

ORGANIZADORES:
NIVALDE DE CASTRO E GUILHERME DANTAS

EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA:

MOTIVAÇÕES, IMPACTOS E AJUSTES



Nivalde de Castro e Guilherme Dantas
(Organizadores)

Experiências Internacionais em Geração
Distribuída:
Motivações, Impactos e Ajustes



Copyright© 2018 Nivalde José de Castro, Guilherme Dantas (Organizadores)
Título Original: Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações,
Impactos e Ajustes

Editor

André Figueiredo

Editores Eletrônicos

Luciana Lima de Albuquerque

E96 Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes
/ [organizadores: Nivalde José de Castro, Guilherme Dantas]. – Rio de Janeiro :
Publit, 2018.

442 p. : grafs. ; 24 cm.

ISBN 978-85-525-0068-1

Inclui bibliografia.

1. Geração distribuída da energia elétrica. I. Castro, Nivalde José de. II. Dantas,
Guilherme. III. Grupo Energisa. IV. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil).
V. Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ.

CDD 333.91

CDU 621.311.1:33

PUBLIT SOLUÇÕES
EDITORIAIS

PUBLIT SOLUÇÕES EDITORIAIS

Rua Bulhões de Carvalho, 524 – casa 3

Copacabana - Rio de Janeiro - RJ - CEP: 22.081-001

Telefone: (21) 2525-3936

E-mail: editor@publit.com.br

Endereço Eletrônico: www.publit.com.br

Prefácio

Nada mais oportuno no presente debate sobre as consequências das inovações tecnológicas atualmente em curso no setor elétrico e, particularmente, na distribuição de energia elétrica, do que um livro cuja proposta é analisar como essa questão vem sendo tratada por diferentes agentes, em diversos países e distintos regimes regulatórios. Fornecer subsídios para esse debate é o objetivo principal do presente livro.

Com o intuito de apreender as motivações, os instrumentos utilizados e a experiência obtida com a implantação de políticas de Incentivo à micro e mini geração solar fotovoltaica, são examinados doze estudos de caso: Califórnia, Havaí, Nevada, Nova Iorque, Alemanha, Itália, Reino Unido, França, Portugal, Bélgica, Japão e Austrália. A forma estruturada da apresentação de cada caso coloca em destaque as diferenças e semelhanças existentes, fornecendo, assim, uma perspectiva ao mesmo tempo crítica, informativa e instrutiva.

A diversidade dos estudos de caso permite ainda que o leitor possa comparar diferentes resultados e chegar às suas próprias conclusões sobre os aspectos positivos e negativos de cada experiência. Dessa forma, em vez de postular uma aplicação mecânica de uma única solução ideal para as ameaças e oportunidades com as quais as distribuidoras se deparam atualmente, o livro apresenta possíveis alternativas de encaminhamento e condução dessas questões.

A abordagem adotada no texto considera assim o que Elinor Ostrom — única mulher até hoje a ser homenageada com o Prêmio Nobel em economia — comenta em seu artigo “Going beyond panaceas” (Ostrom, E., Marco A. Janssen, M., Anderies, J., *Proceedings of the National Academy of Sciences*, September 25, 2007. 104 (39), p. 15176-15178): “A core aspect of panaceas is the action or tendency to apply a single solution to many problems” (Um aspecto central das panaceias é a ação ou tendência de aplicar uma solução única a vários problemas). Essa atitude, que pode ser útil na mecânica física, é totalmente inadequada para abordar sistemas complexos, nos quais diversos aspectos interagem e os pontos de vista das partes interessadas têm papel relevante.

Em um país como o Brasil, com diversidade cultural e étnica, dimensões continentais e um setor elétrico cuja dimensão e forma de organização são *sui generis* no mundo, é fundamental buscar soluções que não sejam “panaceias”. Ao contrário, é importante proceder com cautela, aprendendo com a experiência alheia, sem xenofobismos, mas também sem aplicar mecanicamente soluções importadas.

Embora seja especialmente útil para estudiosos brasileiros o livro, pelos subsídios valiosos que provê, é na verdade indicado, e deve interessar, a qualquer plateia preocupada com o fortalecimento do processo de adoção de fontes de energia limpa como instrumento para preservação de um meio ambiente saudável para as espécies vivas do planeta. Nesse sentido, a geração distribuída, em consonância com o impressionante crescimento mundial da geração fotovoltaica (média de 24% ao ano, entre 2005 e 2015), tem papel importante a cumprir.

Portanto, o debate de sobre que tipo de política pública de estímulo à micro e mini geração solar fotovoltaica é a mais adequada em determinada situação, reveste-se de particular importância. Nesse contexto, ao fornecer subsídios para esse debate, o presente livro contribui significativamente para a implementação de soluções energéticas que sejam social e ambientalmente sustentáveis.

Luiz Fernando Loureiro Legey

Professor Titular do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ

Apresentação

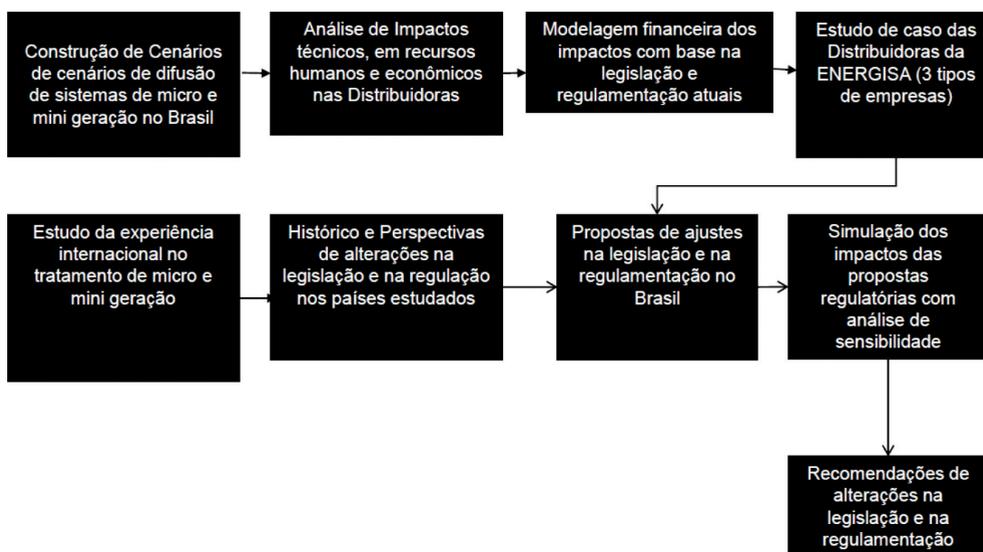
O setor elétrico se expandiu e se consolidou baseado em um paradigma tecnológico em que a geração é centralizada, os fluxos de energia possuem caráter unidirecional e consumidores possuem comportamento “passivo”. Neste contexto, prevalece o conceito “geração segue a carga” e distribuidoras de energia elétrica apresentam um comportamento do tipo “*fit-and-forget*”.

Concomitantemente, dado o caráter majoritariamente volumétrico das tarifas, o faturamento das concessionárias de distribuição de energia elétrica está diretamente relacionado à quantidade de energia entregue aos consumidores. Em situações em que o mercado encontra-se em expansão, tarifas baseadas no montante de energia consumido possibilitam não apenas o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição, como tendem a garantir os recursos necessários para investimentos na rede, sendo compatíveis com o paradigma operativo convencional.

Entretanto, nota-se atualmente uma tendência de descentralização dos sistemas elétricos. Por um lado, verifica-se a busca pelo desenvolvimento de infraestruturas mais sustentáveis e um maior engajamento dos consumidores. Por outro lado, observa-se a crescente viabilidade técnico-econômica de novas tecnologias. Logo, estão sendo criadas condições para a difusão de recursos energéticos distribuídos (geração distribuída, armazenamento, veículos elétricos e medidas de *demand response*) associados a redes inteligentes.

Essa transformação do setor, imposta pelos processos de descarbonização, descentralização e digitalização, traz desafios não apenas de ordem técnica (por exemplo, a necessidade de lidar com fluxos multidirecionais de energia), como também em termos econômicos e financeiros. Explica-se: o paradigma tecnológico emergente é incompatível com as diretrizes regulatórias convencionais. Logo, nota-se a dificuldade de viabilizar esta transformação, assim como de garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos segmentos de rede, sendo especialmente problemática a predominância de tarifas volumétricas em um contexto onde as novas tecnologias tendem a diminuir o mercado das distribuidoras.

Em linhas com esta problemática, no âmbito do programa de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL, o GESEL desenvolveu para o Grupo Energisa o projeto “Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos para o Setor de Distribuição”. Considerando que a geração distribuída é o recurso energético distribuído efetivamente em processo de difusão, o projeto esteve focado na análise dos impactos econômico-financeiros da geração fotovoltaica distribuída para o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, e nas proposições regulatórias capazes de mitigar esses impactos. O projeto foi desenvolvido com base no fluxograma abaixo:



Conforme pode ser verificado, a proposição de ajustes regulatórios para o Brasil teve forte contributo de informações reunidas a partir de experiências internacionais. Além de um amplo trabalho de revisão de documentos técnicos e contatos com especialistas, destaca-se que essa atividade também contemplou reuniões e visitas técnicas com centros de pesquisas, entidades reguladoras, órgãos do governo e distribuidoras de energia elétrica.

Este livro visa apresentar as informações reunidas nos casos analisados. Após a leitura, espera-se que o leitor tenha uma maior compreensão da complexidade inerente à dinâmica de difusão da geração fotovoltaica e à necessidade de adoção de eventuais ajustes para lidar com os impactos desta difusão.

Sumário

Introdução	15
1 – O Caso da Califórnia.....	19
1.1 Estrutura do Setor Elétrico	19
1.2 Políticas de Incentivos à Micro e a Mini Geração Solar Fotovoltaica	46
1.2.1. Renewable Portfolio Standard.....	46
1.2.2. Business Energy Investment Credit	47
1.2.4. Net Energy Metering.....	48
1.3 Resultados das Políticas de Incentivos	50
1.4 Impactos da Difusão da Geração Solar Fotovoltaica e Mudanças em Curso.....	53
1.5 Referências	59
2 – O Caso do Havái.....	65
2.1 Estrutura do setor elétrico	65
2.2 Motivação para o Investimento em Micro e Mini Geração Distribuída....	74
2.3 Políticas de Incentivo Adotadas para Geração Distribuída	77
2.3.1 Instrumento de Incentivo à Geração de Eletricidade – Net-Metering ..	77
2.3.2 Instrumento de Incentivo à Geração de Eletricidade – Feed-in Tariff...78	
2.3.3 Instrumento de Incentivo à Geração de Eletricidade – Regimes de Autoconsumo e Regime de Fornecimento à Rede	82
2.3.4 Instrumento de Incentivo ao Investimento – Crédito Fiscal	84
2.3.5 Instrumentos de Incentivo ao Investimento – Financiamento Bonificado	85
2.3.6 Trajetória dos Incentivos à Geração Distribuída Fotovoltaica	86
2.4 Resultados das Políticas de Difusão Adotadas	88
2.5 Impactos e Ajustes.....	92
2.5.1 Impactos e Ajustes Técnicos	92
2.5.2 Impactos e Ajustes Tarifários.....	94
2.6 Referências	94
3 – O Caso de Nevada	101
3.1 Estrutura do Setor Elétrico	101

3.2 Diretrizes Regulatórias.....	109
3.3 Políticas de Incentivos à Micro e à Mini Geração	115
3.3.1 Programa de incentivos SolarGenerations	120
3.3.2 Programa de incentivo fiscal Renewable Energy Systems Property Tax Exemption	121
3.3.3 Programa de incentivo Portfolio Energy Credits.....	121
3.3.4 Programa Net Metering	122
3.4 Resultados das políticas de difusão adotadas	125
3.5 Impactos da Difusão da Geração Solar Fotovoltaica e Mudanças em Curso..	129
3.6 Referências	134
4 – O Caso de Nova Iorque	140
4.1 Estrutura do Setor Elétrico	140
4.2 Políticas de Incentivo à Micro e à Mini Geração Distribuída	153
4.2.1 Programa NY-Sun.....	155
4.2.2 Créditos Fiscais	159
4.2.3 Net-Metering.....	159
4.2.4 Trajetória dos Incentivos à Geração Distribuída Fotovoltaica	160
4.3 Resultados das Políticas Adotadas	163
4.4 Impactos da Difusão da Geração Distribuída Fotovoltaica para o Segmento de Distribuição.....	168
4.5 Referências	172
5 – O Caso da Alemanha.....	179
5.1 Estrutura do Setor Elétrico	179
5.1.1 Matriz Elétrica	181
5.1.2 Regulação da Distribuição	183
5.2 Tarifas Elétricas	189
5.2.1 Componentes da Tarifa Final Elétrica	189
5.3 Políticas de Incentivo à Geração Distribuída.....	194
5.4 Resultados das Políticas de Difusão na Alemanha	199
5.5 Referências	205
6 – O caso da Bélgica	208
6.1 Estrutura do setor elétrico	208
6.2 Regulação da Distribuição e Estrutura tarifária.....	221
6.3 Políticas de incentivo adotadas	223

6.3.1 Região de Flanders	225
6.3.2 Região de Valónia	226
6.3.3 Região de Bruxelas	227
6.4 Resultados das Políticas de Incentivo	228
6.5 Impactos sobre as distribuidoras e mudanças implementadas.	229
6.6 Referências	232
7 – O Caso do Reino Unido	235
7.1 Estrutura do Setor Elétrico	235
7.2 Estrutura Tarifária	244
7.3 Políticas de Incentivos à Difusão da Micro e da Mini Geração Distribuída ..	246
7.4 Resultados das Políticas de Difusão Adotadas no Reino Unido	256
7.5 Referências	260
8 – O Caso da Itália	264
8.1 Estrutura do Setor Elétrico Italiano	264
8.2 Políticas de Incentivos à Micro e à Mini Geração Solar Fotovoltaica na Itália	278
8.3 Resultados das Políticas de Incentivos	287
8.4 Referências	293
9 – O Caso da França	299
9.1 Estrutura do Setor Elétrico Francês.....	299
9.2 Políticas de Incentivos à Micro e à Mini Geração Solar Fotovoltaica	311
9.2.1 Instrumento de Incentivo Feed-in-Tariff (FIT)	316
9.2.2 Instrumentos Fiscais	319
9.3 Resultados das Políticas de Difusão Adotadas	321
9.4 Impactos da Difusão de Geração Distribuída Fotovoltaica para as Distribuidoras	326
9.5 Referências	328
10 – O Caso de Portugal	335
10.1 Estrutura do Setor Elétrico	335
10.2 Motivação para Investir em Micro e Mini Geração Distribuída	345
10.2.1 Microprodução	349
10.2.2 Miniprodução.....	352
10.2.3 Instrumento Integrado de Promoção de Geração Distribuída....	354

10.3 Resultados das Políticas de Difusão Adotadas	359
10.4 Referências	363
11 – O Caso da Austrália	369
11.1 Estrutura do Setor Elétrico	369
11.2 Políticas de Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica....	391
11.2.1 New South Wales (NSW)	397
11.2.2 South Australia (SA)	397
11.2.3 Victoria (VIC)	397
11.2.4 Queensland (QLD)	398
11.2.5 Australian Capital Territory (ACT)	399
11.2.6 Tasmânia (TAS)	399
11.2.7 Northern Territory (NT)	400
11.2.8 Western Australia (WA)	400
11.3 Resultados das Políticas de Difusão Australianas	400
11.4 Impactos e Desafios da Difusão da Geração Solar Fotovoltaica	403
11.5 Referências	408
12 – O Caso do Japão	413
12.1 Estrutura do Setor Elétrico	413
12.2 Políticas de Incentivo à Micro e à Mini Geração Solar Fotovoltaica	419
12.3 Resultados das Políticas de Incentivo Adotadas	426
12.4 Impactos e Desafios da Difusão da Geração Solar Fotovoltaica	429
12.5 Referências	433
Organizadores.....	439
Autores.....	440

Índice de Figuras

Figura 1.1 Califórnia – Área de atuação das utilities	39
Figura 1.2 Evolução da Capacidade de Geração Instalada na Califórnia por Tipo de Combustível (2001 – 2016)	42
Figura 1.3: Trajetória esperada da meta de redução de GEE do estado da Califórnia	45
Figura 1.4 Evolução da Capacidade Fotovoltaica Instalada Anualmente no NEM Californiano (MW).....	51
Figura 1.5 Capacidade Fotovoltaica Acumulada no NEM	52
Figura 1.6: Curva do Pato Projetada para o Dia 31 de Março em Diferentes Anos.....	53
Figura 1.7: Ilustração do Efeito Cost-Shift.....	56
Figura 2.1: Distribuição Espacial das Empresas do Setor Elétrico do Havaí ...	69
Figura 2.2: Evolução dos Preços Finais de Energia Elétrica no Havaí em relação à Média dos EUA: 2001-2015.	73
Figura 2.3: Evolução da Participação de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica do Havaí versus a Evolução da Participação na Matriz Elétrica dos EUA: 2001 – 2014.....	75
Figura 2.4: Evolução da Geração Solar Fotovoltaica: Participação no Total de Geração Renovável (%) e Segmentação entre Geração Distribuída e Larga Escala - em GWh	88
Figura 2.5: Evolução da Capacidade Instalada Fotovoltaica no Havaí	89
Figura 2.6: Mapa da Geração Distribuída em Oahu	91
Figura 2.7: Mapa da Geração Distribuída em Maui.....	91
Figura 2.8: Mapa da Geração Distribuída no Hawaii.....	92
Figura 3.1: Área de Atuação da NV Energy	105
Figura 3.2: Componentes da Conta de Eletricidade em Nevada	111
Figura 3.3: Metas RPS e Resultados Verificados pela NV Energy.....	117
Figura 3.4: Evolução da Participação da Geração Elétrica de Origem Renovável em Nevada e nos EUA.....	118
Figura 3.5: Evolução da Participação das Fontes Renovável de Geração de Eletricidade no Total em Nevada	119
Figura 3.6: Evolução da Capacidade Instalada Fotovoltaica, MW em Nevada.....	126

Figura 3.7: Evolução da Capacidade Instalada Solar Fotovoltaica, MW, em Nevada, por Mês	127
Figura 3.8: Evolução da Geração Fotovoltaica em Nevada, em GWh.....	128
Figura 3.9: Mapa de Instalações Solares de Pequena Escala, Residencial.....	128
Figura 3.10: Potencial Solar Nevada	129
Figura 4.1: Zonas de Preço do Mercado Atacadista.....	146
Figura 4.2: Zonas de Congestionamento da Rede de Transmissão.....	146
Figura 4.3: Proporção de Componentes na Estrutura Tarifária em 2017	150
Figura 4.4: Evolução dos Preços Comerciais de Eletricidade nos Estados Unidos e em Nova Iorque entre 2001 e 2014 por segmento de consumidores	152
Figura 4.5: Evolução da Participação de Renováveis na Geração de Eletricidade.....	154
Figura 4.6: Evolução da Geração Fotovoltaica em Nova Iorque entre 2011 e 2015.....	164
Figura 4.7: Evolução da Capacidade Instalada Fotovoltaica em Nova Iorque entre 2008 e 2016	164
Figura 4.8: Evolução anual da Capacidade Fotovoltaica por Segmento de Mercado em Nova Iorque entre 2008 e 2016	165
Figura 4.9: Evolução do Custo de Instalação de Sistemas Fotovoltaicos em Nova Iorque entre 2008 e 2016.....	166
Figura 4.10: Distribuição da Radiação Solar no Estado de Nova Iorque.....	167
Figura 4.11: Distribuição da Capacidade Fotovoltaica no Estado de Nova Iorque	167
Figura 5.1: Matriz Elétrica Alemã em 2015 (% na produção bruta de eletricidade)	182
Figura 5.2: O Princípio da Abordagem Orçamental - Sob Condições Constantes	187
Figura 5.3: Componentes da Tarifa Final Elétrica	190
Figura 5.4: Desenvolvimento da Tarifa Média de eletricidade para Consumidores Residenciais	194
Figura 5.5: Evolução da Remuneração para Sistemas Fotovoltaicos com Capacidade menor que 30 kW	196
Figura 5.6: Desenvolvimento da Capacidade Instalada de Energia Renovável na Alemanha.....	200
Figura 5.7: Capacidade Fotovoltaica Instalada por Nível da Rede	201
Figura 5.8: Distribuição dos Sistemas Fotovoltaicos por Tamanho - até 50 kW	202
Figura 5.9: Distribuição dos sistemas fotovoltaicos por capacidade (até 2 MW)..	202

Figura 5.10: Substituir Transformador	204
Figura 5.11: Instalar Transformador Adicional.....	204
Figura 5.12: Instalar Cabos Paralelos.	204
Figura 6.1. Bélgica - Geração de Eletricidade: 2016 (TWh).....	216
Figura 6.2. Bélgica - Geração de eletricidade por fonte: 1973-2014.....	217
Figura 7.1: Redes de Transmissão e de Distribuição no Reino Unido.....	239
Figura 7.2: Evolução do Número de Instalações Mensais de Sistemas Fotovoltaicos	257
Figura 7.3: Classificação dos Sistemas Fotovoltaicos por Classe de Consumidor	258
Figura 8.1: Evolução da Capacidade Fotovoltaica Instalada e do Número de Sistemas Fotovoltaicos na Itália: 2008 – 2015.....	288
Figura 8.2: Evolução da Participação do Conto Energia na capacidade fotovoltaica instalada acumulada: 2013 - 2015.....	289
Figura 8.3: Número de Sistemas e Capacidade Instalada Acumulados por Classe de Potência (2014-2015)	291
Figura 8.4: Evolução da Participação do Autoconsumo em 2015.....	292
Figura 9.1: Distribuição Geográfica da Rede de Transmissão	304
Figura 9.2.: Projetos de Melhoria da Rede de Transmissão Francesa.....	305
Figura 9.3.: Proporção das Componentes da Tarifa de Distribuição	308
Figura 9.4.: Preços por Segmento de Consumidor na França e EU-28, em €/ KWh.....	310
Figura 9.5.: Evolução do Contributo de Eletricidade de Origem Renovável para a Matriz Elétrica na França e na EU-28.....	315
Figura 9.6.: Contributo das Diferentes Fontes de Energia Renovável para a Matriz Elétrica.....	316
Figura 9.7: Geração Solar x Objetivos PNAER.....	321
Figura 9.8.: Capacidade Solar Instalada x Objetivos do PNAER.....	322
Figura 9.9.: Evolução da Capacidade Instalada por Dimensão do Sistema, em MW	322
Figura 9.10: Mapa de Radiação Solar da França	324
Figura 9.11: Potência Solar Fotovoltaica Instalada por Região	324
Figura 9.12: Distribuição Geográfica por Capacidade dos Sistemas Instalados, até Junho de 2016	325
Figura 9.13. Consumo Suprido pela Geração Fotovoltaica em cada Região até Junho/2016.....	325
Figura 10.1. Estrutura tarifária de distribuição de eletricidade em proporção para diferentes segmentos de consumidores em Portugal, 2013.....	344

Figura 10.2: Evolução da Participação de Fontes Renováveis na Matriz Energética da EU e de Portugal	347
Figura 10.3: Evolução da Participação de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica da EU e de Portugal	348
Figura 10.4: Participação da Geração Solar Fotovoltaica na Geração Renovável.....	359
Figura 10.5: Evolução da Capacidade Instalada de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída.....	360
Figura 10.6: Evolução das Unidades de Micro e de Mini Produção Fotovoltaicas	361
Figura 11.1. Mix de geração de eletricidade dos estados e territórios australianos - 2016.	376
Figura 11.2. Evolução de Novas Instalações de Sistemas Fotovoltaicos na Austrália.....	402
Figura 11.3: Média do Tamanho dos Sistemas Fotovoltaicos na Austrália	403
Figura 12.1: Áreas de Atuação das Concessionárias Japonesas	417
Figura 12.2: Distribuição da Capacidade Instalada Adicionada em 2011 por Segmento	423
Figura 12.3: Capacidade Fotovoltaica Aprovada no Programa <i>Feed-in</i> (em GW)...	428
Figura 12.4: Capacidade Fotovoltaica Anual em Operação sob o Sistemas <i>Feed-in</i> (em GW)	429
Figura 12.5: Evolução das Despesas Anuais do Programa <i>Feed-in</i> Japonês (em Biliões de Yen).....	432

Introdução

Ao longo das próximas duas décadas é esperado um crescimento da demanda por energia na ordem de 30%. Considerando que ainda existe uma quantidade relevante de reservas de combustíveis fósseis a ser utilizada, a priori poderia ser prospectado que a expansão da oferta de energia para atender a este crescimento da demanda aconteceria sem maiores dificuldades. No entanto, o setor energético encontra-se diante do desafio de se descarbonizar em função da necessidade de mitigar as alterações climáticas¹.

Logo, verifica-se que o setor energético está diante de uma busca incessante por maiores níveis de eficiência e aumento da participação de fontes renováveis em sua matriz. No caso das fontes renováveis, em função de suas potencialidades naturais, o setor elétrico é aquele onde encontram-se as condições mais propícias para uma expressiva difusão. Desta forma, é compreensível porque muitos países estão realizando investimentos maciços em fontes renováveis de energia no setor elétrico.

O crescimento expressivo da fonte eólica nos últimos anos evidencia essa tendência. Ao final de 2017, esta fonte totalizou uma capacidade instalada em nível mundial de 513 GW², em contraste com uma capacidade de meros 17 GW instalados no ano 2000. Tal difusão foi impulsionada inicialmente por robustas políticas de incentivos em diversas regiões. Na sequência, em função de ganhos de escala da indústria e de inovações tecnológicas, as reduções no custo da tecnologia estão tornando a fonte eólica gradativamente competitiva com as fontes convencionais³.

1 Em nível mundial, mais de 60% das emissões de gases do efeito estufa são oriundas do setor energético em função de sua matriz ter uma participação de combustíveis fósseis de aproximadamente 80%. Logo, é notório o caráter central da mudança de transformação do setor energético no processo de mitigação das alterações climáticas.

2 Dado obtido a partir do banco de dados da IRENA.

3 Em algumas regiões, a fonte eólica já é bastante competitiva com fontes convencionais. No limite, existem casos, como o brasileiro, onde a energia eólica já é a fonte de energia mais competitiva.

Um processo semelhante vem ocorrendo com a tecnologia solar fotovoltaica, que já possui uma capacidade instalada no mundo de 385 GW⁴. Assim como no caso da fonte eólica, políticas de incentivo e a redução dos custos⁵ da tecnologia são elementos fundamentais para esta difusão.

Em função da aptidão da geração solar fotovoltaica para sistemas de pequeno porte instalados em unidades residenciais e comerciais, a geração solar distribuída está em linhas com o processo prospectado de descentralização dos sistemas elétricos. Em suma, os consumidores adotantes de sistemas fotovoltaicos não apenas geram energia para autoconsumo, como também injetam eletricidade na rede nos momentos do dia em que sua geração é superior ao seu consumo.

Desta forma, a discussão acerca da difusão da energia solar fotovoltaica não pode ser feita sem considerar os impactos inerentes à descentralização dos sistemas elétricos. Esta assertiva é justificada pela ampla participação de sistemas distribuídos na potência total fotovoltaica instalada. Como ilustração, no ano de 2010, esses sistemas correspondiam a cerca de 70% da potência fotovoltaica mundial, e para o ano de 2020 estima-se que essa participação seja da ordem de 63%.

Ressalta-se que, além dos benefícios ambientais inerentes a qualquer fonte renovável que substitua a utilização de fontes fósseis, sistemas fotovoltaicos instalados nas próprias unidades consumidoras apresentam outros potenciais benefícios, dentre os quais postergação e/ou redução da necessidade investimentos na rede quando a geração fotovoltaica é coincidente com a demanda de ponta, menores dispêndios com a aquisição de combustíveis⁶ e redução das perdas técnicas.

Observa-se, assim, a plausibilidade de políticas de incentivo à difusão de sistemas de geração fotovoltaica distribuída, especialmente em um contexto em que muitos países precisam cumprir metas de participação de fontes reno-

4 Dado obtido a partir do banco de dados da IRENA.

5 Entre 2010 e 2015, os custos de sistemas fotovoltaicos foram reduzidos em aproximadamente 65%.

6 Trata-se de um benefício relevante para sistemas elétricos de base térmica, sobretudo aqueles localizados em países dependentes da importação de combustíveis fósseis. Além disso, é preciso destacar que este é um benefício comum à adoção de qualquer tipo de fonte renovável.

váveis em suas matrizes elétricas. Embora seja reconhecida a importância de instrumentos de incentivo convencionais (incentivos fiscais, créditos tributários, condições de financiamento mais atrativas, etc), é preciso enfatizar que o estabelecimento de mecanismos de compensação/valoração da energia gerada nas unidades consumidoras consiste em uma condição básica para viabilizar a difusão de sistemas fotovoltaicos distribuídos⁷.

Como consequência, tais políticas estão resultando em consideráveis níveis de difusão da micro geração fotovoltaica em algumas regiões. Por exemplo, na Alemanha e na Itália já respondem por, respectivamente, 5% e 6% do consumo total de energia elétrica. Ainda mais expressivo é o caso do Havaí, nos EUA, onde a geração fotovoltaica distribuída já responde por algo em torno de 8% da carga de energia elétrica do estado.

Contudo, é preciso enfatizar que também existem custos inerentes a esta difusão. Tais custos vão desde aqueles diretamente relacionados à difusão da geração fotovoltaica distribuída (custos relativos aos programas de incentivo, custos de conexão, custos com adaptação da rede), até potenciais custos indiretos inerentes à difusão de qualquer fonte não controlável de energia (necessidade de dotar o sistema de maior flexibilidade, custos com usinas de *backup*, etc).

Em especial, o custeio dos programas de incentivo e da rede de distribuição consistem em questões críticas, sendo o tipo de sistema de compensação/valoração da energia distribuída relevante. No caso de sistemas *feed-in tariff*, dado que a perda de mercado da distribuidora está restrita aos momentos em que a geração coincide com o consumo, a problemática dos custos da rede tende a não ser tão importante e a questão central são os dispêndios com os programas de incentivo. Em contrapartida, em sistemas *net metering*, o custeio da rede de distribuição exige uma maior atenção em função da rede ser utilizada como “bateria virtual” e, por consequência, a perda de mercado das distribuidoras ser mais acentuada.

A problemática advém do fato de a redução do mercado não significar necessariamente em uma menor necessidade de uso da rede. Explica-se: unidades consumidoras dotadas de sistemas fotovoltaicos continuam a ter necessidade

⁷ A atratividade do investimento em um sistema fotovoltaico para o consumidor depende do custo do investimento, do valor da energia elétrica adquirida da rede e da forma de valoração da energia gerada localmente.

de estarem conectadas à rede de distribuição. Além dessa conexão consistir em *backup* para o sistema distribuído, o fato concreto é que estes consumidores, em grande parte do dia, estarão sendo abastecidos pela rede de distribuição, em função da inexistência de aderência perfeita entre a geração de um sistema fotovoltaico e o consumo de energia ao longo do dia.

Em síntese, é possível afirmar que as redes de distribuição permanecerão possuindo valor sistêmico, principalmente em termos de garantia de confiabilidade do suprimento. Considerando o caráter de serviço de utilidade pública da atividade de distribuição, a garantia do equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras continua a ser uma das missões do ente regulador.

Porém, como a estrutura de custos das distribuidoras apresenta expressiva participação de custos fixos e as tarifas de distribuição são majoritariamente volumétricas (\$/kWh), o reequilíbrio econômico financeiro da distribuidora derivado da redução de mercado ocorre através de elevação das tarifas. O corolário desta dinâmica são distorções na alocação dos custos entre os diferentes usuários da rede, sendo especialmente nocivas as consequências para os consumidores com renda insuficiente para a adoção destas novas tecnologias.

Portanto, para que a difusão de sistemas fotovoltaicos distribuídos seja sustentável, é preciso examinar não apenas seus potenciais benefícios, com também os custos existentes e a alocação destes benefícios e custos entre os diferentes agentes do sistema. Ou seja, é necessária uma visão sistêmica.

Observa-se, assim, a pertinência de se examinar as motivações envolvidas nas políticas de incentivo à difusão, os impactos técnicos e econômicos desta difusão e os ajustes regulatórios implementados. Dado que as especificidades técnicas e regulatórias de cada setor elétrico influem diretamente na trajetória e consequências da geração fotovoltaica distribuída, é imperativo que este tipo de análise tenha como base uma amostra de variados casos de experiências internacionais.

O objetivo deste livro é justamente apresentar doze estudos de caso no âmbito da geração fotovoltaica distribuída. Em todos os casos analisados é feita uma ampla revisão das características técnicas, econômicas e regulatórias vigentes, descritas a evolução das políticas adotadas, discutidos os impactos da difusão e os instrumentos de mitigação destes impactos.

1

O Caso da Califórnia

Lorrane Câmara
Daniel Ferreira Viana
Rubens Rosental

1.1 Estrutura do Setor Elétrico

A análise da estrutura do setor elétrico da Califórnia requer a apresentação prévia do seu arcabouço institucional. Com vistas a atender a esta necessidade, a seguir é feita uma breve descrição das principais instituições federais e estaduais atuantes no setor elétrico da Califórnia:

- i. *United States Department of Energy* (DOE): departamento do governo americano responsável por políticas relacionadas à energia e à segurança nuclear. Em específico, as responsabilidades do DOE incluem o programa nuclear, pesquisas relacionadas à energia e à produção de energia doméstica, dentre outras;
- ii. *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC): agência do governo federal dos EUA com a jurisdição sobre a venda interestadual de eletricidade, o preço de eletricidade no mercado atacadista, licenciamento hidroelétrico e precificação do gás natural;
- iii. *California Energy Commission* (CEC): instituição responsável por planejar e implementar as políticas energéticas. Dentre suas funções, destacam-se as seguintes: implementar medidas de promoção da eficiência energética e conservação do meio ambiente; apoiar projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação; autorizar o funcionamento de plantas térmicas com capacidade instalada superior a 50 MW; e promover o desenvolvimento de fontes de geração renováveis (CEC, 2014);
- iv. *California Public Utilities Commission* (CPUC): agência reguladora estadual com jurisdição sobre os 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 de gás natural (CPUC, 2016);

- v. *California Independent System Operator* (CAISO): operador do sistema elétrico californiano, instituição independente e sem fins lucrativos. É responsável pela operação das redes de alta tensão e de longa distância, garantindo o livre acesso dos agentes à rede, o controle dos fluxos de eletricidade, a otimização no uso do sistema de transmissão, assim como a manutenção das linhas. O CAISO é responsável, ainda, pela operação do mercado atacadista (IEPA, 2014);
- vi. *California State Board of Equalization* (BOE): atua como regulador das taxas e dos impostos que incidem sobre serviços públicos prestados na Califórnia, dentre os quais, se encontra o de eletricidade, de forma a administrar os programas fiscais e arrecadações do governo (BOE, 2016).

Até meados dos anos de 1990, o setor elétrico da Califórnia era dominado por monopólios integrados verticalmente, com destaque para as três principais *investor owned utilities* (IOUs): a *Pacific Gas and Electricity* (PG&E), a *Southern Edison California* (SEC) e a *San Diego Gas & Electricity* (SDG&E). Apesar do domínio das tradicionais IOUs, a participação de produtores independentes já era historicamente representativa⁸. Em grande medida, isso deve-se ao sucesso da Lei Purpa⁹ que determinava que as concessionárias adquirissem energia gerada por produtores independentes através de contratos de longo prazo, com duração de 20 a 30 anos¹⁰ (JOSKOW, 2000). Esses contratos eram firmados a um preço que deveria ser correspondente aos custos evitados com a geração de eletricidade. A definição do valor dos custos evitados, no entanto, era deixada a cargo do regulador estadual. Na Califórnia, a CPUC implementou a Lei Purpa

8 Em 1995, 23% da energia elétrica produzida na Califórnia ocorreu a partir de produtores independentes de energia (WEARE, 2003).

9 A Lei Purpa foi promulgada pelo governo dos EUA em 1978 com o objetivo de incitar a adoção de medidas de eficiência energética e a promoção de fontes renováveis.

10 Esses contratos só eram válidos para “*Qualifying Facilities*” (QFs) que a FERC reconhecia (SWEENEY, 2006). As QFs consistiam em produtores independentes de energia que se enquadrassem nas seguintes categorias, tal como definido na lei PURPA: pequeno produtor de energia, que englobava plantas de geração renovável com capacidade instalada de até 80 MW, e sistemas de cogeração (FERC, 2016).

de forma bastante agressiva, definindo preços de compra da eletricidade produzida pelas QFs elevados, e crescentes.

Um dos desdobramentos da Lei Purpa foi a elevação substancial dos preços médios de geração de eletricidade no Estado. Paralelamente, os investimentos realizados pelas *utilities* em plantas de geração nuclear, cujos custos superaram as previsões iniciais, também levaram ao aumento do custo médio da geração de eletricidade (SWEENEY, 2006). Esses dois fatores, somados à sobre-capacidade de geração instalada no Estado, resultaram em tarifas varejistas de eletricidade que figuravam entre as maiores do país (JOSKOW, 2001). Em 1998, a tarifa média paga pelos consumidores residenciais na Califórnia era de US\$ 0,09 / kWh. Esse contexto levou a uma pressão pela redução dos preços. Adicionalmente, em linhas com a tendência de liberalização dos setores elétricos dos anos 1990, passaram a existir questionamentos à estrutura vigente e foi enfatizada a necessidade de um maior nível de competição.

Nesse contexto, a CPUC iniciou em 1992 um processo de revisão das tendências e rumos do setor elétrico, que resultou na publicação de um relatório em fevereiro de 1993, conhecido como *Yellow Book*. Através desse documento, foram apresentadas diversas diretrizes gerais, no sentido de ampliar a competição e a atuação das forças de mercado no setor elétrico. Em abril de 1994, a CPUC publicou a ordem conhecida como *Blue Book*, propondo a reestruturação do setor elétrico. A ordem deixava clara o interesse em estabelecer um mercado varejista competitivo em que os consumidores escolhessem seu fornecedor de eletricidade, eletricidade esta que seria gerada e comercializada em um mercado atacadista também competitivo. Em suma, o intuito era possibilitar a entrada de novos agentes no setor elétrico, na medida em que as empresas incumbentes fossem desverticalizadas (MACK, 2015). Porém, estas iniciativas não tiveram resultados práticos.

Efetivamente, a reestruturação do setor elétrico da Califórnia teve início em 1996 através da implementação do *Assembly Bill 1890: The Electric Utility Industry Restructuring Act of 1996* (AB 1890). Tal diretiva consistiu na base do novo modelo do setor elétrico da Califórnia. No sentido de criar um mercado de eletricidade competitivo, as IOUs foram encorajadas a alienar pelo menos 50% dos seus ativos de geração a partir de combustíveis fósseis (CPUC, 2016). Observa-se, no entanto, que apesar do objetivo desta lei ser a redução do grau

de integração vertical do setor, não foram estabelecidos impeditivos para que as empresas continuassem atuando ao longo de toda a cadeia. De todo modo, mecanismos foram criados para que essa participação em diversos segmentos do setor elétrico não gerasse estratégias conflitantes com a promoção da competição.

Nesse sentido, embora de acordo com a AB 1890 uma mesma *utility* pudesse incluir ativos de geração, transmissão e distribuição, o processo de tomada de decisões e o controle dessas atividades ocorreria em uma esfera exógena à mesma, de modo a impedir que decisões coordenadas fossem tomadas (SWEENEY, 2006). Essa lei estabeleceu a fusão dos sistemas de transmissão das três principais IOUs para um único sistema sob controle operacional do CAISO¹¹. Assim, foi estabelecido que decisões acerca do segmento de transmissão ficariam a cargo do CAISO, e não mais das *utilities*.

Concomitantemente, foi criado o *California Power Exchange* (PX), com a função de ser o mercado *spot* de energia¹² (SWEENEY, 2006), cabendo a CAISO a função de realizar o balanceamento do mercado no curtíssimo prazo, realizando leilões de contratação de energia para corrigir possíveis diferenças entre oferta e demanda de energia em tempo real. Posteriormente, com a falência da PX em 2001, a CAISO passou a responder pela totalidade da operação do mercado atacadista de energia.

Na nova estrutura de mercado, as decisões relacionadas à distribuição local foram dissociadas das decisões ligadas à geração de eletricidade em ativos próprios¹³ (SWEENEY, 2006). Essa separação foi garantida através da seguinte regra: na nova estrutura, a *utility* deveria vender toda a eletricidade gerada em plantas de geração própria através do *Power Exchange* (PX)¹⁴ ou do CAISO,

11 A CAISO entrou em operação em 1 de abril de 1998. Apesar das concessionárias poderem permanecer como proprietárias dos ativos da rede de transmissão, a operação do sistema é de responsabilidade do CAISO.

12 Foi atribuída a CAISO a função de realizar o balanceamento do mercado no curtíssimo prazo, realizando leilões de contratação de energia para corrigir possíveis diferenças entre oferta e demanda de energia em tempo real.

13 A geração hidroelétrica ficou isenta desta dissociação (SWEENEY, 2002).

14 O PX foi criado no sentido de operar o mercado atacadista de energia, coordenando a compra e venda de eletricidade no *day-ahead market* e no *hour-ahead market*, e consistia em uma organização sem fins lucrativos (JOSKOW, 2001).

para que então pudesse comprar eletricidade através desses mesmos mercados (JOSKOW, 2001). Em síntese, foi proibida a prática do *self-dealing*.

Ao mesmo tempo, foi determinada a obrigatoriedade do livre acesso às redes de transmissão e distribuição (JOSKOW, 2000). Destaca-se também, que como forma de reforçar a criação deste novo mercado de compra e venda de eletricidade, as *utilities* não poderiam recuperar custos associados a compras de eletricidade através de novos PPAs (*Power Purchase Agreements*) firmados fora do ambiente do CAISO ou da PX (SWEENEY, 2006). Em suma, as novas regras visavam restringir o poder de mercado das *utilities* que operavam simultaneamente como geradoras de eletricidade no mercado atacadista e como principais demandantes dessa eletricidade, evitando, assim, a transferência da eletricidade para outro segmento dentro de um mesmo monopólio verticalizado.

Na AB 1890, também constava a separação parcial¹⁵ entre as atividades de distribuição e de comercialização com vistas a liberalizar o mercado varejista. A lógica era incitar a competição no mercado varejista através da autorização de transações diretas entre comercializadores e consumidores finais e da permissão da atuação do agregador de eletricidade, enquanto as IOUs atuariam como comercializador padrão de eletricidade. Porém, esta tentativa de liberalizar o mercado varejista não logrou êxito.

A compreensão do fracasso da reforma do mercado varejista remete ao processo de formulação e aprovação da AB 1890. No período em que o projeto da legislação estava tramitando, um dos grandes empasses à aprovação da reforma regulatória partia da resistência das IOUs com base na argumentação que existem custos irrecuperáveis¹⁶. Posto que havia a previsão de que o preço

15 A separação foi parcial pois as *utilities* incumbentes continuariam realizando ambos os serviços de distribuição e de comercialização de energia, enquanto as empresas competidoras realizariam apenas o serviço de comercialização (SWEENEY, 2002).

16 Para as plantas de geração de propriedade das IOUs, os custos irrecuperáveis eram definidos conceitualmente como a diferença entre o valor líquido contábil de uma planta de geração usada para definir os preços regulados baseados nos custos, e o valor de mercado dessa planta, caso fosse chamada a vender sua produção em um mercado de eletricidade competitivo. Já no que tange aos contratos com as QFs, os custos irrecuperáveis normalmente eram estabelecidos como a diferença entre o valor presente dos pagamentos definidos contratualmente e o valor presente do preço de mercado da eletricidade entregue nos termos dos contratos (JOSKOW, 2000). Em síntese, a diferença entre o custo regulado da geração, refletido nos preços varejistas, e o preço de mercado

da eletricidade caísse após a reforma, as *utilities* acabariam não recuperando os investimentos realizados previamente e que ainda não haviam sido amortizados. Esses investimentos eram compostos majoritariamente por usinas nucleares e contratos de compra de energia de longo prazo firmados a preços elevados com as QFs.

Estima-se que na Califórnia os custos irrecuperáveis somavam cerca de US\$ 25 bilhões (JOSKOW, 2000). Assim, para conquistar o apoio das *utilities* à aprovação da reforma, foi previsto um período de transição de quatro anos, durante o qual as tarifas varejistas de eletricidade seriam congeladas ao nível de 1996, a fim de assegurar a recuperação de tais custos. O congelamento das tarifas seria mantido até que os custos irrecuperáveis tivessem sido cobertos, ou até março de 2002, a depender do que ocorresse primeiro (MACK, 2015). Durante esse período, esses custos poderiam ser recuperados através de dois instrumentos complementares: a *Competitive Transition Charge* (CTC), uma taxa não evitável, aplicável a toda a carga demandada pelo consumidor e os *rate reduction bond* (JOSKOW, 2001).

A CTC era uma taxa incidente sobre toda a eletricidade adquirida pelos consumidores, incluindo os montantes adquiridos através de comercializadores que não as incumbentes, de modo que a receita recolhida através da CTC seria repassada às *utilities*, permitindo a recuperação dos custos afundados. A magnitude dos custos afundados, por sua vez, dependia do preço através do qual a eletricidade gerada em ativos próprios das IOUs seria vendida no mercado atacadista, de modo que quanto maior o preço de mercado, menor o montante a ser recuperado através da CTC. Paralelamente, a CPUC limitou o valor da CTC, na medida em que estabeleceu que, caso a taxa elevasse a tarifa final varejista de eletricidade a um nível superior ao praticado em janeiro de 1996, então a CTC seria reduzida ou mesmo eliminada, a fim de restringir aumentos na tarifa final varejista (JOSKOW, 2006).

Por sua vez, os *rate reduction bonds* (RBB) consistiam na possibilidade das *utilities* “securitizarem” uma fração de seus custos afundados através da emissão de títulos cujo pagamento dos juros e amortizações era garantido pelo estado, via inclusão de taxas referentes aos custos afundados nos custos de distribuição a serem recuperados pelas *utilities*. Essencialmente, a securitização foi projetada para reduzir o custo de capital e os impostos sobre o rendimento das *utilities*,

da eletricidade ($C_g - P_{cg}$) representa o diferencial de preço de geração, e o potencial custo irrecuperável que as *utilities* passariam a incorrer quando expostas a competição.

associados à presença de custos afundados. Grosso modo, tratava-se de um instrumento financeiro de securitização do fluxo de caixa gerado pela cobrança da CTC aos consumidores (BLAKE, 2003). Assim, os RRBs seriam reembolsados tão logo os custos irrecuperáveis tivessem sido cobertos e a CTC fosse extinta. A aplicação dos RRBs, no entanto, faria com que uma parcela significativa da redução tarifária sentida pelos consumidores fosse revertida posteriormente, após o período de transição (SWEENEY, 2006).

Paralelamente, a AB 1890 determinou a redução das tarifas de eletricidade aplicável aos consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais em 10% (em relação ao valor das tarifas em 10 de junho de 1996). Entretanto, a definição de um teto para a tarifa de eletricidade resultou na seguinte contradição: por um lado, a CTC foi definida de modo a permitir que o montante relativo aos custos irrecuperáveis das incumbentes (IOUs) fossem reavidos pelas mesmas durante o período de transição, de modo que a soma da tarifa de eletricidade e da CTC se equiparariam ao valor histórico recente do componente de eletricidade da tarifa de energia; por outro lado, foi imposto um teto para o valor da tarifa varejista, o que poderia conflitar com o objetivo anterior (STOKES, 2015).

O pressuposto assumido pelo regulador ao definir tal regra era de que, com a abertura do mercado atacadista de eletricidade e a exposição das IOUs à competição, os preços da eletricidade no mercado atacadista seguiriam uma trajetória descendente. Assim, no sentido de conciliar a aplicação de um teto à necessidade de garantir a ressarcimento dos custos irrecuperáveis das incumbentes, a diferença entre o custo da eletricidade (tarifa + CTC) e o teto da tarifa varejista, seria coberta através dos RRBs.

Mediante essas condições, apesar da liberalização do mercado varejista, o objetivo de ampliar a competição não foi atingido. Um dos motivos principais consiste no fato das novas entrantes não terem sido capazes de competir com as IOUs em termos de preço, posto que sobre ao valor da eletricidade que vendiam ainda era acrescida a CTC. Soma-se a isto o fato de que as IOUs passaram a vender eletricidade a uma tarifa 10% menor do que era praticado anteriormente. Portanto, apesar da reforma, a competição no mercado varejista continuou sendo muito limitada¹⁷.

17 O único segmento em que um nível considerável de competição varejista foi atingido foi o de grandes consumidores industriais e comerciais, cujos contratos firmados com

No que diz respeito ao desempenho do mercado atacadista, ao contrário do que era esperado pelo regulador, os preços no mercado atacadista de eletricidade apresentaram trajetória ascendente após a instituição da AB 1890. Dados indicam que entre o segundo semestre de 1999 e o segundo semestre de 2000 houve um aumento de 500%. Por outro lado, por volta de março de 2000, as IOUs haviam alienado aproximadamente 60% dos seus ativos de geração. A venda dos ativos, por um lado, indicou que os incentivos à alienação dos ativos de geração haviam sido bem sucedidos, mas por outro revelou-se um problema, já que a eletricidade que deixou de ser gerada em ativos próprios passou a ser adquirida através de um mercado *spot* com elevada volatilidade (SWEENEY, 2006). Assim, o processo de alienação associado ao congelamento das tarifas varejistas de eletricidade e ao aumento exponencial dos preços da eletricidade no mercado atacadista resultou no seguinte cenário: as IOUs compravam eletricidade no mercado atacadista a um preço maior do que eram autorizadas a revender essa mesma eletricidade no mercado varejista (JOSKOW, 2001). No outono de 2000, as *utilities* vendiam eletricidade aos seus consumidores a um preço médio de US\$ 65/MWh¹⁸, enquanto o preço atacadista pago por aproximadamente metade da eletricidade fornecida variava entre US\$ 100/MWh e US\$150/MWh. Por sua vez, a geração própria a partir de plantas hidroelétricas e nucleares correspondia a apenas 30% da eletricidade que era comercializada pelas IOUs¹⁹.

Observa-se assim que a crise elétrica associada à explosão dos preços da eletricidade nos mercados atacadistas, portanto, somou-se uma crise financeira que afetou as IOUs, e resultou essencialmente da rigidez dos preços da eletricidade no mercado varejista promovida pela regulação estadual (SWEENEY, 2006). Os primeiros sinais da crise financeira apareceram em maio de 2000 e culminaram, em junho de 2001, na insolvência da PG&E e da SCE²⁰, que deixaram de

geradores independentes representavam a única parcela significativa de eletricidade que não era comercializada pelas IOUs (STOKES, 2015).

18 A este valor, devem ser somados somados a US\$ 60/MWh referentes aos custos de transmissão, distribuição e outros custos associados à entrega da eletricidade ao consumidor final.

19 A eletricidade restante era obtida a partir das QFs, à preços também elevados (SWEENEY, 2006).

20 A SDG&E, já em 1999, havia recolhido através da CTC um montante suficiente para cobrir seus custos afundados, de modo que deixou de estar sujeita ao teto aplicado à tarifa final varejista durante o período de transição. Isto posto, tal como definido através da AB1890, a CPUC passou a autorizar que a SDG&E repassasse aumentos do preço da eletricidade no mercado atacadista à tarifa final varejista (SWEENEY, 2006).

pagar seus contratos de compra de eletricidade e outras obrigações financeiras. Nos primeiros meses de 2001, os preços de curto prazo (*spot prices*), atingiram uma média de US\$ 300/MWh, o que representa um valor dez vezes maior que os preços verificados em 1998 e 1999 (JOSKOW, 2001). Dado que os problemas financeiros que atingiam a PG&E e a SCE tornaram-se de conhecimento público, os produtores independentes de energia progressivamente pararam de firmar contratos de venda de eletricidade com as empresas (JOSKOW, 2001).

Assim, antes que o processo de desregulamentação do setor elétrico chegasse ao fim, ocorreu uma crise de abastecimento, que culminou na quebra de diversas concessionárias de distribuição e esteve diretamente associada à cobrança de preços abusivos no mercado atacadista de energia²¹ e ao congelamento das tarifas varejistas de eletricidade. O auge da crise do setor elétrico, em 2001, foi marcado pelos diversos *blackouts* que assolaram o Estado. O mais severo deles ocorreu em 18 de janeiro de 2001, quando o CAISO cortou 1000 MW de carga, o que correspondeu a aproximadamente 3,2% da demanda de pico verificada no dia (SWEENEY, 2006). Os analistas apontam sete principais fatores econômicos e regulatórios que, associados, levaram ao crescimento exponencial dos preços atacadistas da eletricidade na Califórnia (SWEENEY, 2006; WEARE, 2003; JOSKOW, 2001):

- i. Déficit de capacidade de geração de eletricidade: a limitada oferta de capacidade de geração, cujos desdobramentos começaram a ser percebidos no verão de 2000, é apontada como a principal causa da crise. Dados indicam que entre 1998 e 2000 houve um aumento substancial da demanda impulsionada pelo crescimento da atividade econômica. A capacidade de geração, em contrapartida, permaneceu estagnada²². Conseqüentemente,

21 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, regulamentação deficiente, poder de mercado indevido de produtores independentes de energia, uma escassez global na geração de energia elétrica e as limitações e restrições elétricas de infraestrutura do sistema (WEARE, 2003).

22 Entre 1997 e 2000, as empresas de geração apresentaram pedidos para construir cerca de 15.000 MW de capacidade adicional de geração. Essas empresas, no entanto, haviam projetado que a entrada das novas plantas seria necessária apenas a partir de 2001, no sentido de atender a demanda prospectada. Assim, nenhuma adição de capacidade era esperada para 2000, e apenas 2.000 MW de novas plantas estavam programadas para entrar em operação no verão de 2001 (WEARE, 2003).

as reservas operacionais caíram de 12% para menos de 5% da capacidade. Essa conjuntura de fatores levou a inúmeros *blackouts*, que assolaram o Estado em 2001;

- ii. O poder de mercado exercido por geradores no mercado atacadista: a dimensão mais controversa da discussão acerca das causas da crise remete ao poder de mercado exercido por algumas geradoras. O mercado de geração da Califórnia era dominado por um pequeno número de produtores, o que os permitia adotar estratégias que elevassem artificialmente o preço da eletricidade no mercado. Dados indicam que os preços praticados no mercado durante, e também antes da crise superavam os custos marginais de geração.
- iii. Falhas regulatórias: o ambiente regulatório que seguiu a aprovação da AB 1890 também contribuiu para o cenário de restrição da oferta. Analistas indicam que a instabilidade regulatória e os gargalos e atrasos nos processos de análise e aprovação de novas plantas, levaram a atrasos na entrada de nova capacidade de geração. Outro fator que é apontado como possível causa da desaceleração dos investimentos em capacidade de geração consiste na dificuldade de obtenção de financiamento decorrente das então recentes restrições relacionadas à venda de eletricidade através de contratos de longo prazo. Assim, a limitação da capacidade de obtenção de financiamento, atrelada ao aumento do risco do investimento em novas plantas, podem ter afetado negativamente o nível de investimentos planejados;
- iv. Aumento da demanda nos estados vizinhos: historicamente a Califórnia contava com a importação de eletricidade de outros estados no sentido de atender cerca 20% da sua demanda. No verão de 2000, no entanto, a demanda nos demais estados do Oeste, que exportavam eletricidade para a Califórnia, cresceu substancialmente, em função do clima excepcionalmente quente nos meses de maio e junho e do forte crescimento econômico verificado, o que reduziu a disponibilidade de eletricidade importada no Estado;
- v. Condições conjunturais: a Califórnia e os estados do Oeste dos EUA enfrentaram, nos anos 2000 e 2001, condições climáticas desfavoráveis. Os invernos de 2000 e 2001 foram marcados pela hidrologia desfavorável, tanto no Oeste quanto, e principalmente, no Noroeste do país. Consequentemente, a disponibilidade da geração hidrelétrica foi bastante redu-

zida. Estimativas indicam que no verão de 2000, havia um déficit entre 8 e 12 GW em termos de geração hídrica disponível para importação na Califórnia, o que representava cerca de 20% da demanda verificada no Estado durante o verão;

- vi. Gargalos nos mercados relacionados: o mercado de eletricidade californiano era amplamente influenciado pelas condições do mercado de gás, dado que cerca de 38% da geração de eletricidade do Estado era baseada no gás natural. No ano de 2000, um inverno excepcionalmente rigoroso atingiu a costa Leste, o que levou a duplicação do preço do gás natural no Henry Hub²³. Adicionalmente, houve uma explosão em um dos gasodutos da El Paso Natural Gas (EPNG) em agosto do mesmo ano, o que levou ao fechamento temporário do gasoduto, o que restringiu a capacidade dos gasodutos da Califórnia em cerca de 15%, por um período de dez dias, e reduziu os fluxos de gás por quase um ano. Esse aumento significou a elevação dos custos de geração de eletricidade, de modo que impactou diretamente os preços no mercado atacadista;
- vii. Lacunas contidas na estrutura de mercado instituída pela AB 1890: argumenta-se que a relutância dos geradores em investir na expansão da capacidade instalada pode ter sido um reflexo da falha do mercado em produzir sinais suficientemente fortes acerca da necessidade de novos investimentos. Nos dois anos que seguiram a desregulamentação do mercado, o preço médio atacadista do MWh girou em torno de US\$ 30. Assim, caso os geradores pautassem seus planos de investimento unicamente nos sinais de preço, eles teriam pouco incentivo para investir em novos projetos, até que houvesse uma elevação dos preços, provocada pelo crescimento da demanda, por exemplo.

Dessa forma, é perceptível que a evolução pós-2001 do setor elétrico californiano é bastante influenciada pelas consequências desta crise (MACK, 2015; WEARE, 2003). Neste sentido, identifica-se a adoção de medidas com vistas a corrigir os efeitos de algumas medidas implementadas no processo de desregulamentação, especialmente o controle dos preços no mercado varejista e a forte dependência em relação ao mercado *spot* (SWEENEY, 2006).

23 Preço do gás natural no Henry Hub, estação localizada no estado de Louisiana. O Henry Hub é utilizado como preço de referência no mercado americano de gás natural.

Em fevereiro de 2001, através da AB 1X, o *California Department of Water Resource*²⁴ (CDWR) foi autorizado a comprar eletricidade, através de contratos de longo prazo, para revender para a PG&G e para a SCE (WEARE, 2003). Assim, a eletricidade necessária para que as IOUs atendessem seu mercado que excedesse o montante gerado em plantas próprias, somada à eletricidade adquirida através de contratos de longo prazo, deveria ser adquirida através do CDWR. Essa medida foi tomada principalmente porque com a crise de 2001 ambas as IOUs estavam impossibilitadas, em termos financeiros, de obter contratos de longo prazo com as geradoras independentes de eletricidade.

O fato de o Estado, na figura do CDWR, ter se tornado o principal comprador de eletricidade, alterou fundamentalmente a estrutura de mercado da Califórnia. O CDWR tinha a liberdade de adquirir a eletricidade necessária para atender as IOUs através de contratos bilaterais de longo prazo, caso optasse por tal arranjo (SWEENEY, 2006). Os custos incorridos pelo CDWR na compra de eletricidade seriam inicialmente cobertos pelo tesouro estadual, e posteriormente seriam repassados aos consumidores finais, através de sobretaxas nas tarifas de eletricidade. Assim, a compra de eletricidade deixou de ser realizada no âmbito do PX, de modo que a instituição deixou de dispor de fontes de receitas. Esse cenário levou o PX a abrir falência no mesmo ano. Como um dos efeitos desse arranjo, em junho de 2001 passou a vigorar o aumento do preço da eletricidade no mercado varejista em uma média de 40% (JOSKOW, 2001).

Outra medida, tomada no âmbito da FERC, foi a eliminação da obrigatoriedade de compra e venda de eletricidade, por parte das IOUs, exclusivamente através do mercado *spot*. Deste modo, as IOUs voltaram a poder utilizar a eletricidade gerada em ativos próprios diretamente (SWEENEY, 2006). A CPUC, por sua vez, determinou que pelo menos 90% da eletricidade necessária para atender a demanda projetada do mercado varejista deveria ser contratada com, pelo menos, um ano de antecedência (EIA, 2017).

Paralelamente, em 20 de setembro de 2001, a CPUC suspendeu a liberalização do mercado varejista, restabelecendo o papel das IOUs como únicas fornecedoras de eletricidade em suas respectivas áreas de atuação (MACK, 2015). Essa decisão refletiu, em parte, a necessidade de garantir que a energia contratada

²⁴ O DWR é uma instituição pública, parte da *California Natural Resources Agency*. O departamento é responsável pela gestão e regulação dos recursos hídricos no estado da Califórnia.

pelo estado (na figura da CDWR) através de contratos de longo prazo, fosse absorvida pelas IOUs mesmo depois que a crise terminasse. Em 21 de março de 2002, no entanto, a CPUC votou e aprovou uma decisão que abriu uma exceção à proibição dos contratos de acesso direto, de modo que os consumidores varejistas não-residenciais que optassem por firmar contratos de fornecimento de eletricidade com fornecedores de serviços elétricos (*Electric Service Providers* – ESPs²⁵) poderiam fazê-lo, mediante o pagamento de uma “taxa de saída” (*exit fee*) à *utility* local. Essa taxa seria calculada com base na participação do consumidor nos custos históricos (SWEENEY, 2006; EIA, 2017).

Para evitar uma nova crise, foram aprovados o *Assembly Bill 57* (AB 57, 2002) e o *Senate Bill 1976* (SB 1976, 2002).²⁶ Essas legislações autorizaram a CPUC a desenvolver um arcabouço regulatório de aquisição de eletricidade similar ao que já existia antes da tentativa de reestruturação do setor elétrico da Califórnia. Através da AB 57, foi determinado que a responsabilidade pela contratação de eletricidade, que em função da crise financeira havia sido transferida para o CDWR, fosse retomada pelas IOUs. A legislação também exigiu que a CPUC adotasse um Plano de Contratação de Longo Prazo (*Long Term Procurement Plan*), a fim de garantir disponibilidade suficiente de recursos ao longo do tempo. Também foram estabelecidas diretrizes para solicitações de contratação, recuperação de custos associados à compra de eletricidade e a integração de recursos renováveis ao planejamento de longo prazo (CPUC, 2016).

Cabe ponderar, ainda, que após as diversas reformas do setor elétrico da Califórnia, as três principais IOUs (Pacific Gas and Electric - PG&E, Southern California Edison – SEC, e San Diego Gas & Electric - SDG&E), apesar de ainda manterem o controle das atividades de rede e do mercado varejista, tiveram sua participação na geração de energia reduzida de forma considerável, posto que foram incentivadas a alienar seus ativos de geração à base de combus-

25 Um ESP consiste em uma entidade que não é parte integrante das IOUs e que fornece serviços elétricos aos consumidores que se encontram no território de atuação das *utilities*.

26 A AB57 foi implementada para responsabilizar as concessionárias pela garantia da estabilidade do sistema e do fornecimento de eletricidade aos consumidores da sua região. Isso representou uma volta ao funcionamento do sistema de antes da liberalização. Por sua vez, a SB 1976 iniciou uma análise pela CEC e CPUC, sobre a viabilidade de implementar tarifas dinâmicas de eletricidade como tempo real, *time-of-use*, etc. na Califórnia (CEC, 2002).

tíveis fósseis. Assim, atualmente, a geração de energia na Califórnia é uma atividade exercida predominantemente por produtores independentes de energia (STOKES, 2015). Neste contexto, ressalta-se o predomínio dos produtores independentes de eletricidade na oferta de energia elétrica da Califórnia. Como consequência, a eletricidade contratada correspondeu a 71% do custo total referente à geração incorrido pelas IOUs, enquanto a geração em plantas de propriedade das IOUs respondeu por 29% do montante total em 2015.

No que diz respeito à contratação de energia em tempo real no âmbito do CAISO, no sentido de promover o balanceamento entre oferta e demanda, destaca-se que houve uma redução significativa do volume de energia transacionado a partir da crise de 2001, posto que estratégias de arbitragem no âmbito do CAISO, sistematicamente adotadas pelas IOUs antes de 2001, passaram a ser penalizadas pela FERC²⁷ (SWEENEY, 2006).

Observa-se assim que o setor elétrico da Califórnia atualmente possui uma estrutura de mercado híbrida. Essa estrutura é definida como tendo mercados semi-competitivos atacadistas de energia elétrica (*day-ahead* e *real-time/spot market*) e contratos bilaterais. Em paralelo, existe um mercado de capacidade. Já no âmbito do mercado varejista, o fornecimento de energia continua a ser realizado predominantemente pelas tradicionais incumbentes (MACK, 2015).

Outra dimensão de extrema relevância para o escopo da análise do setor elétrico da Califórnia diz respeito ao modelo de regulação tarifária. Atualmente, as receitas requeridas no sentido de remunerar os ativos de geração, transmissão e distribuição são definidas nas revisões tarifárias da FERC (responsável por regular o segmento de transmissão) e da CPUC (que regula os segmentos de geração e distribuição)²⁸. Os custos ou requisitos de receitas das IOUs são divididos em três categorias principais: geração, transmissão e distribuição.

Para a definição das tarifas distribuição de eletricidade, a Califórnia utiliza uma regulação do tipo *revenue cap*, de acordo com a qual o processo de revisão

27 As contratações realizadas em tempo real que excedessem 5% da demanda programada, passaram a sofrer forte penalização

28 Cerca de 55% das receitas requeridas das IOUs são definidas nas revisões tarifárias realizadas pela FERC, que determina a receita requerida para o segmento de transmissão, e pela CPUC, que regula a receita requerida referente a distribuição e a geração própria (exceto combustíveis). Assim, 45% restantes correspondem a pass through de custos não gerenciáveis considerados razoáveis e, portanto, aprovados, pela CPUC (CPUC, 2016).

tarifária se dá a cada três anos e é baseado em um ano teste futuro (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 CPUC²⁹. Assim, a comissão estabelece uma receita requerida para o primeiro ano do período de aplicação das novas tarifas e fórmulas de ajuste para os anos seguintes (*attrition years*), até que se chegue à próxima revisão. Tendo sido definidas as receitas que a *utility* é autorizada a auferir ao longo do período regulatório – o que é tratado como *Revenue Requirement* – o mercado projetado é utilizado para calcular as tarifas finais de eletricidade. A receita requerida permanece a mesma, ainda que as empresas gastem mais ou menos que o montante autorizado pelo regulador. Como consequência, as distribuidoras são incentivadas a reduzir seus custos, no sentido de mantê-los abaixo do orçamento aprovado, na medida em que o saldo entre receita requerida autorizada e custos realizados é apropriado pelos acionistas como lucros extras.

As receitas de distribuição definidas nas revisões tarifárias normalmente são desagregadas em três categorias: operação e manutenção; depreciação; retorno sobre o capital. A Tabela 1.1 apresenta a decomposição das receitas de distribuição requeridas pelas IOUs (exceto pelas taxas), referentes ao ano de 2015.

Tabela 1.1: Receita de Distribuição Requerida pelas IOUs para o Ano de 2015 (US\$)

	PG&E	SCE	SDG&E
Operação e Manutenção	1.371.848	1.266.744	540.690
Depreciação	1.278.772	1.146.776	226.341
Retorno sobre o capital	974.879	1.132.546	217.247
Receita total de distribuição requerida (2015)	3.625.499	3.546.076	984.278

Fonte: CPUC (2016).

29 A receita requerida pelas IOUs referente ao segmento de transmissão é determinada pela FERC em processos de revisão que seguem um processo de definição das tarifas de transmissão (*Transmission Rate Cases*) com base em um ano teste, similar à metodologia aplicada pela CPUC no GRC. À CPUC, por sua vez, cabe autorizar a recuperação de totalidade dos custos aprovados pela FERC (CPUC, 2016).

A determinação da receita autorizada para cobrir os custos operacionais relativos aos ativos de distribuição das IOUs é realizada com base na revisão e determinação de um patamar de custos regulatórios, em detrimento da aplicação de critérios de eficiência propriamente ditos. O patamar de custos regulatórios aprovado, no entanto, não necessariamente converge com os custos reais da empresa (CPUC, 2016).

Por sua vez, os investimentos são remunerados através do retorno sobre o capital e da cota de depreciação. Enquanto a cota de depreciação considera a depreciação contábil, a remuneração dos investimentos é realizada através de uma taxa de retorno definida em processo de revisão tarifária que se dá separadamente, para cada empresa. Nesse processo, no que tange a remuneração dos ativos existentes, considera-se a base líquida, já a valoração dos ativos é realizada através de uma metodologia que considera os valores históricos, ou seja, os valores efetivamente investidos. A taxa de retorno real de cada IOU pode diferir da taxa regulatória definida pela CPUC (CPUC, 2016).

Qualquer discrepância entre receita requerida autorizada e a receita recolhida pelas *utilities* através das tarifas é capturada através de um instrumento de monitoramento denominado *balancing account*³⁰. Com base nas *balancing accounts* é realizada anualmente a reconciliação *ex-post* entre receita requerida e receita realizada, através da aplicação do mecanismo de *revenue-cap decoupling* (RAP, 2016).

O *revenue-cap decoupling* consiste uma forma de blindar as *utilities* contra o risco de mercado, garantindo que quaisquer flutuações positivas ou negativas da receita realizada em relação à receita permitida definida pela CPUC, em função de variações de mercado, sejam reembolsadas aos consumidores, mediante reduções das tarifas, caso a receita verificada seja superior à receita permitida, ou recuperada pelas distribuidoras, em casos de subarrecadação de receitas, através de aumentos tarifários (CENTER FOR CLIMATE AND ENERGY SOLUTIONS, 2016; CPUC, 2016).

30 As rubricas contempladas pelas *balancing accounts* podem variar de acordo com a *utility*. No caso da PG&E, por exemplo, consistem em: Distribution Revenue Adjustment Mechanism, Public Purpose Program Revenue Adjustment, Nuclear Decommissioning Adjustment Mechanism, Utility Generation Balancing Account e Regulatory Asset Revenue Adjustment Mechanism.

Assim, a regulação do setor de distribuição da Califórnia combina mecanismos de incentivo ao cumprimento, ou mesmo superação, das metas estabelecidas em termos de ganhos de eficiência, assim como um programa de *decoupling* que assegura que a receita permitida das *utilities* não seja afetada por possíveis variações de mercado, sejam decorrentes de reduções do consumo associadas à implementação de programas de eficiência energética, ou mesmo em função de quedas do nível de consumo em resposta à instalação de sistemas de micro geração distribuída.

Box 1.1: Abordagem histórica do mecanismo de Decoupling na Califórnia

O *decoupling* foi implementado pela primeira vez na Califórnia em 1982 pela PG&E e era então denominado *Electric Rate Adjustment Mechanism* (ERAM). O mecanismo era aplicado a todas as classes de consumo, e objetivava eliminar o desincentivo a implementação de programas de eficiência energética pelas distribuidoras decorrente do fato de suas receitas serem diretamente dependentes do volume de eletricidade vendido. Através da medida, garantiu-se o desacoplamento da receita em relação ao volume, de modo a garantir que as distribuidoras não fossem penalizadas por reduções de consumo decorrentes de ganhos de eficiência energética. De 1982 em diante o mecanismo progressivamente passou a ser empregado pelas duas outras principais IOUs atuantes no Estado (SDG&E e SCE). Em 1996, devido a reestruturação do setor elétrico californiano o *decoupling* foi suspenso, na medida em que conflitava com o congelamento das tarifas definido no processo de desregulamentação (MIGDEN-OSTRANDER, 2014). Apenas em 2001, quando o setor voltou a ser regulamentado, através da *Assembly Bill 29X*, a aplicação do *decoupling* foi retomada na Califórnia (MCCARTHY, 2009).

É importante destacar que apesar do *decoupling* californiano ser um mecanismo vigente a nível estadual, a forma como é operacionalizado pode variar de acordo com a *utility*, na medida em que no processo de implementação do mecanismo foi atribuída às *utilities* a função de formular e propor as diretrizes que pautaram sua aplicação. A nível de generalização, o mecanismo abrange os custos fixos dos segmentos de distribuição em todas as IOUs (PG&E, SCE,

SDG&E). O mecanismo requer que as empresas registrem as diferenças entre a receita atual e a receita permitida, através das *balancing accounts*. Caso essa conta registre receita superior ao valor aprovado pela CPUC, é aprovada uma redução da tarifa a ser aplicada no ano seguinte, considerando o mercado projetado, no sentido de reembolsar os consumidores. Caso o balanço verificado seja negativo, ocorre a situação inversa: a tarifa do ano seguinte passa por um aumento, de modo que a *utility* seja compensada pela perda de receita (MCCARTHY, 2009).

A título de ilustração, os mecanismos de *decoupling* tal como adotado pela PG&E será descrito a seguir, no Box 1.2.

Box 1.2: O mecanismo de *decoupling* aplicado pela Pacific Gas and Electricity

O mecanismo de *decoupling* aplicado pela PG&E garante a reconciliação anual entre receita requerida e receita realizada. A receita permitida é definida durante o *rate case*, realizado a cada três anos, com base em um ano teste prospectivo. É importante destacar que todas as áreas funcionais de operação da empresa são sujeitas ao mecanismo de *decoupling*, que é aplicado separadamente a cada uma delas. Assim, a *utility* fica imune tanto aos riscos de mercado associados à atividade de distribuição, quanto ao risco referente à geração de eletricidade.

Anualmente um *attrition case* dimensiona os custos incorridos pela empresa, ajustando à receita requerida do ano-teste. Em seguida, a receita realizada é verificada através das *balancing accounts*, de modo que superávits (ou déficits) nessas contas são reembolsadas ou recolhidas dos consumidores através de ajustes na tarifa vigente no ano seguinte. Essa metodologia é aplicada a todas as classes de consumos atendidas pela PG&E, de modo que a reconciliação anual se dá a nível do sistema.

De acordo com a PG&E, apenas 6% da sua receita associada ao setor elétrico são expostos ao risco de mercado, o que decorre do fato do mecanismo não se aplicar à compra de energia (*energy procurement costs*) e nem mesmo a receita associada aos ativos de transmissão regulados pela FERC (MIGDEN-OSTRANDER, 2014).

Um fator relevante no escopo desta análise diz respeito à definição da receita de geração. O repasse destes custos é autorizado através do *Energy Resource Recovery Account* (ERRA), mecanismo através do qual a CPUC analisa a razoabilidade da projeção de compra de eletricidade e de combustíveis de cada *utility*. Caso a projeção seja considerada razoável, estes custos, que são considerados como não gerenciáveis, são repassados diretamente para as tarifas, de modo que não incide nenhum lucro ou *mark-up* (CPUC, 2016).

As tarifas de eletricidade aplicadas ao segmento residencial no estado da Califórnia consistem em tarifas monômias, baseadas no consumo de eletricidade (US\$/kWh), ou seja, se tratam de tarifas volumétricas. Mais especificamente, o estado conta com uma estrutura de *tiers*, em que as tarifas são escalonadas de acordo com a faixa de consumo. Historicamente, a estrutura contava com quatro faixas de consumo, de modo que o valor do kWh é diferente para cada *tier*, aumentando no sentido do primeiro para o quarto. Assim, quão mais alto for o nível de consumo, maior o preço da eletricidade, o que confere um caráter progressivo à tarifa. 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 e 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 Califórnia, foram realizadas algumas 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.

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 1.2 demonstra esse sistema para o exemplo da PG&E, apresentando a tarifa válida para os consumidores residenciais de cada um dos *tiers* para o período de janeiro a fevereiro de 2015.

Tabela 1.2: Tarifas Residenciais para Diferentes Patamares de Consumo da PG&E (US\$/kWh) - (Janeiro a Fevereiro de 2015)

<i>Tiers</i>	Tarifa
Uso de linha de base	0,16170
101% - 130%	0,18491
131% - 200%	0,27322
Mais que 200%	0,33322

Fonte: PG&E (2015).

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

Em julho de 2015, através da aprovação da decisão D. 15-07-001, foi definida a reforma das tarifas residenciais, com a decisão de reformar o sistema *four-tier* para um baseado em duas categorias, *two-tier*. Cabe destacar que a diferença no valor das tarifas aplicada aos *tiers* deve ser de, no máximo, 25% (LATHAM & WATKINS, 2016). Essa convergência entre diferentes *tiers* deve acontecer gradualmente nos próximos anos. Adicionalmente, uma taxa para consumidores que demandam elevado volume de eletricidade (superior ao dobro do consumo médio residencial) será implementada a partir de 2017, denominada *super-user electric surcharge* (CPUC, 2016). Estima-se que essa taxa afetará menos de 10% dos consumidores residenciais (CEPA e TNEI, 2017). Por fim, a reforma determinou a aplicação de tarifas do tipo *time-of-use* a todos

os consumidores residenciais (inclusive os que não possuem sistemas fotovoltaicos), partir de 1 de janeiro de 2019 (LATHAM & WATKINS, 2016).

Como mencionado anteriormente, a distribuição de eletricidade na Califórnia encontra-se majoritariamente a cargo das IOUs, que atendem cerca de 63% da demanda (o que inclui a demanda dos setores residencial, comercial, industrial e de transporte) do Estado. A Figura 1.1 apresenta a área atendida por cada *utility*. Cabe destacar que embora a PG&E, a SCE e a SDG&E sejam as *utilities* de eletricidade de maior relevância, há pequenas áreas que são atendidas por IOUs de menor porte, *utilites* públicas, cooperativas rurais e agregadores comunitários (*Community Choice Aggregators*) (CPUC, 2017).

Figura 1.1 Califórnia – Área de atuação das utilities



Fonte: CEC (2017)

Abreviações utilizadas no mapa	
IID	Imperial Irrigation District
LADWP	Los Angeles Dept. of Water and Power
MID	Modesto Irrigation District
PG&E	Pacific Gas and Electricity
SCE	Southern California Edison
SDG&E	San Diego Gas & Electricity
SMUD	Sacramento Municipal Utility District
SPP	Sierra-Pacific Power
PG&E	Pacific Gas and Electricity

Em termos de mercado varejista, nota-se que a Califórnia contava com aproximadamente 15,3 milhões de consumidores em 2016, incluindo consumidores dos segmentos residencial, comercial, industrial e de transporte. Deste total, 14,8 milhões de consumidores foram atendidos por empresas do tipo *Full-Service Providers*, ou seja, empresas que fornecem serviços de eletricidade integrados, como a venda e a distribuição de energia elétrica, por exemplo. A Tabela 1.3 abaixo apresenta o número de consumidores por segmento, e também por tipo de fornecedor de eletricidade no ano de 2016.

Tabela 1.3: Número de consumidores varejistas por segmento e por tipo de fornecedor na Califórnia (2016)

Segmento	Total de Consumidores	Consumidores atendidos por <i>Full Service Providers</i>	Consumidores atendidos por <i>Energy-only Providers</i>
Residencial	13.445.133	13.080.674	364.459
Comercial	1.692.326	1.600.111	92.215
Industrial	148.549	147.570	979
Transporte ³¹	15	14	1
Total	15.286.023	14.828.369	457.654

Fonte: EIA (2017)

31 O setor de transportes inclui trilhos eletrificados e diversos outros sistemas de transporte urbanos (tal como automated guideway, trolley, and cable), que utilizam a eletricidade como principal fonte energia propulsora.

Analisando a evolução histórica do montante de eletricidade comercializado na Califórnia, apresentada na Tabela 1.4, verifica-se um comportamento bastante estável no período considerado. Em 2005, o setor residencial consumiu 85.610 GWh, o comercial 117.551 GWh e o industrial 50.242 GWh. O setor de transporte, por sua vez, foi responsável pelo consumo de 846 GWh de eletricidade. Já em 2016 foi comercializado no Estado um montante total de eletricidade que praticamente se igualou ao nível de 2005, porém com uma alocação entre os segmentos de consumo levemente distinta. Neste sentido, o consumo residencial foi de 88.400 GWh, comercial de 115.361 GWh, industrial de 49.894 GWh e transporte de 781 GWh.

Tabela 1.4: Evolução da eletricidade comercializada na Califórnia por segmento de mercado (2005 – 2016)

Eletricidade Comercializada (GWh)	Ano							
	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Residencial	85.610	87.257	88.398	90.110	89.242	89.361	89.386	88.400
Comercial	117.551	121.152	122.781	121.792	116.858	119.494	118.384	115.361
Industrial	50.242	49.301	49.936	49.936	54.397	52.898	52.562	49.894
Transporte	846	821	827	685	836	832	838	781
Total	254.249	258.531	261.942	262.523	261.333	262.585	261.170	254.436

Fonte: EIA (2017).

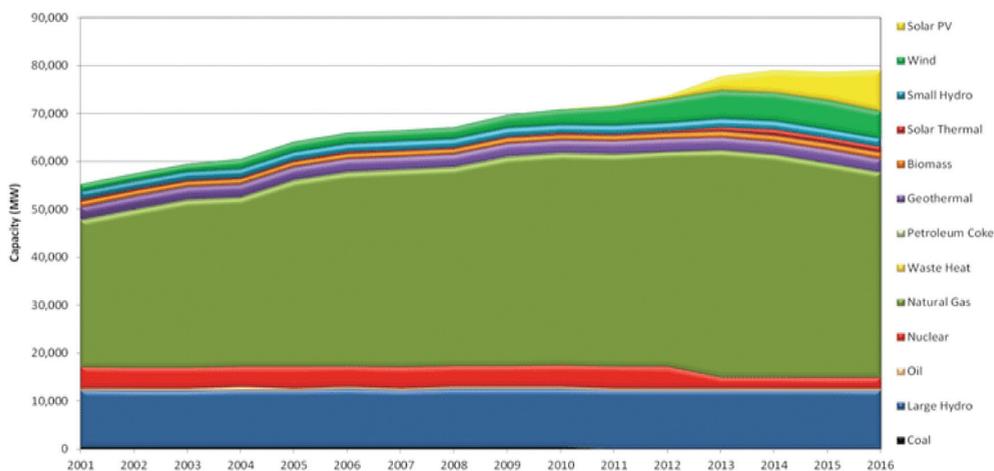
A estabilidade da demanda na Califórnia reflete os esforços empreendidos no estado no sentido de aumentar os níveis de eficiência energética, associados às inúmeras políticas de incentivo a tecnologias alternativas de geração de eletricidade. Como resultados, o estado apresenta um dos menores níveis de consumo *per capita* no segmento residencial do país, ficando atrás apenas do Havaí.

Atualmente, o sistema elétrico da Califórnia conta com aproximadamente 79 GW de capacidade instalada de geração de eletricidade. As plantas de geração a gás natural são predominantes no Estado, respondendo por cerca de 54% da capacidade instalada, seguidas pelas plantas de geração hídrica de grande porte (15,5%) e os sistemas fotovoltaicos (11%). A Figura 1.2 mostra a evolução da capacidade de geração elétrica na Califórnia, entre 2001 e 2016. Em 2001 o Estado contava com uma capacidade total de 55,3 GW, e a geração

solar fotovoltaica tinha uma participação irrisória na matriz, na medida em que os sistemas fotovoltaicos instalados somavam apenas 2 MW de capacidade.

Uma das tendências marcantes do período analisado é o crescimento exponencial da capacidade de geração fotovoltaica, que respondeu por 36,4% de todo o acréscimo de capacidade no período, tendo atingido um total de 8,6 GW³² instalados em 2016. A capacidade de geração eólica também deu um salto no período, passando de 1,5 GW em 2001 para 5,6 GW em 2016, o que representou 17,4% do aumento da capacidade total instalada. Outra tendência relevante é a redução da participação da capacidade nuclear a partir de 2013³³, quando o início do processo de descomissionamento das nucleares levou a uma redução de cerca de 2 GW da capacidade nuclear instalada no Estado.

Figura 1.2 Evolução da Capacidade de Geração Instalada na Califórnia por Tipo de Combustível (2001 – 2016)



Fonte: CEC (2017a).

32 Esse montante não inclui as plantas de geração fotovoltaica de pequeno porte. Os dados utilizados foram obtidos a partir da California Energy Commission, que utiliza as informações fornecidas pelos proprietários das plantas de geração. De acordo com a regulação da CEC (CEC – 1304) sistemas com capacidade instalada menor que 1 MW não são obrigados a reportar tais dados à Comissão, que, portanto, não os considera no balanço apresentado (CEC, 2017a).

33 Em meados de 2013, os reatores 2 e 3 da planta nuclear de San Onofre, pertencente a SCE, foram permanentemente desativados (EIA, 2017a)

Em termos de geração, a produção foi de 198,3 TWh em 2016³⁴. A geração renovável eólica e solar continuou a crescer em 2016, acompanhada por expressivo aumento da geração hidrelétrica, após quatro anos de condições hidrológicas desfavoráveis. A geração solar térmica e solar fotovoltaica, somadas, passaram de 15,479 TWh em 2015 para 19,822 TWh em 2016, o que representa um aumento de 28%. De modo geral, a geração a partir de fontes renováveis respondeu por 27,9% da eletricidade gerada no Estado, o que representa um aumento de 3,3% em relação à geração verificada em 2015 (CEC, 2017a). A evolução da geração de eletricidade no estado entre 2012 e 2016 é apresentada na Tabela 1.5.

Tabela 1.5. Evolução da Geração de Eletricidade por fonte de energia primária na Califórnia 2012 – 2016 (GWh)³⁵

Fonte de energia primária	2012		2013		2014		2015		2016	
	GWh	%								
Carvão	1.263	0,63	824	0,41	802	0,40	311	0,16%	324	0,16
Óleo	48	0,02	38	0,02	45	0,02	54	0,03%	37	0,02
Gás Natural	121.711	60,99	120.864	60,56	121.821	61,10	117.520	59,71	98.831	49,86
Geotérmica	12.733	6,38	12.479	6,25	12.186	6,11	11.994	6,09	11.582	5,84
Usinas										
Hídricas	27.460	13,76	24.097	12,08	16.476	8,26	13.992	7,11	28.977	14,62
Biomassa	6.201	3,11	6.550	3,28	6.776	3,40	6.362	3,23	5.868	2,96
Solar										
Fotovoltaica	1.018	0,51	3.775	1,89	9.102	4,57	13.035	6,62	17.235	8,69
Solar										
Térmica	867	0,43	686	0,34	1.624	0,81	2.446	1,24	2.548	1,29
Eólica	9.242	4,63	11.964	6,00	13.074	6,56	12.176	6,19	13.500	6,81
Nuclear	18.491	9,27	17.860	8,95	17.027	8,54	18.525	9,41	18.931	9,55
Outras	540	0,27	424	0,21	433	0,22	404	0,21	394	0,20
Total geração	199.574		199.561		199.366		196.819		198.227	

Fonte: CEC (2017a).

³⁴ Assim como no caso da capacidade instalada, os dados de produção de eletricidade apresentados não incluem a eletricidade gerada em plantas com capacidade instalada inferior a 1 MW.

³⁵ A importação de eletricidade de outros estados correspondeu a aproximadamente 32% da oferta total de eletricidade na Califórnia, sendo que, dos 92,341 TWh importados em 2016, 42,378 TWh foram provenientes dos estados do noroeste dos EUA e 49,963 TWh do sudoeste do país (CEC, 2017b).

Como em diversas regiões em que houve um forte investimento em fontes renováveis, a motivação inicial para este apoio se concentrava em responder a problemas ambientais e de segurança energética. Os primeiros avanços na difusão de tecnologias renováveis se deram na década de 1970, com a aprovação do *Public Utility Regulatory Act* (Lei PURPA), que promoveu avanços em termos de expansão da capacidade renovável instalada na Califórnia. Paralelamente, houve a crescente percepção da população acerca dos efeitos negativos dos gases de efeito estufa sobre o meio ambiente. Neste cenário, as tecnologias de geração renovável foram identificadas como uma solução, não somente para mitigar impactos ambientais, como também para a diminuição da dependência do petróleo devido à diversificação da matriz. Desde então, verifica-se a presença de mecanismos de incentivo a fontes alternativas e renováveis, os quais possibilitaram que já na década de 1980 o setor elétrico da Califórnia tivesse a presença de geração eólica, de usinas a biomassa e projetos de geotermia.

Posteriormente, a partir da colaboração entre diversos órgãos institucionais³⁶, foi elaborado o *Energy Action Plan* em 2003 com vistas a construir uma abordagem unificada, voltada a assegurar a oferta de gás natural e eletricidade adequada, confiável e a preços razoáveis no Estado (CPUC, 2016). Em síntese, foi elaborado um plano de forma conjunta, estabelecendo uma “*loading order*”, que definia critérios para o atendimento da demanda no estado (MACK, 2015).

A “*loading order*” estabeleceu que o estado deveria investir, por ordem de prioridade, em medidas de eficiência energética e “*demand response*”, que foram consideradas as alternativas mais adequadas para minimizar o crescimento da demanda por energia elétrica e gás natural no Estado, seguidas por investimentos em energias renováveis e geração distribuída³⁷. Reconhecendo que as alternativas anteriores demandariam tempo e um nível adequado de investimentos para atingirem escala, o plano incluiu uma terceira categoria, que incluía

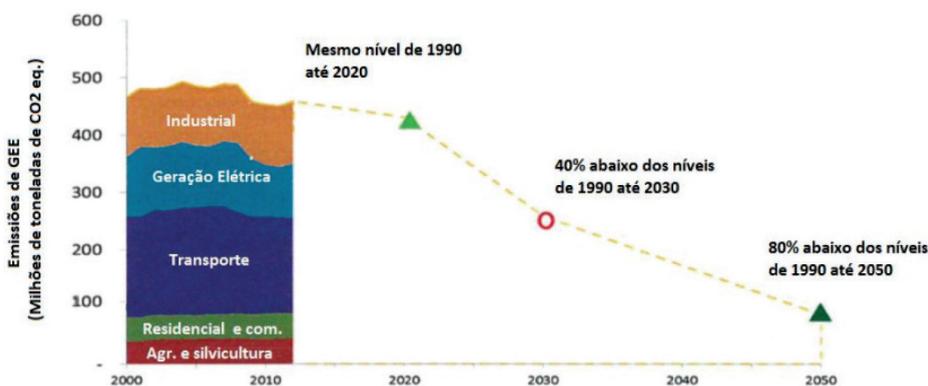
36 A CEC, a CPUC e a recém-criada *California Power Authority* (CPA).

37 O plano tratou, ainda, de diversas outras questões de política energética, como a adoção de uma reserva de planejamento de energia elétrica, a exigência de que as IOUs elétricas adquiram capacidade de geração elétrica adequada (conhecido como *resource adequacy*). Uma reserva de planejamento de energia elétrica é uma reserva marginal da eletricidade acima do pico de demanda de energia elétrica prevista anual dentro de um determinado sistema elétrico. A CPUC determinou que esta reserva deve ser de 15% (CPUC, 2004).

investimentos adicionais em geração convencional limpa e na infraestrutura das redes de transmissão e distribuição (STATE OF CALIFORNIA, 2008).

Através das políticas de incentivo às fontes renováveis de geração de eletricidade, o estado da Califórnia vem apostando em metas ambiciosas para redução da emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE), conforme mostra a Figura 1.3.

Figura 1.3: Trajetória esperada da meta de redução de GEE do estado da Califórnia



Fonte: Adaptado de PG&E (2016)

Em 2006, através da aprovação da Senate Bill 1368, a CPUC implementou o *Greenhouse Gas Emissions Performance Standard*, através do qual foi estabelecido um padrão de desempenho de emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE), em um esforço para mitigar as mudanças climáticas. Pioneira quando criada, esta medida determina que todos os novos investimentos³⁸ em geração de eletricidade sejam realizados em plantas de geração que apresentem um nível de emissões que seja, no máximo, equivalente ao de uma usina a ciclo combinado, o que equivale a um teto de emissões de aproximadamente 499 kgs de CO₂ por MWh (CPUC, 2018).

Em 2011, o governador Jerry Brown estabeleceu o objetivo geral de adicionar 20 mil MW de geração renovável na Califórnia até 2020, composto por 8 mil MW de geração renovável centralizada e 12 mil MW de geração

³⁸ Os novos investimentos podem assumir a forma de investimentos em novas centrais de geração, novos contratos (ou contratos renovados) com duração igual ou superior a cinco anos, ou mesmo de grandes investimentos em plantas de geração existentes (CPUC, 2017).

renovável distribuída. Segundo CEC (2017), o objetivo relacionado à geração centralizada foi alcançado. Já no que diz respeito à geração distribuída, ao final de outubro de 2016 quase 9.400 MW já estavam em operação, além de outros 900 MW instalados e aguardando o início da operação.

Finalmente, em outubro de 2013 a CPUC estabeleceu o objetivo de que até 2020 as *utilities* e produtores independentes de eletricidade, instalem 1.325 MW de estocagem de eletricidade.

1.2 Políticas de Incentivos à Micro e a Mini Geração Solar Fotovoltaica

1.2.1. *Renewable Portfolio Standard*

Com base no que fora relatado ao longo seção anterior, é possível afirmar que a Califórnia é caracterizada por uma postura vanguardista no escopo das fontes renováveis de energia. Nesse contexto, ressalta-se que a reforma do setor elétrico implementada em 1996 contempla algumas iniciativas de incentivos às fontes renováveis, como o *Renewable Energy Program*, que tinha o intuito de promover investimentos na ordem de US\$ 540 milhões em projetos de fontes renováveis entre 1998-2001³⁹ (SAWIN, 2001; TAYLOR et al., 2007; WISER et al., 1998).

Destaca-se que a crise energética de 2000-2001 abriu o caminho para uma reforma crucial para a difusão de tecnologias de energia renovável. Enquanto vários ajustes foram feitos no arcabouço regulatório do setor elétrico do estado, a adoção de um padrão de portfólio renovável através do RPS foi uma das mais impactantes. Em 2002, o *Senate Bill* 1078 (SB 1078) foi promulgado e estabeleceu o RPS californiano (SB 1078, 2002). A legislação exige que as concessionárias atendam 20% do seu mercado a partir de fontes renováveis, aumentando esta participação em pelo menos 1 p.p. a cada ano (SB 1078, 2002).

A intenção da legislatura de estabelecer a RPS foi aumentar os benefícios da diversidade, confiabilidade, de saúde pública e ambiental do fornecimento

39 De acordo com as diretrizes do programa, 45% dos recursos seriam investidos em projetos já existentes, 30% em novos projetos, 15% iria para projetos de educação do consumidor e geração distribuída e 10% seria investido em novas tecnologias.

de energia elétrica do estado (SB 1078, 2002). Em 2006, a RPS foi alterado pelo *Senate Bill* 107 (SB 107) determinando que os IOUs elétricos deveriam atingir a sua meta de 20 por cento até 2010 (CEC, 2014). Posteriormente, estabeleceu a meta de 33% em 2020, através do *Senate Bill* X1-2, de 2011, e em outubro de 2015, com a assinatura do *Senate Bill* 350, foi estabelecida a meta de 50% de fontes renováveis em 2030.

1.2.2. Business Energy Investment Credit

Em paralelo, cabe enfatizar a importância do *Business Energy Investment Tax Credit* (ITC), que consiste em uma forma de crédito fiscal corporativo estabelecido a nível federal e concedido a sistemas de geração solar, eólicas de pequeno porte⁴⁰, geotérmica, microturbinas⁴¹, célula combustível⁴² e produção combinada de calor e eletricidade (CHP). O desconto válido para os sistemas de geração solar é de 30%⁴³.

Desde sua criação o ITC passou por diversas alterações, sendo a mais recente delas realizada em dezembro de 2015. Basicamente, através do *Consolidated Appropriations Act*, optou-se pela prorrogação do ITC sujeito a algumas alterações, destacando-se a implementação de um sistema de redução progressiva do incentivo a partir de 2020⁴⁴. As taxas definidas para cada tecnologia são encontradas na Tabela 1.6.

40 As turbinas eólicas elegíveis ao ITC devem possuir capacidade máxima instalada de 100 kW (ENERGY.GOV, 2016).

41 Microturbinas com capacidade de até 2 MW, que operem com o mínimo de 26% de eficiência na geração (ENERGY.GOV, 2016).

42 Sistemas de células combustível com capacidade mínima de 0,5 kW que geram com escala de eficiência a partir de 30% são elegíveis ao ITC (ENERGY.GOV, 2016).

43 Outro detalhe importante acerca do ITC é que para algumas tecnologias elegíveis, como a célula combustível e microturbinas, há um desconto máximo permitido. O desconto máximo permitido para célula combustível é de US\$1.500 por 0,5 kW de capacidade. Já para as microturbinas o crédito máximo corresponde a \$200 por kW de capacidade instalada (ENERGY.GOV, 2016).

44 A data de expiração do crédito para projetos eólicos e solares é baseada na data em que se inicia a construção do projeto. Já para as demais tecnologias, a base para esse cálculo é a data de entrada em operação do sistema.

Tabela 1.6: Condições do ITC

Tecnologia	2016	2018	2019	2020	2021	2022	Anos Posteriores
Aquecimento solar de água, condicionamento de ambiente solar, calor de processo solar	30%	30%	30%	26%	22%	10%	20%
Iluminação solar híbrida, células de combustível, pequenas eólicas	30%	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Bombas de calor geotérmico, microturbinas, sistemas híbridos de geração de eletricidade e calor	10%	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Eletricidade geotérmica	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Eólicas de larga escala	30%	24%	18%	12%	ND	ND	ND

Fonte: Energy.gov (2016)

1.2.4. Net Energy Metering

No escopo específico da geração distribuída, a promulgação da lei *Net Energy Metering* (NEM) em 1995 pode ser vista como um marco, sobretudo para difusão da fonte solar fotovoltaica (DEL CHIARO & GIBSON, 2006). Tal lei abriu a possibilidade para instalações de sistemas com capacidade de até 10 kW, os quais não deveriam representar mais que 0,1% da demanda de pico da concessionária⁴⁵. Dessa forma, esta diretriz criou um mercado potencial de 50 MW no momento de sua implementação (SAWIN, 2013).

Em 1998, ocorreram alterações na lei através da norma AB1755. Grosso modo, o programa foi estendido a pequenos consumidores comerciais e passou a ser aplicável a sistemas baseados em pequenas turbinas eólicas (TAYLOR et al., 2007). Já em 2001, AB1-29X aumentou o limite dos sistemas para 1 MW e

⁴⁵ 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.

habilitou grandes consumidores comerciais, e consumidores industriais e agrícolas a participarem do programa.

Uma nova revisão do programa ocorreu através do AB 327 em 2013. Foi instituído que as três grandes *utilities* atuantes na Califórnia devem disponibilizar o NEM para novos consumidores até 1 de julho de 2017, ou até o momento em que o teto de capacidade seja atingido, sendo esse teto equivalente a 5% da demanda de ponta de cada concessionária. A Tabela 1.7 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 1.7: Teto de Capacidade do NEM, em Março de 2016

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

Fonte: CPUC (2016)

No âmbito do NEM, os consumidores, ao injetarem energia na rede, geram créditos valorados pelo preço da eletricidade no mercado varejista, que são utilizados para compensar mensalmente a conta de eletricidade. Esses créditos são utilizados para abater os dispêndios oriundos do consumo de energia da rede. Ao final de 12 meses, os consumidores que tiverem excedente de geração podem receber um pagamento proporcional à quantidade de energia excedente. Esse 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, que variam de acordo com cada *utility*, estando entre US\$ 0,04 e US\$ 0,05 por kWh⁴⁶ (GO SOLAR CALIFORNIA, 2016; CPUC, 2016). Não obstante, existem três mecanismos de compensação alternativos (CPUC, 2016; GO SOLAR CALIFORNIA, 2016):

⁴⁶ 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).

- i. *Virtual Net Metering* (VNM): modalidade disponível para propriedades que contam com diversos inquilinos (e medidores de eletricidade individuais) sem requerer que o sistema fotovoltaico esteja fisicamente conectado ao medidor de cada inquilino. Através deste mecanismo, um único sistema fotovoltaico pode ser instalado na propriedade e os créditos de energia podem ser alocados aos inquilinos, de acordo com percentual previamente definido. É importante ressaltar que, para que possam receber os créditos sob o *Virtual Net Metering* os inquilinos devem estar localizados no mesmo ponto de entrega de eletricidade, que deve coincidir com o local em que o sistema fotovoltaico encontra-se instalado;
- ii. *NEM Aggregation* (NEMA)⁴⁷: permite que um prosumidor elegível agregue a carga de múltiplos medidores e que os créditos de energia sejam compartilhados entre todas as propriedades conectadas, adjacentes ou contíguas ao sistema de geração. Para que seja enquadrado no NEMA o prosumidor deve ser o único proprietário, arrendatário ou locatário das propriedades entre as quais os créditos serão rateados.
- iii. *Renewable Energy Self-Generation – Bill Credits Transfer* (RES-BCT): permite que governos locais e universidades compartilhem créditos de energia gerados a partir de um sistema instalado em uma propriedade do governo com outras unidades consumidoras, também governamentais. A elegibilidade a esse mecanismo é restrita a sistemas com capacidade instalada de até 5 MW e os créditos de energia são aplicados somente sobre a parcela de geração da tarifa varejista de eletricidade.

1.3 Resultados das Políticas de Incentivos

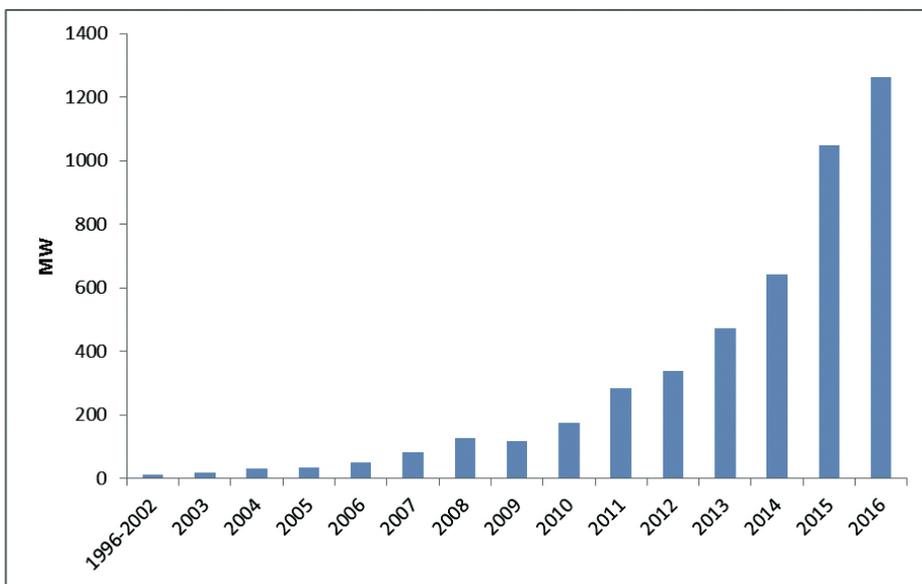
A Califórnia é o estado que lidera o processo de difusão da energia solar nos Estados Unidos (Franz, 2016). Em maio de 2017, o estado contava com 13,3 GW de capacidade fotovoltaica instalada, dos quais 4,5 GW eram referentes a sistemas de geração distribuída, e 8,8 GW consistiam em sistemas do tipo *utility scale* (EIA, 2017). Dados indicam que em dezembro de 2016, os sistemas fotovoltaicos residenciais instalados na Califórnia respondiam por uma ca-

⁴⁷ Em dezembro de 2016, 5% dos projetos cadastrados no NEM se enquadravam nesse mecanismo de compensação (CPUC, 2018).

pacidade total de cerca de 3 GW. Essa capacidade correspondia a um montante de 577.381 projetos residenciais (CEC, 2016).

