation of the Power Sector**. Springer London, 2013. p. 1-46.

LITTLE, Arthur D.. Distributed generation: understanding the economics. An Arthur D. Little White Paper; 1999.

- LOSEKANN, Luciano Dias. Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência. **Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ (Tese de Doutorado)**, 2003.
- MARTINS, Vanderlei Affonso. *ANÁLISE DO POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL*. Diss. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- Massachusetts Institute of Technology, 2011. The Future of the Electric Grid: An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA.
- McCarthy, K. E. (2009). Electric Rate Decoupling in Other States. Connecticut General Assembly Office of Legislative Research Report.
- MENDES, A.L.S.. *O papel da autoprodução e produção independente de energias renováveis no mercado brasileiro de energia elétrica*. 2011. 124 f. Dissertação (Mestra em Economia) – Centro de Ciências Jurídicas e Econômicas da Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2011.
- NC Clean Energy Technology Center. (2016a). *The 50 States of Solar Q1 2016*. Disponível em: https://nccleantech.ncsu.edu/wp-content/uploads/50-SoS-Q1-2016_Final.pdf. Acessado em: 05.04.2017.
- NC Clean Energy Technology Center. (2016b). *The 50 States of Solar Q4 2015*. Disponível em: <https://nccleantech.ncsu.edu/wp-content/uploads/50sosQ4-FINAL.pdf>. Acessado em: 05.04.2017.
- Pacific Gas and Electric Company, 2015. Electric Rates – Residential (Jan 1, 2015 – Feb 28, 2015). Disponível em: <https://www.pge.com/tariffs/electric.shtml#RESELEC>. Acessado em 19.07.2017.
- PG&G (2016). Overview of DG Issues, Drivers & Considerations. Enabling Customer Options and California’s Energy Future. *Grid Integration & Innovation Team*. December 12, 2016.
- PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L. **Microeconomia**. 6. ed. São Paulo:
- PINTO JR, Helder Q.; SILVEIRA, Joyce Perin. Elementos da regulação setorial e de defesa da concorrência: uma agenda de questões para o setor de energia. **SI: Agência Nacional do Petróleo**, 1999.
- PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (Org.). **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. 2.ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 343 p.

Possas, M., Pondé, J. e Fagundes, J. *Regulação da Concorrência nos Setores de Infraestrutura no Brasil: elementos introdutórios para um quadro conceitual*. Relatório de Pesquisa/IPEA, 1997, 40 págs.

POSSAS, M.; FAGUNDES, J.; PONDÉ, J. L. Defesa da concorrência e regulação de setores de infra-estrutura em transição. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 36., 2008, Salvador. Anais... Salvador: ANPEC, 2008.

POSSAS, Mario; FAGUNDES, Jorge; PONDÉ, João Luiz. **Defesa da Concorrência e Regulação de Setores de Infra-Estrutura em Transição**. Rio de Janeiro, 1998. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/grc/publicacoes.php>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2011.

Ragwitz, M., Held, A., Stricker, E., Krechting, A., Resch, G., & Panzer, C. (2010). Recent experiences with feed-in tariff systems in the EU—A research paper for the International Feed-In Cooperation. *www.feed-in-cooperation.org*.

RAINERI, R. Workshop Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição. Rio de Janeiro, Firjan. 20 de maio de 2016.

RAP (Regulatory Assistance Project). 2016. *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application*. Second Printing. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project.

RASKIN, David. Getting Distributed Generation Right: A Response to ‘Does Disruptive Competition Mean a Death Spiral for Electric Utilities?’, 35 ENERGY L.J. 263 (2014).

REF-E et al. (2015). Study on tariff design for distribution systems – Final Report. Prepared for Directorate-General for Energy, European Commission. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF. Acessado em: 26.04.2017

Regulatory Assistance Project - RAP (2013). Global Best Practices in Residential Electric Rate Design. Disponível em: <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-lazar-globalratedesign-camunicipalratesgroup-2013-may.pdf>. Acessado em: 14.10.2016.