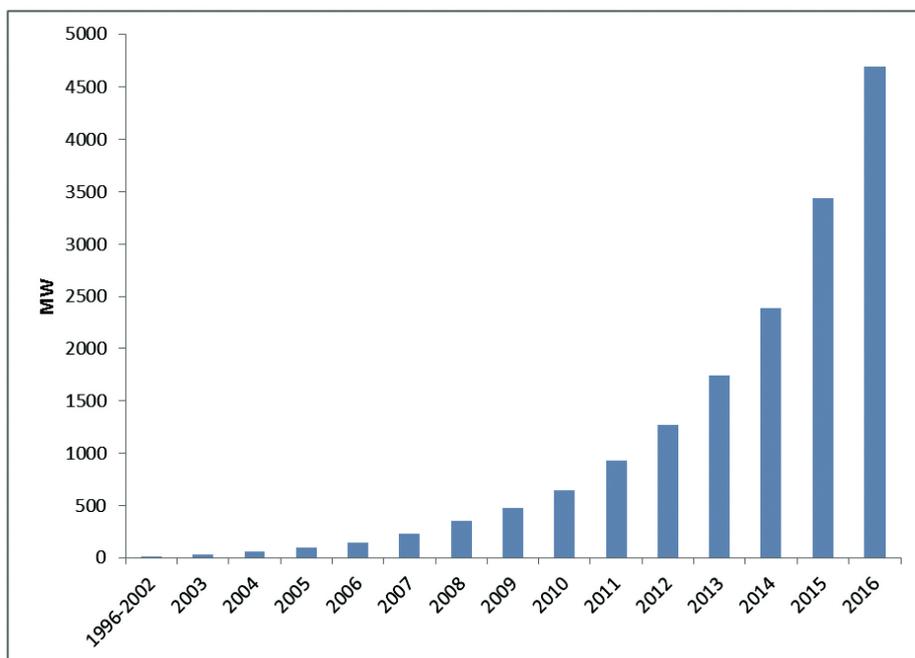
No que diz respeito à evolução anual da capacidade fotovoltaica instalada no âmbito do NEM, no ano de 2016 um total de 1.262 MW foram instalados no estado, dos quais 852 MW eram residenciais, 259 MW comerciais, 51 MW industriais e, por fim, a capacidade restante correspondia a sistemas instalados em instituições educacionais e em organizações sem fins lucrativos. A evolução da capacidade instalada anualmente sob o arcabouço do NEM pode ser observada na Figura 1.4. Por sua vez, a Figura 1.5 apresenta a potência acumulada.

Figura 1.4 Evolução da Capacidade Fotovoltaica Instalada Anualmente no NEM Californiano (MW)



Fonte: California Distributed Generation Statistics (2017)

Figura 1.5 Capacidade Fotovoltaica Acumulada no NEM



Fonte: California Distributed Generation Statistics (2017)

É importante destacar que, em termos de quantidade de projetos, os sistemas residenciais respondem por cerca de 97% do total de sistemas⁴⁸, já em termos da capacidade, a participação cai para aproximadamente 63% da capacidade fotovoltaica total instalada no estado.

Por fim, nos EUA, entre 2012 e 2014, o mercado residencial apresentou crescimento expressivo, com uma expansão anual de mais de 50%. Esse crescimento refletiu em uma taxa de participação dos sistemas fotovoltaicos residenciais de aproximadamente um terço de toda a energia solar gerada no país em 2014. Este dado é relevante, pois a Califórnia responde por aproximadamente metade de todos os sistemas fotovoltaicos residenciais instalados no país⁴⁹ (NC CLEAN ENERGY, 2015).

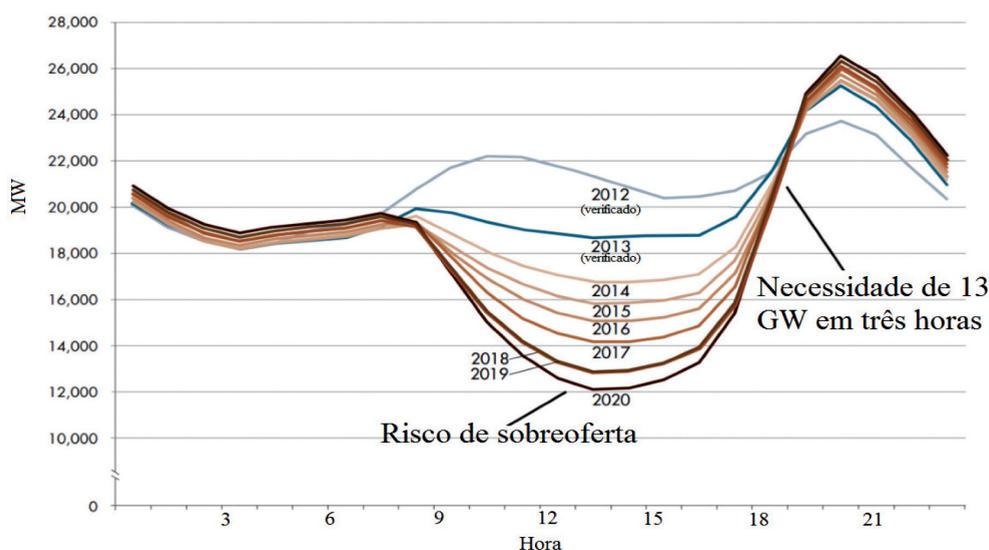
48 De acordo com IEA (2015), no que diz respeito aos mecanismos de financiamento oferecidos no sentido de estimular o desenvolvimento do mercado fotovoltaico, cerca de 60% das plantas residenciais instaladas sob o programa *Californian Solar Initiative*, foram financiadas através de modelos de financiamento por terceiros.

49 Dados da PG&E revelam que os sistemas fotovoltaicos instalados no território atendido pela empresa correspondem a aproximadamente 25% do total de instalações fotovoltaicas do tipo *rooftop* verificado em todo o país. A *utility* conta com mais de

1.4 Impactos da Difusão da Geração Solar Fotovoltaica e Mudanças em Curso

Em um sistema elétrico com elevadas participações de sistemas fotovoltaicos, as variações na curva de carga diária podem ser percebidas com maior amplitude. Esse fenômeno foi identificado pelo CAISO em 2013. Trata-se da queda acentuada da carga líquida (*ramp down*) que pode ocorrer em torno da metade do dia em função de uma grande parcela da carga ser atendida pela geração solar, sendo verificada uma necessidade de retomada abrupta ao fim da tarde (*ramp up*) para o atendimento da demanda de pico justamente no momento onde não pode se contar com geração solar fotovoltaica. A curva de carga líquida, originada da diferença entre a carga e a geração fotovoltaica horária teria o formato de um pato. A Figura 1.6 ilustra o fenômeno da “curva do pato” (CAISO, 2016).

Figura 1.6: Curva do Pato Projetada para o Dia 31 de Março em Diferentes Anos



Fonte: Adaptado de CAISO (2016)

275.000 consumidores com sistemas fotovoltaicos instalados, e conecta, mensalmente, cerca de 6.000 novos consumidores solares à rede. Refletindo estes números, entre 2010 e 2015, a capacidade fotovoltaica de pequeno porte no território da PG&E apresentou um crescimento anual acumulado de 34%, crescimento este que foi puxado, nos dois últimos anos do período considerado, pelo segmento residencial (PG&E, 2016).

Observa-se uma tendência de agravamento desta problemática, sendo estimada pela CAISO a necessidade uma rampa de aumento de carga de 13 GW em apenas três horas no ano de 2020. FOWLIE (2016) ressalta que já em 2016 a questão da curva do pato consistia em um desafio para a operação do sistema elétrico da Califórnia, tendo o trabalho identificado dois problemas decorrentes do fenômeno da curva do pato.

O primeiro deles é que a carga líquida reduzida na metade do dia resulta em um risco de geração excessiva de energia (*overgeneration risk*). O possível problema é que a carga líquida se reduza a um montante tal que o operador do sistema precise desligar usinas com baixa flexibilidade de operação. Além de deixar de fornecer energia por várias horas, a interrupção traz custos para a usina, como desgastes dos equipamentos. Outro desafio que a curva do pato traz é a rápida necessidade de retomada de carga conforme a produção solar vai diminuindo e o pico da carga vai se aproximando. Isso acontece, normalmente entre 17h e 20h. Essa retomada requer usinas flexíveis, que possam começar a gerar energia elétrica rapidamente e fontes de armazenamento, que permitam usar a energia armazenada enquanto um número maior de usinas entra em operação. Como ilustração, CAISO (2016), relata que o sistema já experimentou uma recuperação de, aproximadamente, 10,89 GW em um período de 3 horas no dia 1º de fevereiro de 2016 (CAISO, 2016).

Em função da curva do pato, a CAISO lista algumas medidas necessárias para que a difusão da geração solar fotovoltaica não seja conflitante com a garantia da segurança do suprimento: (i) incentivar a geração de energia por tecnologias mais flexíveis que sejam preparadas para ligar ou desligar máquinas rapidamente, de modo a permitir um rápido atendimento da carga e uma rápida entrada das fontes renováveis intermitentes; (ii) investimentos em tecnologias de armazenamento de energia elétrica, inclusive as hidrelétricas reversíveis (*pumped storage*); (iii) aumento da área de comercialização da CAISO, permitindo aumentar o número de comercializadores, facilitando tanto a compra quanto a venda de eletricidade; (iv): implantação de formas de tarifação mais sofisticadas como o *time-of-use*.

Concomitantemente, também constata-se que a difusão da geração fotovoltaica aumenta os requerimentos de reserva do sistema com vistas a regular a frequência da rede. Tradicionalmente, o sistema da Califórnia possui um

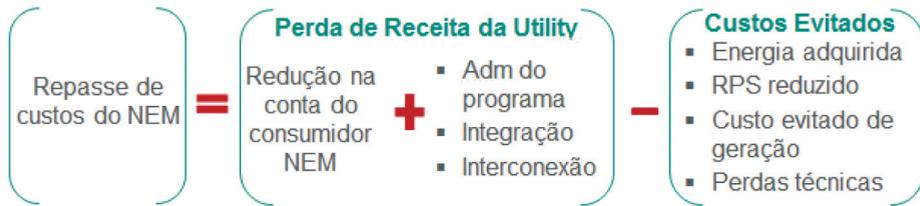
requerimento de reserva de 1% da demanda de pico. Para um nível de penetração de 20% de sistemas fotovoltaicos, foi estimado uma necessidade de 2% de reservas para a regulação da frequência da rede, sendo esta necessidade de 4% para o caso em que a difusão atinja 33% (ENSLIN, 2009).

No caso da rede de distribuição, um estudo da *California Solar Initiative* (CPUC, 2010) submetido a CPUC e a *Southern California Edison* mostrou que os impactos técnicos variavam significativamente de circuito para circuito, a depender do dimensionamento dos projetos solares individuais, das características da rede de distribuição local e de sua composição (e.g., residencial, comercial, industrial, agrícola), da curva de demanda diária no circuito, do tamanho do circuito e de outros fatores. Na maioria dos casos estudados, o pico da geração solar não coincidia com o pico do circuito. O pico de demanda no circuito variava de forma considerável, podendo ser tão cedo quanto 14h ou tão tarde quanto 22h, enquanto o pico solar ocorria no meio do dia ou no meio da tarde.

Um dos argumentos muito frequentes no debate em curso na Califórnia acerca dos impactos da difusão da geração distribuída consiste na definição dos prosumidores como *freeriders* da rede, ou seja, agentes que usufruem do serviço prestado pelas distribuidoras sem que estejam arcando com o custo de prestação do mesmo (FRANZ, 2016). Um dos desdobramentos desse cenário é a alocação dos custos da rede entre os agentes de forma incorreta, posto que aos consumidores sem-painel é inculido um custo adicional decorrente da difusão da geração fotovoltaica distribuída. Nesse sentido, grande parte das mudanças que vem sendo discutidas na Califórnia remete a esse debate.

Com vistas a um melhor entendimento da discussão e mudanças em curso na Califórnia, é imperativo a compreensão da dinâmica dos impactos econômicos e financeiros. Em síntese, nota-se que a difusão da geração distribuída resulta na transferência de custos dos consumidores que possuem sistemas fotovoltaicos instalados em suas residências, para os chamados consumidores sem-painéis. Esta transferência é tratada na literatura como *cost-shift*, efeito ilustrado através da Figura 1.7.

Figura 1.7: Ilustração do Efeito Cost-Shift



Fonte: Adaptado de PG&E (2016).

Conforme explicitado na figura, os custos que passam a recair sobre os consumidores que não possuem sistemas fotovoltaicos instalados consistem essencialmente na diferença entre a perda de receita e os custos evitados pelas *utilities* em função da conexão dos sistemas de geração distribuída à rede. As perdas de receita estão associadas à redução da conta de eletricidade paga pelos consumidores que são atendidos pelo programa de *net-metering*, somada aos custos de administração do programa, e aos custos de integração e interconexão dos sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição. Já os custos evitados refletem a potencial redução das perdas técnicas, já que parte da eletricidade passa a ser gerada no próprio local de consumo, não precisando passar pela rede de distribuição; redução dos custos de geração, ou de contratação de eletricidade, em função do aumento da auto-geração; e redução do montante de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis a ser adquirida a fim de cumprir as metas definidas através do programa de RPS.

A ineficiência alocativa resultante da associação destes fatores leva a um quadro de instabilidade regulatória que deve ser evitado. Diversas estimativas têm sido apresentadas no sentido de demonstrar esse impacto, sendo os números apresentados pela SDG&E, em dezembro de 2015, bastante representativos. De acordo com a empresa, os custos que recaem anualmente sobre os consumidores sem-painel somariam US\$160 milhões, o que significaria um aumento médio na conta destes consumidores de US\$100 por ano (FRANZ, 2016). Um estudo realizado pela CPUC aponta que um consumidor residencial médio, atendido pela SDG&E, que possui um sistema fotovoltaico instalado paga por apenas 54% dos custos incorridos pela *utility* no seu atendimento (CPUC, 2013). A PG&E, por sua vez, estimou que, caso não fossem alterados, os antigos incentivos à geração solar resultariam no aumento da conta dos consumidores sem-painel no montante de US\$ 45 por mês, por família em

2025 (FRANZ, 2016). Dados da PG&E demonstram, ainda, quem em 2025 aproximadamente 25% da conta de eletricidade paga pelos seus consumidores estariam vinculados ao impacto do *cost-shift* decorrente da difusão da geração distribuída, caso não fosse realizada uma reforma no programa de *net-metering*.

Frente à demonstração dos impactos da difusão, as distribuidoras passaram a pleitear mudanças nos programas de suporte à geração distribuída 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 valoração 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 para 1.

A fim de endereçar algumas das questões discutidas em julho de 2015, conforme discutido em seção anterior, a CPUC implementou uma reforma na estrutura da tarifa aplicada ao segmento residencial, que, além da redução de quatro *tiers* para dois *tiers*, resultou na introdução de tarifas do tipo *time-of-use*. Alternativamente, o regulador decidiu pela implementação de tarifas mínimas, aplicáveis a todos os consumidores residenciais, podendo ser no valor de US\$ 10 ou US\$ 5, no caso de consumidores de baixa renda (TRABISH, 2015).

Adicionalmente, em resposta ao debate colocado e frente a 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 sistema NEM. Mesmo com o posicionamento contrário das empresas de distribuição, a decisão da CPUC foi no sentido de manter esse sistema 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 antigo modelo de compensação, considerando a mesma estrutura, porém adequando certos parâmetros no sentido de alinhar os custos dos consumidores que aderirem ao novo sistema, 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 seguintes⁵⁰:

50 A aplicação de tarifas fixas mensais para os consumidores atendidos pelo NEM foi rejeitada. A rejeição da CPUC foi pautada pelo argumento de que tal medida reduziria a competitividade da geração solar fotovoltaica.

- i. os prosumidores terão que pagar uma tarifa única de interconexão pré-aprovada, a ser proposta pelas utilities, com base no custo histórico de interconexão à rede. Tal tarifa deverá se situar entre US\$ 75 e US\$ 150;
- ii. a migração para as tarifas do tipo *time-of-use* será mandatória para os consumidores cadastrados no NEM 2.0⁵¹. Esta medida visa promover a racionalização do uso da energia, posto que as tarifas ToU sinalizam os custos de atendimento da carga ao longo do dia (JONH, 2016);
- iv. os prosumidores passarão a pagar tarifas não evitáveis por kWh consumido da rede, no valor de aproximadamente 3 centavos por kWh, e independe-rão do volume de eletricidade injetado na rede. Essas tarifas serão voltadas a financiar programas de eficiência energética e a subsidiar consumidores de baixa renda (VILLARA SOLAR, 2016; CPUC, 2016; FRANZ, 2016).

É importante ressaltar que o NEM 2.0 é considerado uma solução interina. Isto porquê a CPUC explicitou sua intenção de revisitar as regras relativas ao Net Energy Metering em 2019. Até lá, o regulador californiano espera contar com um novo conjunto de diretrizes regulatórias que permita que a questão de como determinar o valor correto a ser atribuído à geração solar fotovoltaica, assim como a outros Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), a exemplo de tecnologias de estocagem e de medidas de resposta da demanda.

Além disso, a CPUC também considera a possibilidade de fusão do programa de *net-metering* a dois grandes procedimentos relacionados à geração distribuída em andamento. O primeiro, *Distribution Resources Plan* (DRP), foi pensado no sentido de incluir o valor da geração solar fotovoltaica distribuída, da estocagem de eletricidade, da resposta da demanda nos planos de investimentos na rede das três grandes IOUs atuantes no estado. O segundo, denominado *Integration of Distributed Energy Resources* (IDER), se propõe a colocar esses valores em prática como incentivos econômicos, estruturas tarifárias e tarifas praticadas pelas *utilities*.

Como explicitado pela própria CPUC, a realização de uma reforma interina reflete uma tentativa de criar uma política a curto prazo que garantirá o crescimento

51 Com exceção dos consumidores já cadastrados no NEM 1.0, que caso manifestem interesse, poderão manter seus contratos inalterados por 20 anos sobre a estrutura de *Grandfathering* (JONH, 2016).

da geração solar, e paralelamente deixar a porta aberta para uma abordagem mais sofisticada, uma vez que estas novas políticas estejam prontas para serem colocadas em prática. De acordo com o regulador, entre a possibilidade de implementar mudanças radicais em relação à versão anterior do programa (NEM 1.0) agora e a decisão de esperar pelo que se propõe a ser um conjunto de ferramentas muito mais adequado para suportar tal reforma, optou-se por basear o NEM 2.0 no NEM 1.0. Neste sentido, as medidas adotadas visam promover o melhor alinhamento entre as responsabilidades atribuídas aos consumidores participantes do NEM e dos demais consumidores e, paralelamente, manter uma visão voltada para o momento em que uma reforma mais abrangente das tarifas residenciais seja concluída, e as informações relacionadas aos procedimentos DRP e IDER já estejam disponíveis (JOHN, 2016).

De acordo com Wand (2016), o fato de a decisão da CPUC acerca do NEM 2.0 incluir a proposta de revisão em 2019, após definição das taxas e do IDER / DRP, é um indicativo de que as próximas grandes questões serão, primeiro, o cronograma e a estruturação de mecanismos integrados de provisionamento dos REDs, que serão desenvolvidos através do processo IDER e, em segundo lugar, o valor locacional quantificável e monetizável dos REDs.

1.5 Referências

Assembly Bill No. 1890 (1996). Chapter 854. *The Electric Utility Industry Restructuring Act of 1996*. Introduced by Assembly Member Brulte.

Assembly Bill No. 57 (2002). Chapter 835. *An act to add Section 454.5 to the Public Utilities Code, relating to public utilities*.

Bill, Sen. No. 1078 (2002). Chapter 516, California Renewables Portfolio Standard Program.

Bill, Sen. No. 1976 (2002). Chapter 850, An Act to Add Section 454.5 to the Public Utilities Code.

Blake, K. (2003). Rate Reduction Bonds – A diversifying Asset Class. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~igiddy/cases/rrb.pdf>. Acessado em: 24.04.2017..

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

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

California Energy Commission - CEC (2013). 2013 Integrated Energy Policy Report. Disponível em: <http://energy.ca.gov/2013publications/CEC-100-2013-001/CEC-100-2013-001-CMF.pdf>. Acessado em: 25.09.2016.

California Energy Commission - CEC (2014). Renewables Portfolio Standard. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/portfolio/index.html>. Acessado em: 27.04.2017.

California Energy Commission - CEC (2014). Strategic Plan. Disponível em: http://www.energy.ca.gov/commission/documents/2014-06_California_Energy_Commission_Strategic_Plan.pdf. Acessado em: 21.09.2016.

California Public Utilities Commission (2018). Greenhouse Gas Emissions Performance Standard. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5927>.

California Solar Initiative. *Final 2007-2008 Impact Evaluation*. <http://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=7685>

California State Board of Equalization - BOE (2016). Annual Report FY 2014-15. Disponível em: <http://www.boe.ca.gov/pdf/pub306.pdf>. Acessado em: 05.10.2016.

CEC - California Energy Commission (2002). Feasibility of introducing dynamic pricing in California. Acessado em, 14 Outubro 2016. URL: http://uc-ciee.org/downloads/dyn_prcng_rprt.pdf

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.

CEC (2017a). Electric Generation Capacity & Energy. Disponível em: http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/electric_generation_capacity.html.

CEC (2017b). Total System Electric Generation. Disponível em: http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/total_system_power.html .

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.

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.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/final-residential-rate-reform-slides.pdf>. Acessado em, 14 Outubro 2016.

CPUC (2004). Workshop Report on Resource Adequacy Issues. Disponível em: http://docs.cpuc.ca.gov/word_pdf/REPORT/37456.pdf. Acessado em: 06.05.2017.

CPUC (2013). California Net Energy Metering Ratepayer Impacts Evaluation. Disponível em: http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy/Reports_and_White_Papers/NEMReportwithAppendices.pdf.

CPUC (2016). About the Californiaa Public Utilities Comission (CPUC). Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/aboutus/>. Acessado em: 21.09.2016.

CPUC (2018). Net Energy Metering. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3800>.

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

Energy Action Plan (2008). Update to the Energy Action Plan. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/2008publications/CEC-100-2008-001/CEC-100-2008-001.PDF>. Acessado em: 14.10.16.

Energy.gov (2016). Business Energy Investment Credit (ITC). Disponível em: <http://energy.gov/savings/business-energy-investment-tax-credit-itc>. Acessado em: 05.10.2016.

FERC (2016). What is a Qualifying Facility? Disponível em: <https://www.ferc.gov/industries/electric/gen-info/qual-fac/what-is.asp>. Acessado em: 27.04.2017.

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.

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

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.

Independent Energy Producers – IEPA (2014). The Power of California. Disponível em: http://www.iepa.com/video/iepa_power_of_california.pdf. Acessado em: 27.09.2016.

Jonh, J. S. 2016. Breaking: California's NEM 2.0 Decision Keeps Retail Rate for Rooftop Solar, Adds Time-of-Use <https://www.greentechmedia.com/articles/read/Californias-Net-Metering-2.0-Decision-Rooftop-Solar-to-Keep-Retail-Payme>

Joskow, P.L. (2000). Deregulation and regulatory reform in the US electric power sector. In Sam Peltzman and Clifford Winston (eds.), *Deregulation of Network Industries: What's Next?* Brookings Institution Press, Washington, DC.

Joskow, P.L. (2001). California's electricity crisis. *Oxford Review of Economic Policy*, 17(3), 365–388.

Latham & Watkins (2016). CPUC's NEM 2.0 Decision: A Win for Distributed Solar? Disponível em: <https://www.lw.com/thoughtLeadership/lw-cpuc-nem-2-0-decision-distributed-solar>.

Mack, G. A. (2015). An assessment of electricity sector reforms to achieve California's energy goals. (Doctoral dissertation, California State University, Sacramento).

McCarthy, K. E. (2009). Electric Rate Decoupling in Other States. Connecticut General Assembly Office of Legislative Research Report.

Migden-Ostrander, J. et al. (2014) *Decoupling Case Studies: Revenue Regulation Implementation in Six States*. Montpelier, VT: The Regulatory Assistance Project. Disponível em: <http://www.raonline.org/document/download/id/7209>. Acessado em: 29.01.2017.

NC Clean Energy Technology Center (2015). *50 States of Solar. Q3 2015 Quarterly Report*. Disponível em: https://nccleantech.ncsu.edu/wp-content/uploads/50-States-of-Solar-Q3-FINAL_25.pdf. Acessado em: 27.07.2016.

PG&G (2016). Overview of DG Issues, Drivers & Considerations. Enabling Customer Options and California's Energy Future. *Grid Integration & Innovation Team*. December 12, 2016.

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

Sawin, J. L. (2001). *The role of government in the development and diffusion of renewable energy technologies: Wind power in the United States, California, Denmark and Germany, 1970--2000*.

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

Stokes, L. C. (2015). *Power politics: renewable energy policy change in US states* (Doctoral dissertation, Massachusetts Institute of Technology).

Sweeney, J.L., 2002. *The California Electricity Crisis*, Hoover Institution Press, Stanford, CA

Sweeney, J.L., 2006. California electricity restructuring: the crisis and its aftermath. In: Sioshansi, F.P., Pfaffenberger, W. (Eds.), *Electricity Market Reform*, Elsevier, Waltham, MA.

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.

US Energy Information Administration - EIA (2017). Subsequent Events California's Energy Crisis. Disponível em: <https://www.eia.gov/electricity/policies/legislation/california/subsequentevents.html>. Acessado em: 29.03.2017.

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.

Weare, C. (2003). *The California electricity crisis: causes and policy options*. Public Policy Instit. of CA.

Wiser, R., Pickle, S., & Goldman, C. (1998). Renewable energy policy and electricity restructuring: a California case study. *Energy Policy*, 26(6), 465-475.

2

O Caso do Havai

Guillermo Pereira
Patrícia Pereira da Silva

2.1 Estrutura do setor elétrico

O estado do Havai está localizado em um arquipélago em pleno Oceano Pacífico sem qualquer ligação terrestre com os demais estados dos EUA⁵². Logo, é compreensível porque seu setor elétrico tende a ter características particulares. No âmbito de sua estrutura, verifica-se que não houve uma reforma liberalizante e as empresas de utilidade pública permanecem verticalmente integradas. No entanto, apesar de não ter existido uma reforma liberalizante, o regulador estadual (*Hawaii Public Utilities Commission*, HPUC) vem desde 1996 implementando medidas que visam examinar possibilidades de reestruturação do setor⁵³ (STATE OF HAWAII, 2000). A Tabela 2.1 apresenta a cronologia destas iniciativas.

52 Sua população é de 1.400.000 pessoas e o número de unidades consumidoras de energia elétrica é de 1.030.000, sendo 530.000 residências e 30.000 estabelecimentos comerciais (DOE,2015; EIA. 2016b).

53 Basicamente, as medidas analisadas eram da seguinte natureza: redução do custo da eletricidade e o impacto positivo na economia; conceder maior estímulo para aumentos nos níveis de eficiência energética; encorajar a diversificação do portfólio tecnológico de geração; estimular uma maior penetração de fontes de energia renovável; e melhorar a consistência da política energética estatal (STATE OF HAWAII, 2000).

Tabela 2.1: Evolução da Estrutura do Setor Elétrico do Havaí

Ano	Diretivas	Setor elétrico			
		Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização
Pré-1996	-	Empresas do setor elétrico verticalmente integradas			
1996	<i>Order No.</i> 15285	Empresas do setor elétrico verticalmente integradas			
	<i>Docket No.</i> 96-0493	Início do estudo sobre a possibilidade de liberalizar o setor elétrico			
1999	<i>Docket No.</i> 96-0493	Empresas do setor elétrico verticalmente integradas			
		Conclusão do estudo sobre a possibilidade de liberalizar o setor sem resultados conclusivos, levando à manutenção do <i>status quo</i> .			
2003	-	Empresas do setor elétrico verticalmente integradas			
		Audiência de interessados para implementar um sistema competitivo para a instalação de nova capacidade de geração.			
2006	<i>Docket No.</i> 03-0372	Empresas do setor elétrico verticalmente integradas			
	<i>Decision and Order No.</i> 23121	Implementação de concorrência para nova capacidade de geração			

Fonte: Bergstrom et al. (2003), State of Hawaii (2000), US Energy Information Administration (2016d)

Nesse contexto, destaca-se que, a partir de 2006, a contratação de novas plantas de geração com capacidade superior a 5 MW⁵⁴ passou a ocorrer de forma competitiva (STATE OF HAWAII, 2006, 2016j; EIA, 2016d).

Em um nível mais macro, é preciso considerar que o arcabouço legal do setor elétrico do Havaí está dentro do marco legal dos EUA. Neste sentido, cabe destacar que estrutura do setor elétrico dos EUA está associada a um conjunto de entidades de governança, tanto a nível federal como e nível estadual.

⁵⁴ Este quadro competitivo para instalação de novas unidades de geração no Havaí foi implementado para estimular investimentos mais custo-efetivos que resultem em um sistema elétrico mais eficiente. Assim, por meio desse instrumento, as empresas devem comunicar as suas necessidades futuras de capacidade geradora a HPUC, que irá confirmar a sua adequação, verificando a necessidade de geração adicional. Observa-se assim que cabe a HPUC autorizar a *utility* abrir chamada pública para obter propostas de instalação da capacidade necessária (HECO, 2016a; State of Hawaii, 2006).

A nível federal, a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) é a entidade responsável por regular a transmissão interestadual de eletricidade garantindo que os consumidores tenham acesso à serviços de qualidade, ininterruptos e eficientes a um custo razoável através de mecanismos regulatórios e de mercado (FERC, 2016a; IEA, 2014). No setor elétrico, as principais responsabilidades da FERC incluem (FERC, 2016a):

- i. Regular o mercado atacadista e a transmissão interestadual de eletricidade para comercialização a nível estadual;
- ii. Supervisionar os parâmetros de segurança do sistema elétrico;
- iii. Assegurar a robustez da infraestrutura elétrica nacional, incluindo adequadas instalações de transmissão.

Relativamente à segurança do sistema elétrico, supervisionada a nível federal pela FERC, esta é em paralelo assegurada pela North American Reliability Corporation (NERC) que constitui a organização oficial responsável pela segurança do sistema elétrico. É uma entidade sem fins lucrativos, responsável por desenvolver e assegurar o cumprimento de diferentes parâmetros de segurança, monitorar a segurança sazonal e de longo prazo do sistema, bem como por formar e certificar os recursos humanos do setor (NERC, 2016).

Em nível regulatório, ressalta-se que a legislação norte americana estabelece que diversas atividades não são de responsabilidade da FERC, sendo de responsabilidade de entidades regulatórias em nível estadual, denominadas Public Utilities Comissioons (PUC). Deste modo, convém aqui analisar o arcabouço regulatório específico do estado do Havai. Observa-se que a HPUC é a entidade responsável por assegurar a proteção dos interesses públicos através da supervisão das empresas de utilidade pública, de modo a garantir que estas prestem um serviço justo a um custo razoável⁵⁵ (STATE OF HAWAII, 2016h).

Em síntese, a atividade do regulador do Havai é orientada pelos seguintes objetivos estratégicos:

⁵⁵ Existem quatro empresas privadas atuando no setor elétrico do Havai: *Hawaiian Electric Company* (HECO), *Maui Electric Company* (MECO) e *Hawaii Electric Light Company* (HELCO) e uma cooperativa elétrica (*Kauai Island Utility Cooperative* - KIUC).

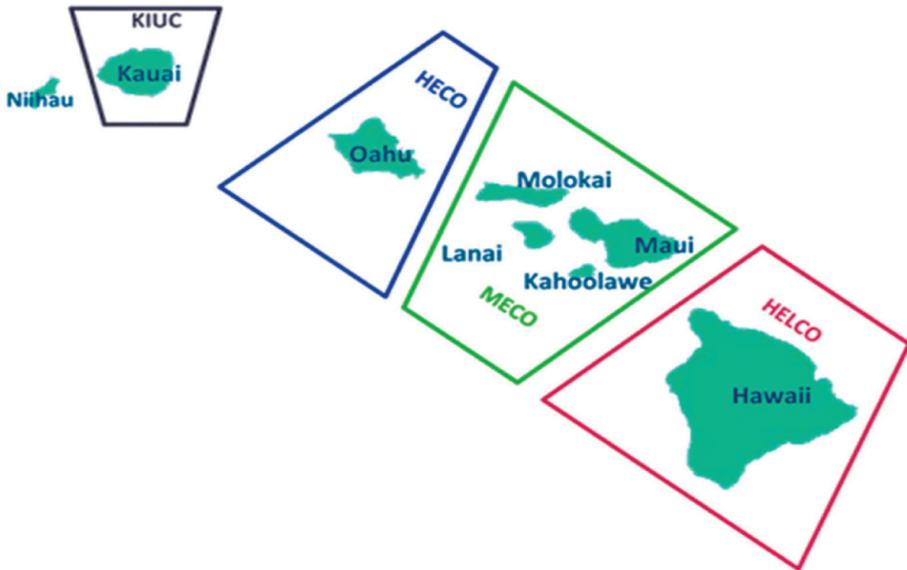
- i. Aumentar a eficiência e eficácia da regulação;
- ii. Aumentar a compreensão dos processos regulatórios pelo público;
- iii. Aumentar a confiança no processo regulatório;
- iv. Requerer que as empresas reguladas consigam melhorias continuadas na sua performance;
- v. Criar um ambiente regulatório que contribua para os objetivos econômicos e de sustentabilidade energética do estado;
- vi. Estimular e encorajar concorrência nos segmentos onde seja adequado.

Por sua vez, o *Hawaii State Energy Office* (HSEO) é responsável por desenvolver e implementar a política energética estadual, sendo a busca pela independência energética seu objetivo primordial. Dentre suas atividades, devem ser destacadas as seguintes (STATE OF HAWAII, 2016c):

- i. Diversificar o portfólio energético;
- ii. Conectar e modernizar as redes elétricas;
- iii. Busca pelo equilíbrio entre os diferentes desafios econômicos e ambientais;
- iv. Alavancar o potencial dos projetos de inovação;
- v. Criar um mercado eficiente que beneficie produtores e consumidores.

As três principais *utilities* em operação no Havá (HECO, MECO e HELCO) pertencem ao grupo HECO e respondem pelo fornecimento de eletricidade a 95% da população, estando os restantes 5% a cargo da cooperativa KIUC (STATE OF HAWAII, 2016g). Convém resaltar que o arquipélago é composto por diversas ilhas detentoras de sistemas elétricos independentes sem qualquer tipo de conexão entre os mesmos, conforme ilustrado na Figura 2.1.

Figura 2.1: Distribuição Espacial das Empresas do Setor Elétrico do Havai



Fonte: State of Hawaii (2016b)

Na matriz elétrica havaiana, o petróleo respondeu por mais de 75% dos recursos energéticos primários utilizados para geração de eletricidade ao longo dos últimos 20 anos. Logo, é perceptível a dependência energética existente das fontes fósseis. Contudo, nota-se uma tendência recente de redução da participação de combustíveis fósseis através do aumento da participação de fontes renováveis. Verifica-se que o petróleo apresentou, em 2014, uma participação inferior a 70% enquanto as fontes renováveis atingiram uma participação de 13% no total de eletricidade gerada (EIA, 2016e). A Tabela 2.2 apresenta a evolução recente da produção de eletricidade por fonte no Havai.

Tabela 2.2: Evolução da Produção de Eletricidade no Havai: 2009-2015

Fontes de energia	Produção por ano (em GWh)						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carvão	1.500	1.546	1.424	1.537	1.404	1.511	1.395
Petróleo	8.289	8.087	7.924	7.483	7.223	6.926	6.927
Outros gases	22	22	35	47	41	62	59
Usinas hidroelétricas	113	70	93	115	78	94	110
Fontes renováveis	705	747	881	925	1.127	1.206	1.248
Outras	381	364	366	363	394	405	191
Total	11.010	10.836	10.723	10.470	10.267	10.204	9.930

Fonte: US Energy Information Administration (2016e)

No âmbito da operação da transmissão, dado que cada ilha possui um sistema elétrico isolado e a indústria permanece verticalizada, inexistente a presença de um operador independente da rede (EIA, 2016b; EIA, 2016d). A rede de transmissão do estado possui linhas de transmissão com capacidade igual ou superior a 230 kV que se estendem por 284 km, além de 1.176 km de linhas de capacidade inferior a 230 kV (DOE, 2015).

Cabe ressaltar, que o aumento da participação de fontes renováveis em sua matriz fez com que o HPUC passasse a analisar a possibilidade de estabelecer uma interconexão por cabos submarinos entre as ilhas de Oahu e Maui (STATE OF HAWAII, 2013). Este é considerado um projeto de interesse público que poderá contribuir, *inter alia*, para: redução das tarifas de eletricidade em até US\$ 0,06/kWh, com economias para ambas as ilhas na ordem dos US\$ 423 milhões entre 2020 e 2050, fruto de uma operação mais eficiente e maior escala do sistema; deslocamento de unidades geradoras menos eficientes e mais poluentes; uma melhor coordenação e integração de recursos renováveis no sistema elétrico de ambas as ilhas (STATE OF HAWAII, 2016f).

As *utilities* havaianas fazem uso de um mecanismo regulatório de ajuste de receitas que compara as receitas verificadas à meta de receitas com periodicidade anual. Essa meta é baseada nas receitas autorizadas para os últimos dez anos ajustada para variações nos custos de operação e manutenção (O&M) e mudanças na base tarifária. Esse mecanismo surgiu, em 2008, de um acordo entre o governo havaiano, em sua divisão de defesa do consumidor, e as *utilities*, dentro

do escopo da *Hawaii Clean Initiative*. O objetivo deste mecanismo é guiar o estado em direção a uma menor dependência de combustíveis fósseis importados para a matriz elétrica e de transportes. Com a adoção do *decoupling*, buscou-se realizar a transição de um modelo que incentiva o aumento do consumo de eletricidade para outro que apoia o desenvolvimento de energias renováveis (MIGDEN-OSTRANDER et al., 2014).

O mecanismo de regulação de receitas (*Revenue Adjustment Mechanism - RAM*) entrou em vigor no ano de 2011, substituindo o antigo sistema de *Lost Revenue Adjustment Mechanism* (LRAM). Dentro desse arcabouço, a HPUC⁵⁶ passou a estabelecer uma base de receitas autorizada através das revisões tarifárias, de forma que as mesmas sejam suficientes para ressarcir as utilities por seus custos estimados de O&M, depreciação, amortização e despesas com impostos no período. Nesse sentido, a meta de receitas se iguala a base de receitas autorizada menos as receitas recuperadas através de outras taxas suplementares (e.g., despesa com compra de combustíveis). De três em três anos, em cada um dos planos de revisão tarifária, a HPUC revisa cada atividade da *utility* e determina quais serviços eles precisam prover no futuro. O representante dos consumidores também participa desse processo de revisão. Entre as revisões tarifárias, o representante dos consumidores auxilia a *utility* na revisão e na validação dos formulários anuais de ajuste do *decoupling*. Esse ajuste é realizado com base em índices de custo e de desempenho geral da economia.

Segundo Migden-Ostrander et al. (2014), o mecanismo RAM ajusta os requerimentos de receita com base nas seguintes categorias de despesa: (i) O&M; (ii) retorno sobre o investimento incremental nos componentes da base tarifária; (iii) mudanças exógenas em leis ou regulações tarifárias (e.g., novos impostos). A base de despesas é separada em trabalhistas e não trabalhistas, e ajustadas por diferentes taxas, respectivamente a de escalonamento nos custos de trabalho e de escalonamento dos custos não trabalhistas. Despesas de O&M rastreadas, como com combustíveis, energia comprada, pensão e benefícios pós trabalhistas, gerenciamento pelo lado da demanda, e outras provisões de ajustes tarifários não são ajustados através do RAM. Sendo assim,

⁵⁶ A *Public Commission* e o órgão responsável pela defesa dos interesses dos consumidores (*Consumers Advocate*) recebem e revisam as informações das finanças das *utilities* de maneira contínua.

as *utilities* havaianas estão altamente protegidas do risco de mercado associado ao seu serviço.

Além disso, os autores também destacam que o RAM havaiano também inclui um mecanismo de compartilhamento de receitas (*Earning Sharing Revenue Credit*) que busca proteger os consumidores de variações acima dos níveis previstos pelo ROE autorizado, de forma que, ao passo que a receita verificada da firma supera a autorizada, os ganhos passam a ser repassados aos consumidores (25% entre 0 e 1 p.p. acima da ROE autorizada; 50% entre 1 p.p. e 2p.p.; 90% entre 2 p.p. e 3 p.p.).

Os consumidores havaianos são divididos nas categorias residenciais, comercial e industrial. A estrutura das tarifas no Havaí, regulada pelo HPUC, inclui uma componente fixa de serviço, em US\$; uma componente pela eletricidade consumida em, US\$/kWh; e uma componente de potência em US\$/kW (cobrado apenas sobre clientes comerciais e industriais). Além disso, as contas possuem uma cobrança mínima em termos monetários. Essas componentes, assim como a cobrança mínima, variam em função do tipo de consumidor e do número de fases que o mesmo utiliza (HECO, 2016c). A tarifa inclui ainda uma taxa fixa *Green Infrastructure Fee*, implementada pelo regulador em 2014, para dar suporte à difusão de energias renováveis, além de outras cobranças suplementares definidas pelo regulador (STATE OF HAWAII, 2016k). A evolução da eletricidade comercializada apresenta uma tendência de decréscimo⁵⁷, tendo sido comercializados 9.504 GWh em 2015 enquanto que em 2005 o total comercializado havia sido de 10.539 GWh⁵⁸. Além disso, é possível perceber que a participação dos diferentes segmentos de consumo não vem se alterando ao longo dos últimos anos. A Tabela 2.3 apresenta essa evolução.

57 Esse decréscimo pode ser atribuído ao forte crescimento geração distribuída, como será verificado a seguir.

58 Ressalta-se que o Havaí possui a menor demanda por eletricidade dos EUA, tanto em nível absoluto, como em termos per capita.

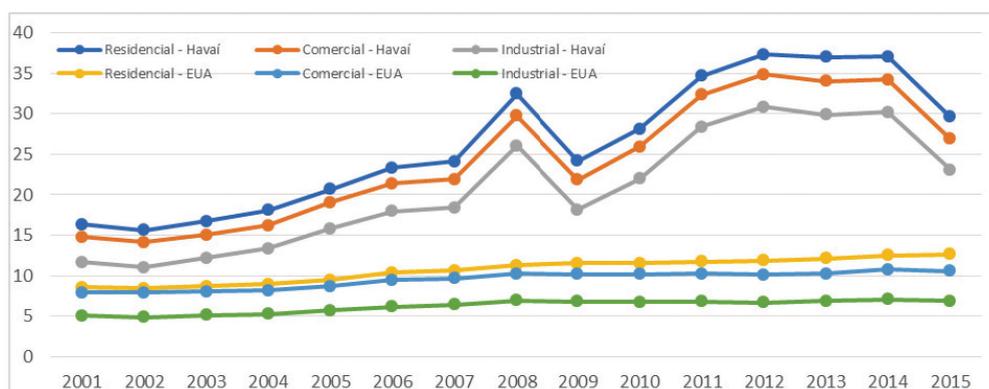
Tabela 2.3: - Evolução da Comercialização de Eletricidade no Havai: 2001 – 2015

Eletricidade comercializada (GWh)	2001	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Residencial	2.802	3.164	2.989	2.929	2.739	2.609	2.584	2.641
Comercial	3.129	3.463	3.355	3.368	3.238	3.271	3.202	3.175
Industrial	3.790	3.912	3.672	3.665	3.662	3.623	3.690	3.688
Total	9.721	10.539	10.016	9.962	9.639	9.503	9.476	9.504

Fonte: US Energy Information Administration (2016f)

A evolução histórica da comercialização de eletricidade em GWh, deve ser observada em paralelo com os níveis de preços praticados no estado, que se apresentam como os mais altos de todos os estados dos Estados Unidos. Isso não é apenas resultado da forte dependência em petróleo para geração de eletricidade, mas também da estrutura fragmentada do setor elétrico que opera de forma independente em cada uma das ilhas do arquipélago (EIA, 2016c). Como ilustração, a Figura 2.2 mostra o quanto o consumidor do Havai possui um custo de suprimento de energia elétrica superior ao verificado na média dos EUA.

Figura 2.2: Evolução dos Preços Finais de Energia Elétrica no Havai em relação à Média dos EUA: 2001-2015.



Fonte: EIA (2016a)

Os dados de preços relativos a 2015 permitem evidenciar a discrepância nos preços entre os vários segmentos de mercado, sendo, para este ano, o preço de eletricidade do setor residencial no Havaí de US\$ 0,30/kWh, no setor comercial de US\$ 0,27/kWh, e no setor industrial de US\$ 0,23/kWh. É perceptível que tais valores são superiores aqueles praticados em nível nacional⁵⁹.

2.2 Motivação para o Investimento em Micro e Mini Geração Distribuída

O setor elétrico do Havaí apresenta grande especificidade, dada a pequena dimensão do estado e dos diferentes sistemas elétricos a serem operados em cada ilha. Além disso, existe significativa dependência de combustíveis fósseis, conforme já mencionado anteriormente. Embora a participação das fontes renováveis tenha crescido, fontes fósseis ainda são majoritárias na matriz do estado. Nesse contexto, torna-se prioritário seguir estratégias que permitam uma transição para um setor elétrico menos intensivo em combustíveis fósseis e mais focado em recursos renováveis, como é o caso da geração solar distribuída, contribuindo para a redução do impacto ambiental do setor e, em paralelo, promovendo o desenvolvimento econômico e sustentável do estado.

Para que os objetivos de política energética apresentados sejam alcançados, faz-se necessário que a mesma seja dedicada e desenhada para os desafios de um sistema isolado. Com esse objetivo, o estado do Havaí, em cooperação com o *United States Department of Energy* (DOE), celebrou um memorando para o desenvolvimento de uma iniciativa de largo espectro que sirva de suporte à transição do setor energético, denominado *Hawaii Clean Energy Initiative* (HCEI), o qual foi efetivamente implementado em 2008 (NASEO, 2014; STATE OF HAWAII, 2016e). Basicamente, essa iniciativa possui os seguintes objetivos (HAWAII CLEAN ENERGY INITIATIVE, 2016):

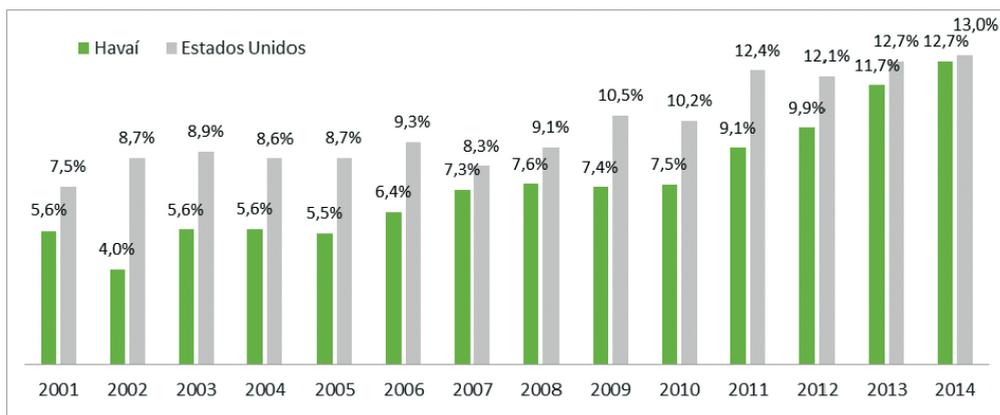
- i. Cessar a introdução de centrais de combustíveis fósseis;
- ii. Aumentar a quota de participação de energia solar, eólica, hídrica, geotermal e de biomassa;
- iii. Modernizar o sistema elétrico do estado.

59 O preço registrado nos Estados Unidos foi de US\$ 0,13/kWh no setor residencial, US\$ 0,11/kWh no comercial e US\$ 0,07/kWh no industrial.

A HCEI é também tida como uma oportunidade de promoção de uma economia de baixo carbono com benefícios de ordem socioeconômicas (STATE OF HAWAII, 2016e). Nesse contexto, estabeleceu-se a meta 70% de geração renovável em 2030, sendo que em 2045 toda a energia consumida no Havaí deverá ser produzida a partir de recursos energéticos locais (HAWAII CLEAN ENERGY INITIATIVE, 2011; NASEO, 2014).

A partir da constatação que está em vigor uma política energética com vistas a realizar a transição energética do Havaí, faz-se relevante o exame de como a participação das fontes renováveis na geração de eletricidade vem evoluindo e comparar esta evolução com a que ocorre em nível nacional. Essas informações podem ser visualizadas na Figura 2.3.

Figura 2.3: Evolução da Participação de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica do Havaí versus a Evolução da Participação na Matriz Elétrica dos EUA: 2001 – 2014



Fonte: EIA (2016e)

A Figura 2.3 explicita a importância da HCEI⁶⁰, vide que entre 2001 e 2010, o contributo de eletricidade de fonte renovável situava-se entre os 5,6% e os 7,5%, respetivamente, do total da eletricidade gerada, com um crescimento modesto e uma posição inferior relativamente aos Estados Unidos. Em contrapartida, a partir de 2011, o crescimento acelera-se e a participação de

⁶⁰ Esta política induz os *stakeholders* a modificarem de forma significativa suas estratégias.

fontes renováveis em 2014 já alcançava 12,7%, valor muito próximo ao da participação em nível nacional.

No âmbito do aumento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica havaiana, a energia eólica e, mais recentemente, a energia solar fotovoltaica, estão no centro da transição energética estadual. A energia eólica, em 2015, produziu 601 GWh, em contraste com a pequena produção de 2 GWh, em 2001. O crescimento da energia solar fotovoltaica foi ainda maior, registrando uma produção de 687 GWh em 2015, sendo que não existe registro de produção solar fotovoltaica no Havaí no ano de 2008. A Tabela 2.4 apresenta a evolução recente da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis no Havaí.

Tabela 2.4: Evolução da Produção a partir de Fontes Renováveis no Havaí em GWh, 2001-2015

Ano	Hídrica	Eólica	Geotérmica	Biomassa	Solar
2001	101	2	207	288	0
2002	95	2	73	297	0
2003	91	2	178	347	0
2004	94	7	213	329	0
2005	96	7	222	310	0
2006	120	80	212	326	0
2007	92	238	230	285	0
2008	84	240	234	302	0
2009	113	251	168	284	1
2010	70	261	201	283	2
2011	93	341	224	313	4
2012	115	378	261	281	5
2013	78	503	275	329	19
2014	94	579	254	334	570
2015	110	601	230	337	687

Fonte: EIA (2016e)

De fato, o exponencial aumento da produção solar fotovoltaica é muito representativo, e torna-se ainda mais interessante pelo fato de que o mesmo está, em grande medida, associado à difusão da micro e da mini geração distribuída. No caso do Havaí, considerando suas características físicas, a descentralização do

sistema elétrico é uma medida pertinente e ajuda a compreender a evolução recente dos sistemas solares fotovoltaicos no estado. Desta forma, a transformação do setor elétrico do Havái não consiste apenas na difusão de fontes renováveis, verificando-se também a presença de uma tendência de descentralização do sistema elétrico. Para que isso efetivamente ocorra, o governo local vem adotando uma série de medidas de incentivos. O objetivo da próxima seção deste capítulo é justamente analisar os instrumentos de incentivos a micro geração solar fotovoltaica implementados.

2.3 Políticas de Incentivo Adotadas para Geração Distribuída

A estratégia de promoção de energia renovável para o estado encontra-se sustentada em um conjunto de instrumentos de incentivos à adoção de tecnologias de geração distribuída. Em linhas gerais, os instrumentos de incentivo existentes no Havái consistem em um programa de *net-metering*, o qual posteriormente evoluiu para um programa de *feed-in-tariff*, um programa de crédito fiscal, que promove diretamente o investimento em tecnologia solar e um conjunto de instrumentos de financiamento bonificado.

2.3.1 Instrumento de Incentivo à Geração de Eletricidade – Net-Metering

O programa *Net Energy Metering* (NEM) foi implementado em 2001 (STATE OF HAWAII, 2001). O programa seguiu a conceituação tradicional, onde se contabiliza o saldo entre a energia consumida e a energia injetada na rede. No momento de sua implementação, esse instrumento contemplava apenas sistemas com capacidade até os 10 kW de potência, tendo, em 2004, sido expandido para abranger sistemas até aos 50 kW (DSIRE, 2016e).

A maturação do instrumento de NEM ocorreu entre o ano de 2001 e 2007 e contou com a definição de condições específicas de acesso a esse instrumento para as diferentes *utilities* (HECO, MECO e HELCO)⁶¹. O mecanismo

⁶¹ Em específico, o limite de potência foi fixado nos 100 kW, existindo também um limite de capacidade instalada para cada circuito de distribuição de 15% para geração distribuída. Desta quota reservada para a geração distribuída em cada circuito de distribuição, 5% são exclusivamente reservados para sistemas residenciais e comerciais de pequena dimensão até ao limite de 10 kW de potência. Para a cooperativa KIUC, o limite de potência foi fixado nos 50 kW, sendo ainda limitados por uma quota máxima de 1% da demanda de pico para sistemas de geração distribuída, sendo que 50% deste

de NEM incluía a possibilidade de transferir créditos não utilizados em casos de produção superior ao consumo. Essa transferência de créditos para meses seguintes acontecia em unidades físicas (kWh), sendo possível transferir excedentes de geração por um período de 12 meses, após o qual o crédito era revertido em favor da *utility* ou, em alternativa, o produtor-consumidor poderia celebrar um contrato de compra de eletricidade com a empresa para assegurar a remuneração do excedente.

Em 2008, como resultado da criação do instrumento de política energética estatal HCEI, o acesso a este instrumento de incentivo passou a não ser mais limitado por quotas de sistemas. Paralelamente, o instrumento *net-metering* foi substituído pelo uso de tarifas *feed-in-tariff* (FiT). De um modo geral, a principal diferença entre os dois instrumentos é que, no *net-metering*, o produtor-consumidor conta com um sistema de compensação entre eletricidade gerada e produzida, sendo possível operacionalizar apenas com um contador que permita medições bidirecionais e sendo cada kWh produzido creditado ao mesmo preço de cada kWh consumido, de acordo com a estrutura tarifária da empresa de utilidade pública. Por outro lado, um instrumento FiT baseia-se na aplicação de uma tarifa distinta daquela praticada para a comercialização de eletricidade para a eletricidade gerada pelo produtor-consumidor, sendo neste caso necessário monitorizar a eletricidade produzida num contador independente que permita esta contabilização e respetiva remuneração. Esse tipo de instrumento de incentivo encontra-se também associado a contratos de longa duração na ordem dos 15 a 20 anos com tarifa garantida (MAEHLUM, 2014).

2.3.2 Instrumento de Incentivo à Geração de Eletricidade – Feed-in Tariff

O instrumento de incentivo FiT, resultou do acordo entre os diferentes *stakeholders* do setor elétrico do Havaí. Criado em 2009 pelo HPUC, buscou criar diferentes remunerações pela energia injetada na rede através para diferentes tecnologias, diferenciando os incentivos⁶² (DSIRE, 2016c).

Em setembro de 2009, a PUC havaiana emitiu uma decisão que estabeleceu uma tarifa *feed-in* para o estado. Essa tarifa seria oferecida pelas *utilities* HECO,

limite é reservado para sistemas residenciais e comerciais de pequena dimensão até 10 kW (DSIRE, 2016e).

62 Ressalta-se que foi facultado aos produtores-consumidores já existentes a possibilidade de migração para o sistema *feed-in*.

MECO e HELCO. No ano de 2010, foram aprovados os valores das tarifas *feed-in*, o cronograma de implantação do programa e os acordos padrão. O modelo seria revisto pela HPUC dois anos após o início do programa e, posteriormente, de três em três anos. Diversas tecnologias eram elegíveis para a tarifa, incluindo sistemas fotovoltaicos, de *concentrated solar power* (CSP), de eólicas *on-shore* e projetos hídricos. Para os projetos, foram criados três níveis tarifários relativos ao tamanho dos projetos. A tarifa também era diferenciada por projetos. Os projetos enquadrados nesse modelo receberiam uma taxa fixa durante um período contratual de 20 anos. Na Tabela 2.5 são apresentadas as tarifas.

Tabela 2.5: Tarifas do Sistema *Feed-In* Havaiano, por Capacidade Instalada e por Tecnologia

<i>Tier</i>	Tecnologia	Tamanho de sistema elegível	Tarifa (US\$/kWh)
1	Fotovoltaica	Menor ou igual a 20 kW	0,218
1	CSP	Menor ou igual a 20 kW	0,269
1	Eólicas <i>on-shore</i>	Menor ou igual a 20 kW	0,161
1	Hídrica <i>in-line</i>	Menor ou igual a 20 kW	0,213
2	Fotovoltaica	Maior que 20 kW e menor ou igual a 500 kW	0,189
2	CSP	Maior que 20 kW e menor ou igual a 500 kW	0,254
2	Eólicas <i>on-shore</i>	Maior que 20 kW e menor ou igual a 100 kW	0,138
2	Hídrica <i>in-line</i>	Maior que 20 kW e menor ou igual a 100 kW	0,189
3	Fotovoltaica	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW	0,197
3	CSP	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW	0,315
3	Eólicas <i>on-shore</i>	Maior que 100 kW e menor ou igual a 5 MW	0,120
FiT mínima	Outras tecnologias baseadas em fontes renováveis elegíveis pelo programa RPS	Limites de tamanho para as <i>utilities</i>	0,120

Fonte: Hawaii Clean Energy Initiative (2011)

Nesse contexto, foram definidos os seguintes limites máximos de capacidade agregada para as diferentes ilhas: Oahu: 60 MW; Hawaii: 10 MW; Maui, Lanai e Molokai: 10MW. Informações sobre o dimensionamento dos sistemas e sobre as tarifas praticadas podem ser observadas, respectivamente, na Tabela 2.6 e na Tabela 2.7.

Tabela 2.6: Especificações dos Programas *Feed-in* do Havaí

Escala	Especificação
1	Sistemas de geração fotovoltaica com capacidade entre 0 – 20 kW, aplicável a qualquer uma das ilhas servidas pela HECO, MECO e HELCO.
	Sistemas de geração fotovoltaica com capacidade superior a 20 kW e um limite máximo de:
	500 KW para a ilha de Oahu (HECO)
2	250 KW para a ilha de Maui (MECO)
	250 KW para a ilha de Hawaii (HELCO)
	100 KW para a ilha de Lanai (MECO)
	100 KW para a ilha de Molokai (MECO)

Fonte: HECO (2016c)

Tendo por base a especificação de cada escalão, as tarifas *feed-in-tariff* aplicadas eram as seguintes.

Tabela 2.7: Tarifas *Feed-in* Aplicadas no Havaí

Escalão	Ilha	Tecnologia solar fotovoltaica	
		Tarifa (UScent/kWh)	Limitação de capacidade (kW)
1	Todas as ilhas HECO, MECO e HELCO	21,8	Até 20
	Oahu	18,9	Superior a 20 e até 500
2	Maui e Hawaii	18,9	Superior a 20 e até 250
	Lanai e Molokai	18,9	Superior a 20 e até 100

Fonte: HECO (2016c)

As tarifas apresentadas na Tabela 2.7 eram aplicáveis caso o produtor-consumidor opte por utilizar o instrumento de crédito fiscal para tecnologias de

energia renovável disponível no Havaí que totalizam 35%, conforme definido pelo *State of Hawaii Department of Taxation* (STATE OF HAWAII, 2016d). Caso o produtor-consumidor opte por um crédito fiscal reduzido reembolsável, as tarifas disponíveis eram as que constam na Tabela 2.8.

Tabela 2.8: Tarifas *Feed-in* Bonificadas Aplicadas no Havaí

Escalão	Ilha	Tarifa bonificada (US\$cent/KWh)
1	Todas as ilhas HECO, MECO e HELCO	27,4
	Oahu	23,8
2	Maui e Hawaii	23,8
	Lanaii e Molokai	23,8

Fonte: HECO (2016c)

Por sua vez, a área de concessão da KIUC (ilha de Kauai) apresenta um programa *feed-in tariff* com características específicas denominado *Net Energy Metering Pilot* (NEM Pilot). Esse instrumento local contempla sistemas com uma capacidade até aos 200 kW e uma tarifa *feed-in-tariff* de US\$ 0,20/kWh durante um período de 20 anos (DSIRE, 2016e; KIUC, 2016c).

Em 2014, devido aos expressivos resultados do programa⁶³, a opção da HPUC foi pelo término do programa (HECO, 2016c; STATE OF HAWAII, 2014). Convém ressaltar que o instrumento NEM Pilot na ilha de Kauai não foi revogado e continua em funcionamento, embora apenas para os produtores-consumidores já instalados, estando fechado a novos adotantes.

Pode-se dizer que esse mecanismo de *feed-in tariff* não oferece incentivo para a coincidência entre a geração e o consumo, posto que não existe diferenciação de tarifa pela hora ou época do ano em que a energia é produzida. Sendo assim, a energia gerada possui o mesmo preço, independentemente da hora e da estação do ano em que é gerada. O sistema funcionava basicamente como um acordo de compra de energia entre a *utility* e os consumidores a taxas fixas.

⁶³ O programa representou na contratação de aproximadamente 15 MW, considerando as diferentes fontes renováveis.

2.3.3 Instrumento de Incentivo à Geração de Eletricidade – Regimes de Autoconsumo e Regime de Fornecimento à Rede

O considerável sucesso do instrumento FiT levou também a um conjunto de desafios na gestão dos impactos técnicos e econômicos resultantes da difusão de sistemas de geração distribuída em um sistema elétrico desenhado para transportar eletricidade de forma unidirecional. Sendo assim, reconheceu-se a necessidade de que os instrumentos de incentivos à geração distribuída fotovoltaica levassem esses fatores em consideração. Com esse objetivo, em 2015, a HPUC implementou dois novos regimes de contabilização de energia solar fotovoltaica produzida como micro geração: o Regime de Autoconsumo e o Regime de Fornecimento à Rede.

Regime de Autoconsumo

No regime de autoconsumo, os produtores-consumidores podem ser detentores de instalações de geração distribuída, desde que toda a eletricidade gerada localmente seja consumida, *in situ*, sem injeção na rede. Essa medida favorece o uso de tecnologias de armazenamento e é exclusiva para sistemas de geração solar fotovoltaica. Os consumidores podem ainda manter-se conectados à rede de distribuição elétrica, devendo nesse caso pagar uma tarifa mensal fixa de US\$ 25 à qual acrescem quaisquer consumos de eletricidade da rede da empresa de utilidade pública (HECO, 2016b). Sendo assim, as principais características desse instrumento são (STATE OF HAWAII, 2016b):

- i. O produtor-consumidor não é remunerado por qualquer exportação de eletricidade para a rede de distribuição;
- ii. Os consumidores pagam uma tarifa normal por qualquer consumo realizado a partir da rede de distribuição, ao qual se acresce uma taxa de serviço mensal de US\$ 25.

Regime de Fornecimento à Rede

No regime de fornecimento à rede, os produtores-consumidores possuem a possibilidade de injetar eletricidade gerada a partir dos seus sistemas fotovoltaicos na rede, atendendo a um limite de capacidade de 100 kW. Esse

regime atribui um crédito na fatura da eletricidade aos produtores-consumidores pelos excedentes de eletricidade injetados na rede através de uma tarifa definida pelo regulador HPUC, vide Tabela 2.9, sendo os consumos de eletricidade da rede faturados com base na tarifa da empresa de utilidade pública HECO (2016b).

Tabela 2.9: Tarifas de Fornecimento à Rede no Havai

Ilha	Tarifa (US\$cent/KWh)
Oahu	15,07
Hawaii	15,14
Maui	17,16
Molokai	24,07
Lanai	27,88

Fonte: HECO (2016b)

Os créditos recebidos da injeção de eletricidade na rede servem para reduzir, em parte ou integralmente, o custo com a fatura de eletricidade, visto que, neste regime, o crédito recebido que exceda a fatura de eletricidade não será remunerado. Isso fornece um sinal econômico para que os produtores-consumidores não sobredimensionem seus sistemas fotovoltaicos⁶⁴. Nesse instrumento, independente do produtor-consumidor conseguir ser autossuficiente em termos de consumo, uma taxa mensal fixa de US\$ 25 é cobrada sobre a conta de eletricidade. Esse instrumento é, ainda, limitado por um sistema de quotas de capacidade para as diferentes ilhas do arquipélago, conforme pode ser visto na Tabela 2.10

⁶⁴ Este regime pode ser visto como um sistema de *net metering* “ajustado”, vide que os créditos não são transferíveis para outros meses, e há sempre uma fatura mínima a pagar independentemente do excedente de geração.

Tabela 2.10: Quotas de Capacidade do Regime de Fornecimento à Rede no Havaí⁶⁵

Ilha	Capacidade total (MW)	Nível atual (MW)	Capacidade remanescente (MW)
Oahu (HECO)	25	23,83	1,17
Maui, Molokai e Lanai (MECO)	5	5	0 – Quota preenchida
Hawaii (HELCO)	5	5	0 – Quota preenchida

Fonte: HECO (2016b)

É perceptível que esse instrumento é mais atraente que o Regime de Autoconsumo. Entretanto, dado que existem limites de capacidade dentro destes incentivos, o Regime de Autoconsumo pode consistir na única alternativa para o produtor-consumidor, ou seja, uma espécie de *second best*. Por exemplo, nas ilhas servidas pela MECO e HELCO, as quotas de capacidade deste novo instrumento já foram preenchidas, sendo apenas possível optar pelo Regime de Autoconsumo (HELCO, 2016; MECO, 2016).

2.3.4 Instrumento de Incentivo ao Investimento – Crédito Fiscal⁶⁶

Implementado em 2009, o *Renewable Energy Technologies Income Tax Credit* (RETITC), é um instrumento de crédito fiscal estadual focado em tecnologias de energia renovável e permite uma redução na fatura fiscal por meio de uma dedução resultante do investimento em tecnologias de geração, que incluem a geração solar fotovoltaica (STATE OF HAWAII, 2016i).

O limite do crédito fiscal é de 35% do valor do investimento na fonte elegível, ou os seguintes montantes (contando o que for inferior entre ambos) (STATE OF HAWAII, 2016d):

⁶⁵ Dados referentes à 06 de setembro de 2016.

⁶⁶ No escopo tributário, a cidade de Honolulu na ilha de Oahu implementou em 2009 um instrumento alternativo. Trata-se de um incentivo ao investimento e difusão de tecnologias alternativas através da isenção de imposto sobre o patrimônio que esteja relacionado com a implementação de tecnologia de geração de eletricidade. A isenção vigora durante 25 anos desde a data de instalação (City of Honolulu, 2016a; DSIRE, 2016a).

- i. US\$ 5.000 para sistemas residenciais. Caso essa tecnologia seja utilizada para satisfazer o requisito legal imposto em 2010, de que qualquer nova habitação residencial a partir desse ano deve ser dotada de um sistema de energia solar para aquecimento de águas (State of Hawaii, 2010), o investimento considerado sobre o cálculo de crédito fiscal é reduzido em 35%, ou conta com um teto máximo de créditos de US\$ 2.250 (contando o que for inferior entre ambos);
- ii. US\$ 350 por sistema para edifícios partilhados por várias famílias.
- iii. US\$ 500.000 para sistemas em edifícios comerciais.

O crédito contempla ainda duas modalidades. Na primeira opção, o crédito é não reembolsável, servindo apenas como instrumento de redução da fatura fiscal da pessoa singular ou coletiva. Na segunda opção, pode ser reembolsável, sendo retirados quaisquer valores de impostos devidos, sendo que caso exista um excedente a favor da pessoa física, essa pode pedir o mesmo como um reembolso. Ao optar pela segunda modalidade, o consumidor-produtor pode ser reembolsado pelo excedente que resulte da sua fatura e o crédito fiscal apurado ao qual é aplicada uma redução de 30%⁶⁷ (HAWAII SOLAR INCENTIVES, 2016; STATE OF HAWAII, 2016d).

2.3.5 Instrumentos de Incentivo ao Investimento – Financiamento Bonificado

O estado do Havaí conta ainda com algumas linhas de financiamento com condições bonificadas para acelerar a difusão de tecnologias, como a solar fotovoltaica. Dentre eles, destacam-se os programas *GreenSun Hawaii* e o *Honolulu Solar Loan Program*, cujas principais características são apresentadas a seguir.

GreenSun Hawaii

Esse instrumento, implementado em 2011, disponível em todo o estado resulta de uma cooperação com o DOE para criar um mecanismo de financiamento que permita aumentar a difusão de tecnologias de energia renovável e promover medidas de eficiência energética. O programa, que está disponível para o setor residencial e comercial, apresenta taxas de juros inferiores àquelas

⁶⁷ É certo que esta redução não se aplica aos casos em que os rendimentos da pessoa singular sejam iguais ou inferior a US\$ 20.000 (State of Hawaii, 2016c).

praticadas no mercado bancário (DSIRE, 2016d). Desde a entrada em funcionamento este instrumento já concedeu US\$ 3.000.000 em financiamentos bonificados (STATE OF HAWAII, 2016a).

Honolulu Solar Loan Program

A cidade de Honolulu criou em 2013 um instrumento específico de financiamento bonificado para energia solar para o segmento residencial, o qual concede financiamento em condições especiais⁶⁸ (DSIRE, 2016b). O programa conta com um limite de financiamento de US\$ 119.000, com um período de reembolso entre 10 e 20 anos, sendo o limite de 20 anos aplicável quando outras melhorias na habitação também sejam contempladas (CITY OF HONOLULU, 2016b)

2.3.6 Trajetória dos Incentivos à Geração Distribuída Fotovoltaica

O quadro de instrumentos de incentivo à geração distribuída no Havaí, com enfoque no solar fotovoltaico, mostra uma complementaridade interessante entre instrumentos de incentivo direto à geração, com instrumentos de incentivo fiscal, bem como instrumentos de financiamento bonificado, que facilitam o acesso a capital para investimento.

Para além dessa abrangência dos instrumentos existentes, é importante estudar também a evolução do instrumento NEM, que foi adaptado até se transformar num instrumento de FiT, que foi posteriormente descontinuado e substituído por um novo mecanismo dual em que os consumidores-produtores podem envolver-se em geração distribuída quer por meio de um Regime de Autoconsumo ou por meio de um Regime de Fornecimento à Rede, sujeito a limite de quotas em termos de capacidade instalada (MW).

Essa evolução iterativa mostra a necessidade de uma atenção constante aos sinais de mercado, e aos desafios tecnológicos e econômicos que resultam de cada política de difusão implementada (PEREIRA e SILVA, 2017). Salienta-se, ainda, o fato de que o conjunto de instrumentos disponíveis vem incentivar não só os produtores-consumidores que têm possibilidade de realizar o investimento em tecnologia solar fotovoltaica, como aqueles em piores situações econômicas,

68 Tais condições dependem do nível de renda do requerente. No limite, a taxa de juros pode ser de 0%.

sendo essa barreira ultrapassada com mecanismos de financiamento bonificado que vão desde instrumentos com taxas reduzidas para o setor residencial e comercial, até instrumentos com taxas de juros a 0% para o segmento residencial.

A trajetória de políticas de incentivo do Havái apresenta um leque variado de áreas de ação e de estímulo, que adquirem maior relevância ao considerarmos as características específicas desse estado. A Tabela 2.11 busca sintetizar os diversos instrumentos utilizados, a evolução dos mesmos e as complementariedades existentes. Por exemplo, um produtor-consumidor no Regime de Fornecimento à Rede, ou Regime de Autoconsumo pode, caso seja elegível, obter parte do seu financiamento para a instalação solar fotovoltaica com credito bonificado, tendo à disposição o *Honolulu Solar Loan Program*, caso resida em Oahu, ou o *GreenSun Hawaii*, caso resida nas restantes ilhas servidas pela MECO, HELCO e KIUC. A nível fiscal os incentivos também são complementares, sendo possível a obtenção do credito fiscal e a isenção fiscal no imposto sobre o patrimônio, caso o adotante resida em Oahu, ou apenas o credito fiscal, caso resida nas restantes ilhas do Havái.

Tabela 2.11: Síntese dos Instrumentos de Incentivo no Havái

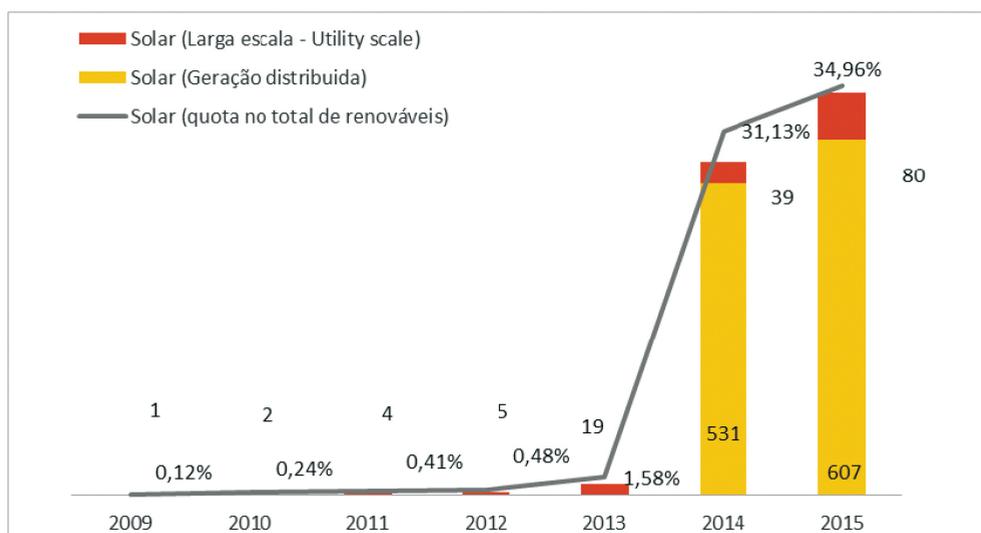
Ano	Instrumento	Aplicável em	Observação
2001	<i>Net-Metering</i>		Instrumento descontinuado, deu origem às <i>Feed-in-Tarifs</i>
2009	<i>Feed-in Tariff</i>		Instrumento descontinuado, deu origem a: <i>Regime de Autoconsumo e Regime de Fornecimento à Rede</i>
2009	Credito fiscal	Todo Havái	Em funcionamento
2011	<i>GreenSun Hawaii</i> Regime de Autoconsumo		
2015	Regime de Fornecimento à Rede		Em funcionamento, mas quotas de capacidade já foram preenchidas quase totalmente
2009	Isenção fiscal no imposto sobre patrimônio	Ilha de Oahu	Em funcionamento
2013	<i>Honolulu Solar Loan Program</i>	(Honolulu)	

Fonte: Elaboração Própria

2.4 Resultados das Políticas de Difusão Adotadas

Após a descrição dos instrumentos de incentivo à micro geração solar fotovoltaica implementados no Havái, é necessário examinar o resultado das políticas adotadas. Verifica-se o aumento da importância da geração fotovoltaica que, em 2015, já representava aproximadamente 35% da geração a partir de fontes renováveis. Ressalta-se a predominância da geração em pequena escala que, em 2015, respondeu por 607 GWh dos 687 GWh produzidos. A Figura 2.4 apresenta a evolução da participação da energia solar fotovoltaica no total de energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis e a participação da geração distribuída na geração solar fotovoltaica.

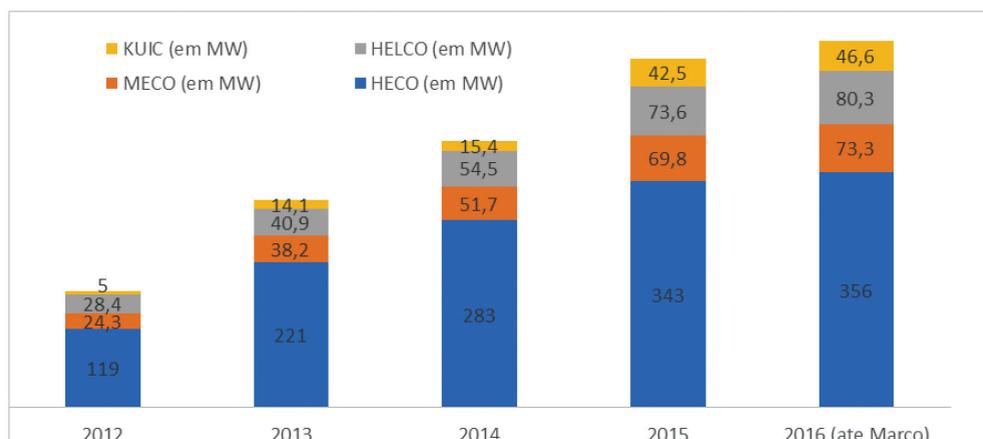
Figura 2.4: Evolução da Geração Solar Fotovoltaica: Participação no Total de Geração Renovável (%) e Segmentação entre Geração Distribuída e Larga Escala - em GWh



Fonte: US Energy Information Administration (2016e)

Observa-se, assim, que a dinâmica de expansão da energia solar fotovoltaica no Havái está diretamente associada ao aumento das instalações de pequena escala. Logo, é perceptível a importância das políticas de incentivos implementadas. Verifica-se, também, uma certa homogeneidade nos resultados das políticas entre as *utilities*, conforme mostra a Figura 2.5, que ilustra esta evolução em termos de potência instalada.

Figura 2.5: Evolução da Capacidade Instalada Fotovoltaica no Havai



Fonte:(HECO, 2016e; KIUC, 2016b)

Para uma melhor compreensão da evolução da geração distribuída solar fotovoltaica no Havai, a Tabela 2.12 e Tabela 2.13 apresentam, respectivamente, a evolução do número de sistemas instalados e da capacidade instalada pelos diferentes segmentos.

Tabela 2.12: Evolução do Número de Sistemas Instalados de Micro Geração Solar Fotovoltaica por Segmento

		Número	Residencial (%)	Comercial (%)	Residencial	Comercial
2012	HECO	15.486	96	4	14.867	619
	MECO	3.392	92	8	3.121	27
	HELCO	3.672	92	8	3.378	294
	KIUC	1.077	-	-	-	-
2013	HECO	29.558	97	3	2.8671	887
	MECO	5.355	93	7	4.980	375
	HELCO	5.246	92	8	4.826	420
	KIUC	1.811	-	-	-	-
2014	HECO	36.393	97	3	35.301,21	1.091,79
	MECO	7.439	94	6	6.992,66	446,34
	HELCO	7.150	93	7	6.649,5	500,5
	KIUC	2.376	-	-	-	-
2015	HECO	41.568	97	3	4.0320,96	1.247,04
	MECO	9.664	94	6	9.084,16	579,84
	HELCO	9.320	93	7	8.667,6	652,4
	KIUC	2.911	-	-	-	-

Fonte: (HECO, 2016e; KIUC, 2016a).

Tabela 2.13: Evolução da Capacidade Instalada de Micro Geração Solar Fotovoltaica por Segmento

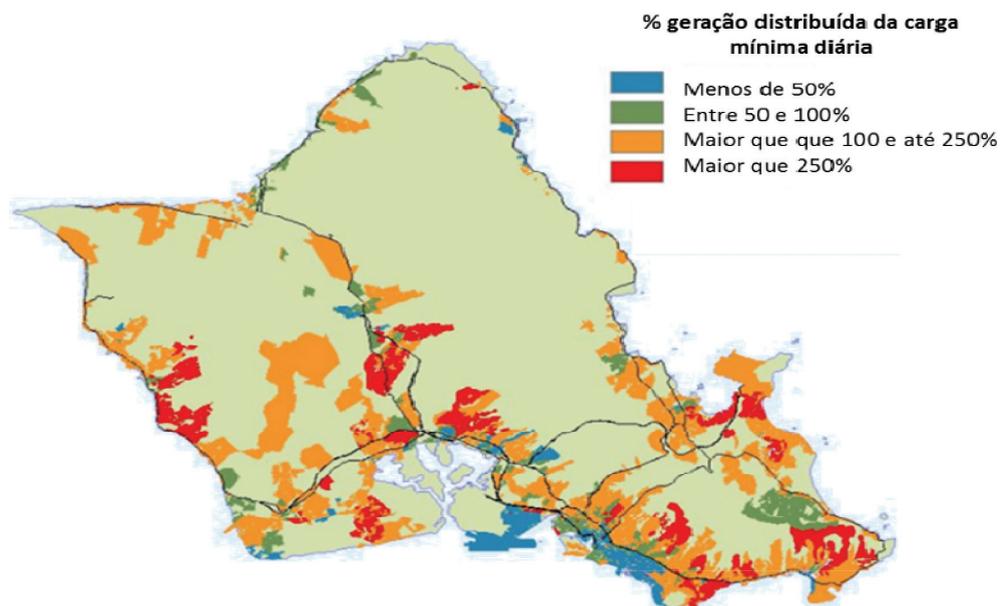
		Capacidade (MW)	Residencial (%)	Comercial (%)	Residencial (MW)	Comercial (MW)
2012	HECO	119	59	41	70,21	48,79
	MECO	24,3	55	45	13,37	10,93
	HELCO	28,4	56	44	15,90	12,50
	KIUC	5	-	-	-	-
2013	HECO	221	65	35	143,65	77,35
	MECO	38,2	59	41	22,54	15,66
	HELCO	40,9	59	41	24,13	16,77
	KIUC	14,1	-	-	-	-
2014	HECO	283	65	35	183,95	99,05
	MECO	51,7	64	36	33,09	18,61
	HELCO	54,5	63	37	34,33	20,17
	KIUC	15,4	-	-	-	-
2015	HECO	343	63	37	216,09	126,91
	MECO	69,8	65	35	45,37	24,43
	HELCO	73,6	64	36	47,10	26,50
	KIUC	42,5	-	-	-	-

Fonte: HECO (2016d) e KIUC (2016a).

Esses níveis de evolução significativamente positivos na difusão de sistemas solares fotovoltaicos devem ainda ser complementados com o potencial identificado a nível futuro, tendo em conta as metas ambiciosas de alcançar um sistema elétrico 100% renovável até 2045, bem como com as restrições econômicas e técnicas que um sistema elétrico isolado apresenta.

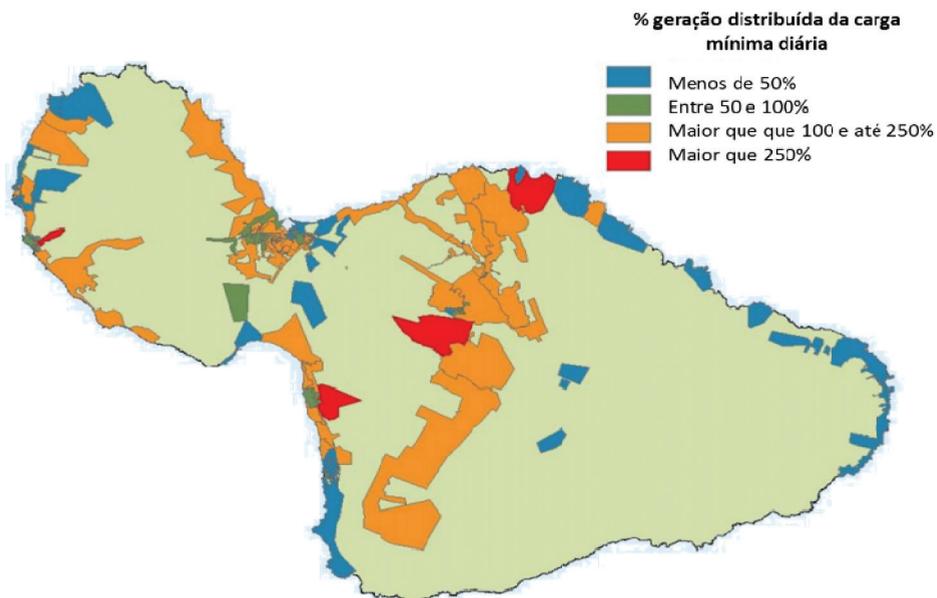
Nesse sentido, é necessário que as políticas de difusão futuras considerem as limitações da rede de distribuição de modo a evitar custos de integração de geração distribuída que eliminem as vantagens de uma transição para um sistema elétrico totalmente renovável. A Figura 2.6, a Figura 2.7 e a Figura 2.8 são ilustrativas de como a distribuição dos sistemas fotovoltaicos pode estar concentrada em algumas áreas e, por consequência, trazer desafios para os operadores das redes de distribuição.

Figura 2.6: Mapa da Geração Distribuída em Oahu



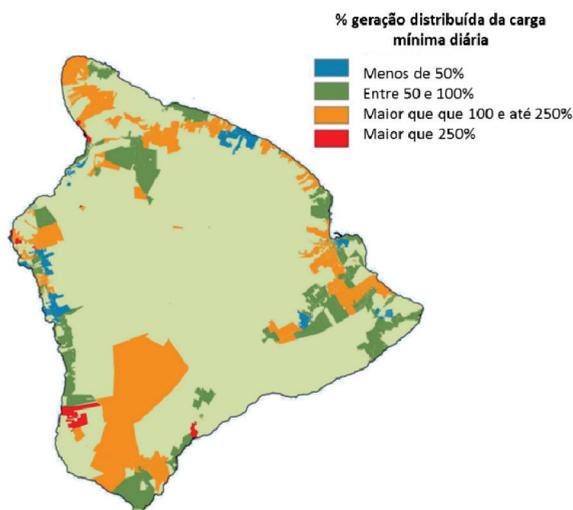
Fonte: Adaptado de HECO (2016e)

Figura 2.7: Mapa da Geração Distribuída em Maui



Fonte: Adaptado de HECO (2016f)

Figura 2.8: Mapa da Geração Distribuída no Hawaii



Fonte: Adaptado de HECO (2016f)

Portanto, como verifica-se nas figuras apresentadas, em determinadas regiões a capacidade dos sistemas solares fotovoltaicos chega a representar 250% da carga mínima diária.

Desta forma, é possível afirmar que o caso do Havaí apresenta, não apenas uma estratégia energética de longo prazo ambiciosa, mas mecanismos efetivos de incentivos que vêm resultando em uma expressiva expansão da geração solar fotovoltaica. O estado do Havaí apresenta-se, assim, como um exemplo da possibilidade de efetivar uma transição para um sistema elétrico mais sustentável, mesmo com características estruturais impeditivas em uma primeira análise. Em contrapartida, é preciso o exame cuidadoso dos resultados desta difusão na rede elétrica e no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, especialmente porque a região ainda apresenta um grande potencial a ser explorado.

2.5 Impactos e Ajustes

2.5.1 Impactos e Ajustes Técnicos

A rede elétrica do estado possui características próprias que tornam mais desafiadora a integração de fontes intermitentes com a rede. Primeiramente,

não existe ainda interconexão entre as ilhas, o que impede que haja intercâmbios de energia entre ilhas vizinhas. Além disso, existem diferenças significativas entre os sistemas elétricos de cada ilha, especialmente em relação à dimensão e extensão, capacidade instalada, e base de geração.

Geralmente, os desafios técnicos para operar a rede aumentam com o aumento da presença de fontes intermitentes, como é o caso da energia fotovoltaica cuja geração é variável. No Havaí, dada a pequena dimensão da sua rede e a não existência de interconexões entre as ilhas torna desafiador a manutenção dos índices de qualidade da rede. NREL (2013) trata dos desafios acerca da integração de energia fotovoltaica no Havaí. O estudo também reconhece a possibilidade de medidas que permitam uma maior integração da energética fotovoltaica com menores impactos sobre a segurança do abastecimento de energia elétrica. O estudo identificou várias usinas que podem ser modernizados para reduzir a carga base criando mais espaço para a geração de energia fotovoltaica.

NREL (2013) destaca que recursos alternativos, como resposta da demanda e baterias elétricas de grande escala, podem, também, ser utilizados como reservas operacionais. Isso porque substituem as usinas convencionais que precisam uma carga base na operação. Além disso, é importante que as instalações ocorram em sintonia com o uso de equipamentos que contribuam para funcionamento da rede. Por exemplo, no ano 2015, a *Hawaiian Electric* atualizou os requerimentos para inversores. Agora esses devem cumprir novos requerimentos relacionados ao controle de frequência e à resposta dos mesmos a desvios de tensão.

Para adereçar a questão de problemas técnicos derivados da geração distribuída fotovoltaica na rede, a PUC havaiana autorizou a maior *utility* do estado, a HECO, a requerer estudos de interconexão de energia solar adicionais em alguns circuitos (DSIRE, 2014).

Fruto dos crescentes desafios operacionais enfrentados pela *Hawaiian Electric*, desde 2013, a conexão da rede de novos sistemas solares em várias áreas das ilhas começou a ser restringida (NYTIMES, 2015). Consumidores tiveram que esperar vários anos pela conexão e só por ordem de oficiais do estado de Hawai começaram a conectar os pedidos pendentes.

2.5.2 Impactos e Ajustes Tarifários

A difusão da energia solar fotovoltaica no Havaí apresentou impactos significativos sobre a conta de eletricidade dos consumidores não-adotantes. Segundo a HECO, o *cost-shift* entre consumidores adotantes e não adotantes dessa tecnologia totalizou, em Oahu⁶⁹ (região com maior concentração de painéis fotovoltaicos instalados), US\$ 38 milhões, em 2013, e US\$ 53 milhões, em 2014. Isso ocorre porque as *utilities* havaianas possuem sua receita requerida garantida. Sendo assim, os custos associados ao desenvolvimento da geração solar são repassados aos consumidores não adotantes através do mecanismo tarifário, conforme explicado na seção acerca da estrutura do setor elétrico havaiano. Para mitigar este problema, em agosto de 2014, a *utility* requereu que o regulador revisse a tarifa de acesso aplicada em sua área de concessão, cobrando de todos os consumidores uma tarifa entre US\$ 50 e US\$ 60 pelos custos da rede e uma tarifa adicional entre US\$ 12 e US\$ 16. Adicionalmente, a empresa HECO propôs aumentar a quota mínima mensal para consumidores com instalações fotovoltaicas para US\$ 25 (HECO 2015b).

Em outubro de 2015, a PUC havaiana votou por encerrar o sistema *net energy metering* em favor de uma opção de fornecimento pela rede, e de uma opção de autoconsumo. Além disso, a empresa *Hawaiian Electric* propôs, no ano 2015, o uso de tarifas variáveis (*Time of Use Rates, ToU*) (HECO 2015a). As novas tarifas devem incentivar o uso de energia quando a geração de energia fotovoltaica e solar seja maior. Este novo sistema tarifário torna mais vantajoso que os consumidores com geração fotovoltaicos utilizem mais eletricidade durante os períodos em que a geração fotovoltaica é superior. Em 2016, 5.000 consumidores já se encontravam abrangidos por este modelo tarifário (HECO 2016g).

2.6 Referências

Bergstrom, R., Cao, C., & Tolbert, T. (2003). Key aspects of electric restructuring supplemental volume II: The State Summaries 2003 Updates (Vol. II).

City of Honolulu. (2016a). Claim for exemption - Alternate Energy Improvements. Honolulu. <https://www.realpropertyhonolulu.com/media/1403/bfsrpp5d.pdf>

69 Essa região possui a maior capacidade instalada de solar *rooftop* do estado (EIA, 2015)

City of Honolulu. (2016b). Solar Loan Application Form. Honolulu. http://www.honolulu.gov/rep/site/dcs/dcs_docs/2016SolarLoanProg.pdf

DSIRE. (2014). Interconnection Standards. <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/989>

DSIRE. (2016a). City and County of Honolulu Real Property Tax Exemption for Alternative Energy Improvements. <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/3684>

DSIRE. (2016b). City and County of Honolulu Solar Loan Program. <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/943>

DSIRE. (2016c). Feed in Tariff program review. <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5671>

DSIRE. (2016d). GreenSun Hawaii. <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5102>

DSIRE. (2016e). Net Metering Overview Hawaii. <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/596>

Federal Energy Regulatory Commission. (2016a). Overview of FERC electricity activities. Retrieved from <http://www.ferc.gov/about/ferc-does/overview.asp>

Hawaii Clean Energy Initiative. (2011). HCEI Road Map 2011. Hawaii. http://www.hawaiicleanenergyinitiative.org/storage/media/HCEI_Roadmap-Summary_FINAL_ID-11909.pdf

Hawaii Clean Energy Initiative. (2016). Hawaii Clean Energy Initiative goals and objectives. Hawaii. <http://www.hawaiicleanenergyinitiative.org/about-the-hawaii-clean-energy-initiative/goals-and-objectives/>

Hawaii Solar Incentives. (2016). Hawaii Solar Tax Credit. Hawaii. <http://www.hawaiisolarincentives.com/incentives/hawaii-state-35/>

HECO. (2015a): Hawaiian Electric Companies propose expanded time-of-use rates. <https://www.hawaiianelectric.com/hawaiian-electric-propose-expanded-time-of-use-rates>

HECO (2015b): Hawaiian Electric Companies propose new options to support continued growth of rooftop solar. <https://www.hawaiianelectric.com/hawaiian-electric-companies-propose-new-options-to-support-continued-growth-of-rooftop-solar>

HECO. (2016a). Competitive Bidding for New Generation. Hawaii. <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/producing-clean-energy/selling-power-to-the-utility/competitive-bidding>

HECO. (2016b). Customer Grid-Supply and Self-Supply Programs. Hawaii. <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/producing-clean-energy/customer-grid-supply-and-self-supply-programs>

HECO. (2016c). Feed-In Tariff Program. Hawaii. <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/producing-clean-energy/selling-power-to-the-utility/feed-in-tariff>

HECO. (2016d). Power Facts. https://www.hawaiianelectric.com/Documents/about_us/company_facts/power_facts_2016.pdf

HECO. (2016e). Quarterly Installed PV Data. Hawaii. <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/going-solar/quarterly-installed-pv-data>

HECO. (2016f). Rooftop Solar (PV). Hawaii. <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/going-solar/rooftop-solar-pv>

HECO. (2016g): More than 1,000 Enroll in Time-of-Use rates program. <https://www.hawaiianelectric.com/more-than-1000-enroll-in-time-of-use-rates-program>

HELCO. (2016). Customer Grid-Supply and Self-Supply Programs. Hawaii. <https://www.hawaiianelectriclight.com/clean-energy-hawaii/producing-clean-energy/customer-grid-supply-and-self-supply-programs>

International Energy Agency. (2014). The United States 2014 Review.

KIUC. (2016a). Annual meeting of the members. Kuai.

KIUC. (2016b). Annual reports. Kuai. <http://doi.org/10.1108/eb055690>

KIUC. (2016c). Rooftop solar. Hawaii. <http://website.kiuc.coop/content/rooftop-solar>

Maehlum, M. A. (2014). What`s the Difference Between Net Metering and Feed-In Tariffs? <http://energyinformative.org/net-metering-feed-in-tariffs-difference>

MECO. (2016). Customer Grid-Supply and Self-Supply Programs. Maui. <https://www.mauielectric.com/clean-energy-hawaii/producing-clean-energy/customer-grid-supply-and-self-supply-programs>

Migden-Ostrander, J., Watson, B., Lamont, D., Sedano, R. (2014). Decoupling Case Studies: Revenue Regulation Implementation in Six States.

NASEO. (2014). Attachment A: Case Study - Hawaii. <http://naseo.org/Data/Sites/1/media/emap/attachment-a---hawaii-case-study.pdf>

North American Reliability Corporation. (2016). About NERC. Retrieved from <http://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>

NREL (2013): Hawaii Solar Integration Study. Excecutive Summary.

NY Times (2015): Solar Power Battle Puts Hawaii at Forefront of Worldwide Changes. https://www.nytimes.com/2015/04/19/business/energy-environment/solar-power-battle-puts-hawaii-at-forefront-of-worldwide-changes.html?_r=0

Pereira, G.; Silva, P. (2017). The smart grid and distributed generation nexus. In Nivalde de Castro and Guilherme Dantas (Eds.), *Distributed Generation: International experiences and comparative analyses*, (pp. 13-36). Rio de Janeiro: Publit. ISBN: 978-85-93305-45-0

State of Hawaii. (2000). The Hawaii Energy Strategy 2000. Hawaii. <https://evols.library.manoa.hawaii.edu/bitstream/handle/10524/32184/2000-HawaiiEnergyStrategy.PDF>

State of Hawaii. (2001). HRS § 269-101 et seq. Net Metering (Vol. 5). Hawaii. http://www.capitol.hawaii.gov/hrscurrent/Vol05_Ch0261-0319/HRS0269/HRS_0269-0101.htm

State of Hawaii. (2006). PUBLIC UTILITIES COMMISSION Instituting a Proceeding to Investigate Competitive Bidding for New Generating Capacity in Hawaii. Hawaii. <http://files.hawaii.gov/dcca/dca/dno/dno2006/23121.pdf>

State of Hawaii. (2010). §196?6.5 Solar water heater system required for new single?family residential construction. Hawaii. http://www.capitol.hawaii.gov/hrscurrent/Vol03_Ch0121-0200D/HRS0196/HRS_0196-0006_0005.htm

State of Hawaii. (2013). Opening a Proceeding to Investigate whether an Oahu-Maui Interisland Transmission System May Be in the Public Interest. http://dms.puc.hawaii.gov/dms/OpenDocServlet?RT=&document_id=91+3+ICM4+LSDB15+PC_DocketReport59+26+A1001001A13G12B24553E6551718+A13G12B24553E655171+14+1960

State of Hawaii. (2014). PUC approves plan on the administration of FIT program queues to accelerate project completions. Hawaii. https://www.hawaiianelectric.com/Documents/clean_energy_hawaii/producing_clean_energy/fit/public_utilities_commission_press_release_dated_december_8_2014.pdf

State of Hawaii. (2016a). GreenSun Hawaii Loan Program. Hawaii. <http://dbedt.hawaii.gov/blog/greensun-hawaii-loan-program-finances-3-million-in-solar-installations-statewide/>

State of Hawaii. (2016b). Hawaii Energy Facts & Figures 2016. Hawaii. http://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/FF_May2016_FINAL_5.13.16.pdf

State of Hawaii. (2016c). Hawaii State Energy Office: Leading the Way to Energy Independence. Hawaii. <http://energy.hawaii.gov/who-we-are>

State of Hawaii. (2016d). House Bill §23512.5 Renewable energy technologies; income tax credit. Hawaii. http://www.capitol.hawaii.gov/hrscurrent/Vol04_Ch0201-0257/HRS0235/HRS_0235-0012_0005.htm

State of Hawaii. (2016e). Memorandum of Understanding Between the State of Hawaii and the US Department of Energy. Hawaii. http://www.hawaii-clean-energy-initiative.org/wp-content/uploads/2016/06/HCEI_MOU_signed_1-28-08.pdf

State of Hawaii. (2016f). Oahu Maui grid tie. Hawaii. <http://energy.hawaii.gov/renewable-energy/oahu-maui-gridtie>

State of Hawaii. (2016g). Public Utilities Commission Electric Utilities, 1–2. <http://puc.hawaii.gov/>

State of Hawaii. (2016h). Public Utilities Commission Introduction. Hawaii. <http://puc.hawaii.gov/about/introduction/>

State of Hawaii. (2016i). Renewable energy technologies income tax credit. Hawaii. <http://tax.hawaii.gov/geninfo/renewable/>

State of Hawaii. (2016j). Utility Landscape in Hawaii. Hawaii. <http://energy.hawaii.gov/developer-investor/utility-resources>

State of Hawaii. (2016k). Green Infrastructure Fee. Hawaii. Retrieved from <http://energy.hawaii.gov/green-infrastructure-fee>

US Department of Energy. (2015). State of Hawaii Energy Sector Risk Profile. http://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f22/HI_Energy_Sector_Risk_Profile.pdf

US Energy Information Administration. (2016a). Average retail price of electricity US and Hawaii 2001 to 2015. <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/7?agg=0,1&geo=g0000000000008&endsec=vg&freq=A&start=2001&end=2015&ctype=linechart<ype=pin&rtype=s&maptype=0&rse=0&pin=>

US Energy Information Administration. (2016b). Hawaii Profile analysis. <http://www.eia.gov/state/analysis.cfm?sid=HI#75>

US Energy Information Administration. (2016c). Hawaii Profile Data. <http://www.eia.gov/state/data.cfm?sid=HI#EnergyIndicators>

US Energy Information Administration. (2016d). Hawaii Restructuring. Hawaii. <http://www.eia.gov/electricity/policies/restructuring/hawaii.html>

US Energy Information Administration. (2016e). Net generation for all sectors Hawaii and US. <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/0?agg=2,0,1&fuel=vvg&geo=g0000000000008&sec=00g&freq=A&start=2001&end=2015&ctype=linechart<ype=pin&rtype=s&pin=&rse=0&maptype=0>

US Energy Information Administration. (2016f). Retail sales of electricity, annual, Hawaii. <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/5?agg=0,1&geo=0000000000008&endsec=vvg&linechart=ELEC.SALES.HI-ALL.A&columnchart=ELEC.SALES.HI->

3

O Caso de Nevada

Patrícia Pereira da Silva
Guillermo Pereira
Daniel Ferreira Viana

3.1 Estrutura do Setor Elétrico

O setor elétrico de Nevada apresenta uma estrutura verticalizada regulada. Contudo, apesar de não ter existido uma reforma liberalizante, desde 1997 são patentes discussões e análises sobre as possibilidades e potenciais benefícios esperados da liberalização do setor. Para uma melhor compreensão desta problemática, a Tabela 3.1 apresenta as principais ações tomadas referentes à reestruturação do setor elétrico e identifica alterações realizadas na estrutura e funcionamento do setor elétrico no período de 1997 a 2016.

Tabela 3.1: Evolução do Arcabouço Legal do Setor Elétrico de Nevada: 1997 - 2016

Ano	Diretivas	Descrição
1996	-	Empresas do setor verticalmente integradas, estrutura regulada e monopolista.
1997	<i>Assembly Bill</i> 366	A lei <i>Assembly Bill</i> 366 ordena o regulador do Nevada a criar um mercado varejista competitivo de eletricidade até 1999.
1997	-	O regulador inicia o procedimento para compreender as consequências da reestruturação do mercado.
1998	-	O regulador apresenta um conjunto de análises sobre <i>unbundling</i> de serviços e custos associados. Sinaliza ainda os seguintes serviços como adequados para serem negociados em mercado: medição de consumos, faturação e serviços de apoio ao cliente.

Ano	Diretivas	Descrição
1999	<i>Senate Bill 438</i>	O regulador solicita o adiamento da reestruturação visto não ter conseguido obter uma visão completa sobre todas as consequências associadas. Este pedido é aprovado pelo Senado, através da <i>Senate Bill 438</i> , que amplia o prazo para a abertura do mercado varejista para o ano 2000. Neste processo, o Senado deu ainda a possibilidade ao governo do Estado, em vez do regulador, optar por uma nova data caso tal fosse necessário.
2000	-	O governo de Nevada suspende a reestruturação do mercado sem nova data definida. Neste mesmo ano, o regulador do Estado apresenta uma nova calendarização para a abertura do mercado contando com o início em novembro de 2000 para os maiores clientes comerciais; em abril de 2001 para clientes comerciais de média dimensão; em junho de 2001 para clientes comerciais de pequena dimensão e entre setembro e dezembro de 2001 para o segmento residencial. No final deste ano, o governo anuncia novamente a suspensão da reestruturação, sendo a nova data prevista para setembro de 2001, o qual se aplica agora a todos os segmentos de clientes, em vez do anterior plano escalonado apresentado pelo regulador. O governo fundamentou a sua decisão com base na crescente demanda, oferta escassa e consequentes preços elevados de eletricidade.
2001	<i>Nevada Energy Protection Plan, Assembly Bill 369, e Assembly Bill 661</i>	A equipe consultiva do governo recomenda que apenas clientes comerciais de grande dimensão tenham acesso ao mercado varejista competitivo, pelo menos até os preços de eletricidade estabilizarem. O governo apresenta o <i>Nevada Energy Protection Plan</i> , com o intuito de proteger a comunidade dos preços elevados, o qual coloca a reestruturação do setor numa pausa indefinida. A lei <i>Assembly Bill 369</i> reverte as orientações de reestruturação do setor resultantes da anterior <i>Assembly Bill 366</i> . No entanto, é criada uma exceção para acesso ao mercado varejista para clientes com uma carga igual ou superior a 1MW, sendo apenas possível após aprovação pelo regulador.
2016	<i>The Energy Choice Initiative Petition</i>	Após um longo período em que o mercado varejista competitivo se manteve acessível apenas a um estrito número de consumidores de grande porte, a <i>The Energy Choice Initiative Petition</i> vem ressaltando a necessidade de alterar a constituição do Estado para eliminar os monopólios no setor elétrico e criar um mercado varejista competitivo até 2023 (THE ENERGY CHOICE INITIATIVE, 2016). A medida proposta pela petição obteve aprovação por votação no passado 8 de novembro, 2016, sendo certo que irá novamente a votação em 2018 para entrar em efeito (RGJ, 2016).

Fonte: RGJ (2016) e The Energy Choice Initiative (2016)

A partir da análise das várias ações relacionadas com a reestruturação do setor elétrico em Nevada, é possível verificar que historicamente os benefícios normalmente associados a mercados competitivos até aqui não foram suficientes para que se decidisse pela liberalização do setor elétrico do estado⁷⁰. Entretanto, atualmente está em curso uma nova movimentação com intuito de estimular a implementação de mercados varejistas competitivos e, visando a possibilidade auferir benefícios inerentes a preços menores e melhor qualidade do serviço (THE ENERGY CHOICE INITIATIVE, 2016).

No âmbito das instituições que atuam no setor, o *Nevada Governor's Office of Energy* (GOE) tem a missão de monitorar e supervisionar a implementação de programas no setor energético de uma forma ampla, assegurando o cumprimento dos objetivos da legislação. Em linhas gerais, sua atuação visa assegurar o desenvolvimento dos recursos energéticos locais em linhas com as necessidades locais. Esse órgão também busca colocar o Nevada como líder nacional na promoção de energia proveniente de fontes renováveis e em eficiência energética, sendo esse um meio de garantir a existência de um sistema energético seguro e sustentável e, ao mesmo tempo, a independência energética do estado⁷¹ (STATE OF NEVADA, 2016d).

Por sua vez, a *Public Utilities Commission of Nevada* (PUCN) tem a missão de assegurar que a legislação do Estado de Nevada seja cumprida, orientando a sua atividade com base nos seguintes objetivos (STATE OF NEVADA, 2016a):

- i. Regular as empresas de utilidade pública de uma maneira justa e imparcial;
- ii. Assegurar que as empresas de utilidade pública prestem serviços de uma forma econômica, segura, eficiente e prudente;
- iii. Conseguir o melhor equilíbrio entre investidores das empresas de utilidade pública e os consumidores, ao permitir que os primeiros recuperem os seus investimentos a uma taxa de retorno justa e que os segundos recebam serviços de utilidade pública a um preço razoável e justo.

70 Em outros estados dos EUA, ocorreram situações similares. Por exemplo, os estados Arkansas, Arizona, Califórnia, Montana, Novo México, Oregon e Virgínia optaram por não reestruturar os seus setores elétricos (MOREY & KIRSCH, 2016).

71 O GOE é o responsável por estabelecer as diretrizes energéticas, gerir programas implementados e serve de interlocutor entre os diferentes agentes do sistema.

Cabe ressaltar, que a PUCN é responsável pela regulação das *utilities* detidas por investidores privados (STATE OF NEVADA, 2016i). Especificamente no caso do setor elétrico, o regulador é responsável por assegurar a adequada implementação da política energética estadual em matéria de energias renováveis e em eficiência energética, bem como assegurar a prestação de um serviço de fornecimento elétrico fiável a preços justos e razoáveis. Nesse sentido, suas principais atividades são (STATE OF NEVADA, 2016h):

- i. Estabelecer as tarifas cobradas pelas empresas de utilidade pública que atuam no setor elétrico;
- ii. Avaliar os planos de curto e longo prazo em matéria de geração e transmissão, de modo a assegurar que os clientes da área geográfica associada são devidamente servidos;
- iii. Aprovar a construção de nova infraestrutura;
- iv. Avaliar os planos das empresas de utilidade pública no que toca à participação nos programas estaduais de desenvolvimento de fontes renováveis.

Desta forma, a PUCN é responsável por regular a empresa de utilidade pública *NV Energy*. O grupo *NV Energy* resulta da fusão, em 1999, das duas maiores empresas de utilidade pública do Nevada, a *Nevada Power Company* que operava na Região Sul do estado e a *State and Sierra Pacific Power Company* que operava na Região Norte do estado. Não obstante, em 2009 o grupo *NV Energy* foi adquirido pela *MidAmerican Energy Holdings Company* (STATE OF NEVADA, 2016g). A Tabela 3.2 apresenta uma caracterização da dimensão das suas operações.

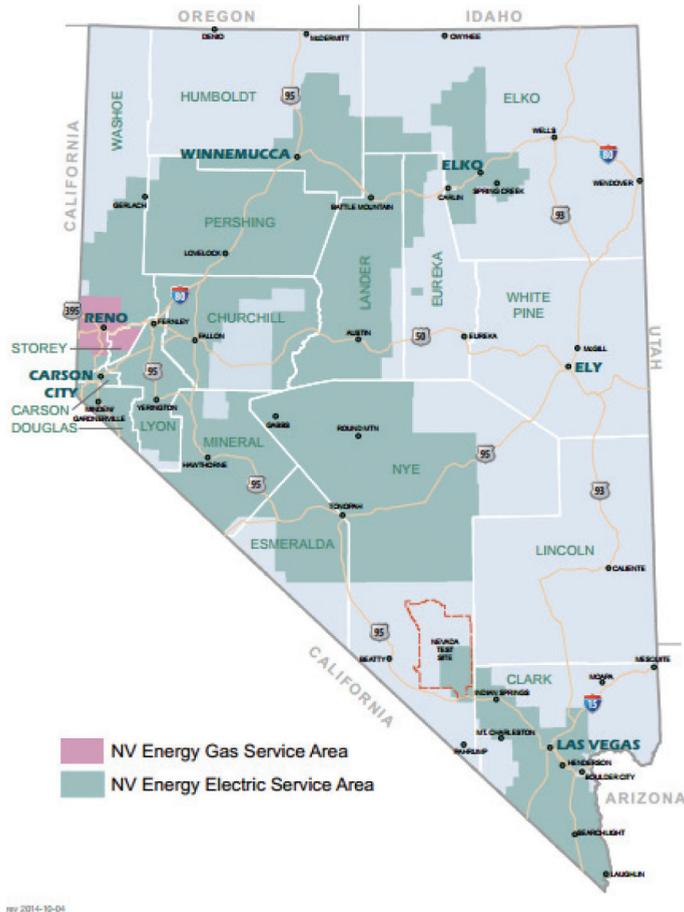
Tabela 3.2: Indicadores de Atividade da Empresa NV Energy

Indicador	Nível
Área de serviço (em km ²)	119.139
Consumidores servidos (em n.º. de consumidores)	1.200.000
Demanda de pico na região Norte do Nevada (em MW)	1.842
Demanda de pico na região Sul do Nevada (em MW)	6.124
Unidades consumidoras – Edifícios residenciais	1.096.213
Unidades consumidoras – Edifícios comerciais	154.284
Unidades consumidoras – Edifícios públicos	66

Fonte: NV Energy (2014)

A Figura 3.1 apresenta a área de cobertura da *NV Energy*, demonstrando a sua grande abrangência geográfica, em linha com a sua cobertura quase total da população do estado de Nevada, servindo 2,4 milhões dos 2,79 milhões de cidadãos do estado.

Figura 3.1: Área de Atuação da NV Energy



Fonte: NV Energy (2014)

É relevante mencionar que as *utilities* municipais e cooperativas elétricas em operação no estado, que embora não sejam totalmente reguladas pela PUCN, devem pedir autorização a esta para se formarem e iniciarem operações, vide Tabela 3.3. Essas *utilities* são em parte reguladas pelo PUCN, por sua vez

as cooperativas são governadas pelos seus membros estando estas fora do âmbito da ação do regulador (STATE OF NEVADA, 2016g).

Tabela 3.3: Utilities Municipais e Cooperativas

Empresa	Cidade	Estado
<i>Harney Electric Cooperative, Inc.</i>	Hines	Oregon
<i>Mt. Wheeler Power, Inc.</i>	Ely	Nevada
<i>Plumas-Sierra Rural Electric Cooperative, Inc.</i>	Portola	California
<i>Raft River Rural Electric Cooperative, Inc.</i>	Malta	Idaho
<i>Surprise Valley Electrification Corporation</i>	Alturas	California
<i>Valley Electric Association, Inc.</i>	Pahrump	Nevada
<i>Wells Rural Electric Company</i>	Wells	Nevada

Fonte: State of Nevada (2016b)

Na matriz de geração de eletricidade do estado, verifica-se a predominância do gás natural. Como ilustração, no ano de 2014 esta fonte foi responsável por mais de 60% da eletricidade gerada. A Tabela 3.4 mostra a evolução recente da matriz elétrica de Nevada e permite constatar o crescimento da participação de fontes renováveis em detrimento da geração a partir de combustíveis fósseis (EIA, 2015).

Tabela 3.4: Evolução da Geração de Eletricidade por fonte de energia Primária em Nevada

Fonte de energia primária	2010		2011		2012		2013		2014	
	GWh	%								
Carvão	6.997	19,91	5.407	16,95	4.079	11,60	5.255	14,43	6.548	18,20
Petróleo	11	0,03	14	0,04	19	0,05	19	0,05	15	0,04
Gás Natural	23.688	67,40	21.841	68,47	25.647	72,94	24.767	68,01	22.961	63,81
Geotermia	2.070	5,89	2.146	6,73	2.347	6,68	2.670	7,33	2.729	7,58
Usinas Hídricas	2.157	6,14	2.191	6,87	2.440	6,94	2.682	7,36	2.389	6,64
Outros Gases	6	0,02	7	0,02	7	0,02	6	0,02	5	0,01
Biomassa	0	0,00	0	0,00	19	0,05	24	0,07	25	0,07
Solar	217	0,62	291	0,91	473	1,35	745	2,05	1.014	2,82
Eólica	0	0,00	0	0,00	129	0,37	251	0,69	300	0,83
Outras	0	0,00	38	0,12	12	0,03	25	0,07	15	0,04
Total geração	35.146		31.898		35.161		36.418		35.986	

Fonte: US Energy Information Administration (2016e)

Em termos de transmissão, observa-se que a atividade é exercida no estado de Nevada através de duas redes distintas. Uma destas redes é responsável pelo atendimento da Região Sul do estado e se encontra integrada com as redes de transmissão do estado da Califórnia, de Arizona e do Sul de Utah. A outra rede é utilizada para transmissão de eletricidade na Região Norte do estado, abrangendo as cidades de Eiko e Reno, e encontra-se integrada com as redes de transmissão do Norte da Califórnia, do Norte do Utah e de Idaho (EIA, 2015).

De modo a permitir a transição do setor elétrico para acomodar a crescente participação de energias renováveis, foi desenvolvido o projeto *One Nevada Line*⁷². Esse projeto visa conectar a Região Norte, desde a cidade de Ely, até a Região Sul em Las Vegas. Essa infraestrutura contou com o apoio do DOE (DOE, 2015a). Essa nova linha têm como principal objetivo permitir o transporte de forma eficiente da eletricidade gerada por fontes de energia renovável em zonas remotas para os grandes centros de carga predominantemente a Norte e a Sul do estado, bem como criar a infraestrutura necessária para transportar eventuais excedentes para o Arizona ou Califórnia (EIA, 2015).

Quanto à dimensão do sistema de transmissão, em 2015, a extensão das linhas de transmissão de alta voltagem (>230KV) era de 2.245 quilômetros, e a extensão das linhas de baixa voltagem (<230KV) era de 668 km (DOE, 2015b).

Já a distribuição de eletricidade de Nevada, como mencionado anteriormente, encontra-se majoritariamente a cargo da empresa de utilidade pública *NV Energy*, que serve o estado quase em sua totalidade. Analisando a evolução histórica da comercialização de eletricidade no Nevada em todos os segmentos (residencial, comercial e industrial⁷³), que consta na Tabela 3.5, verifica-se um aumento expressivo entre os anos. Em 2001, o setor residencial consumiu 9.606,87 GWh, o comercial 6.693,11 GWh e o industrial 11.238,94 GWh. Passando em 2014, para um consumo residencial de 11.916,52 GWh, comercial de 9.418,09 GWh e industrial de 13.732,7 GWh.

72 O projeto foi criado em 2011 e efetivamente implementado em 2014.

73 Cabe ressaltar que o setor industrial também se enquadra dentro do grupo de consumidores comerciais segundo os critérios da NV Energy, tendo uma tarifa de eletricidade determinada pela potência contratada (kW) e pelo consumo (kWh), como será detalhado posteriormente.

Tabela 3.5: Evolução da eletricidade comercializada em Nevada por segmento de mercado

Eletricidade Comercializada (GWh)	Ano							
	2001	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	9.607	11.080	11.880	11.615	11.493	12.123	12.142	11.917
Comercial	6.693	8.516	8.950	8.970	8.995	9.315	9.302	9.418
Industrial	11.239	12.897	13.445	13.180	13.420	13.734	13.759	13.733
Total	27.539	32.493	34.275	33.764	33.908	35.172	35.203	35.067

Fonte: EIA (2016f)

Para uma melhor compreensão, a análise da evolução da eletricidade comercializada deve ser também acompanhada por uma análise dos preços finais verificados para os diferentes segmentos apresentado em seguida na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Preços de Comercialização de Eletricidade em Nevada e nos EUA

Segmento de cliente	Ano						
	2001	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nevada (US\$ /kWh)							
Residencial	0,091	0,129	0,124	0,116	0,118	0,119	0,129
Comercial	0,085	0,106	0,098	0,091	0,088	0,09	0,095
Industrial	0,066	0,08	0,074	0,067	0,065	0,065	0,071
EUA (US\$ /kWh)							
Residencial	0,086	0,115	0,115	0,117	0,119	0,121	0,125
Comercial	0,079	0,102	0,102	0,102	0,101	0,103	0,107
Industrial	0,051	0,068	0,068	0,068	0,067	0,069	0,071

Fonte: EIA (2016a).

Em matéria de preços e analisando a evolução histórica de uma forma comparativa com os preços médios dos Estados Unidos não são identificadas diferenças significativas. Em 2001, em Nevada os preços praticados no setor residencial eram de US\$ 0,10/kWh, no setor comercial de US\$ 0,085/kWh, e no industrial de US\$ 0,066/kWh. Sendo que a tarifa média nos EUA era de US\$ 0,086/kWh no residencial, US\$ 0,079/kWh no comercial e US\$ 0,051/kWh no setor industrial. Em 2014, no Nevada os preços praticados no setor

residencial eram de US\$ 0,129/kWh, no setor comercial de US\$ 0,095/kWh, e no industrial de US\$ 0,071/kWh. Sendo que a tarifa média nos EUA era de US\$ 0,125/kWh no residencial, US\$ 0,107/kWh no comercial e US\$ 0,071 / kWh no setor industrial.

3.2 Diretrizes Regulatórias

No que se refere às diretrizes de regulação das atividades do setor elétrico, a PUCN segue a metodologia custo de serviço, de modo a definir as receitas adequadas para as *utilities* que operam em Nevada. Os períodos regulatórios (*general rate cases*) têm a duração de 3 anos e devem ser apresentados em junho de cada ano. No decorrer do processo de atualização dos custos de atividade aceitos, o regulador analisa os seguintes aspectos (STATE OF NEVADA, 2016c):

- i. Custo de capital, de modo a compreender qual o retorno que a *utility* deve obter;
- ii. Depreciações, de modo a compreender a forma como a empresa irá recuperar os custos de investimento para garantir a continuidade do seu serviço;
- iii. Receitas, de modo a compreender qual seria o montante necessário para cobrir os custos operacionais, depreciações, impostos, entre outros;
- iv. Custos aceitos e estrutura das tarifas, de modo a compreender que custos são adequados e como estes devem ser distribuídos pelos diferentes segmentos de clientes residenciais, comerciais e industriais.

É importante ressaltar que a PUCN utiliza um mecanismo de reconhecimento dos investimentos do tipo *backward looking*, de modo que os investimentos são reconhecidos de forma retroativa. As revisões tarifárias ocorrem a cada 36 meses e são feitas em junho. Qualquer mudança na tarifa aprovada pelo regulador passa a ter efeito a partir de 1º de janeiro do ano seguinte à aprovação.

Com relação à estrutura tarifária, os custos da *utility* são remunerados por (STATE OF NEVADA, 2016k):

- i. Componente fixo definido para permitir recuperar custos da *utility* que não variam com o consumo de eletricidade;

- ii. Componentes variáveis, em US\$/kWh, que permitem que a empresa recolha um nível de receita adequado às suas operações, custos incorridos na geração de eletricidade para os seus consumidores e programas para promoção de energias renováveis, eficiência energética, e tarifas de apoio ao acesso universal para consumidores de baixa renda.

Os consumidores residenciais possuem uma tarifa vinculada majoritariamente aos kWh consumidos, que remunera os custos da *utility* com geração, distribuição e transmissão. Esses diferem quanto ao fato de serem ou não unidades consumidoras multi-familiares, ou seja, blocos de apartamentos e edifícios residenciais, e com a adoção, ou não, do sistema *time-of-use*⁷⁴ de tarifação.

No caso de consumidores comerciais⁷⁵, ao contrário dos residenciais, os custos da *utility* também são cobertos pela potência demandada (*Demand Charge*) e também pela potência de pico (*Facility Charge*).

Todos os clientes da *utility* podem optar por tarifas *time-of-use*, que variam com o horário e a estação do ano em que a energia é consumida, em kWh, ou demandada, em kW (no caso de consumidores não-residenciais). Os subgrupos referentes ao setor comercial variam de acordo com a potência demandada (kW), com o consumo (kWh) e com a adoção, ou não, do sistema de tarifação *time-of-use*.

Na Figura 3.2 é apresentada a conta de eletricidade paga por um consumidor residencial típico do norte do estado de Nevada, contendo o detalhamento de cada um dos componentes da tarifa.

74 O uso de tarifas *time of use* foi aprovado pela PUCN em abril de 2003 (STATE OF NEVADA, 2003)

75 Vale lembrar que a categoria de consumidores comerciais engloba também as indústrias.

Figura 3.2: Componentes da Conta de Eletricidade em Nevada

ELECTRIC - DOMESTIC SERVICE								
Meter Number	Service Category	Service Period		Bill Days	Meter Readings		Meter Multiplier	Billing Usage
		From	To		Previous	Current		
0000000000	KWH	Nov 14	Dec 15	31	5214	6250	1	1,036
ELECTRIC CONSUMPTION 1					1,036.000	KWH	x .09833	101.87
NV GREENENERGY RIDER (NGR OPTION 1) 2					1,036.000	KWH	x .03977	41.20
DEFERRED ENERGY ADJUSTMENT 3					1,036.000	KWH	x .00000	.00
TEMP. GREEN POWER FINANCING (TRED) 4					1,036.000	KWH	x .00111	1.15
RENEWABLE ENERGY PROGRAM (REPR) 5					1,036.000	KWH	x .00638	6.61
ENERGY EFFICIENCY (EE) CHARGE 6					1,036.000	KWH	x .00185	1.92
ENERGY EFFICIENCY AMORTIZATION 7					1,036.000	KWH	x .00087 CR	.90 CR
BASIC SERVICE CHARGE 8								9.25
LOCAL GOVERNMENT FEE 9							5%	8.06
UNIVERSAL ENERGY CHARGE 10					1,036.000	KWH	x .00039	.40
TOTAL ELECTRIC SERVICE AMOUNT								\$169.56

Fonte: State of Nevada (2016k)

Consumo de energia elétrica: componente voltado a cobrir os custos de provisão do serviço de distribuição de energia elétrica ao consumidor, além de garantir que a empresa possa auferir uma margem de lucros justa. A tarifa de energia elétrica é dividida em duas parcelas:

- i. *Base Tariff General Rate* (BTGR): consiste em uma tarifa do tipo *backward-looking*, posto que é calculada com base na revisão dos custos realizados no ano imediatamente anterior (ano-teste), e não com base nos custos projetados para o ano subsequente. Essa tarifa é definida através da revisão de todas as receitas, gastos, investimentos e custo de capital da *utility*, para que então seja determinada a receita necessária para cobrir os custos e também assegurar um nível de lucro justo;
- ii. *Base Tariff Electric Rate* (BTER): parcela voltada a cobrir os custos associados à produção (compra de combustíveis, normalmente carvão ou gás natural) e compra de eletricidade. A BTER reembolsa as *utilities* pela compra de combustíveis e de eletricidade de outras geradoras. Cabe destacar que esta parcela visa apenas cobrir esses custos, posto que o regulador não permite que as *utilities* auferam lucros sobre a compra de combustíveis e de energia elétrica. A BTER é calculada com base nos custos incorridos nos últimos 12 meses, divididos pelo volume de vendas realizado no mesmo período. Dado que os preços dos combustíveis e da compra de eletricidade podem flutuar, pode ser

que a receita obtida através da BTER seja superior (ou inferior) ao necessário para reembolsar as *utilities*. Nesse caso essa diferença é ajustada através do *Deferred Energy Adjustment*, que será tratado com mais detalhes a seguir.

Nevada GreenEnergy Rider (NGR): tarifas aplicáveis exclusivamente sobre o kWh consumido pelos participantes do programa *NV Green Energy Choice*. Esses consumidores, ao se voluntariarem ao programa, concordam que 50% a 100% do seu consumo de eletricidade mensal seja faturado através da NGR, que se trata de uma tarifa com valor superior à tarifa de eletricidade convencional, com o objetivo de cobrir os custos crescentes das *utilities* com a geração de energia a partir de fontes renováveis. A NGR é recalculada anualmente.

Deferred Energy Adjustment (DEA): componente que resulta essencialmente da diferença entre o montante arrecadado pela *utility* através da BTER e o custo verificado de compra de combustíveis e de eletricidade. Caso a arrecadação via BTER seja superior ao custo real, então a DEA aparecerá na conta dos consumidores como um crédito sobre as unidades de energia consumidas. Caso contrário, essa parcela constará como uma taxa na conta de eletricidade. Além dos ajustes trimestrais da DEA, as *utilities* também podem ser solicitadas pela PUCN a preencher um formulário anualmente, em um processo denominado *Deferred Energy Accounting Adjustment* (DEAA), no sentido de avaliar a razoabilidade dos custos de compra de combustíveis e de eletricidade.

Temporary Green Power Financing (TRED): essa taxa foi estabelecida em 2005, com o objetivo de garantir que as empresas que haviam firmado o compromisso de fornecer energia renovável para a NV Energy, fossem capazes de construir as plantas de geração (frente à dificuldade de acesso a fontes de financiamento). Ela recai sobre o consumo de energia. Atualmente, a *Nevada Solar One* é a única planta de geração financiada pela TRED, que está fechada para novas inscrições no programa. A TRED é alterada anualmente, através da DEAA.

Renewable Energy Program (REPR): é financiado por uma taxa sobre a energia consumida. Esta taxa financia três programas aprovados pela PUCN:

- i. *Solar Energy Systems Incentive Program* (SESIP): programa de descontos para consumidores que instalam sistemas fotovoltaicos;
- ii. *Wind Energy Systems Demonstration Program* (WIND): programa de descontos voltado a consumidores que instalam plantas de geração eólica;

iii. *Waterpower Energy Systems Demonstration Program* (WATERPOWER): tarifa destinada ao programa de descontos para consumidores agrícolas que instalam projetos de geração hídrica.

Energy Efficiency Charge (EE): combina duas componentes a serem pagas com base no consumo de energia da unidade consumidora:

- i. *Energy Efficiency Program Rate* (EEPR): parcela destinada a garantir que as *utilities* recuperem os custos de implementação de programas de eficiência e conservação energética. Estes custos incluem fatores como pagamento de mão-de-obra, compra de material de divulgação e incentivos pagos aos consumidores. Caso haja uma arrecadação superior (ou inferior) aos custos reais dos programas, então um ajuste é realizado através da parcela *Energy Efficiency Amortization*, que será detalhada adiante;
- ii. *Energy Efficiency Implementation Rate* (EEIR): através dessa componente, as perdas de receita decorrentes de reduções de consumo, em resposta aos programas de eficiência energética, são recuperadas. A tarifa reflete a aplicação do mecanismo denominado *Lost Revenue Adjustment Mechanism* (LRAM), que será detalhado posteriormente. Tal como no caso da EEPR, sobre (ou sub) arrecadações são corrigidas através do fator *Energy Efficiency Amortization*. A EEIR é recalculada em uma base anual, através do DEAA.

Energy Efficiency Amortization (EEA): componente voltado a ajustar arrecadações superiores ou inferiores ao montante necessário, tanto no que tange a EEPR quanto a EEIR.

Basic Service Charge: cobrança fixa destinada a reembolsar as *utilities* por investimentos em medidores, linhas de distribuição, e outros investimentos que não são cobertos por outras taxas. Essa tarifa é paga por todos os consumidores, igualmente, independente do seu nível de consumo;

Local Government Fee (LGF): inclui taxas cobradas pelos governos locais, como taxa de franquia e taxas de licença. Há um teto definido por lei, de modo que essa taxa não pode ultrapassar 5% da receita bruta das *utilities*. Por fim, o valor arrecadado é repassado diretamente aos governos locais. Incide sobre o montante total da conta mensal de eletricidade, excluída a *Universal Energy Charge*.

Universal Energy Charge (UEC): voltada a manter programas de assistência e conservação aplicáveis a consumidores de baixa renda. 75% desse fundo é distribuído para a *Nevada Division of Welfare and Support Services* para que consumidores de baixa renda paguem suas contas de eletricidade e gás paguem um valor menor pelo serviço energético provisionado pela *utility*. Essa componente tarifária recai sobre a energia consumida.

No estado, os consumidores residenciais podem optar por diferentes opções de tarifa, que variam de acordo com a estação do ano e a hora do dia. Além disso, existe uma taxa diferenciada para veículos elétricos. Na Tabela 3.7, abaixo, é apresentada a descrição de cobrança para um cliente *time-of-use* da região sul que utiliza a opção “A” do *Single Family Service*, um dos diferentes esquemas disponíveis, referente ao ano de 2017.

Tabela 3.7: Tarifa ToU da opção “A” do Single Family Service na Região Sul Referente ao ano de 2017

Período	Definição	Tarifa
Verão - ponta	1º de junho até 30 de setembro de 13h até 19h	US\$ 0,3608 por kWh
Verão - fora da ponta	1º de junho até 30 de setembro Outros horários	US\$ 0,05685 por kWh
Todos os outros horários	Todos os horários, de outubro até maio.	US\$ 0,04228 por kWh
Verão - Veículo Elétrico (opcional)	1º de junho até 30 de setembro de 22h até 6h	US\$ 0,05062 por kWh
Inverno - Veículo Elétrico (opcional)	1º de outubro até 31 de maio de 22h até 6h	US\$ 0,03751 por kWh
	Tarifa básica de serviço	US\$ 12,75

Fonte: NV Energy (2017b)

Conforme mostrado anteriormente, um dos componentes da tarifa dos consumidores de Nevada é o EEIR, que está ligado à aplicação de um mecanismo de *decoupling* que visa favorecer medidas de eficiência energética. Em junho de 2010, o estado implementou o *Lost Revenue Adjustment Mechanism* (LRAM), que foi aprovado pela diretiva legislativa S.B. 358. Esse mecanismo utiliza indicadores mensais de receita perdida sujeitas à mensuração e à verificação dos efeitos sobre a receita da *utility* causada por programas de eficiência e conservação de energia. (EDISON FOUNDATION, 2013)

O mecanismo de ajuste do tipo LRAM prevê que a distribuidora recupere perdas de receita decorrentes, exclusivamente, de reduções no volume de vendas provocados por políticas de eficiência energética, mitigando, portanto, apenas o risco de mercado associado a estas políticas específicas (GILLES et al., 2015). É importante destacar que o LRAM não reembolsa as *utilities* pelo custo dos programas de eficiência energética, mas sim pela receita perdida em decorrência da redução das vendas, resultante de aplicação do programa (MIGDEN-OSTRANDER et al., 2014).

Esse mecanismo é criticado principalmente porque, ao contrário do mecanismo de *decoupling*, no LRAM o regulador não promove um ajuste tarifário caso a distribuidora venda um montante de eletricidade maior que o estimado na revisão tarifária, e atinja, conseqüentemente um nível de receita superior ao requerido. Para evitar esse comportamento, Nevada adotou uma política de impedir receitas excessivas e em anos mais recentes tem reembolsado consumidores pelas mesmas⁷⁶ (MIGDEN-OSTRANDER et al., 2014).

Por fim, é relevante destacar que o LRAM pode não permitir que as *utilities* recuperem perdas de receitas associadas com efeitos de *spillover* e de transformações no mercado de modo que uma desvantagem do LRAM consiste no fato de não eliminar o risco de mercado associado à difusão da microgeração fotovoltaica, não sendo capaz, assim, de eliminar o impacto negativo da difusão sobre a receita das distribuidoras.

3.3 Políticas de Incentivos à Micro e à Mini Geração

Em nível federal, a promoção de fontes renováveis está diretamente associada à busca pela redução das emissões de gases do efeito estufa. Nesse sentido, destaca-se que o *Clean Power Plan* da Environmental Protection Agency estabelece uma meta de redução de 35% até 2030 para o setor elétrico de Nevada em comparação com os níveis de 2005. Para atingir este objetivo, a EPA recomenda o aumento da eficiência das centrais termoelétricas e o aumento da participação de

76 O *Sierra Club*, em seu *docket* n°12-12030, critica o mecanismo LRAM. Segundo o *docket*, um mecanismo de *decoupling* completo seria mais vantajoso, posto que o LRAM, embora resolva uma parcela dos desincentivos financeiros enfrentados pelas *utilities*, falha em removê-los completamente.

fontes renováveis na oferta de energia (NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL, 2015).

Conforme já fora observado, a matriz elétrica de Nevada é predominantemente fóssil. Contudo, mais recentemente, nota-se um aumento da geração a partir fontes renováveis. Essa expansão da promoção de eletricidade de fontes renovável está associada a um conjunto de incentivos e faz parte da política do estado de promover o desenvolvimento sustentável. Neste sentido, a promoção de fontes renováveis possui o objetivo de contribuir para (A RENEWABLE AMERICA, 2015):

- i. A criação de um sistema elétrico mais sustentável, resultante da substituição de infraestrutura de geração convencional.
- ii. O crescimento de fontes de eletricidade competitivas, com custos de tecnologia a decrescer ao longo dos últimos anos;
- iii. O crescimento econômico e criação de emprego⁷⁷;

Para que a difusão de fontes renováveis efetivamente ocorra, políticas de incentivos vêm sendo adotadas. Nesse sentido, destaca-se o *Renewable Portfolio Standard* (RPS) criado em 1997. Esse instrumento estabelece a obrigatoriedade de que parte da eletricidade comercializada pelas empresas de utilidade pública seja de origem renovável. A Tabela 3.8 apresenta as metas do RPS definidas para o período entre 2005 e 2025 (STATE OF NEVADA, 2016j).

Tabela 3.8: Metas do Instrumento de Política Energética RPS

Período	Meta do RPS
2005 a 2006	6%
2007 a 2008	9%
2009 a 2010	12%
2011 a 2012	15%
2013 a 2014	18%
2015 a 2019	20%
2020 a 2024	22%
2025	25%

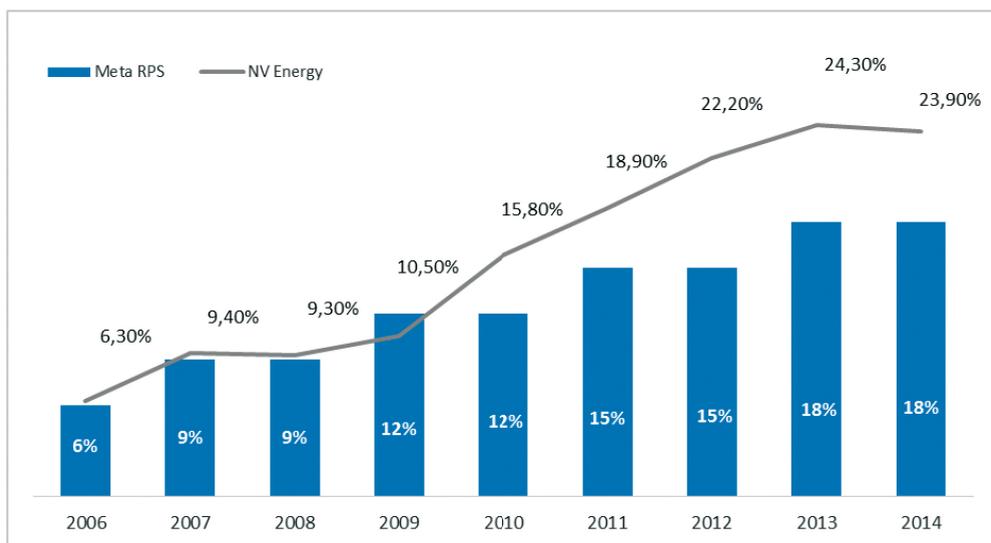
Fonte: State of Nevada (2016f)

⁷⁷ Em Nevada, a indústria de energia renovável já emprega mais de 20.000 pessoas.

Para além das metas para os diferentes períodos, o RPS estabelece ainda que até 2015 pelo menos 5% da eletricidade de origem renovável deveria ser proveniente de fonte solar, valor que deveria aumentar para 6% em 2016 (State Of Nevada, 2016j).

A análise comparativa entre as metas do RPS e os resultados alcançados pela *NV Energy*, indica a capacidade do estado do Nevada em atingir e exceder os objetivos de políticas públicas para a promoção de eletricidade de fontes renováveis, conforme pode ser visto na Figura 3.3.

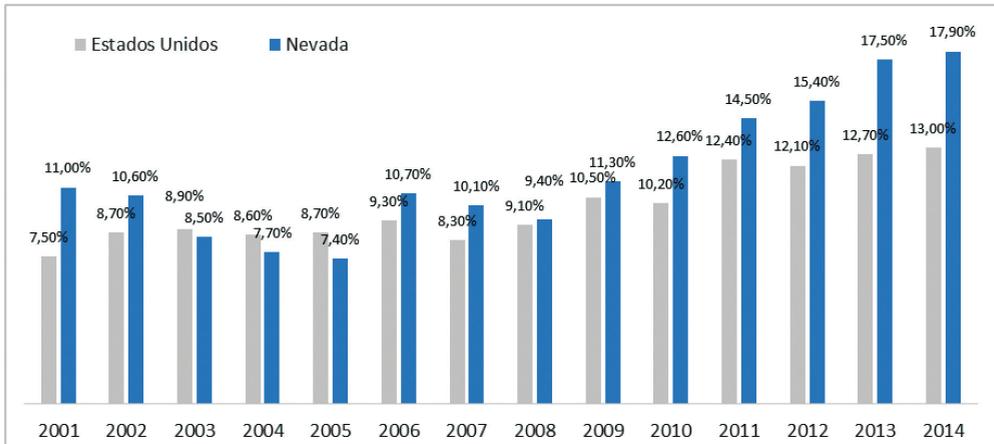
Figura 3.3: Metas RPS e Resultados Verificados pela NV Energy



Fonte: State of Nevada (2015)

A análise do período entre 2006 e 2014 mostra o cumprimento das metas ao longo dos vários anos, exceto para 2009, sendo a meta de 12% e o atingido pela *NV Energy* de 10,5%. Nos seguintes anos, verificou-se uma crescente evolução, sendo a meta de 2014 de 18%, enquanto o valor conseguido pela *NV Energy* é de 23,9%, valor próximo da meta ambicionada para 2025 de 25%. Partindo deste quadro de ambições para promoção de eletricidade de fonte renovável, a Figura 3.4 faz uma análise comparativa entre a evolução das fontes renováveis em Nevada e nos EUA.

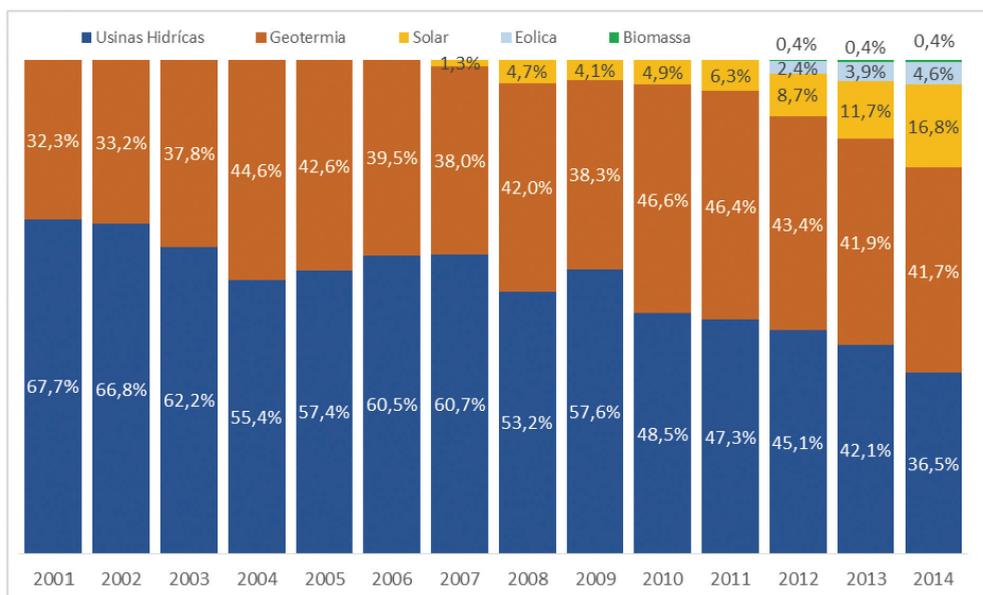
Figura 3.4: Evolução da Participação da Geração Elétrica de Origem Renovável em Nevada e nos EUA



Fonte: EIA (2016c)

Portanto, é notório que Nevada conseguiu superar a média nacional ao longo do período entre 2001 e 2014, com exceção dos anos entre 2001 e 2005. Em 2001, o estado contou com 11% da sua eletricidade provinda de fontes renováveis, enquanto nos EUA esse percentual era de 7,5%. Já em 2014, o estado contou com 17,9% de eletricidade de fontes renováveis, contra 13% de situação geral nos EUA. Na Figura 3.5, é possível observar a evolução das diferentes fontes renováveis na geração do estado.

Figura 3.5: Evolução da Participação das Fontes Renovável de Geração de Eletricidade no Total em Nevada



Fonte: US Energy Information Administration (2016d).

Da análise da participação das diferentes fontes de geração renováveis no estado é possível observar algumas tendências. No caso da geração proveniente de usinas hídricas, verifica-se uma redução em sua parcela relativa, que em 2001 era de 67,7% do total da eletricidade de origem renovável, sendo em 2014 de 36,5%. Em paralelo e apresentando uma tendência crescente nota-se a eletricidade de origem geotérmica, que em 2001 era 32,3% do total de eletricidade renovável, sendo em 2014 de 41,7%. A eletricidade de origem eólica e biomassa, mostra um crescimento rápido, com a geração eólica passando de 2,4%, em 2011, para 4,6%, em 2014. No caso da biomassa verifica-se uma participação de 0,4% em 2012, que se mantém constante até 2014. A geração solar é a que apresenta maior crescimento na composição da matriz de geração do estado. Em 2007 o Nevada contou com uma participação de 1,4% de eletricidade solar no total de eletricidade renovável, que chegou a 16,8% em 2014.

No caso da geração solar fotovoltaica distribuída, o estado de Nevada apresenta diversas políticas de incentivo à adoção de geração solar distribuída. Dessa forma, cabe descrever os principais fundamentos de uma delas.

3.3.1 Programa de incentivos SolarGenerations

O programa *SolarGenerations*, foi criado em 2003 como resultado da diretiva *Assembly Bill 431*. O programa abrange instalações fotovoltaicas de pequena dimensão instaladas em residências, pequenos negócios, grandes instalações industriais e espaços comerciais, edifícios públicos, residências de baixa renda, organizações sem fins lucrativos e escolas. Para uma unidade ser aceita, ela deve ser cliente da *NV Energy* (DSIRE, 2016c).

O incentivo para instalações de sistemas solares fotovoltaicos é possível para clientes com instalações dimensionadas para cubrirem até 100% das suas necessidades de consumo, com um limite máximo de 500 kW de capacidade instalada. No caso de sistemas até 25 kW, o incentivo a pagar não pode exceder 50% do custo médio de instalação, tendo como base o preço médio registrado nos três meses anteriores ao pedido de incentivo pelo cliente interessado. Essa média de custo é calculada e publicada pela *NV Energy*. Em contrapartida, em sistemas com capacidade entre 25 kW e 500 kW, o incentivo é baseado em performance⁷⁸, sendo esse pago por trimestre, durante um período de cinco anos e baseado na eletricidade gerada efetivamente pelo sistema. A Tabela 3.9 ilustra o custo de instalação médio para o período entre setembro e outubro de 2016, publicado pela *utility* (NV ENERGY, 2016g).

Tabela 3.9: Custos Médios de Instalação de Sistemas Fotovoltaicos entre Setembro e Outubro de 2016

Dimensão do sistema	Custo por watt (US\$/Watt)
0 até 25 KW	4,59
Entre 25 até 500 kW	3,50

Fonte: NV Energy (2016g)

As categorias de incentivos que são contempladas pelo programa são apresentadas na Tabela 3.10, a seguir.

⁷⁸ *Performance Based Incentive*.

Tabela 3.10: Incentivos Existentes no Programa SolarGenerations

Categoria	Dimensão	
	0-25KW Incentivo à cabeça (US\$/Watt)	>25-500KW Incentivo de performance (US\$/KWh)
Instalações em edifícios públicos, de entidades sem fins lucrativos ou de baixa renda	0,2950	0,0317
Instalações residenciais, comerciais ou industriais	0,1475	0,0159

Fonte: NV Energy (2016g; 2016h)

O orçamento total para incentivar instalações fotovoltaicas é de US\$ 255,70 milhões com o fim do programa previsto para 2021, sendo possível que os pagamentos de incentivo de sistemas baseados em performance continue até 2026 (DSIRE, 2016c).

3.3.2 Programa de incentivo fiscal Renewable Energy Systems Property Tax Exemption

Esse incentivo de caráter fiscal, criado em 1983, aplica-se a instalações de geração fotovoltaica, eólica, geotérmica, hídrica e de biomassa que se encontrem instaladas em uma unidade industrial ou comercial para utilização da produção a nível local. Através desse programa, a instalação do sistema fotovoltaico não é tida em conta para cálculo de imposto sobre o patrimônio. O programa não tem um limite temporal e aplica-se no ano seguinte ao da instalação do sistema (DSIRE, 2016d; State of Nevada, 2016e).

3.3.3 Programa de incentivo Portfolio Energy Credits

O *Portfolio Energy Credits* (PEC) foi criado em 2006 e apresenta-se como um instrumento de negociação de créditos conseguidos através da geração de eletricidade por meio de fontes renováveis. Esse incentivo faz parte do instrumento de política energética RPS. Assim, com o quadro de negociação criado por meio desse instrumento, produtores de eletricidade renovável ganham créditos PEC que podem ser posteriormente negociados com a *utility*. O valor do

crédito não é fixado e deriva da dinâmica do mercado entre detentores de PEC e as *utilities* (DSIRE, 2016b).

O programa contempla que cada kWh de eletricidade gerada resulte em 1 crédito PEC. No caso da geração solar fotovoltaica, existe a seguinte exceção (ACORE, 2014):

- i. Cada kWh de eletricidade gerada, em um sistema instalado no edifício do cliente, tendo essa instalação sido realizada até dezembro de 2015 recebe 2,4 créditos PEC;
- ii. Esse incentivo acrescido termina após a data em cima, mas continua para os clientes cuja instalação tenha sido realizada antes desta;
- iii. Esse incentivo é acrescido de 0,05 PEC para sistemas cuja manutenção seja assegurada pelo cliente onde o sistema se encontra instalado. Isso é, se um sistema instalado no cliente e a sua manutenção for assegurada pelo mesmo, esse passa a receber 2,45 PEC por cada kWh de eletricidade gerada de origem solar.

Para participar nesse programa, os produtores de eletricidade de origem renovável devem registrar-se junto da PUCN e participarem no programa NEM, que será tratado com detalhe na próxima seção. Convém salientar que produtores cujo os sistemas tenham sido abrangidos pelo programa de incentivo *SolarGenerations* não são detentores dos créditos PEC resultantes da eletricidade gerada pelo sistema instalado, sendo que esses passam a contar diretamente para as metas do RPS da *utility* (DSIRE, 2016b). Para todos os outros casos, incluindo os sistemas abrangidos pelo programa NEM, os produtores ficam com os PECs resultantes da sua geração de eletricidade.

3.3.4 Programa Net Metering

O programa de NEM de Nevada foi criado em 1997. O principal objetivo desse programa é incentivar a geração distribuída de modo a atender, parcialmente ou integralmente, as necessidades de eletricidade do consumidor⁷⁹. Os consumidores adotantes do programa acumulam créditos, caso se verifique

⁷⁹ O programa também engloba projetos de geração eólica, geotérmicos, de biomassa e hídricos desde que atendam aos limites de capacidade estabelecidos (DSIRE, 2016a).

excesso de geração em determinado mês. Ao final do ano, caso exista algum excedente dos créditos a favor do adotante, a *NV Energy* emite um cheque para saldar a conta com este cliente referente a esse ano (NV ENERGY, 2016d). Para além do incentivo recebido que resulta da geração em excesso, os produtores-consumidores ficam obrigados ao pagamento de uma Tarifa de Serviço (US\$/Mês) pela sua participação no Programa *Net Metering*.

Esse instrumento contempla dois tipos de sistemas:

- i. Sistemas até 25 kW de capacidade são elegíveis sem custos de conexão para o consumidor produtor pela integração no sistema da empresa de utilidade pública;
- ii. Sistemas com capacidade superior a 25 kW e até 1 MW são elegíveis, no entanto, a partir de 2015, o consumidor-produtor deste tipo de sistema pode estar sujeito a custos de integração ao sistema elétrico a serem definidos pela empresa de utilidade pública.

Um sistema é considerado elegível quando sua capacidade não ultrapassa a carga contratada pelo cliente. No que se refere à medição, as diretrizes variam em função da capacidade do sistema. Para sistemas com capacidade até 25 kW a *utility* é responsável por fornecer o medidor, já para sistemas com capacidade entre 25 kW e 1 MW a obrigação pertence ao responsável pelo sistema.

Até 2015, o programa *Net Metering* contava com um limite de capacidade de 3% da carga de ponta para todas as empresas de utilidade pública de Nevada. No entanto, a diretiva *Senate Bill 374*, promulgada em 2015, modificou o teto do programa, estabelecendo a capacidade limite de 235 MW, que foi atingido em agosto de 2015. Isso levou as *utilities* a desenvolverem uma nova tarifa *net energy metering* e classes diferenciadas sob as quais são aplicadas diferentes tarifas.

Previamente, os clientes acumulavam créditos de energia, em US\$/kWh, que resultavam do montante de geração em excesso multiplicado pela Tarifa Volumétrica de Eletricidade. Com a alteração implementada, o consumidor continua a acumular créditos de energia em US\$/kWh que, no entanto, são agora calculados com base numa Tarifa para Créditos de Energia Gerada em Excesso. Essa alteração do incentivo também aumenta a Tarifa de Servi-

ço (US\$/mês) para os consumidores-produtores e reduz a Tarifa Volumétrica (US\$/KWh/mês). Um aspecto interessante é o fato de que na nova configuração do programa não existe um limite de capacidade para as instalações abrangidas pelo NEM estadual. Essas mudanças recentes no programa serão detalhadas na Seção 3.5.

A Tabela 3.11 apresenta uma síntese dos vários instrumentos existentes em Nevada, sendo as possibilidades de acumulação explicadas em detalhe na Tabela 3.12.

Tabela 3.11: Instrumentos de Incentivo em Nevada

Ano de criação	Instrumento	Segmento de clientes abrangido
1997	Programa de <i>Net Metering</i>	Residencial, comercial, industrial
2003	Programa de incentivos <i>SolarGenerations</i>	Residencial, pequenos negócios, grandes instalações industriais e espaços comerciais, edifícios públicos, residências de baixa renda, organizações sem fins lucrativos e escolas
2006	Programa de incentivo <i>Portfolio Energy Credits</i>	Residencial, industrial, comercial
1983	Programa de incentivo fiscal <i>Renewable Energy Systems Property Tax Exemption</i>	Industrial, comercial

Fonte: Elaboração própria

Relativamente às possibilidades de acumulação, é importante salientar que os participantes no programa de incentivo *SolarGenerations* são obrigados a estarem registados no programa *Net Metering*. Realça-se ainda o fato do programa de incentivo fiscal *Renewable Energy Systems Property Tax Exemption* estar apenas disponível para o segmento comercial e industrial, o que limita as suas possibilidades de acumulação apenas para esta tipologia de clientes.

Tabela 3.12: Possibilidades de Acumulação de Incentivos no Caso de Nevada.

Instrumentos de Incentivo no Nevada	Programa de <i>Net Metering</i>	Programa de incentivos <i>SolarGenerations</i>	Programa de incentivo <i>Portfolio Energy Credits</i>	Programa de incentivo fiscal <i>Renewable Energy Systems Property Tax Exemption</i>
Programa de <i>Net Metering</i>	X	X ⁸⁰	X	X ⁸¹
Programa de incentivos <i>SolarGenerations</i>		X		X ⁸²
Programa de incentivo <i>Portfolio Energy Credits</i>			X	X
Programa de incentivo fiscal <i>Renewable Energy Systems Property Tax Exemption</i>				X

Fonte: Elaboração própria.

3.4 Resultados das políticas de difusão adotadas

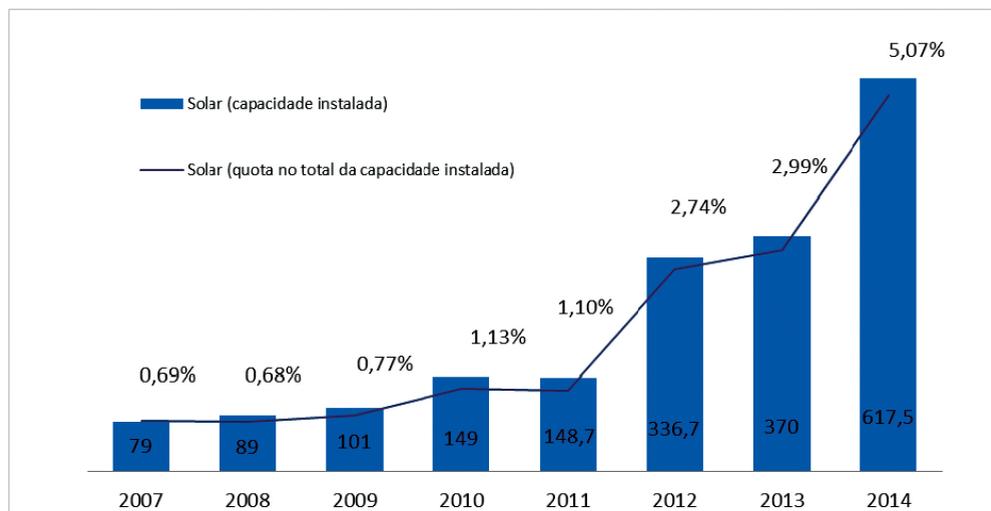
Em linhas com o objetivo de ter 25% do portfólio de energia das *utilities* de origem renovável até 2025, a Figura 3.6 apresenta a evolução da capacidade instalada fotovoltaica em Nevada. Nota-se que a capacidade instalada atingiu o montante de 617,5 MW em 2014, face a 79 MW em 2007, evoluindo assim para um contributo representa 5,07% da capacidade instalada, face a 0,69% registados em 2007 (EIA, 2016b).

80 Esta acumulação é obrigatória, todos os participantes do programa *SolarGenerations* devem ser participantes do programa de *Net Metering*.

81 Esta acumulação apenas é possível para o segmento de clientes comercial e industrial onde se aplica o Programa de incentivo fiscal *Renewable Energy Systems Property Tax Exemption*.

82 Esta acumulação apenas é possível para o segmento de clientes comercial e industrial onde se aplica o Programa de incentivo fiscal *Renewable Energy Systems Property Tax Exemption*.

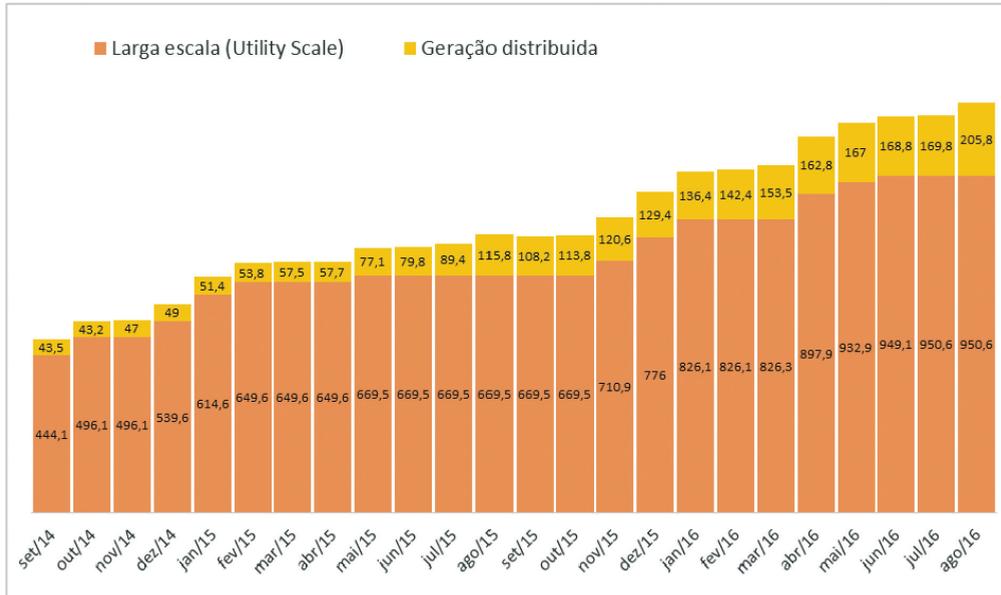
Figura 3.6: Evolução da Capacidade Instalada Fotovoltaica, MW em Nevada.



Fonte: EIA (2016g)

A dinâmica mais recente da evolução da capacidade solar fotovoltaica pode ser examinada de forma mais minuciosa a partir de dados mensais da EIA. A Figura 3.7 apresenta essa distinção, onde se começa a observar uma maior difusão de sistemas de geração distribuída, visto que, em outubro de 2014, os sistemas instalados representavam apenas 43,5 MW, face a 441,1 MW de projetos de grande escala. Em agosto de 2016, os sistemas de pequena escala já respondiam por 205,8 MW, face a 950 MW de projetos de grande escala.

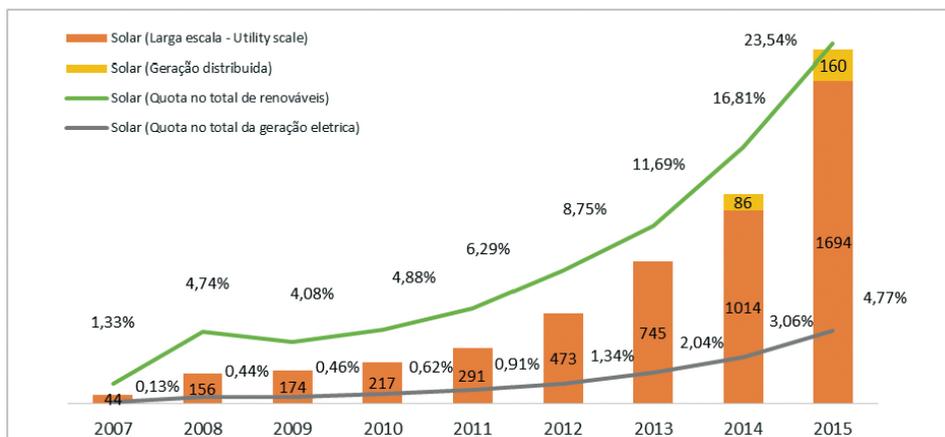
Figura 3.7: Evolução da Capacidade Instalada Solar Fotovoltaica, MW, em Nevada, por Mês



Fonte: US Energy Information Administration (2016b)

A Figura 3.8 complementa a análise de evolução da capacidade instalada fotovoltaica, apresentando a geração de eletricidade de origem solar fotovoltaica de pequena dimensão (geração distribuída) e de maior dimensão (*utility scale*), bem como sua contribuição na capacidade instalada renovável e para matriz elétrica do estado. Projetos de *utility scale* responderam por uma geração de 1.694 GWh, em 2015, face a 44 GWh, em 2007. Em paralelo, nas instalações geração solar distribuída, verificou-se em 2015 uma geração de 160 GWh, valor significativamente superior aos dados disponíveis de 2014 de 86 GWh. Em termos relativos, observa-se o crescimento da participação relativa da geração solar. Convém ressaltar que, em 2015, a eletricidade de origem fotovoltaica representou 23,54% da matriz renovável e 4,77% do total de eletricidade gerada, com uma evolução expressiva face a 2007 onde o solar representava 1,33% da matriz renovável e 0,13% do total de eletricidade gerada.

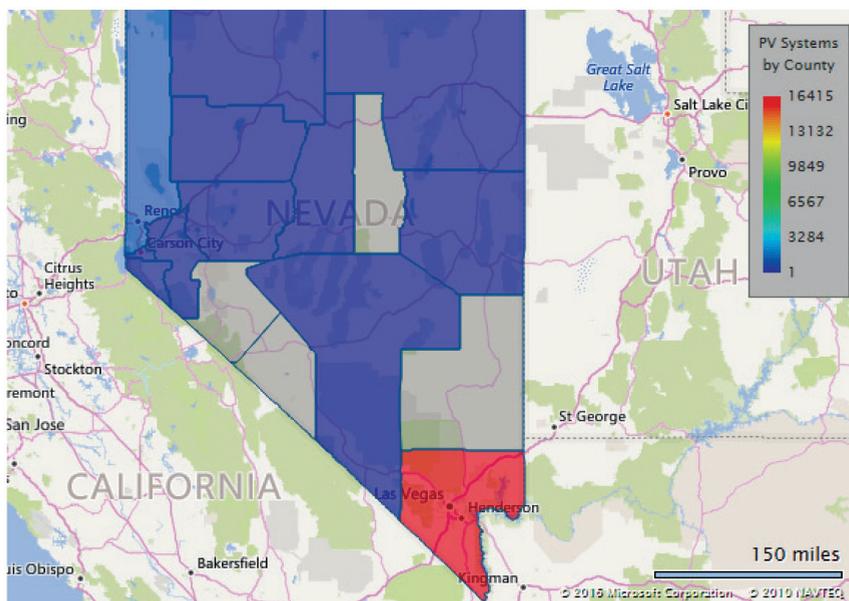
Figura 3.8: Evolução da Geração Fotovoltaica em Nevada, em GWh



Fonte: US Energy Information Administration (2016d)

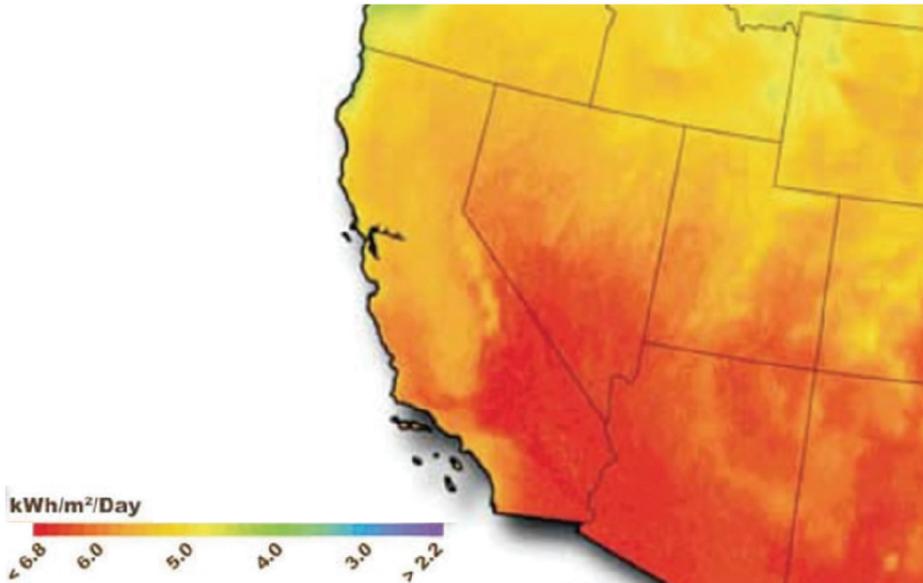
Uma análise geográfica mostra que os sistemas de geração distribuída fotovoltaica se concentram na Região Sul do estado, que é a região de maior potencial para essa tecnologia (EIA, 2015). A Figura 3.9 e a Figura 3.10 apresentam, respectivamente, a distribuição da geração e do potencial fotovoltaico.

Figura 3.9: Mapa de Instalações Solares de Pequena Escala, Residencial



Fonte: NV Energy (2016f)

Figura 3.10: Potencial Solar Nevada



Fonte: NREL (2011)

A análise do conjunto de indicadores apresentados anteriormente evidencia a evolução positiva do mercado fotovoltaico no estado. Contudo, ressalta-se que a última revisão do programa NEM trouxe uma perspectiva menos atrativa para os potenciais adotantes solares.

A alteração observada no quadro de incentivos está associada ao fato do mercado solar fotovoltaico estar mais desenvolvido e necessitar de menor apoio de programas e políticas públicas. No entanto, levanta também dúvidas relativas à efetividade com que um setor elétrico com uma estrutura monopolista consegue acomodar uma ampla difusão de tecnologias solares fotovoltaicas, derivado dos impactos técnicos e econômicos resultantes da introdução de geração distribuída.

3.5 Impactos da Difusão da Geração Solar Fotovoltaica e Mudanças em Curso

Em junho de 2013, a PUCN iniciou um trabalho para avaliar os custos e benefícios do sistema *net energy metering* estadual. Neste sentido, a Energy+Environmental Economics (E3) realizou um estudo para dar embasamento às discussões (PRICE et al., 2014). Com base nesse estudo, a PUCN

recomendou à legislatura a modificação dos estatutos do sistema de compensação de forma a permitir uma maior flexibilidade para lidar com questões ligadas ao NEM nas revisões tarifárias. Além disso, a PUCN, com base no *docket* 14-06009, criou uma classe separada de consumidores NEM.

Até dezembro de 2013, Nevada contava com 50 MW de geração distribuída fotovoltaica. Price *et al.* (2014) buscaram avaliar a existência de *cost-shifting* entre adotantes e não adotantes do sistema NEM. Para isso, consideraram-se custos de integração, incentivos dados pelas *utilities*, gastos com o programa RPS, custos evitados pela *utility*, incentivos federais e custos associados a esse programa de compensação. O estudo identificou que o sistema *net energy metering* provavelmente não aumentaria as tarifas no estado de Nevada considerando as especificidades desse sistema, mesmo considerando um aumento do número de sistemas que recebem os incentivos do NEM da ordem de 150% até 2016.

No entanto, após a realização deste estudo, verificou-se que, de maneira geral, a geração NEM aumentaria moderadamente os custos totais de energia. Isso porque a geração em larga escala permitiria menores custos de geração em relação à geração distribuída fotovoltaica. Nesse contexto, a *Senate Bill 374* permitiu que a PUCN estabelecesse uma classe de consumo diferente para consumidores que utilizassem geração distribuída. Essa mudança introduzida em dezembro de 2015 resultou em drásticas alterações no esquema de *net-metering* adotado no estado.

Dentre as principais mudanças no programa se destacam: a redução da compensação recebida pelos consumidores que possuem painéis fotovoltaicos instalados em suas residências, de modo que passaram a receber uma tarifa menor quando injetam a eletricidade excedente na rede; e também o aumento substancial do peso da tarifa fixa na conta paga pelos consumidores-produtores. Essas mudanças respondem, essencialmente, à necessidade de mitigar o problema do *cost shifting*, que consiste na transferência dos custos da rede de distribuição dos consumidores que possuem painéis fotovoltaicos instalados, para os restantes consumidores (HARTMAN, 2016). Outro importante resultado do processo de revisão foi a alteração do teto de capacidade, também em 2015, de 3% da carga de ponta, para um teto 235MW⁸³ de capacidade instalada, que foi atingido no mesmo ano. (STATE OF NEVADA, 2016l).

83 Cabe destacar que, para esta capacidade instalada, é estimado um total de US\$ 36 milhões/ano de subsídios cruzados.

Observa-se assim que foram implementadas mudanças na estrutura e componentes da tarifa aplicável aos consumidores atendidos pelo programa de *net-metering*, para os quais passou a vigorar uma tarifa distinta à tarifa aplicável aos demais consumidores, reforçando, mais uma vez, a meta de redução da transferência de custos entre estes grupos de consumidores (GAGNON et al., 2017).

Em suma, a nova tarifa conta com um aumento da componente fixa mensal (US\$/Mês), uma redução da tarifa pela qual os excedentes injetados na rede são valorados, de modo que passou a ser valorada com base nos custos evitados, associados à injeção de eletricidade na rede de distribuição (US\$/kWh/mês), assim como a redução do peso do componente volumétrico associado ao consumo de eletricidade (US\$/kWh/mês) (NC CLEAN ENERGY TECHNOLOGY CENTER, 2016b).

A alteração realizada nas tarifas aplicadas aos participantes no programa *Net Metering* seria gradual e implementada ao longo de 12 anos, até 2028. Em seguida, são apresentados vários casos da evolução das tarifas associadas ao NEM, tendo por base as diferentes classes de clientes na região norte, e na região sul do estado (NV ENERGY, 2016a, 2016b).

Para a Região norte de Nevada foram criadas as seguintes estimativas de evolução para o setor residencial, segmentado em: (1) Categoria de cliente D-1-NEM, que abrange clientes domésticos, cuja produção-consumo são medidos por via de um contador individual, instalado numa habitação independente; e (2) Categoria de cliente DM-1-NEM, que abrange clientes domésticos, cuja produção consumo são medidos por via de um contador individual instalado numa habitação que faz parte de um complexo de habitações, como é o caso de um apartamento. Ao observar o plano de evolução das tarifas para a Região Norte de Nevada na Tabela 3.13, é possível verificar um acentuado aumento da taxa de serviço, ao mesmo tempo que a tarifa volumétrica⁸⁴, e a tarifa para créditos de energia gerada em excesso decresce.

84 A tarifa volumétrica associada ao programa Net Metering inclui todos os componentes da tarifa de eletricidade que são variáveis (US\$/kWh/mês), que inclui: que inclui: Tarifa Geral Base, definida para permitir que a empresa recolha um nível de receita adequado às suas operações, com base numa análise histórica de receitas, custos, investimentos e custos de capital; Tarifa Elétrica Base, definida para que a empresa possa recuperar apenas os custos incorridos na geração de eletricidade para os seus consumidores; Outras tarifas variáveis que no caso do nevada incluem contribuições para promoção

Tabela 3.13: Evolução das Tarifas de Net Metering para a Região Norte de Nevada

Região Norte do Nevada			
Período	Tarifa de Serviço (US\$/Mês)	Tarifa Volumétrica (US\$/KWh/Mês)	Tarifa para Créditos de Energia Gerada em Excesso (US\$/KWh/Mês)
Categoria de cliente D-1-NEM			
Antes de revisão	\$15,25	\$0,08829	
Janeiro, 2016	\$21,09	\$0,08267	\$0,07620
Janeiro, 2019	\$26,92	\$0,07705	\$0,06055
Janeiro, 2022	\$32,76	\$0,07143	\$0,04716
Janeiro, 2025	\$38,59	\$0,06582	\$0,03601
Janeiro, 2028	\$44,43	\$0,06020	\$0,02711
Categoria de cliente DM-1-NEM			
Antes de revisão	\$7,50	\$0,07884	
Janeiro, 2016	\$9,85	\$0,08311	\$0,07666
Janeiro, 2019	\$12,58	\$0,07745	\$0,06092
Janeiro, 2022	\$15,30	\$0,07180	\$0,04744
Janeiro, 2025	\$18,03	\$0,06614	\$0,03623
Janeiro, 2028	\$20,75	\$0,06049	\$0,02727

Fonte: NV Energy (2016a)

Para a Região Sul de Nevada, foram criadas as seguintes estimativas de evolução para o setor residencial, segmentado em: (1) Categoria de cliente RS-NEM, que abrange clientes domésticos, cuja produção-consumo são medidos por via de um medidor individual instalado numa habitação independente; (2) Categoria de cliente RM-NEM, que abrange clientes domésticos, cuja produção-consumo são medidos por via de um medidor individual instalado numa habitação que faz parte de um complexo de habitações, como é o caso de um apartamento. A evolução esperada nas tarifas *Net Metering* aplicadas na Região sul do Nevada apresentadas na Tabela 3.14, seguem também uma tendência acentuada de aumento na taxa fixa de serviço, acompanhada pela redução gradual das taxas volumétricas e de excesso de energia gerada.

de energias renováveis, eficiência energética, e tarifas de apoio ao acesso universal para consumidores de baixa renda. (NV Energy, 2016c).

Tabela 3.14: Evolução das Tarifas de Net Metering para a Região Norte de Nevada

Região Sul do Nevada			
Período	Tarifa de Serviço (US\$/Mês)	Tarifa Volumétrica (US\$/KWh/Mês)	Tarifa para Créditos de Energia Gerada em Excesso (US\$/KWh/Mês)
Categoria de cliente RS-NEM			
Antes de revisão	\$12,75	\$0,11289	
Janeiro, 2016	\$17,90	\$0,11067	\$0,09199
Janeiro, 2019	\$23,05	\$0,10845	\$0,07429
Janeiro, 2022	\$28,21	\$0,10623	\$0,05747
Janeiro, 2025	\$33,36	\$0,10418	\$0,04157
Janeiro, 2028	\$38,51	\$0,10179	\$0,02649
Categoria de cliente RM-NEM			
Antes de revisão	\$9,00	\$0,10559	
Janeiro, 2016	\$11,51	\$0,10266	\$0,08581
Janeiro, 2019	\$14,03	\$0,09974	\$0,06922
Janeiro, 2022	\$16,54	\$0,09681	\$0,05381
Janeiro, 2025	\$19,06	\$0,09389	\$0,03956
Janeiro, 2028	\$21,57	\$0,09096	\$0,02649

Fonte: NV Energy (2016b)

Cabe ressaltar, ainda, que o processo de revisão introduziu a possibilidade de que, aos detentores de sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada entre 25 kW e 1 MW, seja inculcida a responsabilização de arcar com os custos necessários à integração destes sistemas à rede. Estes custos serão calculados pelas *utilities* considerando a necessidade de eventuais reforços na infraestrutura (PEREIRA e SILVA, 2017).

Apesar da decisão inicial da PUCN ter sido no sentido de aplicar as novas regras retroativamente, após meses de batalha judicial, foi determinado que os consumidores existentes não deveriam ser submetidos às novas tarifas (NC CLEAN ENERGY TECHNOLOGY CENTER, 2016a).

Além disso, o excesso líquido de energia gerado passou a poder ser contabilizado por meio de uma tarifa *time-of-use*, onde os créditos passam a ser contabilizados com base na hora do dia e estação do ano em que são gerados

(NV ENERGY, 2017b). Com isso, cria-se um maior incentivo para a geração em estações do ano e horários onde a eletricidade gerada possui maior valor. Outra possibilidade incentivada seria o autoconsumo da geração do sistema NEM, que estaria deslocando diretamente a energia que passa pela rede de distribuição (mais cara).

Em junho de 2017, no entanto, através da AB 405, a PUCN revogou as decisões implementadas através da SB 374 (2015), no sentido de reestabelecer o mercado fotovoltaico no Estado. Tal decisão foi motivada pela desaceleração do ritmo de difusão da microgeração fotovoltaica em Nevada, observada a partir da revisão do programa de *net-metering*, em 2015. A AB 405 determinou que os consumidores fotovoltaicos voltassem a compor a mesma classe de consumo que os demais consumidores. Adicionalmente, estabeleceu que os consumidores fotovoltaicos cadastrados no programa passariam a receber créditos equivalentes a 95% da tarifa final de eletricidade pela energia injetada na rede. A legislação determinou, ainda, que a cada acréscimo de 80 MW à capacidade fotovoltaica residencial instalada no estado, a tarifa pela qual os excedentes são valorados será reduzida em 7%, até que chegue a um mínimo de 75% da tarifa varejista (GTM, 2017).

3.6 Referências

A Renewable America. (2015). Powering up Nevada. Retrieved from http://energy.nv.gov/uploadedFiles/energynvgov/content/Media/DGA_Report_NV_v5_SMALL.PDF

ACORE. (2014). Renewable Energy in Nevada. Retrieved from <https://www.acore.org/files/pdfs/states/Nevada.pdf>

Hartman, D. 2016. Rash Ratemaking: lessons from nevada's nem reforms. Retrieved <https://www.rstreet.org/wp-content/uploads/2016/03/59.pdf>

DSIRE. (2016a). Nevada Net Metering. Retrieved from <http://programs.dsire-usa.org/system/program/detail/372>

DSIRE. (2016b). Nevada Portfolio Energy Credits. Retrieved from <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/1036>

DSIRE. (2016c). NV Energy - RenewableGenerations Rebate Program. Retrieved from <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/124>

DSIRE. (2016d). Renewable Energy Systems Property Tax Exemption Nevada. Retrieved from <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/158>

GTM (2017). Nevada Legislature Passes Bill to Restore Net Metering for Rooftop Solar. Retrieved from: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/nevada-bill-to-restore-net-metering-for-rooftop-solar-passes-in-the-senate#gs.UjM5m9Y>.

Migden-Ostrander, J., Watson, B., Lamont, D., Sedano, R. (2014). Decoupling Case Studies: Revenue Regulation Implementation in Six States.

Morey, M. J., & Kirsch, L. D. (2016). Retail Choice in Electricity: What Have We Learned in 20 Years? Madison. Retrieved from [https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2016/Retail Choice in Electricity for EMRF Final.pdf](https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2016/Retail%20Choice%20in%20Electricity%20for%20EMRF%20Final.pdf)

Natural Resources Defense Council. (2015). Nevada's Clean Energy Future: Opportunities to Cut Carbon Pollution Under the Clean Power Plan. Retrieved from <https://www.nrdc.org/sites/default/files/clean-power-plan-state-options-NV.pdf>

NREL. (2011). Nevada Photovoltaic Solar Resources.

NV Energy. (2014). NV Energy 2014 Power Facts. Retrieved from https://www.nvenergy.com/brochures_arch/Power-Facts.pdf

NV Energy. (2016a). Electric Rate Schedule for Northern Nevada. Retrieved from https://www.nvenergy.com/brochures_arch/rate_schedules/spp_netmetering_rates.pdf

NV Energy. (2016b). Electric Rate Schedule for Southern Nevada. Retrieved from https://www.nvenergy.com/brochures_arch/rate_schedules/np_netmetering_rates.pdf

NV Energy. (2016c). Nevada Power Company Rate Schedules. Retrieved from https://www.nvenergy.com/brochures_arch/rate_schedules/np_res_rate.pdf

NV Energy. (2016d). NV Energy Net Metering Progr. Retrieved from <https://www.nvenergy.com/renewablesenvironment/solar/netmetering.cfm>

NV Energy. (2016f). Solar Residential Installations Map. Retrieved from <http://nvenergy.powerclerkreports.com/Default.aspx?ReportId=1>

NV Energy. (2016g). SolarGenerations Electric. Retrieved from <https://www.nvenergy.com/renewablesenvironment/renewablegenerations/solargen/>

NV Energy. (2016h). SolarGenerations Program Handbook. Retrieved from <papers2://publication/uuid/3CC40D02-79E3-4F19-8D72-5E31538E9678NV>
Energy. (2017a). Power Facts 2016. Retrieved from https://www.nvenergy.com/brochures_arch/Power-Facts.pdf

NV Energy. (2017b). Residential Time of Use for Southern Service Territory. Retrieved from <https://www.nvenergy.com/renewablesenvironment/renewablegenerations/documents/ReadNetMeteringBill.pdf>

Pereira, G.; Silva, P. (2017). The smart grid and distributed generation nexus. In Nivalde de Castro and Guilherme Dantas (Eds.), *Distributed Generation: International experiences and comparative analyses*, (pp. 13-36). Rio de Janeiro: Publit. ISBN: 978-85-93305-45-0

Price, S. et al. (2014). Nevada Net Energy Metering Impacts Evaluation. Prepared for: State of Nevada Public Utilities Commission. Disponível em: http://puc.nv.gov/uploadedFiles/pucnv.gov/Content/About/Media_Outreach/Announcements/Announcements/E3%20PUCN%20NEM%20Report%202014.pdf?pdf=Net-Metering-Study.

RGJ. (2016). Energy Choice Initiative passes in Nevada. Retrieved from <http://www.rgj.com/story/news/politics/2016/11/09/energy-choice-initiative-passes-nevada/93528566/>

State of Nevada. (2003). PUC APPROVES TRIAL TIME-OF-USE RATES FOR NEVADA POWER CUSTOMERS. http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AXImages/PRESS_RELEASES/90.pdf

State of Nevada. (2015). State of Nevada Status of Energy Report 2015.

State of Nevada. (2016a). About the PUCN. Retrieved from <http://puc.nv.gov/About/About/>

State of Nevada. (2016b). Electric utilities list. Retrieved from <http://pucweb1.state.nv.us/PUC2/Electric/ElectCoReports.aspx?Util=Electric>

State of Nevada. (2016c). General rate case process in Nevada. Retrieved from http://puc.nv.gov/uploadedFiles/puc.nv.gov/Content/Consumers/Fact_Sheets/Utility_Regulation_Fact_Sheets/Fact_Sheet_GRC_Process.pdf

State of Nevada. (2016d). Nevada Governor's Office of Energy. Retrieved from http://energy.nv.gov/About/About_Us/

State of Nevada. (2016e). NRS 701A.200 - Exemption from certain property taxes for qualified energy systems. Retrieved from <http://www.leg.state.nv.us/NRS/NRS-701A.html#NRS701ASec200>

State of Nevada. (2016f). NRS 704.7821 Establishment of portfolio standards. Retrieved from <http://www.leg.state.nv.us/Nrs/NRS-704.html#NRS704Sec7801>

State of Nevada. (2016g). Public Utilities and Energy. Retrieved from <https://www.leg.state.nv.us/Division/Research/Publications/PandPReport/06-PUE.pdf>

State of Nevada. (2016h). PUCN Electric regulatory duties. Retrieved from <http://puc.nv.gov/Utilities/Electric/>

State of Nevada. (2016i). PUCN Regulated companies and service providers. Retrieved from http://puc.nv.gov/Consumers/Be_Informed/PUCN_Regulated_Utilities/

State of Nevada. (2016j). Renewable Portfolio Standards. Retrieved from http://puc.nv.gov/Renewable_Energy/Portfolio_Standard/

State of Nevada. (2016k). Understanding NV's electric rates and charges. Retrieved from http://puc.nv.gov/Consumers/Be_Informed/Rates/Electric_Rates_Northern_Nevada/

State of Nevada. (2016l). Nevada Net Energy Metering Impacts Evaluation. Retrieved from http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AxImages/DOCKETS_2015_THRU_PRESENT/2016-8/14264.pdf

The Energy Choice Initiative. (2016). Initiative petition - Constitutional amendment. Nevada. Retrieved from <https://nvsos.gov/Modules/ShowDocument.aspx?documentid=4089>

US Department of Energy. (2015a). One nevada line. Retrieved from <http://energy.gov/lpo/one-nevada-line>

US Department of Energy. (2015b). State of Nevada Energy Sector Risk Profile. Retrieved from http://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/NV-Energy_Sector_Risk_Profile.pdf

US Energy Information Administration. (2015). Nevada State Profile and Energy Estimates. Retrieved from <http://www.eia.gov/state/analysis.cfm?sid=NV>

US Energy Information Administration. (2016a). Average retail price of electricity in Nevada. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/7?agg=0,1&geo=g0000000002&endsec=vg&linechart=ELEC.PRICE.US-ALL.A-ELEC.PRICE.US-RES.A-ELEC.PRICE.US-COM.A-ELEC.PRICE.US-IND.A-ELEC.PRICE.NV-ALL.A-ELEC.PRICE.NV-RES.A-ELEC.PRICE.NV-COM.A-ELEC.PRICE.NV-I>

US Energy Information Administration. (2016b). Electric Power Monthly - Net generating capacity all sectors. Retrieved from http://www.eia.gov/electricity/monthly/#tabs_unit-3

US Energy Information Administration. (2016c). Net generation for all sectors in Nevada. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/0?agg=2,0,1&fuel=vvvvu&geo=g0000000002&sec=g&freq=A&start=2001&end=2015&ctype=linechart<ype=pin&rtype=s&matype=0&rse=0&pin=>

US Energy Information Administration. (2016d). Net generation from renewables in Nevada. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/0?agg=2,0,1&fuel=07fvu&geo=0000000002&sec=g&freq=A&start=2>

001&end=2015&ctype=linechart<ype=pin&rtype=s&pin=&rse=0&maptype=0%0A

US Energy Information Administration. (2016e). Nevada electric power industry generation by primary energy source, 1990-2014. Retrieved from <https://www.eia.gov/electricity/state/nevada/xls/sept05nv.xls>

US Energy Information Administration. (2016f). Retail sales of electricity annual for Nevada. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/5?agg=0%0A>

US Energy Information Administration. (2016g). US Existing electric power plant capacity 1990 - 2014. Retrieved from <http://www.eia.gov/state/search/#?1=110&2=214&r=false>

4

O Caso de Nova Iorque

Patrícia Pereira da Silva
Guillermo Pereira

4.1 Estrutura do Setor Elétrico

O setor elétrico de Nova Iorque possui importância histórica, visto ter sido a cidade onde Thomas Edison desenvolveu o primeiro sistema elétrico centralizado. Atualmente, trata-se de um sistema de grande porte que atende às necessidades de 8.300.000 pessoas e 250.000 empresas. Na Tabela 4.1 apresentam-se algumas das principais características do sistema elétrico de Nova Iorque, o que permite ter uma noção de sua dimensão.

Tabela 4.1: Características do Sistema Elétrico de Nova Iorque

Capacidade Instalada (MW)	39.039
Demanda Pico (MW)	33.956
Energia anual (GWh)	160.059
População servida	20.000.000

Fonte: FERC (2015)

No âmbito de sua estrutura organizacional, é possível observar que Nova Iorque não foi exceção à tendência de reestruturação do setor elétrico verificada a partir do final da década de 1980. Observa-se que o processo de liberalização da indústria teve início na década de 1990, em linhas com o *Energy Policy Act* (GOVERNMENT OF THE UNITED STATES OF AMERICA, 1992). Dentre suas motivações, cabe destacar as seguintes (STATE OF NEW YORK, 1996; TIERNEY, 2010):

- i. Estimular a concorrência no segmento de geração de eletricidade, assim como, na prestação de serviços de energia;

- ii. Aumentar as possibilidades de escolha dos consumidores relativamente à comercializadora de eletricidade ou à prestadora de serviços;
- iii. Implementar um operador do sistema elétrico que permita o acesso não discriminatório e que assegure a estabilidade do serviço;
- iv. Reduzir as tarifas elétricas do estado de Nova Iorque relativamente às tarifas de outras jurisdições dos Estados Unidos;
- v. Implementação de mecanismos de mercado atacadista para melhor controlar os custos relacionados com a geração de eletricidade;
- vi. Aumentar a estabilidade e a segurança do sistema elétrico;

Conforme pode ser visto na Tabela 4.2, no momento da apresentação das intenções de reestruturação do setor elétrico em Nova Iorque, a indústria elétrica era dominada por um conjunto de *utilities*⁸⁵, na sua maioria verticalmente integradas e detentoras por completo, ou em grande parte, da cadeia de fornecimento para prestação de serviços elétricos. Nesse cenário, as empresas de utilidade pública coordenavam de forma voluntária o mercado atacadista através do *New York Power Pool* (NYPP) que servia para garantir o equilíbrio e segurança do sistema elétrico (TIERNEY, 2010).

Tabela 4.2: Principais Players do Setor Elétrico de Nova Iorque
Pré-Reestruturação

Tipo de Empresa	Empresas presentes no setor elétrico
Empresas privadas (<i>Investor Owned Utilities</i>)	<i>Central Hudson Gas & Electric Company</i> (CHG&E) <i>Consolidated Edison Company</i> (ConEd) <i>Long Island Lighting Company</i> (LILCO) <i>New York State Electric & Gas Company</i> (NYSEG) <i>Niagara Mohawk Power Corporation</i> (NIMO) <i>Orange & Rockland Company</i> (O&R) <i>Rochester Gas & Electric Company</i> (RGE)
Empresas públicas (<i>Publicly Owned Utilities</i>)	<i>New York Power Authority</i> (NYPA)

Fonte: Tierney (2010).

85 Uma empresa é tida como de utilidade pública quando sua atuação está relacionada com a prestação de serviços de interesse econômico geral, podendo esta empresa ser de natureza pública ou privada (BERG et al., 2005; GOVERNMENT OF THE UNITED STATES OF AMERICA, 1978).

Em linhas com jurisdições de nível federal⁸⁶, o processo de reestruturação do setor elétrico de Nova Iorque contemplou a criação de um operador independente de sistema, o *New York Independent System Operator* (NYISO), com o intuito de permitir o acesso não discriminatório às redes de transmissão e, desta forma, permitir o desenvolvimento do mercado atacadista em linhas com a estratégia de reestruturação do setor elétrico (IEA, 2014)⁸⁷. Com vistas a uma melhor compreensão da evolução da estrutura do setor elétrico de Nova Iorque, a Tabela 4.3 busca sintetizar as principais modificações ocorridas ao longo dos últimos 20 anos.

Tabela 4.3: Evolução da Estrutura do Setor Elétrico de Nova Iorque

Ano	Diretivas	Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização
Pré-1996	-	Coordenação voluntária da geração e sistema de transmissão pelas várias utilities aptas a operar no estado de Nova Iorque.		-	-
1996	New York State 94-E-0952 et al. FERC Order 888	Concorrência no mercado atacadista prevista a partir de 1997	Objetivo de garantir a gestão independente do sistema	Concorrência no mercado varejista prevista a partir de 1998	
1997-1999	-	Concorrência plena	Gestão independente do sistema pelo NYISO, New York Independent System Operator	Concorrência implementada através de alguns programas piloto	
Pós-1999	-	Concorrência plena	Gestão Independente	Concorrência plena	

Fonte: Callmepower, (2014), FERC (1996a, 1996b), State of New York (1996)

A reforma do setor elétrico de Nova Iorque foi o resultado de um conjunto de ações coordenadas entre organismos federais e entidades estatais responsáveis por diferentes aspectos do setor elétrico. Nesse contexto, é importante salientar que a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) é a entidade federal

86 Devem ser ressaltadas a Ordem 888 e a Ordem 889 promulgadas pela FERC (FERC, 1996a; FERC, 1996b).

87 Em contraste com o que ocorria no NYPP, o NYISO foca apenas na operação e balanceamento do sistema (State of New York, 2011).

responsável pela regulação do setor elétrico em nível nacional com vistas a garantir que os consumidores tenham acesso à serviços de qualidade, ininterruptos e eficientes a um custo razoável através de mecanismos regulatórios e de mercado (FERC, 2016a; IEA, 2014). Em síntese, as principais responsabilidades da FERC incluem (FERC, 2016b):

- i. Regular o mercado atacadista e a transmissão interestadual de eletricidade para comercialização a nível estadual;
- ii. Supervisionar os parâmetros de segurança do sistema elétrico;
- iii. Assegurar a robustez da infraestrutura elétrica nacional, incluindo adequadas instalações de transmissão.

Não obstante a atuação da FERC, a segurança do sistema elétrico de Nova Iorque também é assegurada pela *North American Reliability Corporation* (NERC) que constitui a organização oficial responsável pela segurança do sistema elétrico americano. É uma entidade sem fins lucrativos, responsável por desenvolver e assegurar o cumprimento de diferentes parâmetros de segurança, monitorar a segurança sazonal e de longo prazo do sistema, bem como por formar e certificar os recursos humanos do setor (NERC, 2016).

Ressalta-se que a legislação norte americana estabelece que diversas atividades não são de responsabilidade da FERC, sendo de responsabilidade de entidades regulatórias em nível estadual, denominadas *Public Utilities Commissions* (PUC). No caso de Nova Iorque, trata-se do *New York State Department of Public Service* (State of New York, 2016j). Dentre suas funções, esta entidade é responsável por (FERC, 2016a; IEA, 2014):

- i. Regular as tarifas dos consumidores finais;
- ii. Aprovar a construção de infraestrutura de geração de eletricidade;
- iii. Regular as atividades executadas por sistemas municipais;
- iv. Assegurar a segurança e qualidade de serviço das redes de distribuição.

Além das entidades já mencionadas, é importante mencionar que o *Department of Energy* (DOE) é uma instituição em nível federal de grande relevância por ter atribuições no âmbito da segurança e da estabilidade do sistema elétrico

norte americano. Ao mesmo tempo, o DOE é responsável pelo desenvolvimento e implementação de políticas energéticas que direcionem a gestão e regulação do setor elétrico a nível federal e estatal, incluindo também a promoção de inovações tecnológicas que permitam melhorar as operações das diferentes etapas da cadeia de fornecimento (DOE, 2016).

Em termos de mercado de geração verifica-se que o mesmo é composto por empresas de utilidade pública e por produtores independentes. O exame da matriz elétrica indica uma predominância de fontes convencionais em sua composição⁸⁸. A Tabela 4.4 apresenta a composição da oferta de energia elétrica de Nova Iorque no período de 2010 a 2014.

Tabela 4.4: Evolução da Geração de Eletricidade

Fontes de energia primária	Ano									
	2010		2011		2012		2013		2014	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Carvão	13.583	9,9	9.426	6,9	4.551	3,4	4.697	3,5	4.592	3,3
Hidroelétrica	24.943	18,2	27.564	20	24.239	17,9	24.53	18	25.596	18,7
Gás Natural	48.916	35,7	50.805	37	59.462	43,8	54.354	39,9	54.38	39,7
Nuclear	41.87	30,6	42.695	31,1	40.775	30	44.756	32,9	43.039	31,4
Outras	832	0,6	905	0,7	968	0,7	884	0,6	933	0,7
Outras biomassas	1.671	1,2	1.619	1,2	1.66	1,2	1.674	1,2	1.669	1,2
Petróleo	2.005	1,5	1.189	0,9	580	0,4	1.007	0,7	2.136	1,6
Solar	-	-	6	0,004	53	0,039	67	0,049	71	0,052
Eólica	2.596	1,9	2.828	2,1	2.992	2,2	3.539	2,6	3.968	2,9
Biomassa	547	0,4	442	0,3	488	0,4	608	0,4	739	0,5
Total setor elétrico	136.962		137.48		135.768		136.117		137.122	100
Por produtores independentes	41.78	94,04	48.916	96,06	50.805	97,71	59.462	99,03	54.354	98.181
Por empresas de utilidade pública	2.648	5,96	2.005	3,94	1.189	2,29	580	9,66	1.007	1,82

Fonte: EIA (2016b).

⁸⁸ Como ilustração, em 2015, o gás natural respondeu por 40% da eletricidade gerada e a energia nuclear por 30%, também tendo a hidroeletricidade apresentado uma participação significativa (US Energy Information Administration, 2016e).

O exame da geração de energia elétrica em Nova Iorque também indica uma considerável relevância dos produtores independentes. Tal constatação é um indicativo de êxito da reforma liberalizante e, em especial das regras de acesso à rede para os novos entrantes. Em paralelo, o exame do contributo das diferentes fontes utilizadas na geração de electricidade mostra que o carvão e o petróleo estão perdendo participação na matriz. Tal redução na quota de contributo desses combustíveis fósseis vem ocorrendo basicamente através da substituição pela geração térmica a partir do gás natural. No entanto, mais recentemente nota-se o início de um processo de expansão da geração a partir de fontes alternativas e renováveis (EIA 2016b).

No que se refere à rede de transmissão, a operação é de responsabilidade do NYISO⁸⁹. Além da responsabilidade de garantir o desenvolvimento e o eficiente funcionamento do mercado atacadista de electricidade⁹⁰, esta entidade tem a responsabilidade de assegurar o correto funcionamento do sistema elétrico através da realização, não apenas de um planeamento adequado, como também de uma operação eficiente da rede (STATE OF NEW YORK, 2013). Trata-se de uma rede composta por linhas de capacidade igual ou superior a 230 kV que se estendem por cerca de 6.437 km.

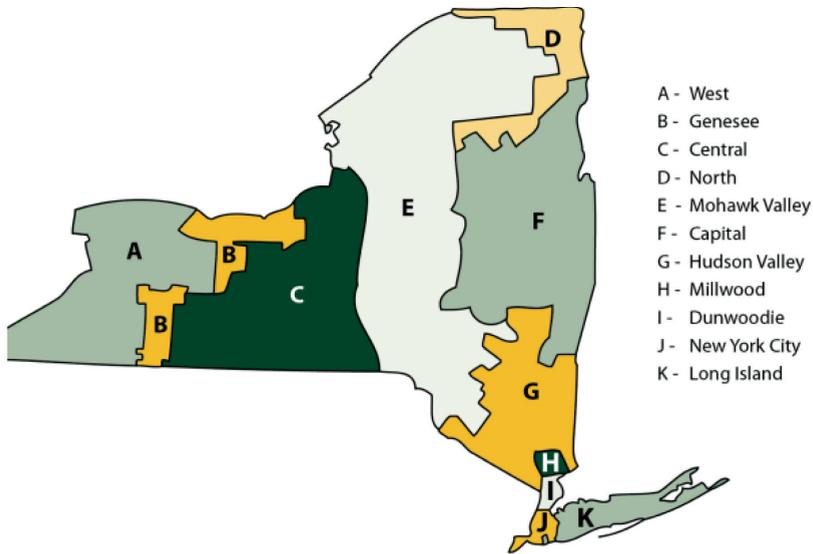
O correto funcionamento da rede de transmissão e a sua operação de forma independente representam aspectos importantes não só para estimular a concorrência no setor, mas, sobretudo, para garantir que os consumidores tenham acesso à electricidade de uma forma segura, com qualidade de serviço e sem interrupções. Neste sentido, e de modo a garantir este correto funcionamento, o estado de Nova Iorque, na sua estratégia para a infraestrutura publicada em 2012 (STATE OF NEW YORK, 2012a), realçou a importância de reforçar o sistema de transmissão de modo a reduzir o atual congestionamento que afeta majoritariamente a região da cidade de Nova Iorque e Long Island, visto a maior parte da geração de electricidade se encontrar a Oeste e o centro de demanda se encontrar a Leste, na área onde se situa a cidade de Nova Iorque. Para uma maior compreensão desta problemática, a Figura 4.1 apresenta as

89 A rede de transmissão no estado de Nova Iorque é detida em conjunto pelas utilities do setor: Central Hudson, PSEG Long Island, Rochester Gas and Electric, New York Power Authority, National Grid, ConEdison, Orange and Rockland, e NYSEG.

90 Esta responsabilidade envolve a adequada coordenação do mercado atacadista através de uma atuação que seja justa, efetiva e não discriminatória.

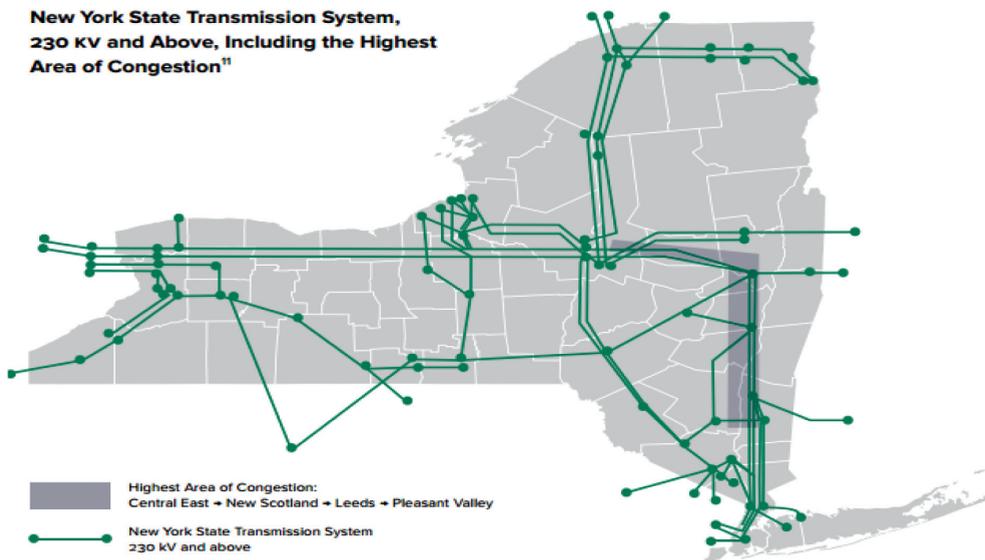
diferentes zonas de preço definidas no âmbito do mercado atacadista enquanto a Figura 4.2 mostra as zonas de congestionamento da rede de transmissão.

Figura 4.1: Zonas de Preço do Mercado Atacadista



Fonte: State of New York (2013)

Figura 4.2: Zonas de Congestionamento da Rede de Transmissão



Fonte: State of New York (2012a)

Na Figura 4.2, a área sombreada com cinza é a região de maior congestionamento. Estes congestionamentos de rede de transmissão e o desenvolvimento de ações para mitigá-los são temas prioritários para o estado de Nova Iorque, visto que uma rede de transmissão congestionada contribui para um funcionamento menos eficiente do sistema elétrico e coloca em risco o acesso à eletricidade. Ao mesmo tempo, estes congestionamentos podem resultar em impactos econômicos negativos associados à necessidade de utilizar com frequência unidades produtoras menos eficientes, mas que se encontrem próximas da demanda, como é o caso das centrais de geração existentes na cidade de Nova Iorque e Long Island, que apresentam indicadores de eficiência e ambientais de pior qualidade que outras alternativas existentes a oeste destas zonas urbanas (STATE OF NEW YORK, 2012a, 2012b, 2013).

No âmbito da rede de distribuição, existe um conjunto de empresas de utilidade pública reguladas⁹¹ que operam sob a supervisão da entidade reguladora estatal NYSDPS. Em geral, as empresas distribuidoras são responsáveis pela operação e manutenção da rede de distribuição, bem como pela medição e faturação dos consumos realizados aos consumidores (STATE OF NEW YORK, 2013).

A regulação das distribuidoras é baseada na metodologia do custo do serviço com vistas a definir as receitas permitidas a partir do reconhecimento dos custos operacionais e da base de ativos. Contudo, ao mesmo tempo, as concessionárias de distribuição estão sujeitas a uma regulação por performance. Dentre o conjunto de incentivos a ganhos de eficiência, destaca-se o período regulatório de 3 anos que permite às empresas de utilidade pública reter parte dos ganhos com aumento de eficiência, em comparação com a aplicação de períodos regulatórios anuais, ao qual acrescem incentivos relacionados com a sua performance⁹² (MANDEL, 2015).

91 A atividade de distribuição de eletricidade encontra-se distribuída por sete empresas de utilidade pública reguladas (State of New York, 2015a, 2016c), sendo estas: *ConEdison*; *Central Hudson Gas & Electric Corporation (Central Hudson)*; *New York State Electric & Gas Corporation (NYSEG)*; *Niagara Mohawk Power Corporation*; *National Grid*; *Rochester Gas and Electric Corporation (RG&E)*; *Orange & Rockland Utilities, Inc. (Orange & Rockland)* e *Public Service Enterprise Group Long Island (PSEG-LI)*.

92 Os incentivos por performance são atribuídos com base no monitoramento de um conjunto de medidas, as quais abrangem: a duração das interrupções no suprimento, o número de interrupções no suprimento, qualidade do serviço e do apoio aos consumidores, e métricas relacionadas com segurança, entre outras (New York Public Service Commission, 2015)

O processo de definição das receitas e das tarifas das distribuidoras ocorre através da interação entre a concessionária e a entidade reguladora, sendo possível que outros *stakeholders*⁹³ também participem. Em linhas gerais, o processo tem início com a entrega do plano de negócios por parte das distribuidoras⁹⁴. Na sequência, o regulador analisa este plano e comumente apresenta uma contraproposta ao plano de negócios apresentado. A distribuidora, por sua vez, pode contra-argumentar a proposta do regulador. Ao mesmo tempo, os demais *stakeholders* podem contribuir na criação de um consenso sobre as tarifas a serem aplicadas. Após a resolução de divergências entre o plano da distribuidora e o plano do regulador, são publicadas as tarifas definidas, com base no plano de negócios aprovado (STATE OF NEW YORK, 2017).

Na análise do plano de negócios e, considerando a metodologia custo de serviço vigente, as rubricas de custos analisadas são as seguintes:

- i. Custos com investimentos (CAPEX): as tarifas devem permitir a recuperação da parcela da depreciação e amortização de investimentos, acrescida de uma taxa de retorno associada ao custo do capital;
- ii. Custos operacionais (OPEX): as tarifas devem permitir a recuperação na totalidade dos custos operacionais incorridos nesse ano;

Com base nestas duas componentes, é possível definir o nível de receitas necessárias para a distribuidora ao longo do período regulatório de 3 anos⁹⁵. Durante este período, caso se verifiquem ganhos de eficiência por via de menores custos operacionais, parte dos ganhos será retida pela empresa e parte será distribuída pelos consumidores, por via de um mecanismo de partilha de proveitos, *Earnings Sharing Mechanism*⁹⁶. Por sua vez, eventuais

93 *Stakeholders* normalmente envolvidos incluem consumidores comerciais e industriais, associações de defesa do consumidor, associações de interesse público, autoridades locais, entre outros (STATE OF NEW YORK, 2017).

94 Este plano deve contemplar estimativas dos custos e proveitos, incluindo: despesas operacionais, depreciações, impostos, taxa de retorno para os investidores, bem como o devido reconhecimento das necessidades de investimento.

95 Ao longo do período regulatório de 3 anos são realizados os ajustes necessários derivados da evolução da taxa de inflação, por ser uma variável fora do controle das distribuidoras (New York Public Service Commission, 2015).

96 Esta repartição dos ganhos de eficiência com os consumidores tem em vista a redução dos eventuais incentivos para uma redução excessiva dos custos operacionais (State of New York, 2015e).

gastos operacionais excessivos não planejados serão suportados pela empresa de eletricidade.

O marco regulatório de Nova Iorque incorpora ainda um mecanismo de mitigação de risco de mercado (STATE OF NEW YORK, 2007, 2014). Trata-se de um mecanismo clássico de *decoupling*, no qual as diferenças entre o mercado previsto e o mercado realizado são compensadas no período seguinte, sendo os ajustes realizados em cada ano (RITI, 2009). Se por um lado a aplicação do *decoupling* mitiga os riscos de mercado para as distribuidoras, deve ser enfatizado que isso ocorre às custas do aumento das tarifas pagas pelos consumidores.

Em contrapartida, com o objetivo de evitar que as distribuidoras não realizem o plano de investimentos previamente estabelecido e fiquem com o dinheiro em caixa, existem revisões anuais do plano de investimentos (STATE OF NEW YORK, 2015e). Estas revisões são realizadas por meio do *Clawback Mechanism*, que resulta em ajustes nas tarifas no caso de sub-investimento mas, ao mesmo tempo, desincentiva as distribuidoras a sobre-investirem, vide que este excesso de investimento não será reconhecido antes do próximo *rate case*. Embora este mecanismo de ajuste procure garantir o nível adequado de investimentos por parte da distribuidora, o mesmo pode resultar em um desincentivo para obtenção de maior eficiência de CAPEX, visto que o mecanismo não efetuar uma distinção entre as reduções por ganho de eficiência em CAPEX das reduções resultantes da não realização de investimentos planejados.