Reiter, B. H. L., & Greene, W. (2016). The case for reforming net metering compensation. *Energy Law Journal*, 33, 373–407. Disponível em: http://eba-net.org/sites/default/files/24-373-407-Reiter%20Greene-FINAL_0.pdf. Acessado em: 20.01.2017.

REN21 - Renewable Energy Policy Network For the 21st Century(Org.). Renewables 2016 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat, 2016.

REN21 - Renewable Energy Policy Network For the 21st Century(Org.). The first Decade: 2004-2014.. Paris: REN21 Secretariat, 2014.

Rocky Mountain Institute (RMI), 2012. Net Energy Metering, Zero Net Energy and the Distributed Energy Resource Future: Adapting Electric Utility Business Models for the 21st Century. Rocky Mountain Institute, Snowmass, CO.

RÜTHER, R., & ZILLES, R. (2011). Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy policy*, 39(3), 1027-1030.

San Diego Gas & Electric (SDG&E), 2015. Media Statement: Rooftop Solar Subsidy. Disponível em: <https://www.sdge.com/newsroom/press-releases/2015-12-15/media-statement-rooftop-solar-subsidy>. Acessado em: 13.05.2017.

Satchwell, A., P. Cappers, L. Schwartz, and E. Martin Fadrhonc. 2015. *A Framework for Organizing Current and Future Electric Utility Regulatory and Business Models*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

Sawin, J. L. (2013). Renewables 2013: Global Status Report. REN21 Secretariat. Paris, France

SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE. TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

SMITH, Joshua Emerson, 2017. Market transformation will end dominance of electrical utilities, regulators predict. Disponível em: <http://www.sandiegouniontribune.com/news/environment/sd-me-electricity-future-20170716-story.html>. Acessado em 20.07.2017.

SPERTINO, Filippo ; DI LEO, Paolo ; COCINA, Valeria. (2014). Which are the constraints to the photovoltaic grid-parity in the main European markets? *Solar Energy*, July, v. 105, p.390-400.

STANTON, Tom; PHELAN, Daniel. State and Utility Solar Energy Programs: Recommended Approaches for Growing Markets. Article, National Regulatory Research Institute, 2013.

Stephan Franz, Büro F (2016). Regulatory Trends in Renewable Energy Self-Supply – A Summary of International Debates. GIZ. Santiago do Chile, Fevereiro de 2016.

Taylor, M. et al. (2007). *Government Actions and Innovation in Clean Energy Technologies: The Cases of Photovoltaic Cells, Solar Thermal Electric Power, and Solar Water Heating*. Sacramento, California: California Energy Commission.

Trabish, H. K. (2015). Inside California's rate restructuring plan and the battle for fixed charges looming over it - CPUC decision on tiers, time-of-use rates sets up fight for fixed cost recovery. Disponível em: <http://www.utilitydive.com/news/inside-californias-rate-restructuring-plan-and-the-battle-for-fixed-charge/402117/>. Acessado em: 28.01.2017.

VASCONCELLOS, P.E.S. *Regulação e inovação em telecomunicações no Brasil*. 2015. 258 f. Tese (Doutorado em Economia) – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2015. Mueller (1999)

Villara Solar (2016). California's Solar Net Energy Metering: 1.0 vs. 2.0. Disponível em: <http://villarasolar.com/californias-solar-net-energy-metering-1-0-vs-2-0/>. Acessado em: 09.10.2016.

VISCUSI, W. A. (1995). *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge, MIT Press.

Willis, Ben (2015): FiT and net-metering charges confirmed for Italian PV installs. http://www.pv-tech.org/news/fit_and_net_metering_charges_confirmed_for_italian_pv_installs

WOOD, Lisa; BORLICK, Robert. Value of the Grid to DG Customers. **Institute for Electric Innovation Issue Brief**, 2013.