Ressalva-se, ainda, a ação recente do regulador de Nova Iorque, em analisar e estudar novas estruturas tarifárias que se encontrem em linha com as transformações decorrentes no setor elétrico, incluindo aquelas trazidas pela crescente difusão de mini e micro geração distribuída. Neste contexto foi lançada uma iniciativa por parte da NYPSC, chamada de *Reforming Energy Vision* (STATE OF NEW YORK, 2014). Mediante esta iniciativa estão a ser analisadas abordagens regulatórias e de definição de tarifas que permitam uma melhor integração de geração distribuída, em um contexto de proliferação de recursos energéticos distribuídos (STATE OF NEW YORK, 2016h).

No que se refere à estrutura tarifária das distribuidoras, as componentes passíveis de serem pagas pelos consumidores são tipicamente: uma componente de taxa fixa, em US\$; uma componente de acordo com a potencia, em US\$/kW; uma componente pela energia consumida US\$/kWh e uma componente

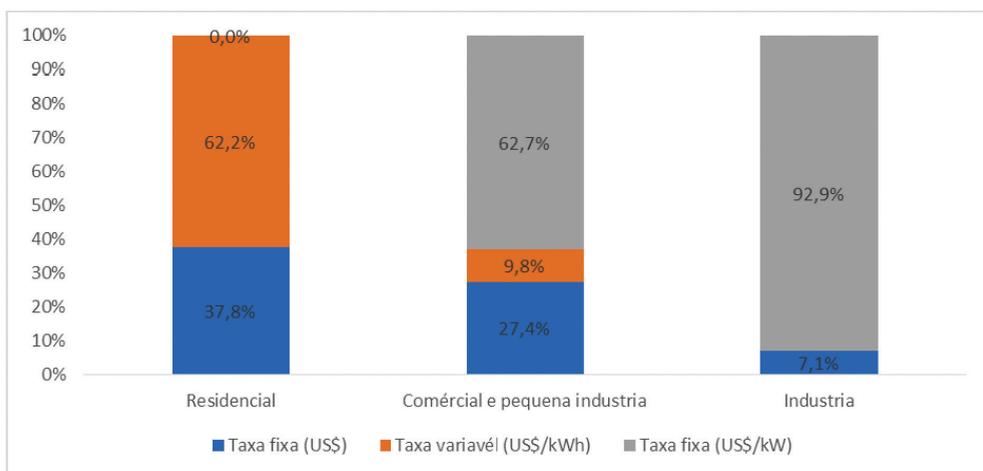
pela energia reativa em US\$/Rkva (CENTRAL HUDSON, 2016). Embora esta seja a estrutura básica, existem variantes na composição e nos valores das tarifas das diferentes classes de consumidores. A Tabela 4.5 permite observar a estrutura tarifária e os valores atribuídos aos diferentes componentes para clientes residenciais, comércio e pequena indústria, e indústria. Por sua vez, a Figura 4.3 apresenta a proporção das componentes da tarifa para as diferentes classes de consumidores⁹⁷.

Tabela 4.5: Estrutura Tarifária de Distribuição por Tipo de Cliente em 2017

Tipo de cliente	Taxa fixa (US\$/Mês)	Taxa fixa (US\$/kW)	Taxa variável (US\$/kWh)	Taxa variável (US\$/Rkva)
Residencial	24	-	0.06586	-
Comercial e pequena indústria	198	9.06	0.00591	
Indústria	1500	9.84	-	0.83

Fonte: Central Hudson (2016)

Figura 4.3: Proporção de Componentes na Estrutura Tarifária em 2017



Fonte: Central Hudson (2016, 2017a, 2017b).

97 Para o setor residencial, foi suposto um consumo mensal de 600 kWh (Central Hudson, 2017a). Por sua vez, para o consumo comercial e da pequena indústria, foi considerado um consumo mensal de 12.000kWh e uma potencia contratada de 50kW (Central Hudson, 2017b).

Ressalta-se que a comercialização de eletricidade no estado de Nova Iorque é uma atividade competitiva, na qual as entidades que pretendem participar devem ser aprovadas pelo regulador estatal NYSDPS. No entanto, desde 2016 existe uma limitação no mercado varejista de eletricidade (STATE OF NEW YORK, 2016i). Grosso modo, esta ação regulatória estabeleceu que novos contratos de comercialização de eletricidade para clientes de pequena dimensão residenciais e comerciais⁹⁸ apenas podem ser celebrados nos casos em que:

- i. O contrato garante uma tarifa inferior à que seria aplicada por uma empresa de utilidade pública regulada; ou alternativamente;
- ii. O contrato deve garantir que pelo menos 30% do consumo será suprido por fontes de eletricidade renovável, sendo que neste caso o contrato não tem que garantir uma tarifa inferior à aplicada pela empresa de utilidade pública.

Esta alteração é motivada pela preocupação do regulador em garantir que os pequenos consumidores de eletricidade efetivamente sejam beneficiados pela liberalização do mercado varejista de energia elétrica (STATE OF NEW YORK, 2016i).

A análise da evolução da eletricidade comercializada apresentada na Tabela 4.6 aponta para o crescimento em valores absolutos do consumo de todas as classes em magnitudes semelhantes. De fato, em 2010 o segmento residencial representou 35,2% da eletricidade comercializada, o segmento comercial 53,4% e o industrial 9,3% e em 2014 estes representaram 33,9%, 51,9% e 12,2%, respectivamente, vendo-se o destaque do setor comercial e a reduzida expressão histórica do setor industrial no estado, dado o fato deste ser mais orientado a serviços e comércio, detendo uma das maiores metrópoles a nível internacional (US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016e). Atualmente, encontram-se aptas a operar no mercado 61 comercia-

⁹⁸ A limitação do mercado competitivo no varejo é motivada pelo fato do regulador NYSDPS considerar que neste segmento de consumidores os benefícios são reduzidos. O que não se verifica para consumidores de maior dimensão como é o caso de consumidores industriais ou de consumidores comerciais de grande escala. No caso dos consumidores de pequena dimensão, o regulador associa às limitações do mercado competitivo no varejo ao fato das empresas de utilidade pública reguladas terem maiores economias de escala, bem como aos custos relacionados com a angariação de novos clientes (State of New York, 2016i).

lizardoras de eletricidade que atendem consumidores no segmento residencial, comercial e industrial (ORANGE & ROCKLAND, 2016).

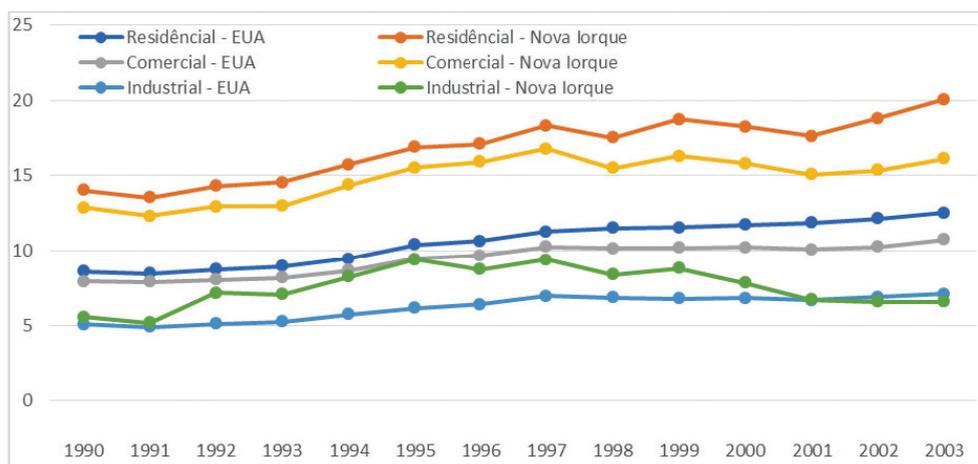
Tabela 4.6: Evolução da Eletricidade Comercializada por Segmento de Clientes

Eletricidade comercializada (GWh)	Ano						
	1990	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	38,574	50,533	50,946	51,240	50,692	50,777	49,975
Comercial	46,921	76,822	77,276	76,406	76,018	76,342	76,541
Industrial	31,929	19,947	13,480	13,420	13,705	17,911	18,003
Total	117,425	147,301	141,702	141,066	140,415	145,031	144,519

Fonte: EIA (2016e).

Por fim, com o objetivo de compreender porque o preço da energia foi uma importante motivação da reforma implementada no setor elétrico de Nova Iorque, a Figura 4.4 apresenta a evolução do preço pago do suprimento de energia elétrica pago pelos consumidores de Nova Iorque em comparação com os preços médios praticados nos EUA. O exame da Figura 4.4 mostra com clareza que os preços praticados em Nova Iorque são superiores à média norte americana para todas as classes de consumo.

Figura 4.4: Evolução dos Preços Comerciais de Eletricidade nos Estados Unidos e em Nova Iorque entre 2001 e 2014 por segmento de consumidores



Fonte: EIA (2016a, 2016e)

Como ilustração, em 2014 o preço residencial médio nos Estados Unidos era de US\$ 0,1252/kWh enquanto em Nova Iorque era de US\$ 0,20/kWh. O setor comercial dos Estados Unidos tinha o preço de US\$ 0,1074/kWh, enquanto Nova Iorque apresentou o preço de US\$ 0,1612/kWh, sendo certo que o setor industrial é o que tanto no presente, como historicamente, apresenta menor disparidade e, em 2014, os Estados Unidos apresentavam um preço de US\$ 0,07/kWh enquanto Nova Iorque registou um preço reduzidamente inferior, de US\$ 0,0658/kWh.

4.2 Políticas de Incentivo à Micro e à Mini Geração Distribuída

Não obstante a preocupação com a mitigação das emissões de gases do efeito estufa, o aumento da participação de fontes renováveis na oferta de energia também reflete a incessante busca pela garantia da segurança do suprimento (IRENA, 2015). A promoção de fontes renováveis se materializa através de um conjunto de instrumentos federais e estaduais, os quais visam atender aos objetivos das políticas climáticas e energéticas. Ressalta-se que não existe uma meta vinculativa acordada para o contributo de energias renováveis, mas existe um conjunto de ambições gerais e um suporte federal para prosseguir estratégias de desenvolvimento de uma economia baseada em energias limpas (IEA, 2014).

Neste contexto, em nível federal nota-se que nos últimos anos um conjunto de diretrizes foi estabelecido. Por exemplo, em 2009 foi anunciada a ambição de duplicar a participação de fontes de energia renovável até 2020 em comparação ao nível verificado em 2008, sendo que já em 2013 tal meta foi atingida e, por consequência, estabeleceu-se a meta de duplicar tal participação até 2020 em comparação ao ano base de 2012 (EXECUTIVE OFFICE OF THE US PRESIDENT, 2013; IEA, 2014).

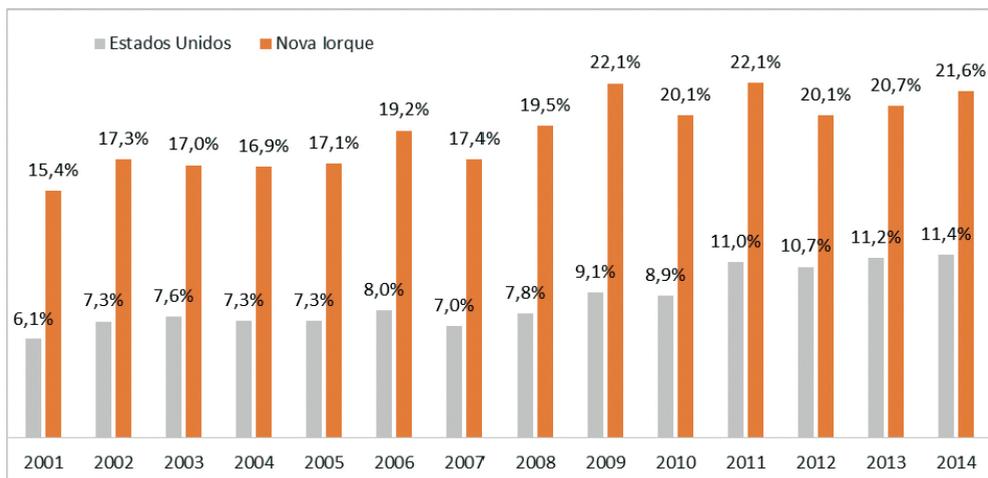
Os atuais instrumentos federais de política climática e energética que contribuem para o estímulo à geração de energia renovável são o *Climate Action Plan*, implementado em 2013 (EXECUTIVE OFFICE OF THE US PRESIDENT, 2013) e o *Clean Power Plan* formatado em 2015 (EPA, 2015a). O primeiro afigura-se como a mais abrangente estratégia no que se refere às ações a serem tomadas com o intuito de dotar o sistema energético de sustentabilidade ambiental em bases competitivas de custos. Por sua vez, o *Clean Power Plan* trata especificamente do setor elétrico e visa mitigar os impactos ambientais, tendo fixado a meta de

que 20% da energia gerada em 2030 seja proveniente de fontes de energia renovável, em contraste com a participação de meros 14% verificada em 2014 (EPA, 2015b). Este quadro de ação a nível federal é ainda motivado por uma ambição do longo prazo de conseguir reduzir as emissões de gases de efeito de estufa em 80% até 2050, comparado aos níveis de 1990, que será conseguido com base num conjunto de medidas de transição para uma economia sustentada em energia limpa e mais eficiente na utilização de recursos (UNITED NATIONS, 2015).

Em nível estadual, verifica-se que desde 2002 Nova Iorque segue um processo de planeamento estratégico. Este planeamento visa coordenar todas as ações do setor energético e é consolidado no *New York State Energy Plan*. Este documento contempla, não apenas a estratégia a ser seguida, como também enuncia as metas a serem alcançadas. Em comparação com a meta nacional, a meta de Nova Iorque é mais audaciosa. O *New York State Energy Plan* de 2002 fixou a meta de que 50% da energia produzida em 2020 no estado fosse de fonte renovável (STATE OF NEW YORK, 2002), sendo esta meta postergada para 2030 no último plano estadual apresentado em 2015 (STATE OF NEW YORK, 2015c).

Como ilustração de como estas metas estão efetivamente se refletindo em uma maior participação de fontes renováveis na geração de energia elétrica, a Figura 4.5 apresenta a evolução da participação destas fontes na matriz norte americana e na matriz de Nova Iorque.

Figura 4.5: Evolução da Participação de Renováveis na Geração de Eletricidade



Fonte: EIA (2016f).

A Figura 4.5 explicita que Nova Iorque vem desenvolvendo geração a partir de fontes renováveis em um ritmo superior ao verificado em nível nacional. Entretanto, também é perceptível que a participação atual ainda se encontra bastante aquém da meta para 2030. Observa-se assim que o desafio permanece considerável e requer a utilização de variados instrumentos para que diferentes potencialidades possam ser exploradas, vide que ainda existem diferentes níveis de maturidade tecnológica. Neste contexto, a importância da difusão da micro geração solar fotovoltaica é vista como crescente, sobretudo porque o estado de Nova Iorque está entre os 10 estados com maior potencial de geração solar fotovoltaica no EUA (SOLAR ENERGY INDUSTRIES ASSOCIATION, 2016; STATE OF NEW YORK, 2016l).

Neste contexto, verifica-se que a geração distribuída de pequena escala tem se apresentado como um pilar importante na estratégia de promover fontes renováveis de geração de energia elétrica. A compreensão desta dinâmica requer o conhecimento das medidas de incentivos à geração distribuída solar fotovoltaica adotadas em Nova Iorque, especificamente o programa estatal NY-Sun, créditos fiscais e o programa *net energy metering* (NEM).

4.2.1 Programa NY-Sun

O programa *NY-Sun* implementado em 2012 visa a promoção de geração distribuída solar de pequena escala⁹⁹ com a meta de instalação de 3 GW até 2023 através de um aporte de 1 bilhão de dólares em incentivos (STATE OF NEW YORK, 2016a). Basicamente, o programa é composto por um instrumento de financiamento bonificado e por um instrumento de incentivo à adoção de sistemas fotovoltaicos.

Instrumentos de Financiamento Bonificado

Este instrumento consiste na concessão de financiamento em condições especiais. O pagamento deste empréstimo pode ocorrer através da fatura de

99 A definição de pequena escala neste programa está vinculada a uma capacidade de 25 kW para sistemas residenciais e 200 kW para sistemas não-residenciais residencial (realizadas em escolas, organizações sem fins lucrativos e edifícios governamentais) (State of New York, 2016g).

eletricidade¹⁰⁰ (*On-Bill Recovery Loan*), ou por débito direto ao estado de Nova Iorque. O segmento residencial conta com a possibilidade de obter empréstimos de até US\$ 25.000 a serem pagos em um período de até 15 anos. Por sua vez, o pequeno comércio tem a disponibilidade empréstimos de até US\$ 50.000 em condições bonificadas, sendo que o limite do financiamento pode ser de US\$ 100.000 para este segmento se o pagamento ocorrer através da própria fatura de eletricidade (*On-Bill Recovery Loan*). No que se refere às taxas de financiamento, verifica-se que para o segmento residencial existe variação de acordo com a modalidade de pagamento e o nível de renda familiar¹⁰¹, já no caso do segmento comercial de pequeno porte a taxa típica é de 2,5% (STATE OF NEW YORK, 2016n).

Instrumentos de Incentivo à Adoção de Sistemas Fotovoltaicos

Os instrumentos de incentivo à adoção de tecnologia solar em Nova Iorque têm o objetivo de reduzir as barreiras de implementação relacionadas com os custos de instalação. Esta tipologia de incentivos é baseada em quotas de capacidade (MW) específicas para diferentes zonas do estado. Os incentivos são ajustados de acordo com o segmento (residencial, pequeno comércio, grande comércio/indústria) a qual se destine a instalação solar bem como o seu dimensionamento e localização (STATE OF NEW YORK, 2016d).

O incentivo pago pelo estado é baseado em capacidade e atribuído por blocos de MW, sendo decrescente à medida que cada bloco é esgotado. Na estrutura do programa de incentivos é ainda possível observar a distinção entre segmentos, sendo o segmento residencial abrangido por um incentivo único até os 25 kW de capacidade instalada, enquanto o setor não residencial se encontra escalonado em dois níveis, com um incentivo específico para os primeiros 50 kW da instalação e outro nível de incentivos até aos 200 kW.

A Tabela 4.7 apresenta a estrutura vigente de incentivos do programa NY-Sun, na qual é possível identificá-los consoante o tipo de região do estado de

100 Nesta modalidade de pagamento o reembolso do financiamento é operacionalizado através da fatura de eletricidade, sendo acrescido aos custos do fornecimento de eletricidade a parcela de financiamento a reembolsar.

101 As taxas de juro aplicadas ao setor residencial, para o caso de uma família composta por 3 elementos são de 3.99% para rendas até US\$ 65.250; 5.49% para rendas superiores a US\$ 65.250 e até US\$ 97.875; e de 6.49% para rendas superiores a US\$ 97.875 (STATE OF NEW YORK, 2016n).

Nova Iorque (Long Island, ConEdison, Upstate), bem como o caráter decrescente do incentivo à medida que os vários blocos de capacidade vão sendo esgotados¹⁰².

Tabela 4.7: Estrutura do Programa de Incentivos para Micro Geração em Nova Iorque

Zona	Bloco	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Incentivo para o segmento residencial (instalações até 25 kW)											
Long Island	Dimensão do bloco (MW)	37	15	20	77	-	-	-	-	-	-
	Incentivo/Watt	\$0,50	\$0,40	\$0,30	\$0,20	-	-	-	-	-	-
Con Edison	Dimensão do bloco (MW)	14	6	9	12	17	18	38	70	120	-
	Incentivo/Watt	\$1,00	\$0,90	\$0,80	\$0,70	\$0,60	\$0,50	\$0,40	\$0,30	\$0,20	-
Upstate	Dimensão do bloco (MW)	40	15	19	22	24	35	70	75	148	-
	Incentivo/Watt	\$1,00	\$0,90	\$0,80	\$0,70	\$0,60	\$0,50	\$0,40	\$0,30	\$0,20	-
Incentivo para o segmento não-residencial (instalações até 200 kW)											
Long Island	Dimensão do bloco (MW)	7	6	7	9	15	14	-	-	-	-
	Incentivo/Watt (primeiros 50 kW)	\$0,50	\$0,45	\$0,40	\$0,35	\$0,25	\$0,15	-	-	-	-
	Incentivo/Watt (até 200 kW)	\$0,50	\$0,43	\$0,36	\$0,30	\$0,23	\$0,15	-	-	-	-
Con Edison	Dimensão do bloco (MW)	6	4	7,5	8	10	15	35	45	73	101
	Incentivo/Watt (primeiros 50 kW)	\$1,00	\$0,90	\$0,80	\$0,70	\$0,60	\$0,50	\$0,40	\$0,30	\$0,20	\$0,15
	Incentivo/Watt (até 200 kW)	\$0,60	\$0,55	\$0,50	\$0,45	\$0,40	\$0,35	\$0,30	\$0,25	\$0,20	\$0,15
Upstate	Dimensão do bloco (MW)	35	8	10	12	18	23	33	77	95	145
	Incentivo/Watt (primeiros 50 kW)	\$1,00	\$0,90	\$0,80	\$0,70	\$0,60	\$0,50	\$0,40	\$0,30	\$0,20	\$0,15
	Incentivo/Watt (até 200 kW)	\$0,60	\$0,55	\$0,50	\$0,45	\$0,40	\$0,35	\$0,30	\$0,25	\$0,20	\$0,15

Fonte: State of New York (2016k).

102 Esta característica de redução do incentivo à medida que o mercado solar fotovoltaico fica mais desenvolvido permite constatar a intenção do estado de Nova Iorque em reduzir o apoio financeiro à medida que a difusão aumenta em escala.

Não obstante, também existe um programa específico para o segmento residencial de baixa renda. Tal programa parte da premissa que o nível de renda familiar não deve consistir em um entrave à difusão de micro geração solar fotovoltaica. Desta forma, foi concebido o programa *Affordable Solar*, instrumento direcionado ao setor residencial com um limite de 6 kW de capacidade¹⁰³. O acesso ao programa encontra-se limitado aos proprietários de habitação residencial cujo rendimento do agregado familiar seja 80% inferior ao rendimento médio da região onde a residência encontra-se localizada. Para este segmento, o incentivo atribuído duplica, passando a ter as características apresentadas na Tabela 4.8¹⁰⁴.

Tabela 4.8: Incentivo para Segmento Residencial de Baixa Renda (*Affordable Solar*)

Zona	Bloco	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Incentivo para o segmento residencial com baixos rendimentos (instalações até 6 KW)										
Long Island	Dimensão do bloco (MW)	37	15	20	77	-	-	-	-	-
	Incentivo/Watt	\$1,0	\$0,8	\$0,6	\$0,4	-	-	-	-	-
Con Edison	Dimensão do bloco (MW)	14	6	9	12	17	18	38	70	120
	Incentivo/Watt	\$2,	\$1,8	\$1,6	\$1,4	\$1,2	\$1,0	\$0,8	\$0,6	\$0,4
Upstate	Dimensão do bloco (MW)	40	15	19	22	24	35	70	75	148
	Incentivo/Watt	\$2,0	\$1,8	\$1,6	\$1,4	\$1,2	\$1,0	\$0,8	\$0,6	\$0,4

Fonte: Elaboração Própria a partir de State of New York (2016b).

103 Ressalta-se que famílias que tenham acesso a este incentivo acrescido, podem ainda ser abrangidos para implementar medidas de eficiência energética e renovação de edifício sem qualquer custo, ou com um custo muito reduzido. Este fato revela que é um instrumento de política energética integrado, promotor do acesso a tecnologias para geração renovável, bem como facilitador do acesso a medidas de eficiência energética.

104 É relevante ressaltar que, apesar do aumento do incentivo, a estrutura do instrumento não é alterada, ou seja, continua a conter sinais econômicos específicos por região e continua a ser decrescente à medida que o mercado solar cresce, e os blocos de capacidade definidos vão sendo esgotados

4.2.2 *Créditos Fiscais*

Em 1997, foi criado o *Solar Energy System Equipment Credit*. Este instrumento permite obter uma poupança na carga de impostos sobre o rendimento de pessoas físicas resultante da instalação de painéis solares¹⁰⁵ (STATE OF NEW YORK, 2016m; DOE, 2016).

O montante do crédito fiscal passível de ser atribuído corresponde a 25% das despesas elegíveis relacionadas com a aquisição de equipamento para a instalação com um valor máximo de US\$ 5.000. Os principais beneficiários deste instrumento são as pessoas singulares que tenham uma fatura fiscal superior ao crédito fiscal conseguido, pois este não é reembolsável e funciona apenas como dedução à fatura fiscal. No entanto, qualquer excesso que resulte da não utilização por completo do crédito em um determinado ano pode ser transferido para anos seguintes, com um máximo de cinco anos para este efeito (ENERGYSGAGE, 2016; STATE OF NEW YORK, 2016n). De modo ao crédito fiscal poder ser concedido, a instalação deve estar enquadrada no programa de *net-metering* apresentado abaixo (STATE OF NEW YORK, 2015b).

4.2.3 *Net-Metering*

O instrumento de *net-metering* vigente em Nova Iorque estimula a adoção de sistemas de micro geração na medida em que permite que o excedente da eletricidade gerada seja injetado na rede de distribuição e valorado ao mesmo preço que o consumidor paga quando adquire energia da rede (STATE OF NEW YORK, 2016e). Tendo sido implementado em 1997, inicialmente apenas contemplava solar fotovoltaico no setor residencial até 10 kW de potência, tendo o mesmo evoluído ao longo dos anos para incorporar geração a partir de centrais de biogás no setor da agricultura, com capacidade até 1 MW e pequena eólica a nível residencial com capacidade até 25 kW. Em 2008, o instrumento

105 São passíveis de obterem estes incentivos as seguintes categorias de custos: compra do equipamento para a instalação, locação do sistema solar a uma entidade terceira (não sendo proprietária do equipamento deve ter um acordo de compra da eletricidade gerada pela instalação com uma duração mínima de 10 anos, normalmente designado de PPA, Power Purchase Agreement) (State of New York, 2016n). Além disso, destaca-se que a instalação deve ainda estar localizada na residência principal, ou seja onde mora a maioria do tempo, no estado de Nova Iorque (State of New York, 2015b).

de *net-metering* passou a contemplar instalações não residenciais de tecnologia solar fotovoltaica e eólica.

Atualmente, para sistemas fotovoltaicos, o instrumento está limitado a instalações que não excedam os 25 kW de capacidade. A disponibilidade deste incentivo é ainda limitada a um teto máximo de 6% da demanda da empresa de utilidade pública que opere no local da instalação (DSIRE, 2016).

Se o consumo for maior que a geração, o consumidor pagará uma fatura onde da energia consumida será deduzida a energia injetada na rede. Em caso de geração superior ao consumo, a operacionalização do instrumento resulta em créditos atribuídos aos produtores-consumidores em cada mês pelo excedente de eletricidade, entre a geração no local e consumo, injetado na rede de distribuição, sendo que ao final de 12 meses o consumidor é pago por qualquer crédito remanescente, não utilizado para abater a fatura em meses de consumo superior à geração no local. Ressalta-se que a liquidação dos créditos remanescentes é valorada com base nos custos evitados¹⁰⁶ em função da geração distribuída. (DSIRE, 2016).

4.2.4 Trajetória dos Incentivos à Geração Distribuída Fotovoltaica

O exame do conjunto de instrumentos de incentivo adotados em Nova Iorque permite observar a extensão da estratégia adotada a nível estadual. Os incentivos específicos para tecnologias fotovoltaicas promovidos através do programa NY-Sun são abrangentes a nível de segmentos de cliente ao qual se aplicam. Ao mesmo tempo, especificam claramente as necessidades de desenvolvimento de mercado em diferentes regiões, sendo os incentivos delineados para a potencialidades e especificidades de cada localidade. Além disso, existe a preocupação para que o nível de renda não constitua em uma restrição à difusão da geração solar fotovoltaica distribuída.

Por sua vez, o crédito fiscal também assume grande importância na medida que resulta em uma redução da carga tributária dos consumidores que instalem sistemas fotovoltaicos. Concomitantemente, adotou como instrumento de compensação o sistema *net-metering*, o qual dá origem a um crédito junto da 106 Os custos evitados são calculados com base nos custos que a distribuidora de eletricidade teria suportado para adquirir o excedente de energia no mercado atacadista (CONEDISON, 2017).

empresa de utilidade pública resultante do excedente de produção não consumido no local.

A nível das possibilidades de acumulação dos diferentes instrumentos de incentivo, verificam-se as seguintes possibilidades de acumulação de incentivo: os incentivos incluídos dentro do programa NY-Sun apenas estão disponíveis para instalações que estejam devidamente enquadradas no programa de *net-metering*, resultando daqui uma acumulação obrigatória do NY-Sun e *net-metering* (STATE OF NEW YORK, 2016g). O crédito fiscal, apenas é acessível a instalações que estejam também devidamente enquadradas no programa de *net-metering*, resultando daqui uma acumulação obrigatória entre o crédito fiscal e *net-metering* (STATE OF NEW YORK, 2015b). Por último, o programa de *net-metering* apresenta-se como o único instrumento que não conta com nenhuma acumulação obrigatória com outro tipo de incentivo, podendo ser adotado independentemente, ou acumulado com o programa NY-Sun e com o Crédito Fiscal (DSIRE, 2016). A Tabela 4.9: Possibilidades de Acumulação de Incentivos em Nova Iorque ilustra as relações entre os diferentes programas de incentivo em funcionamento.

Tabela 4.9: Possibilidades de Acumulação de Incentivos em Nova Iorque

Programas de incentivo de Nova Iorque	NY-Sun	Crédito fiscal	Net Metering
NY-Sun			X ¹⁰⁷
Crédito fiscal			X ¹⁰⁸
Net Metering	X ¹⁰⁹	X	X

Fonte: Elaboração Própria.

Em paralelo, é relevante analisar as possibilidades de acumulação dentro do Programa NY-Sun, o qual apresenta três diferentes tipos de instrumentos

107 Esta acumulação de incentivo não é opcional, o programa NY-Sun apenas está disponível para instalações fotovoltaicas enquadradas no programa de net metering.

108 Esta acumulação de incentivo não é opcional, o Crédito fiscal apenas está disponível para instalações fotovoltaicas enquadradas no programa de net metering.

109 Esta acumulação de incentivo é opcional, visto o programa de Net Metering poder ser acedido independentemente dos outros instrumentos de incentivo em funcionamento.

de incentivo: (i) o instrumento de financiamento bonificado para o segmento residencial e pequeno comércio; (ii) o instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial até 25 kW e não residencial até 200 kW; e (iii) o instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial de baixa renda.

As possibilidades de acumulação são as seguintes: o instrumento de financiamento bonificado pode ser acumulado com o instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial até 25 kW e não residencial até 200 kW, apenas para cobrir a diferença dos custos do sistema fotovoltaico que não sejam abrangidas pelo incentivo do instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial até 25 kW e não residencial até 200 kW. De forma semelhante, o instrumento de financiamento bonificado pode ser acumulado com o instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial de baixa renda, apenas para cobrir a diferença dos custos do sistema fotovoltaico que não sejam abrangidos pelo instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial de baixa renda. Convém ainda realçar que estas acumulações dos diferentes incentivos são opcionais, podendo cada incentivo ser concedidas individualmente, caso assim seja pretendido pelo consumidor. A Tabela 4.10 ilustra as relações entre os diferentes incentivos incluídos no programa NY-Sun.

Tabela 4.10: Possibilidades de Acumulação de Incentivos em do Programa NY-Sun

Programas de incentivo NY-Sun	Instrumento de financiamento bonificado para o segmento residencial e pequeno comércio	Instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial até 25 KW e não residencial até 200KW	Instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial de baixa renda
Instrumento de financiamento bonificado para o segmento residencial e pequeno comércio	X	X	X
Instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial até 25 KW e não residencial até 200KW		X	
Instrumento de incentivo à adoção de tecnologia solar para o segmento residencial de baixa renda			X

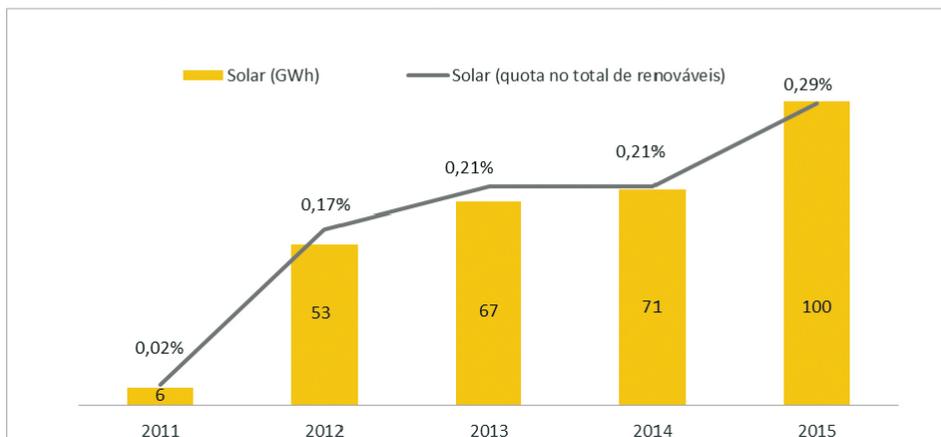
Fonte: Elaboração Própria.

Com base nesta análise das possibilidades de acumulação dos incentivos em curso, é possível validar a complementaridade dos instrumentos existentes em Nova Iorque, que é positiva pois aumenta o apoio que é possível obter para promover a difusão de tecnologia fotovoltaica. No entanto, a acumulação por vezes obrigatória de diferentes programas de incentivos, pode resultar em um processo mais demorado de difusão de tecnologia. Por exemplo, no caso de um residente de Nova Iorque optar pelo incentivo NY-Sun, este terá que tratar, por um lado, da burocracia para aderir ao programa NY-Sun e, por outro, da burocracia para enquadrar a instalação no programa de *net-metering*, o que pode resultar em uma difusão mais lenta.

4.3 Resultados das Políticas Adotadas

Dada a expressividade dos instrumentos de incentivos adotados no estado de Nova Iorque, é relevante examinar a efetividade das mesmas. Neste sentido, é de salientar que a geração fotovoltaica atingiu o valor de 100 GWh em 2015, contrastando com a geração de meros 6 GWh em 2011 (STATE OF NEW YORK, 2016f; EIA, 2016c). Esta evolução pode ser vista na Figura 4.6.

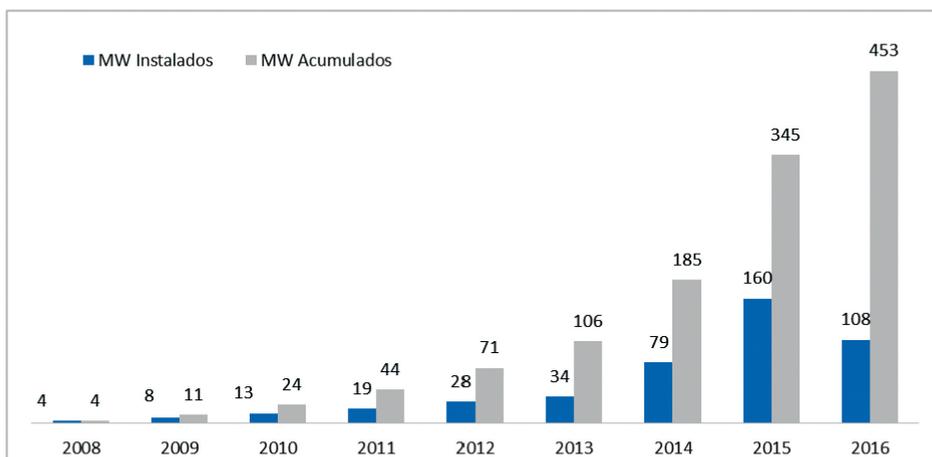
Figura 4.6: Evolução da Geração Fotovoltaica em Nova Iorque entre 2011 e 2015



Fonte: EIA (2016c)

Em termos de capacidade instalada, nota-se que a em 2015 os sistemas fotovoltaicos totalizaram 345 MW em contraste com a potência de 3,63 MW verificada em 2008. Ainda mais impressionante é a constatação que em setembro de 2016 a potência instalada já totalizava 452,51 MW. A Figura 4.7 ilustra a evolução da capacidade instalada solar fotovoltaica no estado de Nova Iorque entre 2008 e 2016 para sistemas até 200 kW de capacidade.

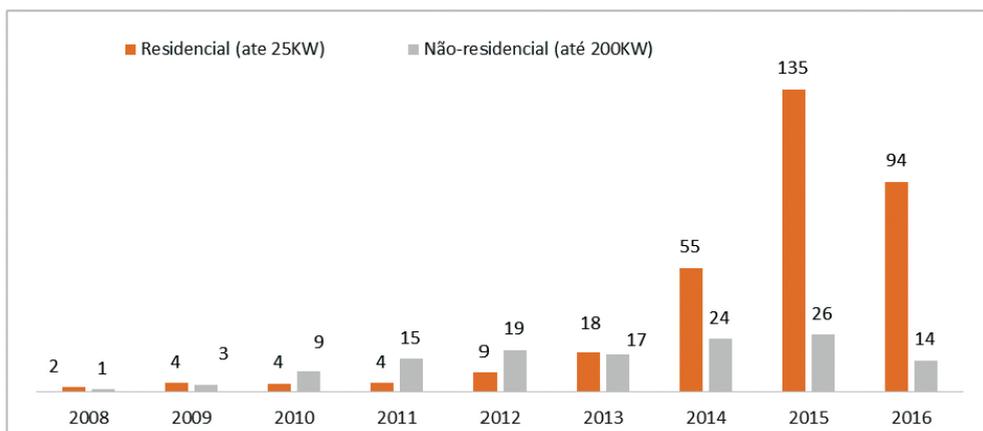
Figura 4.7: Evolução da Capacidade Instalada Fotovoltaica em Nova Iorque entre 2008 e 2016



Fonte: NY Solar Map (2016)

A análise por segmento de mercado indica que o crescimento da capacidade de geração de sistemas fotovoltaicos está ocorrendo essencialmente no segmento residencial, evidenciando a importância de políticas de incentivo à micro geração. A Figura 4.8 apresenta esta evolução para o período compreendido entre 2008 e 2016.

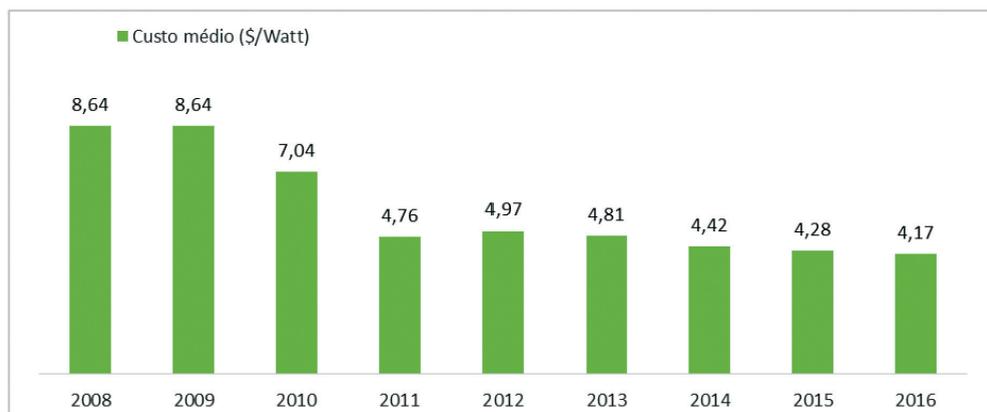
Figura 4.8: Evolução anual da Capacidade Fotovoltaica por Segmento de Mercado em Nova Iorque entre 2008 e 2016



Fonte: NY Solar Map (2016)

A evolução crescente da difusão de tecnologias solares fotovoltaicas foi também acompanhada por uma redução significativa dos custos de instalação, conforme pode ser verificado na Figura 4.9, que mostra a evolução observada para o segmento residencial.

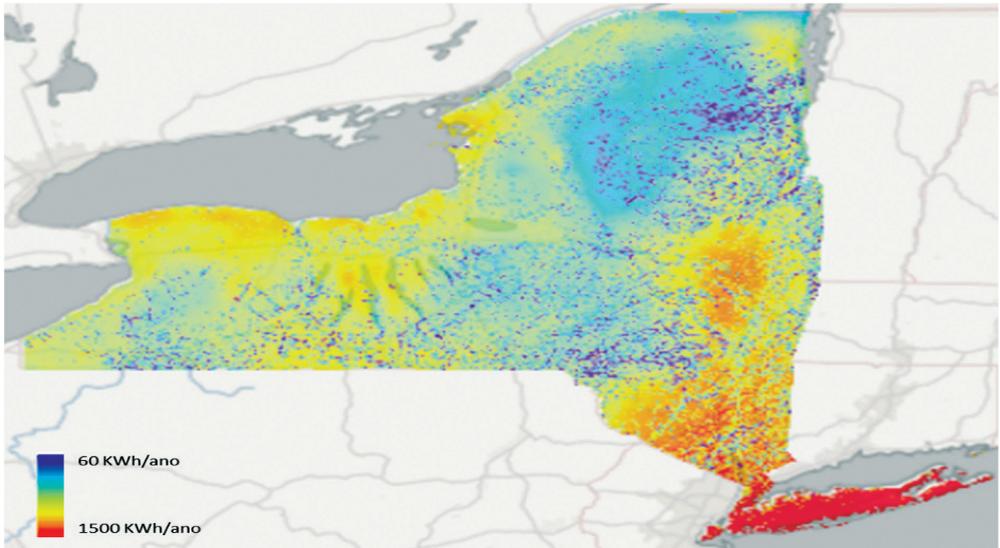
Figura 4.9: Evolução do Custo de Instalação de Sistemas Fotovoltaicos em Nova Iorque entre 2008 e 2016



Fonte: NY Solar Map (2016)

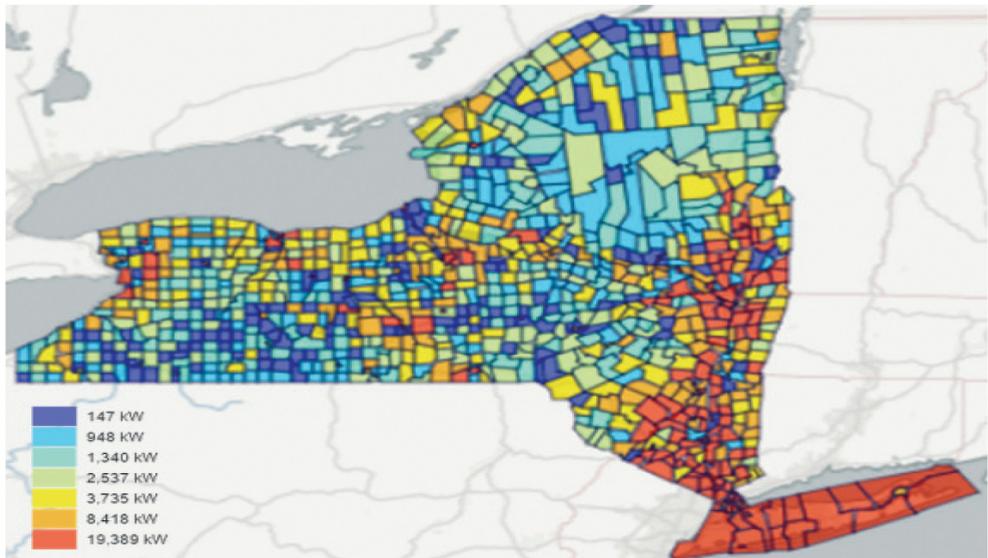
Como os instrumentos de incentivo existentes em Nova Iorque contemplam uma componente de localização para incentivar a difusão tecnológica nos locais com potencial efetivo, é necessário analisar a distribuição da capacidade instalada em comparação à distribuição espacial do potencial de geração solar fotovoltaica. A Figura 4.10 e a Figura 4.11 possibilitam essa análise e permitem constatar que a capacidade instalada está a seguir uma escolha racional orientada pelo potencial de radiação solar em diferentes localidades do estado.

Figura 4.10: Distribuição da Radiação Solar no Estado de Nova Iorque



Fonte: NY Solar Map (2016)

Figura 4.11: Distribuição da Capacidade Fotovoltaica no Estado de Nova Iorque



Fonte: NY Solar Map (2016)

Portanto, é perceptível que o caso de Nova Iorque é ilustrativo do êxito que pode ser obtido a partir da implementação de um conjunto de medidas de incentivos bem formatados e a relevância do segmento de micro geração. Contudo, apesar do notório crescimento, trata-se de uma capacidade ainda relativamente baixa e isso ajuda a compreender estar em vigor um vultoso conjunto de instrumentos de incentivos e a discussão dos impactos da difusão de micro geração ainda não ser prioritária.

4.4 Impactos da Difusão da Geração Distribuída Fotovoltaica para o Segmento de Distribuição

O estudo das perspectivas de micro geração fotovoltaica em Nova Iorque indica para uma tendência de crescimento, sobretudo no segmento residencial. Entretanto, esta evolução carece ainda de uma melhor caracterização dos seus impactos para as distribuidoras. Neste sentido, o NYSPSC desenvolveu um estudo de impactos associados à geração distribuída fotovoltaica no estado, tendo em vista uma meta de capacidade instalada de 5.000 MW em 2025¹¹⁰ (NYSERDA, 2012).

Esta análise focou em mensurar os impactos para as distribuidoras relacionados com possíveis diferimentos e, até mesmo, reduções de investimentos¹¹¹. Estimativas indicam para US\$ 811 milhões de investimentos evitados. Logo, é possível prospectar-se um benefício da difusão na zona norte do estado de Nova Iorque de aproximadamente US\$ 33,48/kW por ano, enquanto para a região da cidade de Nova Iorque e área circundante o benefício é de cerca de US\$ 100/kW por ano.

No entanto, tendo em consideração a necessidade de uma compreensão mais ampla visto os benefícios e custos potenciais para as distribuidoras serem diversos, o *Reforming Energy Vision* é um estudo que analisa de forma mais

110 Em 2016, a capacidade instalada era de 452 MW, representando cerca de 9% da meta considerada neste estudo (NY Solar Map, 2016; NYSERDA, 2012).

111 O escopo do estudo focou apenas a quantificação do impacto do diferimento de investimentos que resulta por via da geração distribuída permitir suprir a demanda localmente, com menor recurso à rede de distribuição. Ressalva-se que não foi considerado nesta análise o impacto por via de necessidade de reforço da rede de distribuição que pode resultar derivado de congestionamento em áreas com elevada difusão (NYSERDA, 2012).

detalhada e abrangente os possíveis impactos para as distribuidoras (STATE OF NEW YORK, 2015d).

Custos potenciais para as distribuidoras:

- i. Necessidade de reforço da infraestrutura em função do aumento de congestionamentos na rede;
- ii. Necessidade de aprimorar procedimentos de operação e manutenção para lidar com a natureza intermitente da geração fotovoltaica (necessidade de resposta rápida a alterações expressivas no uso da rede de distribuição);
- iii. Possibilidade de aumentos nas perdas técnicas, com origem em segmentos da rede que se tornem congestionados por via de um aumento significativo dos fluxos de eletricidade na rede de distribuição.

Benefícios para as distribuidoras:

- i. Redução e diferimento de investimentos em capacidade da rede de distribuição, em situações na qual a geração distribuída aumenta em sincronia com as necessidades de consumo locais, permitindo assim o suprimento a nível local da demanda e a redução da necessidade de reforço e investimento em infraestrutura;
- ii. Redução dos custos com perdas técnicas na rede, por via de uma redução da energia transportada em horas de ponta e suprida por geração distribuída local, reduzindo assim o fluxo de eletricidade na rede de distribuição e as perdas técnicas associadas;
- iii. Redução de custos de operação e manutenção da rede de distribuição, que pode resultar de uma redução nas falhas técnicas de equipamentos em zonas onde o consumo local se encontre em sintonia com a geração distribuída, reduzindo-se o congestionamento da rede;

Estas considerações entre os custos e benefícios da geração distribuída para o segmento da distribuição têm contribuído para uma crescente preocupação com a redefinição do marco regulatório que incorpore estes aspetos e permita um funcionamento adequado do setor elétrico. Neste sentido, o regulador encontra-se a promover uma transição que permita que as distribuidoras fun-

cionem como plataformas de serviços distribuídos (STATE OF NEW YORK, 2015e). Esta mudança inclui uma cuidada ponderação das limitações do atual modelo de regulação por custo do serviço, vide que esta metodologia limita a capacidade de inovação das distribuidoras pois os incentivos para ganhos de eficiência operacional são limitados.

A situação torna-se mais complexa devido ao fato que no atual modelo regulatório a base de ativos da distribuidora é o principal determinante das receitas da distribuidora. Logo, diante à possibilidade de postergação e/ou redução de investimentos, vislumbra-se restrições para os ganhos econômicos e financeiros das concessionárias de distribuição. Considerando que o incentivo à realização de investimentos ineficientes não é algo desejável e deve ser combatido pelo órgão regulador, em Nova Iorque reconhece-se a importância da promoção de diretrizes regulatórias que considerem os efeitos dos recursos energéticos distribuídos sobre as empresas do setor elétrico. Neste sentido, destaca-se que o tratamento dos componentes dos planos de negócios das distribuidoras precisam ser revistos, vide a necessidade de fazer com que a busca por ganhos de produtividade em custos operacionais seja o principal determinante dos rendimentos das distribuidoras de eletricidade (STATE OF NEW YORK, 2016h).

Em linha com estas preocupações, o regulador de Nova Iorque, em conjunto com os demais *stakeholders*, está desenvolvendo um conjunto de medidas, dentre as quais devem ser destacadas às seguintes iniciativas:

- i. Desenvolvimento de modelo que possibilite geração de receitas através da prestação de serviços à geração distribuída, complementando o atual modelo de regulação por custos. Esta mudança de abordagem posicionará as distribuidoras como partes interessadas em facilitar a difusão de geração distribuída¹¹²;
- ii. Desenvolvimento de um conjunto de medidas de ajustes da receita (*Earnings Adjustment Mechanism*) com objetivos de curto prazo que permitam o desenvolvimento das condições necessárias para a transição para um modelo de plataforma de serviços distribuídos. Este mecanismo de ajuste de

112 A implementação deste novo modelo operacional e de negócio pelas distribuidoras será consequentemente acompanhado por uma reformulação do arcabouço regulatório, que terá que se adaptado para permitir a introdução de novos serviços, bem como garantir qualidade e continuidade de serviço.

receitas será orientado para considerar as variações resultantes de redução de carga de ponta, promoção de medidas de eficiência energética, engajamento dos consumidores, acessibilidade e interconexão;

- iii. Desenvolvimento de modelo de avaliação do valor da geração distribuída para o sistema elétrico. Neste âmbito, o regulador pretende manter o sistema de *net-metering* em vigor para geração distribuída de pequena dimensão, mas afirma a necessidade de uma melhor avaliação do impacto no sistema de instalações de maior capacidade;
- iv. Aplicar um tratamento específico para a aprovação dos investimentos relacionados com a integração e facilitação de geração distribuída e demais recursos energéticos distribuídos.

No âmbito de instrumentos regulatórios já existentes, devem ser implementadas as seguintes adaptações (STATE OF NEW YORK, 2016h):

- i. Adaptação do atual mecanismo de ajuste de variações no plano de investimentos, *Clawback Mechanism*, de modo a permitir a transição para um modelo baseado em maiores custos operacionais derivados da integração de geração distribuída em detrimentos de investimentos (CAPEX);
- ii. Adaptação do atual mecanismo de partilha de ganhos (*Earnings Sharing Mechanism*), de modo a estar associado a métricas de resultados de performance. Neste caso, uma melhor performance iria resultar em uma maior parcela de proveitos a serem retidos pela empresa de eletricidade, enquanto uma pior performance iria resultar em uma maior parcela atribuída aos consumidores de eletricidade;
- iii. Adaptar o atual período regulatório, passando de 3 a 5 anos, de modo a dar mais tempo para as empresas atingirem resultados;
- iv. Adaptar a atual estrutura tarifária de modo a transmitir sinais econômicos aos consumidores e a conseguir uma redução dos custos de sistema no longo prazo. A reforma tarifária deve considerar uma melhor segmentação dos clientes, tendo em consideração os clientes tradicionais, que apenas realizam consumos; clientes ativos, que utilizam geração distribuída como forma de suprir parte da sua demanda, e os clientes prossumidores, que utilizam geração distribuída para prestar serviços de sistema.

Portanto, embora o nível de difusão de micro geração fotovoltaica ainda seja limitado, é possível observar que o regulador e as distribuidoras estão empenhadas em reformar o marco regulatório com vistas a adequá-lo à transformação prospectada. Mais do que redefinir diretrizes regulatórias, discute-se o papel que as distribuidoras deverão exercer neste novo setor elétrico, tendo em vista ao aumento da geração distribuída ser um aspecto central da política energética de Nova Iorque. Dentre as medidas em curso, ressalta-se a intenção em implementar uma reforma tarifária que permita uma melhor alocação de custos entre os diferentes tipos de consumidores e, ao mesmo tempo, os ajustes nos mecanismos que afetam a definição dos proveitos das distribuidoras com vistas a permitir a transição para um modelo mais orientado à facilitação da geração distribuída. Salienta-se ainda a postura do regulador, que implementou uma estratégia reformista para colocar os recursos energéticos distribuídos como um componente vital do negócio das distribuidoras.

4.5 Referências

Berg, S. V, Gasmi, F., & Tavera, J. I. (2005). Glossary for the body of knowledge on the regulation of utility infrastructure and services. Retrieved from http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/04/glossary_ENGLISH.pdf

Callmepower. (2014). How did energy deregulation happen in New York? Retrieved from <http://callmepower.com/ny/market-liberalization>

Central Hudson. (2016). Cases 14-E-0318 / 14-G-0319 Compliance Filing Changes. Retrieved from https://www.cenhud.com/static_files/cenhud/assets/pdf/deliveryratesummary.pdf

Central Hudson. (2017a). Central Hudson Average Monthly Residential Bills (600 kWh Monthly Usage). Retrieved from https://www.cenhud.com/static_files/cenhud/assets/pdf/10yearchart_res.pdf

Central Hudson. (2017b). Central Hudson Average Monthly Small Commercial and Industrial Bills. Retrieved from https://www.cenhud.com/static_files/cenhud/assets/pdf/10yearchart_smallcommercial.pdf

CONEDISON. (2017). Net Metering & Billing. Retrieved from http://legacy-old.coned.com/dg/Net_Metering_Billing_FAQ.asp

DSIRE. (2016). Net Metering Program in New York. Retrieved from <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453>

ENERGYSAGE. (2016). New York State's Solar Tax Credit. Retrieved from <http://news.energysage.com/new-york-state-solar-tax-credit-how-does-it-work/>

Executive Office of the US President. (2013). The President's Climate Action Plan. Washington, D.C. Retrieved from <https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/image/president27sclimateactionplan.pdf>

Federal Energy Regulatory Commission. (1996a). Order no. 888. Retrieved from <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/rm95-8-00w.txt>

Federal Energy Regulatory Commission. (1996b). Order no. 889. Retrieved from <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/rm95-9-00k.txt>

Federal Energy Regulatory Commission. (2015). NY-ISO At A Glance. Federal Energy Regulatory Commission. Retrieved from <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/new-york/elec-ny-glance.pdf>

Federal Energy Regulatory Commission. (2016a). Overview of FERC electricity activities. Retrieved from <http://www.ferc.gov/about/ferc-does/overview.asp>

Federal Energy Regulatory Commission. (2016b). What FERC Does. Retrieved from <http://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>

Government of the United States of America. (1978). Public Utilities Regulatory Policies Act of 1978. Retrieved from <http://www.usbr.gov/power/legislation/purpa.pdf>

Government of the United States of America. (1992). Energy Policy Act of 1992. Retrieved from <http://www.afdc.energy.gov/pdfs/2527.pdf>

International Energy Agency. (2014). The United States 2014 Review.

IRENA. (2015). Renewable Energy Prospects: USA. Retrieved from http://www.irena.org/remap/irena_remap_usa_report_2015.pdf

Mandel, B. (2015). Toward policy-responsive performance-based regulation in New York State. New York. Retrieved from http://guarinicenter.org/wp-content/uploads/2015/04/Mandel_Policy-responsive-PBR-in-NYS_FINAL2.pdf

New York Public Service Commission. (2015). REV: Reforming the Energy Case 14-M-0101 Proceeding on Motion of the Commission in Regard to Reforming the Energy Vision.

North American Reliability Corporation. (2016). About NERC. Retrieved from <http://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>

NY Solar Map. (2016). Solar Statistics for New York State. New York. Retrieved from <https://nysolarmap.com/>

NYSERDA. (2012). New York Solar Study.

Orange & Rockland. (2016). List of Energy Suppliers. Retrieved from <http://www.oru.com/customerprograms/energychoice/newyork/nyenergysuppliers.html>

Riti, C. (2009). Revenue Decoupling Mechanisms - The new York State Experience. Retrieved from http://aceee.org/files/pdf/conferences/eer/2009/1D_Riti.pdf

Solar Energy Industries Association. (2016). New York Solar. Retrieved from <http://www.seia.org/state-solar-policy/new-york>

State of New York. (1996). OPINION NO. 96-12 CASES 94-E-0952 et al. In the Matter of Competitive Opportunities Regarding Electric Service. New York. Retrieved from [file:///C:/Users/Guillermo/Downloads/%7B076F3B08-917D-47FE-83C0-8B2B32822A67%7D\(1\).pdf](file:///C:/Users/Guillermo/Downloads/%7B076F3B08-917D-47FE-83C0-8B2B32822A67%7D(1).pdf)

State of New York. (2002). 2002 New York State Energy Plan. Retrieved from <https://energyplan.ny.gov/Plans/2002.aspx>

State of New York. (2007). Order requiring proposals for revenue decoupling mechanisms.

State of New York. (2011). Declaratory Ruling DEC#19-12 In the Matter of the Petition of the New York Independent System Operator for a Declaratory Ruling. New York. Retrieved from http://www.dec.ny.gov/docs/legal_protection_pdf/19_12.pdf

State of New York. (2012a). New York Energy Highway Blueprint. New York. Retrieved from http://www.nyenergyhighway.com/PDFs/BluePrint/EHBPPT/9C12DE69F8607804AB68476B2A4AF916/Blueprint_FINAL_3.0_11.15.12.pdf

State of New York. (2012b). Why Does New York State Need to Upgrade its Transmission Lines? Retrieved from [https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/8b08bf48a0be4e4785257ad1006b5bad/\\$FILE/AC_TransmissionLinesFAQs.pdf](https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/8b08bf48a0be4e4785257ad1006b5bad/$FILE/AC_TransmissionLinesFAQs.pdf)

State of New York. (2013). New York State Transmission and Distribution Systems Reliability Study and Report. New York. Retrieved from <http://nyssmart-grid.com/wp-content/uploads/2012/09/reliability-study.pdf>

State of New York. (2014). Reforming the Energy Vision. Retrieved from [http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/26be8a93967e604785257cc40066b91a/\\$FILE/ATTK0J3L.pdf/Reforming The Energy Vision \(REV\) REPORT 4.25. 14.pdf](http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/26be8a93967e604785257cc40066b91a/$FILE/ATTK0J3L.pdf/Reforming The Energy Vision (REV) REPORT 4.25. 14.pdf)

State of New York. (2015a). 2014 Electric Reliability Performance Report. Retrieved from <file:///C:/Users/Guillermo/Downloads/%7B8F62E3C4-DCE7-4EDE-B860-019ED141C828%7D.pdf>

State of New York. (2015b). Claim for Solar Energy System Equipment Credit. New York. Retrieved from https://www.tax.ny.gov/pdf/current_forms/it/it255i.pdf

State of New York. (2015c). New York State Energy Plan - The energy to lead.

State of New York. (2015d). Staff White Paper on Benefit- Cost Analysis in the Reforming Energy Vision Proceeding. Retrieved from [http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/c12c0a18f55877e785257e6f005d533e/\\$FILE/Staff_BCA_Whitepaper_Final.pdf](http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/c12c0a18f55877e785257e6f005d533e/$FILE/Staff_BCA_Whitepaper_Final.pdf)

State of New York. (2015e). Staff white paper on ratemaking and utility business models.

State of New York. (2016a). About NY-Sun. New York. Retrieved from <https://www.nyscrda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/About>

State of New York. (2016b). Affordable Solar. New York. Retrieved from <https://www.nyscrda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Customers/Available-Incentives/Affordable-Solar>

State of New York. (2016c). Electric Utilities Listing. Retrieved from <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/03627EFC626529EE85257687006F39CD?OpenDocument>

State of New York. (2016d). Incentives Available Through NY-Sun. New York. Retrieved from <https://www.nyscrda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Customers/Available-Incentives>

State of New York. (2016e). Net Metering / Remote Net Metering and Interconnection. New York. Retrieved from <https://www.nyscrda.ny.gov/Cleantech-and-Innovation/Power-Generation/Net-Metering-Interconnection>

State of New York. (2016f). NY-Sun. New York. Retrieved from <https://www.nyscrda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun>

State of New York. (2016g). NY-Sun Initiative Residential/Small Commercial Program. New York. Retrieved from <https://www.nyscrda.ny.gov/-/media/NY-Sun/files/Residential-SC-Program-Manual.pdf>

State of New York. (2016h). Order adopting a ratemaking and utility revenue model policy framework.

State of New York. (2016i). Order resetting retail energy markets.

State of New York. (2016j). Public Service Commission. New York. Retrieved from <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/180FE1412ED8012F85257687006F3935?OpenDocument>

State of New York. (2016k). Residential / Small Commercial MW Block. New York. Retrieved from <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Project-Developers/Residential-Small-Commercial-MW-Block>

State of New York. (2016l). Solar Energy in New York Large and Small Systems for Heat and Power. New York. Retrieved from <http://www.dec.ny.gov/energy/43231.html>

State of New York. (2016m). Solar Energy System Equipment Credit. New York. Retrieved from https://www.tax.ny.gov/pit/credits/solar_energy_system_equipment_credit.htm

State of New York. (2016n). Solar Financing Options. New York. Retrieved from <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Customers/Solar-Financing-Options>

State of New York. (2017). Major Rate Case Process Overview. Retrieved from <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/0/364D0704BEEC5B7D85257856006C56B3?OpenDocument>

Tierney, S. (2010). The New York Independent System Operator: A Ten-Year Review. New York ISO White Paper. Retrieved from http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Studies_and_Reports/Studies/Market_Studies/Tierney_-_Analysis_Group_-_NYISO_10-Year_Review_-_4-12-2010_FINAL.pdf

United Nations. (2015). Intended Nationally Determined Contribution for the United States. Retrieved from http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published_Documents/United_States_of_America/1/U.S._Cover_Note_INDC_and_Accompanying_Information.pdf

United States Department of Energy. (2016). Office of electricity delivery and energy reliability. Retrieved from <http://energy.gov/oe/about-office-electricity-delivery-and-energy-reliability>

US Department of Energy. (2016). Residential solar tax credit in New York. Retrieved from <http://energy.gov/savings/residential-solar-tax-credit>

US Energy Information Administration. (2016a). Average retail price of electricity for the US between 2001-2015. Retrieved from <https://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/7?agg=0,1&geo=g&endsec=v&linechart=ELEC.PRICE.US-ALL.A~ELEC.PRICE.US-RES.A~ELEC.PRICE.US-COM.A~ELEC.PRICE.US-IND.A&columnchart=ELEC.PRICE.US-ALL.A~ELEC.PRICE.US-RES.A~ELEC.PRICE.US-COM.A~ELEC.PRICE.US->

US Energy Information Administration. (2016b). Electric power industry generation by primary energy source, 1990 through 2014, New York State. Retrieved from <https://www.eia.gov/electricity/state/newyork/xls/sept05ny.xls>

US Energy Information Administration. (2016c). Net generation of electricity by fuel, New York State, 2001 to 2015. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/0?agg=2,0,1&fuel=vtvv&geo=0002&sec=008&linechart=ELEC.GEN.SUN-NY-98.A~ELEC.GEN.WWW-NY-98.A~ELEC.GEN.WAS-NY-98.A~ELEC.GEN.HYC-NY-98.A~ELEC.GEN.WND-NY-98.A~ELEC.GEN.GEO-NY-98.A~ELEC.GEN.BIO-NY-98.A~ELE>

US Energy Information Administration. (2016d). New York Profile Analysis. [http://doi.org/10.1016/S0140-6736\(02\)66918-1](http://doi.org/10.1016/S0140-6736(02)66918-1)

US Energy Information Administration. (2016e). Retail sales, revenue, and average retail price by sector, 1990-2014, New York State. Retrieved from <https://www.eia.gov/electricity/state/newyork/xls/sept08ny.xls>

US Energy Information Administration. (2016f). State-level generation and fuel consumption data, annual back to 1990. Retrieved from https://www.eia.gov/electricity/data/state/annual_generation_state.xls

US Environmental Protection Agency. (2015a). Clean Power Plan. Retrieved from <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2015-10-23/pdf/2015-22842.pdf>

US Environmental Protection Agency. (2015b). Renewable Energy in the Clean Power Plan. Retrieved from <http://www3.epa.gov/airquality/cpp/fs-cpp-renewable-energy.pdf>

5

O Caso da Alemanha

Benjamin Bayer
Max Ramalho

5.1 Estrutura do Setor Elétrico

Como o objetivo de atender as diretrizes da União Europeia (Energy Directive 96/92/EC), o “Energy Industry Act” de 1998 deu início ao processo de liberalização do setor elétrico alemão. Em geral, a lógica da reforma era abrir os segmentos de mercado contestáveis à competição e, desta forma, reduzir o preço da energia. Para que isso fosse possível, em 2000 foi criada a European Energy Exchange (EEX) com a função de ser uma plataforma de comercialização de energia (Erdmann, 2008).

Contudo, é notória a necessidade de desverticalização da indústria e garantia do acesso aos segmentos de transporte (transmissão e distribuição) para que reformas liberalizantes sejam bem sucedidas. Neste sentido, em linhas com a diretiva 2003/54/EC, a Alemanha vem efetivamente desverticalizando seu setor elétrico¹¹³. Desta forma, o “Energy Industry Act” de 2005 estabeleceu que as empresas de transmissão e geração precisavam estar desagregadas. Por sua vez, as operadoras do sistema de distribuição tiveram o prazo até 2007 para que fossem legalmente desverticalizadas (Agora, 2015). O nível de desverticalização das empresas pode variar consideravelmente na Alemanha. Operadores com mais de 100.000 consumidores têm que cumprir as regras relacionadas à desagregação informacional, contábil, legal e operacional (LISIEWICZ, 2016). Operadores com menos de 100.000 consumidores somente têm que implementar a desagregação informacional e contábil.

No âmbito da política energética, considerando a necessidade de descarbonizar sua economia em função de compromissos de redução de emissões de

113 A desverticalização da indústria elétrica vai desde a mera separação contábil até efetiva separação da propriedade de ativos.

gases do efeito estufa, e o fato de que o setor de energia responde por 45% das emissões alemãs, foi criado o “Energiewende” que visa transformar o setor energético alemão. As diretrizes desta transição energética foram estabelecidas pelo Governo alemão através da adoção do “Energy Concept” em setembro de 2010¹¹⁴. O objetivo dessa diretriz é estabelecer uma estratégia de longo prazo que permita a promoção de um sistema energético seguro, acessível e com sustentabilidade ambiental até 2050 (BMW_i, 2010). Tal plano torna-se especialmente desafiador por também contemplar o fim da geração nuclear alemã até 2022. Neste contexto, é notória a crescente relevância das fontes renováveis na Alemanha.

Para uma melhor compreensão do funcionamento do setor elétrico alemão, a Tabela 5.1 apresenta de forma sintética as principais instituições presentes com suas respectivas funções. Este conhecimento prévio tornará mais fácil para o leitor a compreensão das diretrizes energéticas e regulatórias alemãs a serem apresentadas ao longo deste capítulo.

Tabela 5.1: Marco Institucional do Setor Elétrico Alemão

Instituição	Marco Institucional	
	Função	
Federal Network Agency (BNetzA)	É o órgão responsável por regular o sistema elétrico, encarregado de supervisionar a operação dos operadores das redes de transmissão e distribuição, garantindo acesso não discriminatório a terceiros e regulando as tarifas das redes (Agora, 2015).	
Federal Cartel Office (BkartA)	Responsável por garantir competição no mercado alemão. Portanto, parte das suas responsabilidades é verificar os preços de energia no mercado atacadista. Esse trabalho é auxiliado pelas autoridades estaduais, que avaliam os casos de taxas excessivas para os consumidores em seus estados respectivos (Agora, 2001).	
Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMW_i)	É responsável por implantar e formular a política energética, incluindo energia renovável (IEA, 2013).	
Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB)	Responsável por articular políticas para a proteção ambiental, eficiência energética e a segurança da energia nuclear (IEA, 2013:136).	

114 Seis meses antes do acidente nuclear de Fukushima.

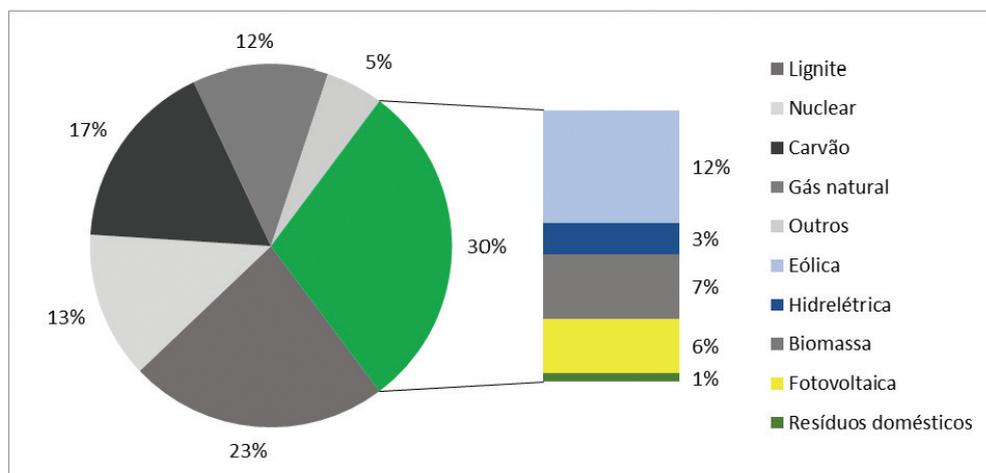
European Energy Exchange (EEX)	É o maior operador do mercado atacadista de energia elétrica na Alemanha e um dos maiores na Europa. Essa entidade oferece plataformas de comercialização de energia elétrica, gás natural e de permissões de emissão de CO ₂ e também opera o mercado de derivativos financeiros para transações de energia, além de oferecer um espaço de negociação de contratos <i>over-the-counter</i> (OTC) (IEA, 2013:145).
European Power Exchange (EPEX SPOT)	É uma plataforma do mercado <i>spot</i> de energia, operada pela EEX e pela Powernext. Nesta plataforma se realizam transações de energia elétrica no mercado do dia seguinte e no mercado intradiário.

Fonte: Elaboração própria.

5.1.1 Matriz Elétrica

A Figura 5.1 mostra a matriz elétrica da Alemanha. No final de 2015, a geração de energia renovável chegou a 29 % da geração elétrica total (AG ENERGIEBILANZEN, 2016). No âmbito da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, a energia fotovoltaica está em terceiro lugar, sendo responsável por 6 % da geração elétrica bruta. Dentre as fontes convencionais, as usinas de lignito (23 %), carvão (17%), nuclear (13 %) e gás (12 %) foram as fontes mais importantes em 2015. Em relação à demanda, a Alemanha pode ser considerada um país cuja demanda é independente do crescimento econômico. Assim, a demanda de energia elétrica ficou relativamente constante nos últimos 10 anos, chegando a declinar nos últimos cinco anos.

Figura 5.1: Matriz Elétrica Alemã em 2015 (% na produção bruta de eletricidade)



Fonte: AG Energiebilanzen (2016)

No escopo do mercado atacadista de energia, ressalta-se que o mesmo conta com quatro grandes empresas: E.ON, RWE, EnBW e Vattenfall. As quatro empresas detêm aproximadamente 56% da capacidade instalada e no ano de 2012 produziram aproximadamente 59% da eletricidade gerada no país. Contudo, nota-se uma expressiva redução do *market share* das mesmas nos últimos anos. Esta redução não consegue ser explicada apenas pelo processo de liberalização do setor elétrico alemão. Em realidade, este processo de atomização da geração está muito associado à difusão de fontes renováveis, especialmente na modalidade de geração distribuída. Desta forma, se estas empresas continuam a ser majoritárias em projetos convencionais de grande porte (carvão, gás natural, nuclear), o mesmo não ocorre em termos de projetos de geração a partir de fontes renováveis. Como ilustração, em 2012 somente 13% de toda a capacidade de geração renovável instalada era propriedade dos fornecedores de energia. Percentuais de 41% e 46%, respectivamente, são propriedade de investidores institucionais e de cidadãos comuns.

Também no segmento de comercialização, as maiores empresas são a EnBW, E.ON, RWE e Vattenfall¹¹⁵. No setor de transmissão existem quatro

¹¹⁵ O papel do comercializador default está perdendo relevância (BUNDESNETZAGENTUR; BUNDESKARTELLAMT, 2016). Em 2014, consumidores não-residen-

operadores. Tennet e 50 Hertz usaram o conceito de separação da propriedade para o *unbundling*, significando que o controle e a propriedade do sistema de transmissão são separados da distribuição, geração e comercialização (AGORA, 2015). Os outros dois operadores, Amprion e Transnet BW, implantaram o conceito de *Independent Transmission Operator*, de modo que formam uma empresa verticalmente integrada, no entanto têm que cumprir regras específicas para garantir a independência do segmento de transmissão. Por sua vez, a distribuição de energia elétrica é uma atividade extremamente segmentada com existência de algo em torno de 900 concessionárias de distribuição no território alemão (BUNEKREEFT et al., 2015).

5.1.2 Regulação da Distribuição

No que se refere à regulação das distribuidoras de eletricidade, desde 2009 está em vigor um modelo do tipo *revenue cap* com vistas a incitar ganhos de eficiência (Matschoss et al. 2017). Em linhas gerais, trata-se de uma regulação por incentivos onde se estabelece uma receita permitida por cinco anos a partir de um processo de *yardstick competition* entre as diferentes distribuidoras.

Uma característica de grande relevância da regulação alemã é que as distribuidoras estão “blindadas” em relação ao risco de mercado. Ou seja, a diferença entre o mercado projetado e o mercado efetivamente realizado é reconhecida e, por consequência, a tarifa evolui de forma a manter o resultado econômico-financeiro das distribuidoras neutro em relação à trajetória do mercado.

Determinando o limite de receita

O Governo Federal criou a chamada Regulação por Incentivo (ARegV) no sentido de definir o desenho específico da regulação da rede de distribuição (Matschoss et al. 2017). O princípio subjacente à regulação por incentivo adotada é regular as receitas das distribuidoras, com base nos princípios de um limite de receita (*revenue cap*) e de um *benchmarking* de eficiência. Além disso,

ciais somente usaram a tarifa básica do comercializador default em 1% dos casos. 34% dos consumidores não-residenciais optaram por um contrato especial do comercializador default e 66% usam outro comercializador. No caso de consumidores residenciais, 33% ainda usam a tarifa básica do comercializador default e 43% optaram para outra tarifa do comercializador default. 24% dos consumidores residenciais já usam outro comercializador.

contém elementos adicionais como um ajuste inflacionário, um fator de produtividade e um fator de qualidade. Adicionalmente, existem regras especiais para custos que não são controlados pela distribuidora ou custos com elevada volatilidade. Também é importante ressaltar que o mecanismo de regulação utiliza um princípio de remuneração sobre a base de ativos regulados (RAB).

A cada ano, o regulador adapta o limite de receita com base na fórmula mostrada abaixo. Os componentes individuais e os princípios subjacentes são explicados nos parágrafos seguintes. A Tabela 5.2 explica o significado das variáveis.

Na Alemanha, o período regulatório é de cinco anos. Alguns elementos são determinados previamente, sendo válidos para o período de cinco anos. O valor do *benchmarking* de eficiência e os custos controláveis consistem em alguns destes elementos.

$$RC_t = CS_{nc,t} + (CS_{ce,0} + (1 - V_t)CS_{cin,0}) \left(\frac{CPI_t}{CPI_0} - PF_t \right) EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Tabela 5.2: Descrição das Variáveis de Cálculo do Revenue Cap

Variável	Descrição	Ano de Referencia
RC_t	Limite de receita	ano atual
$CS_{nc,t}$	Parcela de Custos não- controláveis	ano atual
$CS_{ce,0}$	Parcela de custos “eficientes” controláveis	ano-base
$CS_{cin,0}$	Parcela de Custos “ineficientes” controláveis	ano-base
V_t	Fator de redução de ineficiência	ano atual
$\frac{CPI_t}{CPI_0}$	Ajuste inflacionário baseado no índice de preços ao consumidor	ano atual, ano-base
PF_t	Fator de produtividade setorial de rede	ano atual
EF_t	Fator de expansão	ano atual
Q_t	Elemento de qualidade	ano atual
$(VK_t - VK_0)$	Parcela de custo volátil	ano atual, ano-base
S_t	Saldo da conta do período anterior	ano atual

Fonte: Elaboração própria

Fator de inflação e fator de produtividade $\left(\frac{CPI_t}{CPI_0} - PF_t \right)$

O quociente de CPI_t e CPI_0 representa a taxa de inflação em relação ao ano-base e destina-se a equilibrar os custos crescentes pela inflação. O fator de produtividade setorial geral PF_t é um objetivo de eficiência geral, que, ao contrário do escore de eficiência individual do *benchmarking* de eficiência, é aplicado uniformemente a todas as distribuidoras. O valor para o segundo período regulamentar (2014-2018), por exemplo, é de 1,5% a.a. Conseqüentemente, o limite de receita não aumenta pela taxa de inflação completa, mas sim pelo valor da inflação menos o fator de produtividade.

A hipótese que sustenta esta abordagem é que, como resultado da posição de monopólio anterior e através do desenvolvimento de novas tecnologias para a rede, estão disponíveis potenciais de eficiência adicionais, o que poderia possibilitar maiores ganhos de eficiência do que na economia como um todo.

Parcela de custos não-controláveis $CS_{nc,t}$

A parcela de custos não controláveis consiste em uma lista, rigorosamente definida, de elementos que são consideradas não controláveis pela distribuidora. Dentro desta lista estão, por exemplo, as taxas de concessão ou os custos dos maiores níveis de tensão da rede (transmissão) que são operados por outras empresas. Nesta parcela também podem ser consideradas modificações ou extensões da rede de alta tensão, caso aprovadas pelo regulador para diminuir o intervalo entre o investimento e o refinanciamento. Finalmente, esta parcela é atualizada anualmente e o limite de receita anual é ajustado correspondentemente.

Parcela de custos gerenciáveis $CS_{ce,0}$ e $CS_{cin,0}$ e *benchmarking* de eficiência

A parcela de custos gerenciáveis é dividida em dois componentes. $CS_{ce,0}$, que representa a parcela de custos que é considerada eficiente pelo regulador. $CS_{cin,0}$, que consiste na parte dos custos que é considerada ineficiente e que pode ser reduzida durante o período regulatório de cinco anos. Apenas a nível de esclarecimento: as parcelas de custos controláveis $CS_{ce,0}$ e $CS_{cin,0}$ incluem custos de capital e custos operacionais.

A divisão dos custos gerenciáveis nestas duas parcelas é realizada por uma comparação de eficiência entre as distribuidoras. O *benchmarking* de eficiência é calculado com base em dois métodos, a *Data Envelopment Analysis* (DEA) e a *Stochastic Frontier Analysis* (SFA). Para exemplificar, o método SFA leva em consideração diferenças de custos estruturais associados à operação da rede, como a área de superfície, o número de pontos de conexão ou o número de sistemas fotovoltaicos. Se a distribuidora tiver um nível de eficiência $CS_{ce,0}$ de 80%, por exemplo, isto corresponde a uma parcela de custo gerenciável eficiente de 80% e uma parcela de custo gerenciável ineficiente $CS_{cin,0}$ de 20% dos custos residuais.

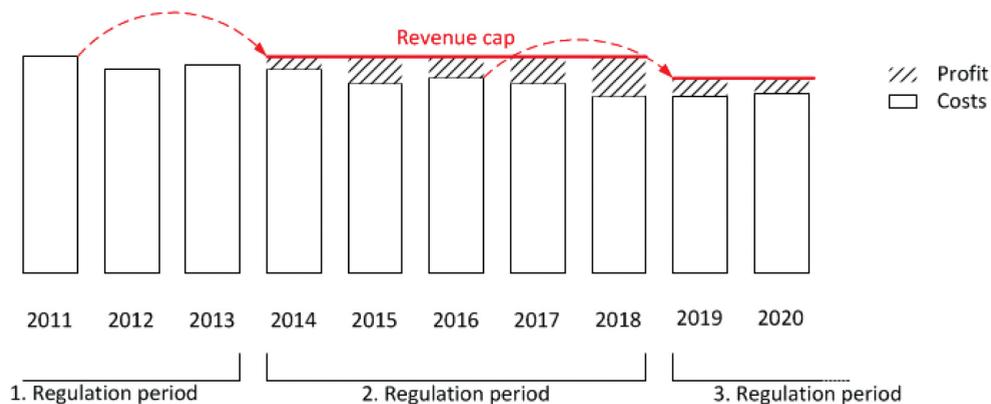
Parcela de custos gerenciáveis $CS_{ce,0}$ e $CS_{cin,0}$ e regulação do tipo *revenue cap*

A regulação do tipo *revenue cap* destina-se a criar um incentivo para reduzir os custos durante o período regulatório, permitindo que as distribuidoras retenham alguns dos ganhos de eficiência. No âmbito desta abordagem orçamental, os valores das quotas de custo gerenciáveis $CS_{ce,0}$ e $CS_{cin,0}$ permanecem constantes durante os períodos regulatórios de cinco anos. Portanto, as variáveis $CS_{ce,0}$ e $CS_{cin,0}$ têm o índice 0 e não t na fórmula.

A Figura 5.2 explica o princípio da abordagem orçamental sob condições constantes. O limite de receitas para o respectivo período regulatório é estabelecido de acordo com os custos totais da distribuidora no chamado ano-base. O ano-base é o terceiro ano anterior ao início do período regulatório. Para o período regulatório de 2014-2018, por exemplo, o ano-base é 2011.

Os lucros das distribuidoras resultam da diferença entre a margem de lucro e os custos reais. As quedas dos custos operacionais e dos custos de capital aumentam o lucro. Estes lucros também podem ser utilizados no financiamento de investimentos.

Figura 5.2: O Princípio da Abordagem Orçamental - Sob Condições Constantes



Fonte: Elaboração própria

Parcela ineficiente do custo $CS_{cin,t}$ e fator de redução de ineficiência V_t

O fator de distribuição V_t destina-se a garantir que a parcela de custos gerenciáveis ineficientes $CS_{cin,t}$ seja reduzida. Isso ocorre através de um aumento anual de V_p , o que resulta em uma diminuição gradual do prazo $(1 - V_p)$ e, portanto, do termo inteiro $(1 - V_p) CS_{cin,0}$ para zero. Assim, V_t determina a trajetória de redução da meta para a parcela de custo ineficiente durante o período regulatório de cinco anos.

Expansão dos serviços de fornecimento usando o fator de expansão EF_t

O fator de expansão é aplicado quando há uma mudança duradoura nos serviços de fornecimento (por exemplo, através de uma expansão da rede, um aumento de demanda etc.). Para isso, a distribuidora deve ser capaz de comprovar um aumento de custo de pelo menos 0,5% ao ano, além de outros pré-requisitos.

Se os pré-requisitos forem atendidos, o fator de expansão será recalculado a cada ano. Com base nos parâmetros físicos, como o número de pontos de alimentação e tamanho da área de abastecimento, a expansão dos serviços de abastecimento é calculada em relação ao ano-base. Por exemplo, uma expansão de 0,6% corresponde a um fator de expansão de 1,006.

Elemento de qualidade Q_t

Se o nível de confiabilidade se desviar de certas normas (por exemplo, duração e frequência de interrupções de fornecimento de energia), a autoridade reguladora pode implementar deduções do limite de receita.

Parcela de custos (não-controláveis) voláteis ($VK_t - VK_0$)

Esta parcela inclui parcelas de custos, como flutuações de preços, que ocorrem em função da aquisição de eletricidade para cobrir perdas técnicas de energia. Esta eletricidade (voltada a cobrir perdas) é necessária para assegurar o equilíbrio da rede elétrica em função de perdas determinadas por aspectos físicos. A distribuidora adquire as quantidades de energia necessárias no mercado.

Saldo da conta do período anterior S_t

No caso alemão, os operadores de rede não assumem o risco de mercado. As tarifas podem ser adotadas anualmente tendo em conta o novo orçamento e consumo elétrico previsto (JAHN 2014; MATSCHOSS ET AL. 2017). Ou seja, a diferença entre o mercado projetado e o mercado efetivamente realizado é reconhecida.

As receitas através das tarifas da rede variam do orçamento definido. As diferenças são acumuladas da maneira contabilística durante o período de regulação (5 anos). O saldo (positivo ou negativo) que permanece ao final é dividida em cinco partes iguais e aumenta ou baixa o orçamento do operador da rede correspondentemente no próximo período de regulação através da variável S_t .

Mecanismos de financiamento de expansão da rede

Em uma série de entrevistas de Matschoss *et al.* (2017) todas as distribuidoras entrevistadas afirmaram que tiveram êxito ao tomar as medidas necessárias para a integração das energias renováveis, assim como conseguiram financiá-las. Estas medidas incluíram tanto investimentos em expansão de rede clássica (por exemplo, aumento da capacidade da linha) como também das chamadas redes inteligentes (por exemplo, transformadores de distribuição controláveis).

Se os investimentos são feitos ao nível de 110 kV, eles são incorporados à parcela de custos permanentes não controláveis $CS_{nc,t}$. Isso leva a um aumento no limite de receita dentro do período regulatório. Até 2012, houve um lag de

dois anos, ou seja, o limite de receitas não era elevado até dois anos após um investimento ter sido feito. A partir de 2012, os investimentos no nível de 110 kV passaram a ser reconhecidos no ano seguinte. Estes custos não estão sujeitos a *benchmarking* de eficiência e, por conseguinte, são repassados integralmente aos consumidores.

Todos os custos adicionais associados às medidas de integração da rede (CAPEX e OPEX) são financiados pelo orçamento disponível, já que o mecanismo utilizado para o cálculo do *benchmarking* de eficiência é baseado no TOTEX. Se as condições estruturais permanecerem dentro dos limites definidos, o limite de receita não se alterará até o próximo período regulatório, quando for novamente determinado baseando-se no ano-base. Pode ocorrer que os custos em um ano ou em vários anos excedam o limite de receita. De acordo com a abordagem orçamental, o limite de receitas não aumenta imediatamente, mas até o próximo período regulatório. Consequentemente, pode haver um intervalo de tempo de vários anos entre os investimentos e o seu refinanciamento. Este aspecto é alvo de críticas por parte das distribuidoras, mas no passado não representaram um impedimento para a integração da energia renovável na rede.

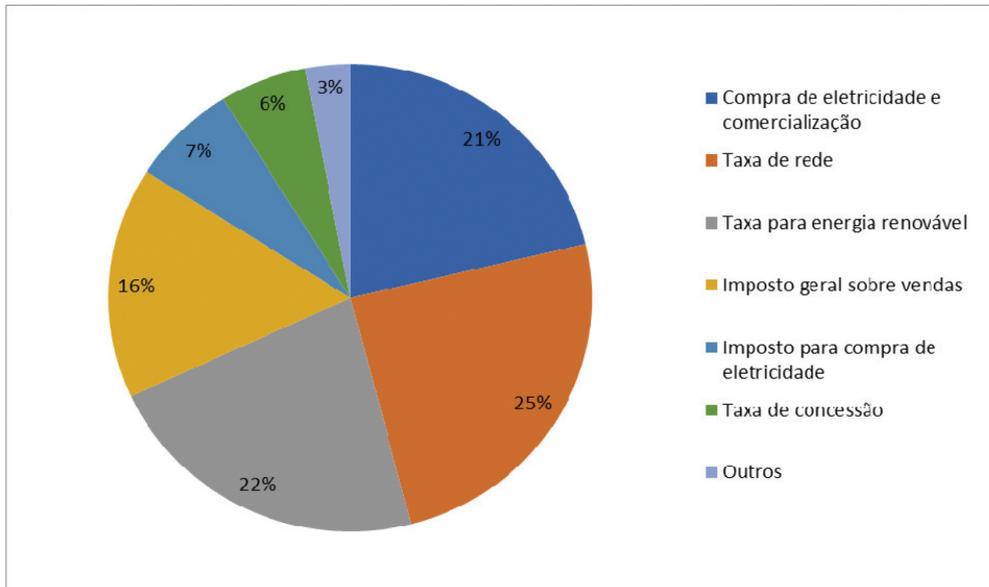
Caso haja uma alteração permanente da obrigação de fornecimento (como um enorme aumento das instalações fotovoltaicas), as distribuidoras podem aplicar o fator de expansão EF_f . Se os pré-requisitos forem atendidos e os parâmetros excederem os valores-alvo, o limite de receita aumentará adequadamente dentro do período regulatório.

5.2 Tarifas Elétricas

5.2.1 Componentes da Tarifa Final Elétrica

O preço final da eletricidade pago pelo consumidor conta com vários componentes. A Figura 5.3 mostra os componentes principais, dentre os quais figuram a compra e comercialização de energia, os custos da rede e a taxa para energia gerada a partir de fontes renováveis. Adicionalmente a tarifa contém vários impostos, como por exemplo o imposto para compra de eletricidade, imposto geral sobre vendas e a taxa de concessão.

Figura 5.3: Componentes da Tarifa Final Elétrica



Fonte: BDEW (2016)

Taxa de rede

A partir da definição da receita permitida e da previsão de mercado, é possível o estabelecimento das tarifas de distribuição. Neste processo de definição das tarifas, a estrutura tarifária é uma variável central. Nota-se que a componente volumétrica da tarifa responde pela parcela predominante da tarifa para todas as classes de consumidores com menos que 2500 horas de plena carga (BUNDESNETZAGENTUR 2015), sendo perceptível que a estrutura tarifária varia de acordo com a classe de consumidores, como mostra a Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Porcentual da Componente da Potência na Receita da Distribuidora

	Porcentagem da tarifa de carga	
	Horas de plena carga < 2500	Horas de plena carga > 2500
Extra-alta tensão	25,5%	83,4%
Alta tensão	29,4%	74,3%
Média tensão	19,8%	72,2%
Baixa tensão	18,4%	57,1%
Baixa tensão (consumidores sem medição da potência)	11,8%	

Fonte: Bundesnetzagentur (2015)

Para consumidores com menos que 2500 horas de plena carga, a participação do componente de potência nas receitas totais da distribuidora varia entre 11,8% (baixa tensão) e 25,5% (extra-alta tensão), dependendo do nível da tensão. Consumidores com mais que 2500 horas de plena carga pagam apenas entre 57,1% (baixa tensão) e 83,4% (extra-alta tensão) através da componente de carga (Bundesnetzagentur, 2015).

Observa-se assim que a estrutura tarifária alemã é do tipo binômia, com a proporção entre as partes variando em função do perfil de consumo de cada unidade consumidora. Em casos especiais também é possível que os consumidores industriais paguem adicionalmente uma parcela pela energia reativa.

Existem vários debates sobre como reformar a estrutura tarifária. Como foi descrita, a taxa de rede é composta principalmente por uma taxa associada à carga máxima utilizada e uma taxa pela energia consumida. Ambas as parcelas normalmente são fixas e independem do horário de uso. Neste contexto começaram debates acerca da substituição da taxa de rede por uma taxa variável (BMW, 2014). A taxa variável deve criar incentivos para usar os “excessos” de eletricidade quando existe suficiente capacidade de transmissão. Os debates atuais se concentram no mecanismo operacional desta ideia.

Além disso, existem debates sobre mudar as tarifas de rede como resposta ao autoconsumo (JAHN, 2014). Entre as opções discutidas estão uma maior taxa fixa anual e tarifas especiais para autoconsumidores.

Taxa para energia renovável

A taxa para energia renovável é destinada a cobrir os custos relacionados à diferença entre a remuneração para plantas de geração renovável e o valor da energia renovável no mercado de eletricidade. A taxa para energia renovável paga pelos consumidores residenciais é atualmente de € 0,0635/kWh. Entre as tecnologias de energia renovável, a energia solar fotovoltaica é responsável por 40% dos dispêndios deste encargo (BDEW, 2016). Esta elevada proporção é devida ao alto crescimento da energia fotovoltaica no período em que os custos e a remuneração eram ainda de mais de € 0,30/kWh a € 0,40/kWh.

Dada a crescente participação destas taxas no preço final pago pelos consumidores, a discussão acerca do rateio destes custos passou a ter grande relevância nos últimos anos (NEUHOFF et al., 2014). No limite, examinou-se a possibilidade de custear os programas de incentivo a fontes renováveis através de tributação geral (MATSCHOSS, 2015).

Com o intuito de não prejudicar a competitividade das indústrias alemãs intensivas em energia no mercado internacional, as empresas destes setores são isentas de pagarem a taxa de custeio dos programas de incentivos às fontes renováveis de energia elétrica. O corolário desta isenção é que a taxa a ser paga pelos demais usuários do sistema acaba sendo maior.

Para melhorar os incentivos de usar energia nos momentos de alta geração renovável e baixos preços no mercado elétrico discute-se a forma como o encargo deveria ser cobrado. Explica-se: tradicionalmente seu valor por kWh é fixo. Mas a adoção de taxas variáveis correlacionadas ao preço da eletricidade no mercado poderia aumentar a variabilidade do preço e, desta maneira os incentivos de deslocar temporalmente o consumo elétrico ou incentivar consumo elétrico adicional para, por exemplo, substituir o uso de gás para aquecimento (BMW_i, 2014).

Evolução das tarifas elétricas

A Figura 5.4 mostra a evolução das tarifas elétricas para consumidores residenciais. Destaca-se que as tarifas residenciais subiram de 19 centavos/kWh para 29 centavos/kWh em um período de aproximadamente 10 anos. Paradoxalmente, este aumento de preço ocorreu em um período em que os preços de eletricidade no mercado atacadista baixaram.

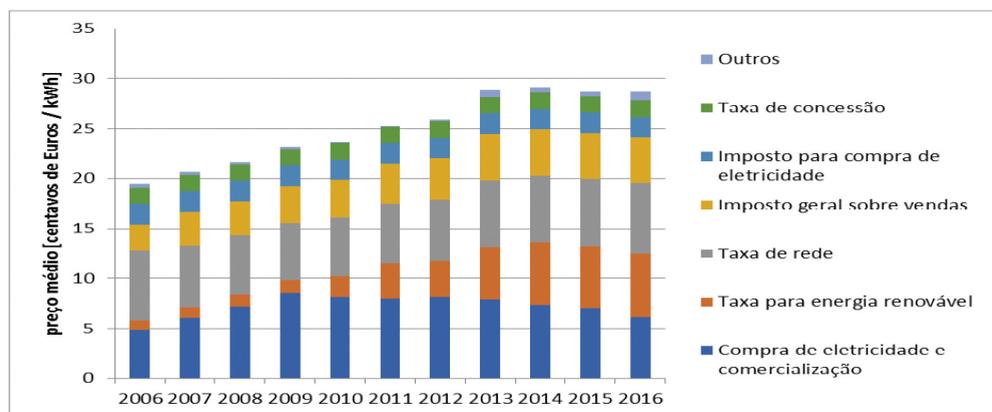
A queda do preço no mercado atacadista tem diversas motivações (ISE, 2017). Dentre elas, destaca-se o *Merit Order Effect*. Explica-se: a geração de energia renovável que tem custos marginais próximos a zero substitui a geração das usinas que tem os custos marginais mais elevados, provocando preços menores no mercado atacadista. Adicionalmente a redução dos preços dos combustíveis, dos preços dos certificados de CO₂ e a redução da demanda elétrica são fatores adicionais que conduziram a queda de preços.

Observa-se, assim, que o preço de energia no mercado atacadista alemão é relativamente baixo, mas as tarifas são bastante elevadas em comparação com a média da União Europeia. Como ilustração deste paradoxo entre o custo da energia no mercado atacadista alemão e as tarifas, em 2015 o preço no mercado alemão de € 0,05/kWh consistia no segundo menor preço de energia da União Europeia enquanto que a tarifa residencial final de € 0,29/kWh verificada em 2015 foi a segunda maior entre os países membros da União Europeia (AGORA, 2015).

Este elevado nível das tarifas alemãs está diretamente relacionado aos dispêndios com os programas de incentivo a fontes renováveis. Por sua vez, as tarifas de uso da rede apresentam um impacto reduzido sobre o desenvolvimento dos preços médios de eletricidade para consumidores finais (BUNDESNETZAGENTUR; BUNDESKARTELLAMT, 2016)¹¹⁶. A Figura 5.4 apresenta a evolução das tarifas para os consumidores residenciais com seus diferentes componentes.

116 Este valor inclui transmissão e distribuição.

Figura 5.4: Desenvolvimento da Tarifa Média de eletricidade para Consumidores Residenciais



Fonte: BDEW (2016)

Adicionalmente existem debates sobre uniformizar as taxas de rede na Alemanha (JAHN, 2014). Atualmente os custos de rede são distribuídos de uma maneira local. Assim, os usuários pagam os custos de rede relacionados à região de atuação do seu operador de rede. Como efeito principal, regiões com grande expansão de rede (decorrentes da energia renovável) e regiões com baixa densidade de população pagam taxas de rede mais elevadas.

5.3 Políticas de Incentivo à Geração Distribuída

A Alemanha é tida como um país de referência em experiências exitosas de implementação de políticas de incentivo a fontes renováveis de energia. Embora os instrumentos utilizados tenham sido diversos, não há dúvidas sobre o caráter central das tarifas *feed-in*.

Tais políticas tiveram início em 1990, quando foi promulgada a lei do *feed-in*, a qual estabeleceu a obrigação das concessionárias de, não apenas conectar as geradoras de eletricidade de fontes renovável à rede, como também de comprar a energia produzida. No caso de projetos eólicos e de geração solar fotovoltaica, a energia deveria ser adquirida por um valor equivalente a 90% da tarifa final de energia. Contudo, somente a tarifa *feed-in* não era suficiente para tornar atrativo o investimento nessas tecnologias. Desta forma, foram implementados

outros programas de incentivo em paralelo, destacando-se programas estaduais de concessão de subsídios (DEWI, 1998). Mesmo assim, esses incentivos não foram fortes o suficiente para o caso de energia solar, dado o elevado custo desta tecnologia (JACOBSON, 2004).

Diante à dificuldade de incitar instalações de sistemas fotovoltaicos, foi instituído o programa 1.000 telhados (1000 *Roofs Programme*), o qual concedia auxílio financeiro de até 70% do custo do investimento. Esse programa teve um impacto significativo no aumento de instalações de sistemas fotovoltaicos e em 1993 se atingiu o número de 2.200 sistemas fotovoltaicos, sendo de 5,3 MW a capacidade total instalada (IEA, 1999; Staiss and Räuber, 2002).

Com o sucesso deste programa e a entrada de um novo governo de coalisão entre Social Democratas e o Partido Verde em 1998, o programa foi continuado e em 1999 passou a se denominar 100.000 telhados, cujo objetivo era atingir uma capacidade instalada de 350 MW. Desta vez, o incentivo se dava através de linhas de financiamento com baixas taxas de juros. Porém, os incentivos mostraram-se insuficientes para resultar uma nova onda de investimentos. Considerando as limitações do programa, foi implementado o *Renewable Energy Sources Act*, em março de 2000.

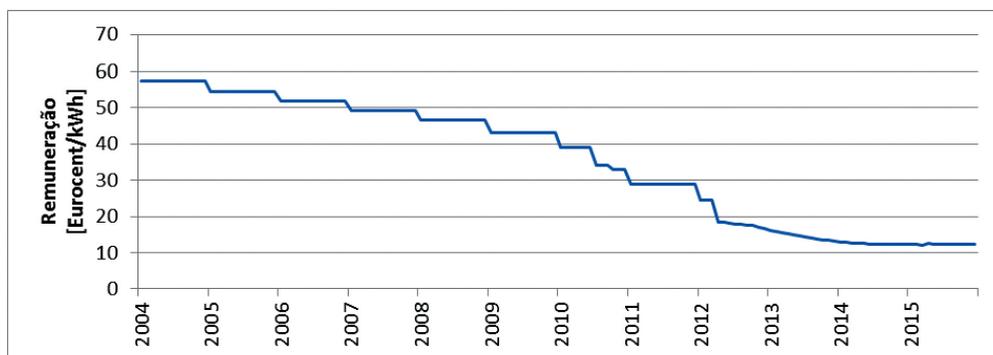
O início dos anos 2000 pode ser marcado como um ponto de inflexão na política alemão de incentivo a fontes renováveis. No âmbito do *Renewable Energy Sources Act* (EEG), destaca-se a reformulação do programa *feed-in* com vistas a aumentar sua eficácia. Para isso, manteve-se o acesso à rede, mas passou a ser especificada a tarifa para cada fonte de energia. No caso da geração solar fotovoltaica, estabeleceu-se a tarifa de € 51/MWh. Além disso, ficou definido que os operadores de rede seriam obrigados a adquirir esta energia por um período de 20 anos¹¹⁷.

Em 2004, a EEG foi completamente reformada, levando em consideração os desafios e as limitações enfrentadas nos quatro anos anteriores. Essa revisão tinha sido concebida já no início da lei em 2000. Dentre as alterações promovidas, destacam-se o aumento da remuneração de sistemas fotovoltaicos instalados em telhados e a eliminação do limite para o tamanho máximo das usinas (HOPPMANN ET AL., 2014). A Figura 5.5 mostra a evolução da remuneração

117 Adicionalmente, a lei inclui uma regra, que começando com usinas instaladas a partir de 2002, existiria uma regressão do FiT de 5% anualmente.

para sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada menor que 30 kW. O mecanismo para adaptar as remunerações está descrito nos próximos parágrafos.

Figura 5.5: Evolução da Remuneração para Sistemas Fotovoltaicos com Capacidade menor que 30 kW



Fonte: Quaschnig (2011); Bundesnetzagentur (2016)

Em 2009, a EEG passou por mais um processo de reforma. De certa maneira, uma das principais motivações dos ajustes em 2009 foi o rápido crescimento dos custos associados ao *feed-in*. Em 2008 o custo extra de eletricidade para o consumidor relacionado ao FiT era mais de 600% maior que o verificado em 2004 (HOPPMANN *ET AL.*, 2014). Isso aconteceu paralelamente à acelerada redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos. Nesse sentido, a mudança mais significativa foi a substituição da regressão estática do FiT de 5% por ano, por uma regressão dinâmica em que a mudança depende da capacidade instalada de cada fonte de energia. Pela primeira vez, foram introduzidos instrumentos para mitigar os efeitos negativos sobre a estabilidade das redes elétricas, incluindo incentivos para autoconsumo de energia¹¹⁸. Em paralelo, foram estabelecidas normas regulatórias obrigando usinas maiores que 100 kW a instalar unidades de controle remoto e medida de energia. A adoção destes instrumentos de controle possibilitou às concessionárias de distribuição terem um melhor controle

118 A reforma de 2009 introduziu a remuneração para autoconsumo em casos específicos com seguintes características: (i) o consumo precisa ser local; (ii) sistemas com potência máxima de 30 kW; (iii) a instalação precise estar conectada à rede. Essas instalações tem o direito a uma remuneração por kWh consumido. (BMW, 2016)

do fluxo de eletricidade e, desta forma, dotarem o sistema de maior a segurança e estabilidade.

Em 2012, a EEG foi reformada mais uma vez. Na realidade, existiram duas reformas neste ano, uma focada na reforma da EEG como um todo e outra que criou mudanças específicas para a tecnologia fotovoltaica. A primeira incluiu mais um aumento da faixa de empresas isentas¹¹⁹ do pagamento da EEG e um foco maior em implementar iniciativas para melhor integrar as energias intermitentes na rede e garantir a estabilidade e segurança dos sistemas de distribuição/transmissão (HOPPMANN, 2014). Por sua vez, as reformas específicas para fotovoltaica resultaram, parcialmente, do aumento contínuo e acelerado da difusão da tecnologia. Primeiramente, essas mudanças legislativas incluíram uma diminuição imediata do FiT em 15% e depois uma regressão básica de 1% por mês. Em segundo lugar, as classes de remuneração (dependendo de faixas de capacidade¹²⁰) foram alteradas. Adicionalmente, foram estabelecidas metas para o aumento da capacidade instalada da fonte solar fotovoltaica entre 2,5 e 3,5 GW¹²¹. Também com a reforma de 2012 o autoconsumo seguiu isento das taxas volumétricas (taxa de rede, taxa para energia renovável, etc.), que normalmente são incluídas no preço de eletricidade¹²².

Adicionalmente foi criado um modelo alternativo chamado *Feed-In Premium*. Anteriormente, o operador do sistema de transmissão cumpria esta tarefa automaticamente. Neste novo sistema o operador da usina renovável recebe uma parte da remuneração através da venda de eletricidade no mercado e,

119 A EEG inclui uma cláusula de isenção de empresas de alto consumo de energia, para não prejudicar a competitividade internacional de certos setores industriais.

120 As novas categorias: <10kW, <40kW, <1000kW and <10,000kW. Um limite de 10MW foi estabelecido para sistemas do tipo *freestanding*.

121 A regressão de remuneração se adapta ao crescimento de capacidade instalada de tal forma, que se a meta de 3,5 GW for alcançada, a regressão aumenta de 1% por mês para 2,8%. Em linhas gerais, as novas mudanças do EEG, especialmente para a tecnologia fotovoltaica, teve como meta desacelerar e controlar o crescimento da difusão destas tecnologias (HOPPMANN ET AL., 2014).

122 Outra regra introduzida em 2012 que afetou a difusão da energia fotovoltaica distribuída foi a exigência dos sistemas fotovoltaicos conterem com um dispositivo técnico para que o operador da rede possa reduzir a injeção de eletricidade na rede. Uma segunda opção existe para sistemas com capacidade menor que 30 kW. Como alternativa, a injeção na rede deve ser limitada permanentemente a 70 % da capacidade instalada. Este mecanismo reduz a geração do sistema fotovoltaico em aproximadamente 10 %.

adicionalmente, recebe um prêmio (diferença entre a remuneração estabelecida e o preço do mercado) para complementar a remuneração. Todas as novas geradoras de energia renovável, a partir de 2014, são responsáveis por vender sua eletricidade no mercado *spot* (EPEX), e são recompensadas através do *premium*, pelas diferenças entre o preço do mercado e a remuneração garantida (por 20 anos) pela EEG. Instalações com capacidade instalada de menos de 500 kW (até 1 janeiro de 2016) e 100 kW, a partir de 2016, são isentas dessa medida, de modo que continuam recebendo a tarifa *feed-in* (LANG AND LANG, 2015).

A reforma da EEG (conhecida como EEG 2.0¹²³) teve prosseguimento em 2014. Permaneceram os objetivos de uma melhor integração das novas fontes de geração na matriz elétrica, maior controle sobre a expansão da difusão da geração renovável e instrumentos para facilitar a transição para um mercado livre, sem o FiT. Nesse sentido, três estratégias foram identificadas para atingir esses objetivos:

- i. Projetos pilotos de leilões para instalações de fotovoltaicas de grande porte foram introduzidos;
- ii. Maior investimento na rede de transmissão (particularmente para aumentar as conexões entre o norte e o sul do país) foi identificado como aspecto central;
- iii. Estabelecimento de metas para participação de fontes renováveis no atendimento do consumo de eletricidade¹²⁴.

Adicionalmente, a partir de 2017 leilões serão obrigatórios para usinas que quiserem receber apoio financeiro. Esta medida visa aumentar a competitividade dos projetos a serem financiados. Os leilões serão organizados pela BNetzA três vezes por ano. A capacidade a ser disponibilizada para os leilões vai ser de, em média, 400MW por ano entre 2015-17 e cada instalação tem que ter uma capacidade entre 100kW e 10MW (Lang and Lang, 2015).

123 Enquanto o texto da primeira EEG em 2000 teve 12 seções, a última reforma em 2014 inclui 104 seções no documento descrevendo os mecanismos legislativos. Isso é um resultado da crescente complexidade regulatória que já se manifesta fisicamente no tamanho dos documentos.

124 Estabeleceu-se as metas de 40-45% até 2025; 55-60% até 2035; e 80% até 2050 (Lang and Lang, 2015).

Outra importante mudança na nova legislação consiste no fim da isenção de autoconsumo¹²⁵ da taxa do EEG, ressaltando que instalações anteriores a 2014 continuam isentas. Ao mesmo tempo, instalações até 10 kW são isentas de pagar o encargo para os primeiros 10 MWh consumidos no ano. Instalações acima de 10 kW pagam 30% do cargo do EEG até o fim de 2015, 35% até o fim de 2016 e 40% a partir de 2017. Além disso, foi estabelecido um mecanismo para limitar a remuneração do EEG em momentos em que o preço de eletricidade no mercado *spot* se tornar negativo (em um período de 6 horas consecutivas). É notório que estas duas mudanças fazem parte do esforço de diminuir os custos associados ao EEG e a crescente capacidade instalada de energia renovável.

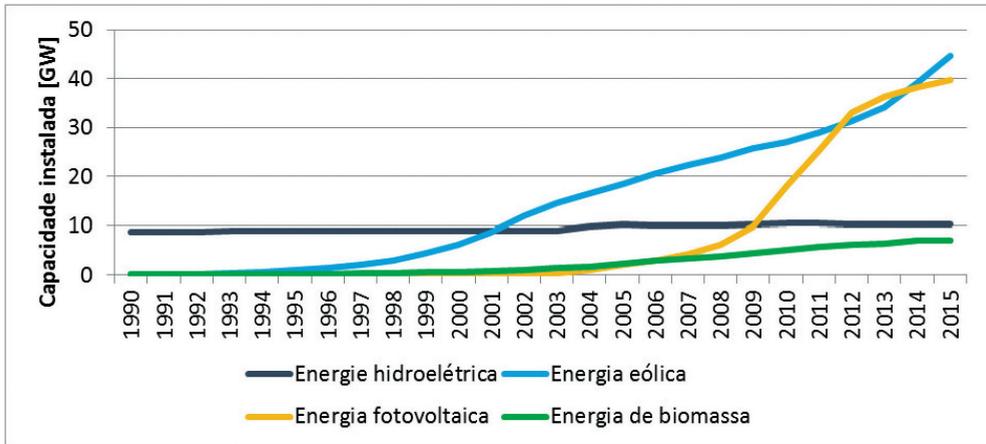
5.4 Resultados das Políticas de Difusão na Alemanha

A partir do estabelecimento do EEG, nota-se um expressivo aumento da geração a partir de fontes renováveis. Com uma produção de 187 TWh, estas fontes responderam por 29% da produção bruta de eletricidade na Alemanha em 2015¹²⁶. No caso específico da fonte fotovoltaica, conforme pode ser visto na Figura 5.5, sua expansão ocorreu de forma mais efetiva a partir da reforma do EEG em 2004. No período compreendido entre 2004 e 2015, a adição anual média foi de aproximadamente 3 GW, sendo que no período entre 2009 e 2012 a média anual foi superior a 7 GW. Este boom da geração fotovoltaica é reflexo direto das políticas de incentivos adotadas e da queda dos preços dos painéis fotovoltaicos. Desta forma, compreende-se porque após as reformas nas políticas de incentivos em 2012 houve uma considerável redução do ritmo desta expansão. Por exemplo, em 2015 foram adicionados apenas 1,5 GW de capacidade fotovoltaica ao sistema.

125 A remuneração pelo autoconsumo, criado em 2009, tinha sido extinta em 2012, através do PV Act (uma reforma extraordinária da EEG especificamente para energia fotovoltaica).

126 Em 1990, a produção de 19,7% representou 3,4% da energia elétrica consumida.

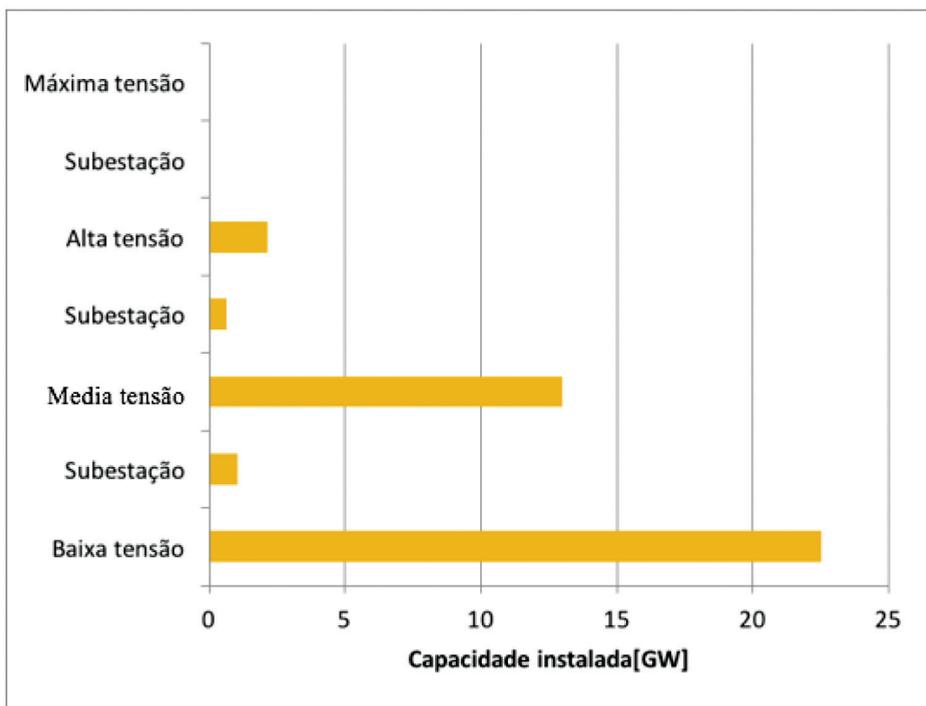
Figura 5.6: Desenvolvimento da Capacidade Instalada de Energia Renovável na Alemanha



Fonte: Bayer et al. (2017).

A análise dos sistemas fotovoltaicos da Alemanha aponta para uma enorme importância dos sistemas de pequeno porte. Esta característica é reflexo da conjugação das políticas implementadas com o engajamento da sociedade na promoção da *Energiewende*. Como pode ser visto na Figura 5.7, somente os sistemas conectados na baixa tensão possuem uma potência de 23 GW, representando 57 % da toda a capacidade fotovoltaica.

Figura 5.7: Capacidade Fotovoltaica Instalada por Nível da Rede

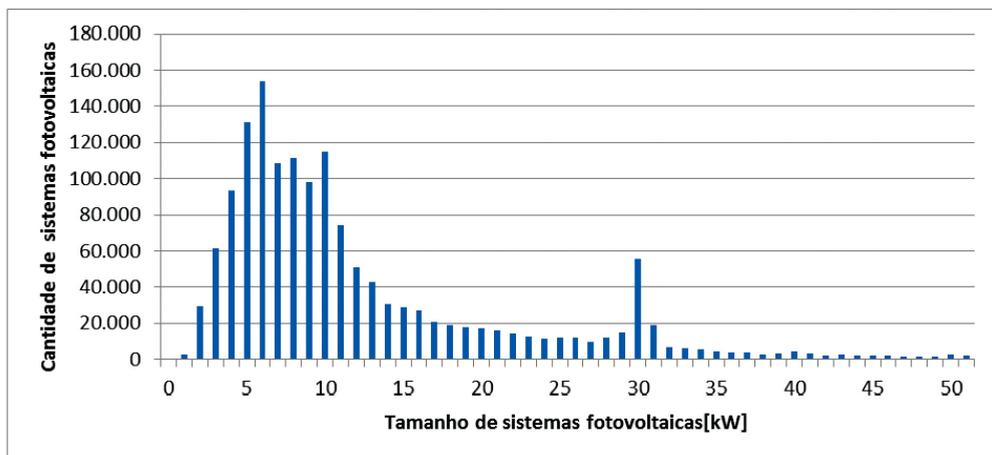


Fonte: Bayer et al. (2017).

Tipicamente, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão são instalados nos telhados e possuem potência reduzida. A Figura 5.8 apresenta a distribuição dos sistemas por faixa de potência na baixa tensão¹²⁷. A predileção por sistemas de menores dimensões está relacionada ao fato que as tarifas oferecidas decrescem com o aumento do tamanho do sistema. Nota-se que as tarifas mais atrativas são oferecidas a instalações com capacidade inferior a 10 kW. Na atual legislação somente sistemas até 100 kW podem receber a tarifa *feed-in* tradicional. Sistemas de maior capacidade são elegíveis a receber a *feed-in premium*, sendo que sistemas com capacidade superior a 1 MW precisam participar de leilões. Além disso, unidades consumidoras que instalam sistemas com capacidade inferior a 30 kW estão isentas de eventuais pagamentos relativos a necessidade de adaptação/reforço da rede (BAYER ET AL., 2017).

127 Embora a Figura 5.6 apresente sistemas limitados até 50 kW, ressalta-se a existência de sistemas com capacidade que chegam a ultrapassar os 100 kW.

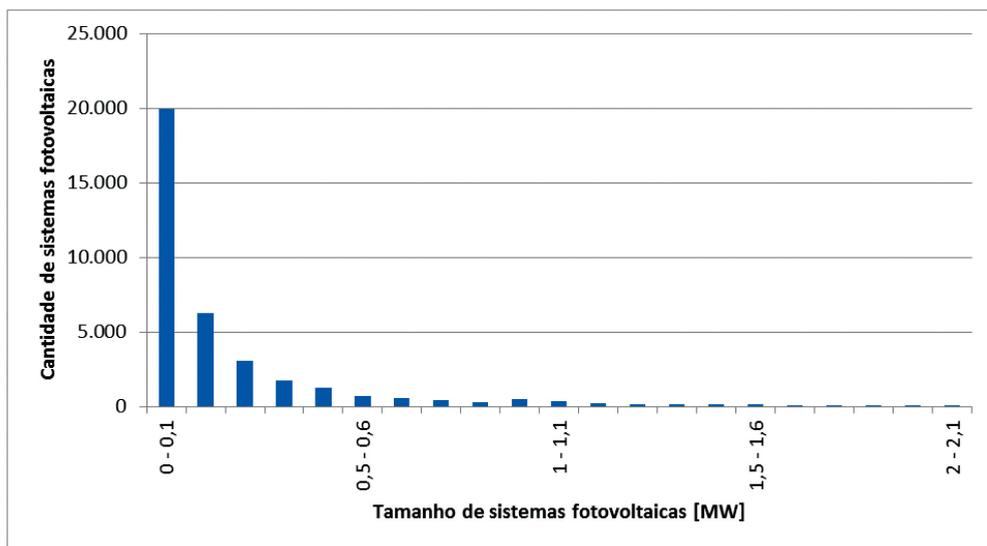
Figura 5.8: Distribuição dos Sistemas Fotovoltaicos por Tamanho - até 50 kW



Fonte: Bayer et al. (2017).

Também na média tensão se encontram muitos sistemas fotovoltaicos de pequeno porte instalados, por exemplo, em edifícios comerciais e agrícolas. A Figura 5.9 apresenta a distribuição dos sistemas por faixa de potência na média tensão. A maioria dos sistemas possui capacidade instalada de até 100 kW, e 50% da capacidade instalada na média tensão é menor que 1,4 MW.

Figura 5.9: Distribuição dos sistemas fotovoltaicos por capacidade (até 2 MW).



Fonte: 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2016)

Em termos geográficos, nota-se que a expansão fotovoltaica está concentrada na Região Sul da Alemanha em função de ser a região do país com maior irradiação solar. Soma-se a isso o fato de ser a região com maior renda per capita, devido a concentração industrial. Concomitantemente, destaca-se que as residências que costumam instalar sistemas fotovoltaicos estão localizadas essencialmente nas áreas suburbanas e rurais, sendo relativamente raras as instalações no perímetro urbano.

Em função do elevado nível de difusão da micro geração na Alemanha, o exame dos impactos sobre a rede de distribuição torna-se bastante pertinente. Em especial, considerando que muitos sistemas possuem capacidade instalada superior à carga da unidade consumidora, é relevante o exame dos impactos sobre a rede da distribuidora¹²⁸.

A partir de um conjunto de entrevistas com os operadores da rede de distribuição, Bayer et al. (2017) afirmam que a difusão da geração distribuída fotovoltaica resultou na necessidade de reforços na rede de distribuição para que a tensão seja mantida dentro dos limites convencionais (por exemplo $0,4 \text{ kV} \pm 10 \%$). Tais reforços também visam assegurar que os equipamentos da rede não sejam sobrecarregados nos momentos com alta injeção da energia fotovoltaica. A Tabela 5.3 apresenta algumas das alternativas disponíveis para lidar com estes desafios.

Tabela 5.3: Mecanismos para Integrar a Energia Fotovoltaica na Baixa Tensão

Soluções Convencionais	Soluções Inovadoras
- Trocar transformador	- Controle avançado de voltagem na subestação média/alta tensão
- Instalar transformadores adicionais	- Instalar transformadores variáveis
- Trocar cabos	- Injeção de potência reativa
- Instalar cabos paralelos	- Instalar reguladores de voltagem (<i>booster</i>)
- Trocar a tipologia de rede	

Fonte: Bayer et al. (2017).

128 Na Alemanha, a rede de distribuição inclui s níveis de baixa (0,4 kV), tensão (tipicamente 20 kV) e alta (110 kV). As concessionárias de distribuição devem garantir uma operação segura e confiável da rede. Além disso, também devem verificar se a capacidade de rede é suficiente para sistemas fotovoltaicas adicionais e tomar as medidas necessárias para integrar sistemas adicionais na rede.

Todavia, antes de implementar reforços e extensões na rede, os operadores buscam equacionar os problemas através da otimização da operação (BAYER ET AL. 2017). Por exemplo, a primeira medida para lidar com problemas de tensão foi a adoção de controles avançados na subestação de média/alta tensão¹²⁹. Trocar a tipologia da rede seria também um mecanismo de otimização, mas só é possível quando as linhas elétricas na baixa tensão são conectadas, o que tipicamente não é o caso.

Quando cessam as possibilidades de otimizar a rede e o transformador atinge o limite de sua capacidade, a substituição do transformador por um de potência maior é imperativa, como pode ser visto na Figura 5.10. Caso a rede possua expressivo número de instalações fotovoltaicas, também pode ser necessário instalar um transformador adicional com objetivo de dividir a rede de baixa tensão em duas partes, vide ilustração da Figura 5.11. Ressalta-se que a instalação de cabos paralelos, como ilustrado na Figura 5.12, é uma solução muito comum para o equacionamento de problemas de tensão. A instalação de cabos paralelos permite reduzir a resistência na rede e, por consequência, resulta em menor queda de tensão. Deve ser destacado que a substituição por cabos de maior diâmetro também é uma opção, mas que só faz sentido caso o investimento já esteja amortizado.

Figura 5.10: Substituir Transformador

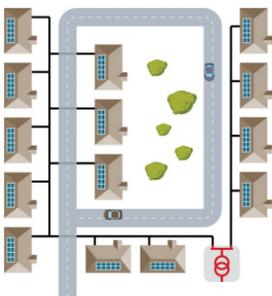


Figura 5.11: Instalar Transformador Adicional.

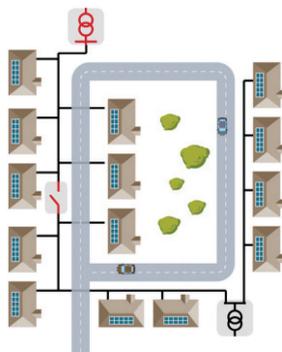
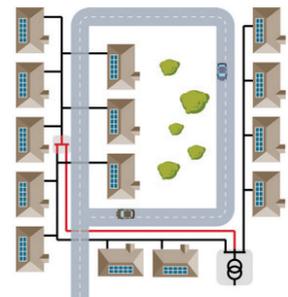


Figura 5.12: Instalar Cabos Paralelos.



Fonte: Bayer et al. (2017).

129 Estes controles avançados consistem em inserir no algoritmo de controle do transformador variável da subestação informações relativas ao fluxo de energia e da geração fotovoltaica distribuída.

O uso de componentes de rede inteligentes como transformadores variáveis ou reguladores de voltagem (*booster*) são tecnologias inovadoras, que foram desenvolvidas nos últimos anos na Alemanha para o uso na baixa tensão. Estes componentes também podem ser utilizados para mitigar problemas de voltagem na rede de baixa tensão (BAYER et al. 2017). Em casos específicos, já representam uma solução mais econômica que os reforços convencionais da rede, mas ainda não são aplicados em grande escala.

5.5 Referências

50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2016): EEG-Anlagenstammdaten Gesamtdeutschland zur Jahresabrechnung 2015. https://www.netztransparenz.de/de/file/Anlagenstammdaten_2015_final.zip

Agora (2015): Report on the German power system. Version 1.20.

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Monitoringbericht 2013*. BNetzA, Bonn, 2013.

AG Energiebilanzen (2016): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.

Bayer, Benjamin; Marian, Adela; Matschoss, Patrick; Thomas, Heiko (2017): Integration of photovoltaic systems into the German low-voltage grids

BDEW (2016): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016).

BMWi (2014): An Electricity Market for Germany's Energy Transition: Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper)

Bruns, Elke; Ohlhorst, Dörte; Wenzel, Bernd; Köppel, Johann (2009): Erneuerbare Energien in Deutschland. Eine Biographie des Innovationsgeschehens.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2015.

Bundesnetzagentur (2015): Netzentgeltsystematik Elektrizität.

Bundesnetzagentur (2016): Bestimmung der Fördersätze für Fotovoltaikanlagen § 31 EEG 2014 für die Kalendermonate April 2016, Mai 2016 und Juni 2016.

Bundesregierung (2000): Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes. EEG 2000.

Bundesregierung (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). EEG 2004.

Bundesregierung (2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.

Bundesregierung (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). EEG 2012.

Bundesregierung (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). EEG 2014.

Clearingstelle EEG (2012): PV-Eigenverbrauch: Welche Regelungen gelten für welche Anlagen? <https://www.clearingstelle-eeg.de/beitrag/1990>

EEX (2006): EEX: Erfolgreicher Start des Intraday-Handels. <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex--erfolgreicher-start-des-intraday-handels/41618>

EPEX SPOT (2011): Fünfzehn-Minuten-Kontrakte erfolgreich auf deutschem Intraday-Markt gestartet. https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/Fuenfzehn-Minuten-Kontrakte_erfolgreich_auf_deutschem_Intraday-Markt_gestartet

EPEX SPOT (2015): EPEX SPOT und ECC verkürzen Intraday-Vorlaufzeit auf allen Märkten. https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/EPEX_SPOT_und_ECC_verk_rzen_Intraday-Vorlaufzeit_auf_allen_M_rkten

ISE (2017): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.

Jahn, Andreas (2014): Netzentgelte in Deutschland. Herausforderungen und Handlungsoptionen

Lisiewicz, Wojciech (2016): Entflechtung der Netzbetreiber. Vorgaben des Unbundling in der Energiewirtschaft. <http://wdb.fh-sm.de/EnergieRUnbundling>

Matschoss, Patrick; Bayer, Benjamin; Marian, Adela; Thomas, Heiko (2017): The integration of decentralized renewable energy in German distribution grids: Review of regulation and results of exemplary interviews.

Neuhoff, Karsten; Küchler, Swantje; Rieseberg, Sarah; Wörlen, Christine; Heldwein, Christina; Karch, Alexandra; Ismer, Roland (2013): Vorschlag für die zukünftige Ausgestaltung der Ausnahmen für die Industrie bei der EEG-Umlage.

Quaschnig, Volker (2011): Vergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/EEG-PV/index.php>

6

O caso da Bélgica

Lorrane Câmara
Rubens Rosental
Maria Alice Espinola

6.1 Estrutura do setor elétrico

A fim de entender o funcionamento do setor elétrico da Bélgica, é importante destacar que o país é formado por três regiões: Bruxelas (Capital), Flanders e Valónia. As regiões têm poder sobre questões territoriais, de modo que as decisões acerca da política energética são tomadas em duas esferas: governo federal e regiões.

A evolução da estrutura do setor elétrico belga, tal como nos demais países que compõem a União Europeia, está atrelada às diretivas publicadas pela Comissão Europeia visando a promoção de reformas liberalizantes e a criação de um mercado interno de energia integrado.

Anteriormente ao processo de liberalização, o segmento de geração do país era dominado pela Electrabel, que em 1990 detinha um *market share* de 91% (TONURIS *et al.*, 2015). A SPE, uma empresa pública, possuía participação de 6,5% na geração de eletricidade. O restante do segmento era dividido entre um pequeno número de pequenos produtores independentes e auto-produtores industriais. Em 1995 a Electrabel e a SPE criaram a CPTE (Coordination of Production and Transport of Electricity), a fim de coordenar e administrar suas atividades tanto nos segmentos de geração quanto de transmissão. Neste sentido, enquanto a Electrabel exercia um monopólio *de facto* no segmento de geração, a transmissão era dominada pela CPTE (VERHOEST E SYS, 2006).

As redes de distribuição, por outro lado, eram de propriedade das *utilities* municipais, que detinham o monopólio legal sobre a distribuição de eletricidade. No segmento atuavam empresas municipais, intermunicipais, e intermunicipais mistas (empresas cuja propriedade era dividida entre as municipalidades e

empresas privadas). Ao final de 1995, a Electrabel era a parceira privada de 33 das empresas intermunicipais mistas, atendendo a aproximadamente 87% das municipalidades (IEA, 1997). As empresas intermunicipais, por sua vez, eram subordinadas a acordos de compra de eletricidade com a Electrabel por um período de 15 anos. Assim, a Electrabel também dominava o segmento de distribuição (IEA, 1997). Finalmente, a comercialização de eletricidade ficava a cargo das empresas municipais e intermunicipais (VORHOEST AND SYS, 2006). A Electrabel e a SPE, no entanto, eram responsáveis pelo atendimento de clientes diretamente conectados à rede de transmissão. Ao final de 1999, a participação de cada uma dessas empresas no fornecimento de eletricidade era a seguinte: *utilities* municipais, 1%; empresas intermunicipais, 12%; empresas intermunicipais mistas, 49%; Electrabel e SPE, 38% (IEA, 2001).

O processo de liberalização do setor elétrico iniciou-se em abril de 1999, tendo sido marcado pela transposição da primeira diretiva da União Europeia (*European Union Directive 96/92*) para os mercados de eletricidade, através da aprovação, pelo governo federal, do Ato de 29 de abril de 1999 (o *Electricity Act*). O objetivo do *Electricity Act* foi iniciar o processo de abertura do mercado de eletricidade através da desagregação dos segmentos de transmissão e distribuição em relação aos segmentos de geração e comercialização de eletricidade.

Observa-se que a Bélgica optou por um modelo de desverticalização legal, determinando que os segmentos de transmissão e distribuição deveriam ser estruturados sob a forma de monopólios legais, legalmente desagregados e independentes dos segmentos de geração e comercialização de eletricidade (VERHOEST AND SYS, 2006). As principais questões tratadas através do *Electricity Act* foram (VERBRUGGEN, 2011; IEA, 2001; VERHOEST AND SYS, 2006):

- i. Regulação: criação de um novo regulador, a Comissão de Regulação de Gás e Eletricidade (*Commission for Regulation of Electricity and Gas* – CREG);
- ii. Licenciamento para a construção de novas plantas de geração: no que tange a construção de nova capacidade de geração, optou-se por um regime de autorização. Assim, a emissão de licenças foi atribuída ao Ministério Federal de Energia (*Federal Minister for Energy*), sob o aconselhamento do CREG. As autoridades regionais, por sua vez, poderiam impor licenças

- relacionadas às suas competências no âmbito da proteção ambiental e do planejamento espacial;
- iii. Operador da rede de transmissão: determinou-se que a manutenção, o desenvolvimento e a operação da rede de transmissão deveriam ser realizados pelo operador da rede de transmissão, uma entidade a ser estabelecida sob a forma de uma empresa privada, legalmente independente. Neste sentido, a infraestrutura de transmissão de alta tensão, anteriormente dominada pela Coordination of Production and Transport of Electricity (CTPE), foi acomodada pela subsidiária Elia, criada em 2001. A Elia foi denominada pelo governo belga, em 2002, operadora nacional do sistema de transmissão e adquiriu uma participação de mercado de 94% no segmento de transmissão;
 - iv. Acesso à rede: essencialmente, para operações domésticas foi estabelecido o sistema de acesso de terceiros (*Third Party Access – TPA*) à rede de transmissão, baseado em tarifas de uso da rede aprovadas pelo regulador federal. No que tange ao acesso internacional à rede de transmissão, foi definido um modelo de acesso negociado de terceiros (*negotiated TPA*);
 - v. Elegibilidade ao mercado livre de eletricidade: inicialmente, apenas consumidores conectados à rede de transmissão com consumo anual superior a 100 GWh, que constituíam cerca de 33% do mercado de eletricidade da Bélgica, foram considerados livres para escolherem o fornecedor de eletricidade pelo qual desejariam ser atendidos. Em outubro de 2000, no entanto, foi aprovado um decreto real (*Royal Decree of 11 October 2000*) no sentido de acelerar o processo de liberalização, determinando que a partir de dezembro de 2000 o consumo anual mínimo necessário para que um consumidor fosse considerado livre passaria para 20 GWh (aproximadamente 45% do mercado), e a partir de 31 de dezembro de 2002, para 10 GWh. Finalmente, estabeleceu que a partir de julho de 2004 todos os consumidores deveriam ser livres para escolherem seu fornecedor de eletricidade. É importante destacar que as distribuidoras não foram consideradas livres nesse primeiro momento (seriam consideradas elegíveis apenas a partir de 2007), de modo que permaneceram condicionadas à compra de eletricidade a partir da Electrabel, exceto no caso de atendimento a consumidores livres localizados em seus territórios de atuação;

- vi. Obrigação na prestação de serviços públicos: através do *Electricity Act* foi concedida ao governo federal, na figura da CREG, a possibilidade de impor a obrigatoriedade de prestação de serviços públicos relacionados à regularidade, qualidade do suprimento, e fornecimento de eletricidade a consumidores cativos. Adicionalmente, o governo federal poderia criar um fundo, monitorado pela CREG, a fim de cobrir os custos de prestação dessas obrigações.

Como a alçada do *Electricity Act* era restrita às questões de competência federal e a distribuição e comercialização de eletricidade são de competência regional, então as provisões da Diretiva 96/92 relacionadas a estes dois segmentos teriam que ser implementadas pelas autoridades regionais. Neste sentido, a região de Bruxelas implementou um decreto transpondo a diretiva em julho de 2000, seguida por Flanders, em 17 de julho de 2000, e finalmente por Valónia, em 12 de abril de 2001 (VERBRUGGEN, 2001). As provisões legislativas e administrativas regionais endereçaram, essencialmente, questões relacionadas à distribuição de eletricidade, ao uso racional da energia e à energia renovável (VERHOEST AND SYS, 2006). A liberalização dos consumidores conectados à rede de distribuição também foi condicionada à revisão das legislações regionais, de modo que ocorreu gradualmente, contando com os seguintes marcos (IEA, 2016):

- i. Liberalização completa do mercado varejista na região de Flanders, a partir de julho de 2003;
- ii. Liberalização dos grandes consumidores e dos consumidores do segmento comercial da região de Valónia, a partir de julho de 2004;
- iii. Liberalização completa do mercado varejista nas regiões de Valónia e Bruxelas, a partir de janeiro de 2007.

Cabe ressaltar, ainda, que a fim de cumprir os requisitos de separação das atividades de distribuição e comercialização estabelecidos através do *Electricity Act*, as empresas municipais e intermunicipais também foram obrigadas a encerrar sua participação no segmento de comercialização de eletricidade (TORNURIST *et al.*, 2015; VERHOEST AND SYS, 2006).

O segundo movimento liberalizante veio através da transposição da segunda diretiva da União Europeia (2003/54/EC) em uma lei nacional, em junho de 2005.

A transposição da terceira diretiva da União Europeia (2009/72/EU) foi realizada em 2012, com a publicação do *Act of 8 January 2012*, que retificou algumas das normas implementadas em 1999 acerca da organização do setor elétrico. As principais mudanças promovidas foram o aumento do poder do regulador nacional e das competências das autoridades regionais, consolidação das medidas de proteção ao consumidor e a introdução de novas regras de desverticalização (EC, 2014).

Um dos desdobramentos do Ato de 2012, associado à decisão da Corte Constitucional, em agosto de 2013, foi o aumento da independência do CREG (regulador federal) em relação ao Ministério Federal de Energia, na medida em que confirmou-se a jurisdição exclusiva do regulador sobre questões relacionadas à determinação, aplicação e isenção de tarifas.

Por fim, através do *Special Act of 6 January 2014* foi implementada a sexta reforma estadual, que passou a valer em julho de 2014, cujo principal desdobramento foi a transferência do poder de decisão sobre as tarifas de distribuição da esfera federal (CREG) para os reguladores regionais (CWaPE, VREG e Brugel). Cabe ressaltar que os reguladores estaduais também são responsáveis por monitorar a competição nos mercados varejistas de suas respectivas regiões, enquanto ao CREG cabe regular e assegurar a competição no mercado atacadista de eletricidade a nível nacional (IEA, 2016).

Após o processo de reformas analisado, a divisão de atribuições relacionadas ao setor elétrico entre o governo federal e o governo estadual ficou estabelecida da seguinte forma: à autoridade federal cabe a elaboração (em cooperação com o CREG) de planos indicativos decenais para a expansão da matriz elétrica, a regulação da produção de eletricidade (com exceção da geração renovável e geração combinada de eletricidade e calor, que competem às regiões), a geração nuclear, a transmissão de eletricidade (rede acima de 70 kV), e a definição das tarifas de transmissão (acesso e uso da rede). Já às entidades regionais cabe a regulação do mercado varejista de eletricidade, a distribuição e transmissão de eletricidade (rede com voltagem menor ou igual a 70 kV), a definição das tarifas de distribuição, a promoção de fontes renováveis

de energia¹³⁰, a implementação de medidas de eficiência energética e os programas de P&D no setor energético (exceto relacionados à energia nuclear) (IEA, 2016).

A partir das atribuições mencionadas, é possível listar as principais instituições responsáveis por questões relativas ao setor elétrico a nível federal e regional. A nível federal, merecem destaque:

- a. Federal Public Service for Economy, SMEs, Self-employed and Energy: integra a diretoria geral de energia (Directorate-General for Energy), responsável por desenvolver e implementar a política energética do país;
- b. Commission for the Regulation of Electricity and Gas (CREG): regulador federal, responsável por assegurar a competitividade nos mercados de gás e eletricidade, garantir que as instituições atuantes nos setores ajam em consonância com o interesse público e com as diretrizes gerais de política energética e defender o interesse dos consumidores. Também cabe ao CREG a aprovação da construção de novas plantas de geração com capacidade superior a 25 MW¹³¹, assim como a autorização de investimentos em plantas já existentes que resultem na expansão da planta em mais de 10% da capacidade já instalada, ou em mais de 25 MW (Federal Public Service for Economy, SMEs, Self-employed and Energy, 2017);
- c. Elia (Belgium's System Operator): Operador nacional da rede de transmissão.

Já a nível estadual, as seguintes instituições têm poder de decisão sobre questões referentes à política energética:

- Flanders:
 - Flemish Energy Agency: a agência, que começou a operar em 2006, tem como principais atribuições a promoção e suporte à energia renovável, promoção de medidas de conservação de energia, além do desenvolvimento e execução de uma política energética social;

130 Com exceção da produção eólica *offshore* e da geração hidrelétrica, que são competência da regulação nacional (REEGLE, 2013).

131 Plantas de geração com capacidade instalada menor ou igual a 25 MW não precisam de licença para operar, de modo que devem apenas enviar uma declaração ao CREG e ao Ministério de Energia (*Energy Minister*), informado a capacidade da planta e a sua localização (Federal Public Service for Economy, SMEs, Self-employed and Energy, 2017).

- Flemish Regulator of the Electricity and Gas market (VREG): regulador estadual dos mercados de gás e eletricidade.
- Valónia:
 - Operational Directorate-General for Land Management, Housing, Patrimony and Energy: responsável por gerir a política energética regional, o que inclui questões relativas a programas de P&D;
 - Walloon Energy Commission (CWaPE): regulador estadual.
- Bruxelas-Capital:
 - IBGE/BIM (Brussels Institute for Management of the Environment): responsável por questões relativas à energia e ao meio ambiente;
 - Brussels Gas Electricity (BRUGEL): regulador estadual.

A coordenação entre as instituições federais e estaduais é realizada em três principais espaços de coordenação (IEA – PVPS, 2016):

- *Federal-Regional Energy Consultation Group ENOVER/CONCERE*: começou a operar em 1992, com os objetivos centrais de reunir e trocar informações entre as regiões e o governo federal, e apoiar as decisões tomadas no âmbito da política energética, sobretudo as que envolvem autoridades de ambos os níveis, federal e regional. A coordenação é realizada de forma a garantir que a autonomia de todas as partes envolvidas no processo de tomada de decisão seja respeitada, sendo sua esfera de atuação centrada essencialmente em orientações e recomendações de caráter não obrigatório. As sessões plenárias organizadas pelo grupo acontecem mensalmente;
- *Co-ordination Committee for International Environmental Policy (CCIEP)*: instituição criada em 1995, resultou de um acordo de cooperação acerca da política ambiental internacional entre o governo federal e as regiões. Permite que a Bélgica apresente posicionamento devidamente articulado acerca de questões ambientais em organizações e instituições internacionais;
- *National Climate Commission (NCC)*: criada em 2002, possui como principais atribuições: aprovar relatórios oficiais relacionadas à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (UNFCCC), ao Acordo de Paris e às obrigações climáticas associadas à União Europeia, e avaliar a cooperação e coordenação federal e inter-regional,

assim como o estágio de implementação e o impacto (ambiental, social e econômico) de políticas e medidas baseadas no *National Climate Plan*.

No que tange à matriz elétrica belga, em 2014 o país contava com uma capacidade instalada total de 20,9 GW, o que representa um aumento de 48% em relação a 1990 (IEA, 2016). A evolução da capacidade instalada no país no período entre 1990 e 2014 é apresentada na Tabela 6.1. No período analisado, destaca-se o aumento da participação das térmicas a gás natural na matriz e a expressiva expansão da geração solar e eólica, o que reflete as políticas de incentivo e subsídios implementados.

Tabela 6.1: Bélgica - Capacidade instalada de geração de eletricidade por tecnologia: 1990 - 2014 (MW)

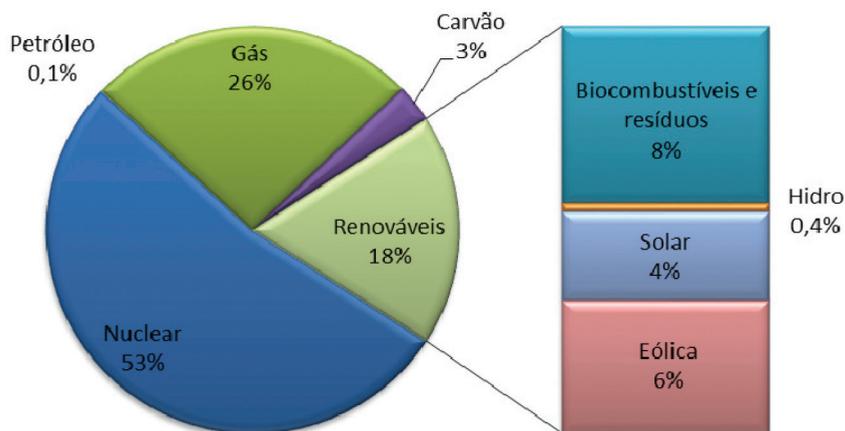
Fonte	1990		2000		2005		2010		2012		2014	
	GWh	%										
Nuclear	5500	38,9	5713	36,4	5802	36,0	5825	35,6	5927	28,5	5927	28,3
Solar FV	0	0	0	0	2	0	20	0,1	2581	12,4	3023	14,5
Gás	276	2,0	1281	8,2	1313	8,2	1421	8,7	2623	12,6	2602	12,4
Vapor	6324	44,7	4272	27,2	3484	21,6	3465	21,2	3795	18,3	2537	12,1
Ciclo Combinado	186	1,3	2792	17,8	3364	20,9	3419	20,9	2124	10,2	2484	11,9
Eólica	5	0	14	0,1	167	1,0	276	1,7	1370	6,6	1930	9,2
Hidro	1401	9,9	1413	9,0	1412	8,8	1417	8,7	1427	6,9	1429	6,8
<i>Bombeamento hidráulico</i>	<i>1307</i>	<i>9,2</i>	<i>1310</i>	<i>8,4</i>	<i>1307</i>	<i>8,1</i>	<i>1307</i>	<i>8,0</i>	<i>1307</i>	<i>6,3</i>	<i>1310</i>	<i>6,3</i>
Combustão interna	169	1,2	200	1,3	433	2,7	417	2,5	727	3,5	742	3,5
Outros	280	2,0	0	0	119	0,7	120	0,7	199	1,0	244	1,2
Total	14141		15685		16096		16380		20773		20918	

Fonte: IEA (2016)

Em 2016, a produção total de eletricidade na Bélgica foi de 82 TWh, dos quais 53% foram gerados em usinas nucleares, 26% correspondem à geração térmica a gás natural, 3% à carvão e 0,1% de geração à óleo, tal como pode ser observado na Figura 6.1. Já as fontes renováveis representam aproximadamente 18% da eletricidade produzida no país, com 8% de biocombustíveis e resíduos, 6% de geração eólica, 4% solar e 0,4% de geração hídrica (IEA, 2017). No que

diz respeito à dependência externa, no mesmo ano verificou-se uma importação líquida de 21 TWh¹³², o que equivale a cerca de 25% da demanda interna (IEA, 2017).

Figura 6.1. Bélgica - Geração de Eletricidade: 2016 (TWh)

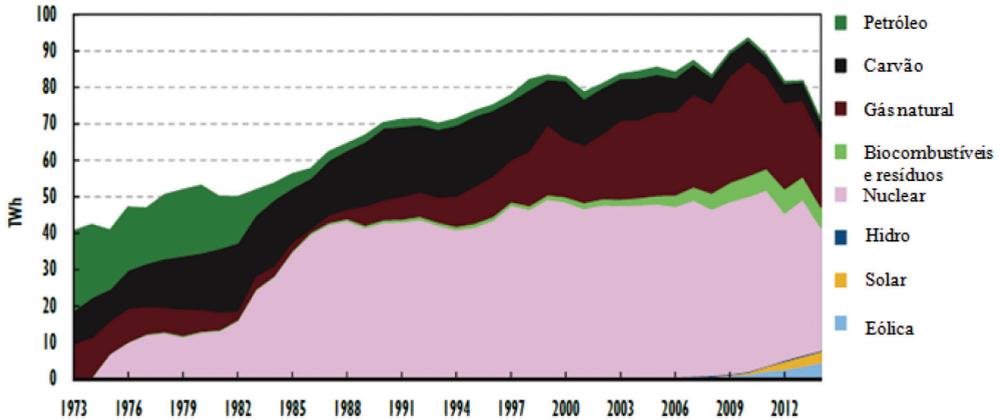


Fonte: IEA (2017)

Na Figura 6.2, é possível observar a evolução da matriz elétrica da Bélgica no período de 1973 a 2014. Como tendências marcantes, destacam-se a redução da participação da geração à óleo e à carvão, a expansão da geração à gás natural, a contração gradual, e ainda discreta, da geração nuclear nos últimos anos, o aumento da geração baseada em biocombustíveis e resíduos, aplicadas em plantas de geração combinada de eletricidade e calor, e, por fim, a elevação substancial da participação das fontes solar e eólica nos últimos 10 anos, refletindo o sucesso das políticas de incentivo e subsídios adotados no país. A contrapartida desse sucesso, no entanto, consiste no elevado custo das políticas, que atingiu a marca de 1,7 bilhões de euros em 2013, o que equivale a 157 euros por MWh de energia renovável gerada, levando o país a constar entre os quatro países europeus com maior custo do MWh gerado a partir de fontes renováveis (IEA-PVPS, 2016).

132 A Bélgica importou 23,7 TWh de eletricidade, dos quais 56,6% foram provenientes da Holanda, e exportou um total de 2,7 TWh, dos quais 52,8% foram destinados a França (IEA, 2017).

Figura 6.2. Bélgica - Geração de eletricidade por fonte: 1973-2014.



Fonte: IEA (2016)

Embora o mercado de geração de eletricidade do país tenha sido liberalizado através do *Electricity Act* de 1999 e novos *players* tenham entrado no segmento, reduzindo o *market share* das incumbentes, ainda há forte concentração. A Electrabel (GDF Suez), empresa que controla a capacidade de geração nuclear do país, e detinha 90,1% dos ativos de geração em 2008, atualmente responde por 66% da capacidade instalada da Bélgica. A Electrabel é seguida pela EDF Luminus, que possui 12% da capacidade de geração. Já a E.ON aparece em terceiro lugar, com uma participação de apenas 7%¹³³ (IEA, 2016).

A comercialização de eletricidade se dá no âmbito do mercado de curto prazo de eletricidade da Bélgica (Belpex). O Belpex, criado em 2006, consiste em um mercado em que fluxos físicos de eletricidade são transacionados através de dois segmentos distintos: o mercado do dia seguinte (*day-ahead market*) e o mercado intradiário (*intraday market*). Desde 2007 o Belpex é atrelado aos mercados de eletricidade da França e da Holanda (Pownext e APX, respectivamente), de modo que, exceto em situações em que a capacidade de interconexão entre os países é insuficiente, o preço da eletricidade nos três mercados tende a convergir (DELOITTE, 2013).

¹³³ As empresas com menor participação no segmento são a T-Power e a Enel, que aparecem em quarta e quinta colocações, respectivamente. Ambas são proprietárias de plantas de geração à gás de ciclo combinado, cada uma com capacidade aproximada de 400 MW (IEA, 2016).

No que tange à transmissão, a Elia, proprietária e operadora da rede de transmissão belga, foi certificada pelo CREG, em dezembro de 2012, como uma empresa plenamente desagregada (em termos de propriedade), de acordo com os requisitos estabelecidos pela União Europeia. Em 2015, o sistema de transmissão da Bélgica contava com uma extensão total de 3.655 km, dos quais 891 km correspondiam a linhas operando ao nível de tensão de 380 kV, 302 km ao nível de 220 kV e 2.462 km à 150 kV (IEA, 2016).

Já no que diz respeito ao segmento de distribuição, cabe uma análise a nível regional. A região de Flanders conta com 12 operadores da rede de distribuição (DSOs), que são de propriedade de autoridades públicas locais e realizam, conjuntamente, investimentos anuais que totalizam aproximadamente 500 milhões de euros. Na região de Valónia atuam 13 DSOs, que realizam investimentos anuais em expansão, renovação e substituição de equipamentos na rede de distribuição que giram em torno de 200 milhões de euros. Na região de Bruxelas, por fim, a Sibelga atua como único operador da rede de distribuição, investindo cerca de 70 milhões de euros anualmente (IEA, 2016).

No âmbito do mercado varejista, apesar do mesmo ser totalmente liberalizado, ainda são verificados níveis elevados de concentração. Em 2014, o *market share* acumulado pelos quatro principais comercializadores de eletricidade da Bélgica foi de 73,9%¹³⁴. Os principais comercializadores de eletricidade belga foram a Electrabel Customer Solutions, que atendeu 29,6% dos consumidores finais (contra 45% em 2011), Electrabel (21,6%), EDF Luminus (16%), ENI Gas & Power (6,7%), Lampiris (4,8%) e E.ON Belgium (4%). Na Tabela 6.2, é possível observar a evolução do número de comercializadores de eletricidade atuantes em cada região. De modo geral, destaca-se a tendência de aumento do número de comercializadores nas três regiões.

134 De todo modo, ao se comparar com a concentração de mercado de 89% verificada em 2011, verifica-se uma tendência de aumento da competição.

Tabela 6.2. Número de comercializadores de eletricidade ativos, por região, entre 2011 e 2014.

	2011	2012	2013	2014
Flanders	21	25	32	44
Valónia	23	21	24	28
Bruxelas	16	12	17	19

Fonte: IEA (2016)

Outro dado relevante no sentido de avaliar o desempenho da Bélgica em termos de promoção da competição no mercado varejista de eletricidade, é a evolução do índice Herfindal – Hirschman¹³⁵ (HHI) em cada uma das regiões, apresentada na Tabela 6.3. Embora o HHI referente às regiões ainda seja elevado, indicando elevado nível de concentração, a tendência de redução do índice é notória.

Tabela 6.3. HHI: Concentração no mercado varejista de eletricidade, 2011 – 2014.

	2011	2012	2013	2014
Flanders	4.227	3.094	2.640	2.597
Valónia	3.886	3.587	3.334	3.209
Bruxelas	7.477	6.605	5.902	5.442

Fonte: IEA (2016)

A análise da taxa de migração dos consumidores entre comercializadores de eletricidade também oferece um importante *input* à discussão. A Tabela 6.4 apresenta a evolução desse indicador entre 2011 e 2014. Nos últimos anos, a taxa de consumidores que mudaram de comercializador varejista na Bélgica foi uma das maiores do mundo, o que se deve à implementação de políticas de conscientização dos consumidores acerca da possibilidade de optar por comercializadores que ofereçam menores tarifas finais de eletricidade, assim como à eliminação das barreiras a troca de fornecedor (IEA, 2016).

135 O índice HHI é normalmente utilizado para medir a concentração de mercado. O índice pode variar entre 0 e 10.000. O valor máximo (10.000) corresponde a um mercado monopolista, enquanto o valor mínimo reflete um mercado perfeitamente competitivo.

Tabela 6.4. Taxas de consumidores mudando de comercializador de eletricidade, 2011 – 2014.

	2011, %	2012, %	2013, %	2014, %
Flanders	8,2	16,5	15,4	11,9
Valónia	8,6	11,6	13,6	12,7
Bruxelas	4,1	8,3	14,3	9,6

Fonte: IEA (2016)

No que diz respeito ao montante de eletricidade comercializado na Bélgica, em 2015 verificou-se um total de aproximadamente 81,7 TWh, com maior percentual destinado ao setor industrial (46%), estando o setor residencial em terceiro lugar em termos de participação no consumo total, com 23%¹³⁶. A Tabela 6.5 apresenta a evolução da eletricidade comercializada no país, considerando diferentes segmentos de clientes, no período entre 2008 e 2015.

Tabela 6.5: Evolução da Eletricidade Comercializada por Segmento de Clientes

Eletricidade comercializada (GWh)	Ano							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Indústria	39019	32676	38137	37261	37490	37787	37786	37936
Residencial	19982	20210	20276	19257	19848	19810	18917	18835
Serviços	20830	21476	22182	21653	21954	22262	21421	21755
Transportes	1723	1762	1736	1631	1581	1686	1569	1616
Outros	1132	1131	980	790	1840	1484	1460	1572
Total	82686	77255	83311	80592	82713	83029	81153	81714

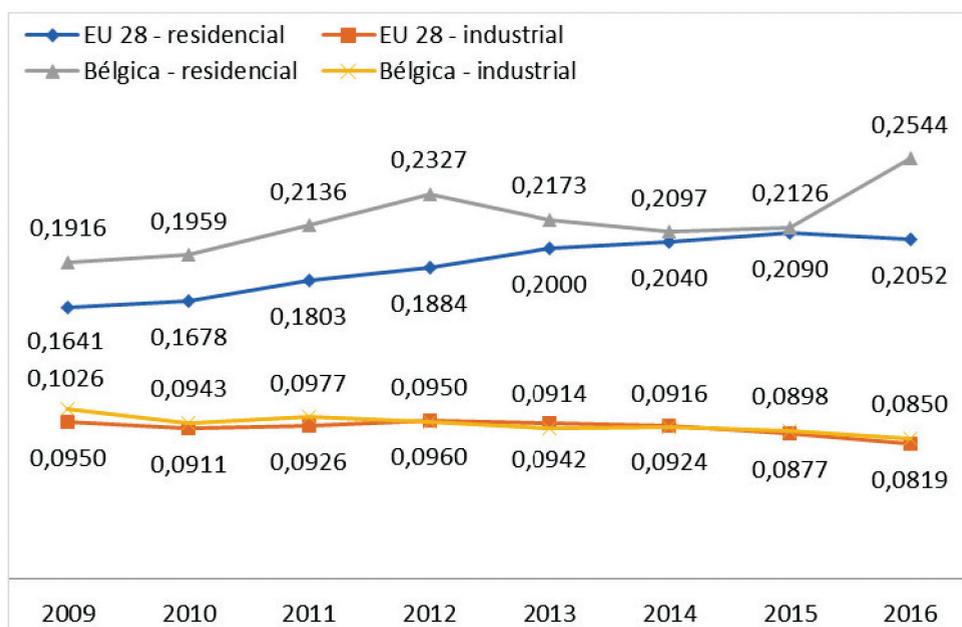
Fonte: EUROSTAT (2017)

Por fim, através da Tabela 6.6 compara-se a evolução das tarifas finais de eletricidade vigentes na Bélgica em relação à União Europeia, no horizonte temporal de 2009 a 2016. No que tange ao segmento residencial, é possível observar que a tarifa de eletricidade tem se mantido acima da média Europeia (EU-28). Entre 2013 e 2015 a tarifa residencial belga evoluiu no sentido de convergir com a média da Europa. No entanto, em 2016 houve uma reversão dessa tendência, em função do aumento substancial da tarifa praticada na

¹³⁶ O país conta com cerca de 4.299.000 consumidores residenciais, além de 827.000 consumidores de energia elétrica de outros segmentos (IEA, 2016).

Bélgica. Em 2009, o setor residencial da Bélgica contou com uma tarifa média de € 0,1916/kWh, face a € 0,1641/kWh na EU-28. Em 2016 estes preços passaram para € 0,2544/kWh e € 0,2052/kWh, respectivamente. Já no segmento industrial, verifica-se uma tendência de discreta, porém sustentada, redução das tarifas praticadas na Bélgica. Adicionalmente, é possível observar o maior acoplamento entre as tarifas aplicadas aos consumidores industriais belgas e a média da União Europeia. A tarifa industrial belga foi de € 0,1026/kWh em 2009, face a € 0,095/kWh na EU-28, passando para € 0,085/kWh e € 0,0819/kWh, respectivamente, em 2016.

Tabela 6.6. Tarifa Final de Eletricidade por Segmento de Consumo na Bélgica e EU-28, 2009 - 2015 (€/kWh)



Fonte: EUROSTAT (2017)

6.2 Regulação da Distribuição e Estrutura tarifária

Conforme examinado anteriormente, em julho de 2014, a regulação das tarifas de distribuição foi transferida para os reguladores regionais. Assim, após um curto período de transição, desde janeiro de 2015 as tarifas de acesso e uso da rede de distribuição são aprovadas e monitoradas pelos reguladores regionais.

Neste sentido, o modelo de regulação e a estrutura das tarifas de distribuição aplicados em cada uma das regiões apresentam desenhos e características distintas.

Dada a falta de tempo e preparação, os reguladores das regiões de Flanders e Valónia optaram por implementar uma tarifa de transição para o período de 2015-2016. O mecanismo de regulação da distribuição adotado em Flanders consiste em um regime do tipo *cost-plus*. Na medida em que o modelo não contém um fator-X de ajuste ou qualquer outro mecanismo similar de incentivo à eficiência, não há nenhum incentivo forte a reduções de custos por parte das distribuidoras (AGRELL E TEUSCH, 2015). Na região de Valónia é aplicado um modelo regulatório similar, que também representa uma forma de regulação do tipo *cost-plus*, e não prevê a aplicação de um fato X de incentivo à eficiência (AGRELL E TEUSCH, 2015). Em fevereiro de 2016 a CWaPE, decidiu pela extensão do período de transição por mais um ano, de modo que em 2017 foi utilizado o mesmo modelo regulatório descrito (CWaPE, 2017).

A região de Bruxelas, em contrapartida, concluiu, em dezembro de 2014, o processo de definição da nova metodologia de regulação da distribuição a ser aplicada no período de 2015 a 2019. A nova regulação é baseada em um modelo *cost-plus* tradicional, tal como nas demais regiões da Bélgica (Agrell e Teusch, 2015).

No que tange às tarifas de distribuição, de modo geral, são estabelecidas para um período multianual, permanecendo inalteradas durante todo o período regulatório, embora possam ser alvo de revisões em determinadas, e limitadas, circunstâncias. Com base em tal metodologia, cada operador da rede de distribuição (DSO) estabelece uma proposta tarifária, que é aprovada pelo respectivo regulador. A seguir os componentes de custo e a estrutura tarifária vigente na região de Flanders serão analisados.

A tarifa de distribuição adotada na região é definida pelo regulador regional (VREG), responsável por desenvolver a metodologia de cálculo das tarifas, que conta com a seguinte estrutura (Van Diesel et al., 2015):

- a. Componente referente ao consumo de eletricidade ou injeção (€/kWh);
- b. Componente de potência (€/kW);

- c. Componente fixo (€/kW).
- d. Componente referente à capacidade fotovoltaica instalada (€/kW);

O valor das tarifas de distribuição, assim como o peso de cada componente na tarifa, pode variar de acordo com o tipo de consumidor. No entanto, de modo geral, as tarifas de distribuição são fortemente marcadas pelo componente volumétrico, posto que majoritária parte dos custos é recuperada através da parcela que reflete o consumo de eletricidade ou o consumo líquido de energia (no caso dos consumidores atendidos pelo *net-metering*) (Van Diesel et al., 2015).

Isto posto, cabe destacar que a tarifa de distribuição é formada por cinco vetores de custos, que refletem categorias de custos incorridos pelos DSOs, a saber (Van Diesel et al., 2015):

- a. Custos relacionados ao uso da rede: parcela voltada a cobrir os custos associados à capacidade contratada, aos serviços do sistema e à atividade de medição;
- b. Custos relacionados à obrigação de prestação de serviços públicos: componente que cobre custos decorrentes de imposições por parte do governo, a exemplo da provisão de iluminação pública, compra de certificados verdes, e fornecimento de eletricidade a consumidores de baixa renda;
- c. Custos relacionados a serviços de suporte: cobre diversos fatores, com destaque para os custos relacionados às perdas de energia;
- d. Sobretaxas: cobre as demais taxas a nível local, regional e federal;
- e. Taxa suplementar aplicada a prosumidores: componente introduzido recentemente e aplicável exclusivamente aos consumidores fotovoltaicos beneficiários do sistema de *net-metering*.

6.3 Políticas de incentivo adotadas

A política de promoção às fontes renováveis de energia adotada na Bélgica é fortemente relacionada às metas estabelecidas pela União Europeia para o horizonte de 2020. Adicionalmente, há os compromissos de redução das emissões de gases de efeito estufa firmados pelo país, que é signatário da United Nations

Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). As metas da Bélgica em relação à energia renovável foram inicialmente definidas através do *National Renewable Energy Action Plan 2011-2020 (NREAP)*, publicado em 2010. Através do plano estabeleceu-se o objetivo reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 15% até 2020, com relação às emissões medidas em 2005 (HAWKES, 2014). No que diz respeito ao setor elétrico, especificamente, estabeleceu-se a meta de 13% de participação de fontes renováveis no consumo final bruto¹³⁷, também a ser atingida até 2020 (HAWKES, 2014).

A Bélgica tem feito sólido progresso em relação ao objetivo estabelecido para 2020, na medida em que tem inclusive extrapolado as metas interinas de participação da energia renovável no consumo final, como apresentado na Tabela 6.7. O sucesso do país pode ser atribuído a três fatores centrais (IEA, 2016):

- i. Aumento do uso dos biocombustíveis na geração de calor e de eletricidade, e também no setor de transportes;
- ii. Crescente capacidade de geração eólica e solar;
- iii. Redução do consumo final de energia, verificado a partir de 2010.

Tabela 6.7: Bélgica - Metas de participação da energia renovável no consumo final e trajetória verificada: 2005 - 2020

	2005	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Trajectoria estimada, %	2,2	4,4	5,2	5,8	6,8	7,5	8,6	9,5	10,7	11,9	13
Histórico, %	2,3	6,2	7,2	7,6	8,0						

Fonte: IEA (2016)

Mediante a necessidade de tornar o setor elétrico mais sustentável e de garantir a segurança do suprimento, a Bélgica implementou uma política de promoção às fontes renováveis baseada na definição de cotas de participação da eletricidade gerada a partir de fontes renováveis no volume total de eletricidade fornecido aos consumidores finais. Tais cotas incidem sobre os fornecedores de

¹³⁷ De acordo com a definição apresentada pela União Europeia, o consumo final bruto de eletricidade inclui perdas relacionadas à transmissão e distribuição de energia (IEA, 2016).

eletricidade, e devem ser cumpridas através da aquisição de certificados verdes (MOOLDIJK, 2017a).

Além do mecanismo de cotas, atrelado ao sistema de certificados verdes transacionáveis, a Bélgica conta com um esquema de *net-metering*, com compensação realizada em uma base anual, aplicável aos sistemas de pequeno porte, cujas regras de aplicação podem variar de uma região para a outra (IEA, 2016). A seguir, as políticas de incentivo implementadas a nível regional serão apresentadas.

6.3.1 Região de Flanders

A região conta com duas políticas centrais de incentivo à geração renovável: um esquema de *net-metering* e um sistema de certificados verdes transacionáveis.

O esquema de *net-metering* adotado na região é aplicável a sistemas com capacidade instalada menor ou igual a 10 kW, sendo elegíveis as seguintes tecnologias: energia eólica, solar, geotérmica, biogás, hidrelétrica e biomassa. De acordo com as regras do esquema, a energia excedente produzida nos sistemas e injetada na rede é automaticamente deduzida do consumo de eletricidade, gerando descontos na conta de energia. No entanto, se o montante injetado na rede for maior que o volume consumido da rede durante um período de faturamento, então o consumidor não é financeiramente reembolsado pelo “excedente” (Mooldijk, 2017a). Já sistemas com capacidade instalada superior a 10 kW não têm acesso ao *net-metering*, dispondo apenas da possibilidade de auto-consumo, e também de um esquema de certificados verdes.

O esquema de certificados verdes implementado na região é aplicável somente a sistemas com capacidade instalada superior a 10 kW¹³⁸, tendo sido estruturado no sentido de garantir aos prosumidores uma taxa interna de retorno 5%, após 15 anos.

No sistema de certificados verdes transacionáveis, a relação entre a quantidade de energia gerada em um sistema de geração renovável e o número de certificados verdes a ser recebido é definida em função de dois fatores: a produção de

138 Até 2015 o esquema também era aplicável a sistemas com capacidade instalada de até 10 kW. No entanto, dado o entendimento de que os sistemas fotovoltaicos são competitivos mesmo se incentivados apenas através do esquema de *net-metering*, então os sistemas de tal faixa deixaram de ser elegíveis (IEA – PVPS, 2016).

eletricidade e um fator de bandas (*banding factor*), definido pela Flemish Energy Agency, variando de acordo com o tipo de tecnologia. O sistema de bandas considera os custos específicos de cada tecnologia e o fator de eficiência para o cálculo da amortização. Assim, a quantidade de eletricidade a ser produzida no sentido de garantir um certificado é definida multiplicando 1 MWh pelo fator de banda referente à tecnologia em questão, de modo que não necessariamente um certificado verde corresponde a 1 MWh gerado. No que diz respeito à geração fotovoltaica, o fator de banda é atualizado duas vezes ano pelo regulador regional, vide a necessidade de considerar as reduções de custos e consequentes ganhos de competitividade da tecnologia (IEA – PVPS, 2016). A Tabela 6.8 abaixo apresenta os valores definidos em 01 de janeiro de 2016 para os sistemas fotovoltaicos.

Tabela 6.8. Produção fotovoltaica em kWh equivalente a 1 certificado verde, de acordo com fator de banda definido em 01.01.2016.

Capacidade do sistema FV	Fator de banda	Montante de kWh por 1 GSC
≤ 10 kW	Não elegível	Não elegível
> 10 kW e ≤ 250 kW	0,382	2,618 kWh
> 250 kW e ≤ 750 kW	0,384	2,604 kWh

Fonte: Mooldijk (2017)

É importante destacar que o sistema de certificados verdes está aliado ao sistema de cotas de participação das fontes renováveis no volume de eletricidade entregue aos consumidores finais. A cota é calculada anualmente, consistindo em um percentual da eletricidade entregue aos consumidores finais no ano anterior, e seu cumprimento é comprovado através da apresentação de certificados verdes. Caso não seja cumprida, uma multa, cujo valor gira em torno de 45 euros por certificado faltante, é aplicada ao fornecedor de eletricidade (HAWKES, 2014).

6.3.2 Região de Valónia

Em março de 2014, foi implementado na região o mecanismo de incentivo denominado Qualiwatt, um subsídio de capital direto, aplicável a sistemas fotovoltaicos residenciais com capacidade instalada de até 10 kW, cujo pagamento

é distribuído ao longo dos cinco primeiros anos de operação do sistema (IEA – PVPS, 2015). A implementação do Quali watt seguiu a decisão de interrupção, em abril de 2013, do programa de certificados verdes para os sistemas com capacidade de até 10 kW (IEA-PVPS, 2015; NAJDAMI, 2016). O mecanismo prevê, assim, que durante os cinco primeiros anos após sua instalação o sistema receba uma remuneração anual calculada com base em sua capacidade instalada. Entretanto, o nível da remuneração é limitado a 3 kWp¹³⁹. O valor da remuneração é revisado semestralmente pela CWaPE (regulador regional), no sentido de garantir ao investimento um *pay-back* de oito anos, associado a uma taxa de retorno de 5% ao longo da vida útil do sistema (considerada como pelo menos 20 anos) (IEA, 2016). No segundo semestre de 2017 o valor do subsídio variou entre € 143,22 e € 181,14 por kWp (MOOLDIJK, 2017b). O custo de manutenção da política é repassado aos consumidores, através da conta de energia.

A região conta ainda com um esquema de *net-metering* (cumulativo ao programa Quali watt), disponível para sistemas com capacidade instalada de até 10 kW e, assim como em Flanders, todas as tecnologias de geração renovável são elegíveis ao programa (CAMPOCCIA ET AL., 2009). O prosumidor conta com o período entre duas leituras do medidor para realizar a compensação de energia. A validade do programa de *net-metering*, por sua vez, se estende por toda a vida útil do sistema de geração (MOOLDIJK, 2017B).

6.3.3 Região de Bruxelas

Na região de Bruxelas o principal mecanismo de incentivo à geração renovável fotovoltaica residencial consiste em um sistema de certificados verdes transacionáveis. O esquema passou por um processo de revisão em 2011, no sentido de tornar-se mais dinâmico frente às mudanças do mercado (IEA – PVPS, 2015). Assim, uma revisão realizada anualmente age no sentido de garantir aos agentes que investem em painéis fotovoltaicos um *payback* de sete anos. No âmbito do esquema de certificados verdes, é garantido aos sistemas fotovoltaicos, por um período de 10 anos, um número de certificados que varia

139 Sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada superior a 3 kWp recebem apenas o montante de subsídios equivalente a um sistema de 3 kWp (MOOLDIJK, 2017b).

de acordo com a capacidade instalada e tipo de integração do sistema, de modo que os seguintes critérios são definidos pelo regulador (MOOLDIJK, 2017c):

- 1,65 certificados por MWh produzido se a capacidade instalada do sistema for menor ou igual a 5 kWp;
- 1,32 certificados por MWh, para sistemas com capacidade instalada superior a 5 kWp;
- 1,32 certificados por MWh para sistemas do tipo *building-integrated*.

O preço médio de mercado dos certificados verdes na região gira em torno de 81,7 € por certificado (SIA, 2016).

Adicionalmente, os prosumidores que possuem sistema de geração renovável com capacidade instalada máxima de 5 kW são elegíveis ao esquema de *net-metering* vigente na região (MOOLDIJK, 2017d). Para que o agente possa ser atendido pelo programa devem necessariamente dois medidores: um medidor bidirecional, instalado pela Sibelga, e um “medidor verde”, certificado pelo regulador, que mede a eletricidade produzida. De acordo com a Sibelga, os custos de instalação dos medidores são arcados pelo próprio prosumidor (MOOLDIJK, 2017b). A compensação pode ser realizada no período entre dois eventos de leitura do medidor, e possui a restrição de ser permitida até o ponto em que a eletricidade injetada na rede se iguala a eletricidade consumida da rede. Finalmente, cabe ressaltar que a participação do sistema fotovoltaico no programa de *net-metering* não exclui a possibilidade de recebimento dos certificados verdes.

6.4 Resultados das Políticas de Incentivo

Na Bélgica, majoritária parte dos painéis fotovoltaicos é composta por sistemas distribuídos. Ao final de 2015, o país contava com uma capacidade fotovoltaica instalada de 3.250 MWp, dos quais aproximadamente 80% consistem em sistemas de geração distribuída conectados à rede (classificados com sistemas com capacidade menor que 250 kVA), o que representa um aumento de 97 MWp (cerca de 3%) em relação à capacidade verificada em 2014, como pode ser verificado na Tabela 6.9, que mostra a evolução da capacidade fotovoltaica instalada, por segmento, a partir de 2007.

Tabela 6.9. Evolução da capacidade fotovoltaica instalada acumulada em dois segmentos (MW).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Geração distribuída conectada à rede (<250 kVA)	18,9	86,6	440,9	719,9	1517,3	2200,6	2410,9	2499,6	2593,7
Geração centralizada conectada à rede (>250 kVA)	4,7	21,9	207	345,7	588,1	598,9	647,4	653,1	656,2
Total	23,6	108,5	647,9	1065,6	2105,4	2799,5	3058,3	3152,6	3249,9

Fonte: Adaptado de IEA PVPS (2016).

Atualmente o segmento residencial representa cerca de 60% da capacidade instalada com 373.000 instalações. Já os segmentos comercial e industrial possuem participação em torno de 20% cada um. Como explicitado na Tabela 6.10, há um total de 1.976 MWp de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão, onde está incluída a totalidade dos sistemas residenciais.

Tabela 6.10. Outras informações sobre o mercado fotovoltaico – 2015

Dados de 2015	
Número de sistemas fotovoltaicos em operação no país (por segmento de mercado)	<p>≤10 kVA: 373.699 sistemas</p> <p>>10 kVA e ≤ 250 kVA: 6.207 sistemas</p> <p>> 250 kVA: 947 sistemas</p> <p>Total: 380.853</p>
Capacidade total conectada à rede de baixa tensão (em MW)	1.976 MWp: todos os sistemas residenciais (alguns sistemas de pequeno porte podem ser conectados às redes de baixa e média tensão, mas correspondem a uma parcela de menos de 1%)
Capacidade total conectada à rede de média tensão (em MW)	Pelo menos 656,2 MWp: todos os sistemas com capacidade superior a 250 kVA

Fonte: Adaptado de IEA – PVPS (2016).

6.5 Impactos sobre as distribuidoras e mudanças implementadas.

O impacto da difusão da geração fotovoltaica distribuída sobre o setor elétrico belga é um tema amplamente discutido no país. Estudos apontam que

a difusão da tecnologia implicará em perdas para as distribuidoras, caso mudanças na estrutura tarifária não sejam adotadas.

No sentido de mitigar os impactos da difusão da geração distribuída sobre a rede de distribuição, foi implementada em Flanders, em julho de 2015, uma taxa fixa anual (denominada *prosumententarief*) aplicável a todos os prosumidores detentores de sistemas autoprodução (incluindo sistemas de geração fotovoltaica, cogeração e turbinas eólicas) com capacidade inferior a 10 kW atendidos pelo esquema de *net-metering*. Essa tarifa tem por objetivo corrigir distorções causadas pelo fato de os prosumidores não arcarem, de modo geral, com os custos reais que impõe à rede, dado que apenas seu consumo líquido (excluído o montante de auto-consumo) é utilizado como base de cobrança, em detrimento do consumo bruto.

A *prosumententarief* varia de distribuidora a distribuidora, e seu valor é calculado com base na potência máxima do inversor instalado (VREG, 2017). A potência máxima do inversor é utilizada como base de cálculo da tarifa fixa na medida em que foi considerada o melhor indicador do impacto máximo que o sistema de geração distribuída pode ter na rede de distribuição. De acordo com dados apresentados pelo regulador regional, 80% dos sistemas fotovoltaicos instalados em Flanders com capacidade de até 10 kW, possuem inversores com potência máxima inferior ao pico de potência da instalação. Neste sentido, para 80% dos consumidores fotovoltaicos, é mais favorável que a potência do inversor seja utilizada como base de cálculo da tarifa fixa, em detrimento da potência do painel fotovoltaico. Assim, o valor anual a ser pago por um consumidor inscrito no programa de *net-metering* é calculado a partir da multiplicação da potência máxima do inversor pela *prosumententarief* cobrada pela distribuidora (que, em 2017, girava entre 90 e 130 EUR/ano).

No que tange a metodologia de cálculo tarifário aplicada aos consumidores fotovoltaicos inseridos no esquema de *net-metering*, a seguinte fórmula é utilizada:

$$\text{Conta anual } (B) = \alpha (i) * \text{Medição} + \gamma (i) * \text{Capacidade de pico} + \delta(i) \quad \forall i \in I$$

Onde:

α : tarifa volumétrica referente ao consumo de eletricidade (€/kWh);

Medição: consumo líquido medido através de um medidor inteligente único (capaz de captar ambos os fluxos de energia);

γ : tarifa referente à capacidade fotovoltaica instalada (€/kW)

δ : taxa fixa (€/kW).

Apesar de obrigatoriedade de pagamento da taxa fixa por parte dos consumidores inscritos no programa de *net-metering*, há a possibilidade de evitar o pagamento. Para tanto, o agente deve solicitar a instalação de um novo medidor, que contabilize separadamente a energia consumida da rede e a eletricidade injetada na rede. Neste caso, no entanto, o consumidor obrigatoriamente deixa de ter acesso ao *net-metering*, dispondo apenas do direito ao auto-consumo e da possibilidade de venda de excedentes a um comercializador de energia (IEA, 2015).

É importante ressaltar, ainda, que não apenas os prosumidores que instalaram sistemas fotovoltaicos após a implementação da medida, em 2015, estão sujeitos ao pagamento da tarifa fixa, mas também os consumidores que já possuíam painéis fotovoltaicos (IEA, 2015).

Nas demais regiões da Bélgica a adoção de tarifas fixas voltadas a contribuir com os custos da rede de distribuição ainda está sendo discutida.

Em Valónia o regulador (CWAPE) planeja a introdução de um sistema de tarifas fixas aplicadas aos prosumidores até 2018. De todo modo, destaca-se que as regras de aplicação e os valores definitivos ainda não foram definidos, posto que o regulador ainda encontra grande resistência à adoção da medida por parte de diversos grupos de interesse, dado seu impacto negativo sobre a atratividade do investimento em sistemas fotovoltaicos e, conseqüentemente, sobre o ritmo de difusão da tecnologia. Embora ainda se encontre em meio a uma batalha jurídica, o regulador já indicou que visa implementar uma tarifa anual no valor de € 200, a ser paga pelos consumidores residenciais detentores de sistemas fotovoltaicos (SIA, 2016).

Já em Bruxelas, a agência reguladora (BRUGEL) prevê que o sistema de *net-metering* seja encerrado a partir de 1 de janeiro de 2018. Atualmente a energia produzida pelos prosumidores é valorada de acordo com a tarifa de eletricidade praticada no mercado varejista, sendo a proposta discutida pelo regulador a de implementar uma nova regra de valoração, segundo a qual a produção

de um sistema fotovoltaico residencial seria valorada ao preço da commodity. Em contrapartida, no sentido de compensar os prosumidores, também seria implementada uma alteração no sistema de certificados verdes, de modo que três certificados passariam a ser emitidos por MWh produzido, e não mais 2,4, como atualmente (SIA, 2016).

6.6 Referências

Agrell, P. J., & Teusch, J. (2015). Making the Belgian distribution system fit for the energy transition. *Reflète et perspectives de la vie économique*, 54(1), 157-174.

Campoccia, A.; Dusonchet, L.; Telaretti, E.; Zizzo, G. (2009). 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.

DELOITTE (2013). European Energy Market Reform. *Country Profile: Belgium*. Retrieved from: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-belgium.pdf>.

European Commission (2014). Country Reports: Belgium. Retrieved from: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_countryreports_belgium.pdf.

EUROSTAT (2017a) – Electricity consumption per sector - Belgium.

EUROSTAT (2017b). Electricity prices by type of user - Belgium. Retrieved from: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=ten00117>.

Federal Public Service for Economy, SMESs, Self-employed and Energy (2017). Power Line Licenses. Retrieved from: http://economie.fgov.be/en/consumers/Energy/Electricity/Power_line_licences/#.WjCSjVWnHIU.

Hawkes (2014). A comparative Review of Microgeneration Policy Instruments in OECD Countries. Energy in Buildings and Communities Programme. A

Report of Annex 54 “Integration of Micro-Generation and Related Energy Technologies in Buildings”.

International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme (IEA – PVPS) (2015). *National Survey Report of PV Power Applications in Belgium – 2015*.

International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme (IEA – PVPS) (2016). *National Survey Report of PV Power Applications in Belgium – 2016*.

International Energy Agency (1997). *Belgium 1997 review*. Paris, OECD/IEA, 131 p.

International Energy Agency (2001). *Belgium 2001 review*. Paris, OECD/IEA, 131 p.

International Energy Agency (2016). *Energy Policies of IEA Countries - 2016 review*. Paris, OECD/IEA, 178 p.

International Energy Agency (2017). Belgium – Energy System Overview. Retrieved from: <https://www.iea.org/media/countries/Belgium.pdf>.

Mooldijk, S. (2017a). Promotion in Belgium. Retrieved from: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/belgium/tools-list/c/belgium/s/res-e/t/promotion/sum/108/lpid/107/>.

Mooldijk, S. (2017b). Wallonia: Subsidy (Qualiwatt). Retrieved from: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/belgium/single/s/res-e/t/promotion/aid/wallonia-subsidy-qualiwatt/lastp/107/>.

Mooldijk, S. (2017c). Brussels: Quota system (Certificats verts). Retrieved from: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/belgium/single/s/res-e/t/promotion/aid/brussels-quota-system-certificats-verts/lastp/107/>.

Mooldijk, S. (2017d). Brussels: Net-Metering (mécanisme de compensation). Retrieved from: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/belgium/single/s/>

res-e/t/promotion/aid/brussels-net-metering-mecanisme-de-compensation/las-tp/107/.

REEGLE, 2013. Belgium (2013). Retrieved from: <http://www.reegle.info/policy-and-regulatory-overviews/BE>.

Sia Partners (2016). Photovoltaics: Investment attractiveness for Belgian households. Disponible em: <http://energy.sia-partners.com/photovoltaics-investment-attractiveness-belgian-households>.

Tönurist, P., den Besten, D., Vandeven, P., Yu, X., & Paplaityte, D. (2015). Market Liberalization and Innovation in the Energy Sector: The Case of Belgium and the Netherlands. *Administrative Culture*, 16(2), 83-116.

Van Dievel, P. (2015). The impact of distribution grid tariff design on the value of residential PV generation in Belgium. Retrieved from: [https://lirias.kuleuven.be/bitstream/123456789/500281/1/The+impact+of+distribution+grid+tariff+design+on+the+value+of+residential+PV+generation+in+Belgium+\(YEE+ES+2015\).pdf](https://lirias.kuleuven.be/bitstream/123456789/500281/1/The+impact+of+distribution+grid+tariff+design+on+the+value+of+residential+PV+generation+in+Belgium+(YEE+ES+2015).pdf)

Verbruggen, A. and Vanderstappen, E. (2001). Electricity sector restructuring in Belgium. In: Glachant, J.M., Finon, D., eds., 2003. *Competition in European Electricity Markets. A Cross-country Comparison*. Edward Elgar, UK, pp. 285-310.

Verhoest, K., & Sys, J. (2006). Liberalisation, privatisation and regulation in the Belgian postal services sector. *PIQUE-Project-Paper, Leuven, November*. IEA, 1997.

7

O Caso do Reino Unido

Lorrane Câmara
Max Ramalho
Rubens Rosental

7.1 Estrutura do Setor Elétrico

O Reino Unido foi pioneiro no processo de liberalização do setor elétrico. A desverticalização da indústria teve como base o *Electricity Act* de 1989. Não bastasse a introdução de um mercado competitivo de energia e o estabelecimento do acesso regulado à rede, tal ato legislativo também criou condições para a participação da iniciativa privada no setor¹⁴⁰.

O *Electricity Act* vem sendo constantemente revisto com vistas a incorporar a própria transformação do setor e dotar o mesmo de maior sustentabilidade e eficiência. Ressalta-se que o mercado atacadista *pool* que foi criado na década de 1990 com a fusão dos mercados ingleses e do país de Gales, foi substituído pelo NETA (*New Electricity Trading Arrangements*). Ao mesmo tempo, em 1999 foi promulgada a diretriz que liberalizou o mercado varejista de energia e, desde então, todos os consumidores estão aptos a escolherem seu fornecedor de energia elétrica. Como parte das reformas de 1999, foram fundidas as entidades do *Office of Electricity Regulation* (OFFER) e *Office of Gas Supply* (OFGAS) para formar o *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM). Desta forma, a OFGEM se tornou a principal reguladora do mercado de energia, facilitando a administração da competição nos mercados de gás e eletricidade. A Tabela 7.1 oferece uma visão geral do processo de liberalização na década de 1990 e as reformas no início dos anos 2000.

Com a liberalização no Reino Unido avançada, as discussões no setor elétrico durante a década de 2000 abordaram mais as questões de impactos ambientais e a difusão e integração de fontes renováveis. Como resultado, essa

140 Como ilustração, destaca-se a privatização das *Regional Electricity Companies*.

crescente demanda por melhorias ambientais, junto com a incorporação de novas tecnologias de geração associadas a fontes renováveis de energia, passou a exigir mudanças de caráter estrutural adicionais. Dado que a difusão de fontes renováveis em muitos casos ocorre através da conexão direta na rede de distribuição, é perceptível que este processo resultou em impactos sobre o setor de distribuição que precisam ser tratados pela esfera regulatória.

Tabela 7.1: Evolução da Liberalização do Setor Elétrico do Reino Unido

Evento	Data	Comentários
Venda da RECs	1990	British ESI reestruturado, CEGB separado, <i>pool</i> de eletricidade criado, RECs vendidos ao público
Venda de Geração	1991	60% National Power (NP e PowerGen) vendido ao público
Second-Tier Market	1994	Contestabilidade do mercado de 100kW
Fim do Golden Share	1995	Os restantes 40% do NP e do PowerGen vendido.
Primeiro price control	1996	RECs são sujeitos a novo controle de preço e são reabertos depois da onda de aquisições
British Energy	1998-9	A empresa de energia nuclear é privatizada
Third-Tier Market	1999	Todos os 22 milhões de consumidores são contestáveis a partir de maio de 1998
Diretiva da UE de Eletricidade	2000	A diretiva de eletricidade da EU entra em vigor. As organizações Offer e Ofgas se juntam e criam a OFGEM
Utilities Act	2000	Introduz o requerimento das empresas de eletricidade de desagregar o fornecimento e distribuição

Fonte: Arup (2010) e Hamidi et al. (2013).

Em linhas gerais, o marco institucional do setor elétrico do Reino Unido é composto pelas seguintes entidades:

- i. *Secretary of State for Energy and Climate Change*: responsável por elaborar políticas para o setor de energia com a missão de garantir o fornecimento seguro, com baixos custos e sustentabilidade ambiental;
- ii. *Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)*: responsável por regular as companhias monopolísticas do setor de gás natural e de eletricidade. No escopo do setor elétrico, suas responsabilidades são essencialmente a garantia do preço justo para os serviços de eletricidade e a busca pelo aumento

da eficiência e da sustentabilidade do suprimento, utilizando-se para isso da aplicação de incentivos;

- iii. *The Committee of Climate Change* (CCC): sua função é prestar assessoria ao governo em decisões de metas de emissão de gases de efeito estufa. Além disso, deve informar o progresso da redução das emissões ao Parlamento;
- iv. *National Grid Electricity Transmission* (NGET): responsável por coordenar e assegurar a operação estável e segura de todo o sistema de transmissão. A NGET, junto com os proprietários das redes, também é responsável pelo planejamento conjunto da expansão do sistema;
- v. ELEXON: responsável por administrar as diferenças entre o montante contratado pelos agentes e os valores reais de produção e consumo. Usando essas informações, a ELEXON determina o preço do mercado de diferenças de eletricidade a ser aplicado¹⁴¹.

Uma importante reforma, que afetou o desenvolvimento do mercado atacadista no Reino Unido, foi a criação do *New Electricity Trading Arrangement* (NETA) em 2001 (que posteriormente em 2005 foi substituído pelo *British Electricity Trading and Transmission Arrangements* (BETTA) com a inclusão da Escócia). O NETA estabeleceu um único mercado de eletricidade atacadista entre a Inglaterra e o país de Gales. A criação de um mercado único possibilitou uma concorrência mais livre entre os diferentes mercados e conseqüentemente uma queda no preço da eletricidade de 40% comparado ao período antes do NETA (OFGEM, 2015). Além disso, a NETA introduziu o *Balancing and Settlement Code* (BSC) que define as regras de compensação dos desvios entre a demanda e oferta de eletricidade implementadas pela ELEXON.

No âmbito das características da matriz, verifica-se a predominância da geração termoeétrica, a qual responde por aproximadamente dois terços da capacidade instalada, sendo 38% a participação de térmicas a gás e de 24% a participação de térmicas a carvão, vide os dados da Tabela 7.2.

141 A ELEXON, também chamada de *Balancing and Settlement Code Company*, é meramente responsável por tratar da compensação dos desvios entre a demanda e oferta de eletricidade. Por outro lado, o processo de comercialização de eletricidade é organizado pela National Grid.

Tabela 7.2: Capacidade Instalada no Reino Unido em 2014

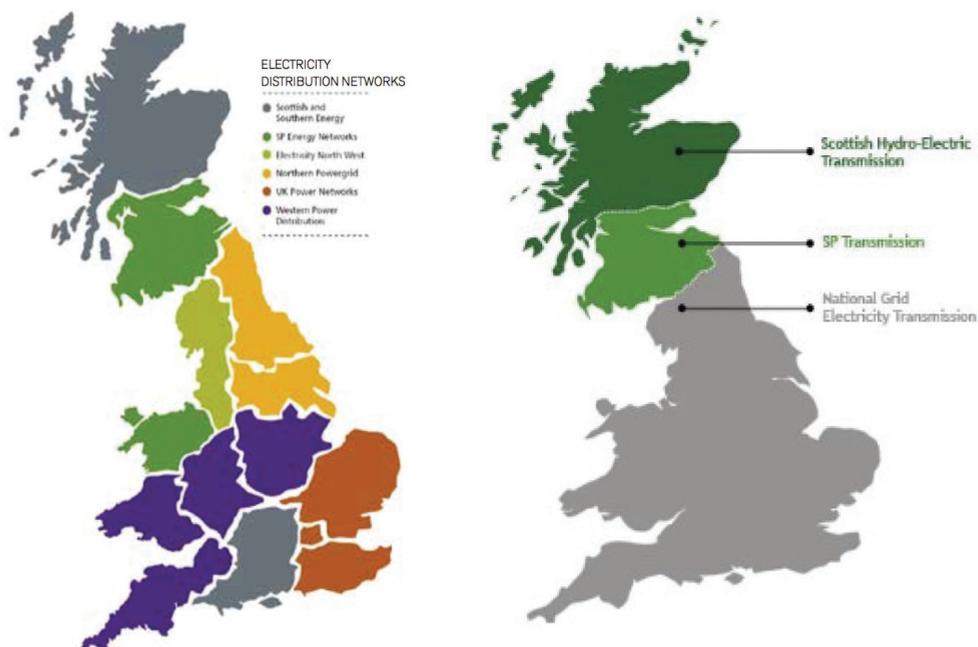
Tecnologia	Capacidade em MW	Participação no Total Geral (%)
Térmica	64238	68
<i>Carvão</i>	22973	24
<i>Gás Turbinado</i>	2039	2
<i>Ciclo Combinado</i>	33784	36
<i>Combustão Interna</i>	118	0
<i>Outros</i>	5324	6
Nuclear	9937	11
Hídrica	7211	8
Eólica	12987	14
Outros	3	0
Total	94376	100

Fonte: Eurostat database (2016).

O mercado atacadista britânico é bastante pulverizado, contando com considerável número de agentes, sendo esta uma demonstração de êxito na reforma implementada. Por sua vez, no escopo do mercado varejista de energia, ressalta-se que em 2016 havia 28 milhões de consumidores residenciais de energia aptos a escolherem seu fornecedor de eletricidade. Estes consumidores representam algo em torno de 36% do consumo total de eletricidade no Reino Unido. Contudo, as taxas de mudança de fornecedor no segmento residencial são relativamente baixas. Por exemplo, em 2015 apenas 12% dos consumidores trocaram de fornecedor, mesmo existindo mais de 40 entidades no mercado oferecendo energia elétrica e com diversas soluções customizadas (DUKES, 2016).

Em termos de rede, o segmento de transmissão é composto por apenas três empresas: a *Scottish Power Transmission Limited*, a *Scottish Hydro Electric Transmission PLC* e *National Grid Electricity Transmission* (NGET), sendo importante ressaltar que, em realidade, o *National Grid* responde pela operação de toda a rede. Já no escopo da distribuição, existem 14 operadoras da rede de distribuição (DNO) que são responsáveis por áreas específicas (OFGEM, 2013b). Isso é ilustrado na Figura 7.1.

Figura 7.1: Redes de Transmissão e de Distribuição no Reino Unido



Fonte: OFGEM (2013b) e OFGEM (2013c)

No âmbito das diretrizes regulatórias incidentes sobre o setor de distribuição, ressalta-se que por mais de 20 anos a OFGEM utilizou o método de *price cap* (mais especificamente o modelo RPI-X) para o processo de revisão tarifária das empresas de distribuição de energia elétrica. Esse modelo RPI-X baseia-se na fixação de um preço teto a partir do exame da base de ativos e dos custos operacionais da distribuidora. Ao longo do intervalo regulatório, anualmente este preço teto é corrigido com base em um índice de inflação, chamado RPI (*Retail Price Index*), menos um fator de eficiência (fator X) determinado pelo regulador (OFGEM, 2010a).

Contudo, em 2008 foi iniciado o processo de revisão do modelo regulatório através da iniciativa RPI-X@20 com o objetivo de implementar um novo modelo a partir de 2015. Essa nova regulação chamada RIIO - *Revenues set to deliver strong Incentives, Innovation and Outputs* - está na classe de modelos regulatórios *output based* e visa incitar a adoção de tecnologias mais eficientes e a realização de investimentos que modernizem a rede por um período de

oito anos¹⁴². Desta forma, o RIIO-ED1 utiliza o método do *revenue cap* para determinar as receitas autorizadas das distribuidoras para o período compreendido entre primeiro de abril de 2015 até 31 de março de 2023 (OFGEM, 2017).

Essa receita é composta por:

- i. Receita básica: a quantidade básica de recursos financeiros que uma empresa de distribuição pode auferir, a fim de recuperar os custos eficientes da realização de suas atividades;
- ii. Mecanismos de financiamento de elementos que não podem ser definidos antecipadamente (mecanismo de incerteza);
- iii. Recompensas de incentivo (ou penalidades) pela apresentação de resultados que superem (ou estejam aquém) do que deve ser entregue.

A principal motivação para a adoção de um novo modelo regulatório é criar condições para que inovações sejam implementadas e, desta forma, seja possível equacionar os desafios atuais do setor elétrico. Por isso, mesmo que a evidência empírica demonstre que o modelo RPI-X teve um bom desempenho no atendimento dos interesses dos consumidores através de uma queda de tarifas e melhoria da qualidade de serviço, o regulador reconheceu que este modelo não é adequado ao novo cenário previsto (JAMASB AND POLLITT, 2007; e OFGEM, 2010).

Em síntese, o objetivo do modelo RIIO é incitar os provedores dos serviços de rede do setor elétrico britânico a fornecerem um serviço que assegure o máximo de custo-benefício-qualidade no longo prazo para os usuários atuais e futuros. Para isso, o regulador estabelece os *outputs* que as empresas devem fornecer e as receitas que podem auferir dos consumidores por esses produtos. Esses produtos predefinidos podem ser organizados em seis categorias (GESEL, 2015):

142 A extensão do período regulatório foi feita com vistas a dar mais estabilidade e previsibilidade no planejamento de investimento, reduzindo as incertezas regulatórias. Isso facilita o processo de planejamento e execução de investimento das operadoras para facilitar o atingimento dos *outputs* de maneira eficiente.

- i. Confiabilidade e Disponibilidade: fornecer confiabilidade de longo prazo, minimizando o número de interrupções e assegurando adaptação às mudanças climáticas;
- ii. Segurança: prover uma rede segura que cumpra com as normas de segurança da Health and Safety Executive (HSE);
- iii. Meio-ambiente: incentivar as empresas a alcançarem objetivos ambientais mais gerais;
- iv. Satisfação do cliente: manter altos níveis de satisfação dos clientes e melhorar o serviço onde seja necessário;
- v. Conexões: conectar os usuários de maneira rápida e eficiente, incluindo a resposta às necessidades específicas dos consumidores;
- vi. Obrigações Sociais: adotar um enfoque estratégico, coordenando e se associando com outras redes, fornecedores e agências para o uso mais efetivo de dados.

Para cada uma destas categorias, a OFGEM define uma variedade de mecanismos de incentivo que influenciam o nível de receita das distribuidoras. Trata-se de incentivos financeiros em forma de prêmio ou penalidade. Para que isso seja possível, existe o cuidado de estabelecimento de métricas para os *outputs* quantificáveis. Por exemplo, emissão de CO₂ ou minutos perdidos do cliente (MÜLLER, 2012). Desta forma, é possível o uso de *benchmarks*, tanto a partir de dados históricos como projetados.

Dado o extenso período regulatório de oito anos, existem diversas possibilidades de revisões de receita durante o período regulatório¹⁴³. Essas revisões podem ser tanto uma reação que reflita mudanças de desempenho das distribuidoras, como também mecanismos para mitigar incertezas. A base em que esses ajustes são efetuados será estabelecida no início do período regulatório (OFGEM, 2010).

Portanto, as receitas permitidas das *utilities* de distribuição são atualizadas anualmente, de duas maneiras. Primeiro é aplicada uma fórmula que calcula a receita anual permitida - incluindo quaisquer recompensas de incentivo ou

143 As revisões podem ocorrer durante a revisão tarifária, durante o período regulatório ou depois que os gastos ocorrem (no fim do período regulatório).

penalidades (com o *lag* de dois anos), ajuste de inflação e mudanças decorrentes de certos mecanismos de incerteza. Em segundo lugar, há um processo de iteração anual onde a OFGEM determina uma receita básica modificada usando o modelo financeiro de controle de preços (*price control financial model* - PCFM).

As distribuidoras são obrigadas a terem receitas verificadas dentro do intervalo de 97% a 103% da receita permitida. A recuperação em excesso / falta é refletida em um termo “fator de correção” na fórmula da receita permitida, sendo eventuais desvios passíveis de incidência de juros.

Concomitantemente, a forma como é alocado o risco de mercado entre clientes e distribuidoras é uma questão importante. No limite, é notório que podem ser adotados mecanismos de preços capazes de proteger as concessionárias de distribuição de todo o risco da variação de volume de mercado. Em suma, as distribuidoras são blindadas por variações excessivas das receitas anuais através de uma variedade de mecanismos de ajustes da receita. Nesse sentido, a OFGEM aplica os seguintes mecanismos para tratar da problemática do risco de mercado (OFGEM, 2010):

- i. *Volume driver* calibrado durante a revisão do *price control*: o *price control* inclui um mecanismo que possibilita a distribuidora atrelar sua receita a uma medida de volume. Por exemplo, o *volume driver* pode ser definido na revisão do *price control* para que seja permitida um £X adicional para cada nova conexão à rede que é realizada durante o período de controle de preços acima de um número de linha de base de conexões. Por outro lado, a empresa terá £X a menos por conexão se o número de conexões estiver abaixo do nível de linha de base;
- ii. *Revenue trigger* calibrado durante a revisão do *price control*: o *price control* inclui um mecanismo, de modo que a receita que a empresa tem permissão para cobrar dos clientes esteja configurada para aumentar em um montante especificado se e quando determinados eventos de disparo ocorrerem durante o período de *price control*. Por exemplo, o *price control* para uma empresa de distribuição de energia elétrica pode incluir uma provisão para permitir à empresa um adicional de X£ de receita se o número de veículos elétricos em um ano seja muito diferente do nível previsto no plano (FOX-PENNER ET AL., 2013);

- iii. Reajuste da receita baseado na avaliação de custos atualizado se um *trigger event* ocorre: se ocorrer um *trigger event*¹⁴⁴ durante o intervalo regulatório, a OFGEM faz uma avaliação prospectiva atualizada dos requisitos de despesas futuros da empresa para uma produção ou atividade específica e ajusta a receita que a empresa tem permissão para cobrar para o restante do período de *price control* para refletir isso. Nesse caso, a OFGEM reavalia uma proposta da empresa, para decidir o montante de receita adicional a ser permitido para distribuidora auferir;
- iv. Registro das despesas efetivadas sujeitas a avaliação *ex post* da eficiência: o *price control* para uma empresa poderia incluir uma provisão que, caso a empresa se depare com maior demanda do que o esperado na revisão de controle de preços, a empresa será compensada por essa despesa adicional no final do período de *price control*, pelo menos na medida em que for determinado que as despesas suplementares foram eficientemente incorridas.

Outro elemento importante nesse processo de regulação é a questão de quando o reajuste da receita pode ser feito. Nesse sentido, a OFGEM identifica três opções para quando um reajuste dessa ordem pode acontecer:

- i. Durante a revisão do *price control*: a magnitude dos ajustes de receita pode ser definida antecipadamente (ou calibrada) na revisão do *price control*, caso em que o número exato (por exemplo, em £ por unidade) pode ser escrito na licença;
- ii. Durante o período regulatório: a magnitude do ajuste da receita pode ser fixada em uma base prospectiva pela OFGEM durante o período de *price control* à luz de uma avaliação atualizada das necessidades de despesas da empresa (por exemplo, como reação a um predefinido *trigger event*). Para que o ajuste seja feito com base no futuro, ele precisa ser definido antes que a empresa comece a incorrer em despesas com essa atividade (por exemplo, com base em uma previsão de despesas);
- iii. Depois que os gastos ocorrem (no fim do período regulatório): a magnitude do ajuste das receitas pode ser fixada usando os dados sobre as despesas reais incorridas pela empresa.

144 Um *trigger event* é uma evento pré-definido (durante o processo de negociação com a OFGEM) que, caso ocorra gera certa reação.

Portanto, é possível afirmar que o RIIO é um modelo muito ambicioso e complexo, mas representa uma iniciativa de grande relevância da política britânica com vistas a direcionar a transformação do setor elétrico. Trata-se de um modelo pioneiro e, por consequência, o seu desempenho e sua eficiência só vão ser revelados de forma completa ao longo dos próximos anos (CONNOR *et al.*, 2014).

7.2 Estrutura Tarifária

Como contextualização para a discussão do *design* de tarifas de distribuição no Reino Unido, é útil primeiro entender o processo pelo qual as tarifas de distribuição são definidas. A receita total que cada rede de distribuição pode cobrar é definida pela OFGEM, mas a tarifa é definida pelas distribuidoras.

Até 2010, cada distribuidora desenvolvia sua própria tarifa de distribuição, sujeita a revisão e aprovação pela OFGEM. As metodologias usadas para desenvolver essas tarifas diferiam entre as distribuidoras, com sete metodologias diferentes sendo implementadas na época.

Em 2010, com o intuito de estabelecer uniformidade na estrutura das tarifas de distribuição foi desenvolvida a *Common Distribution Charging Methodology* (CDMC)¹⁴⁵. A CDMC garante que todas as distribuidoras calculem as tarifas de distribuição usando a mesma metodologia. O CDMC é codificado no Acordo de Distribuição de Conexão e Uso do Sistema (DCUSA). Cabe destacar que as partes da DCUSA se reúnem regularmente para discutir questões relativas às tarifas de distribuição e podem ser propostas modificações ao CDMC (conhecidas na indústria como “*mods*”)¹⁴⁶. Tais modificações estão sujeitas a aprovação da OFGEM após revisão e recomendação por um painel de

145 Os clientes conectados a 11kV ou acima (*extra high voltage*) são tarifados de acordo com uma metodologia diferente, chamada *Extra High voltage Distribution Charging Methodology* (EDCM).

146 Após aprovada uma modificação na metodologia, a nova regra entrará em vigor em 1 de abril ou 1 de outubro, sendo que as empresas devem ser avisadas 3 meses antes da implementação da nova regra. Desde a implementação do MCCD, já ocorreram mais de 200 *mods*, em grande parte para equacionar questões mal resolvidas no momento em que o MCCD foi estabelecido. Até o momento, nota-se que os *mods* geralmente não se concentraram na estrutura tarifária (BRATTLE GROUP, 2016).

revisão da DCUSA. Portanto, a agência reguladora não calcula efetivamente as tarifas, somente os princípios metodológicos.

A *Common Methodology* (ou CDMC) é um tipo de metodologia de custo incremental de longo prazo, em que a tarifa é determinada para recuperar os custos associados ao aumento da demanda. O cálculo das tarifas começa com a definição do nível da receita permitida, a ser coletado durante o período regulatório. Esta receita permitida anual é então inserida no modelo, juntamente com outros insumos para criar as tarifas de distribuição.

Ressalta-se que os consumidores residenciais não são cobrados diretamente pelas distribuidoras, pois a medição e o faturamento são de responsabilidade do comercializador de eletricidade¹⁴⁷. Esses comercializadores recebem uma fatura de cada distribuidora que reflete o custo de prestação dos serviços de rede aos seus consumidores. O acordo em relação às taxas de distribuição entre o comercializador e o DNO é atualmente baseado em um perfil de carga média dos consumidores residenciais¹⁴⁸. O pressuposto assumido é de que o consumo real mensurado em bases de meia hora de cada cliente de um comercializador seja aderente ao perfil da carga média¹⁴⁹. Observa-se, assim, que os comercializadores pagam às distribuidoras um montante financeiro equivalente ao consumo agregado dos seus consumidores (i.e. suas cargas médias).

A forma como essas taxas são repassadas ao consumidor varia de acordo com cada comercializador. Em linhas gerais, os consumidores residenciais possuem tarifa binômica composta por uma parte fixa¹⁵⁰ e uma parte volumétrica.

147 A conta de distribuição é de apenas 15% a 20% da fatura total de energia do consumidor. O restante da tarifa final inclui custos de geração, custos de transmissão, diversos custos de política (por exemplo, subsídios a fontes renováveis) e custos de fornecimento.

148 Embora os perfis de carga sejam derivados empiricamente a partir de uma amostra de dados de carga de consumo real, é certamente possível e mesmo provável que a base de clientes de um determinado fornecedor tenha uma forma de carga agregada que difira deste perfil.

149 Essa abordagem de liquidação com base no perfil de carga médio pode mudar com a implantação de medidores inteligentes. Através do recolhimento de dados de consumo de eletricidade ao longo de intervalos de tempo curtos (por exemplo, incrementos de 30 minutos) para cada consumidor individual, será possível oferecer novos modelos tarifários com variação temporal ou com base numa medida da demanda máxima do consumidor.

150 Dependendo da distribuidora e da região, essa carga fixa pode ser uma tarifa fixa ou uma tarifa por potência.

Proporcionalmente, o peso componente fixo é relativamente pequeno, com a maior parte da receita de distribuição residencial sendo recuperada através da taxa volumétrica. Como ilustração, Brattle Group (2014) mostra que entre 7% e 20% do custo da rede é recuperado pela taxa fixa e 80% até 93% pela taxa volumétrica. Alguns consumidores possuem uma tarifa com uma carga volumétrica maior durante as horas de pico do dia e uma carga volumétrica muito menor durante horas fora de pico¹⁵¹, a qual é conhecida como tarifa “Doméstica Duas Taxa” (*Domestic Two Rate tariff*)¹⁵².

7.3 Políticas de Incentivos à Difusão da Micro e da Mini Geração Distribuída

Como fora visto nas seções anteriores, a liberalização do setor elétrico britânico encontra-se em um nível bastante avançado. Desta forma, ao longo dos últimos anos as discussões passaram a estar muito centradas em questões relativas à necessidade de mitigar impactos ambientais, e por consequência, de promover a difusão e a integração de fontes renováveis. Essa crescente preocupação com a questão ambiental, juntamente com a incorporação de novas tecnologias de geração associadas a fontes renováveis de energia, passou a exigir mudanças de caráter estrutural adicionais.

Assim como em diversos países europeus, um dos principais *drivers* da adoção de políticas de incentivo a fontes renováveis é o atendimento das diretrizes da União Europeia de aumento de participação de fontes renováveis e o cumprimento de metas estabelecidas em acordos climáticos, contidos no *Electricity Act*, publicado pela Comissão Europeia em 1989.

Neste sentido, medidas de incentivo às renováveis vêm sendo adotadas no Reino Unido desde a década de 1990. Na medida em que o comprometimento

151 Esta estrutura tarifária também apresenta um componente fixo e cerca de 20% dos consumidores utilizam essa tarifa.

152 A capacidade de tarifas variáveis e dinâmicas em reduzir a demanda de pico é destacada frequentemente como um benefício potencial da revisão tarifária. Por exemplo, uma tarifa piloto no sudoeste do Reino Unido com preços mais baixos no meio do dia está sendo testada, e projeta-se que será capaz de estimular o aumento do consumo durante as horas em que a produção solar é alta. Outro exemplo seria uma tarifa de 'Free Saturdays' oferecida por um fornecedor (BRATTLE GROUP, 2016).

com redução de impactos ambientais foi se tornando mais forte, tais incentivos tornaram-se mais incisivos (KEIRSTEAD, 2007).

A primeira iniciativa de incentivo a fontes renováveis foi estabelecida em 1990 através do programa *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO). Esta política consistia na obrigatoriedade por parte das distribuidoras da compra da energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis a um preço acima do preço de mercado pago pela geração a partir de fontes convencionais, sendo este *premium* financiado através de um imposto incidente sobre os combustíveis fósseis (*Fossil Fuel Levy*). Contudo, esta política de incentivo teve pouca efetividade na promoção das fontes renováveis. Por um lado, tal resultado fica mais fácil de ser compreendido ao se constatar que o programa foi delineado essencialmente para custear a geração nuclear¹⁵³. Concomitantemente, é preciso destacar o fato de que os preços praticados nos certames de seleção dos projetos acabaram por não se tornarem atrativos. Como consequência, apenas 30% dos projetos contratados foram efetivamente implementados¹⁵⁴ (VALLE, 2006).

Em função do fracasso do NFFO em incitar investimentos em fontes renováveis, em 2002, foi instituído o *Renewable Obligation* (RO). Essa mudança reflete a reorientação da política energética em curso no país, em resposta a três fatores centrais: a mudança do governo; o maior comprometimento com as metas ambientais, o que também se deve a adesão ao Protocolo de Quioto; e o fracasso da política anterior (VALLE, 2006).

153 Até 1996, mais de 90% da *Fossil Fuel Levy* era destinada a subsidiar a energia nuclear. Este cenário modificou-se após a ameaça por parte da União Europeia de não aprovar o programa, caso o mesmo não incentivasse efetivamente fontes renováveis com baixo impacto ambiental. Neste contexto, compreende-se porque os recursos destinados às fontes renováveis aumentaram de forma substancial. Como ilustração, 49% dos recursos do programa foram destinados às fontes renováveis já em 1998.

154 A partir do estabelecimento da quota de fontes renováveis a ser contratada, eram realizados leilões para a seleção dos projetos. Porém, a excessiva competição nos leilões, onde em alguns casos identificou-se comportamento especulativo por parte de alguns participantes, resultou em patamares de preços muito baixos. Em muitos casos, o preço praticado não era capaz de cobrir os custos do projeto. Além disso, ressalta-se a ausência de um mecanismo efetivo de penalização aos vencedores dos certames que não implementavam os projetos. Por fim, devem ser mencionadas as dificuldades de licenciamento dos projetos e de conexão à rede (ANDREWS-SPEED, 2015; ALDRIDGE, 2013).

O RO consiste em um mecanismo de incentivo aos projetos de geração renovável baseado em um sistema de cotas com certificados verdes (VALLE, 2006; ALDRIDGE, 2013). Nesse sistema, os produtores de energia renovável recebem cotas comercializáveis associadas à produção de eletricidade. Logo, a venda destes certificados acaba por rentabilizar os empreendimentos. Dado que o sistema estabelece metas de participação de fontes renováveis a serem cumpridas pelas distribuidoras¹⁵⁵, estes certificados devem ser adquiridos no mercado justamente pelas distribuidoras que não cumpriram suas metas. Ou seja, as distribuidoras poderiam obter os *Renewable Obligation Certificates* (ROCs) tanto comprando eletricidade diretamente de produtores de energia renovável, quanto através do mercado de certificados verdes¹⁵⁶.

A lógica deste sistema de incentivo era estabelecer um mecanismo de mercado que pudesse equalizar o custo marginal da geração renovável entre os diferentes agentes e, desta forma, possibilitar que o estabelecimento da matriz renovável desejável e dos seus custos não precisassem ser definidos por ingerência do Estado. Contudo, esta política também teve resultados aquém dos esperados em função dos riscos existentes para os investidores e das dificuldades de financiar os projetos¹⁵⁷. Desta forma, em 2009 a participação das fontes renováveis na matriz elétrica britânica foi de apenas 6,6% quando a meta estabelecida era de 9,1%. (ANDREWS-SPEED, 2015).

Neste contexto, em 2010 foi implementado um mecanismo de incentivo baseado em tarifas *feed-in* focado em projetos de pequeno porte¹⁵⁸ (SNAPE, 2016; ALDRIDGE, 2013). Deste modo, projetos de geração de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica, eólica, hídrica e digestão anaeróbia, com capacidade total instalada de até 5 MW, são considerados elegíveis ao recebimento das tarifas *feed-in*.

Dentro do arcabouço criado, sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada de até 5 MWp receberiam uma tarifa garantida por um período de 25 anos.

155 Foi estabelecida a meta de 3% para o ano de 2003, a qual deveria evoluir até atingir o valor de 10% em 2010.

156 O não cumprimento da cota estabelecida, por sua vez, implicava no pagamento de uma penalidade, aplicável a cada MWh que deveria ter sido coberto por ROCs.

157 A conexão à rede continuou a ser um problema. Além disso, ressalta-se os elevados custos de transação do programa.

158 Os sistemas de grande porte continuariam a ser apoiados pelo programa ROC.

O patamar das tarifas *feed-in* foi pensado inicialmente no sentido de garantir aos investimentos uma taxa de retorno de 5%, para projetos bem localizados (CHERRINGTON et al., 2013). Considerando a perspectiva de redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, foi adotado um sistema de regressão das tarifas¹⁵⁹, de modo que acompanhassem a trajetória de redução de custos e garantissem a manutenção da taxa de retorno no patamar previsto de 5%¹⁶⁰.

Os projetos aprovados são remunerados de acordo com duas diferentes “parcelas”: tarifa de geração, que remunera o volume total de eletricidade gerado no sistema, independentemente de ser utilizado para o autoconsumo ou injetado na rede; e a tarifa de exportação, uma espécie de tarifa *premium*, adicional à tarifa *feed-in*, que incide apenas sobre o excedente injetado na rede (DUSONCHET & TELARETTI, 2014; HAWKES, 2014).

A tarifa de geração varia de acordo com a capacidade instalada do sistema e com o tipo de tecnologia (e.g., eólica, fotovoltaica), enquanto a tarifa de exportação tem um valor único, aplicável a todos os sistemas (SECRETARY OF STATE, 2012). Portanto, o montante de autoconsumo é valorado pela tarifa *feed-in* (a tarifa de geração), e o excedente exportado para a rede gera uma receita equivalente à soma da tarifa *feed-in* (tarifa de geração) e da tarifa de exportação (DUSONCHET & TELARETTI, 2014; ALDRIDGE, 2013).

Cabe destacar, que a tarifa de exportação, foi criada no sentido de superar o desafio representado pela dificuldade de acesso ao mercado de energia por parte dos pequenos geradores, de modo a garantir que o excedente seja comprado pela distribuidora a uma tarifa pré-estabelecida. Assim, a tarifa de exportação é balizada pelo preço da energia elétrica no mercado atacadista, na medida em que representa o custo evitado pela distribuidora com a compra de eletricidade no mercado de energia (DECC, 2015). É importante ressaltar que o custo incorrido pela distribuidora no pagamento das tarifas de exportação é repassado aos consumidores (WESTACOTT & CANDELISE, 2016).

Um aspecto bastante relevante do esquema de *feed-in* diz respeito à possibilidade de sistemas com capacidade instalada superior a 30 kW optarem pela venda dos excedentes à distribuidora, ao valor garantido através da tarifa de

159 A regressão é aplicada à tarifa de novos sistemas. A remuneração de sistemas contratados é fixa pelo período contratado (normalmente 20 anos).

160 Para sistemas com capacidade inferior a 4 kW, foi estabelecida a taxa de retorno de 4,5%.

exportação, ou por negociar o preço de venda desse excedente com a própria distribuidora ou no mercado livre, ambos através da realização de PPAs (*Power Purchase Agreements*) (IEA-PVPS, 2016a; DUSONCHET & TELARETTI, 2015).

Também é importante ressaltar que sistemas com capacidade de até 30 kW que não disponham de um medidor inteligente¹⁶¹ são remunerados pela exportação de energia com base na exportação estimada. No caso de sistemas fotovoltaicos, estima-se que 50% do total de energia gerado no sistema são exportados (DECC, 2015). Portanto, esses sistemas têm 50% da energia total gerada valorada pela tarifa de exportação. Já os sistemas com capacidade instalada superior a 30 kW que desejarem vender o excedente à tarifa de exportação, têm a obrigação de instalar um medidor inteligente, na medida em que a remuneração com base na exportação estimada não é permitida a esses projetos (DECC, 2015). Por fim, destaca-se que a escolha entre vender à tarifa de exportação ou ao valor negociado em PPAs é reafirmada a cada ano, podendo ser alterada (OFGEM, 2016).

Ao mesmo tempo, dado que sistemas com capacidade de até 5MW são elegíveis ao recebimento das tarifas *feed-in*, no caso de sistemas com capacidade instalada entre 50 kW e 5 MW, há certa sobreposição com o sistema de *Renewable Energy Obligations*. Ou seja, sistemas que se enquadram nesse intervalo de capacidade são elegíveis a ambos os mecanismos de incentivo, mas devem optar entre um ou outro (DUSONCHET & TELARETTI, 2015; WOOD & DOW, 2011)¹⁶².

161 Não há *roll out* mandatório para sistemas enquadrados nessa faixa de capacidade.

162 Os projetos residenciais instalados antes de 15 de julho de 2009 e não cadastrados no sistema de RO até 31 de março de 2010 não são elegíveis ao esquema de *feed-in*, já que o regulador entende que esses sistemas têm capacidade de se manter mesmo sem nenhuma forma de incentivo. Já os sistemas instalados e credenciados no RO até 31 de março de 2010 podem ser transferidos para o sistema de *feed-in*, a partir de 1 de abril de 2010, mediante aprovação (DECC, 2010). Estes sistemas recebem a tarifa de transferência, uma tarifa de geração no valor de 9,0 p/kWh, válida até 2027 (ALDRIDGE, 2013). Já os sistemas instalados após 1 de abril de 2010 devem escolher entre um dos dois sistemas no momento do credenciamento. Além disso, após a migração para o mecanismo de *feed-in*, o consumidor não pode voltar para o RO, a menos que deixe de ser elegível ao *feed-in* (WOOD & DOW, 2011).

Os resultados imediatos das tarifas *feed-in* em termos de difusão da tecnologia solar fotovoltaica superaram as expectativas. Como ilustração, a meta de 137 MW prevista a ser atingida em abril de 2012 fora atingida em julho de 2011, sendo que em novembro de 2011 havia uma capacidade instalada que chegava a quase três vezes o valor projetado (MUHAMMAD-SUKKI et al, 2013). Assim, diante da resposta inesperada ao incentivo oferecido pela política de *feed-in* e, conseqüentemente, da elevação do custo de manutenção do programa, devido a questões orçamentárias, em 2011 teve início a revisão das tarifas *feed-in* a ser implementada de forma gradual, a partir das seguintes medidas (ALDRIDGE, 2013; OFGEM, 2016; WESTACOTT & CANDELISE, 2016):

- i. *Fast-Track Review*: implementada em agosto de 2011, incluiu a redução, entre 38% e 72%, das tarifas *feed-in* (tarifas de geração) aplicáveis a sistemas com capacidade acima de 50 kWp, tendo sido as reduções mais bruscas aplicadas aos sistemas de maior porte;
- ii. *Comprehensive Review Phase 1*: anunciada em fevereiro de 2012, com vigência a partir de abril do mesmo ano, reduziu as tarifas *feed-in* (tarifas de geração) para todos os sistemas com capacidade abaixo de 250 kW, chegando a cortes percentuais de até 58% nas faixas até 4 kWp. Outro aspecto importante desta fase foi a criação de um critério de classificação exclusivo à geração fotovoltaica, de modo que no caso dos sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada de até 250 kW, o valor da tarifa passou a ser condicionado ao nível de eficiência energética do imóvel a que estão conectados. Neste sentido, cada faixa de capacidade (até os 250 kW) passou a conter três níveis tarifários: alto (*high rate*), médio (*middle rate*) e baixo (*low rate*). Assim, para receber a tarifa de geração mais alta, o imóvel deve obter classificação de no mínimo D no *Energy Performance Certificate* (EPC), que considera critérios como a existência de mecanismos de controle de temperatura, parede dupla, isolamento dos telhados, e isolamento do cilindro de água quente;
- iii. *Comprehensive Review Phase 2A*: implementada em agosto de 2012, impôs novas reduções às tarifas de geração, reduziu o período de vigência das tarifas *feed-in* de 25 para 20 anos, aumentou a tarifa de exportação de 3p/kWp¹⁶³ para 4,5p/kWp, assim como inaugurou um

163 Pence por kilowatt pico (p/kWp)

novo mecanismo de regressão tarifária, tornando a tarifas mais dinâmicas frente às mudanças do mercado. Neste novo mecanismo, se em um trimestre a capacidade instalada adicionada em determinada faixa de potência supera o teto de capacidade definido, então uma redução percentual na tarifa *feed-in* é aplicada no período subsequente. A capacidade-teto de novo sistemas atualmente válidas para cada faixa de potência é apresentada na Tabela 7.3.

Tabela 7.3: Limites de Capacidade por Faixa de Potência no Reino Unido (MW)

<i>Cap</i>	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	Q1 2017	Q2 2017	Q3 2017	Q4 2017	Q1 2018	Q2 2018	Q3 2018	Q4 2018	Q1 2019
<10 kW Social	8	14	21	24	27	28	30	31	33	34	36	38	40
<10 kW	18	32	49	56	63	66	69	73	77	80	84	89	93
10 - 50 kW	10	20	40	45	50	53	55	58	61	64	67	70	74
> 50 kW	10	20	40	45	50	53	55	58	61	64	67	70	74
Stand alone	10	10	15	20	25	26	28	29	30	32	34	35	37

Fonte: Solar Trade Association (2015).

A Tabela 7.4 busca sintetizar as mudanças nos valores das tarifas de *feed-in* implementadas em cada uma das fases descritas. Estão expressas as tarifas definidas quando o esquema de incentivo foi implementado, em 2010, assim como as reduções percentuais determinadas por cada uma das revisões.

Tabela 7.4: Histórico das Tarifas de Geração de Sistemas Fotovoltaicos por Faixa de Capacidade (p/kWh)

<i>Tarifa (kWp)</i>	Segmento do Mercado ¹⁶⁴	Abril 2010 FiT tarifa (p/kWh) introduzida	Agosto 2011 Revisão <i>Fast-Track</i> (% mudança)	Fevereiro 2012 Revisão <i>Compreensiva fase 1</i> (% mudança)	Agosto 2012 Revisão <i>Compreensiva fase 2A</i> (% mudança)
0 - 4	Doméstico	48.07	N/A	-54%	-24%
4 - 10	Doméstico/ não-doméstico	41.93	N/A	-58%	-14%
10 - 50	Não-doméstico	36.53	N/A	-56%	-11%
50 - 100	Não-doméstico	36.53	-42%	-35%	-11%
100 - 150	Não-doméstico	34.10	-38%	-35%	-11%
150 - 250	Não-doméstico	34.10	-51%	-18%	-15%
250 - 5000	Não-doméstico	34.10	-72%	N/A	-20%
Off-grid	Montado sobre solo	34.10	-72%	N/A	-20%

Fonte: Westacott & Candelise (2016).

Por sua vez, a Tabela 7.5 mostra a evolução do valor da tarifa de exportação.

Tabela 7.5: Histórico da Tarifa de Exportação (p/kWh)

Datas	Tarifa (p/kWh)
04/2010-03/2011	3,00
04/2011-03/2012	3,10
04/2012 até:	3,20
Sistemas Fotovoltaicos (08/2012 - 03/2013)	4,50
Outros Sistemas (12/2013 - 03/2013)	4,50
04/2013 - 03/2014	4,64
04/2014 - 03/2015	4,77
04/2015 - 03/2016	4,85

Fonte: OFGEM (2016)

¹⁶⁴ O enquadramento das faixas de capacidade por segmento de mercado reflete a interpretação dada pelo autor do artigo, não indicando uma caracterização contida na regulação (WESTACOTT & CANDELISE, 2016).

Em outubro de 2015, novas mudanças relativas ao esquema de autoconsumo foram anunciadas, impondo a redução de até 87% das tarifas *feed-in* (tarifa de geração), vigorando a partir de janeiro de 2016. A Tabela 7.6 apresenta as tarifas contidas na proposta apresentada pelo DECC e as tarifas que foram efetivamente implementadas.

Tabela 7.6: Tarifas de Geração Fotovoltaicas Levadas à Consulta Pública e Aprovadas em 2015

Capacidade Instalada (kW)	Tarifas de consulta	Novas Tarifas (01/2016)
<10	1,63	4,39
10 - 50	3,69	4,59
50 - 250	2,64	2,7
250-1000	2,28	2,27
>1000	1,03	0,87
<i>Stand alone</i>	1,03	0,87

Fonte: OFGEM (2016).

Por sua vez, as tarifas *feed-in* e a tarifa de exportação vigentes no Reino Unido, de abril a dezembro de 2016, são apresentadas na Tabela 7.7.

Tabela 7.7: Tarifas *Feed-In* de Geração e Exportação (p/kWh)

Capacidade Instalada (kW)	Patamar	01/04 à 30/06/16	01/07 à 30/09/16	01/10 à 31/12/16
<10	Alto	4,32	4,25	4,18
	Médio	3,89	3,83	3,76
	Baixo	0,74	0,61	0,57
10 - 50	Alto	4,53	4,46	4,39
	Médio	4,08	4,01	3,95
	Baixo	0,74	0,61	0,57
50-250	Alto	2,38	2,09	2,03
	Médio	2,14	1,88	1,83
	Baixo	0,74	0,61	0,57
250-1000	-	1,99	1,75	1,69
>1000	-	0,74	0,61	0,57
<i>Stand alone</i>	-	0,74	0,61	0,57
Tarifa de Exportação (p/ kWh)	-	4,91	4,91	4,91

Fonte: Ofgem (2016)

Por fim, é importante destacar que o sistema de tarifas *feed-in* é administrado pelo OFGEM, e os pagamentos aos prosumidores são realizados pelo comercializador de eletricidade (ALDRIDGE, 2013). No que diz respeito à distribuição dos custos associados ao sistema *feed-in*, o sistema de nivelamento permite que certos custos atrelados ao esquema sejam redistribuídos entre todos os comercializadores de eletricidade licenciados, que são chamados a arcar com parcela dos custos proporcional a sua participação no mercado (OFGEM, 2016).

Conforme visto ao longo desta subseção, o autoconsumo, mais que uma prática permitida no arcabouço britânico para geração distribuída, é incentivado. Estudos apontam que no caso de sistemas com capacidade instalada de até 30 kW, que não dispõem da opção da venda de excedentes através de PPAs, mas apenas da opção de venda às distribuidoras através de preço fixado, a tarifa de exportação pode ser vista como uma espécie de incentivo indireto ao autoconsumo, posto que seu valor (€ 0,049/kWh) é inferior ao preço da eletricidade no mercado varejista (€ 0,107/kWh), do que resulta que a receita obtida com a exportação de energia para a rede é inferior ao que se deixa de gastar na conta de eletricidade através do autoconsumo (DUSONCHET & TELARETTI, 2014; IEA-PVPS, 2016a).

É importante destacar que o esquema adotado no país prevê o autoconsumo no mesmo local em que a eletricidade foi gerada, sendo a compensação entre geração e autoconsumo realizada em tempo real, ou seja, não há possibilidade de descolamento temporal entre ambos. A Tabela 7.8 busca resumir as principais informações acerca do esquema de autoconsumo.

Tabela 7.8: Esquema de Autoconsumo Britânico

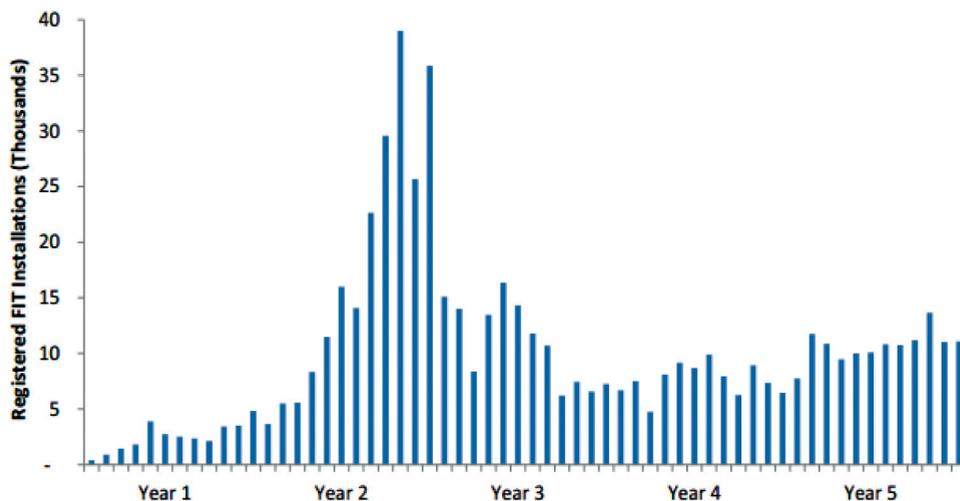
		Reino Unido
Autoconsumo FV	Direito ao autoconsumo	Sim
	Receitas de autoconsumo FV	Poupança na conta de eletricidade
	Impostos para financiar T&D	Nenhum
Excesso Eletricidade FV	Receitas do excesso de eletricidade	Tarifa de Geração + Exportação
	Máximo tempo para compensação	Tempo real
	Compensação geográfica	Somente local
Outras características do sistema	Duração regulatória	20 anos
	Aceitação de propriedade por terceiros	Sim
	Outros habilitadores de autoconsumo	Tarifas ToU/ Armazenamento e DSM
	Limitações de tamanho de sistemas FV	30kW

Fonte: IEA-PVPS (2016a).

7.4 Resultados das Políticas de Difusão Adotadas no Reino Unido

Dados da OFGEM indicam que no início do quinto ano de vigência do esquema (inclui o período de 1 de abril de 2014 à 31 de março de 2015) o nível de adesão à política foi estável, o que refletiu em aproximadamente 1.800 novas instalações por semana. Com o passar do ano, no entanto, o anúncio de cortes severos nas tarifas *feed-in* levou ao aumento do número de instalações mensais, em resposta à redução eminente no incentivo. Esta dinâmica pode ser verificada na Figura 7.2, que mostra o número de sistemas registrados mensalmente no esquema. O resultado desta aceleração foi que ao final do ano 2,2% de todas as residências do Reino Unido estavam gerando eletricidade sob o regime de tarifas *feed-in*. Assim, um total 592.065 instalações registradas foi verificado em março de 2015, do qual 99% corresponde à sistemas fotovoltaicos (OFGEM, 2016).

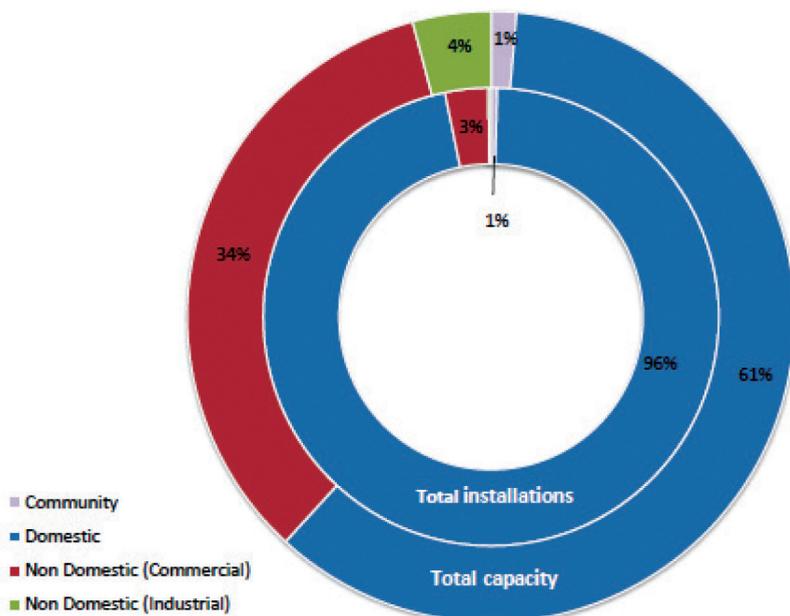
Figura 7.2: Evolução do Número de Instalações Mensais de Sistemas Fotovoltaicos



Fonte: OFGEM (2016).

No que diz respeito à capacidade instalada sob o esquema *feed-in*, a análise dos dados indica uma capacidade instalada total acumulada de 3,3 GW, dos quais 921,4 MW foram instalados no ano cinco, o que corresponde a aproximadamente 28% do total acumulado. Nota-se que as instalações domésticas predominam em termos de número de instalações, respondendo a 96% do total. A predominância também é observada quando o critério é a capacidade instalada, embora a participação caia para 61%. Esse descolamento acontece em grande parte devido aos sistemas comerciais, que apesar de responderem por apenas 3% do total de instalações, representam 34% da capacidade total instalada. Esse fator é um indicativo do porte elevado dos projetos instalados no segmento comercial (OFGEM, 2016). A Figura 7.3 apresenta a segmentação, tanto do número de instalações, como da potência instalada por classe de consumo.

Figura 7.3: Classificação dos Sistemas Fotovoltaicos por Classe de Consumidor



Fonte: OFGEM (2016)

Já no que tange ao custo da política, dados da OFGEM indicam que houve um aumento considerável em 2015, de modo que o valor total da política chegou a 866 milhões de libras ao final do ano 5 (março de 2015). Os custos incorridos pela OFGEM na administração da política, em contrapartida, se mantêm no patamar de 3 milhões de libras, revelando estabilidade em relação ao ano anterior. Embora os custos do regulador tenham sido constantes, os custos totais de administração do programa (representados pela variável C na tabela abaixo) apresentaram um aumento em relação ao ano anterior, totalizando cerca de 12 milhões de libras contra 9 milhões de libras verificados no ano 4 (OFGEM, 2016; OFGEM, 2015).

A Tabela 7.9 apresenta o detalhamento da evolução das componentes de custos do programa ao longo dos últimos cinco anos. É perceptível que a elevação substancial dos custos ao longo dos anos é explicada pelo fato do aumento do número de projetos credenciados na política ter se dado em um ritmo muito superior ao ritmo de redução das tarifas *feed-in*. Não obstante, cabe ressaltar que nesses valores estão embutidos os custos anuais referentes ao pagamento

do benefício aos projetos credenciados nos anos precedentes, de modo que os dados oferecem um panorama dos custos totais acumulados (OFGEM, 2016). Na Tabela 7.9, a parcela A corresponde aos custos relacionados ao pagamento da eletricidade produzida pelos geradores credenciados, a parcela B é voltada ao pagamento do montante exportado para a rede, a parcela C representa os custos incorridos no processo de licenciamento dos sistemas, e a D diz respeito ao valor total atribuído à energia exportada, sendo resultado da multiplicação do montante exportado pelo *System Sell Price* (preço da venda da eletricidade no mecanismo de liquidação das diferenças) válido para o período anual.

Tabela 7.9: Evolução dos Custos do Programa de FiT no Reino Unido (mil libras)

Ano	A	B	C	D	Total
1	12.487	357	2.045	454	14.435
2	135.937	3.138	15.827	4.146	150.756
3	504.273	13.839	6.085	17.869	506.328
4	685.973	21.303	9.265	25.550	690.991
5	850.824	29.792	12.357	27.418	865.554

Fonte: OFGEM (2016).

Este crescente custo do programa suscitou crescentes questionamentos acerca dos seus impactos nos dispêndios dos consumidores com energia elétrica. Logo, é compreensível a redução dos subsídios presentes nos programas de incentivos apresentada anteriormente. Concomitantemente, a crescente difusão de energia solar fotovoltaica distribuída em alguns casos requer investimentos com vistas a adaptar a rede de distribuição, especialmente em termos de capacidade de hospedagem da rede (FARRELL, 2015).

Por outro lado, a da alocação dos custos da rede de distribuição entre os diferentes usuários vem tornando-se importante. Se em um primeiro momento as discussões no âmbito do CDCM estavam centradas em aprimoramentos da metodologia, mais recentemente especial atenção passou a ser dada ao desenho tarifário. Embora a discussão de estruturas tarifárias não seja função exclusiva da geração distribuída, é perceptível que sua difusão influencia diretamente a análise de possíveis mudanças da estrutura tarifária (HLEDIK et al., 2016).

Neste contexto, o aumento da componente fixa em detrimento da parcela volumétrica é uma possibilidade que vem sendo examinada. Por exemplo, poderia se estabelecer uma estrutura onde metade das receitas seria proveniente da componente fixa e o restante da tarifa volumétrica¹⁶⁵ (HLEDIK et al., 2016). Por outro lado, a capacidade de tarifas variáveis e dinâmicas para reduzir a demanda de pico é destacada frequentemente como um benefício potencial do redesenho tarifário.

7.5 Referências

Aldridge, J. E. (2013). The role of the small-scale feed-in tariff in electricity system transition in the UK.

Andrews-Speed, P. (2015). Energy law in support of the low-carbon transition: lessons from the United Kingdom and China. *Frontiers L. China*, 10, 295.

ARUP, National Cost Benefit Assessment: Appendix One Overview of Australia's Energy Sector. Disponível em: <http://industry.gov.au/Energy/Programmes/SmartGridSmartCity/Documents/Shaping-Australia-Energy-Future-National-Cost-Benefit-Assessment-Appendix%201.pdf>. Acessado em Setembro, 2016.

Brattle Group, 2014. Structure of Electricity Distribution Network Tariffs: Recovery of Residual Costs. Acessado em abril, 2016. URL: <https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2014/Brattle%20report%20on%20structure%20of%20DNSP%20tariffs%20and%20residual%20cost.pdf>

Brattle Group, 2016. Best Practices in Tariff Design. Acessado em abril, 2016. URL: http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/298/original/Brattle_Tariff_Design_Best_Practices_June_2016.pdf?1465517301

Brown, T., & Faruqui, A. (2014). Structure of electricity distribution network tariffs: recovery of residual costs. Prepared for the Australian Energy Market Commission. The Brattle Group.

165 Uma estrutura tarifária nestes moldes também traria benefícios para os comercializadores, vide que mitigaria suas incertezas derivados da previsão de dispêndios com as distribuidoras e de mercado em um contexto de incentivos à eficiência energética e de difusão de micro geração.

Cherrington, R., Goodship, V., Longfield, A., & Kirwan, K. (2013). The feed-in tariff in the UK: a case study focus on domestic photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 50, 421-426.

Connor, P. M., Baker, P. E., Xenias, D., Balta-Ozkan, N., Axon, C. J., & Cipcigan, L. (2014). Policy and regulation for smart grids in the United Kingdom. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 269-286.

DECC (2010). Feed-in Tariffs. Government's Response to the Summer 2009 Consultation.

Department of Energy & Climate Change - DECC (2015). Consultation on a review of the Feed-in Tariffs Scheme. Disponível em: <https://econsultation.decc.gov.uk/office-for-renewable-energy-deployment-ored/fit-review-2015>. Acessado em: 20.09.2016.

Digest of UK Energy Statistics (DUKES), 2016. Chapter 5: Electricity. Acessado em Setembro, 2016. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/552059/Chapter_5_web.pdf

Dusonchet, L., & Telaretti, E. (2015). Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 986-998.

Feed-in Tariffs (2016). Information on payments for renewable electricity in the UK – Export Tariffs. Disponível em: <http://www.fitariffs.co.uk/FITs/principles/export/>. Acessado em: 18.09.2016.

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

Hamidi, S. M., Rostamiyan, Y., Ganji, D. D., & Fereidoon, A. (2013). A novel and developed approximation for motion of a spherical solid particle in plane coquette fluid flow. *Advanced Powder Technology*, 24(3), 714-720.

Hawkes (2014). A comparative Review of Microgeneration Policy Instruments in OECD Countries. Energy in Buildings and Communities Programme. A

Report of Annex 54 “Integration of Micro-Generation and Related Energy Technologies in Buildings”.

Hledik, R., Faruqui, A., Weiss, J., Brown, T. and Irwin, N., 2016. The Tariff Transition: Considerations for Domestic Distribution Tariff Redesign in Great Britain. Citizens Advise.

<http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/Consult Docs/Documents1/Decision%20doc.pdf>.

IEA-PVPS (2015). Annual Report 2015. Photovoltaic Power Systems. Technology collaboration Programme.

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.

Jamasb, T., & Pollitt, M. (2007). Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, 35(12), 6163-6187.

Jenner, S., Groba, F., & Indvik, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*, 52, 385-401.

Keirstead, J. (2007). Behavioural responses to photovoltaic systems in the UK domestic sector. *Energy Policy*, 35(8), 4128-4141.

Muhammad-Sukki, F., Ramirez-Iniguez, R., Munir, A. B., Yasin, S. H. M., Abu-Bakar, S. H., McMeekin, S. G., & Stewart, B. G. (2013). Revised feed-in tariff for solar photovoltaic in the United Kingdom: A cloudy future ahead?. *Energy Policy*, 52, 832-838.

Muller, C. (2012). Advancing regulation with respect to dynamic efficient network investments: insights from the United Kingdom and Italy. *Competition & Reg. Network Indus.*, 13, 256.

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), 2010. “RIIO: A New Way to Regulate Energy Networks, Final Decision.” 128/10, October. London. Acessado em Setembro, 2016.

OfGEM (2013). Price Controls Explained: Factsheet 117. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/64003/pricecontrolexplained-march13web.pdf>. Acesso em: 03.09.2016.

OfGEM (2015). Feed-in Tariff Annual Report 2014-15.

OfGEM (2016). Feed-in Tariff (FiT) Generation & Export Payment Rate Table.

Secretary of State (2012). Statutory Instruments. ELECTRICITY. 2012 No. 2782. The Feed-in Tariffs Order 2012. UK.

Sioshansi, F. P. (2013). Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches. Academic Press.

Snape, J. R., Boait, P. J., & Rylatt, R. M. (2016). Performance comparison of UK domestic renewable incentives. Proceedings of the Institution of Civil Engineers-Energy, 1-14.

Solar Trade Association (2015). Consultation on DECC’s Review of the Feed-in Tariffs Scheme. Response on Behalf of the Solar Trade Association.

SP Energy Networks, 2016. Our Transmission Network.

Valle, Claudia do (2006). Políticas de promoção de fontes novas e renováveis para geração de energia elétrica: lições da experiência europeia para o caso brasileiro. 2006. Tese de Doutorado. Universidade Federal Do Rio De Janeiro.

Westacott, P., & Candelise, C. (2016). A Novel Geographical Information Systems Framework to Characterize Photovoltaic Deployment in the UK: Initial Evidence. *Energies*, 9(1), 26.

Wood, G., & Dow, S. (2011). What lessons have been learned in reforming the Renewables Obligation? An analysis of internal and external failures in UK renewable energy policy. *Energy Policy*, 39(5), 2228-2244.

8

O Caso da Itália

Lorrane Câmara
Rubens Rosental
Maria Alice Espínola

8.1 Estrutura do Setor Elétrico Italiano

A conversão da ENEL (Entity for Electricity) em sociedade anônima é tida como o marco inicial do processo de liberalização do setor elétrico italiano na década de 1990. Posteriormente, em março de 1999, foi promulgado o Decreto n° 79/1999 (Decreto Bersani) através do qual o governo italiano implementou a Diretiva 1996/92 da Comissão Europeia¹⁶⁶. Ressalta-se que, além de refletir as recomendações da Diretiva 1996/92, o Decreto Bersani também estabeleceu regras com vistas a limitar o poder de mercado da ENEL¹⁶⁷ (BUSNELLO, 2014).

No âmbito das regras definidas no Decreto Bersani, a ENEL foi obrigada a alienar parte dos seus ativos de geração. Deste modo, de um total de 57.000 MW sob a propriedade da empresa, 15.000 MW, referentes a centrais térmicas e hídricas, foram vendidos entre 2001 e 2002, dando origem a três empresas de geração: Eurogen (7.008 MW), comprada pela Edipower; Elettrogen (5.438 MW), adquirida pela Endesa; e a Interpower (2.611 MW), atualmente denominada Tirreno Power, vendida a uma sociedade entre as empresas Energia Italia e Electrabel/Acea (BUSNELLO, 2014). Logo, criou-se as condições para concorrência no segmento de geração. No entanto, é importante ressaltar que a ENEL continua com forte participação no mercado de geração, permanecendo como o principal *player* do segmento de geração na Itália (IEA, 2009).

166 Trata das diretrizes da liberalização dos mercados de energia na Europa.

167 A criação da ENEL em 1962 teve o objetivo de nacionalização do setor elétrico italiano, de modo que a empresa passou a dominar todas as atividades envolvidas na geração, importação, exportação, transporte, transformação, distribuição e venda de energia elétrica (BUSNELLO, 2014).

No que tange a comercialização de energia, o mercado atacadista italiano, operado pelo *Gestore dei Mercati Elettrici S.p.A.* (GME), é composto por um mercado de contratos bilaterais, o *Forward Electricity Market* (MTE), e um mercado de curto prazo, o *Italian Power Exchange* (IPEX)¹⁶⁸. No MTE os contratos futuros de eletricidade, que envolvem a entrega física de energia, são negociados¹⁶⁹. Já o *Italian Power Exchange* é um mercado *spot* que se divide em dois submercados (ROSATI, 2004; CARIELLO, 2008):

- i. *Mercato del giorno prima* (MGP): se trata de um *day-ahead market*, onde produtores, distribuidores e consumidores finais elegíveis compram e vendem energia para atender a demanda do dia seguinte;
- ii. *Mercato infragiornaliero* (MI): onde se transaciona energia em base intra-diária;

Os preços atacadistas de eletricidade na Itália são calculados para seis zonas geográficas distintas (quatro situadas na parte continental da Itália, Sicília e Sardenia) e quatro pólos de produção limitada, que consistem em unidades de geração cuja capacidade de interconexão com a rede é menor que sua capacidade instalada. Adicionalmente, os preços zonais são agregados em um único preço horário nacional (*Prezzo Único Nazionale* - PUN), que consiste basicamente na média do preço zonal ponderada pelo total de compras de eletricidade. Em 2014 a média anual do PUN foi de EUR 52,1/MWh, valor associado a uma média de preços de pico de EUR 59,2/MWh e preços fora de pico de, em média, EUR 49,7/MWh. O PUN anual sofreu um discreto aumento em 2015, ano em que a média verificada foi de EUR 52,3/MWh (IEA, 2016).

Para efeito de dimensionamento do setor elétrico italiano, a demanda de energia elétrica foi de 315 TWh em 2015, dos quais aproximadamente 85,3% foram atendidos pela produção nacional. Analogamente, a eletricidade importada foi responsável por suprir cerca de 15% do consumo em 2015, o que representa a maior participação da importação de eletricidade no consumo nacional de toda a União Europeia (IEA, 2016). No que diz respeito ao mix de geração

168 Em 2015, 406,3 TWh de eletricidade foram transacionados no *Forward Market*, enquanto um montante de 219,5 TWh foi transacionado no *Spot Market*, o que demonstra a maior relevância do primeiro mercado, em detrimento do *Spot Market* (GME, 2016).

169 Após o período de negociação, os contratos com entrega mensal de eletricidade são registrados como transações correspondentes no PCE (*Forward Electricity Account Trading Platform*), sujeitos a adequação às regras do PCE.

do país, há forte predominância da geração térmica, de modo que, dos cerca de 268,9 TWh atendidos via geração nacional¹⁷⁰, cerca de 67% correspondem a energia térmica¹⁷¹. O restante da geração ocorre a partir de fontes renováveis, destacando-se que a geração solar fotovoltaica já responde por 9% da geração¹⁷² (TERNA, 2016).

Já no setor de transmissão, a Terna¹⁷³, empresa criada através do Decreto de Lei nº 239/03, é proprietária e operadora da rede de alta tensão da Itália, além de controlar cerca de 98% da infraestrutura doméstica. Um fator relevante acerca do sistema de transmissão italiano consiste na limitada capacidade de interconexão existente a nível nacional. Esse gargalo resulta de um cenário observado no período após a liberalização do setor elétrico italiano, em que o crescimento da capacidade instalada de geração não foi acompanhado pelo desenvolvimento da rede de transmissão. Esse descompasso resultou em limites associados ao congestionamento da rede que, somados à crescente presença de fontes renováveis não-controláveis na matriz elétrica, levaram a necessidade de manutenção de significativa sobre-capacidade de geração, de modo que, atualmente, a Itália conta com uma capacidade instalada de cerca de 120 GW voltada a atender uma demanda de pico substancialmente inferior, de 50 aproximadamente GW (BOVERA, 2016). Outro dado ilustrativo desse processo consiste na evolução da margem de reserva, que passou de 9% em 2005 para 46% em 2013 (BOVERA, 2016).

Em nível de suprimento aos consumidores finais, deve ser destacado que a Lei nº 125/07 liberalizou o mercado varejista, de modo que atualmente os consumidores residenciais e pequenos empreendimentos são livres para escolher o comercializador pelo qual desejam ser atendidos (ROSATI, 2013). Atualmente,

170 Esta geração é baseada em um parque com capacidade instalada de aproximadamente 121,6 GW, sendo 57,7% desta potência de natureza termoelétrica.

171 Deste montante, o gás natural foi responsável por 63%. Já os combustíveis sólidos tiveram uma participação de 25%, seguidos pelas usinas movidas à derivados de petróleo e outros combustíveis, que geraram aproximadamente 12% relativos ao total térmico (MINISTERIO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, 2016).

172 Ressalta-se que a geração hídrica respondeu por 16,5% da geração em 2015 enquanto que a energia eólica teve uma participação de 5,4%. Por sua vez, a geração geotérmica representou 2,1%.

173 A Terna é controlada pelo Governo Italiano, com participação de 29%, agentes privados, que detém 43% de suas ações, e varejistas, com 27% (BUSNELLO, 2014).

a Itália conta com três mercados varejistas: o mercado de salvaguarda (*safeguarded market*), o mercado protegido e o mercado livre. O mercado de salvaguarda consiste em um serviço de último recurso, sendo destinado a consumidores finais que não qualificam para o mercado protegido e que se encontram temporariamente sem um fornecedor de eletricidade. Há aproximadamente 85.000 consumidores neste mercado, sendo atendidos pelas duas empresas que nele atuam¹⁷⁴. Essa categoria tem passado por um progressivo processo de contração, uma vez que um número cada vez maior de consumidores tem migrado para o mercado livre (IEA, 2016). Já o mercado protegido é reservado aos consumidores residenciais e pequenos empreendimentos, atendidos pela rede de baixa tensão, com número de funcionários igual ou inferior a 50, e com faturamento anual de até 10 milhões de euros, que não optaram ativamente por migrar para o mercado livre (Benedettini, 2015). Apesar da liberalização, no entanto, em 2015 o mercado protegido era composto por cerca de 65% dos consumidores elegíveis, de modo que ainda atende majoritária parcela do mercado varejista (EC, 2014). No mesmo ano havia cerca de 20 milhões de consumidores residenciais no mercado protegido, e aproximadamente 4 milhões de empresas de pequeno e médio porte (AEEGSI, 2016). O mercado livre, por sua vez, contava com 12,7 milhões de consumidores (9,7 milhões de consumidores residenciais e 3 milhões de pequenas e médias empresas) (AEEGSI, 2016).

Embora a maior proporção dos consumidores residenciais e pequenas empresas permaneçam no mercado protegido, desde 2007 o número de consumidores que migram para o mercado livre tem crescido progressivamente, e é substancialmente maior que o número de consumidores que fazem a trajetória inversa (ou seja, retornam ao mercado protegido) (Benedettini, 2015). Dados indicam que entre 2007 e 2013, a taxa de consumidores que migraram do mercado protegido para o mercado livre superou a taxa de retorno ao mercado protegido em cerca de dez vezes, o que sugere que o mercado livre tem sido bem sucedido no sentido de promover preços competitivos ou valor adicional aos consumidores (IEA, 2016). Outro dado importante acerca do mercado varejista diz respeito à concentração do fornecimento de eletricidade pela ENEL. Apesar de haver cerca de 136 fornecedores atuando no mercado protegido, 85% dos consumidores neste mercado são atendidos pela ENEL Servizio Elettrico (IEA,

174 Estas empresas são selecionadas através de audiências públicas, realizadas a cada três anos, pela AU S.p.A (uma empresa estatal).

2016). Seguindo a ENEL, os três fornecedores com maior participação são a Acea Energia (4,3%), A2A Energia (3,7%) e a Iren Mercato (1,3%), de modo que os 132 fornecedores restantes atendem, coletivamente, apenas 5% do mercado protegido (IEA, 2016). Já no mercado livre, havia 450 comercializadores operando em 2015.

No escopo do marco institucional do setor elétrico italiano, destacam-se as seguintes entidades:

- i. Ministério do Desenvolvimento Econômico (MSE): órgão responsável pela elaboração da política energética;
- ii. Ministério para o Ambiente, Terra e Mar: responsável pela coordenação da política climática. Atua em parceria com o MSE no sentido de promover as energias renováveis e medidas de eficiência energética;
- iii. *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas* (AEEG): agente independente responsável por regular e controlar os setores de eletricidade e de gás natural. Foi criado através da Lei 481 de novembro de 1995, possuindo elevada autonomia em relação ao governo. Dentre suas atribuições, se destacam a de determinar as tarifas varejistas, regular as tarifas de distribuição, definir as regras de despacho, os critérios técnicos e econômicos de acesso e interligação das redes, assim como os parâmetros de qualidade do serviço;
- iv. *Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato* (AGCM): possui como função central avaliar reivindicações acerca de empresas com elevado poder de mercado, assim como analisar processos de fusão e aquisição de empresas do setor, no sentido de assegurar a concorrência;
- v. *Gestore dei Servizi Elettrici* (GSE): sob o controle do Ministério de Economia e Finanças, atua centralmente na promoção e desenvolvimento das fontes renováveis, sendo responsável pela gestão e implementação de programas de incentivo à geração renovável;
- vi. *Gestore del Mercato Elettrico* (GME): responsável pela administração do mercado elétrico, o que inclui o comércio de certificados verdes, assim como a manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade. No seu escopo de atuação também está incluída a gestão do *Italian Power Exchange* (IPEX);

vii. *Acquirente Único* (AU): agente subsidiário do governo italiano, que atua como comprador único de eletricidade no sentido de garantir o atendimento da demanda do mercado cativo. Embora o mercado varejista tenha sido liberalizado em 2007, a atuação do AU se justifica pela existência de consumidores que optaram por permanecer no modelo antigo. Assim, o AU compra eletricidade no mercado atacadista e revende, a um preço único, aos distribuidores e comercializadores que atendem os consumidores protegidos.

Em nível da regulação da distribuição, o modelo adotado na Itália baseia-se na garantia de remuneração sobre a base de ativos da distribuidora, associado a uma regulação por incentivos do tipo *price cap* aplicada ao OPEX. No arcabouço vigente, em um determinado intervalo regulatório, as concessionárias ainda auferem 50% dos ganhos de produtividade, além do mínimo estabelecido pela regulação, alcançados no período regulatório imediatamente precedente. Assim, o fator X a ser aplicado em um novo período regulatório é definido de forma tal a equalizar o OPEX permitido para o primeiro ano do período ao valor do OPEX atual, acrescido de 50% dos ganhos de eficiência auferidos no período anterior. 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. Assim, no quarto período regulatório (2012-2015), o Fator X aplicável à tarifa de distribuição foi definido em 2,8%, taxa calculada no sentido de garantir a transferência total dos ganhos extras de eficiência alcançados pelas distribuidoras, no segundo e no terceiro períodos regulatórios, para os consumidores até 2015 e até 2019, respectivamente (ENEL, 2016).

Logo, é perceptível o objetivo da regulação de promover, através da aplicação dos mecanismos de *price cap* e *profit-sharing* a eficiência operativa, assim como investimentos em novas tecnologias¹⁷⁵.

175 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 regulatória italiana.

No que diz respeito ao risco de mercado, cabe destacar que no modelo regulatório italiano a receita permitida é baseada no número médio de consumidores, sendo garantida por um mecanismo de equalização *ex-post* (ENEL, 2016). É importante ressaltar, entretanto, que esse mecanismo de equalização entre receita permitida e receita realizada, se aplica somente à receita relacionada aos custos de capital, estando a receita relacionada aos custos operacionais isenta de mecanismos de ajuste *ex-post*. No entanto, o fato da receita permitida para ambos os componentes (CAPEX e OPEX) ser calculada com base no número de consumidores conectados à rede já reduz significativamente o risco de mercado incorrido pelas distribuidoras, em relação a casos em que o volume de energia distribuído é utilizado como parâmetro (REF-E *et al.*, 2015).

O cálculo da remuneração sobre a base de ativos é baseado no método de reavaliação dos custos históricos, que consiste em um mecanismo de reavaliação do valor líquido contábil de acordo com coeficientes de deflação. Assim, anualmente o valor dos ativos das distribuidoras é atualizado através do índice de inflação dos preços dos bens de investimento (REF-E *et al.*, 2015; AEEG, 2014)

Já no que diz respeito à questão do reconhecimento dos investimentos, a regulação italiana 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 $n+2$. Assim, um investimento que tenha sido realizado em 2010, por exemplo, resultou em impactos sobre as tarifas apenas em 2012¹⁷⁶. 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 dois anos¹⁷⁷, a regulação prevê uma remuneração extra de 1% sobre a

176 Esse *lag* temporal é derivado da metodologia de *backward-looking* utilizada no caso italiano, assim como do fato da definição das tarifas e da aprovação da folha de balanço se darem em diferentes momentos. As tarifas são aprovadas no início de cada ano n ; a folha de balanço para o ano $n-1$, por outro lado, são enviadas ao regulador, para aprovação, entre abril e junho do mesmo ano n . Assim, as tarifas vigentes no ano $n+1$ serão baseadas nos dados contidos nas folhas de balanço referentes ao ano $n-1$, causando um problema relacionado à remuneração dos investimentos (BENEDETTINI e PONTONI, 2013).

177 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).

taxa de retorno permitida, a incidir sobre qualquer novo investimento realizado (AEEG, 2014; BENEDETTINI e PONTONI, 2013).

Outro fator relevante a respeito do tratamento regulatório dos investimentos diz respeito aos investimentos em inovação, sobre os quais a regulação prevê uma remuneração extra de 2%, sobre o WACC padrão estabelecido, por um período de 12 anos. Assim, para os investimentos que se enquadram nesta categoria, as distribuidoras devem apresentar um projeto com três anos de antecedência, especificando informações como custos e resultados esperados¹⁷⁸ (BENEDETTINI e PONTONI, 2013).

No que tange as tarifas de energia elétrica no mercado varejista, de modo geral a conta de eletricidade paga por um consumidor italiano genérico é composta por três grandes grupos de custos (BOVERA, 2016):

- i. Serviço de venda de eletricidade: inclui, além do preço da eletricidade em si, todos os custos que o comercializador incorre no processo de compra e revenda de eletricidade ao consumidor final;
- ii. Serviços de rede: engloba os custos da rede (*network charges*), que dizem respeito às atividades de transmissão, distribuição e medição, e os custos gerais do sistema (*general system charges*), que cobrem os custos de todos os serviços que respondem ao interesse público, tal como o descomissionamento de plantas nucleares e as políticas de incentivo às fontes renováveis;
- iii. Taxas: consistem em um imposto que é aplicado sobre a base de energia consumida mensalmente, e o IVA (Imposto sobre o Valor Adicionado).

Considerando o exemplo de um consumidor residencial de referência (3 kW e 2.700 kWh/ano), os serviços de venda correspondem a 45% da tarifa final, enquanto os serviços de rede equivalem a 42% do total, e as taxas respondem por 13%.

Em termos de estrutura tarifária, a tarifa de distribuição, que compõe as *network charges*, é composta por três elementos: um componente fixo (€/ponto

178 Os investimentos elegíveis a este tratamento regulatório devem se enquadrar nas seguintes categorias: investimentos realizados no sentido de desenvolver mecanismos de automação, proteção e controle de sistemas na rede inteligentes de média voltagem; e projetos piloto relacionados a instalação de baterias (BENEDETTINI e PONTONI, 2013).

de entrega), um componente que remunera a potência (€/kW) e, finalmente, um componente volumétrico progressivo que reflete o consumo de energia (€/kWh). Cabe ressaltar que esta estrutura é aplicável a todos os segmentos de consumo.

Outra informação relevante acerca da tarifa de distribuição italiana diz respeito à aplicação de uma tarifa uniforme em todo o país (REF-E ET AL., 2015). A lei 481/95 determina a aplicação de uma tarifa única a nível nacional e inclui um mecanismo de equalização entre operadores da rede de distribuição com diferentes custos de serviço. A aplicação de uma tarifa geograficamente uniforme aos consumidores finais implica que os componentes tarifários são determinados com base nos custos médios. No entanto, o custo de prestação do serviço de operação da rede de distribuição depende de fatores que variam região a região. Respondendo a essas diferenças intrínsecas, o mecanismo de equalização garante que os operadores da rede de distribuição (DSOs) recuperem os custos permitidos (AEEG, 2014).

A Tabela 8.1 mostra o valor da tarifa de distribuição de energia elétrica aplicável ao consumidor médio de cada classe de consumo, no ano de 2013, assim como sua decomposição por parcela:

Tabela 8.1: Decomposição da Tarifa de Distribuição Anual Paga por um Consumidor Médio em Cada classe de Consumo, 2013 (€).

Classe de consumo	Consumo de energia referencial	Tarifa fixa	Tarifa de potência	Tarifa de energia	Total
Residencial ¹⁷⁹	3.500 kWh	6	17	118	141
Pequeno comercial	50 MWh	7	639	184	820
Industrial	24.000 MWh	563	12.784	42.480	55.827

Consumidor residencial conectado à rede de baixa tensão e com potência contratada de 6 kW. Pequenos consumidores comerciais conectados à rede de baixa tensão, com 20 kW de potência contratada. Consumidor industrial com potência contratada de 400 kW.

Fonte: REF-E et al. (2015)

¹⁷⁹ Vale ressaltar que o valor da tarifa de distribuição referente aos consumidores residenciais apresentado na Tabela 7.1 também inclui a tarifa de transmissão, posto que, tipicamente, as tarifas de distribuição e transmissão não são separadas na Itália (REF-E ET AL., 2015).

No que diz respeito à tarifa de distribuição aplicada aos consumidores residenciais italianos, há três classes de tarifas: D1, D2 e D3. Todas as três consistem em tarifas formadas por três componentes: um componente fixo, um componente de potência e um componente de energia. A tarifa de distribuição D1 é uma tarifa de referência para os consumidores residenciais. Se trata de uma tarifa custo-reflexiva, projetada como uma estrutura em que o componente fixo cubra os custos de medição e outros custos relacionados aos consumidores, e o componente de potência, somado ao componente de energia, seja capaz de cobrir os custos da rede. A tarifa D1, no entanto, não é efetivamente aplicada a nenhum consumidor italiano, consistindo meramente em uma “tarifa ideal”. A Tabela 8.2 apresenta a evolução do valor de cada um dos componentes da tarifa D1 entre 2012 e 2014.

Tabela 8.2: Evolução dos componentes da Tarifa D1 (2012-2014)

	2012	2013	2014
Componente fixo (€)	22,29	21,79	20,68
Componente de potência (€/kW)	15,07	15,17	15,58
Componente de energia (€/kWh)	0,015	0,016	0,016

Fonte: AEEG (2014)

Já a tarifa D2 é aplicada aos consumidores em suas residências principais e que possuem potência contratada de até 3,3 kW. Cerca de 80% dos consumidores residenciais da Itália se enquadram nessa classificação (AEEGSI, 2014). A tarifa D3, por sua vez, se aplica a consumidores em seu local de residência mais intensivos no uso de energia (potência contratada acima de 3,3 kW) e a consumidores em suas casas de veraneio (cerca de 20% dos consumidores residenciais italianos) (AEEG, 2014). Por fim, as tarifas D2 e D3 são definidas com base no nível da tarifa D1, posto que a regulação foi pensada no sentido de que as tarifas D2 e D3 evoluíssem gradualmente para o nível da tarifa ideal representada pela tarifa D1.

A estrutura das tarifas D2 e D3 é semelhante à da tarifa D1, salvo pela aplicação de uma estrutura de *inclinating-block*, segundo a qual o valor do componente de energia aumenta progressivamente com o aumento do nível de consumo, ou seja, trata-se de um componente volumétrico progressivo.

Neste sentido, o valor do componente de energia referente a cada uma das classes de tarifas, de acordo com a classe de consumo, vigente no ano de 2014, é apresentado na Tabela 8.3.

Tabela 8.3: 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
1.801 a 2.640 kWh	0,016	0,124	0,124

Fonte: (BROWN e FARUQUI, 2014)

Os dados apresentados na tabela mostram que, na tarifa D3, o componente volumétrico aplicado a todos os níveis de consumo está acima dos custos, representados pela tarifa D1. Já o componente de energia da tarifa D2, se diferencia da tarifa D3 basicamente pelo fato do valor dos dois primeiros blocos estarem abaixo dos custos, enquanto os demais blocos de consumo também apresentam valores acima dos custos.

Já a Tabela 8.4 apresenta o valor de cada um dos componentes das tarifas de distribuição D1, D2 e D3, considerando um nível de consumo de 1.800 kWh por ano (segunda classe de consumo). Cabe destacar que os valores dos componentes fixo e de potência não são afetados pelo nível de consumo, de modo que o consumo de referência utilizado na tabela abaixo impacta apenas o valor do componente de energia da tarifa de distribuição.

Tabela 8.4: Tarifas de distribuição D1, D2 e D3 Válidas para 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)

Adicionalmente, ambas as tarifas fixa e de potência contidas na estrutura da tarifa de distribuição D2 apresentam valor abaixo do custo. Já a tarifa D3 apresenta valores referentes aos componentes fixo e de potência alinhados à tarifa de referência e, portanto, aos custos reais da rede.

Essa estrutura tarifária resulta em uma situação em que os consumidores com nível reduzido de demanda pagam uma tarifa de distribuição com valor abaixo dos custos e, paralelamente, os consumidores com maiores níveis de demanda arcam com tarifas que estão acima dos custos, resultando em significativos subsídios cruzados (BROWN e FARUQUI, 2014). Por exemplo, consumidores D2 com consumo de até 1.800 kWh pagam tarifas de distribuição menores que os consumidores D2 com nível mais alto de consumo, e também que consumidores D3 (AEEGSI, 2014). Na Tabela 8.5 é possível encontrar 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 contidos na tabela mostra que a tarifa média de distribuição (soma dos três componentes tarifários dividida pelo consumo total), aumenta significativamente para os consumidores com maior demanda, o que se deve, em parte, ao componente de potência, mas, principalmente, ao esquema de *inclining block* aplicável ao componente volumétrico. Cabe reforçar, ainda, que na Itália a maior parte dos custos de distribuição é recuperada através da tarifa de energia.

Tabela 8.5: Tarifa de Distribuição Aplicável a Diversos Níveis de Consumo e de Potência Contratada (2014).

	Compo- nente fixo (€)	Compo- nente de potência (€)	Compo- nente 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)

Em dezembro de 2015, a AEEGSI, 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 da progressividade referente ao componente volumétrico da tarifa de distribuição e a transição para uma estrutura tarifária em que uma maior parte dos custos fixos seja recuperada através dos componentes fixo e de potência da tarifa. Essa mudança reflete a nova estratégia do regulador, segundo a qual todos os consumidores residenciais devem pagar as mesmas taxas de uso da rede e do sistema (grid and system surcharges), independente do volume de eletricidade consumido. No novo regime tarifário, o regulador prevê que mais de 40% da tarifa final de eletricidade paga pelos consumidores residenciais seja igual para todo e qualquer nível de consumo (AEEGSI, 2015b). Adicionalmente, a reforma prevê que a participação do componente de potência na tarifa de distribuição seja triplicado, e o componente de potência aumente cerca de 66% (CEPA E TINEI, 2017). Neste sentido, uma nova estrutura tarifária, a ser aplicada a todos os consumidores residenciais, será implementada até 2018, e afeta dois componentes de custo da conta de eletricidade: *network services tariff* e *system charges tariff*. Assim, a reforma introduz duas grandes mudanças:

1. 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;

- i. Os custos de medição, comercialização (*marketing*) e distribuição serão cobertos por uma tarifa fixa (€/ano) paga pelos prossumidores e por uma tarifa de potência (€/kW/ano);
 - ii. Os custos de transmissão serão refletidos em uma tarifa volumétrica (c€/kWh).
2. No que tange a *system charges tariff*, a distinção entre consumidores em sua residência principal (aos quais é aplicada uma cobrança por quantidade do tipo c€/kWh) e consumidores situados em casas de veraneio (que são sujeitos a cobrança de uma parcela fixa e uma parcela por quantidade), foi mantida na revisão, de modo que 75% da conta paga pelos consumidores residenciais continua atrelada ao montante de energia consumido.

De acordo com o regulador italiano, 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 à estrutura tarifária vigente anteriormente (AEEG, 2015b).

Outro aspecto relevante da reforma implementada consiste na extensão do período regulatório de quatro para oito anos, dividido em dois sub-períodos (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). No que diz respeito ao primeiro sub-período regulatório (NPR1), foi estabelecida considerável continuidade metodológica em relação aos critérios adotados nos períodos anteriores, posto que a regulação do tipo *price-cap* aliada à regulação por incentivos, aplicada ao OPEX, e a regulação do tipo “taxa de retorno”, aplicada ao CAPEX, foi mantida. No que diz respeito ao fator X a ser utilizado para o ajuste tarifário anual, foi definida uma taxa anual de redução de 1,9% para o setor de distribuição (AEEG, 2016). O novo valor do fator X foi definido no sentido de promover a transferência total dos ganhos extra de eficiência, obtidos no terceiro e no quarto períodos regulatórios, para os consumidores até 2019. Cabe ressaltar, ainda, que a reforma promoveu a redução do *lag* regulatório para um ano. No que tange ao NPR2, por outro lado, a reforma prevê a migração para um modelo de regulação do tipo *output based*, baseado no TOTEX.

8.2 Políticas de Incentivos à Micro e à Mini Geração Solar Fotovoltaica na Itália

A motivação italiana para a implementação de políticas de estímulo à geração solar fotovoltaica distribuída deriva da necessidade de cumprir acordos de redução de emissões de gases do efeito estufa através do aumento da participação de fontes renováveis na matriz¹⁸⁰ (HAWKES, 2014). Ao mesmo tempo, a necessidade de reduzir a dependência energética italiana¹⁸¹ é um elemento indutor de investimentos em renováveis.

Neste contexto, já em 2005 teve início um programa de incentivo específico para a micro e para a mini geração fotovoltaica através 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 feed-in do tipo *premium*¹⁸² 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). Essa tarifa era paga pelo *Gestore Servizi Energetici* (GSE), que repassava os custos de manutenção da política aos consumidores¹⁸³ (DI DIO, 2015). O incentivo tinha vigência

180 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.

181 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.

182 As tarifas *feed-in*, de modo geral, podem possuir dois designs distintos. As tarifas do tipo *premium* são pagas aos geradores fotovoltaicos como um prêmio, e geralmente consistem em uma remuneração adicional ao preço da eletricidade no mercado atacadista. Neste sistema, a remuneração total recebida por unidade de energia (kWh) pode variar, em função de variações no preço da eletricidade. Já a tarifa do tipo fixa é paga aos prosumidores como uma taxa fixada por kWh, de modo que a remuneração não é sujeita a flutuações (RAGWITZ *et al.*, 2010).

183 O custo das políticas de incentivo às fontes renováveis aplicadas ao setor elétrico é recuperado através de uma sobretaxa na tarifa dos consumidores (o componente A3 da tarifa varejista) (IEA, 2016).

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, para novos projetos. Para projetos já instalados, em contrapartida, a remuneração seria mantida constante (ASTE *et al.*, 2007).

Estudos indicam, no entanto, que esta fase inicial do programa teve diversas falhas, posto que o simplificado processo de inscrição e qualificação dos projetos, associado ao elevado valor das tarifas *feed-in*, atraiu um grande número de especuladores e operadores sem qualificação, o que levou a enormes atrasos e ao congestionamento do sistema de seleção dos projetos (ASTE *et al.*, 2007). Um dado ilustrativo é que ao final desta primeira fase do Conto Energia apenas 5.725 plantas fotovoltaicas haviam sido instaladas (DI DIO, 2013). Os projetos instalados sob as diretrizes do *Primo Conto* foram beneficiados com condições únicas de retorno do investimento: o payback variava entre três e quatro anos, e a rentabilidade era de 30% a 35% (SAMUELE, 2016).

Em resposta a esses fatores, o decreto passou por alterações e em 2007, através do D.M 19.03.2007, foi inaugurada a segunda fase do programa, o *Segundo Conto Energia*, através do qual foram definidos novos critérios para o estímulo à geração fotovoltaica. Em síntese, 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 o tipo de integração arquitetônica, distinguindo os sistemas em *Field Installed* (FIPV) ou *Not-integrated-in-building PV plants* (NIPV), *Partially Integrated in Building PV Plants* (PIPV) e *Building Integrated PV Systems* (BIPV). Assim, para cada um dessas categorias, foram definidas tarifas diferenciadas de acordo com a capacidade dos sistemas, como pode ser verificado na Tabela 8.6, que apresenta as tarifas que foram estabelecidas no *Segundo Conto*. Adicionalmente, houve a extinção do limite de capacidade de 1 MW; e, por fim, a alteração dos trâmites burocráticos necessários para a obtenção da tarifa *feed-in* (CUCCHIELLA, 2012; CAMPOCCIA *et al.*, 2009; DI DIO, 2015).

Tabela 8.6: Tarifas *Feed-in* Definidas através do Segundo Conto Energia

Tipo de instalação	FIT (€/kWh)
Sistemas fotovoltaicos	
Instalação rural - potência nominal =< 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 =< 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 =< 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, embora o programa tenha sido inspirado na política adotada da Alemanha, no caso da Itália o *Conto Energia* apresenta uma diferença marcante em relação ao modelo da tarifa do tipo *feed-in*. Explica-se: 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; ORIOLI ET AL., 2016):

- i. No caso de sistemas fotovoltaicos com capacidade de até 20 kW, também era possível participar do programa de *net-metering*, baseado em um esquema de compensação física, que possibilitava a injeção de excedentes na rede, gerando créditos que poderiam ser compensados posteriormente;
- ii. Sistemas com capacidade superior a 20 kW¹⁸⁴ podiam vender os excedentes de energia para a *utility* local a um preço estabelecido pela AEEG. Neste

184 Em sistemas com esta capacidade, não foi disponibilizado nenhum tipo de mecanismo de compensação de energia.

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 além da redução anual de 2% da tarifa *feed-in* já prevista anteriormente, a partir de 2010 a tarifa aplicável a novos projetos seria anualmente reduzida em 2% adicionais (RAGWITZ *et al.*, 2010). O decreto estabeleceu, por outro lado, que a tarifa *feed-in* poderia aumentar em caso de certificação energética do imóvel (CAMPOCCIA, 2009). 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 foi instituída uma medida voltada para a regulação do autoconsumo, 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). Outra mudança implementada foi a transição do *net-metering* de um sistema baseado na compensação física de eletricidade injetada na rede, para um modelo de compensação econômica (TOXIRI, 2014). 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 6 de agosto de 2010 um novo Decreto (DM 06/08/2010) foi publicado, inaugurando o *Terceiro Conto Energia*, de modo que os projetos elegíveis seriam os que começassem a operar entre 1º de janeiro de 2011 e 31 de maio de 2011 (ELGAMAL *et al.*, 2015). As principais mudanças trazidas pelo Decreto eram voltadas especificamente para o tratamento da classificação dos sistemas fotovoltaicos e das tarifas associadas. Neste sentido, a seguinte classificação foi definida: *In-Building PV plants* (IBPV), *Innovative-Building-Integrated PV Plants* (IBIPV), *Concentrated PV plants* (CPV) e *Other PV plants* (OPV) (DI DIO, 2015).

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 novas reduções nos valores das 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.*, 2016). O novo decreto trazia um esquema de classificação ainda mais simples, quando comparado aos anteriores, de modo que os sistemas passaram a ser classificados em: *Traditional PV systems* (TPV), *Innovative Building Integrated PV plants* (IBIPV) e *Concentrated PV systems* (CPV). O esquema de incentivo definido era composto essencialmente por dois termos: uma tarifa *feed-in all-inclusive* que remunerava a eletricidade injetada na rede; e uma tarifa *premium* que remunerava a eletricidade utilizada para o autoconsumo (DI DIO, 2015). A Tabela 8.7 sintetiza estas informações, apresentando os valores de ambas as tarifas para cada tipo de sistema.

Tabela 8.7: 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 <i>premium</i> para auto-consumo (€/kWh)	Tarifa <i>feed-in</i> (€/kWh)	Tarifa <i>premium</i> 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)

É importante ressaltar que, enquanto nas versões anteriores do programa um sistema poderia receber a tarifa *feed-in premium* (que, então, incidia sobre toda a eletricidade gerada) e participar do 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 receber a remuneração prevista no *Conto Energia* (tarifa *feed-in all-inclusive* + tarifa premium sobre o auto-consumo) ou participar do programa de *net-metering* (CAMPOCCIA *et al.*, 2014)

Dado o crescimento substancial da capacidade instalada fotovoltaica, já em julho de 2013 atingiu-se o teto dos dispêndios anuais do programa, de 6,7 bilhões de euros. Logo, o Decreto Ministerial de 06/08/2010 foi revogado (IEA, 2016). Com o fim da tarifa *feed-in*, o sistema de *net-metering* (*Scambio Sul Posto*) passou a ser a única política de incentivo vigente na Itália¹⁸⁵.

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 1º de janeiro de 2015¹⁸⁶ (EC, 2015). A alteração do teto de capacidade considerado no SSP foi instituída através do Decreto de Lei 91/2014, publicado em agosto de 2014 (TSAGAS, 2016). Através deste mecanismo, diferentes valores são atribuídos à eletricidade injetada na rede e ao consumo de eletricidade da rede (IEA-PVPS, 2016a; EC, 2015). De modo geral, o GSE paga uma contribuição aos consumidores, voltada a reembolsar parte dos custos que eles incorrem ao retirar energia da rede. Essa contribuição é calculada com base na eletricidade que é injetada na rede e no consumo de eletricidade a partir da rede, e sua respectiva valoração, em um determinado ano. É importante ressaltar, ainda, que caso o valor da eletricidade injetada na rede (VOE) supere o custo da eletricidade consumida da rede (COE), são gerados créditos econômicos que podem ser utilizados nos três anos subsequentes ou gerar uma compensação financeira (realizada anualmente) para o consumidor atendido pelo esquema (IEA, 2016; SAMUELE, 2016).

185 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).

186 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).

De forma mais detalhada, a compensação no âmbito do SSP se dá da seguinte forma (SAMUELE, 2016):

- i. O proprietário do sistema fotovoltaico injeta a eletricidade excedente na rede administrada pelo GSE, que vende essa eletricidade no mercado de energia;
- ii. O consumidor fotovoltaico compra da ENEL a eletricidade necessária para atender sua demanda nos períodos em que a auto-geração não é suficiente, de modo que, ao final do ano, o GSE retorna o montante pago, a chamada “cota de energia” (*quota energia*);
- iii. O valor da eletricidade injetada na rede é computado com base no preço zonal médio;
- iv. A chama “cota de serviço” (*quota servizi*) é computada, correspondendo ao montante que reembolsa o prosumidor pelos custos incorridos com o serviço da rede;
- v. Ao final do ano, a diferença entre a eletricidade injetada na rede e a cota de energia representará o crédito que poderá ser utilizado nos próximos três anos; se a diferença for negativa, o débito será cobrado na conta de eletricidade;
- vi. O montante recebido pelo prosumidor, caso ele opte por receber a remuneração pelos seus créditos ao final do ano, corresponde à soma da cota de energia à cota de serviço.

O SSP prevê o reembolso seja pago pelo GSE até o ponto em que a eletricidade gerada e o consumo anual se igualam (IEA, 2016). Esse reembolso é referente aos seguintes componentes: custo da energia, encargos do sistema e custos de transmissão e distribuição. Cabe destacar, no entanto, que sistemas com capacidade instalada superior a 200 kW_p, o SSP não reembolsa os encargos do sistema. A compensação anual paga pelo GSE aos sistemas que operam no âmbito do SSP é calculada através da seguinte fórmula:

$$C_S = \min [O_E; CU_{EP}] + CU_{sf} \times E_S, \text{ onde:}$$

O_E : custo anual referente à aquisição de eletricidade a partir da rede de distribuição. É calculado como o produto da energia demanda e o preço único nacional (PUN);

C_{EP} : valoração, expressa em euros, da energia fotovoltaica injetada anualmente na rede a qual o sistema está conectado;

CU_{sf} : preço unitário correspondente a taxa de intercâmbio anual, expresso em c€/kWh

E_S : energia elétrica intercambiada anualmente com a rede (equivale ao mínimo entre a energia demanda da rede e a energia injetada na rede)¹⁸⁷.

A primeira parte da equação corresponde à cota de energia (*quota energia*), enquanto a segunda parte equivale a cota de serviço (*quota servizi*).

Cálculos indicam que, atualmente, considerando uma família com o consumo anual de 4.000 kWh, tipicamente uma taxa de autoconsumo de 30% pode ser obtida a partir de sistemas com capacidade instalada de 3,5 kWp, 3 kWp e 2,75 kWp instalados, respectivamente, no Norte, Centro e Sul da Itália. Considerando um custo de instalação de 2.200 €/kW, somado a um IVA (Imposto sobre Valor Adicionado) de 10%, sob as regras do sistema de *net-billing* vigente na Itália, o consumidor residencial pode alcançar uma economia de cerca de € 720 por ano em sua conta de eletricidade (nas três regiões consideradas), com um *pay-back* de 7 a 9 anos, a depender da região (EC, 2015).

A Tabela 8.8 resume as principais informações acerca das normas que regem o autoconsumo na Itália.

187 Para mais detalhes ver Servizio di Scambio Sul Posto, Determinazione del contributo in conto scambio ai sensi dell'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/ efr e s.m.i. – Regole Tecniche (GSE, 2016)

Tabela 8.8. Normas do Autoconsumo na Itália.

		Itália
Auto-consumo FV	Direito ao autoconsumo	Sim
	Receitas de autoconsumo FV	Economia na conta de eletricidade
	Impostos para financiar T&D	Sim, acima de 20 kW
Geração FV Excedente	Receitas do excesso de eletricidade	SSP, <i>net-billing</i> baseado em energia e serviços; preço de mercado para venda de eletricidade
	Tempo máximo para compensação	Autoconsumo, tempo real; SSP, pré-pagamento duas vezes por ano
	Compensação geográfica	Local (<i>meter aggregation</i> permitida para alguns casos específicos no SSP)
Outras características do sistema	Duração do esquema de incentivo	Ilimitado
	Aceitação de propriedade por parte de terceiros	Sim, com condições para o SSP
	Códigos de rede e taxas adicionais	Não
	Outros viabilizadores do autoconsumo	Não
	Limitações ao tamanho do sistema PV	Autoconsumo, não (abaixo de 20 MW para o SEU); SSP, até 500 kW
	Limitações do sistema elétrico	Não
	Fatores adicionais	Não

Fonte: Adaptado de IEA-PVPS (2016)

Além do sistema de compensação estabelecido através do *Scambio Sul Posto*, a Itália dispõe de uma medida de incentivo que prevê a dedução fiscal de 36% sobre o custo total de compra e instalação dos sistemas fotovoltaicos, sujeito a um teto de custo no valor de € 96.000 por unidade fotovoltaica residencial ou comercial. A concessão, implementada em 2008, inicialmente estabeleceu a dedução de 50% sobre o valor da IRPEF (uma taxa de caráter regional incidente sobre pessoas físicas), com validade prevista de 10 anos. Em 2013, no entanto, a isenção foi revisada, sendo reduzida para o patamar de 36% (DUSONCHET e TELARETTI, 2015).

Adicionalmente, há o sistema regulatório denominado *Ritiro Dedicato*, disponível para os pequenos produtores de eletricidade desde 1º de janeiro de 2008.

De acordo com este esquema produtores fotovoltaicos podem optar por vender a eletricidade gerada na planta fotovoltaica no mercado livre, através do GSE, que, neste caso, atua com um mediador entre os produtores fotovoltaicos e o mercado de eletricidade (GSE, 2012). Assim, no âmbito do *ritiro dedicato*, a eletricidade pode ser vendida diretamente ao GSE a um preço mínimo fixado (DUSONCHET e TELARETTI, 2015). O máximo de eletricidade que o GSE pode comprar de cada produtor à tarifa fixa são 2.000 MWh. Dentro deste limite, o produtor pode optar por receber a tarifa mínima fixada¹⁸⁸ ou o preço de mercado. Caso a produção ultrapasse o marco de 2000 MWh, no entanto, o volume excedente será vendido necessariamente ao preço de mercado (DUSONCHET e TELARETTI, 2015). É importante destacar que o *ritiro dedicato* não é cumulativo ao *Scambio Sul Posto* (LEGANCE AVVOCATI ASSOCIATI, 2016).

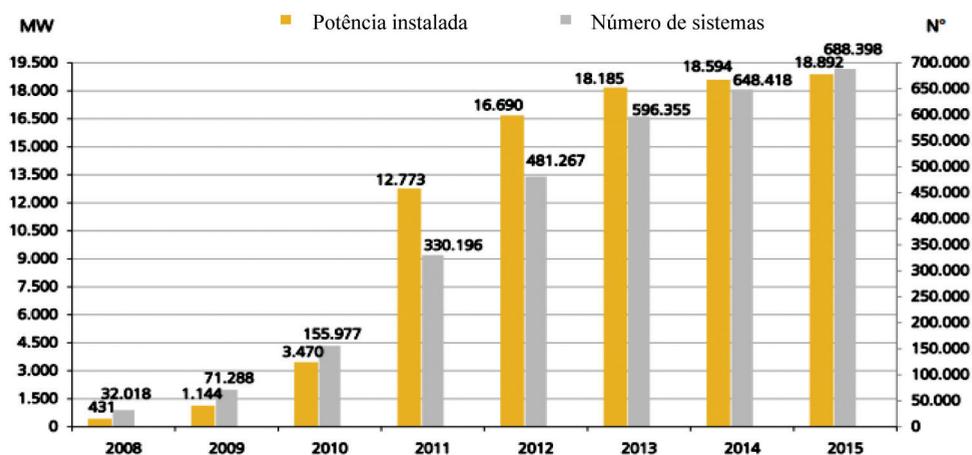
8.3 Resultados das Políticas de Incentivos

O esquema de incentivo *Conto Energia* teve resultados expressivos na promoção da energia fotovoltaica, resultando em um *boom* no número de instalações de sistemas fotovoltaicos nos anos de 2011 e 2012 (HAWKES *et al.*, 2014).

A Figura 8.1 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*. Dados indicam que os sistemas que entraram em operação durante o ano de 2015, que consistem principalmente em sistemas residenciais, têm uma potência média de 7,1 kW, consideravelmente mais baixa em relação aos anos anteriores, o que acabou reduzindo a capacidade média dos sistemas fotovoltaicos instalados no país para cerca de 27 kW. A redução da média média dos sistema fotovoltaicos italianos é uma tendência que vem sendo verificada desde 2011, quando a média era de 38,7 kW (GSE, 2016). Essa tendência reflete as mudanças nas políticas de incentivo e o consequente aumento da importância relativa da micro geração.

188 O valor da tarifa fixa mínima varia de acordo com o volume de eletricidade a ser vendido pelo produtor fotovoltaico, de modo que decresce de acordo com o aumento do volume de energia. A seguir são apresentados os valores vigentes em 2014: € 100/MWh (até 3750 kWh), € 90/MWh (entre 3750 e 25.000 kWh), € 76,2/MWh (entre 25 e 2.000 MWh) (DUSONCHET e TELARETTI, 2015).

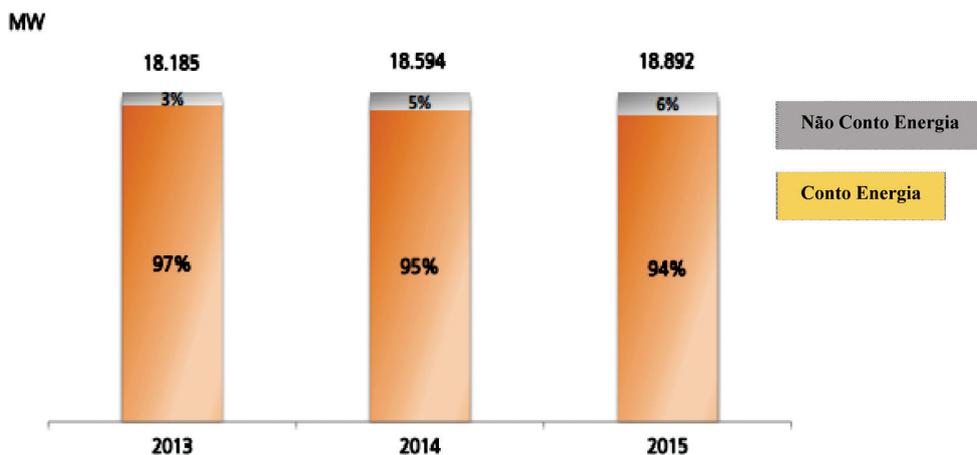
Figura 8.1: Evolução da Capacidade Fotovoltaica Instalada e do Número de Sistemas Fotovoltaicos na Itália: 2008 – 2015



Fonte: GSE (2016)

Ao final de 2015, a Itália contava com 18.892 MW de capacidade fotovoltaica instalada, que foi responsável por gerar 22.942 GWh, correspondendo a aproximadamente 9% do consumo total verificado no país (GSE, 2016). A Figura 8.2 mostra a evolução da capacidade fotovoltaica instalada entre 2013 e 2015, destacando o percentual da capacidade instalada sob o arcabouço do programa *Conto Energia*. Além de ficar clara a relevância do programa para a difusão da energia solar fotovoltaica na Itália, é possível também perceber a tendência, embora discreta, de aumento da participação dos sistemas não atendidos pelo *Conto Energia*, na medida em que a partir de 2013, último ano em que foi possível solicitar incentivos através do programa, vem se expandido a participação relativa dos projetos fora do arcabouço do programa. É possível auferir, ainda, que grande parte das novas instalações se enquadra no *Scambio Sul Posto*, na medida em que, como será visto a seguir, a maior parte dos novos sistemas se enquadra na faixa de potência considerada no programa (até 500 kW).

Figura 8.2: Evolução da Participação do Conto Energia na capacidade fotovoltaica instalada acumulada: 2013 - 2015



Fonte: GSE (2016)

No que diz respeito ao montante de nova capacidade instalado anualmente, em 2015 houve uma retração significativa, na medida em que apenas 298 MW foram instalados, contra 424 MW adicionais instalados em 2014, o que representa um decréscimo de 30% (IEA-PVPS, 2016b; GSE, 2016). Essa diferença é explicada principalmente pela entrada em operação, em 2015, dos últimos sistemas fotovoltaicos aprovados no arcabouço regulatório do *Conto Energia* (GSE, 2016). A evolução da capacidade adicional anual é apresentada na Tabela 8.9 em que fica clara a desaceleração do mercado fotovoltaico ao longo dos anos, sobretudo a partir de 2013.

Tabela 8.9: Evolução da Capacidade Adicional Anual: 2011 – 2015 (GW)

Ano	Capacidade (GW)
2011	9,3
2012	3,6
2013	1,6
2014	0,4
2015	0,3

Fonte: Elaboração própria com base em IEA-PVPS (2016b)

Por sua vez, a Tabela 8.10 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 apesar da desaceleração das instalações entre 2014 e 2015, a expansão da capacidade fotovoltaica continua sendo puxada pelos sistemas de menor porte, com capacidade de até 20 kW.

Tabela 8.10: Número de Sistemas e Capacidade Instalada Anual por Classe de Potência

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

Fonte: Elaboração própria com base em GSE (2016)

Já a Figura 8.3 apresenta a quantidade acumulada de plantas fotovoltaicas conectadas à rede em 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, o que representa um crescimento de 6,2% em relação a 2014, quando havia um total de 648.196 sistemas em operação no país. Em termos de capacidade instalada, em 2015 havia um total de 18,89 GW, contra 18,59 GW em 2014, o que representa um crescimento de 1,6%. As plantas de menor porte (com capacidade instalada de até 20 kW) representam mais de 90% do total de sistemas fotovoltaicos instalados na Itália, e correspondem a 18% da potência nacional total. Ao final de 2015, o tamanho médio dos projetos instalados no país chegou a 27,4 kW (GSE, 2016). Desta forma, é possível observar na Figura 8.3 que majoritariamente parte das instalações corresponde a plantas de pequeno e médio porte. Logo, observa-se o impacto da política de incentivo adotada na Itália sobre a

configuração da distribuição de eletricidade no país, destacando que partiu-se de um sistema de distribuição composto centralmente por plantas de médio e grande porte (DI DIO, 2015).

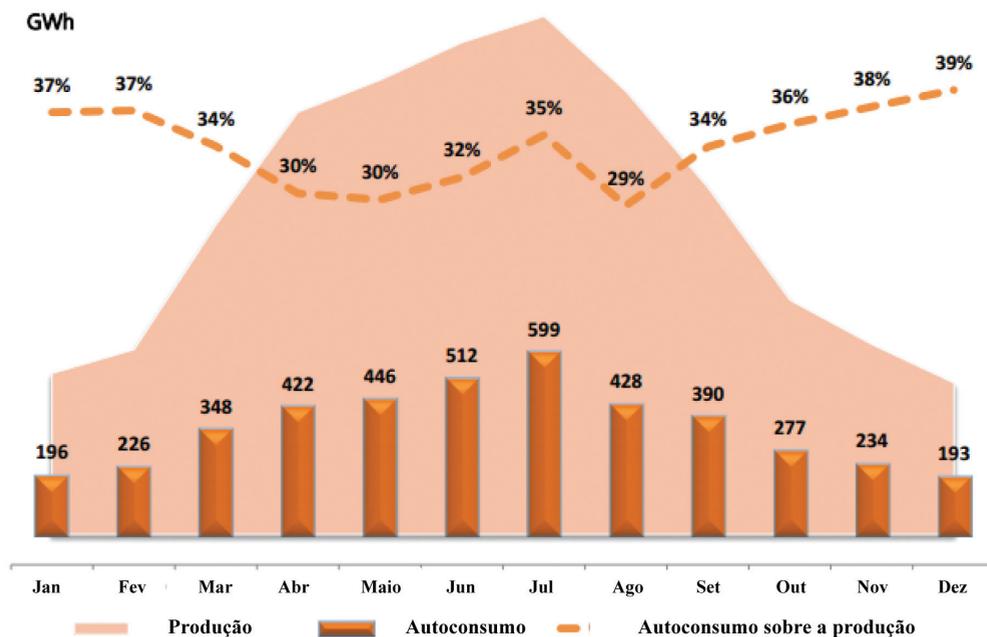
Figura 8.3: Número de Sistemas e Capacidade Instalada Acumulados por Classe de Potência (2014-2015)

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: GSE (2016)

Por fim, a Figura 8.4 apresenta a proporção relativa entre a energia produzida e o montante que é autoconsumido. Na mesma figura, é possível encontrar a evolução do percentual de autoconsumo em relação à produção fotovoltaica ao longo de 2015.

Figura 8.4: Evolução da Participação do Autoconsumo em 2015



Fonte: Adaptado de GSE (2016)

Conforme relatado anteriormente, a regulação italiana vem passando por um amplo processo de reformas. Embora grande parte das medidas 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 da reforma é eliminar a progressividade contida na estrutura tarifária atual, de modo que a transição implica necessariamente em alinhar as tarifas dos consumidores menos eletro-intensivos ao custo real de provisão do serviço, sendo previsto o aumento das tarifas aplicadas aos consumidores que atualmente se encontram nas classes mais baixas de consumo. Portanto, na prática, a reforma tarifária implicará no aumento dos custos a serem pagos pelos prosumidores, já que, sob a regulação atual a redução da energia demandada da rede, viabilizada pelo *Scambio Sul Posto*, resulta em respectiva redução da tarifa paga pelo agente (STEPHAN FRANZ, 2016).

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 os componentes fixo e de potência da tarifa de distribuição corresponda ao novo cenário, em que a elevada penetração da GD implica em considerável aumento dos custos fixos das distribuidoras (CHIARONI ET AL., 2017).

De acordo com cálculos preliminares, com a reforma tarifária, o fluxo de receita dos proprietários de sistemas fotovoltaicos beneficiados pelo *Scambio Sul Posto* reduziria 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, esta reorientação da regulação tarifária italiana tende a promover a desaceleração do ritmo de difusão da tecnologia nos próximos anos.

Adicionalmente, é importante ressaltar que progressivamente estão sendo estabelecidas taxas específicas aos consumidores detentores de sistemas de geração distribuída com vistas que os mesmos contribuam com o custeio 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, 2015b).

8.4 Referências

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

AEEG (2014). Electricity network tariff regulation – The Italian experience. Milan, May 7 2014. Disponível em: http://www.medreg-regulators.org/Portals/45/capacitybuilding/1st/1st_MEDREG_Capacity_building-AEE-GSI-Lanza.pdf. Acessado em: 11.01.2017.

AEEG (2016). Summary of the Annual Report to the International Agency for the Cooperation of National Energy Regulators and to the European Commission on the Regulatory Activities and the Fulfilments of Duties of the Italian Regulatory Authority for Electricity, Gas and Water. 28.07.2016. Disponível em: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National_Reporting_2016/NR_En/C16_NR_Italy-EN_Summary.pdf. Acessado em: 14.04.2017.

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.

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.

Benedettini (2015). The Italian electricity retail market: a critical overview of the recent monitoring report by the National Regulatory Authority. Disponível em: <http://www.ispionline.it/en/energy-watch/italian-electricity-retail-market-critical-overview-recent-monitoring-report-national-regulatory-authority-12649>. Acessado em: 01.09.2017

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

BUSNELLO, L. *The evolution of the Italian power sector after its liberalization*. 2014. Disponível em: http://tesi.cab.unipd.it/45191/1/Busnello_Luca.pdf. Acesso: setembro de 2015.

Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., & Zizzo, G. (2014). An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, 107, 530-542.

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.

Cariello, F. (2008). The Italian Electricity Market. *The Regulatory Authority for Electricity and Gas*. Disponível em: http://www.industrie.gov.tn/fr/projetelmed/images/pdf/10_Italian_market.pdf. Acessado em: 27.03.2017.

Cellura, M., Di Gangi, A., Longo, S., & Orioli, A. (2012). Photovoltaic electricity scenario analysis in urban contexts: An Italian case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 2041-2052.

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>.

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, October). 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.

Dusonchet, L., & Telaretti, E. (2015). Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 986-998. GSE, 2012

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. Acessado em: 11.01.2017.

EC – European Commission (2014). Country Reports – Italy. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_countryreports_italy.pdf. Acessado em: 28.03.2017.

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

GME – Gestore Mercati Energetici (2016). Annual Report 2015. Disponível em: https://www.mercatoelettrico.org/En/MenuBiblioteca/documenti/20161118_GME_Annual_Report_2015_ENG.pdf. Acessado em: 27.03.2017.

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.

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.

International Energy Agency - IEA (2009). Energy Policies of IEA Countries – Italy 2009 Review. OECD/IEA. Paris. France.

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

IEA-PVPS (2016b). Annual Report 2015. Photovoltaic Power Systems. Technology collaboration Programme.

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

Legance Avvocati Associati (2016). Renewable Decree: first remarks. Disponível em: <http://www.legance.com/newsletter/renewables-decree-first-remarks>. Acessado em: 29.03.2017.

Ministerio Dello Sviluppo Economico (2016). La situazione Energetica Nazionale Nel 2015. Disponível em: http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/downloads/situazione_energetica_nazionale_2015.pdf. Acessado em: 13.10.2016.

QuiFinanza (2016). Che differenza c'è tra le tariffe di Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico?. Disponível em: <http://quifinanza.it/editoriali/che-differenza-c-tra-tariffe-di-enel-energia-ed-enel-servizio-elettrico/3848/>. Acessado em: 10.09.2016;

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*.

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%20fina_revREF-E.PDF. Acessado em: 26.04.2017

ROSATI, Dario (2013). Retail prices in the Italian electricity market. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso. Università Ca'Foscari Venezia.

Sgroi, F., Tudisca, S., Di Trapani, A. M., Testa, R., & Squatrito, R. (2014). Efficacy and efficiency of Italian energy policy: The case of PV systems in greenhouse farms. *Energies*, 7(6), 3985-4001.

Spertino, F.; di Leo, P.; Cocina, V. Economic analysis of investment in the rooftop photovoltaic systems: A long-term research in the two main markets. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2013**, 28, 531–540.

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

TERNA (2016). Rapporto Mensile Sul Sistema Elettrico – Consutivo Gennaio 2016. Disponível em: <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx> . Acessado em: 25.09.2016.

Tsagas, I. (2016). Solar PV Provides 7.8 Percent of Italy's Electricity in 2015. Disponível em: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/02/solar-pv-provides-7-8-percent-of-italy-s-electricity-in-2015.html>. Acessado em: 10.03.2017.

9

O Caso da França

Guillermo Pereira
Patrícia Pereira da Silva

9.1 Estrutura do Setor Elétrico Francês

A evolução da estrutura do setor elétrico francês está atrelada às diretrizes da União Europeia com vistas à criação de um mercado interno de energia integrado. Neste sentido, observa-se a busca pela criação de mercados competitivos nos segmentos atacadista e varejista de energia, sendo para isso necessário a garantia do acesso regulado nos segmentos de rede (EU, 1996, 2003, 2009)¹⁸⁹. A Tabela 9.1 apresenta a relação entre principais etapas de reestruturação do setor elétrico francês e as diretivas da União Europeia (TONGOLA, 2016).

Tabela 9.1: Evolução do Processo de Reestruturação a Nível Europeu e o Caso Francês

Ano	Diretivas	Setor elétrico			
		Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização
Pré-1996	-	Empresas do setor elétrico verticalmente integradas			
1996	Diretiva 96/92/EC	Concorrência limitada	Monopólio natural	Concorrência limitada ao mercado atacadista	
2000	Electricity Act 2000 (Loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité)	A lei implementada em 2000 vem transpor a Diretiva 96/92/EC e criar as condições para a liberalização do mercado. Esta medida obrigou a EDF a comercializar quase 25% da sua capacidade de geração à concorrência por um preço definido pelo governo francês.			

189 Esta estrutura de mercado começou a ser implementada em 1996, através da Diretiva 96/92/EC, e posteriormente pelas Diretivas 2003/54/EC e 2009/72/EC estando assente numa evolução progressiva da estrutura do setor (IEA, 2009).

Ano	Diretivas	Setor elétrico			
		Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização
2003	Diretiva 2003/54/EC	Concorrência plena no mercado atacadista a partir de 2004		Acesso regulado	Concorrência plena no mercado varejista a partir de 2007
2004	Utilities Act 2004	Esta lei transpõe a Diretiva 2003/54/EC, criando o quadro legal necessário para desagregar as atividades de transmissão das atividades de geração e comercialização (unbundling). Esta medida transformou a EDF e GDF em empresas públicas com participação do estado, sendo que antes eram parte dos órgãos do estado Francês.			
2005	Energy Act 2005	Esta lei vem reforçar o quadro legal de modo a assegurar a segurança do abastecimento, incentivar a promoção de eficiência energética, e garantir preços competitivos em um setor em reestruturação.			
2006	Energy Act 2006	Esta lei vem reforçar as responsabilidades do regulador Commission De Régulation De L'énergie, CRE, e reduz a participação do estado na empresa GDF, criando as condições necessárias para a sua fusão com a Suez.			
2009	Diretiva 2009/72/EC	Plena concorrência		Acesso regulado	Plena concorrência
2010	Electricity Act 2010 (Loi NOME du 7 décembre 2010)	A lei implementada em 2010 transpõe a Diretiva 2009/72/EC introduzindo as condições necessárias para um setor elétrico competitivo.			
2015	Energy Transition Act 2015 (Transition énergétique)	Esta lei vem criar o quadro legal para a transição do sistema energético de França para uma realidade mais sustentável e segura.			

Fonte: Ballore et al. (2016); European Union (1996, 2003, 2009).

A análise do setor elétrico francês, sobretudo em um contexto de modificação de sua estrutura, requer o prévio conhecimento de suas instituições. Neste contexto, destaca-se a Comissão de Regulação da Energia (CRE), a Diretoria Geral de Competitividade, Assuntos do Consumidor e Controle de Fraude (DGCCRF), o Mediador Nacional de Energia (MNE), o Ministério do Ambiente Energia e Mar (MEEM) e a Diretoria Geral de Energia e Clima (DGEC).

A CRE¹⁹⁰ foi criada em 2000 e é a autoridade de regulação do setor na França. O seu objetivo é assegurar o funcionamento do mercado e das redes

¹⁹⁰ A CRE actua como autoridade reguladora da eletricidade e do gás, conforme se pode consular em <http://www.cre.fr/presentation/missions>

elétricas e, ao mesmo tempo, garantir um serviço de qualidade a um custo justo para os consumidores (BALLORE *et al.*, 2016). Para que isso seja possível, a CRE possui as seguintes responsabilidades (CRE, 2016a):

- i. Assegurar o acesso à rede de eletricidade;
- ii. Assegurar o adequado funcionamento e desenvolvimento da rede de eletricidade e demais infraestruturas necessárias;
- iii. Assegurar a independência dos operadores de rede de transporte (TSO) e operadores de rede de distribuição (DSO);
- iv. Contribuir para o desenvolvimento do mercado europeu de eletricidade;
- v. Contribuir para a adequada implementação de políticas de suporte à geração e abastecimento de eletricidade.

Por sua vez, a DGCCRF, supervisiona os agentes que operam no setor elétrico de modo a garantir (BALLORE *et al.*, 2016; DGCCRF, 2016):

- i. A existência das condições necessárias para um funcionamento transparente e equilibrado do mercado;
- ii. A comunicação de informação relevante para os consumidores de eletricidade de modo a aumentar a sua confiança ao optar por um comercializador de eletricidade;
- iii. A segurança e bem-estar dos consumidores.

Em termos de mercado de energia, o, MNE apresenta-se como um órgão de intermediação com o objetivo de resolver disputas que resultem de contratos entre consumidores e empresas de energia. Esta entidade tem ainda um papel importante na disseminação de informação referente aos direitos dos consumidores no setor elétrico (BALLORE *et al.*, 2016; MNE, 2016).

Em um nível mais amplo o MEEM, apresenta-se como uma entidade transversal que atua na área do ambiente, energia e mar. A sua estrutura visa desenvolver políticas públicas mais efetivas e abrangentes, que apresentem melhores resultados da sua implementação (IEA, 2009; MEEM, 2016). Sob a alçada do MEEM, a DGEC, centra a sua atividade na área da política pública, com foco em (MEEM, 2016):

- i. Geração de energia, incluindo renovável, e no consumo dos setores industrial, residencial e de transportes e residencial;
- ii. Desenvolvimento de um quadro de políticas públicas em termo de padronização, regulação, incentivos financeiros, entre outros;
- iii. Estabelecimento de uma estratégia de desenvolvimento tecnológico diversificado.

No âmbito da matriz elétrica, a França apresenta a segunda maior capacidade instalada da União Europeia. Não obstante, a predominância da geração nuclear faz com que a geração elétrica francesa apresente reduzidas emissões de gases do efeito estufa¹⁹¹. (DELOITTE, 2015; EUROPEAN COMMISSION, 2014b). A Tabela 9.2 apresenta a evolução recente da geração elétrica na França.

Tabela 9.2: Evolução da Matriz de Geração Elétrica da França

Fonte	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	GWh	%	GWh	%								
Nuclear	389.998	77	407.878	76	421.073	79	404.880	75	403.695	74,3	415.857	78
Hídrica	56.299	11	61.945	11	44.242	8	57.997	11	69.850	12,9	62.059	12
Solar	174	0	620	0	2.078	0	4.016	1	4.735	0,9	5.909	1
Ondas	443	0	470	0	471	0	452	0	409	0,1	475	0
Eólica	7.912	2	9.945	2	12.051	2	14.914	3	16.034	3,0	17.249	3
Combustíveis	52.260	10	58.501	11	51.504	10	53.511	10	47.998	8,8	31.588	6
Outras	0	0	0	0	0	0	594	0	696	0,1	553	0
Total	507 086		539 359		531 419		536 364		543 417		533 690	

Fonte: EUROSTAT (2016c).

O exame da Tabela 9.2 indica alterações pouco significativas na composição da matriz elétrica francesa entre 2009 e 2014, vide que a oferta continua a ser predominantemente nuclear. De todo modo, durante este período verifica-se um aumento do contributo de fontes de energia renovável, em detrimento de

191 Isto pode ser verificado ao observar o fator de emissão para o setor da eletricidade que na França é de 0,056 tCO₂/MWh, sendo maior apenas que o da Suécia onde se verifica um fator de 0,023 tCO₂/MWh. Em nível da UE, o fator de emissão é de 0,46 tCO₂/MWh (Covenant of Mayors, 2017).

fontes fósseis, sendo a eólica a fonte renovável com crescimento mais expressivo, seguida do solar e das ondas. Além disso, o progresso em matéria de geração de eletricidade de fonte renovável, estas apresentam ainda uma contribuição incipiente na matriz energética francesa.

Em termos de estrutura de mercado apesar da criação de um mercado atacadista desde 2001¹⁹², nota-se que a abertura do mercado não vem se mostrando capaz de criar um ambiente efetivamente competitivo. Observa-se que a EDF¹⁹³ mantém domínio sobre *market share*, sendo proprietária de mais de 90% da capacidade instalada na França em 2014¹⁹⁴ (DELOITTE, 2015; EC, 2014b; IEA, 2009; OECD, 2015).

Por sua vez, dada a condição de monopólio natural regulado, a rede de transmissão francesa é detida e operada pela empresa *Réseau de Transport d'Electricité* (RTE)¹⁹⁵ (EC, 2014b). Embora pertença ao grupo EDF, a regulação atua de forma a que a RTE assegure o acesso não discriminatório a sua infraestrutura. Neste sentido, ressalta-se que qualquer acesso à rede de transmissão que seja negado deve ser devidamente justificado junto do regulador CRE. Além disso, a RTE deve informar a capacidade disponível para injeção de eletricidade na rede de transmissão para cada estação de transformação. As suas responsabilidades incluem ainda o planejamento e desenvolvimento das redes de alta tensão. Porém, ressalta-se que as tarifas de acesso e uso da rede de transmissão são definidas pelo regulador e aprovadas pelo governo (IEA, 2009).

192 Embora tenha sido criado em 2001, o mercado atacadista francês permanece com liquidez reduzida. Verifica-se que a maioria das transações ocorre no mercado “de balcão” (*Over-the-counter*, OTC), as quais responderam por 87% da eletricidade transacionada em 2012 (EC, 2014b).

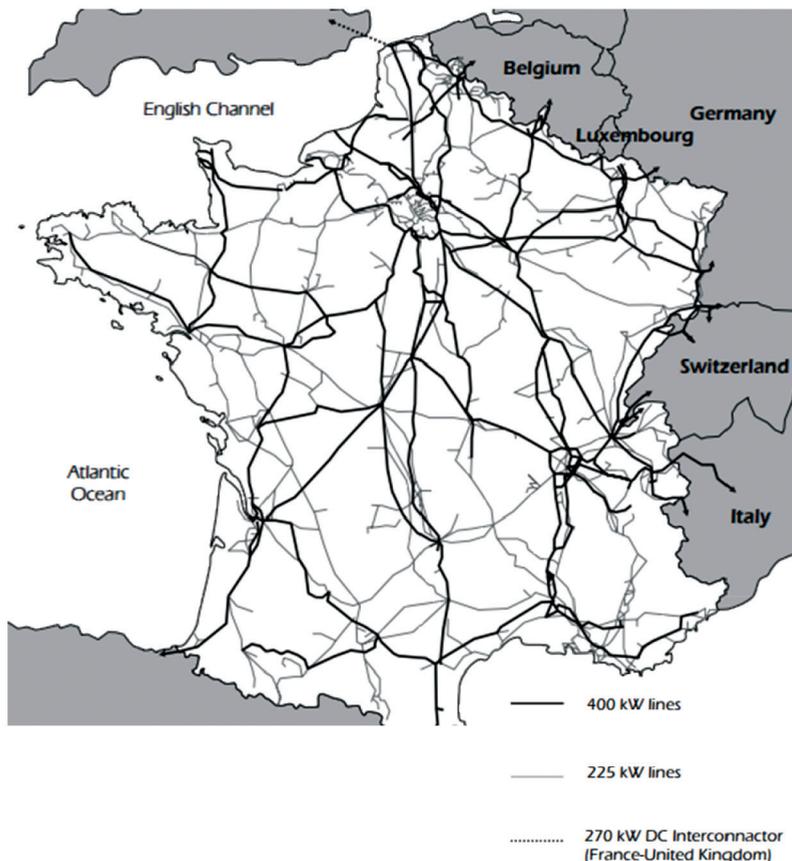
193 O capital da EDF é detido em 85,6% pelo Governo Francês, com os restantes 14,4% do capital detidos por *stakeholder* privados (EDF, 2017).

194 Seguida da Engie (antiga GDF Suez) a deter 5,1% da capacidade instalada e a E.ON France com uma quota de capacidade de 2,6%.

195 A RTE é detida em 100% pela EDF (EC, 2014b), e consiste em um *Independent Transmission Operator* (ITO). A RTE é proprietária dos seus ativos e opera o sistema de transmissão de eletricidade. Embora detida pela EDF, a independência da RTE é assegurada pela sua autonomia de gestão, operacional e financeira, que resulta da eleição dos órgãos de gestão pelo governo, bem como dos seus salários e bônus. Este modelo limita ainda a EDF, a qual não pode interferir nas decisões operacionais da RTE (RTE, 2017).

A infraestrutura de transmissão tem uma extensão de aproximadamente 100.000 km e conta com 2.500 estações de transformação. As linhas de transmissão em funcionamento são de 400 kV, 225 kV, 90 kV e 63 kV, sendo na sua maioria linhas aéreas (IEA, 2009). A distribuição das diferentes linhas de transmissão é apresentada na Figura 9.1.

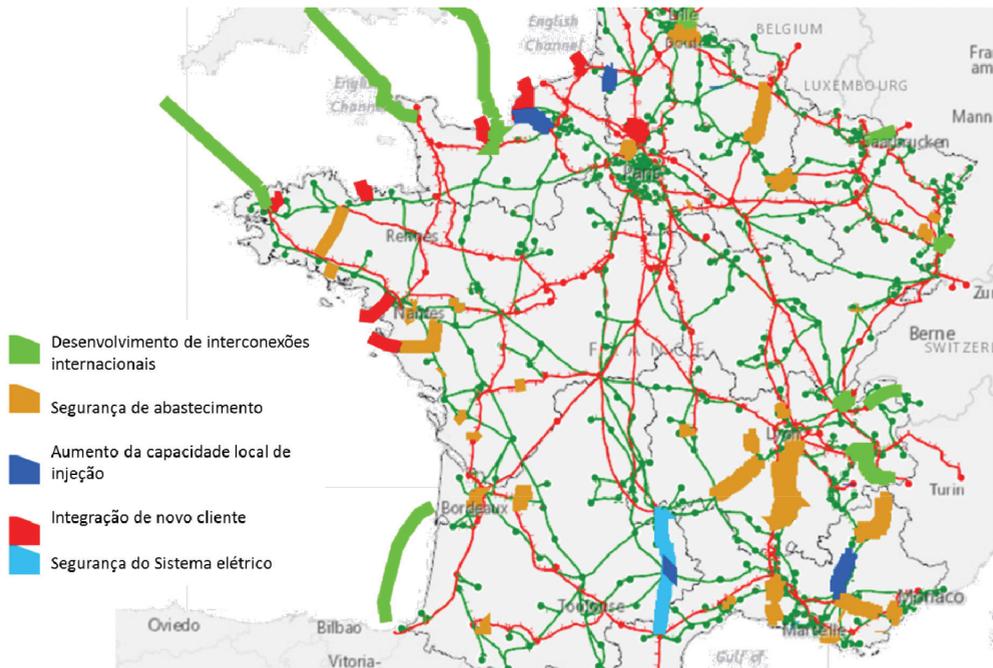
Figura 9.1: Distribuição Geográfica da Rede de Transmissão



Fonte: IEA (2009)

Já a Figura 9.2 apresenta a distribuição dos diferentes tipos de esforço em curso para reforçar, adaptar e assegurar o transporte de eletricidade num contexto de mercado elétrico europeu cada vez mais integrado.

Figura 9.2.: Projetos de Melhoria da Rede de Transmissão Francesa



Fonte: RTE (2016).

Por sua vez, a atividade de distribuição é exercida majoritariamente pela ERDF, uma subsidiária do grupo EDF¹⁹⁶ (EC, 2014b; OECD, 2015). Na condição de monopólio natural, trata-se de uma atividade regulada. Porém, apesar de no quadro legal vigente o operador da rede de distribuição ter que funcionar de forma independente da *holding* EDF, no caso francês observa-se um processo de encaminhamento para este modelo, visto ainda não se encontrarem a ser cumpridos todos os requisitos de independência e recomendações da CRE (CRE, 2014a). Observa-se assim a necessidade de um exame mais detalhado das diretrizes regulatórias incidentes sobre o segmento de distribuição do setor elétrico francês (PEREIRA et al, 2017a, 2017b, 2017c).

As diretrizes de regulação do setor da distribuição de eletricidade seguem uma abordagem híbrida entre o modelo custo do serviço e a regulação baseada em incentivos, sendo de 4 anos o intervalo regulatório. Verifica-se que a CRE

196 A ERDF é responsável por aproximadamente 95% da distribuição de energia elétrica no território francês. As demais áreas são atendidas por empresas municipais.

define a tarifa no início do período tarifário bem como os critérios de evolução da tarifa a serem aplicados ao longo dos anos seguintes (EC, 2015).

Os incentivos aplicados às distribuidoras contemplam um fator de produtividade aplicado sobre as despesas operacionais (OPEX)¹⁹⁷ e metas de qualidade de serviço e qualidade do abastecimento, as quais contemplam penalizações ou prêmios consoante a performance verificada¹⁹⁸.

O marco regulatório conta ainda com um conjunto de mecanismos de mitigação de riscos do negócio. Este mecanismo abrange os custos e proveitos considerados fora do controle da distribuidora, através da criação de uma conta de recuperação de custos e proveitos denominada CRCP¹⁹⁹. Este instrumento de mitigação de risco permite eliminar as diferenças entre custos e proveitos projetados e os efetivamente verificados. Logo, é notório que trata-se de um mecanismo de transferência dos riscos para os consumidores²⁰⁰. A CRCP mitiga o risco para as distribuidoras face a variações nos seguintes componentes (CRE, 2013a):

- i. Custos de capital;
- ii. Custos com perdas de rede;
- iii. Custos com ativos descontinuados;
- iv. Custos com pesquisa e desenvolvimento;
- v. Proveitos provenientes de todas as componentes da tarifa de distribuição;
- vi. Proveitos provenientes de serviços adicionais prestados;
- vii. Proveitos proveniente de novas conexões à rede;
- viii. Incentivos resultantes da regulação por incentivos aplicada.

197 Durante o período regulatório, as distribuidoras podem capturar os ganhos de produtividade que possibilitem o OPEX verificado ser menor que aquele previamente estabelecido.

198 Também existe um incentivo específico para projetos de medição inteligente.

199 Adicionalmente à variação da tarifa resultante do instrumento de mitigação de risco de negócio, CRCP, é ainda considerada em cada ano a variação no índice de preços do consumidor, mitigando assim os riscos da distribuidora relacionados com a inflação.

200 Caso a distribuidora não consiga um nível de proveitos que cumpra a meta definida para o período regulatório, no período seguinte as tarifas serão devidamente ajustadas para mitigar essa diferença.

Em suma, as distribuidoras não correm nenhum risco derivado de variáveis sobre as quais não possuem controle. Nos casos em que os ajustes sejam aceites pelo regulador, as diferenças verificadas no período anterior, são ajustadas para o período seguinte²⁰¹ (CRE, 2013a). Este instrumento permite às distribuidoras protegerem-se contra variações no seu plano de negócios, por via de ajustamentos tarifários no período seguinte. No entanto é importante ressaltar que a variação das tarifas conta com um limite anual de 2% para mais ou para menos²⁰².

No âmbito específico do processo de definição das tarifas de distribuição, verifica-se que, a partir das diretrizes estabelecidas pelo MEEM, a CRE define a metodologia de cálculo das tarifas a ser utilizada pelas distribuidoras. Em linhas gerais, obedece-se à seguinte dinâmica:

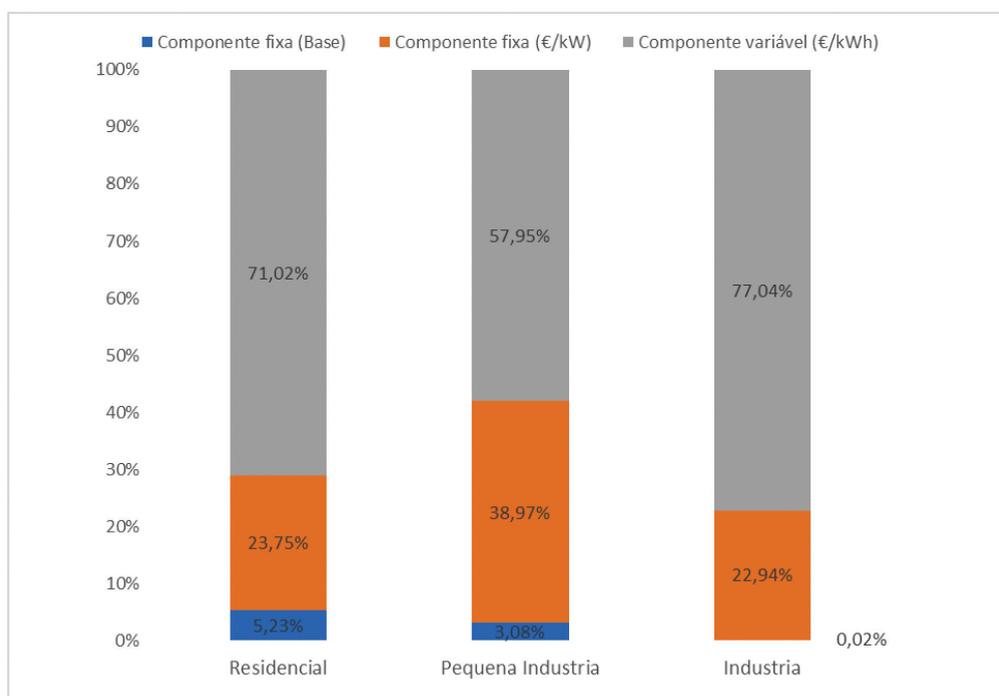
- i. O MEEM elabora um conjunto de orientações de política pública para o segmento da distribuição;
- ii. A CRE define as metodologias a utilizar para fixar as tarifas;
- iii. A distribuidora comunica à CRE o seu plano de negócios. Este plano contempla todos os custos planejados e a sua racionalidade, de modo a permitir à CRE a sua análise detalhada, e caso necessário o seu ajuste. Relatórios financeiros sobre os períodos anteriores são também remetidos ao regulador para permitir ajustamentos à posteriori em custos não planeados;
- iv. A CRE segue as orientações comunicadas pelo MEEM e informa-o regularmente sobre a evolução do processo de definição das tarifas;
- v. A CRE desenvolve processos de consulta pública durante o processo;
- vi. A CRE comunica ao governo o resultado final do processo de fixação de tarifas;
- vii. O MEEM, dispõe de um período de dois meses para pedir à CRE ajustamentos nas tarifas definidas, caso verifique que as recomendações do governo não foram seguidas adequadamente.

201 Do mesmo modo, às distribuidoras também não beneficiam com investimentos realizados abaixo da trajetória planejada e aprovada, pois resultará igualmente em um ajuste no período seguinte.

202 Caso os ajustes para mitigação de riscos resultem em um aumento que excede o limite dos +/-2% de variação da tarifa, o excedente deste limite será acumulado na CRCP para reconciliação no período seguinte (CRE, 2013a).

Destaca-se que a estrutura tarifária para o setor da distribuição da França é composta por uma componente fixa (€/mês) que é destinada a cobrir os custos administrativos e de medição; uma componente fixa (€/kW/mês), que resulta da potência contratada à distribuidora; e uma componente variável (€/kWh), que resulta do consumo efetivamente realizado (EC, 2015). A estrutura tarifária é similar para todos os consumidores, no entanto o valor de cada componente varia consoante o nível de voltagem associado. A Figura 9.3 possibilita uma melhor compreensão da proporção dos diferentes componentes da tarifa para as diferentes classes de consumo.

Figura 9.3.: Proporção das Componentes da Tarifa de Distribuição



Fonte: EC (2015).

Ao nível do mercado varejista, o mesmo já é inteiramente liberalizado. O processo de liberalização teve início em 1999 com abertura do mercado para consumidores industriais. Desde então, foi evoluindo de forma gradual²⁰³ até ser

²⁰³ Em 2004, empresas de pequena e média dimensão passaram a poder escolher seu fornecedor de energia.

concluído em 2007 com a concessão do direito aos consumidores residenciais de escolherem seu supridor de energia, sendo que os consumidores residenciais permanecem com o direito a tarifas finais de energia reguladas (DELOITTE, 2015; GOVERNMENT OF FRANCE, 2017).

Verifica-se que a liberalização do mercado varejista não vem sendo capaz de efetivamente incitar a competição. Observa-se que o *market share* da EDF permanece muito elevado, tendo sido superior a 80% em 2012. (DELOITTE, 2015). Em 2015, 88% dos consumidores residenciais eram ainda supridos por tarifas finais reguladas²⁰⁴, correspondendo a 91% do consumo de eletricidade deste segmento. No setor não-residencial as tarifas reguladas abrangeram no mesmo período 80% dos consumidores, o que corresponde a 35% do consumo neste segmento (CRE, 2016c). Outro indicador relevante para avaliação da dinâmica do mercado varejista resulta da análise da taxa de mudança de comercializadora por parte dos consumidores finais (*switching rate*), para França este valor tem se mantido inferior a 10% (OECD, 2016).

Em complemento a perspectiva sobre o estado de funcionamento do mercado varejista, a Tabela 9.3 apresenta a evolução da eletricidade comercializada para os diferentes segmentos de clientes.

Tabela 9.3: Evolução da Eletricidade Comercializada por Segmento de Clientes.

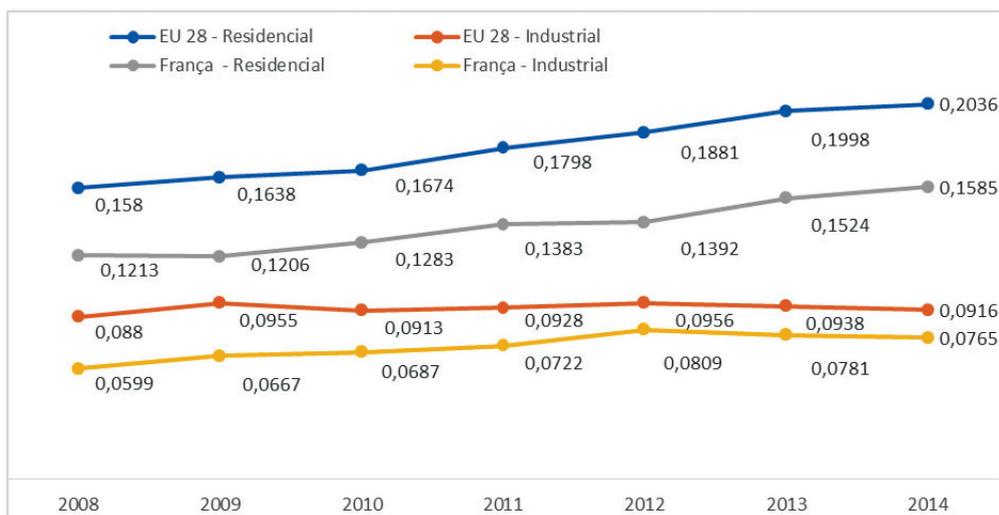
Eletricidade comercializada (GWh)	Ano							
	1990	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indústria	114.666	139.547	111.722	117.444	117.891	114.319	111.440	111.382
Residencial	96.908	138.483	149.032	161.520	140.475	158.269	167.904	149.426
Serviços e Comércio	79.355	122.827	134.229	142.168	134.049	139.394	138.022	131.610
Transportes	8.880	12.222	12.518	12.533	12.398	12.407	12.780	12.473
Outros	2.421	9.692	10.454	10.424	12.753	9.704	10.564	10.434
Total	302.230	422.771	417.955	444.089	417.566	434.093	440.710	415.325

Fonte: EUROSTAT (2016a).

204 Os consumidores de eletricidade têm acesso às tarifas reguladas por meio das empresas de comercialização de eletricidade incumbentes. Em França, ao contrário do que se verifica em outros países da União Europeia não existe uma comercializadora de último recurso (*Supplier of Last Resort*) para assegurar o acesso a eletricidade por tarifas reguladas (CEER, 2012).

Por fim, compara-se a evolução dos preços finais do suprimento de energia elétrica pagos na França comparativamente a situação na União Europeia. Através da Figura 9.4 é possível observar uma tendência de crescimento mais acentuada para os preços residenciais, embora os preços praticados em França se mantenham abaixo da situação na Europa dos 28 (EU-28). Para os preços industriais, a tendência de crescimento é menos acentuada, verificando-se também preços inferiores em França do que na EU-28. Em 2008, para o setor residencial França contou com € 0,1213/kWh, face a € 0,158/kWh na EU-28, sendo que estes preços passaram para € 0,1585/kWh e € 0,2036/kWh respectivamente em 2014. Para o setor industrial em 2008 França cotou com € 0,0599/kWh, face a € 0,08/kWh na EU-28, passando para € 0,0765/kWh e € 0,0916/kWh respectivamente, em 2014.

Figura 9.4.: Preços por Segmento de Consumidor na França e EU-28, em €/KWh



Fonte: EUROSTAT (2016b).

Através da caracterização apresentada da estrutura do setor elétrico francês, observa-se que apesar da transposição das sucessivas medidas da União Europeia em matéria de liberalização, o mercado de eletricidade em França apresenta-se ainda muito concentrado. A EDF permanece com presença significativa ao longo de toda cadeia de fornecimento. Por sua vez, uma parcela expressiva dos consumidores encontra-se ainda a consumir eletricidade por meio de

tarifas reguladas, embora se verifica uma passagem gradual de consumidores para preços de mercado.

9.2 Políticas de Incentivos à Micro e à Mini Geração Solar Fotovoltaica

Em linhas com os compromissos assumidos no âmbito da União Europeia²⁰⁵, observa-se que a França vem buscando criar as condições necessárias para que o seu setor energético seja dotado de maior nível de eficiência e tenha maior participação de fontes renováveis. Para isso, o governo francês em conjunto com entidades intervenientes vêm implementando um conjunto de medidas que possibilitem a efetiva transição do setor energético francês (OECD, 2015).

As origens da transição energética francesa remetem ao ano de 2007 quando optou-se pela reformulação das diretrizes de política ambiental, especialmente com vista a contemplar medidas de mitigação das alterações climáticas²⁰⁶. Esta reformulação teve a participação de autoridades locais e organizações não governamentais. O processo culminou com a implementação em 2009 da *Grenelle Loi I*. Esta lei tem o objetivo de adaptar à legislação às necessidades inerentes à mitigação das mudanças climáticas; proteger a biodiversidade e contribuir para um meio ambiente que proteja a saúde e bem-estar.

205 A União Europeia vem implementando diretrizes que objetivam a evolução de três principais pilares de ação em matéria de energia e clima, sendo estes: o aumento da eficiência energética, o aumento do contributo de fontes de energia renovável e a redução das emissões de gases de efeito de estufa (European Commission, 2014a). Neste contexto até 2020 a EU ambiciona conseguir uma aumento de 20% no contributo de fontes de energia renovável, uma redução do consumo de energia em 20% através de medidas de eficiência energética, e uma redução de 20% nas emissões de gases de efeito de estufa (European Commission, 2011a). Para 2030 estas metas apresentam-se mais ambiciosas com objetivos de 27% de aumento no contributo de fontes de energia renovável, redução em 27% do consumo de energia primaria por via de aumento da eficiência energética e redução em 40% das emissões de gases de efeito de estufa (Comissão Europeia, 2014). Este conjunto de metas temporais são parte integrante da agenda Europeia de muito longo prazo em conseguir uma economia de baixo carbono em 2050 (European Commission, 2011b).

206 Além das motivações de natureza ambiental, a transição energética francesa faz parte de um programa nacional mais amplo que visa incitar o desenvolvimento sócio-econômico e a criação de empregos.

Com o intuito de efetivar a lei, diferentes entidades foram responsabilizadas por criar um plano de desenvolvimento sustentável, o qual deve ter acompanhamento contínuo, vide a necessidade apresentarem o progresso e esforços realizados em cada ano (BALLORE et al., 2016).

Na sequência, em 2010 foi promulgada a *Grenelle Loi II* que versa sobre as seguintes questões (BALLORE et al., 2016; GOVERNMENT OF FRANCE, 2010):

- i. Implementação de mecanismos para aumentar a performance energética dos edifícios;
- ii. Promoção do desenvolvimento de soluções de transporte sustentáveis;
- iii. Criação de um plano energético e de qualidade do ar;
- iv. Introdução de um balanço de emissões de gases de efeito de estufa;
- v. Estabelecimento de um novo regime para a instalação de parques eólicos;
- vi. Adoção de novas medidas para lidar com poluição e resíduos.

O cerne da transição energética propriamente dita foi delimitado através de um conjunto de iniciativas e medidas estabelecidos em 2015 (BALLORE et al., 2016; OECD, 2015). Ao observar-se o escopo de metas estabelecidas, é notória a importância da transformação do setor elétrico com vistas a viabilizar esta transição. Dentre as metas estabelecidas, destacam-se:

- i. Reduzir a utilização de fontes de energia primária de origem fóssil em 30% até 2030;
- ii. Aumentar o contributo de energia renovável no consumo final até 32% em 2030;
- iii. Reduzir as emissões de gases de efeito de estufa em 40% até 2030, em linha com a ambição da UE;
- iv. Reduzir em 50% o consumo de energia final até 2050;
- v. Reduzir em 50% a geração de eletricidade de origem nuclear até 2025;
- vi. Aumentar a geração de eletricidade renovável até 40% até 2030;

Na ocasião, foi promulgado o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), em linhas com os requerimentos da Comissão Europeia. Este plano apresenta as metas francesas no que se refere à evolução das fontes renováveis em sua matriz elétrica. O PNAER estabeleceu que 27% da eletricidade consumida na França em 2020 deveria ser a partir de fontes renováveis (GOVERNMENT OF FRANCE, 2009). A evolução das metas ao longo do tempo pode ser verificada na Tabela 9.4.

Tabela 9.4: Metas Definidas no PANER

Ano	Meta (%)
2005	13,5%
2008	14,0%
2010	15,5%
2011	16,0%
2012	17,0%
2013	18,0%
2014	19,0%
2015	20,5%
2016	21,5%
2017	23,0%
2018	24,0%
2019	25,5%
2020	27,0%

Fonte: Government of France (2009)

Não bastasse o estabelecimento de metas para participação de fontes renováveis, também foram estabelecidas metas específicas para geração solar fotovoltaica, as quais podem ser verificadas na Tabela 9.5. É notória que as metas estabelecidas são expressivas, vide que inicialmente a capacidade instalada fotovoltaica francesa era inexpressiva.

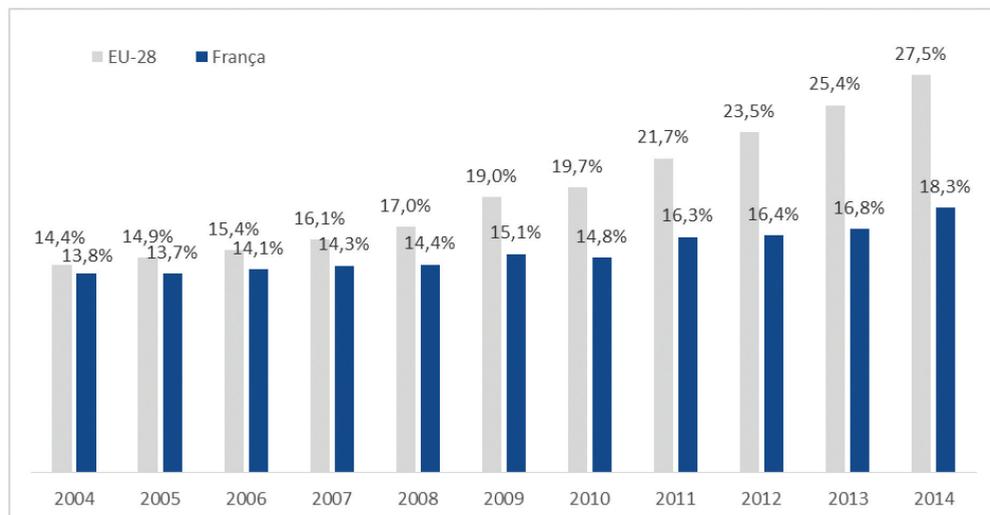
Tabela 9.5: Metas de Capacidade Instalada e Geração Solar Fotovoltaica.

Ano	Capacidade Instalada MW	Geração de Eletricidade GWh
2005	25	22
2008	110	70
2010	504	613
2011	778	947
2012	1080	1314
2013	1402	1706
2014	1752	2132
2015	2151	2617
2016	2597	3159
2017	3091	3760
2018	3632	4419
2019	4222	5137
2020	4860	5913

Fonte: Government of France (2009)

Apesar das metas estabelecidas e das políticas públicas adotadas para atingir estas metas, a evolução das fontes renováveis no setor elétrico francês vem se processando de forma aquém daquela verificada em nível da União Europeia. É relevante o fato que em 2014 as fontes renováveis representavam 18,3% da matriz elétrica francesa enquanto que na União Europeia esta participação foi de 27,5%. Ao se constatar que em 2004 estas participações na França e União Europeia eram de, respectivamente, 13,8% e 14,4% é razoável supor que as políticas francesas vêm apresentando uma menor eficácia quando comparada a outros membros da União Europeia. A Figura 9.5 apresenta a evolução destas participações.

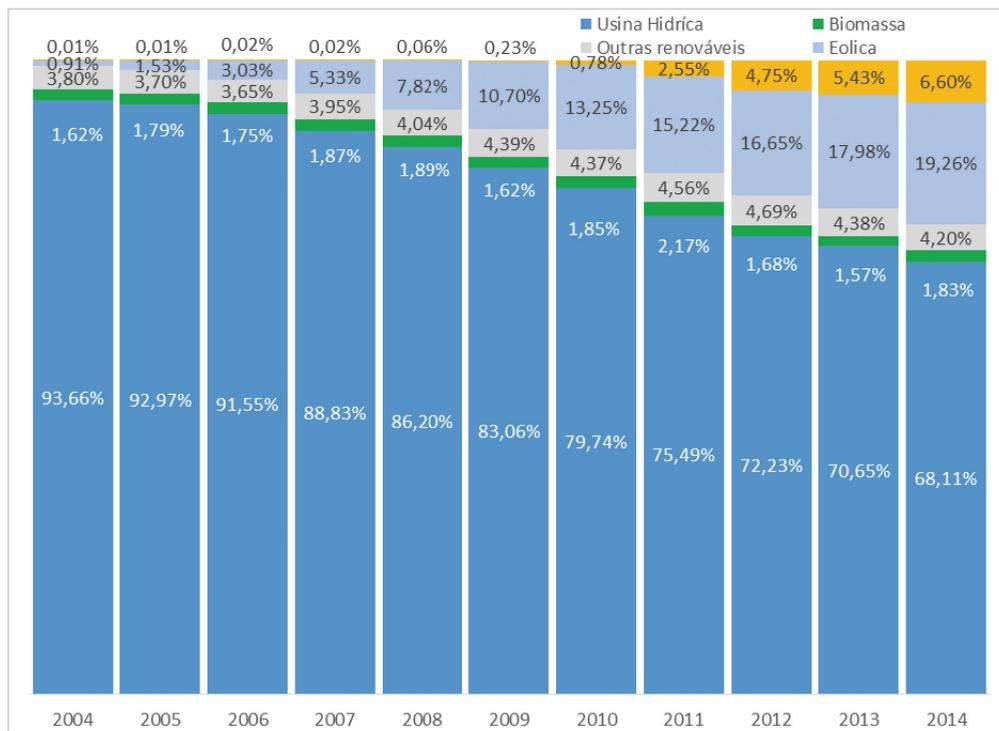
Figura 9.5.: Evolução do Contributo de Eletricidade de Origem Renovável para a Matriz Elétrica na França e na EU-28



Fonte: EUROSTAT (2014).

De todo modo, o exame da efetividade das políticas francesas requer o exame prévio da evolução das diferentes fontes renováveis, vide que os incentivos não são uniformes. Nota-se que, embora mantenha-se como a principal fonte renovável, a hidroeletricidade vem perdendo relevância enquanto que as fontes eólicas e solares fotovoltaicas estão se tornando mais relevantes. A Figura 9.6 apresenta a evolução recente da participação relativa das fontes renováveis na matriz elétrica francesa.

Figura 9.6.: Contributo das Diferentes Fontes de Energia Renovável para a Matriz Elétrica



Fonte: EUROSTAT (2014).

Dada a constatação que a energia solar vem apresentando consistente crescimento em anos recentes, é necessário um exame detalhado de como este processo ocorre e quais as características do mesmo. Em especial, é preciso a compreensão das tipologias de políticas adotadas e da importância dos projetos de pequena escala na expansão da geração solar fotovoltaica na França. Desta forma, é necessário o exame dos diferentes instrumentos de incentivo à difusão de geração distribuída solar fotovoltaica.

9.2.1 Instrumento de Incentivo Feed-in-Tariff (FIT)

O instrumento de *Feed-in Tariff* (FiT) implementado em 2006 estimula a produção de eletricidade de fonte renovável através do pagamento de uma tarifa pela energia injetada na rede, sendo esta tarifa definida pela CRE em linha com

as diretrizes de política energética estabelecidas pelo governo²⁰⁷. Trata-se de um instrumento não exclusivo para projetos fotovoltaicos, contemplando também projetos eólicos, de geotermia, de biomassa, de biogás e hídricos, sendo as FiT específicas para cada tecnologia. O pagamento das FiT ao produtor é assegurado por um quadro legal que obriga as distribuidoras a efetuar o pagamento aos produtores pela eletricidade renovável injetada na rede. O valor das FiT atribuído a um produtor vai diminuindo progressivamente²⁰⁸ desde o momento em que é concedido e tem uma duração de 20 anos.

Este instrumento conta com um limite agregado de instalação de capacidade solar fotovoltaica por trimestre de 50 MW para sistemas residenciais e de 200 MW por trimestre para sistemas não residenciais. Cada vez que o limite de capacidade é atingido, as FiT para o trimestre seguinte são reduzidas em 2,6% (IEA, 2016b). São passíveis de obterem os benefícios somente sistemas com capacidade inferior a 100 kW de capacidade²⁰⁹ (IEA, 2016b; NAJDAWI, 2016a). Além disso, destaca-se que a estrutura atual das FiT, embora não sejam distinguidas em função da classe do consumidor, variam em função do tipo e da capacidade do sistema fotovoltaico instalado. A Tabela 8-6 apresenta as FiT vigentes para o ano de 2016. As FIT aplicáveis em 2016 são apresentadas na seguinte Tabela 9.6²¹⁰.

207 Antes da implementação da transição energética em 2015, o acesso a FiT carecia da obtenção de um certificado. Contudo, a partir de janeiro de 2016 esta necessidade foi extinta com vistas a simplificar o processo.

208 O decréscimo da FiT é apresentado pelo regulador em cada trimestre, o cálculo da redução tem em consideração o número de instalações de sistemas fotovoltaicos aprovadas no trimestre precedente. O decréscimo conta com um limite máximo de redução, não podendo ultrapassar os 20% em cada ano (Najdawi, 2016a).

209 No caso de sistemas superiores com capacidade entre 100 kW e até 12MW, o produtor deve participar de um leilão. Neste certame, onde com base em uma quantidade de energia a ser contratada, a FiT a ser paga será resultando do processo competitivo do leilão.

210 A estrutura de FiT atual estabelece uma distinção relacionada com o tipo de sistema fotovoltaico, que pode ser considerado como: sistema integrado no edifício, ou sistema com integração simplificada no edifício. Neste sentido, um sistema integrado no edifício será aquele que se encontra instalado no telhado ou na fachada do edifício. Um sistema com integração simplificada no edifício será aquele que não podendo ser completamente integrado no edifício é instalado sobre o seu telhado ou fachada (IEA, 2016b).

Tabela 9.6: FiT Aplicáveis em 2016.

Tipo de sistema	Capacidade	Período de FIT (€/kWh)		
		2016		
		Q1	Q2	Desde Q3
Integrado no edifício	[0-9kW]	0,2501	0,2463	0,246
Integração simplificada no edifício	[0-36kW]	0,1382	0,1327	0,133
	[36-100kW]	0,1313	0,1261	0,126

Fonte: CRE (2016b); IEA (2016b)

Para uma melhor compreensão da evolução das FiT, realça-se a alteração da sua estrutura em 2012, sendo necessário destacar que até então era efetuada uma distinção entre tipologia de cliente, tipologia de sistema e capacidade instalada para a atribuição das FiT. Os segmentos de clientes considerados até então dividiam-se em: clientes residenciais; estabelecimentos de ensino e saúde; e outros clientes. A Tabela 9.7 apresenta a evolução das FiT com base nesta estrutura entre os anos de 2011 e 2012.

Tabela 9.7: FIT Aplicáveis em 2011 e 2012.

Segmento de cliente	Integração	Capacidade	Período de FIT (€/kWh)							
			2011				2012			
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Residencial	No edifício	[0-9kW]	0,460	0,460	0,426	0,406	0,388	0,371	0,354	0,342
		[9-36kW]	0,403	0,403	0,372	0,356	0,340	0,324	0,310	0,299
	Simplificada no edifício	[0-36kW]	0,304	0,304	0,275	0,249	0,225	0,204	0,184	0,193
		[36-100kW]	0,288	0,288	0,261	0,236	0,214	0,193	0,175	0,184
Ensino ou Saúde	No edifício	[0-9kW]	0,406	0,406	0,367	0,333	0,301	0,272	0,246	0,228
		[9-36kW]	0,406	0,406	0,367	0,333	0,301	0,272	0,246	0,228
	Simplificada no edifício	[0-36kW]	0,304	0,304	0,275	0,249	0,225	0,204	0,184	0,193
		[36-100kW]	0,288	0,288	0,261	0,236	0,214	0,193	0,175	0,184
Outros clientes	No edifício	[0-9kW]	0,352	0,352	0,319	0,288	0,261	0,236	0,214	0,198
	Simplificada no edifício	[0-36kW]	0,304	0,304	0,275	0,249	0,225	0,204	0,184	0,193
		[36-100kW]	0,288	0,288	0,261	0,236	0,214	0,193	0,175	0,184

Fonte: CRE (2012b)

A estrutura atual entrou em vigor em 2013. A Tabela 9.8 mostra a evolução da FiT com base nesta estrutura entre 2013 e 2015.

Tabela 9.8: FIT Aplicáveis entre 2013 e 2015.

Tipo de sistema	Capacidade do sistema	Período de FIT (€/kWh)											
		2013				2014				2015			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Integrado no edifício	[0-9kW]	0,3159	0,3077	0,2969	0,291	0,2891	0,2794	0,2738	0,2697	0,2657	0,2617	0,2578	0,2539
Integração simplificada no edifício	[0-36kW]	0,1817	0,1681	0,1521	0,1454	0,1454	0,1416	0,1395	0,1374	0,1346	0,1395	0,147	0,144
	[36-100kW]	0,1727	0,1597	0,1445	0,1381	0,1381	0,1345	0,1325	0,1305	0,1279	0,1325	0,1396	0,1368

Fonte: CRE (2013b, 2014b, 2015).

Portanto, a análise das FiT francesas entre 2011 e 2016 indica modificações na estrutura do programa e, sobretudo, consideráveis decréscimos nos benefícios concedidos.

9.2.2 Instrumentos Fiscais

No âmbito fiscal, destaca-se o incentivo via crédito fiscal²¹¹ criado em 2005 com o objetivo de estimular a adoção de tecnologias renováveis e a promoção de medidas de eficiência energética. Este incentivo destina-se ao segmento residencial e é apenas acessível para instalações que se encontrem na residência principal da pessoa física (MOOSAVIAN *et al.*, 2013; NAJDAMI, 2016b). Em linhas gerais, este incentivo consiste na possibilidade de deduzir parte dos investimentos na base de cálculo do imposto de renda de pessoa física²¹².

211 Este instrumento de incentivo pode ser acumulado com o instrumento de FiT descrito anteriormente.

212 Em termos práticos, este instrumento de incentivo permite que as pessoas físicas tenham duas possibilidades: por um lado, reduzir o imposto a pagar, caso os cálculos de apuramento de imposto resultem em imposto a pagar ao Estado; ou por outro lado, aumentar a restituição do contribuinte, caso os cálculos de apuramento de imposto resultem em imposto a recuperar do Estado (Najdawi, 2016b).

Embora o incentivo tivesse vigência prevista até o fim de 2016²¹³, o benefício para sistemas fotovoltaicos expirou ao final de 2013. Atualmente, o benefício está disponível para sistemas solares que também contemplem sistemas de aquecimento térmico²¹⁴. (IEA, 2016c). Os limites de dedução e características de sistema fotovoltaico aceite são apresentados na Tabela 9.9.

Tabela 9.9: Limites do Crédito de Impostos.

Descrição	Limites
Limite de dedução na base de calculo de imposto de renda	30% dos custos com equipamento fotovoltaico instalado
Limite de incentivo máximo Em vigor até dezembro de 2016	€ 8.000 para pessoa física individual; € 16.000 para um casal; € 400 adicionais por cada dependente.
Capacidade do sistema	Até 3KW

Fonte: IEA (2016c); Najdawi (2016b).

Em paralelo, dado que a aquisição de bens e serviços na França está sujeita a um Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA), a redução da alíquota do IVA consiste em um importante instrumento de difusão de uma determinada tecnologia. Neste sentido, em 2000 foi estabelecido uma alíquota especial de IVA para sistemas fotovoltaicos²¹⁵. Inicialmente, esta alíquota era de 7% e a partir de janeiro de 2014 passou a ser de 10% (IEA, 2016a; NAJDAMI, 2016c). Para que um sistema seja passível deste benefício, além de ser instalado pela empresa fabricante, é necessário o cumprimento das condicionantes apresentadas na Tabela 9.10.

213 Inicialmente, o programa deveria vigorar até o final de 2009. Mas sua extensão foi prorrogada para o fim de 2013 e, posteriormente, foi novamente estendido para o fim de 2016.

214 A possibilidade de acesso a este crédito fiscal encontra-se dependente das seguintes condições: o sistema solar-térmico deve assegurar uma performance energética de 90%, em linha com a Regulação Europeia (UE) n° 811/2013 (European Commission, 2013) e o equipamento deve ter uma certificação CSTBat (Certificação Francesa de equipamento para instalação em edifícios) ou Solar Keymark (Certificação Europeia de equipamento solar-térmico).

215 Este instrumento de incentivo pode ser acumulado com o instrumento de FiT descrito anteriormente, bem como com o instrumento de incentivo fiscal, *Crédit d'impôt*.

Tabela 9.10.: Condições de Acesso a IVA Reduzido.

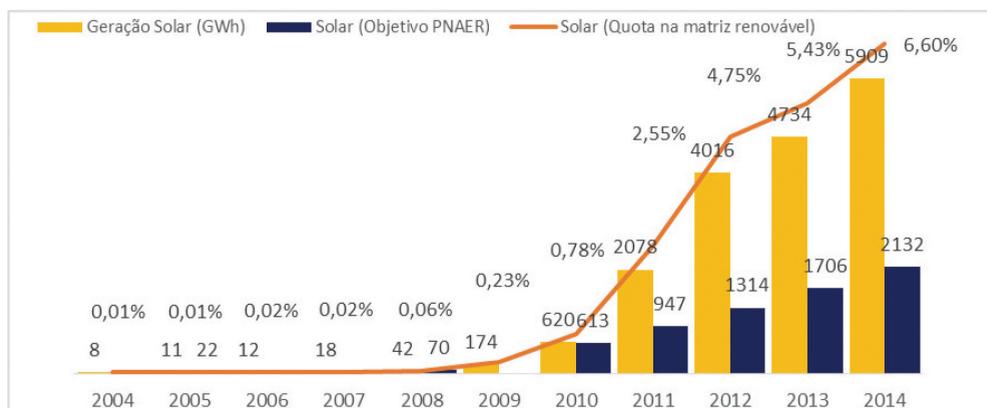
Condição	Limite
Capacidade	O sistema deve estar dimensionado de modo a cumprir as necessidades de consumo do edifício, não devendo exceder 3 kW de capacidade ou 30m ² de área coberta pelo sistema. Sistemas com uma capacidade superior a 3 kW conseguem apenas aceder à taxa de IVA reduzida (10%) para a parcela proporcional de 3 kW sendo os restantes taxados à taxa normal de IVA que em França é de 20%
Segmento de cliente	Este instrumento abrange apenas pessoas físicas, servindo como um incentivo para o segmento residencial.

Fonte: IEA (2016a); Najdawi (2016c)

9.3 Resultados das Políticas de Difusão Adotadas

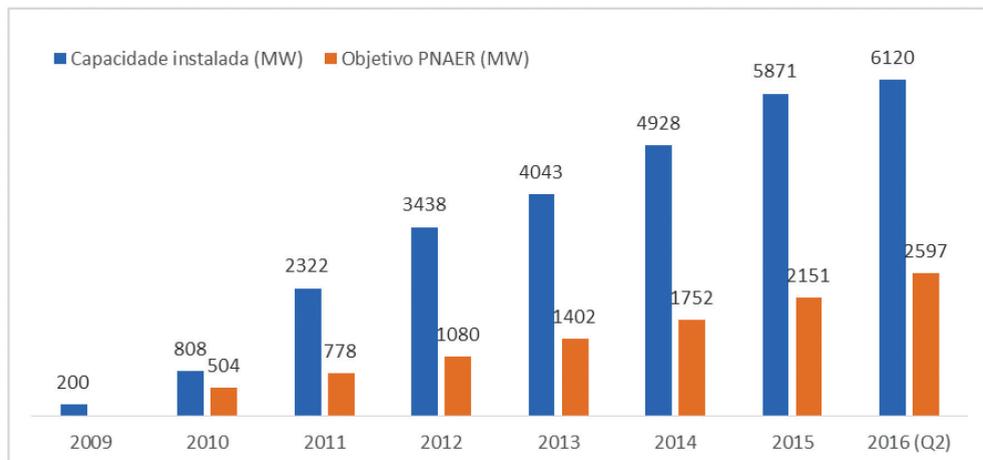
Após a descrição dos instrumentos de incentivos à geração distribuída solar fotovoltaica na França, é necessária a análise dos seus resultados. Neste contexto, é relevante a comparação entre a evolução da capacidade solar fotovoltaica e as metas do PNAER. Observa-se que desde 2010 as metas estabelecidas estão sendo superadas. A Figura 9.7 e a Figura 9.8 apresentam esta evolução, respectivamente, em termos de energia gerada e de capacidade instalada.

Figura 9.7: Geração Solar x Objetivos PNAER



Fonte: EUROSTAT (2014); Government of France (2009).

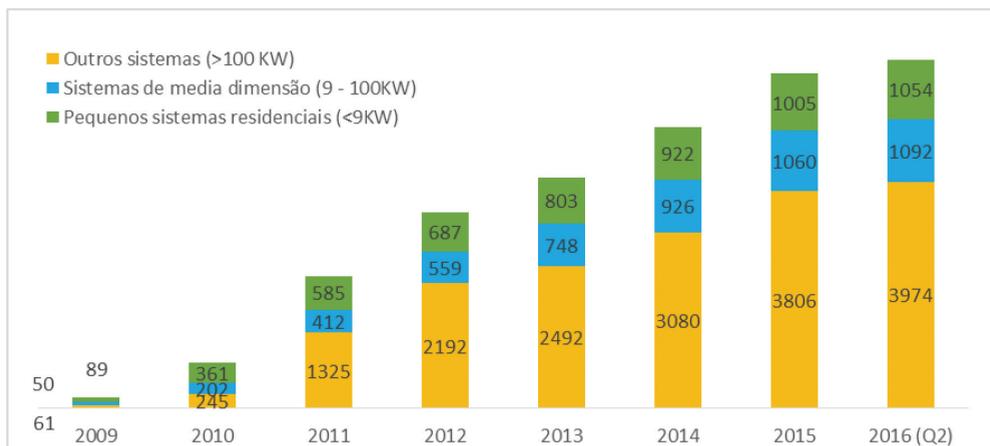
Figura 9.8.: Capacidade Solar Instalada x Objetivos do PNAER



Fonte: Government of France (2009); OEP (2016).

Contudo, estes dados são agregados e não permitem uma análise mais precisa da evolução dos sistemas de pequeno porte. Desta forma, a Figura 9.9 apresenta a evolução da capacidade instalada por dimensão do sistema e é possível notar que os sistemas de pequeno porte estão perdendo participação relativa. Ou seja, em anos recentes existe uma maior predileção por sistemas de maior dimensão.

Figura 9.9.: Evolução da Capacidade Instalada por Dimensão do Sistema, em MW



Fonte: OEP (2016).

A Tabela 9.11 apresenta a evolução da composição do parque solar fotovoltaico francês por dimensão dos sistemas instalados. Com base nesta tabela, fica perceptível a perda de importância dos sistemas com capacidade inferior a 9 kW e o aumento da relevância dos projetos com capacidade superior a 100 kW.

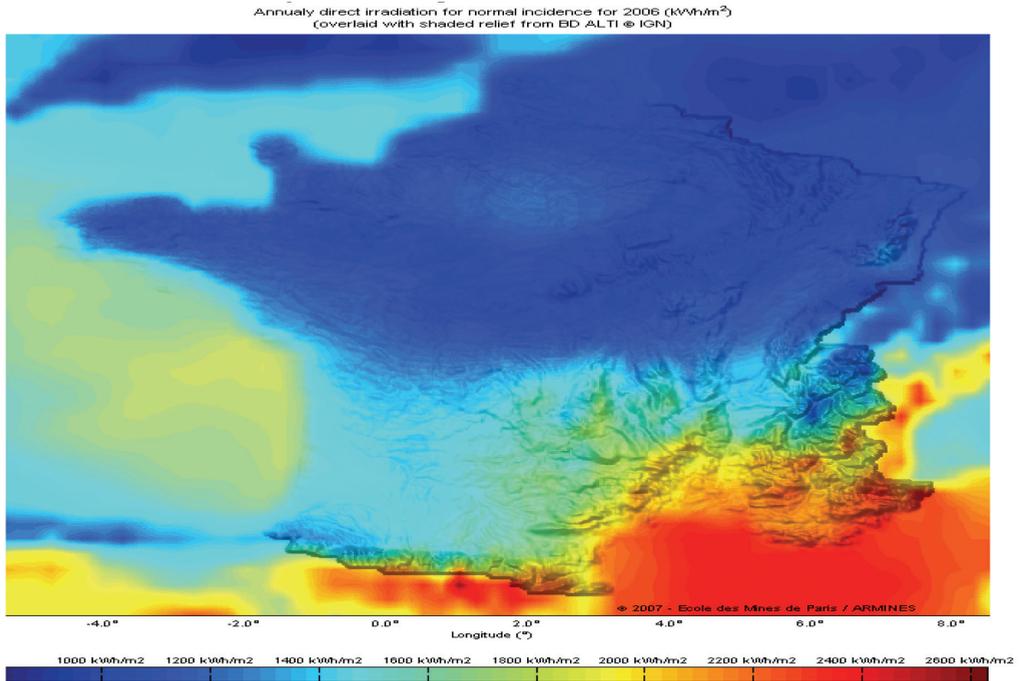
Tabela 9.11: Evolução da Composição do Parque Solar Fotovoltaico Francês.

Capacidade do sistema	Período de FIT (€/kWh)											
	2013				2014				2015			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
[0-9kW]	0,3159	0,3077	0,2969	0,291	0,2891	0,2794	0,2738	0,2697	0,2657	0,2617	0,2578	0,2539
[0-36kW]	0,1817	0,1681	0,1521	0,1454	0,1454	0,1416	0,1395	0,1374	0,1346	0,1395	0,147	0,144
[36-100kW]	0,1727	0,1597	0,1445	0,1381	0,1381	0,1345	0,1325	0,1305	0,1279	0,1325	0,1396	0,1368

Fonte: OEP (2016).

Em termos geográficos, nota-se que o potencial solar está concentrado na Região Sul do país, onde a radiação solar atinge até os 2.600 kWh/m²/ano, enquanto as demais regiões possuem radiação entre os 1.200 e os 1.600 kWh/m²/ano. Isso torna compreensível porque a difusão da geração solar fotovoltaica encontra-se concentrada na Região Sul da França. Como consequência, nessa região a geração solar fotovoltaica responde por uma maior fração do consumo de energia elétrica. Enquanto a Figura 9.10 apresenta o mapa do potencial solar francês, as Figura 9.11, Figura 9.12 e Figura 9.13 apresentam, respectivamente, a distribuição territorial da potência solar fotovoltaica, distribuição por capacidade nas diferentes regiões e a proporção da geração fotovoltaica em relação ao consumo.

Figura 9.10: Mapa de Radiação Solar da França



Fonte: Ecole des Mines de Paris (2007).

Figura 9.11: Potência Solar Fotovoltaica Instalada por Região

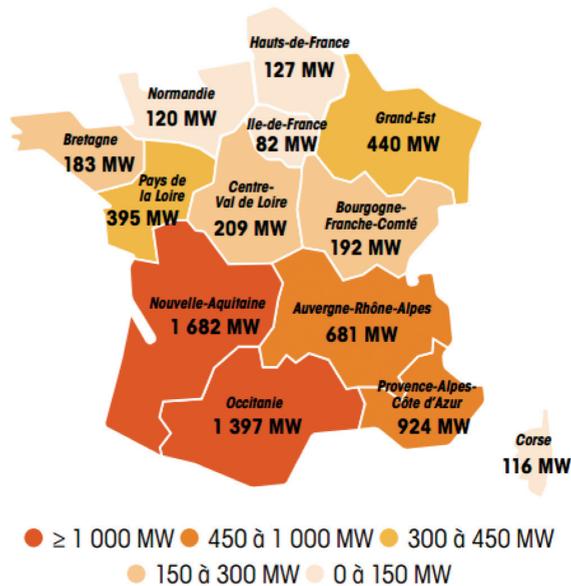
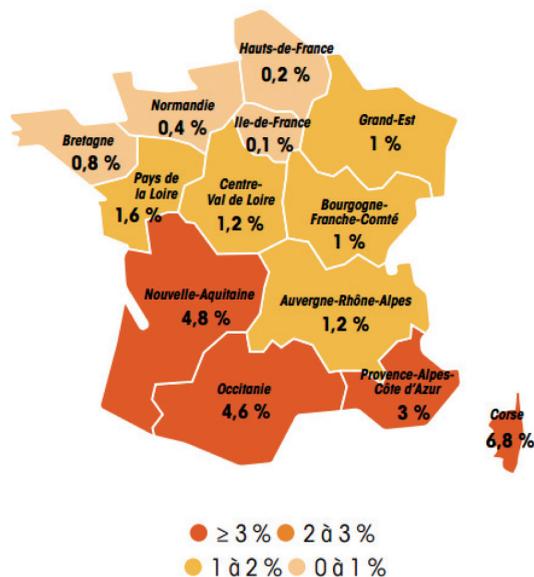
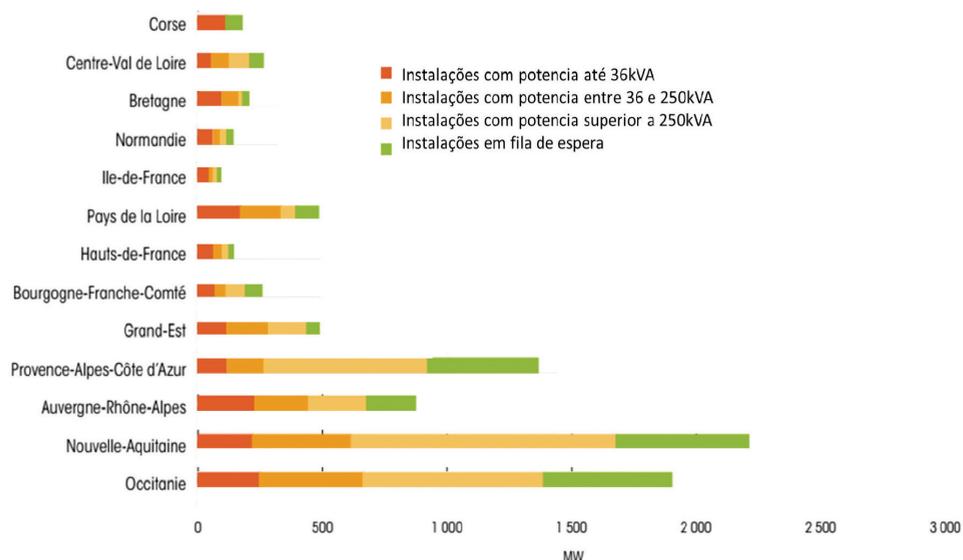


Figura 9.12: Distribuição Geográfica por Capacidade dos Sistemas Instalados, até Junho de 2016



Fonte: RTE et al. (2016)

Figura 9.13. Consumo Suprido pela Geração Fotovoltaica em cada Região²¹⁶ até Junho/2016



Fonte: RTE et al. (2016).

216 Dados de junho de 2016.

9.4 Impactos da Difusão de Geração Distribuída Fotovoltaica para as Distribuidoras

Embora a geração distribuída fotovoltaica ainda represente uma pequena fração da produção de energia elétrica na França, a discussão acerca dos seus impactos já se faz presente. Neste contexto, a CRE analisou impactos para as distribuidoras da crescente difusão de sistemas fotovoltaicos no âmbito do processo de definição de tarifas para o período regulatório entre 2014 e 2017. Este estudo considerou dois cenários de evolução da capacidade instalada de fotovoltaico para a análise²¹⁷ (CRE, 2012a, 2013a):

- i. 6 GW de capacidade instalada em 2020 e custos de aproximadamente € 402 milhões em reforços e adaptações da rede;
- ii. 18 GW de capacidade instalada em 2020 e custos de aproximadamente € 1.284 milhões em reforços e adaptações da rede.

Este estudo ganha especial relevo considerando que o cenário de 6 GW já foi ultrapassado em 2016, vide os dados da Tabela 9.11. Ao constatar-se que o setor de distribuição francês tem receitas anuais da ordem de € 11 bilhões, nota-se a magnitude do desafio (EUROPEAN COMMISSION, 2015). A Tabela 9.12 busca comparar as receitas anuais do setor de distribuição com os investimentos necessários para lidar com a crescente participação da fonte solar fotovoltaica. Esta comparação tem como objetivo ilustrar a proporção referente aos custos associados com os diferentes cenários de geração distribuída face aos proveitos.

217 Os cenários considerados se referem ao total geral de capacidade fotovoltaica instalada.

Tabela 9.12: Proporção dos Custos de Difusão Fotovoltaica pelos Proveitos da Distribuição.

Proveitos da distribuição (M€)	Custo cenário 6GW (M€)	Custo cenário 18GW (M€)
	Entre 2011 e 2020	Entre 2011 e 2020
	402	1284
Anual	Proporção anual	
	45	143
11000	% dos proveitos	
	0,41%	1,30%

Fonte: CRE, (2012a, 2013a); European Commission, (2015)

A CRE destaca que estes reforços e adaptações da rede tendem a ser especialmente importantes no caso em que se verifique crescentes níveis de difusão de sistemas de pequeno porte²¹⁸. Neste sentido, destacando que este processo de difusão é recente, a entidade ressalta que não existe experiência consolidada pelas distribuidoras no que toca aos investimentos e níveis de reforço necessários para acomodar a crescente geração distribuída. Neste âmbito é importante estudar o impacto específico para as distribuidoras da difusão de sistemas até aos 9 kW de potência. Dado que os reforços serão na maioria dos casos sinalizados por saturação de segmentos da rede de distribuição, recomenda-se o monitoramento da evolução da instalação de novos sistemas para que seja possível a identificação do momento em que determinado circuito atingiu o limite de sua *host capacity* e, por consequência, passa a exigir reforços na rede.

De todo modo, o esforço necessário a nível das distribuidoras para gerir os impactos da difusão de geração distribuída deverá ser reconhecido no seu plano de negócios, resultando em aumentos de tarifas com vistas a garantir o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias de distribuição (CRE, 2012a). Com base nos impactos estimados, a CRE implementou a seguinte estratégia regulatória para o período de 2014 a 2017:

- i. Não será implementada uma tarifa de injeção negativa, assim não serão recompensados os consumidores que possuam geração distribuída;

²¹⁸ A CRE considerou especialmente os sistemas com capacidade entre os 36 kW e os 250 kW.

- ii. Não será implementada uma tarifa de injeção positiva, assim não serão penalizados os consumidores que possuam geração distribuída:
- iii. Todavia, sugere a importância que uma tarifa de injeção com ênfase regional poderia ter como sinal econômico para incentivar os investimentos que resultassem em menores custos para a rede de distribuição.

Em matéria de ação futura, é também importante realçar que as tarifas para o período 2017 a 2020 já se encontram estabelecidas, sendo que a estratégia regulatória seguida até agora se mantém, pois não são introduzidas medidas adicionais para atenuar potenciais impactos da geração distribuída (CRE, 2016b).

Em suma, é possível afirmar que as diretrizes regulatórias francesas mitigam os eventuais impactos econômicos e financeiros da difusão da geração distribuída para as distribuidoras. Não apenas as distribuidoras estão protegidas de variações nos custos não gerenciáveis através do CRCP, como também nota-se que a regulação caminha em direção a possibilitar que as distribuidoras reconheçam em seus planos de negócios os investimentos necessários para lidar com a difusão da geração fotovoltaica. Porém, a “blindagem” das distribuidoras resulta em aumentos de tarifas. Este aumento explicita a problemática da alocação dos custos da rede entre consumidores que detêm sistemas fotovoltaicos, especialmente em um contexto onde a opção foi pela não adoção de tarifas fixas específicas para detentores de sistemas fotovoltaicos.

9.5 Referências

Ballore, A. de, Barbier, C., & Gasne, S. (2016). Electricity regulation in France: overview. Retrieved from <http://uk.practicallaw.com/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1248119514418&cssbinary=true>

CEER. (2012). Review of Customer and Retail Market Provisions from the 3rd Package as of 1 January 2012, (November), 56. Retrieved from http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cus%5Crtomers/Tab3/C12-CEM-55-04_SR-3rd-Pack-customers_7-Nov-2012.pdf

Comissão Europeia. (2014). 2030 climate and energy goals for a competitive , secure and low-carbon EU economy. Brussels. Retrieved from http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/documentation_en.htm

Covenant of Mayors. (2017). Technical annex to the SEAP template instructions document - The emission factors. Retrieved from http://www.eumayors.eu/IMG/pdf/technical_annex_en.pdf

CRE. (2012a). Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

CRE. (2012b). Tableau tarifs PV 2011 - 2012. Retrieved from http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Tableau_tarifs_PV_2011_-_2012.pdf

CRE. (2013a). Deliberation Deliberation of the French Energy Regulatory on the tariffs for the use of a public electricity grid in the. Retrieved from <file:///C:/Users/Guillermo/Downloads/131212TURPE4-en.pdf>

CRE. (2013b). Tableau tarifs PV 2013. Retrieved from http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Tarifs_PV_2013.pdf

CRE. (2014a). Respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux : un bilan contrasté. Retrieved from <http://www.cre.fr/documents/presse/communiques-de-presse/le-regulateur-de-l-energie-demande-aux-gestionnaires-de-reseaux-de-differencier-clairement-leurs-marques-de-celles-de-leurs-maisons-meres>

CRE. (2014b). Tableau tarifs PV 2014. Retrieved from http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/TARIFS_PV_JANVIER_2014.pdf

CRE. (2015). Tableau tarifs PV 2015. Retrieved from http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Tableau_tarifs_PV_2015_-_v2.pdf

CRE. (2016a). CRE France. Retrieved from <http://www.cre.fr/en/presentation/status>

CRE. (2016b). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et.

CRE. (2016c). Summary of the annual report of the CRE - Major developments in the french electricity and natural gas markets. Retrieved from http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National_Reporting_2016/NR_En/C16_NR_France-EN_Summary.pdf

Deloitte. (2015). European energy market reform - Country profile - France. Zurich. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-merket-reform-france.pdf>

DGCCRF. (2016). Directorate General for Competition Policy, Consumer Affairs and Fraud Control. Retrieved from http://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/dgccrf/dgccrf/diaporamas/2016/presentation-english-dgccrf2016.ppt

Ecole des Mines de Paris. (2007). France Solar Radiation Map. Retrieved from http://www.soda-is.com/maps/france_2006_an_dni_r100.png

EDE. (2017). Shareholding structure. Retrieved from <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/finance/financial-information/the-edf-share/shareholding-structure>

European Commission. (2011a). Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure energy. Brussels. <http://doi.org/10.2833/78930>

European Commission. (2011b). Energy Roadmap 2050. Brussels. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

European Commission. (2013). Commission Regulation (EU) No 811/2013. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2013:239:FULL&from=EN>

European Commission. (2014a). Climate and energy priorities for Europe: the way forward. Brussels.

European Commission. (2014b). France Market Report. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_countryreports_france..pdf

European Commission. (2015). Study on tariff design for distribution systems. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313_Tariff_report_fina_revREF-E.PDF

EU European Union. (1996). Directive 96/92/EC of The European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. Official Journal of the European Communities.

EU European Union. (2003). DIRECTIVE 2003/54/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC THE. Official Journal of the European Union.

EU European Union. Directive of 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 2003/54/EC, L211Official Journal of the European UnionL 211/55-L 211/93 (2009). <http://doi.org/10.1126/science.202.4366.409>

EUROSTAT. (2014). Short assessment of renewable energy sources France. Retrieved from <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/SUMMARY-RESULTS-SHARES-2014.xlsx/04529edf-13f5-464a-9993-df7a09aee3a9>

EUROSTAT. (2016a). Electricity consumption per sector - France.

EUROSTAT. (2016b). Electricity prices by type of user - France. Retrieved from <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=ten00117>

EUROSTAT. (2016c). Supply, transformation and consumption of electricity - annual data. Retrieved from <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submit-ViewTableAction.do>

Government of France. (2009). National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020. Retrieved from http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dir_2009_0028_action_plan_france.zip

Government of France. (2010). LOI n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement. Retrieved from <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000022470434>

Government of France. (2017). Arrêté du 12 août 2010 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité. Retrieved from <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=?cidTexte=JORFTEXT000022697956>

Pereira, G; Silva, P, Soule, D. (2017a). "What policies for an EU smarter grid environment? A Delphi-based foresight analysis on DSOs.", In 3rd International Conference on Energy and Environment: Bringing together Engineering and Economics Proceedings, Porto, Portugal.

Pereira, G; Silva, P, Soule, D. (2017b). "Policies for an EU smarter grid environment: A Delphi study on DSOs.", In 14th European Energy Market Conference, Dresden, Germany. DOI: 10.1109/EEM.2017.7981979

Pereira, G; Silva, P; Madlener, R. (2017c). "Adaptation dynamics toward a smarter grid: the case of electricity distribution system operators", In 3rd Energy for Sustainability International Conference: Designing Cities & Communities for the Future, Madeira, Portugal.

IEA. (2009). Energy Policies of IEA Countries - France 2009 Review. Retrieved from <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/france2009.pdf>

IEA. (2016a). Reduced VAT for Residential Renewable Energy Equipment France. Retrieved from <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/france/name-21589-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5-hdiBpZD0iYnJlYWRjcnVtYiI-PGEgaHJlZj0iLyI-SG9tZTWvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZXNhbmRtZWZzdXJlcy8iPlBvbGljaWVzIGFuZCBNZWFzdXJlczwvYT4gJnJhcXVv>

IEA. (2016b). Renewable Energy Feed-In-Tariff France. Retrieved from <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/france/name-24704-en.php?s=-dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWRjcnVtYiI-PGEgaHJlZj0iLyI-SG9tZTwvYT4gJmd0OyZndDsgPGEgaHJlZj0iL3Bvb-GljaWVzYW5kbWVhc3VyZXMvIj5Qb2xpY2llcyBhbmQgTWVhc3VyZX-M8L2E-ICZyYXF>

IEA. (2016c). Tax credit for energy transition (CITE) France. Retrieved from <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/france/name-22732-en.php?s=-dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWRjcnVtYiI-PGEgaHJlZj0iLyI-SG9tZTwvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG-9saWNpZXNhbmRtZWZdXJlcy8iPlBvbGljaWVzIGFuZCBNZWFzdXJlc-zwvYT4gJnJhcXVv>

MEEM. (2016). Décrets d'attribution. Paris. Retrieved from <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Decret-d-attributions-de-la.html>

MNE. (2016). Missions du médiateur. Retrieved from http://www.energie-mediateur.fr/le_mediateur/missions.html

Moosavian, S. M., Rahim, N. A., Selvaraj, J., & Solangi, K. H. (2013). Energy policy to promote photovoltaic generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 44–58. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.030>

Najdawi, C. (2016a). Feed-in tariff (Tarif d'achat) Updated: Retrieved from <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/>

Najdawi, C. (2016b). Tax regulation mechanisms (Crédit d'impôt). Retrieved from <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/tax-regulation-mechanisms-i-credit-dimpot/lastp/131/>

Najdawi, C. (2016c). Tax regulation mechanisms (Value - added tax reduction) France. Retrieved from <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/tax-regulation-mechanisms-ii-value-added-tax-reduction/lastp/131/>

OECD. (2015). France country overview. Retrieved from ftp://ftp.oecd.org/FFS2015/FRA_country_overview.pdf

OECD. (2016). Fossil fuels support: France. Retrieved from file:///C:/Users/Guillermo/Downloads/FRA_Country_Brief_05SEP2016.pdf

OEP. (2016). Observatoire de l' énergie solaire photovoltaïque en France - Septembre 2016. Retrieved from http://www.observatoire-energie-photovoltaique.com/images/pdf/fts_indicateurs_2016t2.pdf

RTE. (2016). The network of electric intelligence The project map. Retrieved from <http://www.rte-france.com/carte-projets>

RTE. (2017). A regulated activity for appropriate balance. Retrieved from <http://www.rte-france.com/en/article/regulated-activity-appropriate-balance>

RTE, Syndicat des énergies renouvelables, ERDF, & ADEeF. (2016). Panorama De L' Électricité. Retrieved from http://www.rte-france.com/sites/default/files/panorama_enr2016.pdf

Tongola, J. (2016). Liberalisation of the electricity sector in France. Retrieved from https://enr-ee.com/fr/manifestations/lecteur/conference-sur-la-liberalisation-du-marche-de-lelectricite-cadre-reglementaire-et-acteurs.html?file=files/ofaenr/02-conferences/2016/160602_conference_liberalisation_marche_de_l_electricite/Presentations/03_Jul

10

O Caso de Portugal

Patrícia Pereira da Silva
Guillermo Pereira

10.1 Estrutura do Setor Elétrico

Em consonância com a diretiva da União Europeia que incita à competição e, ao mesmo tempo, visa a promover a integração do mercado energético, o setor elétrico português vem apresentando considerável transformação em sua estrutura. Verifica-se que as atividades de geração e comercialização foram liberalizadas, sendo o acesso à rede por parte dos novos agentes garantido através de regulação incidente sobre os segmentos de transmissão e de distribuição. Esta desverticalização se processa de forma gradual em função da evolução do quadro legislativo no qual assenta a visão do mercado interno de energia a nível europeu, que deu origem à Diretiva 96/92/EC, Diretiva 2003/54/EC e Diretiva 2009/72/EC (European Union, 1996, 2003, 2009a).

Neste contexto, é importante realçar as diferentes etapas da liberalização do setor elétrico ao nível da União Europeia, fruto da implementação de cada diretiva, e contrastar com o desempenho de Portugal na adaptação e transposição desta visão para um mercado interno de eletricidade (Silva, 2007). A Tabela 10.1 apresenta uma síntese da evolução cronológica do setor elétrico ao nível europeu.

Tabela 10.1: Progresso das Diretivas Europeias para o Setor Elétrico

Ano	Diretivas	Setor elétrico			
		Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização
Pré-1996	-	Empresas do setor elétrico verticalmente integradas			
1996	Diretiva 96/92/EC	Concorrência limitada ²¹⁹	Monopólio natural		Ausência de concorrência no mercado varejista
2003	Diretiva 2003/54/EC	Concorrência plena no mercado atacadista desde 2004	Acesso regulado		Concorrência plena no mercado varejista desde 2007
2009	Diretiva 2009/72/EC	Plena concorrência	Acesso regulado		Plena concorrência

Fonte: Elaboração Própria a partir de EU (1996), EU (2003), EU (2009a) e Merino (2013)

Não bastasse a reestruturação do setor elétrico português estar alinhada com as normas impostas pela União Europeia, verifica-se que a regulação portuguesa adotou medidas antes do previsto no cronograma das diretivas. Por exemplo, já em 2006, todos os consumidores de Portugal Continental podiam optar pelo seu fornecedor de eletricidade. (ERSE, 2016a).

Para a compreensão de como esta reestruturação foi realizada, é importante salientar que a governança do setor elétrico português assenta em um quadro institucional e regulatório composto por um conjunto de entidades que permitem a sua evolução e adaptação. No âmbito estritamente regulatório, a Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE) consiste na agência regu-

219 O conceito de concorrência limitada está associado ao quadro de transição que a Diretiva 96/92/EC criou quando da sua implementação. Neste período, o setor elétrico encontrava-se dominado por monopólios verticalmente integrados e a mudança para um setor liberalizado foi sendo implementada por meio de diretivas progressivas que visaram a criação de um mercado interno de eletricidade de uma forma gradual, sendo que da sua implementação a liberalização e consequente concorrência foi sendo implementada, mas com ritmos diferentes nos diferentes Estados Membro da União Europeia.

ladora responsável pela regulação das atividades caracterizadas por monopólios naturais como a transmissão e a distribuição de eletricidade, e as atividades de fornecimento de último recurso²²⁰. Cabe ressaltar, que o regulador português tem autonomia no exercício das suas funções, seguindo as indicações das diretivas Europeias, acompanhando, não obstante, as linhas orientadoras da política energética estabelecidas pelo governo, bem como as obrigações legais e processuais inerentes. Dentro do variado leque de responsabilidades, o regulador português tem como objetivo assegurar a proteção dos consumidores, com especial cuidado relativamente aos consumidores em situação econômica frágil em matéria de preços, qualidade e segurança no serviço de abastecimento e acesso a informação. Ao mesmo tempo deve promover a concorrência entre os agentes participantes nas atividades potencialmente competitivas assim como, assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas que operam nos segmentos regulados de transmissão e de distribuição de eletricidade²²¹ (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016a; International Energy Agency, 2016).

Em nível da elaboração da política energética nacional, tal responsabilidade pertence à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), divisão pertencente ao Ministério da Economia, que é responsável por contribuir para o desenvolvimento, implementação e avaliação da política energética nacional, sendo estas atividades são orientadas por uma ótica de desenvolvimento sustentável e aumento da segurança energética do país. Do conjunto amplo de competências atribuídas à DGEG, salienta-se o seu papel em contribuir para o desenvolvimento e implementação de instrumentos de política energética; participar no desenvolvimento e ajuste de leis e regulamentos adequados ao setor; bem como apoiar o Governo de Portugal nos processos de tomada de decisão em matéria de energia em casos de crise ou emergência nacional (Governo de Portugal, 2014a).

220 A ERSE, no exercício das suas funções de regulação, coopera com a Autoridade da Concorrência (AdC) no que diz respeito à atividade de supervisão do mercado atacadista e varejista. A AdC regula a concorrência em todos os setores da economia, sendo os que dizem respeito ao setor elétrico coordenados com a ERSE (Autoridade da Concorrência, 2016; International Energy Agency, 2016).

221 A ERSE deve ainda promover uma melhoria contínua das condições económicas e ambientais e mediar e solucionar litígios. O regulador de energia português abrange tanto as atividades do setor elétrico como de gás.

Este quadro institucional vem permitindo o adequado funcionamento do sistema elétrico, desde a geração até a comercialização. De todo modo, a compreensão da dinâmica de funcionamento do setor elétrico português exige a análise de cada um dos seus segmentos.

A geração de energia elétrica em Portugal divide-se em duas modalidades: Regime Ordinário, para a geração proveniente de fontes convencionais e grandes usinas hidroelétricas, e Regime Extraordinário, para a cogeração e geração resultante da utilização de fontes renováveis alternativas (REN, 2016a).

Com a liberalização do setor, as entidades geradoras de eletricidade no setor elétrico português participam no mercado através do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)²²², fundado em 1998 quando os governos de Portugal e Espanha iniciaram o processo progressivo de remoção de barreiras e criação de um mercado integrado, que entrou em funcionamento de um modo completo se deu em 2007 (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016e)²²³. Os principais objetivos do MIBEL são (Operador de Mercado Ibérico Português, 2016):

- i. Criar benefícios econômicos para os consumidores de Portugal e Espanha, fruto da integração dos mercados;
- ii. Assegurar uma estrutura de mercado que permita o seu funcionamento com base nos princípios de transparência, objetividades, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- iii. Permitir o desenvolvimento integrado do mercado elétrico ibérico com uma metodologia única de definição de preços;
- iv. Permitir o acesso ao mercado de uma forma transparente e não discriminatória;
- v. Promover a livre concorrência entre empresas do setor favorecendo a sua eficiência econômica.

222 O modelo de mercado integrado conta com uma divisão de responsabilidade, sendo a gestão do mercado diário e intradiário da responsabilidade do polo português, através do Operador de Mercado Ibérico Português (OMIP), e a gestão dos mercados da responsabilidade do polo espanhol, através do Operador de Mercado Ibérico Espanhol (OMIE) (Operador de Mercado Ibérico Português, 2016).

223 A operação do MIBEL abrange um universo de 30 milhões de consumidores (6 milhões de consumidores Portugueses) e uma geração de eletricidade na ordem dos 281 TWh/ano (49 TWh produzidos em Portugal, cuja potência instalada é de 13.4 GW) (Santos, 2012).

Não obstante o crescente esforço para aumentar a concorrência no setor elétrico, é importante realçar que a EDP Produção²²⁴ concentra ainda uma parte significativa da energia gerada a nível nacional, tendo sido sua participação em 2013 e em 2015 de, respectivamente 43% e 41% (European Commission, 2014e, REN, 2016b).

Em termos de participação das diferentes fontes de produção, a Tabela 10.2 apresenta a evolução recente da produção em Portugal. É possível verificar o crescimento da produção resultante de energias renováveis em detrimento de um decréscimo na produção resultante de fontes de energia convencionais. Da análise da matriz elétrica portuguesa é possível identificar algumas tendências de transição na sua configuração.

Tabela 10.2: Evolução da Produção de Energia Elétrica em Portugal

Ano		Fonte de produção de energia elétrica					Total (GWh)
		Eólica	Geotérmica	Hídrica	Térmica	Fotovoltaica	
2007	GWh	4.037	201	10.449	32.542	24	47.253
	%	8,54	0,43	22,11	68,87	0,05	
2008	GWh	5.757	192	7.298	32.681	41	45.969
	%	12,52	0,42	15,88	71,09	0,09	
2009	GWh	7.577	184	9.009	33.277	160	50.207
	%	15,09	0,37	17,94	66,28	0,32	
2010	GWh	9.182	197	16.547	27.953	214	54.093
	%	16,97	0,36	30,59	51,68	0,40	
2011	GWh	9.162	210	12.114	30.697	282	52.465
	%	17,46	0,40	23,09	58,51	0,54	
2012	GWh	10.260	146	6.659	29.155	393	46.613
	%	22,01	0,31	14,29	62,55	0,84	
2013	GWh	12.015	197	14.868	24.113	479	51.672
	%	23,25	0,38	28,77	46,67	0,93	
2014	GWh	12.111	205	16.412	23.446	627	52.802
	%	22,94	0,39	31,08	44,40	1,19	

Fonte: PORDATA (2016b).

224 Trata-se de uma empresa pertencente ao Grupo EDP, o qual atuava como monopólio integrado verticalmente de propriedade estatal antes da reforma liberalizante do setor elétrico português.

No que se refere à rede de transmissão, a mesma é de responsabilidade da Redes Elétricas Nacionais (REN) que atua como operador único da Rede Nacional de Transporte (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2015). Ressalta-se que a propriedade de ativos é da própria REN²²⁵. Logo, a REN apresenta-se como o operador do sistema de transmissão (TSO) detentor e operador dos ativos com a missão de assegurar o correto funcionamento quer do sistema elétrico²²⁶, quer do mercado liberalizado de eletricidade, garantindo o acesso não discriminatório aos agentes de mercado²²⁷. A Tabela 10.3 apresenta dados ilustrativos do sistema de transmissão português.

Tabela 10.3: Extensão da Rede Nacional de Transportes de Portugal

Tensão	km (em 2014)
400 kV	2.467
220 kV	3.601
150 kV	2.561
Extensão da Rede Nacional de Transporte	8.630
	<i>em 2013: 8.773</i>

Fonte: IEA (2016).

225 A REN, Redes Energéticas Nacionais, SGPS, da qual a REN, Redes Elétricas Nacionais faz parte, reprivatizou 40% do seu capital em 2012, sendo que o Governo Português já não detém capital da empresa, seguindo a recomendação da Comissão Europeia (European Commission, 2014d).

226 Nos últimos anos, a REN vem enfrentando desafios inerentes à integração de fontes renováveis no sistema. O equacionamento destes desafios torna-se ainda mais relevante diante à necessidade de efetivamente se garantir a integração com o sistema elétrico espanhol.

227 A REN é responsável pelo planejamento, implementação e operação da Rede Nacional de Transporte e por todas as instalações e infraestruturas necessárias, bem como todas as interligações necessárias para o seu correto funcionamento. Sendo também responsável pela coordenação do sistema elétrico nacional de modo a garantir a adequada integração e funcionamento eficiente do mesmo, bem como assegurando a segurança e não interrupção do abastecimento. A REN desenvolve, ainda, em paralelo atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas com a transmissão de eletricidade no território português (International Energy Agency, 2016).

Por sua vez, as atividades de distribuição de eletricidade em Portugal são asseguradas por um conjunto de operadores de rede de distribuição. Dá-se principal destaque à EDP Distribuição, parte integrante do grupo EDP, privatizada em 2013, com concessão para operar a rede de alta e média tensão, tendo também a maioria das concessões a nível municipal para operar as redes de baixa tensão (EC, 2014e). A EDP Distribuição é proprietária de 99% das redes de distribuição em Portugal Continental²²⁸. As redes de distribuição portuguesas incluem as linhas de alta tensão (60kV), media tensão (30kV, 15kV e 10kV) e de baixa tensão, bem como subestações, pontos de transformação, e outras instalações necessárias para operar a rede de distribuição, incluindo também as instalações referentes aos sistemas de iluminação pública. Em 2013, o número de consumidores conectados através da EDP distribuição situava-se em torno de 6,1 milhões (International Energy Agency, 2016).

Cabe ressaltar, que antes da liberalização do setor elétrico português, a atividade de comercialização de eletricidade era responsabilidade das empresas de distribuição. Com a liberalização do setor em Portugal foi separada a atividade de distribuição da de comercialização de eletricidade, passando deste modo os consumidores de eletricidade a interagir com as comercializadoras para todas as questões comerciais da utilização de eletricidade. Neste quadro de funcionamento, os consumidores passam a poder optar pelo seu fornecedor de eletricidade dentre um conjunto de diferentes entidades a operar como comercializadoras (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016b).

Atualmente, todos os consumidores portugueses são considerados livres e só existe tarifa final regulada de energia para consumidores de baixa renda. Esta completa liberalização do mercado varejista permite compreender o expressivo número de 4.581.757 agentes consumidores atuantes no mercado liberalizado em junho de 2016, sendo 98,8% deste montante consumidores residenciais²²⁹ (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016f). Para efeito de di-

228 Além da EDP Distribuição, existe um conjunto de operadores de rede distribuição de menor dimensão em um total de 10 em Portugal Continental e 2 nas regiões autônomas da Madeira e dos Açores, estando estes últimos ao abrigo das empresas Eletricidade da Madeira e Eletricidade dos Açores respetivamente (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016d).

229 No contexto do mercado liberalizado, a EDP Comercial apresenta-se como principal operador em mercado livre, detendo 85% dos clientes, o que corresponde a cerca de 45% do suprimento de energia elétrica (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016f).

mensionamento do tamanho do mercado português, em 2014 foram comercializados 46.181 GWh, dos quais 11.908 GWh no segmento residencial, 12.140 GWh no segmento comercial e 17.305 GWh no segmento industrial (PORDATA, 2016a)²³⁰.

Em matéria de regulação da distribuição de eletricidade, a atividade de definição de tarifas em Portugal é desenvolvida através da cooperação entre três *stakeholders*:

- i. O regulador, a ERSE, sendo a principal responsável pelo cálculo das tarifas e aprovação do modelo de negócio²³¹ das distribuidoras. Neste contexto a ERSE define e aplica a metodologia de definição das tarifas e comunica esta proposta ao Concelho Tarifário. Esta proposta inclui as receitas aceites para o período tarifário, a estrutura tarifária a implementar, bem como os valores dos diferentes componentes da tarifa a aplicar.
- ii. O Conselho Tarifário é composto por representantes das empresas reguladas, representantes de agências de proteção do consumidor, e representantes de outras entidades relevantes. Este organismo recebe a proposta da ERSE e elabora um parecer que é devolvido à ERSE, sendo utilizado para finalizar o processo de definição das tarifas.
- iii. O Governo de Portugal é responsável pelo enquadramento legal do setor elétrico, que pode resultar em impactos nas tarifas a definir.

O método de regulação da atividade de distribuição em Portugal segue um modelo híbrido, aplicando uma abordagem de custos aceites para os investimentos efetuados (CAPEX), e uma abordagem de incentivos à performance

230 A análise da evolução do consumo de eletricidade precisa considerar os preços finais de suprimento pagos pelos consumidores. Neste sentido, observa-se certa aderência entre os preços pagos por consumidores residenciais e industriais em Portugal e os preços médios da União Europeia. A partir de 2011, os preços praticados em Portugal passaram a ser levemente superiores à média da União Europeia em função da elevação da alíquota tributária. Em 2015, o preço residencial em Portugal foi de € 0,23/kWh e os industriais de € 0,10/kWh, sendo em nível europeu de, respectivamente, € 0.21/kWh e de € 0.09/kWh (EUROSTAT, 2016a).

231 Este modelo de negócio inclui as projeções de OPEX, CAPEX, bem como a análise da base de ativos e receitas autorizadas em cada período regulatório, e sua evolução e ajuste.

para os custos operacionais (OPEX). Os períodos regulatórios são de 3 anos. Para cada período regulatório são estimadas as receitas aceites: o CAPEX é avaliado a cada ano, o OPEX é estimado no início do período regulatório, sendo atualizado anualmente.

Os custos operacionais (OPEX) são atualizados anualmente tendo em conta a evolução do índice de preços de preços do consumidor, bem como um fator de eficiência²³². O fator de eficiência resulta de uma análise comparativa – *benchmarking*, de empresas de distribuição com características similares a nível Europeu. O montante de OPEX depende ainda da eletricidade distribuída, número de clientes supridos pela distribuidora, indicadores de qualidade de serviço, indicadores de perdas de energia. A abordagem de regulação de OPEX mitiga em parte os riscos de mercado para as distribuidoras, visto os custos operacionais estarem dependentes da eletricidade distribuída, o que vem contribuir para que o risco de mercado seja partilhado entre as distribuidoras e os consumidores.

Os custos de investimento (CAPEX) aceites pelo regulador incluem os investimentos efetuados pela distribuidora, que estejam incluídos na base de ativos – *Regulatory Asset Base*, O valor desta base de ativos é calculado com base no valor contabilístico registado nas contas da distribuidora. Em relação ao CAPEX existe ainda um mecanismo de limitação do investimento, por meio da aplicação deste mecanismo, vincula-se a empresa a um determinado nível de investimento que se propõe realizar no período tarifário, e se o investimento efetivamente realizado for superior ao proposto, o excedente será remunerado com um custo de capital inferior. A regulação do CAPEX em Portugal conta ainda com um tratamento diferenciado para investimentos considerados inovadores, que permitam a evolução das redes de distribuição para um cenário de redes inteligentes – *smart grids*. O tratamento diferenciado destes investimentos resulta na aplicação de um prêmio na remuneração dos investimentos, que por sua vez é acompanhado por um incremento no fator de eficiência aplicado aos custos operacionais (OPEX) (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016c).

Neste contexto, a estrutura tarifária adotada em Portugal é composta por: uma componente fixa (€/kW), que corresponde a potência contratada; uma componente variável de energia (€/kWh), que resulta da eletricidade consumida;

232 Abordagem de atualização do OPEX também conhecida por RPI-X.

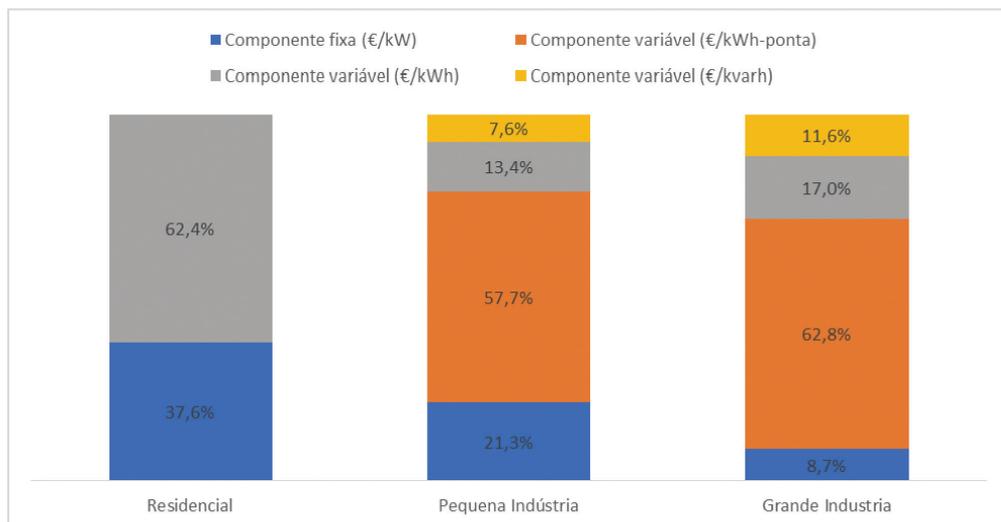
e componente variável de energia reativa (€/kvarh), Com base nestas componentes, a seguinte Tabela 10.4 e Figura 10.1 apresentam o resultado da aplicação desta estrutura tarifária para diferentes segmentos de consumidores em Portugal, sendo estes valores apenas referentes aos custos associados à distribuição de eletricidade.

Tabela 10.4. Estrutura tarifária de distribuição de eletricidade em euros para diferentes segmentos de consumidores em Portugal, 2013

Custos médios com distribuição de eletricidade						
Tipo de consumidor	Consumo anual médio	Componente fixa (€/kW)	Componente variável (€/kWh-ponta)	Componente variável (€/kWh)	Componente variável (€/kvarh)	Custos de distribuição totais
Residencial	3500 kWh	€ 41	-	€ 68		€ 109
Pequena Indústria	50 MWh	€ 255	€ 690	€ 160	€ 91	€ 1 196
Grande Indústria	24000 MWh	€ 10 739	€ 77 858	€ 21 022	€ 14 340	€ 123 959

Fonte: EUROPEAN COMMISSION (2015)

Figura 10.1. Estrutura tarifária de distribuição de eletricidade em proporção para diferentes segmentos de consumidores em Portugal, 2013



Fonte: EUROPEAN COMMISSION (2015)

A adoção de modelos tarifários mais flexíveis, como por exemplo a alteração da localização e duração dos períodos horários em vigor, a criação de períodos horários adicionais ou a adoção de tarifas do tipo tarifas dinâmicas, poderá permitir que a procura, incentivada por sinais de preço mais adequados aplicados nas circunstâncias críticas, de redes ou de produção, acompanhe as variações da oferta. Consequentemente, a ERSE irá considerar os benefícios e custos de introduzir novos modelos e estruturas tarifárias para avaliar o seu mérito para o sistema elétrico. É neste sentido que o regulador estabeleceu a obrigação dos operadores de redes submeterem à ERSE um Plano para a implementação de Projetos Piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor (ERSE, 2015).

10.2 Motivação para Investir em Micro e Mini Geração Distribuída

Em paralelo com a transição para um setor elétrico liberalizado estimulado pela ambição da União Europeia de criar de um mercado interno de energia, Portugal tem também acompanhado as ambições para um setor elétrico mais sustentável através da promoção de energias de fonte renovável, as quais estão explicitadas em um quadro ambicioso de políticas e metas em matéria de clima e energia.

A nível comunitário, a promoção de fontes de energia renovável centra-se em um conjunto de instrumentos de política energética focados na competitividade, segurança e sustentabilidade (European Commission, 2011a) tendo como base a recente Diretiva da Promoção do Uso de Energia de Fontes Renováveis 2009/28/EC (European Union, 2009b) alinhada com a análise do potencial futuro apresentado no Roteiro para as Energias Renováveis em 2007 (EC, 2007b).

Neste contexto, com o objetivo de mitigar os impactos ambientais, sobretudo as emissões de gases do efeito estufa, verifica-se a estratégia de promoção de medidas de eficiência energética e políticas de incentivos a fontes renováveis, sendo estes os pilares de uma economia de baixo carbono.

Observa-se que as metas de aumento de participação de fontes renováveis estão atreladas ao objetivo da União Europeia de reduzir em 20% das emissões de gases de efeito de estufa até 2020. Tais metas em conjunto consistem nos

pilares da estratégia Europa 20-20-20 até 2020²³³. Posteriormente, foi estabelecida a meta de 27% de renováveis para 2030 em linhas com objetivo de reduzir em 40% as emissões de gases do efeito estufa²³⁴ em 2030 (European Commission, 2011a, 2014a). No longo prazo, é expressiva a meta de 50% de fontes renováveis na matriz energética em 2050, sendo que a participação no setor elétrico poderia chegar a 97% (EC, 2011b).

Dentro deste contexto de uma União Europeia motivada para a descarbonização, Portugal tem introduzido a nível nacional políticas de promoção de fontes de energia renovável igualmente ambiciosas. A atual estratégia é orientada através do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020) aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº 20/2013²³⁵. O atual PNAER, com um horizonte temporal até 2020, consiste na adaptação do anterior PNAER 2010, que tinha sido elaborado em um contexto econômico diferente, o que levou à necessidade de um conjunto de alterações que permitissem promover a meta definida de 31% de energia renovável no consumo final bruto em 2020, ao mesmo tempo que as exigências do Programa de Assistência Financeira, relacionadas em parte com uma maior racionalização dos recursos financeiros resultantes dos efeitos da crise financeira internacional em Portugal, são cumpridas (Governo de Portugal, 2010b, 2013b). A revisão do PNAER apresentada em 2013 foi desenvolvida de uma forma coordenada com a revisão do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), permitindo um melhor aproveitamento de eventuais sinergias e redução de medidas de menor impacto, bem como permitindo uma visão e ação integrada em matérias que contribuem para uma economia mais competitiva e um setor energético mais sustentável (Pereira e Silva, 2017). A Tabela 10.5 apresenta as metas estabelecidas para Portugal.

233 Esta estratégia tem como objetivo reduzir em 20% as emissões de gases do efeito estufa através de aumento de 20% nos níveis de eficiência energética e da participação de 20% de fontes renováveis na matriz energética,

234 Em relação aos níveis registados em 1990 (European Commission, 2014a).

235 Este plano está em linhas com as obrigações da Diretiva da Promoção do Uso de Energia de Fontes Renováveis 2009/28/EC, através do qual cada Estado Membro deve elaborar um plano de ação evidenciando a sua estratégia e ambição em matéria de promoção das fontes de energia renovável.

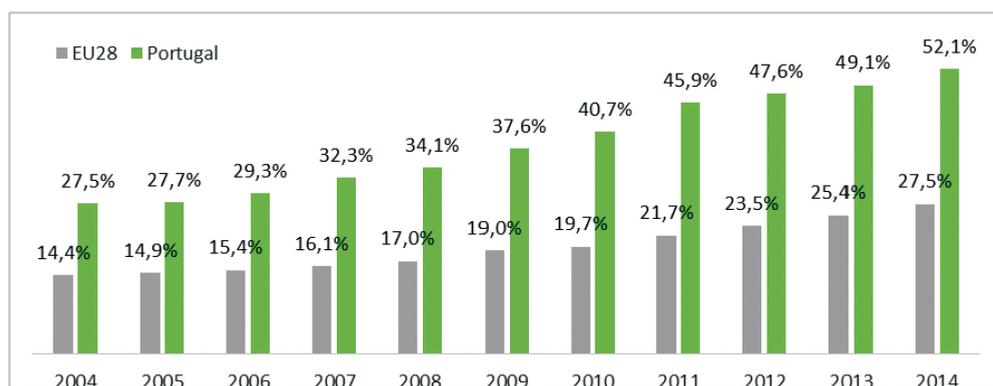
Tabela 10.5: Metas de Participação de Fontes Renováveis em Portugal

Ano	Meta
2011 e 2012	22,6%
2013 e 2014	23,7%
2015 e 2016	25,2%
2017 e 2018	27,3%
2020	31,0%

Fonte: Governo de Portugal, (2010b); Governo de Portugal, (2013b).

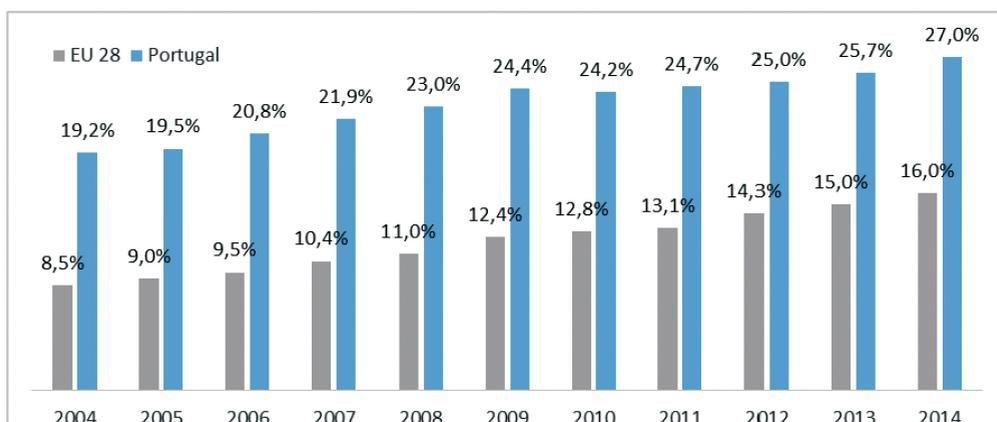
Neste contexto, é imperativo examinar como vem evoluindo a participação das fontes renováveis em Portugal e a comparação desta evolução com o que vem ocorrendo em nível europeu. A Figura 10.2 e a Figura 10.3 apresentam, respectivamente, esta evolução em nível do setor energético e especificamente para o setor elétrico. É possível observar que o aumento de participação das fontes renováveis vem efetivamente ocorrendo. Desta forma, ressalta-se o fato que a meta estabelecida para o ano de 2010 de conseguir que 12% da energia consumida fosse renovável, foi superada com tal participação tendo sido de 12,8%. Concomitantemente, nota-se como a participação de fontes renováveis em Portugal é superior à média da União Europeia. Esta situação favorável de Portugal resulta, não apenas de suas potencialidades naturais, como também do êxito das políticas e diretrizes implementadas.

Figura 10.2: Evolução da Participação de Fontes Renováveis na Matriz Energética da EU e de Portugal



Fonte: EUROSTAT (2016b).

Figura 10.3: Evolução da Participação de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica da EU e de Portugal



Fonte: EUROSTAT (2016b).

A atual estratégia de Portugal na promoção de fontes de energia renovável, promovida pelo PNAER, centra-se em promover tecnologias mais maduras e com uma maior racionalidade econômica para o país, o qual direciona a exploração de tecnologias experimentais para outros instrumentos focados na promoção de atividades de investigação e desenvolvimento, que não o PNAER, como o Portugal 2020²³⁶.

Neste quadro de política energética, a promoção de geração de energia solar é especialmente relevante por ser uma fonte de energia apta a ser utilizada de forma distribuída. Logo, considerando que a promoção de um sistema elétrico mais sustentável também passa pela descentralização do sistema, compreende-se a motivação dos formuladores de política em Portugal de implementarem medidas de incentivo à geração solar fotovoltaica distribuída.

Inicialmente, as políticas implementadas eram segmentadas entre aquelas focadas na microprodução e miniprodução. A evolução das políticas de suporte acabou por resultar em uma crescente convergência destas políticas. Desta forma, verifica-se que atualmente o que existe é um programa integrado

236 O Portugal 2020 é um programa temático de promoção de competitividade e internacionalização da economia Portuguesa, o qual tem fundos para investimentos em atividades de investigação e desenvolvimento, sendo estes os que devem ser utilizados para explorar tecnologias experimentais (Agencia para o Desenvolvimento e Coesão, 2014)

de incentivo à geração distribuída. Observa-se assim que a análise dos resultados das políticas implementadas em Portugal não pode estar restrita ao exame das diretrizes atualmente vigente. É notória a necessidade do entendimento de como as políticas evoluíram. Desta forma, a seguir serão descritas políticas de incentivos à microprodução, à miniprodução e apresentado o instrumento de incentivo integrado à geração distribuída atualmente vigente.

10.2.1 Microprodução

Em 2007, foi criado um regime jurídico para a microprodução de energia proveniente de fontes renováveis alternativas e outros recursos endógenos²³⁷ através do Decreto Lei nº 363/2007 (Governo de Portugal, 2007a). Este instrumento introduziu o programa Renováveis na Hora como um regime simplificado para a microprodução de eletricidade proveniente de fontes de energia renovável.

Neste instrumento, o regime de microprodução de eletricidade engloba a atividade de produção em baixa tensão com possibilidade de entrega à rede de distribuição, mas destinada majoritariamente ao consumo próprio. Cria-se, também através deste instrumento, o Sistema de Registro de Microprodução para facilitar a interação entre os produtores a operar neste regime e o Governo Português. O regime de microprodução estabelecido pelo Decreto Lei nº 363/2007 é assim limitado a instalações com uma potência máxima de 5,75 kW.

No que se refere à remuneração de microprodutores, foram criados dois regimes: o regime geral e o regime bonificado, sendo o primeiro aplicável à generalidade das instalações de microgeração e o segundo aplicável apenas as instalações de fontes de energia renovável, o qual para ser concedido requer que as instalações de microgeração de fonte renovável incluam coletores solares térmicos com um limite de potência de 3,68 kW. A Tabela 10.6 apresenta as principais diretrizes deste instrumento.

237 Sendo considerados no âmbito da microprodução os seguintes tipos de unidades geradoras: motores, microturbinas ou pilhas de combustível, que utilizem geradores síncronos, geradores assíncronos, painéis solares fotovoltaicos e outros equipamentos autônomos de produção de energia elétrica, conforme definido no Decreto Lei nº 68/2002 (Governo de Portugal, 2002).

Tabela 10.6: Regime Remuneratório do Decreto Lei nº 363/2007

Regime	Remuneração
Regime Geral	A tarifa de venda de eletricidade é igual à tarifa de consumo de eletricidade aplicada pelo comercializador de último recurso.
Regime Bonificado	No ano de instalação e nos cinco anos civis seguintes a remuneração é de € 650/MWh aos primeiros 10 MW instalados. Por cada 10 MW adicionais de potência a tarifa é reduzida em 5%. Após o período de cinco anos aplica-se durante 10 anos a tarifa que seja adequada após o final do quinto ano. No final dos períodos indicados (Ano de Instalação + 5 anos + 10 anos) aplica-se o regime geral de remuneração indicado acima.

Fonte: Governo de Portugal (2007a).

Para além das remunerações específicas apresentadas, o Governo de Portugal criou um regime especial no seu Orçamento de Estado de 2008 que permitia que os rendimentos inferiores a € 5.000 provenientes da atividade de microprodução fossem isentos de tributação em sede de Imposto sobre o Rendimento de pessoas Singulares (Governo de Portugal, 2007b).

Em 2010, o regime remuneratório para a microprodução foi ajustado pelo Decreto Lei nº 118-A/2010 e passou a contemplar a seguinte forma, conforme a Tabela 10.7.

Tabela 10.7: Atualização do Regime Remuneratório do D L n.º. 363/2007 pelo D L nº 118-A/2010

Regime	Remuneração
Regime Geral	Mantem o enquadramento anterior sendo a tarifa de venda de eletricidade é igual à tarifa de consumo de eletricidade aplicada pelo comercializador de último recurso.
Regime Bonificado	Passa a ter um novo enquadramento. O microprodutor, neste regime recebe a tarifa bonificada de € 400/MWh durante os primeiros oito anos da instalação e a tarifa de € 240/MWh para os 7 anos seguintes. Sendo ambas as tarifas reduzidas em € 20/MWh/Ano. Assim, o produtor enquadrado no regime bonificado tem direito à remuneração apresentada durante 15 anos a contar da data de instalação do sistema de micro geração, transitando posteriormente para o Regime Geral.

Fonte: Governo de Portugal (2007a) e Governo de Portugal (2010a).

Neste novo enquadramento o limite de potência para acesso ao regime bonificado para a instalação de microprodução é agora complementado com a

figura do condomínio²³⁸ como local de microprodução, sendo o limite de potência total do sistema neste caso de 11,04 kW.

Em 2013, resultante de um conjunto de problemas verificados na operacionalização da relação entre microprodutores e comercializadores, o Governo de Portugal, através do Decreto Lei nº 25/2013, deixou claro sua intenção de integrar o quadro legal de apoio à microprodução com o quadro semelhante de apoio à miniprodução. Com este instrumento é ainda revisto o regime geral de remuneração, vide a Tabela 10.8.

Tabela 10.8: Atualização do Regime Remuneratório do D L nº 363/2007 pelo D L nº 25/2013

Regime	Remuneração
Regime Geral	<p>O regime geral de remuneração passa para um método transitório, aplicável até à publicação de revisão do regime de micro e miniprodução, passando a remuneração mensal dos produtores no regime geral a ser calculada através da seguinte fórmula.</p> $\text{Rem}_m = W_m \times P_{\text{ref}} \times \frac{\text{IPC}_{n-1}}{\text{IPC}_{\text{ref}}}$ <ul style="list-style-type: none"> - Rem_m é a remuneração do mês m, em € - W_m é a energia produzida no mês m, em kWh - P_{ref} é o valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo - IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística - IPC_{n-1} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro do ano n-1, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística <p>Em alternativa ao novo regime geral transitório de remuneração, os microprodutores podem optar por vender a eletricidade gerada em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais. Sendo certo que ao optar por este regime os microprodutores não podem voltar a ser remunerados com base na fórmula acima descrita.</p>

238 Entenda-se por condomínio a unidade habitacional cuja propriedade seja detida por diferentes pessoas, sendo a sua expressão mais tradicional um prédio de moradores com várias unidades de habitação.

Regime	Remuneração
Regime Bonificado	Mantem o enquadramento anterior, ver Tabela 9.7

Fonte: Governo de Portugal (2007a) e Governo de Portugal (2013a).

10.2.2 Miniprodução

Em 2011, o Governo Português no prosseguimento das suas ambições de política energética centrada em liderar a indústria das energias renováveis, em apostar na geração descentralizada de energia e em simplificar os processos e procedimentos que permitam a adesão de cidadãos, empresas e outras entidades, estabeleceu o enquadramento legal para o regime da atividade de miniprodução de eletricidade, abrangendo a eletricidade gerada por unidades produtoras de pequena potência, regime estabelecido através do Decreto Lei nº 34/2011 (Governo de Portugal, 2011). Neste quadro legal a miniprodução é apresentada como *“a atividade de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade, recorrendo, para tal, a recursos renováveis e entregando, contra remuneração, eletricidade à rede pública, na condição que exista consumo efetivo de eletricidade no local da instalação”*.

Seguindo um enquadramento similar ao regime de microprodução, o enquadramento da remuneração para a miniprodução em Portugal foi também implementado em torno de dois regimes: o regime geral e o regime bonificado, sendo o regime geral aplicável a todos os produtores que cumpram os requisitos de acesso a atividade de miniprodução e o regime bonificado limitado aos produtores que cumpram um conjunto de requisitos adicionais. Dentre estes requisitos adicionais, está o fato da potência de ligação ter que ser superior ao limite legal estabelecido para ter acesso ao regime bonificado no regime de microprodução, que são de 5,75 kW para uma unidade de produção e de 11,04 kW para um condomínio (Governo de Portugal, 2007a, 2010a). As informações deste regime podem ser vistas na Tabela 10.9.

Tabela 10.9: Regime Remuneratório do Decreto Lei nº 34/2011

Regime	Remuneração
Regime Geral	Para o regime geral não é estabelecida qualquer tarifa a nível administrativo, sendo a eletricidade produzida remunerada em condições de mercado nos termos da produção em regime ordinário, sem remuneração garantida.
Regime Bonificado	O acesso ao regime bonificado de remuneração está limitado a uma quota anual de 50 MW a ser escalonada durante o ano pela Direção Geral de Energia e Geologia. No caso de instalações com potência superior a 20 kW, a seleção dos produtores que acessem ao regime bonificado e a fixação da tarifa resulta de um processo concorrencial, no qual partindo de uma tarifa base de € 250/MWh são selecionadas as unidades de produção que ofereçam um maior desconto à tarifa. No caso de instalações com potência igual ou inferior a 20 kW, os registros são ordenados por ordem de chegada e remunerados pela tarifa de referência de € 250/MWh. A tarifa aplicável em ambos os casos vigora durante 15 anos, sendo sucessivamente reduzida em 7% por ano. Findo este período os miniprodutores transitam para o regime geral em condições de mercado.

Fonte: Governo de Portugal (2011).

Em 2013, e em paralelo com a adaptação apresentada para o enquadramento legal da microprodução, o regime jurídico da miniprodução foi também ajustado pelo Decreto Lei nº 25/2013 (Governo de Portugal, 2013a). Esta modificação teve o intuito de evoluir para um instrumento de política energética integrado que abranja tanto a micro como a mini produção. A principal alteração para a política de miniprodução inclui um ajuste na remuneração aplicada aos miniprodutores em regime geral. As novas regras podem ser visualizadas na Tabela 10.10.

Tabela 10.10: Atualização do Regime Remuneratório do D L nº 34/2011 pelo D L nº 25/2013

Regime	Remuneração
Regime Geral	<p>O regime geral de remuneração passa para um método transitório, aplicável até à publicação de revisão do regime de micro e mini produção, passando a remuneração mensal dos produtores no regime geral a ser calculada através da seguinte formula.</p> $\text{Rem}_m = \sum_{i=1}^2 [W_i \times \text{OMIE}_m \times C_i \times f_p]$ <ul style="list-style-type: none"> - Rem_m é a remuneração do mês m em € - i é o período horário de entrega de energia elétrica (em vazio ou fora de vazio), de acordo com o ciclo (semanal ou diário) aplicado à instalação de consumo - W_i é a energia produzida no mês m no período i em kWh - OMIE_m é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês anterior ao mês m, em €/kWh - C_i é o coeficiente de ponderação do período tarifário i, que assume o valor 0.86 em períodos de horas de vazio e 1.13 em períodos de horas de ponta - f_p são os fatores de ajustamento para perdas do período tarifário i, desde o barramento de produção em muito alta tensão até ao nível de tensão de ligação da unidade de miniprodução, calculados com base em informações publicadas anualmente pela ERSE, Entidade Reguladora de Serviços Energéticos.
Regime Bonificado	Mantem o enquadramento anterior, ver Tabela 10.9.

Fonte: Governo de Portugal (2011) e Governo de Portugal (2013a).

10.2.3 Instrumento Integrado de Promoção de Geração Distribuída

A evolução do enquadramento legal para os regimes de microprodução e miniprodução evidencia a intenção do Governo de Portugal em integrar os distintos instrumentos de promoção de geração de energia renovável descentralizada.

Esta opção por uma abordagem integrada foi concretizada em 2014 com a introdução do Decreto Lei nº 153/2014 (Governo de Portugal, 2014b). Neste instrumento, o conceito de pequena produção de energia segue as linhas gerais

previamente definidas nos instrumentos que promoviam tanto a microprodução (Decreto Lei nº 363/2007) como a miniprodução (Decreto Lei nº 34/2011).

Este enquadramento²³⁹ dá assim origem a dois regimes de produção: o regime de pequena produção, que se destina às unidades produtoras que vendam a sua eletricidade na totalidade à rede pública de distribuição, em paralelo com o regime de produção para autoconsumo, que se destina majoritariamente ao consumo no local de produção, sendo possível a venda dos excedentes de produção à rede pública de distribuição. A remuneração para estes regimes de produção é apresentada na Tabela 10.11. para o regime de produção para autoconsumo, e na Tabela 10.12. para o regime de pequena produção.

Tabela 10.11: Remuneração do Regime Regime de Produção para Autoconsumo

Regime	Remuneração
	A remuneração mensal para as unidades de produção para autoconsumo é calculada com base na seguinte formula:
	$R_m = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$
Regime de Produção para Autoconsumo	<ul style="list-style-type: none"> - R_m é a remuneração da eletricidade fornecida o mês 'm', em € - $E_{fornecida,m}$ é a energia fornecida no mês 'm', em kWh; - $OMIE_m$ o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário) relativos ao mês 'm', em €/kWh - m é o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP. <p>Os restantes 10% da remuneração neste regime são deduzidos de forma a compensar os custos com a injeção da energia excedente produzida na rede elétrica de serviço público.</p>

239 Este instrumento integrado foi apresentado em 2014, entrando em vigor no início de 2015.

Regime	Remuneração
--------	-------------

Convém ainda salientar que as unidades com uma potência instalada superior a 1,5 kW estão obrigadas ao pagamento de uma compensação fixa nos primeiros 10 anos de exploração da instalação que permita recuperar em partes os custos das políticas energéticas implementadas, bem como de sustentabilidade e de interesse económico geral (adiante apresentados como CIEG, Custos de Interesse Económico Geral). Essa mesma compensação apenas se torna efetiva quando a capacidade das unidades de produção para autoconsumo excederem 1% do total de potência instalada do Sistema Elétrico Nacional (SEN) (no final de 2015, 1% da potência total instalada no sistema elétrico nacional corresponde a cerca de 186 MW).

Esta compensação é calculada com base na seguinte fórmula:

$$C_m = P \times V_{CIEG,a} \times K_t$$

Regime de
Produção
para Auto-
consumo

- C_m é a compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;
- P é o valor da potência instalada, constante no respetivo certificado de exploração;
- K_t é o coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao « $V_{CIEG,t}$ » tendo em consideração a representatividade da potência total registada no Sistema Elétrico Nacional, no ano « t »
- t é o ano de emissão do certificado de exploração.

$V_{CIEG,a}$ é o valor que permite recuperar os CIEG, medido em € por kW, apurado no ano « a », e é calculado com a seguinte fórmula:

$$V_{CIEG,a} = \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i,(t-n)}^p) \cdot \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i,h,(t-n)}^e) \cdot \frac{1}{3} \cdot \frac{1500}{12}$$

- $CIEG_{i,(t-n)}^p$: taxas impostas com base na potência instalada.
- $CIEG_{i,h,(t-n)}^e$: taxas impostas com base na energia instalada.

Quadro: Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{CIEG,a}$), em 2016. (Fonte: Proposta de Tarifas e Preços 2016)

Regime	Remuneração
--------	-------------

Regime de
Produção
para Auto-
consumo

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{CIEG,2016}$ (€/kW)/mês
AT	2,783
MT	3,521
BTE	4,526
BTN > 20,7 kVA	4,012
BTN ≤ 20,7 kVA	7,417

Quando a capacidade excede os 1%, mas não os 3% do total de potência instalada do SEN, o valor do coeficiente a aplicar ao $V_{Cieg,a}$ será de 30%. Por sua vez, quando essa capacidade exceder os 3% do total de potência instalada do Sistema elétrico nacional, o valor do coeficiente a aplicar ao $V_{Cieg,a}$ passará a ser de 50%.

A compensação será apurada pelo Operador da Rede de Distribuição (ORD) e faturada pelo Comercializador de Último Recurso (CUR). Quando essa compensação se resumir apenas a montantes de pequena dimensão, a mesma poderá ser emitida com uma periodicidade anual.

Fonte: Governo de Portugal (2014b).

Tabela 10.12: Remuneração do Regime de Pequena Produção

Regime	Remuneração
	<p>O acesso ao regime de pequena produção é limitado a uma quota anual de 20 MW. O acesso ao regime encontra-se ainda segmentado em três categorias distintas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Categoria I para unidades apenas destinadas à produção de eletricidade - Categoria II para unidades, que para além da produção de eletricidade, optem por incluir tomada para carregamento de veículos elétricos, ou seja proprietário ou locatário de um veículo elétrico - Categoria III para unidades, que para além da produção de eletricidade, optem por incluir coletores solares térmicos com uma área mínima de 2m²
<p>Regime de Pequena Produção</p>	<p>O acesso ao regime é concorrencial, baseado num modelo em que os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência fixada pelo Governo de Portugal, sendo está fixada com bases nos maiores descontos que sejam apresentados pelos produtores a optar por este regime.</p> <p>A tarifa de referência neste regime é de € 95 /MWh, sendo que a este valor acrescem € 10 /MWh ou € 5/MWh quando o produtor opte pelo enquadramento na categoria II ou III acima apresentadas respetivamente (Governo de Portugal, 2015).</p> <p>A tarifa atribuída neste processo vigora durante 15 anos deste a data de início de produção da instalação. Findo este prazo a unidade de pequena produção passa a ser remunerada de acordo com o regime geral de produção em regime especial.</p>

Fonte: Governo de Portugal (2014b).

Analisando o histórico recente do enquadramento legal português no que se refere a instrumentos de política energética focados em geração descentralizada, é possível observar uma dinâmica de adaptação e integração de instrumentos com o intuito de permitir prosseguir os objetivos de política energética nacional e europeia de uma forma mais eficiente, reduzindo os custos de implementação e operacionalização destes instrumentos.

Em simultâneo, é possível observar um ajuste continuado dos incentivos à produção de energia por fontes renováveis com o intuito de diminuir o suporte governamental à medida que as tecnologias associadas se tornam mais competitivas e os investimentos mais atrativos. Por exemplo o Regime Bonificado de Microprodução aprovado em 2007 apresentava uma tarifa de € 650/MWh

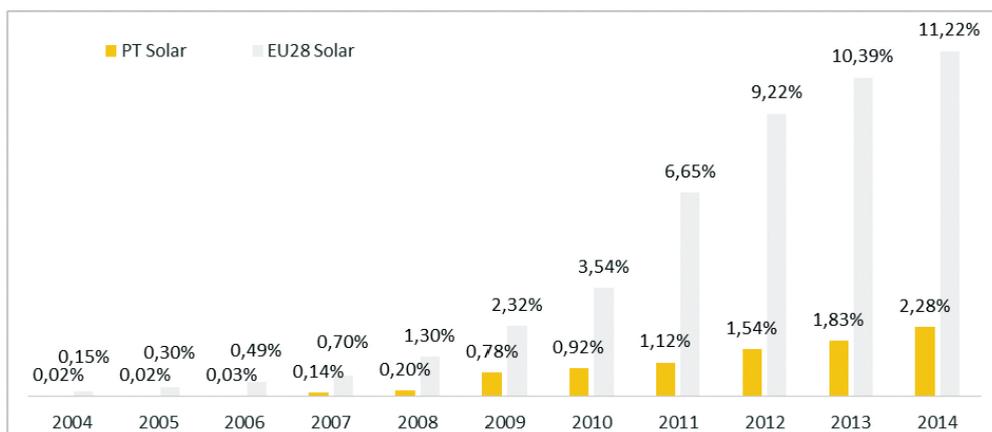
enquanto que o Regime de Pequena Produção, criado através do instrumento integrado acima apresentado conta com uma tarifa de referência que varia entre € 95/MWh e € 110/MWh, apresentadas em 2015.

O enquadramento de suporte português foi evoluindo para possibilitar não apenas a promoção e difusão de tecnologias que permitam a geração de energia de fonte renovável, mas também uma adequada integração das mesmas e sua transição para mecanismos de mercado, tendo em consideração a necessidade de ajustes que permitam a recuperação de custos de interesse econômico geral, como os relacionados com o desenvolvimento e promoção da política energética nacional.

10.3 Resultados das Políticas de Difusão Adotadas

Com base na série de dados apresentada pela EUROSTAT (2016b), verifica-se um crescimento continuado na contribuição da eletricidade de origem solar entre 2004 e 2014 no total de eletricidade de origem renovável. Entretanto, esta participação ainda é bastante reduzida face ao total de eletricidade de origem renovável. Com base na Figura 10.4, é possível afirmar que a evolução em Portugal vem ocorrendo em um ritmo inferior ao verificado na União Europeia.

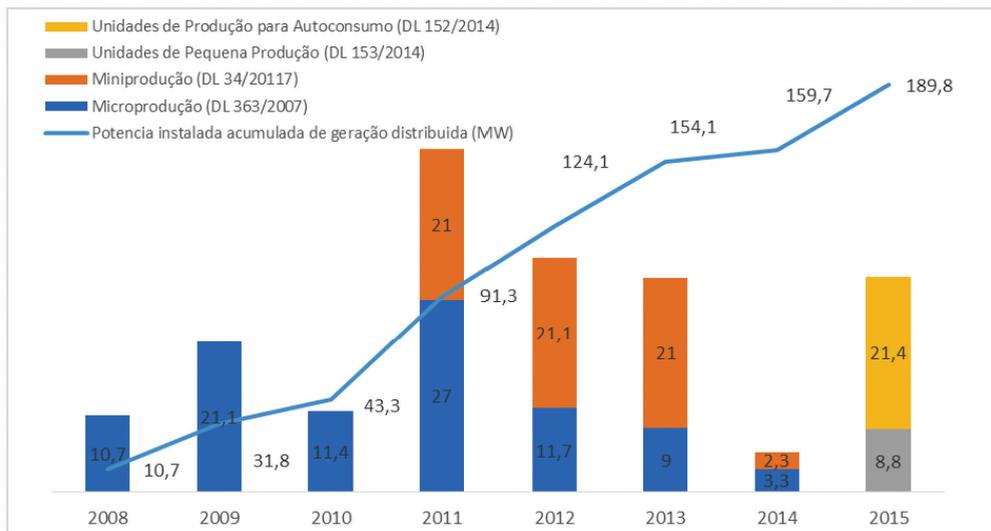
Figura 10.4: Participação da Geração Solar Fotovoltaica na Geração Renovável



Fonte: EUROSTAT (2016b).

Neste contexto, torna-se ainda mais relevante a análise do desenvolvimento da geração solar distribuída. Com este intuito, a Figura 10.5 apresenta um conjunto de dados da evolução da capacidade instalada de geração distribuída em Portugal, de uma forma que permite analisar o sucesso dos diferentes instrumentos.

Figura 10.5: Evolução da Capacidade Instalada de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída



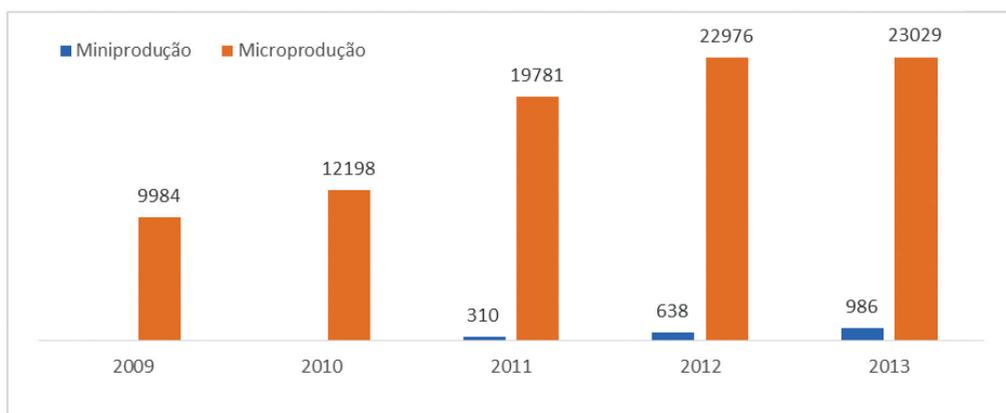
Fonte: Associação de Energias Renováveis (2015).

A Figura 10.5 aponta para um forte crescimento no período compreendido entre 2008 e 2015. Durante este período é ainda interessante observar a dinâmica de difusão resultante dos diferentes instrumentos de incentivo implementados. Entre 2008 e 2011, apenas com o instrumento de microprodução em funcionamento, verifica-se um crescimento modesto. No período seguinte com a implementação de instrumentos de incentivos à minigeração, verifica-se um crescimento em ritmo mais acelerado. Em 2014, observa-se uma redução no ritmo de crescimento da capacidade instalada, comparativamente a outros anos, face do regime transitório criado que antecipava o fim dos instrumentos de microprodução e mini produção para dar espaço à nova política de geração distribuída integrada. Sendo possível em 2015 observar a positiva reação o mercado ao novo instrumento de incentivo, tendo neste ano sido instalados 30,2 MW de capacidade. O novo instrumento implementado em 2014, vem ainda

reforçar o estímulo para a geração distribuída de pequena dimensão para auto-consumo, que entre 2011 e 2014 apresentava uma tendência decrescente, mas em 2015 apresenta uma capacidade instalada de 21,4 MW.

De modo a complementar o exame da evolução da geração distribuída em Portugal, apresenta-se também a evolução das instalações de micro e mini produção de eletricidade de origem solar fotovoltaica na Figura 10.6. É possível ver o crescimento em ambos os segmentos. Entretanto, é perceptível a maior relevância dos sistemas de micro geração.

Figura 10.6: Evolução das Unidades de Micro e de Mini Produção Fotovoltaicas



Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia (2013).

Em suma, o caso português demonstra a importância de um quadro de incentivos dinâmico e adaptável que se adequa tanto as necessidades do mercado como ao quadro econômico conjuntural. Em especial, reconhece-se a importância que o estímulo a micro geração vem tendo na difusão da fonte solar fotovoltaica.

Contudo, em semelhança com outros casos internacionais, um importante desafio da difusão de energia fotovoltaica em Portugal tem sido o peso econômico de sustentar suas políticas de incentivo. Em 2012 por exemplo, com a crise econômica no país, o governo português decidiu diminuir o apoio ao investimento nessas tecnologias, como parte de um plano de resgate generalizado para cortar gastos e manter o país fora da falência. Desta forma, os gastos

associados à sua política de incentivo a energia fotovoltaica, tem sido alvo de bastante discussão (STEFANINI, 2016).

Adicionalmente, o país tem enfrentando o desafio decorrente de níveis de produção que excedem sua demanda. Considerando suas limitações geográficas (localizado na península ibérica), o país tem procurado aumentar suas conexões com seus vizinhos para viabilizar a transmissão de energia em excesso. Enquanto esse processo tenha sido um sucesso em relação a Espanha, iniciativas com a França e Marrocos não têm progredido. No caso da França em particular, as conexões entre a França e a península Ibérica são insuficientes para que os excessos de energia produzida na Espanha e Portugal possam ser transmitidos. Isso representa um potencial desafio ao crescimento da geração fotovoltaica no país que pode estar lidando com supergeração e potencialmente sobrecarregar as redes (STEFANINI, 2016).

Um terceiro desafio que está sendo discutido no contexto português, é relacionado com a geração distribuída e seu impacto na rede e no financiamento dela. A atual sinalização econômica dos incentivos a geração distribuída, como também das tarifas de eletricidade, tem resultado nos seguintes desafios:

- i. Criação de déficit por redução de consumo: é gerado um déficit de receitas sempre que há uma redução do consumo à rede;
- ii. Sobre-incentivo à geração distribuída: investimentos em tecnologias que reduzem o consumo à rede são sobre-incentivados, distorcendo ainda a atratividade da geração distribuída vs centralizada;
- iii. Subsídios cruzados: clientes com maior utilização da potência estão a subsidiar os clientes com reduzidos *load factors* (EDP, 2016).

Em síntese, isso significa que existe um desalinhamento entre a estrutura tarifária (receitas) e a estrutura de custos do setor elétrico, que origina diversas distorções e põe em causa a sustentabilidade do setor no médio prazo e a equidade social. O fato dos custos fixos estarem a ser recuperados através da componente variável da tarifa conduz a um sinal de preço enviesado a favor da redução do consumo à rede.

Como resultado, uma das medidas que atualmente tem sido bastante debatida em diversos fóruns europeus, é a necessidade de alterar a estrutura tarifária

no sentido de a tornar maioritária, ou completamente fixa, tal como aconteceu no passado com o setor das telecomunicações. Deste modo a eletricidade passaria a ser cobrada como um serviço de valor fixo. Uma das vantagens associadas a este modelo é de que permitiria mitigar alguns dos desafios associados com a dificuldade em recuperar os custos fixos de um sistema com crescentes volumes de geração distribuída. Por outro lado, sendo a eletricidade um bem de primeira necessidade, levantam-se também questões sobre as eventuais barreiras ao acesso que uma tarifa completamente fixa pode criar (Pereira e Silva, 2018^a, 2018b)..

Caso Portugal adotasse a mesma estrutura tarifária fixa que, por exemplo, a Espanha adotou, aumentando o peso da componente fixa da tarifa de acesso às redes de eletricidade para 60% nos clientes residenciais e para 80% nos clientes empresariais, a maioria dos clientes vulneráveis em Portugal seria beneficiada com esta medida, uma vez que tem fatores de carga superiores à média. Adicionalmente, uma tarifa maioritariamente fixa iria incentivar a eletrificação do consumo, contribuindo assim para reduzir o preço marginal unitário da eletricidade e promover a eficiência energética e descarbonização (EDP, 2016).

10.4 Referências

Agencia para o Desenvolvimento e Coesão. (2014). *Portugal 2020: Objetivos, desafios e operacionalização*. Retrieved from https://www.portugal2020.pt/Portal2020/Media/Default/Docs/COMUNICACAO/Portugal2020_19_Dez14.pdf

Associação de Energias Renováveis. (2015). *Estado atual do setor das energias renováveis em Portugal*. Lisbon. Retrieved from http://www.apren.pt/fotos/editor2/carlos_almeida.pdf

AdC – Autoridade da Concorrência. (2016). Autoridade da Concorrência - Missão e atribuições. Retrieved from http://www.concorrenca.pt/vPT/A_AdC/Missao_e_atribuicoes/Paginas/missao-e-atribuicoes.aspx

Direção Geral de Energia e Geologia. (2013). *O setor fotovoltaico em Portugal*. Lisboa. Retrieved from http://www.pvgrid.eu/uploads/media/Pedro_Cabral_-_The_PV_sector_in_Portugal_.pdf

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2015). *Comunicado ERSE torna efetiva decisão de certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional e REN Gasodutos depois de cumpridas todas as condições de certificação*. Lisbon. Retrieved from <http://www.erse.pt/pt/certORT/Documents/Versão Portal Externo ERSE.pdf>

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2016a). Liberalização do Setor. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodo-sector/Paginas/default.aspx>

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2016b). Comercialização. Retrieved from <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx>

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2016c). Análise de Desempenho Económico das Empresas do Setor Eléctrico. Lisboa. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/desempenhosector/Documents/Desempenho Setor Eléctrico 2015.pdf>

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2016d). Operadores das Redes de Distribuição. Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/pequenosdistribuidoresembaixatensao\(cooperativas\)/Paginas/default.aspx](http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/pequenosdistribuidoresembaixatensao(cooperativas)/Paginas/default.aspx)

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2016e). Comercialização. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx>

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2016f). Resumo informativo do mercado liberalizado de eletricidade de Junho 2016. Lisbon. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/informacaosobreomercadoliberalizado/2016/Comunicados/201606_ML_elec_ResInf.pdf

EU - European Union. (1996). Directive 96/92/EC of The European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. Official Journal of the European Communities.

EU - European Union. (2003). DIRECTIVE 2003/54/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC THE. Official Journal of the European Union.

EU - European Union. (2009a). DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Official Journal of the European Union.

EU - European Union. (2009b). Directive 2009/28/EC of the European Parliament and Council on the promotion of of the use of energy from renewable sources. Official Journal of the European Union.

European Commission. (2007b). Renewable Energy Road Map Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future. Brussels. Retrieved from file:///C:/Users/Guillermo/Downloads/RENEWABLE ENERGIES IN THE 21ST CENTURY.pdf

European Commission. (2011a). Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure energy. Brussels. <http://doi.org/10.2833/78930>

European Commission. (2011b). Energy Roadmap 2050. Brussels. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

European Commission. (2014a). A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030, COM(2014) 15 Final. Brussels.

European Commission. (2014d). PARECER DA COMISSÃO de 12.5.2014 nos termos do artigo 3.o, n.o 1, do Regulamento (CE) n.o 714/2009, do artigo 10.o, n.o 6, da Diretiva 2009/72/CE, do artigo 3.o, n.o 1, do Regulamento (CE) n.o 715/2009 e do artigo 10.o, n.o 6, da Diretiva 2009/73/CE – Por. Brussels. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_094_095_pt_pt.pdf

European Commission. (2014e). Portugal - Single Market Progress Report. Brussels. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_countryreports_portugal.pdf

European Commission. (2015). Study on tariff design for distribution systems. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313_Tariff_report_fina_revREF-E.PDF

EUROSTAT. (2016a). *Electricity price by type of user Portugal and EU 28*. Retrieved from <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=ten00117>

EUROSTAT. (2016b). SHARES Energy for Renewable Sources. Brussels. Retrieved from <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

Governo de Portugal. (2002). *Decreto-Lei n.º 68/2002*. Lisboa. Retrieved from https://www.edpsu.pt/pt/PRE/produtor_consumidorBT/RegulamentaoDocs/DL68-2002.pdf

Governo de Portugal. (2007a). *Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro*.

Governo de Portugal. (2007b). *Orçamento de estado 2008*. Retrieved from http://www.pgdlisboa.pt/leis/lei_print_articulado.php?tabela=leis&artigo_id=&nid=947&nversao=&tabela=leis

Governo de Portugal. (2010a). *Decreto-Lei n.º 118-A/2010*. Retrieved from http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?uuid=db01a1f3-4943-408c-bdc4-923b58f617f4&groupId=13360

Governo de Portugal. (2010b). *Decreto-Lei n.º 141/2010 de 31 de Dezembro*.

Governo de Portugal. (2011). *Decreto-Lei n.º 34/2011*. Retrieved from http://www.oern.pt/documentos/legislacao/d_dl_dr/DL34_2011.pdf

Governo de Portugal. (2013a). *Decreto-Lei n.º 25/2013*. Retrieved from https://www.edpsu.pt/pt/PRE/Microproducao/RegulamentaoDocs/Decreto-Lei_25_2013.pdf

Governo de Portugal. (2013b). *Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013*.

Governo de Portugal. (2014a). *Decreto-Lei n.º 130/2014*. Lisbon. Retrieved from <https://dre.pt/application/dir/pdf1sdip/2014/08/16600/0458104586.pdf>

Governo de Portugal. (2014b). *Decreto-Lei n.º 153/2014*.

Pereira, G; Silva, P. (2017). “Energy efficiency governance in the EU-28: analysis of institutional, human, financial, and political dimensions” *Energy Efficiency* 10(5), 1279-1297. DOI:10.1007/s12053-017-9520-9

Pereira, G; Silva, P., Soule, D. (2018a). “Assessment of electricity distribution business model and market design alternatives: Evidence for policy design” *Energy and Environment*. DOI: 10.1177/0958305X18758248

Pereira, G; Silva, P., Soule, D. (2018b). “Policy-adaptation for a smarter and more sustainable EU electricity distribution industry: a foresight analysis” *Environment, Development and Sustainability*. DOI: 10.1007/s10668-018-0119-x

IEA - International Energy Agency (2016). *Energy Policies of IEA Countries Portugal 2016 Review*.

International Energy Agency. (2016). *Energy Policies of IEA Countries Portugal 2016 Review*.

Merino, R. (2013). *Liberalisation of the Electricity Industry in the European Union LL.M. in Natural Resources Law and International Environmental Law*. University of Iceland.

Operador de Mercado Ibérico Português. (2016). *MIBEL*. Retrieved from <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>

PORDATA. (2016a). *Consumo de energia eléctrica per capita: total e por tipo de consumo*. Lisbon. Disponível em: <http://www.pordata.pt/Portugal/Consumo+de+energia+eléctrica+total+e+por+tipo+de+consumo-1124>

PORDATA. (2016b). *Produção bruta de energia eléctrica total e por tipo de produção de energia eléctrica*. Lisbon. Disponível em: <http://www.pordata.pt/DB/Portugal/Ambiente+de+Consulta/Tabela>

REN - Redes Energéticas Nacionais. (2016a). *Eletricidade - Centro de Informação*. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensal.aspx>

REN - Redes Energéticas Nacionais. (2016b). O setor elétrico. Disponível em: https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#1

Santos, V. (2012). A Regulação do Sector Energético. Coimbra.

Silva, P. P. (2007), O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia: Evolução e Perspectivas / The EU electricity supply industry: evolution and perspectives (2007, 1.a edição), 201 págs. ISBN 9789898074157. Coimbra, Portugal: Imprensa da Universidade de Coimbra. <http://dx.doi.org/10.14195/978-989-26-0443-5>.

11

O Caso da Austrália

Lorrane Câmara
Max Ramalho

11.1 Estrutura do Setor Elétrico

O setor elétrico australiano apresenta variantes em função das condicionantes regionais do país, que é composto por seis estados (Queensland, New South Wales, Victoria, South Australia, Tasmania e Western Australia) e dois territórios (Australian Capital Territory e Northern Territory). Pelo seu tamanho, baixa densidade populacional e desenvolvimento histórico, o país não conta com um sistema elétrico nacional interconectado. Existem dois principais sistemas de eletricidade na Austrália: o sistema formado pelos estados de Queensland, New South Wales (NSW), Australian Capital Territory, Victoria, South Australia e Tasmania, que opera no âmbito do *National Electricity Market* (NEM), e representa 85% do mercado de eletricidade Australiano; e o *South West Interconnected System* (SWIS), que opera no âmbito do *Wholesale Electricity Market* (WEM), e inclui o estado de Western Australia, representando apenas 10% do mercado de eletricidade do país, estando o restante do consumo localizado em mercados isolados²⁴⁰ (*off-grid*) (BRINSMEAD et al., 2014). A Tabela 11.1 apresenta uma visão geral destes sistemas²⁴¹.

240 Os mercados isolados incluem tanto consumidores industriais (como instalações de processamento agrícola, minas *off-grid*, e infraestrutura, a exemplo de instalações de telecomunicações e dessalinização) quanto pequenas comunidades isoladas (BRINSMEAD et al., 2014). Destaca-se que em 2013 apenas 2% da população australiana se encontrava em mercados de eletricidade *off-grid*. Cerca de 74% do mercado *off-grid* é atendido predominantemente através da eletricidade produzida a partir do gás natural, enquanto o restante da produção de eletricidade se dá a partir do óleo diesel (AECOM, 2013).

241 Destaca-se o interesse do Governo da Austrália em integrar estes sistemas.

Tabela 11.1: Sistemas Elétricos da Austrália - 2013

Rede	Capacidade (GW)	Consumo (TWh)
<i>National Electricity Market</i>	45,0	199
SWIS	5,9	17,7
<i>Off-grid</i> remoto Mercado Industrial	3,5	12,4*
<i>Off-grid</i> remoto Mercado Comunitário	1,0	3,4*
Total	55,4	232,5

Fonte: Brinsmead et al.(2014).

Dada a maior relevância do NEM no setor elétrico Australiano (refletida não apenas em sua participação no mercado de eletricidade do país, como também nos dados de capacidade e consumo apresentados na Tabela 10.1), a análise a ser desenvolvida neste capítulo estará centrada nesse mercado. A Tabela 11.2 apresenta informações atualizadas que fornecem uma visão geral do NEM.

Tabela 11.2. National Electricity Market em resumo

Jurisdições que compõem o NEM	QLD, NSW, VIC, SA, TAS, ACT
Capacidade instalada 2016	47.148 MW
Número de geradores registrados 2016	336
Número de consumidores 2016	9,6 milhões
Turnover 2015-16	11,7 bilhões
Eletricidade total gerada 2015-16	198 TWh
Demanda máxima verificada no inverno 2015-16	31.977 MW
Demanda máxima verificada no verão 2015-16	32.859 MW

Fonte: AER (2017)

Em linhas com a tendência mundial, nos anos 1990 teve início o processo de reforma do setor elétrico australiano. Esse processo apresentou significativas variações nos diferentes estados. O caso mais emblemático é o das regiões que atualmente compõem o *National Electricity Market*. A lógica destas reformas não foi muito diferente daquela verificada em outros países: desverticalização dos monopólios integrados verticalmente²⁴² com vistas a auferir ganhos de eficiência via concorrência nos segmentos potencialmente competitivos da indústria.

242 No caso da Austrália, tais monopólios eram essencialmente estatais.

Mais especificamente, as seguintes questões podem ser tidas como motivações para a reforma do setor elétrico na Austrália:

- i. Reconhecimento de que outros países estavam alcançando níveis muito mais altos de eficiência no fornecimento de eletricidade (INDUSTRY COMMISSION, 1991);
- ii. Implementação do *National Competition Policy*²⁴³, que requeria uma reavaliação das operações das infraestruturas essenciais, com a possibilidade de introduzir mais competição;
- iii. Crises financeiras nos estados de Victoria e South Australia, que levaram os novos governos a quererem privatizar esse setor, não somente em conformidade com a agenda de privatização em curso, mas também como meio de reduzir o déficit público (MORAN, 2013);

Em função da relativa autonomia legislativa dos estados australianos, é notória a relevância das políticas estaduais. Como consequência, verifica-se um considerável nível de heterogeneidade das diretrizes regulatórias do setor elétrico. O Estado de Victoria foi o primeiro a implementar a desagregação vertical, tendo sido a *State Electricity Commission*²⁴⁴ desverticalizada em 1992. Não obstante, a liberalização implementada contemplou a privatização das empresas que compunham a estatal. Por sua vez, o Estado de South Australia, no fim da década de 1990, implementou sua reforma através da desverticalização, e posterior privatização, da *Electricity Trust of South Australia Corporation* (ETSA). Esse processo prosseguiu de tal forma que o grau e a velocidade da liberalização e privatização do setor elétrico variaram por estado.

Apesar da autonomia estadual, é pertinente mencionar a existência de tentativas de aumentar a cooperação e coordenação entre os governos estaduais e o governo nacional. Um passo importante nesse sentido foi a criação do *National Electricity Market 1*, em 1997.

Inicialmente, só os estados de Victoria e New South Wales fizeram parte do *National Electricity Market 1* (NEM1), que foi uma espécie de predecessor

243 Introduziu um conjunto de políticas com a meta de promover uma reforma micro-econômica.

244 A *State Electricity Commission* foi uma empresa pública (propriedade estadual) de geração, transmissão e distribuição de eletricidade que atuava no estado de Victoria.

do *National Electricity Market* (NEM). Em linhas gerais, tratava-se de um projeto piloto de integração de mercados sendo as operadoras dos sistemas (VPX e TransGrid)²⁴⁵ mantidas independentes (HAMIDI et al., 2013).

Em seguida o NEM1 foi expandido para incorporar mais três estados, criando o NEM em dezembro de 1998. Em 2005, o NEM foi novamente ampliado, com a inclusão do estado de Tasmânia. O NEM foi concebido pelo governo nacional em conjunto com os estados e implementado por meio do *National Electricity Law* (NEL), sendo seus objetivos estabelecidos através do *National Electricity Code*:

- i. Operar o mercado *spot* e gerenciar o sistema interconectado de eletricidade;
- ii. Definir os termos de acesso às redes de distribuição e transmissão na jurisdição do NEM.

Em termos institucionais e de governança, o NEM apresenta a *National Electricity Market Management Company* (NEMMCO) com a função de operar o mercado e de gerenciar o sistema de energia. No contexto de implementação da *New National Electricity Law* (NEL), o Council of Australian Governments (COAG) criou, em 2005, a *Australian Energy Market Commission* (AEMC) com a função de criar as regras do NEM²⁴⁶. O *Australian Energy Regulator* (AER), instituído simultaneamente, ficou responsável pela regulação econômica e por garantir a conformidade das regras a nível nacional. Se as funções da NEMMCO ficaram basicamente inalteradas na reforma de 2005, em 2009 a companhia se juntou a vários órgãos estaduais para formar a *Australian Energy Market Operator* (AEMO), agregando a responsabilidade pela operação do mercado inter-regional em uma única entidade.

No que diz respeito ao estado de Western Australia, que compõe o WEM, houve uma trajetória um pouco diferente dos outros estados descritos anteriormente. Na década de 1990, o governo do estado também refor-

245 VPX era a operadora do sistema elétrico do estado de Victoria, e TransGrid operava o sistema de New South Wales.

246 Anteriormente, o *National Electricity Code Administrator* (NECA) administrava as mudanças do Code e garantia a sua implementação. Contudo, o COAG se mostrou insatisfeito o desempenho do NECA e decidiu reformá-lo.

mulou alguns aspectos do seu sistema elétrico. Em 1996 o governo desagregou a *State Energy Commission of Western Australia*, criando a *Western Power Corporation*, que ficou responsável pela geração de eletricidade, distribuição e varejo. Essa empresa passou por um processo de desagregação vertical no ano de 2006, resultando na criação da *Western Power Networks*²⁴⁷ (distribuição), Verve (geração) e Synergy (varejo), que consistem em empresas estatais (MORAN AND SOOD, 2013). Como resultado, o WEM continua dominado por empresas públicas (HAMIDI et al., 2013). O órgão responsável pela operação do WEM, tal como no caso do NEM, é o *Australian Energy Market Operator* (AEMO).

Em síntese, o setor elétrico australiano ainda é bastante heterogêneo. O mercado nacional de eletricidade ainda não incorpora todas as regiões do país. O grau de privatização também varia fortemente entre as regiões e os tipos de operação. Adicionalmente, o setor elétrico australiano exibe uma estrutura institucional diversa e em transformação. Existe um forte esforço de melhorar a coordenação de iniciativas e políticas entre os governos estaduais e governo nacional. A Tabela 11.3 apresenta de forma resumida as principais instituições atuantes no setor elétrico australiano com suas respectivas funções.

247 A rede SWIS de transmissão e distribuição, é operada pela *Western Power Networks*.

Tabela 11.3: Marco Institucional do Setor Elétrico Australiano

Instituição	Função
<i>Council of Australian Governments</i> (COAG)	Composto pelo governo federal e pelos governos dos seis estados e dois territórios continentais. Criado em 1992 para debater e coordenar as atividades entre os diferentes níveis de governo. O CAOG teve um papel crucial em elaborar e decidir as trajetórias de reformas.
<i>Australian Energy Market Commission</i> (AEMC)	Responsável por criar e desenvolver as regras do Mercado de Energia Australiano. A AEMC como instituição nacional, também fornece conselho estratégico e operacional para o <i>Council of Australian Governments Ministerial Council on Energy</i> .
<i>Australian Energy Regulator</i> (AER)	Responsável pela definição das normas do mercado atacadista de eletricidade e pela regulação das redes de distribuição e transmissão do <i>National Electricity Market</i> . Em 2016, o AER também passou a ser responsável pela regulação da rede de distribuição do WEM.
Australian Competition and Consumer Commission (ACCC)	Responsável por promover evitar práticas anticompetitivas, ou seja, uma espécie de autoridade nacional da concorrência que visa combater práticas abusivas de poder de mercado e, desta forma, proteger os interesses dos consumidores. Além disso, atua na regulação dos setores de infra estrutura. ²⁴⁸
<i>Australian Renewable Energy Agency</i> (ARENA)	Foi estabelecida em 2012 para gerenciar os programas de apoio a energias renováveis. Em princípio, a ARENA deve fornecer uma administração mais independente, eficiente e simplificada dos existentes fundos de financiamento.
<i>Department of Resources, Energy and Tourism</i> (RET)	É responsável por políticas e programas de tecnologia, particularmente na área de energia. A instituição tem se focado em fontes de energia limpas e eficiência energética industrial.

Fonte: Elaboração Própria.

No escopo da matriz elétrica, verifica-se a predominância da geração termo-elétrica, sobretudo movida a carvão e a gás natural. Em 2016, o carvão respondeu por cerca de 62,9% da geração total verificada no país, o que representa um declínio significativo em relação ao início do século, quando essa participação

248 Com a criação do AER, a ACCC parou de ser responsável pela regulação de monopólios. Seu principal foco hoje em dia no setor elétrico e proteção do consumidor e acompanhar fusões no setor de energia.

chegava a mais de 80% (AER, 2015). O *mix* de geração de eletricidade varia de estado a estado, mas os estados de Victoria, NSW e Queensland são particularmente dependentes do carvão. A Tabela 11.4 é ilustrativa da composição da matriz elétrica australiana.

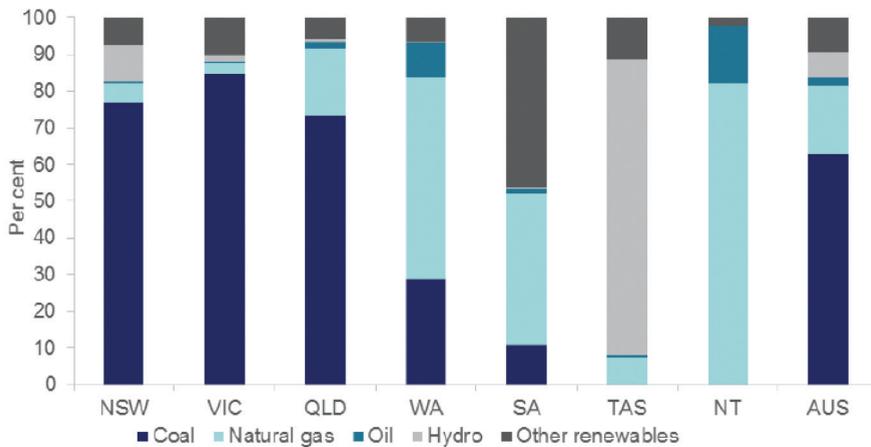
Tabela 11.4: Matriz Elétrica Australiana

	2016	
	GWh	%
Combustíveis Fósseis	216.034,9	83,7
Carvão Betuminoso	115.392,6	44,7
Lignito	46.979,4	18,2
Gás	47.694,1	18,5
Óleo Combustível	5.968,8	2,3
Renováveis	42.022,1	16,3
Hídrica	17.925	6,9
Eólica	12.973	5,0
Solar Fotovoltaica – pequena escala	6.847,5	2,7
Solar Fotovoltaica – grande escala	563,8	0,2
Bioenergia	3.712,6	1,4
Geotérmica	0,2	0,0
Total	258.057	100,0

Fonte: Australian Government - Department of Industry and Science (2017).

Já Na Figura 11.1 abaixo é possível observar o mix de geração elétrica em cada um dos seis estados e dois territórios australianos, referente ao ano de 2016.

Figura 11.1. Mix de geração de eletricidade dos estados e territórios
australianos - 2016.



Fonte: Australian Government - Department of Industry and Science (2017)

Em termos de estrutura de propriedade dos ativos de geração, na maioria dos estados o segmento é dominado por empresas privadas. Por exemplo, em Victoria existem quatro grandes produtores de eletricidade: AGL Energy (26% da capacidade de geração), GDF Suez (23%), EnergyAustralia (20%) e Snowy Hydro (18%). Já no estado de South Australia, a AGL Energy possui maior participação (37%), seguida por Alinta (16%), GDF Suez (15%) e *Origin Energy* (13%). Contudo, estados como Queensland e Tasmânia ainda contam com forte presença pública no segmento. Em Queensland, as empresas de geração Sanwell e Cs Energy controlam 64% da capacidade de geração instalada. Por sua vez, o setor de geração de eletricidade da Tasmânia é quase completamente controlado pela estatal *Hydro Tasmania* (AER, 2016).

O sistema de transmissão australiano é notável por seu alcance. Apenas no âmbito do *National Electricity Market*, existe um sistema de transmissão interconectado que totaliza 5.000 quilômetros de distância, consistindo no mais longo sistema elétrico geograficamente interconectado do mundo (AEMC, 2017). Trata-se de um sistema que conecta consumidores e produtores de eletricidade dos estados de Queensland, NSW, Victoria, South Australia, Tasmânia (conectada através do cabo subaquático Basslink) e o Australian Capital

Territory (ACT). Os estados e o ACT são conectados através de três linhas de interconexão de propriedade pública (Queensland – NSW Interconnector (QNI), Heywood e NSW – Vic), e três de propriedade privada (Basslink, Directlink e Murraylink). Apenas a linha Basslink, que conecta Tasmania à Victoria, é desregulada (AER, 2017).

A rede de transmissão que compõe o NEM é composta por um mix de ativos de propriedade pública e privada. Nos Estados de Victoria e South Australia, a rede de transmissão é de propriedade de empresas privadas (AER, 2017). No caso de NSW, a rede foi parcialmente privatizada em 2015. Já em Queensland e Tasmania a rede de transmissão é de propriedade dos respectivos governos estaduais. Desde 2009, o Australian Energy Market Operator (AEMO)²⁴⁹ desempenha a função de operador independente da rede de transmissão no âmbito do NEM (MORAN AND SOOD, 2013; AEMO, 2017). Excepcionalmente no caso de Victoria o arranjo regulatório estabelecido separa a propriedade dos ativos de transmissão, que fica a cargo da AusNet Services, do planejamento da rede. Assim, diferentemente do que é observado nos demais estados, em Victoria o AEMO também é responsável pelo planejamento da rede de transmissão (MORAN AND SOOD, 2013). A Tabela 11.5 oferece uma visão geral sobre a estrutura de propriedade da rede de transmissão no âmbito do NEM.

249 Em 1 de julho de 2016 o AEMO também assumiu de operador independente do sistema de transmissão de Western Australia (AEMO, 2017).

Tabela 11.5: Proprietários do Sistema de Transmissão - NEM

Rede	Localização	Eletricidade Transmitida 2015-16 (GWh)	Propriedade
Rede NEM			
Powerlink	Queensland – New South Wales	52.872	Governo de Queensland
TransGrid	New South Wales	72.200	Hastings 20%; Spark Infrastructure 15%; outras empresas privadas 65%
AusNet Services	Victoria	Na	Empresa cotada em bolsa (Singapore Power 31,1%, State Grid Corporation 19,9 %)
ElectraNet	South Australia	14.248	State Grid Corporation 46,6%; YTL Power Investments Limited 33,5%; Hastings 19,9%
TasNetworks	Tasmania	11.655	Governo da Tasmania
Interconexões			
Directlink	Qld-NSW	-	Energy Infrastructure Investments (Marubeni 49,9%, Osaka Gas 30,2%, APA Group 19,9%)
Murraylink	Vic-SA	-	Energy Infrastructure Investments (Marubeni 49,9%, Osaka Gas 30,2%, APA Group 19,9%)
Basslink	Vic-Tas	-	Keppel Infrastructure Trust

Fonte: AER (2017)

No que se refere à regulação do segmento de transmissão, a AER utiliza a abordagem do tipo *revenue cap*. A partir das regras estabelecidas pelo *National Electricity Code*, a AER adotou uma abordagem de *CPI-X building block*²⁵⁰, através da qual as receitas são estabelecidas (MORAN AND SOOD, 2013). Seguindo essas regras, no processo de revisão tarifária as empresas devem submeter uma proposta de receita ao regulador. As propostas submetidas incluem previsões de custos e de receita requerida para um período geralmente fixado

250 O *Building Block Model* é um modelo de regulação de concessionárias que determina a receita permitida da empresa. A receita regulada é equivalente a soma dos componentes (os *building blocks*) que consistem no retorno ao capital, depreciação do capital, custos de operação e manutenção e outros componentes como, impostos e mecanismos de incentivo. (LAWRENCE & KAIN, 2010; ERA, 2017)

em cinco anos (AER, 2017). A agência reguladora tem um prazo máximo de quinze meses para revisar a proposta antes de divulgar sua decisão final.

Como parte do processo de revisão das tarifas de transmissão, a AER projeta os investimentos eficientes necessários à rede, o que é adicionado à base de ativos regulada (RAB) ao longo do período regulatório corrente. É importante destacar que a regulação australiana inclui uma série de “testes regulatórios” no sentido de comprovar a eficiência dos investimentos. As empresas de transmissão devem aplicar um “teste regulatório de investimento” (RIT) a cada projeto, individualmente. Esse teste requer que a empresa avalie o investimento proposto em relação a alternativas críveis (incluindo opções *non-network*) em condições equitativas. O objetivo dessa análise de custo-benefício é estabelecer a solução de menor custo para atender aos critérios de confiabilidade da rede. Como parte desta análise a empresa deve identificar o propósito do investimento proposto e mostrar que a sua avaliação acerca das alternativas disponíveis foi alvo de consulta pública. O RIT só é aplicado a investimentos em expansão da rede, de modo que investimentos em substituição de componentes não precisam ser submetidos aos testes regulatórios.

Ao final do período, a RAB é ajustada no sentido de refletir os níveis reais de investimento. A AER pode julgar investimentos acima do que havia sido projetado como ineficientes, e então removê-los da RAB. Essa possibilidade de remoção de investimentos acima do que é considerado eficiente protege os consumidores de arcarem com os custos relacionando a investimentos ineficientes.

Ao final do processo de revisão tarifária, a AER fixa um teto de receita que as empresas de transmissão poderão recuperar junto aos usuários da rede através da cobrança de tarifas pelo uso da rede de transmissão de eletricidade.

No que se refere à distribuição, o *National Electricity Market* (NEM) é composto por treze distribuidoras principais, vide Tabela 11.6. Assim como no caso da transmissão, a participação do setor privado no segmento de distribuição é notável. Como ilustração, o estado de Victoria tem uma rede de distribuição completamente privada. Ao mesmo tempo, o estado de *South Australia* escolheu um modelo em que as redes de distribuição são arrendadas para entidades privadas. Esta relevância do setor privado está aumentando em anos recentes, sendo a privatização do setor de distribuição do estado de NSW representativa desta tendência. De todo modo, em estados como Queensland e

Tasmânia o setor de distribuição permanece tendo predominância de empresas públicas.

Tabela 11.6: Operadoras da Rede de Distribuição no National Electricity Market

Rede	Numero de Consumidores	Eletricidade Distribuida 2013-14 (GWh)
QUEENSLAND	-	-
Energex	1.376.483	20.838
Ergon Energy	721.930	13.716
NEW SOUTH WALES AND ACT	-	-
AusGrid	1.651.160	25.523
Endeavour Energy	940.029	15.637
Essential Energy	854.231	12.030
ActewAGL	178.710	2.830
VICTORIA	-	-
Powercor	765.241	10.333
AusNet Services	685.194	7.448
United Energy	685.453	7.696
CitiPower	325.917	5.919
Jemena	318.429	4.136
SOUTH AUSTRALIA	-	-
SA Power Networks	851.767	10.603
TASMANIA	-	-
TasNetworks	280.750	4.112
TOTAL	9.608.292	140.821

Fonte: AER (2015)

Até o início do século XXI todos os estados e territórios do NEM contavam com tarifas finais reguladas e, de modo geral, a liberalização do mercado varejista (nos locais onde era instituída) só se estendia a grandes consumidores comerciais e industriais. Esse cenário começou a mudar em 2002, quando os estados de Victoria e New South Wales implementam a total liberalização do mercado varejista, de modo que consumidores de todos os segmentos passaram a ser livres. O processo de liberalização teve continuidade com o Australian Capital Territory e South Australia (2003), Queensland (2007) e Tasmania (2014).

A liberalização completa do mercado varejista, no entanto, não se deu de forma simultânea à extinção das tarifas finais reguladas, que em todo o NEM, só foi se concretizar anos depois (AEMC, 2017). Sob a condição de total contestabilidade dos consumidores varejista e preços finais regulados, os comercializadores competiam uns com os outros oferecendo preços de mercado como alternativa à tarifa final regulada. Na prática, as tarifas reguladas funcionavam como uma espécie de teto para o preço de mercado (AEMC, 2017).

Os estados de Victoria (2009), South Australia (2013) e New South Wales (2014) removeram a regulação das tarifas finais varejistas após o parecer da AEMC acerca da existência de um mercado varejista efetivamente competitivo nesses estados. Em 1 de julho de 2016, Queensland também eliminou a regulação das tarifas finais de eletricidade, refletindo parecer análogo da AEMC. No entanto, os governos desses quatro estados continuam exigindo que os comercializadores ofereçam tarifas finais reguladas que possam ser aplicadas a pequenos consumidores. Os comercializadores de eletricidade podem ajustar essas tarifas a cada seis meses (AER, 2017).

A proporção de consumidores que possuem contratos de mercado, em detrimento de serem atendidos através de tarifas finais reguladas, varia enormemente de estado a estado. Em Victoria e South Australia, cerca de 80% dos consumidores têm contratos de mercado. Em NSW, esta participação cai para 74%. Em Queensland, os contratos de mercado são mais comuns na região sudeste do estado, de modo que 70% dos consumidores já aderiram a esse tipo de contrato. Por outro lado, no restante do Estado, tal como no ACT e na Tasmania, majoritária parte dos consumidores ainda é atendida pela tarifa final regulada (AER, 2017).

Apesar da reestruturação do setor elétrico australiano na década de 90 e das medidas implementadas pelos governos estaduais no sentido de promover a separação estrutural entre a geração e a distribuição de eletricidade, muitos comercializadores voltaram a se integrar às geradoras, formando os “*gentailers*”, ou seja, empresas que possuem participação tanto na geração quanto na comercialização de eletricidade. Esse processo tem levado ao crescente aumento do poder de mercado exercido por algumas empresas atuantes no NEM. A formação dos “*gentailers*” reflete a estratégia dos comercializadores e geradores de gerenciar o risco relacionado à volatilidade dos preços no mercado atacadista de

eletricidade, de modo a reduzir a necessidade de proteger (*hedge*) suas posições no mercado futuro (derivativos) (AER, 2017). Três comercializadores – AGL Energy, Origin Energy e Energy Australia – atendem 70% dos consumidores varejistas no âmbito do NEM. Além da elevada participação no mercado varejista, essas empresas também expandiram substancialmente sua participação na capacidade instalada de geração no NEM, passando de 15% em 2009 para 48% em 2017 (AER, 2017). Neste sentido, embora o mercado varejista seja liberalizado, diversos questionamentos têm sido levantados acerca do nível real de competição neste mercado.

Uma pesquisa realizada em 2016 pela Australian Energy Market Commission (AEMC) revela que a maioria dos consumidores no âmbito do NEM não estão conscientes da possibilidade de escolher o comercializador de eletricidade pelo qual desejam ser atendidos, e que 50% dos consumidores não mudaram de comercializador ou de “plano de eletricidade” nos últimos cinco anos (AEMC, 2016). Dados indicam, no entanto, que as tarifas finais “livres” oferecidas pelos comercializadores podem ser substancialmente inferiores às tarifas “reguladas” oferecidas por esses mesmo comercializadores. Estima-se que no Estado de Victoria que as tarifas finais livres sejam de 17% a 22% menores que as tarifas finais reguladas.

O marco regulatório para as redes de distribuição de energia elétrica que operam no âmbito do NEM é baseado na *National Electricity Law* (NEL) e nas *National Electricity Rules* (NER). Cabe a AER, a missão de cumprir as normas legais e aplicar as diretrizes regulatórias com vista a garantir que as distribuidoras não cobrem preços abusivos, mas ao mesmo tempo haja garantia do equilíbrio econômico-financeiro das mesmas.

De acordo com o Capítulo 6 do NER, a AER tem a missão de exercer atividades de controle das empresas de distribuição no que se refere às tarifas praticadas e à qualidade do serviço. Para isso, a AER utiliza o modelo de regulação baseada em incentivos do tipo *revenue cap*, exceto no Australian Capital Territory, onde é aplicado um modelo regulatório do tipo *average revenue cap*, que relaciona a receita das distribuidoras ao volume de eletricidade vendido (AER, 2017).

Periodicamente, as *utilities* de distribuição de eletricidade devem submeter propostas regulatórias à AER. As propostas incluem projeções de custos e recei-

tas requeridas (tipicamente cobrindo um intervalo regulatório de cinco anos). O regulador australiano utiliza um mecanismo de *building blocks*, que consiste em um modelo em que a receita total a ser recuperada pela empresa é calculada com base em projeções referentes à *building blocks*, que consistem basicamente em categorias de custos, tais como o OPEX, retorno sobre a base de ativos regulada, depreciação e impostos. Tal como no caso da regulação da rede de transmissão, o regulador tem 15 meses para avaliar a proposta submetida e publicar sua decisão final (AER, 2017). Com base na avaliação da proposta submetida pela distribuidora, a AER estabelece um teto referente à receita que a empresa poderá auferir durante o período regulatório.

A análise da proposta elaborada pelas distribuidoras é realizada pelo regulador com o objetivo de atestar se a mesma reflete custos tidos como eficientes. Embora os custos operacionais (OPEX) e os custos de capital (CAPEX) sejam determinados de formas distintas pelo regulador, na avaliação das projeções de ambos os custos a AER utiliza a mesma metodologia geral, baseada na aplicação de um mecanismo de *benchmarking*. Esta metodologia permite que o regulador aceite, ou recuse a proposta apresentada pela distribuidora e, em casos em que a proposta é recusada, a substitua por uma projeção de custos alternativa. Neste sentido, o regulador deve, como ponto de partida, avaliar a proposta da empresa. Nesse processo, a AER compara o custo total projetado pela distribuidora com estimativas alternativas. O desenvolvimento dessas estimativas requer a definição de um nível eficiente de custos, sobre o qual são realizados ajustes que reflitam fatores como mudanças nas projeções de demanda, custos dos insumos e outros aumentos (ou reduções), o que permite, então, a construção de uma projeção total de custos que seja considerada razoavelmente eficiente (AER, 2013). Através da comparação entre a projeção elaborada pelo regulador com base na metodologia mencionada, e a projeção apresentada pela distribuidora, é possível avaliar se a proposta da distribuidora reflete razoavelmente os critérios de despesas. Assim, caso o CAPEX, ou o OPEX, total apresentado pela distribuidora seja superior à estimativa desenvolvida pelo regulador através das técnicas de avaliação, e a *utility* não seja capaz de oferecer uma explicação satisfatória que justifique a diferença, então o regulador considera que a projeção da distribuidora não é adequada. Neste caso, a proposta da empresa será substituída pela estimativa do regulador.

Embora essa descrição geral ofereça um bom panorama da regulação, é importante considerar que há diferenças relevantes no que tange ao tratamento regulatório do CAPEX e do OPEX, que são verificadas desde o processo de avaliação e aprovação do nível eficiente de custos pelo regulador. É importante ressaltar que na regulação australiana os mecanismos de incentivo a ganhos de eficiência estão integrados à metodologia de projeção dos custos eficientes, sendo o compartilhamento de ganhos de eficiência realizado de formas distintas quando se tratando do OPEX e do CAPEX.

No que tange ao OPEX, durante o processo de revisão tarifária, o regulador se concentra em duas questões centrais:

1. Avaliar a projeção apresentada pela distribuidora acerca do OPEX total a ser gasto ao longo do período regulatório;
2. Calcular os prêmios e penalidades (montantes acumulados) que a distribuidora receberá sob o *Efficiency Benefit Sharing Scheme* (EBSS), referente ao seu desempenho em termos de OPEX ao longo do período regulatório.

No sentido de realizar projeções acerca do OPEX, o regulador recorre a uma abordagem de custos revelados (custos históricos) do tipo “*base-step-trend*”, que requer a definição de uma base de custos eficiente, para que então sejam acrescentados custos operacionais adicionais não refletidos no ano base (*step changes*), e seja traçada uma tendência no sentido de captar mudanças nas circunstâncias consideradas nas projeções, que podem ocorrer em função de fatores como mudanças regulatórias, mudanças nos custos dos insumos, crescimento da demanda e mudanças na produtividade. Os gastos operacionais são considerados custos amplamente constantes e previsíveis, de modo que os custos projetados são uma proxy dos custos observados no ano base (submetidos a ajustes, se considerados ineficientes). Considerando um período regulatório de cinco anos, geralmente o regulador utiliza o terceiro ou o quarto ano do período regulatório imediatamente anterior como ano base. No entanto, pode haver excessões, caso o regulador, ao avaliar os custos revelados pelas *utilities*, considerem-os ineficientes. Nesse caso, há duas opções disponíveis: usar outro ano como referência, ou mesmo uma média de vários anos, se essa média for capaz de refletir os custos eficientes; ou, caso avalie que os custos históricos não são uma proxy de custos eficientes, utilizar técnicas de avaliação para ajustar o

ano base, ou determinar uma projeção para o OPEX total, baseada em *benchmarks*, que considere representativa dos custos eficientes para a prestação dos serviços requeridos (AER, 2014).

A aplicação do EBSS, por sua vez, está intrinsecamente relacionada ao mecanismo utilizado na determinação dos custos operacionais futuros. O *Efficiency Benefit Sharing Scheme* (EBSS), além de atuar como um mecanismo de incentivo à eficiência, reduz possíveis incentivos para que as distribuidoras inflem seus custos operacionais no ano que o regulador costuma utilizar como ano base. O EBSS, portanto, estabelece incentivos contínuos para que as *utilities* busquem ganhos de eficiência operativa, de modo que a estratégia de inflar o OPEX em qualquer ano do período regulatório passa a ser ineficiente (AER, 2014).

O EBSS é operacionalizado de forma a permitir que as distribuidoras retenham ganhos associados a custos operativos abaixo do nível aprovado pelo regulador por um período de seis anos (ano em que o ganho de eficiência foi realizado, mais os cinco anos do *carryover period*), independente do ano em que esse saldo tenha ocorrido. Estima-se que, considerando a metodologia de custos revelados utilizada na projeção do OPEX e o EBSS, ganhos ou perdas de eficiência são compartilhados a uma proporção de aproximadamente 30:70 entre distribuidora e consumidores (AER, 2014).

Já no que tange ao CAPEX, durante o processo de revisão tarifária, duas variáveis centrais são analisadas: os gastos passados em CAPEX incorridos pelas distribuidoras e a necessidade futura de CAPEX. No sentido de determinar o CAPEX autorizado para o período regulatório, a AER utiliza uma metodologia do tipo *backward looking*, a fim de atualizar a RAB e determinar o CAPEX “atual”, associada a uma metodologia do tipo *forward looking*, em que o regulador avalia o plano de investimentos submetido pelas distribuidoras, considerando a eficiência dos gastos propostos. Assim, atualizado o CAPEX para o nível corrente, o regulador adiciona os investimentos que são considerados eficientes no sentido de determinar o CAPEX autorizado para todo o período regulatório. Portanto, o regulador cumpre três funções centrais (AER, 2014):

- i. Avalia a projeção proposta pela distribuidora acerca do CAPEX total a ser utilizado ao longo do período regulatório;

- ii. Atualiza a base de ativos regulada (RAB), no sentido de incluir os gastos de CAPEX incorridos no período anterior. Neste processo o regulador dispõe da possibilidade de não incluir na base de ativos gastos em CAPEX que já foram realizados mas que forem considerados ineficientes;
- iii. Calcula os prêmios e penalidades que a distribuidora receberá sob o *Capital Expenditure Sharing Scheme* (CESS), para gastos em CAPEX acima ou abaixo do projetado, aplicáveis ao período regulatório que se inicia.

O CESS consiste em um mecanismo de compartilhamento de ganhos de produtividade *ex-ante*, que garante que o compartilhamento de custos de capital abaixo ou acima do projetado se dê no início de cada período regulatório, ou seja, quando o regulador atualiza a base de ativos regulada (RAB) da *utility* no sentido de incluir investimentos em capital que a distribuidora tenha realizado ao longo do período regulatório imediatamente anterior. Quando o CESS é aplicado, a *utility* retém 30% de gastos com CAPEX acima ou abaixo do projetado, enquanto 70% desse montante é repassado aos consumidores.

É importante ressaltar que caso ao final do período regulatório o CAPEX realizado seja superior ao CAPEX aprovado na última revisão tarifária, então os investimentos que superaram o montante projetado serão avaliados pelo regulador. Caso a AER avalie parte, ou a totalidade desses investimentos como ineficientes, então estes investimentos não serão incluídos na RAB, e, portanto, não serão considerados no cálculo da receita permitida. O regulador australiano se refere a esse mecanismo como uma revisão *ex-post*.

É importante ressaltar que os prêmios e penalidades sob o EBSS e o CESS são balanceados e simétricos, o que implica que as distribuidoras são incentivadas a implementar alternativas *non-network* (que envolvem maiores gastos em operação (OPEX), em detrimento de CAPEX) caso o aumento do OPEX seja menor que a correspondente redução do CAPEX (AER, 2014). Por exemplo, quando a distribuidora gasta mais que o previsto em OPEX, ela recebe uma penalidade de 30% sob o EBSS. Por outro lado, a redução do CAPEX viabilizada por esta estratégia resulta em um prêmio de 30%. Portanto, quando a redução do CAPEX é superior ao aumento do CAPEX, então a distribuidora obtém um benefício líquido. Assim, sob a regulação australiana, as distribuidoras recebem um prêmio líquido por implementarem alternativas *non-network* bem

sucedidas, dada a aplicação de mecanismos balanceados de incentivo à ganhos de eficiência (AER, 2014).

Outro mecanismo desenvolvido pelo regulador australiano no sentido de incentivar as distribuidoras a investirem em alternativas “*non-network*”, consiste nos testes regulatórios para investimentos em distribuição (*Regulatory Investment Test for Distribution* – RIT-D). Estes testes requerem que as distribuidoras considerem e consultem alternativas *non-network* no início do processo de planejamento dos investimentos na rede de distribuição. Como no caso da regulação aplicada ao segmento de transmissão, os testes regulatórios só eram aplicados aos investimentos em expansão da rede. No entanto, a evolução recente dos investimentos na rede de distribuição foi marcada pelo aumento da participação dos investimentos em substituição de componentes da rede, que já chegam a superar os investimentos em expansão. No ano fiscal de 2008-09, os investimentos em substituição correspondiam a 38% do total de investimentos realizados na rede. Já em 2014-2015, essa participação chegou a 69%. Essa tendência deve ser mantida nos próximos anos, considerando a previsão de que a demanda por energia elétrica se mantenha estável. Reconhecendo essa mudança, em junho de 2016 a AER submeteu à AEMC uma proposta de mudança regulatória no sentido de ampliar o escopo dos testes regulatórios dos investimentos, que passariam a incluir os gastos atrelados a substituições de componentes da rede. Essa medida implicaria na necessidade de que as empresas se reportassem ao regulador a fim de justificar a baixa de ativos imobilizados, o que também permitiria que partes interessadas propusessem soluções e medidas alternativas à substituição de ativos (AER, 2017). A proposta da AER ainda encontra-se em processo de avaliação pela AEMC.

Outro elemento relevante da regulação da *distribuição* aplicada no caso da Austrália é o *Service Target Performance Incentive Scheme* (STPIS), que é aplicado no sentido de impedir que as distribuidoras reduzam custos através da deterioração da qualidade do serviço prestado (AER, 2014).

No âmbito da estrutura tarifária, a *Australian Energy Market Commission* (AEMC) realizou, em novembro de 2014, uma série de mudanças nas regras que pautam a definição das tarifas de distribuição. O objetivo principal desse processo de reforma foi desenvolver e implementar tarifas custo-reflexivas, no sentido de alinhar tarifas de distribuição com os custos que os consumidores

efetivamente impõem à rede, e então aprimorar a equidade e a eficiência do sistema de distribuição (CUAC, 2015). As novas regras introduzidas pela AEMC podem ser resumidas em (CEPA E TNEI, 2017):

- i. As tarifas de distribuição devem ser baseadas no custo marginal de longo prazo da provisão do serviço de distribuição de eletricidade;
- ii. A receita total determinada pela AER deve ser recuperada de forma a minimizar distorções aos sinais de preço;
- iii. As distribuidoras devem considerar o “princípio do impacto do consumidor” ao desenvolver suas tarifas. Esse princípio é composto por dois fatores centrais:
 - a. O primeiro requer que a distribuidora considere o impacto de mudanças na tarifa de distribuição sobre os consumidores, assim como seus desdobramentos sobre a distribuição dos custos da rede entre diferentes grupos de consumidores;
 - b. O segundo implica que as tarifas de distribuição sejam razoavelmente capazes de serem entendidas pelos consumidores.

No entanto, mesmo existindo uma metodologia e diretrizes regulatórias homogêneas entre os estados da Austrália, existe uma estrutura tarifária aplicada em cada caso. Os estados e suas distribuidoras submetem uma proposta que é avaliada pelo regulador. Mesmo assim, é possível identificar que a tarifa binômica, composta por uma taxa fixa (\$/ano ou c/dia) e uma volumétrica (kWh), é a mais utilizada no caso de consumidores residenciais (AER, 2014). Outra tendência verificada nos diferentes estados é o aumento de oferta de tarifas mais dinâmicas a partir de 2017²⁵¹.

Com a reforma de 2014, as propostas de estrutura tarifária (*Tariff Structure Statement* - TSS) consistem em um novo elemento da regulação²⁵². Em linhas gerais, as propostas são submetidas pelas distribuidoras à AER, normalmente a cada cinco anos, e submetidas a um processo de avaliação interno. Se a proposta

251 Segundo o AER as reformas têm a intenção de estabelecer tarifas que melhor refletem o custo incorrido pelo uso da rede de distribuição pelos consumidores em horários diferentes.

252 Antes da reforma, não existia um processo consolidado de regulamentação das estruturas tarifárias.

inicial não for aprovada, o regulador faz uma contraproposta. Ao fim do processo, é aprovada uma estrutura tarifária, que será aplicada por um período de cinco anos. O estado de Victoria é um bom exemplo dessa nova metodologia, O estado de Victoria é um bom exemplo para isso, tanto pelo seu papel pioneiro na implementação do novo processo regulatório, como pela sua experiência na implementação de estruturas tarifárias diversificadas no passado.

Box 1: O Caso de Victoria

O primeiro estado a implementar uma nova estrutura tarifária através da nova regulamentação foi o estado de Victoria. Começando em janeiro de 2017, as distribuidoras²⁵³ do estado vão adaptar suas tarifas as TSSs que foram debatidos nos últimos 18 meses. Além de ter um papel pioneiro nesse novo processo de regulação tarifária, o estado de Victoria já se destacou no passado pela sua maior oferta e implementação de tarifas dinâmicas²⁵⁴. As distribuidoras começaram a tarifas de eletricidade do tipo *time-of-use*, ou seja, tarifas que variam em função do tempo. Em 2010, por exemplo, a AusNet introduziu uma tarifa de pico crítica para incentivar as empresas a diminuir a demanda em cinco dias de alta demanda de rede durante o verão. A tarifa contribuiu para uma redução anual da procura de 2,5% na rede de distribuição de eletricidade da AusNet (HLEDIK et al., 2016).

Apesar do entusiasmo com tarifas com sinalização temporal em Victoria, as preocupações com o impacto das tarifas da *time-of-use* sobre os consumidores levaram o governo de Victoria a suspender as atividades de reforma tarifária em março de 2010. As preocupações estavam principalmente relacionadas aos impactos em grupos vulneráveis, como desempregados de longa duração, famílias de baixa renda e pessoas com deficiência que poderiam ter sido mais impactadas pelo novo plano de preços. A moratória foi suspensa em setembro de 2013, sendo as distribuidoras obrigadas a oferecer aos consumidores domésticos, uma tarifa constante ou uma tarifa relacionada

253 No Estado de Victoria as principais distribuidoras são: CitiPower, Powercor, AusNet Services, *Jemena Electricity Networks* e *United Energy*.

254 Um fator que contribui para isso, foi a legislação estadual que em 2009 medidores inteligentes foram implementados por mandato em todo o estado de Victoria. Como resultado, Victoria é atualmente a única província na Austrália com medidores inteligentes totalmente instalados

ao horário de utilização. Anterior a implementação da nova TSS em 2017, as concessionárias de distribuição no estado introduziram taxas de demanda opcionais e defenderam a reforma tarifária por ser mais representativa dos custos (AER, 2016 e HLEDIK et al., 2016).

Começando em janeiro de 2017, as distribuidoras do estado de Victoria, vão implementar suas propostas de estruturas tarifárias, estabelecidas no *Final Decision: Tariff Structure Statement Proposals*, de 2016. As distribuidoras propuseram tarifas de distribuição *multi-part* para todos os tipos de clientes, incluindo:

- i. Uma tarifa fixa – ou como \$/ano ou c/dia;
- ii. Uma tarifa volumétrica – para energia consumida no período de faturamento (c/kWh);
- iii. Uma tarifa de demanda - \$/kW/mês, \$/kW/ano ou c/kW/dia (AER, 2016).

Além disso, é preciso destacar que a estrutura tarifária é composta por tarifa fixa + tarifa variável *time-of-use* (*peak/off peak* / sazonal). Essa tarifa variável *time-of-use*, pode ser medida ou por demanda ou por volume, dependendo quais opções as distribuidoras optam a oferecer aos seus consumidores. Isso significa, que além da estrutura tarifária descrita anteriormente, existe um elemento de *time-of-use* na tarifa das distribuidoras em Victoria, que reflete características sazonais (normalmente verão/inverno) e horários de pico (no caso de consumidores residenciais isso representa 15h-21h). Essas tarifas vão ser opcionais (*opt-in*)²⁵⁵ a partir de primeiro de janeiro de 2017, para consumidores que consomem menos de 40 MWh por ano (AER, 2016).

255 As distribuidoras propunham oferecer aos clientes residenciais e de pequenas empresas uma tarifa com base na demanda refletindo o custo na hora de *opt-in*, em vez de introduzir gradualmente um componente de cobrança da demanda. Ou seja, a tarifa de demanda cobriria os custos totais prospectivos, ao invés de ter esses custos aumentados em incrementos durante o período regulatório de 2017-2020 (AER, 2016).

11.2 Políticas de Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica

Conforme fora visto na seção anterior, a matriz elétrica australiana é essencialmente baseada em combustíveis fósseis²⁵⁶ e, por consequência, suas emissões de gases de efeito estufa são de grande magnitude²⁵⁷. Neste contexto, dada a necessidade de mitigar os impactos ambientais associados não apenas ao setor elétrico, mas à atividade econômica do país como um todo, o governo definiu a meta nacional de redução das emissões em 5%, considerando comprometimento incondicional, e entre 15% e 25%, em caso de comprometimento condicional para 2020, considerando os níveis de emissões verificados em 2000 (HUA ET AL., 2016)²⁵⁸.

Para que isso seja possível, o estímulo da geração a partir de fontes renováveis é crucial. Neste sentido, em 2009 o governo australiano estabeleceu o objetivo de que até 2020, 20% da energia do país seja renovável (CLEAN ENERGY REGULATOR, 2015). Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica se destaca pelo seu grande potencial, posto que a Austrália é o país com maior nível de radiação solar do mundo (HUA, 2016).

As políticas de incentivo à geração renovável que vêm sendo adotadas na Austrália nos últimos anos apresentam diversos pontos de descontinuidade, assim como grande heterogeneidade entre os diferentes níveis de governança, de modo que, embora algumas medidas sejam implementadas a nível federal, diversas outras podem variar significativamente entre os diferentes estados. No que diz respeito à questão da descontinuidade, trata-se de fator de incerteza e

256 Em grande medida, isso reflete o fato que a Austrália apresenta uma grande abundância de carvão.

257 A Austrália é o país com maior nível de emissão per capita de gases do efeito estufa, considerando as emissões globais, com 30,12 toneladas de CO₂ por habitante, contra 18,55 dos EUA (o terceiro maior) e 7,91 da China (sétimo do ranking). Já em termos de emissões totais, a Austrália figura como o 13º país do ranking liderado pela China (10.975,50 MtCO₂), ficando atrás de países como EUA (6.233,10 MtCO₂) e Brasil (1.012,55 MtCO₂), com um total de 648,23 MtCO₂ (CLIMATE COUNCIL, 2015).

258 A meta de 15% considera um cenário em que a maioria dos países em vias de desenvolvimento se comprometam a limitar as emissões de carbono, e as economias desenvolvida se comprometam com metas similares às da Austrália. Já a redução de 25% das emissões seria alcançada caso as ações adotadas a nível internacional fossem no sentido de estabilizar a emissões de CO₂ em nível igual ou inferior a 450 ppm (CLIMATE COUNCIL, 2015)

instabilidade regulatória, representando, de certa forma, uma barreira. Um bom exemplo deste caso é o esquema *Carbon Pricing Scheme*, que foi implementado no país em 2011 e revogado em 2014, após a mudança de governo (BYRNES & BROUN, 2015).

Em 2000, o governo australiano aprovou o *Mandatory Renewable Energy Target* (MRET), definindo a meta de 9.500 GWh de geração renovável para 2010, equivalendo a 2% da geração do país. Através do MRET foram criadas espécies de certificados verdes transacionáveis²⁵⁹, a serem adquiridos pelas partes responsáveis²⁶⁰, com o objetivo de estimular investimentos no setor. A meta estabelecida através do MRET foi alcançada em 2007, de modo que em 2009 foi implementado o *Renewable Energy Target* (RET), esquema de incentivo também baseado na emissão de certificados sobre a energia gerada em sistemas renováveis elegíveis, definindo uma nova meta de 20% de geração a partir de fontes renováveis (BYRNES, 2013; CLEAN ENERGY REGULATOR, 2015). A metodologia de cálculo da meta considerou a geração total projetada para 2020 no valor de 300.000 GWh, de modo que deste montante 20% deveriam ser oriundos de fontes renováveis; abatendo a geração renovável pré-existente, que somava 15.000 GWh (ano de referência 1997), chegou-se a uma meta de 45.000 GWh de nova geração renovável a ser alcançada em 2020 (GREEN MARKETS, 2013). Em janeiro de 2011, o programa RET foi segmentado, dando origem a dois esquemas de incentivo distintos:

- i. *Large-scale Renewable Target* (LRET): esquema criado com o objetivo de promover incentivos financeiros voltados ao estabelecimento e expansão de projetos de geração renovável de grande porte, como fazendas solares, fazendas eólicas e plantas de geração hídrica. Estes projetos respondem por majoritária parte da geração renovável projetada para 2020;

259 Cada 1 MWh gerado dá direito a um *Renewable Energy Certificate* (REC).

260 Comercializadores atacadistas e varejistas de eletricidade (*electricity wholesalers and retailers*) e grandes compradores de eletricidade no mercado atacadista (indústrias eletro-intensivas, por exemplo) (KENT, 2006). Por exemplo, se um desses agentes adquire 10% de toda a eletricidade disponível a nível nacional, então este mesmo agente deve cumprir 10% da meta de participação das fontes renováveis no ano em questão. O cumprimento da meta se dá a partir da aquisição dos RECs (através de contratos bilaterais) no Mercado Verde de Eletricidade (*Green Electricity Market*) (KENT, 2006).

- ii. *Small-scale Renewable Energy Scheme* (SRES): esquema voltado ao suporte de projetos de geração renovável de pequeno porte, como solar fotovoltaica, bombas térmicas, e sistema eólicos e hidrelétricos de pequena escala;

Apesar desta alteração, a meta de 20% foi mantida. Contudo, em termos de valor absoluto foi estabelecido uma meta de 41.000 GWh de geração a partir de sistemas renováveis de grande porte. No que diz respeito à meta para projetos de pequeno porte, não foi estabelecido nenhum valor explícito, embora estudos indiquem que os 4.000 GWh complementares (em relação aos 45.000 GWh definidos em 2009) representem uma meta implícita para esses projetos (ROAM CONSULTING, 2014).

O cumprimento da meta estabelecida pelo SRES, traduzida em um percentual de participação de tecnologias de pequena escala (STP)²⁶¹, calculado anualmente, requer a apresentação dos certificados de tecnologias de pequena escala (*Small-scale Technology Certificates* – CTCs). O corolário do LRET, por sua vez, é a imposição de uma meta anual (definida a partir do percentual de energia renovável - *renewable power percentage* - RPP²⁶²), em termos de quantidade de certificados de geração de grande escala (*Large-scale generation certificates* - LGCs), a ser cumprida pelas entidades responsáveis²⁶³. Em ambos os casos os certificados devem ser apresentados ao *Clean Energy Regulator* em uma base trimestral. Cabe destacar que os custos incorridos na compra dos LGCs e CTCs são repassados aos consumidores via tarifa de eletricidade (AEMC, 2015). Caso as cotas definidas para participação de energias renováveis não sejam atendidas, os agentes são penalizados, devendo pagar uma taxa de \$65 por MWh (HUA, 2016; CLEAN ENERGY REGULATOR, 2015).

261 Em 2018, o STP estabelecido é de 17,08%, o que equivale a dizer que as entidades responsáveis terão que apresentar um total de, aproximadamente, 29,3 milhões de CTCs a fim de cumprir suas obrigações no âmbito do SRES (CLEAN ENERGY REGULATOR, 2018a).

262 O RPP definido para 2018 é de 16,06%, o que equivale a cerca de 27,5 milhões de LGCs (CLEAN ENERGY REGULATOR, 2018b).

263 As entidades responsáveis (normalmente comercializadores de eletricidade) são definidas pela regulação como pessoas físicas ou empresas que são os primeiros a adquirir eletricidade a partir de uma rede que conta com capacidade instalada igual, ou superior, a 100 MW (CLEAN ENERGY REGULATOR, 2018c).

No que diz respeito aos certificados de tecnologias de pequena escala, são concedidos em adiantamento, considerando o montante de geração esperada ao longo de um período de 15 anos²⁶⁴. A venda dos certificados garante que parte dos custos de compra e instalação dos sistemas seja recuperada. Alguns dos critérios de elegibilidade considerados no SRES consistem em (CLEAN ENERGY REGULATOR, 2015):

- i. O sistema de geração deve ser instalado no máximo 12 meses antes da criação dos certificados, e seus painéis e inversores devem ser citados na lista de componentes aprovados do *Clean Energy Council*;
- ii. Terem sido projetados e instalados por designers e instaladores certificados pelo *Clean Energy Council*, atendendo as diretrizes definidas pelo Conselho;
- iii. Cumprir todos os requerimentos locais, estaduais e federais, o que inclui critérios de segurança;
- iv. Se enquadrarem nos seguintes critérios de potência:
 - a. Sistemas solares fotovoltaicos: capacidade instalada de até 100 kW, com geração anual total de até 250 MWh;
 - b. Projetos eólicos: capacidade máxima de 10 kW, com geração anual de até 25 MWh;
 - c. Plantas de geração hídrica: capacidade de até 6,4 kW, com geração total anual de até 25 MWh.

Por fim, a alteração mais recente no *Renewable Energy Target* foi realizada em junho de 2015, quando o governo federal redefiniu a meta para 33.000 GWh a serem gerados em sistemas renováveis de grande porte em 2020. Assim como na revisão anterior, não há nenhuma meta explícita para a participação de projetos de pequeno porte (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2015). Através da definição da nova meta são esperados \$40,4 bilhões em novos investimentos, sendo \$30,4 bilhões voltados para projetos de pequeno porte (CLEAN ENERGY COUNCIL, 2015).

264 Ou no período compreendido entre o ano de instalação do sistema e 2030, ano de encerramento da política (CLEAN ENERGY REGULATOR, 2018d).

Em paralelo, o Conselho do Governo Australiano (*Council of Australian Governments* – COAG) publicou em 2008 o documento intitulado *National Principles for Feed-in Tariff Schemes*, estabelecendo que a exportação energia para a rede de distribuição deve ser um direito assegurado aos microgeradores fotovoltaicos, tal como a remuneração pelo volume exportado. Já em 2013 o documento foi atualizado, passando a incluir o direito de exportação/remuneração de sistemas de microgeração a partir de todas as fontes renováveis (AUSTRALIAN PARLAMENT, 2014).

No entanto, esta diretriz consiste em uma das únicas existentes a nível nacional, sendo os critérios e especificidades da política de incentivo via *feed-in* definidos a nível dos estados e territórios australianos, de modo que é observada expressiva heterogeneidade entre os mecanismos adotados ao redor do país. De modo geral, os sistemas elegíveis devem ter capacidade instalada máxima entre 5 e 10 kW, critério que se aplica a grande parte dos estados. Entretanto, há regiões em que sistemas com capacidade de até 100 kW podem estar contemplados pelo esquema (BYRNES, 2013). Comumente, as tarifas são válidas por um período de 20 anos²⁶⁵ (AUSTRALIAN PARLIAMENT, 2014). Também é importante ressaltar que os contratos são válidos apenas enquanto o consumidor se mantém na propriedade em que o sistema foi instalado e é atendido pelo mesmo fornecedor de eletricidade com o qual o contrato foi firmado (AUSTRALIAN PARLAMENT, 2014).

Os esquemas adotados nos estados e territórios australianos também podem variar de acordo com o regime de exportação de eletricidade, havendo duas possibilidades: *gross metering* e *net-metering*. No primeiro esquema são utilizados dois medidores distintos, um voltado a contabilizar a produção do painel fotovoltaico, e outro destinado a contabilizar o consumo de eletricidade. Assim, toda a eletricidade produzida no sistema fotovoltaico é exportada para a rede, gerando uma receita equivalente ao valor da tarifa *feed-in* para cada kWh produzido, enquanto todo o consumo de eletricidade é faturado à tarifa final varejista. Já no esquema de *net-metering* (NEM), o consumidor injeta na rede apenas o excedente, após o autoconsumo, na rede, de modo que a base de cálculo para o pagamento do *feed-in* é apenas o volume de eletricidade excedente (PARLIAMENT OF AUSTRALIA, 2014).

265 Em alguns casos, as tarifas são válidas apenas por um período de cinco anos.

Ao redor de todo o país, muitos dos programas inicialmente implementados vêm passando por drásticas reduções das tarifas *feed-in* nos últimos anos, sendo até mesmo extintos, estando vetada a entrada de novos participantes.

Atualmente, o valor das tarifas *feed-in* gira em torno de um patamar reduzido, quando comparado ao valor da tarifa de eletricidade, variando geralmente entre 6c e 7c/kWh, contra as tarifas de eletricidade variando de 24c a 32c/kWh (BYRNES & BROUN, 2015; AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2015).

Um fato de grande relevância para a análise das políticas *feed-in tariffs* australianas é que na revisão dos princípios gerais sobre os esquemas de *feed-in* realizada pelo COAG (*Council of Australian Government*), em 2013, foi determinado que todos os programas de tarifa *feed-in* que incluíssem o pagamento de algum tipo de tarifa *premium* deveriam ser encerrados para novos agentes até 2014. Estabeleceu-se assim, que os novos consumidores beneficiados por esquema de *feed-in* deveriam passar a receber uma tarifa “justa e razoável”, cabendo a cada um dos estados determinar o valor que se enquadre nesses critérios (TASMANIAN ECONOMIC REGULATOR, 2016). Neste sentido, a Tabela 11.7 apresenta as tarifas atualmente pagas aos novos projetos, em cada um dos estados.

Tabela 11.7: Tarifas FiT Vigentes nos Estados e Territórios Australianos

Estado	Tarifa vigente
VIC	5c
As	6,8c
ACT	6,0-7,5c
TAS	6,671c
NT	Mesma que a tarifa de eletricidade
WA	Varia
QLD	6-12c
NSW	5,5-7,2c

Fonte: Energy Matters (2016)

Dadas as especificidades de cada estado, cabe fazer uma breve descrição das políticas de alguns estados.

11.2.1 New South Wales (NSW)

O esquema do tipo *gross feed-in*, conhecido como *Solar Bonus Scheme* (SBS), foi inaugurado em 1 de janeiro de 2010, com validade prevista de sete anos. Inicialmente os sistemas com capacidade instalada de até 10 kW recebiam 60 centavos de dólar australiano por kWh produzido. Toda a eletricidade consumida, por outro lado, era importada da rede, à tarifa varejista de eletricidade, cujo valor era substancialmente inferior ao da tarifa *feed-in*. Em 2011 as tarifas sofreram uma redução, passando para 20 centavos de dólar australiano por kWh para os novos participantes do esquema. Em abril do mesmo ano o sistema foi encerrado para a inscrição de novos projetos, além de ter sido anunciado que os consumidores beneficiados pela tarifa de 60 centavos de dólar australiano teriam o pagamento reduzido para 40 centavos de dólar australiano por kWh (AUSTRALIAN PARLIAMENT, 2011).

11.2.2 South Australia (SA)

O sistema denominado *Solar Feed-in Scheme* entrou em vigor em 1 de julho de 2008, com duração prevista de 20 anos, definindo uma tarifa no valor de 44 centavos de dólar australiano por kWh, aplicável ao excedente injetado na rede (*net feed-in*) por sistemas fotovoltaicos (AUSTRALIAN PARLIAMENT, 2011).

11.2.3 Victoria (VIC)

Em voga desde 1 de novembro de 2009, a tarifa *feed-in premium* de 60 centavos de dólar australiano por kWh é aplicável a sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada de até 5 kW e com consumo de energia inferior a 100 MWh por ano. É importante ressaltar, ainda, que consiste em uma tarifa do tipo *net feed-in*, válida por 15 anos (AUSTRALIAN PARLIAMENT, 2011). O esquema foi encerrado em 1 de janeiro de 2012, sendo substituído por um esquema de transição, baseado nos mesmos critérios de elegibilidade, porém com uma tarifa no valor de 25 centavos de dólar australiano por kWh, tendo disso fechado em 30 de setembro de 2012.

Paralelamente, em janeiro de 2012, foi implementado o esquema Standard, garantindo a remuneração do excedente injetado na rede a partir da tarifa praticada no mercado varejista para sistemas com capacidade instalada de até

100 kW. Encerrado também em 30 de setembro de 2012, deu lugar ao New Standard, programa com os mesmos critérios de elegibilidade, porém com valor da tarifa definido em 8 centavos de dólar australiano por kWh, passível de atualização anual (IEA-PVPS, 2015a).

11.2.4 Queensland (QLD)

O programa *Solar Bonus Scheme* (SBS) foi implementado em 1 de julho de 2008, com previsão de ser oferecido até 2028. A primeira revisão do esquema foi programada para 10 anos após a data de início, ou quando a marca de 8 MW de capacidade solar fotovoltaica instalada fosse alcançada. O esquema, que se baseava em tarifas do tipo *feed-in premium* previa o pagamento de 44 centavos de dólar australiano por kWh excedente injetado na rede (comparada a tarifa final varejista no valor de 17 c/kWh), atendido o seguinte critério de elegibilidade: consumidores com consumo máximo anual de 100 MWh e sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada de até 10 kW (no caso de alimentação monofásica) ou 30 kW (em casos de alimentação trifásica).

O esquema de FiT de Queensland era financiado pelos consumidores de eletricidade, através de um aumento artificial da tarifa de distribuição acima do limite definido regulatoriamente. Essa política, associada ao esquema de incentivo existente a nível federal (que também era financiado via tarifa), resultou em uma pressão de alta sobre a tarifa de eletricidade (SIMSHAUSER, 2014).

Em resposta à imensa pressão pública contra os aumentos tarifários anuais anunciados, em julho de 2012, o BSB foi fechado para novos projetos, dando lugar ao Novo BSB, aplicável a sistemas com capacidade instalada de até 5kW, com consumo anual máximo de 100 MWh (IEA-PVPS, 2015a). Adicionalmente, o Estado de Queensland reduziu o valor da tarifa *feed-in premium* para 8c/kWh. Ao contrário do efeito esperado do corte, o ritmo de crescimento das instalações fotovoltaicas foi substancialmente acelerado, de modo que em junho de 2014, a capacidade solar fotovoltaica instalada totalizava 843,1 MW (SIMSHAUSER, 2014). No sudeste do Estado, por exemplo, a capacidade média dos sistemas fotovoltaicos instalados é 3.2 kW, enquanto os sistemas instalados entre 2013 e 2014 apresentaram uma média de 4,3 kW de capacidade. Em resposta a essa aceleração, o governo de Queensland fechou o programa de FiT para novos entrantes a partir de julho de 2014.

11.2.5 Australian Capital Territory (ACT)

O esquema de incentivo baseado em tarifas do tipo *gross feed-in* foi inaugurado em 1 de março de 2009, incluindo o pagamento de uma tarifa no valor de 50,05 centavos de dólar australiano por kWh gerado em sistemas com capacidade instalada de até 10 kW. No caso de projetos com capacidade entre 10 kW e 30 kW, o valor passava para 40,04 centavos de dólar australiano por kWh. O esquema foi alterado em 30 de junho de 2010, resultando na definição de uma tarifa única no valor de 45,7 centavos de dólar australiano, válida para todos os sistemas (AUSTRALIAN PARLIAMENT, 2011; IEA-PVPS, 2015a).

O mecanismo previa a revisão anual dos preços, embora fosse garantido ao consumidor que a tarifa vigente no momento da assinatura do contrato seria válida por todo seu período de vigência (20 anos). O esquema foi encerrado em 31 de maio de 2011 (IEA-PVPS, 2015a).

Atualmente, os projetos que se candidatarem ao recebimento de tarifas *feed-in* serão atendidos por um esquema com novas diretrizes, que prevê o pagamento de tarifas entre 6,0c e 7,5c por kWh excedente injetado na rede, a depender do agente varejista. É importante ressaltar que, ao contrário do esquema anterior, pautado na lógica de *gross feed-in*, o esquema atual é do tipo *net feed-in* (ENERGY MATTERS, 106; IEA-PVPS, 2015a).

11.2.6 Tasmânia (TAS)

O esquema facultativo denominado *Net Metering Buyback Scheme* (NMBS), baseado no pagamento de tarifas *feed-in* equivalentes à tarifa regulada de eletricidade, foi aplicável a sistemas com capacidade instalada de até 3 kW, instalados até 30 de agosto de 2013. Os sistemas instalados até a data receberão essa tarifa até 1 de janeiro de 2019 (PARLIAMENT OF AUSTRALIA, 2011). Já os sistemas instalados após 30 de agosto de 2013 receberam uma tarifa de transição no valor de 8 centavos de dólar australiano por kWh, até dezembro de 2013. A partir de julho de 2016, no entanto, a tarifa válida é de 6,671 centavos de dólar australiano por kWh (ENERGY MATTERS, 2016).

11.2.7 Northern Territory (NT)

A empresa *Power Water Corporation* paga aos sistemas residenciais elegíveis uma tarifa do tipo *gross feed-in* no valor de 19,23 centavos de dólar australiano por kWh gerado. Este valor se iguala à tarifa de eletricidade paga pelos consumidores residenciais, na medida em que o esquema prevê o pagamento da tarifa 1:1. Aos participantes do projeto *Alice Solar City*, em contrapartida, é garantida a tarifa de 51,28 centavos de dólar australiano por kWh, sob a restrição de um limite diário máximo de AUD 5. Essa tarifa ainda é garantida aos consumidores já cadastrados no programa, embora esteja fechado para novos consumidores (ENERGY MATTERS, 2016; PARLIAMENT OF AUSTRALIA, 2011).

11.2.8 Western Australia (WA)

O esquema do tipo *net feed-in* para consumidores residenciais foi implementado em 1 de agosto de 2010, estabelecendo o pagamento entre 30 e 40 centavos de dólar australiano por kWh excedente, a depender da capacidade e faze de alimentação do sistema (PARLIAMENT OF AUSTRALIA, 2011). Em 1 de julho de 2011, a tarifa foi reduzida para 20 centavos de dólar australiano por kWh, aplicável a novos projetos. O pagamento das tarifas é garantido por 10 anos após a instalação do sistema. Em agosto de 2011 o esquema foi encerrado (IEA-PVPS, 2015a).

11.3 Resultados das Políticas de Difusão Australianas

Em 2015, a Austrália ficou entre os 10 países com maior número de novos projetos fotovoltaicos instalados, somando 0,9 GW de capacidade adicional, chegando ao fim do ano com a capacidade fotovoltaica total de 5,1 GW, equivalendo a um painel solar por habitante (REN21, 2016). O mercado fotovoltaico australiano é marcado pela participação do segmento residencial, de modo que no início de 2016, 16% das residências australianas eram equipadas com sistemas fotovoltaicos (REN21, 2016).

A geração renovável correspondeu, em 2015, a 14,6% de toda a eletricidade produzida na Austrália, o que se trata de energia suficiente para atender

aproximadamente 6,7 milhões de residências no país. Deste montante, 16,2% foram gerados em sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais com capacidade instalada inferior a 100 kW, o que equivale a uma participação de 2,36% no total de eletricidade gerado na Austrália, como pode ser verificado na Tabela 11.8 (CLEAN ENERGY COUNCIL, 2015a).

Tabela 11.8: Geração a partir de Fontes Renováveis na Austrália em 2015

<i>Tecnologia</i>	<i>Geração (GWh)</i>	<i>Porcentagem de Renovável</i>	<i>Porcentagem de Geração total</i>
Hídrico	14.046	40,1	5,87
Eólico	11.802	33,7	4,93
Residencial e comercial solar <100kW	5.665	16,2	2,36
Bioenergia	3.200	9,1	1,34
Solar Grande Porto	206	0,6	0,09
Solar Medio Porto	70	0,2	0,03
Solar térmica	27	0,08	0,01
Marina	0.50	0,001	0
Geotermal	0.50	0,001	0
Total	35.007	100,0	14,63

Fonte: Clean Energy Council (2015a)

Por sua vez, a Tabela 11.9 apresenta dados dos sistemas fotovoltaicos em nível estadual para o ano de 2015. Embora o estado de New South Wales figure como o segundo com maior capacidade fotovoltaica, em termos relativos o maior nível de penetração é verificado nos estados de South Australia e Queensland, onde 30% dos consumidores residenciais possuem sistemas fotovoltaicos instalados. Em 2016, 7,6% da demanda de South Australia foi atendida através da geração solar fotovoltaica (AER, 2017).

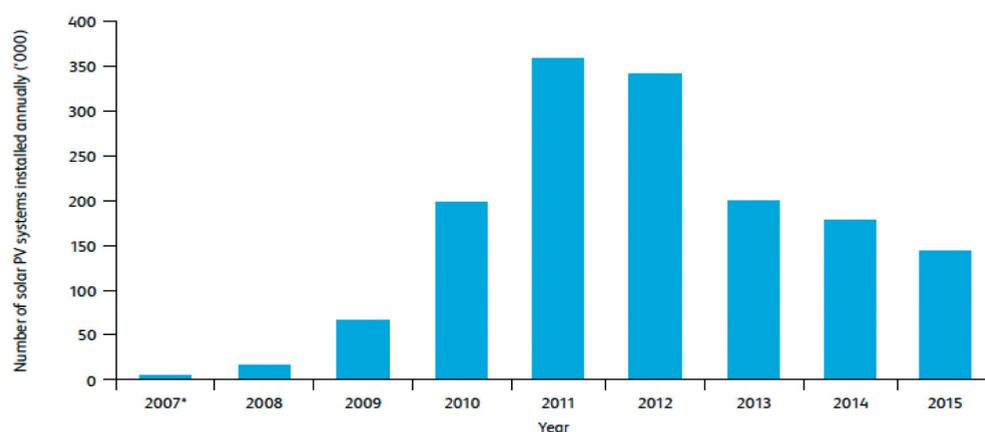
Tabela 11.9: Dados Estaduais de Sistemas Fotovoltaicos na Austrália em 2015

<i>Estado</i>	<i>Número de sistemas fotovoltaicos residenciais</i>	<i>Capacidade fotovoltaica residencial instalada (MW)</i>
Northern Territory	5.242	25
Western Australia	196.232	539
South Australia	193.436	642
Queensland	466.966	1.452
New South Wales	328.085	967
ACT	16.528	50
Tasmania	26.302	91
Victoria	282.059	860

Fonte: Elaboração própria com base em Clean Energy Council (2015a)

A evolução anual das instalações de sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais com capacidade instalada de até 100 kW é demonstrada na Figura 11.2. A constatação de que em 2011 foram instalados 360.745 sistemas, em contraste com apenas 3.535 em 2008, é emblemática da importância do *Small Renewable Energy Scheme*. Nos anos seguintes é observada a desaceleração do ritmo de instalações, refletida na queda do número de novas instalações mensais de 25.000, em 2011, para 7.500 em 2016. Essa tendência reflete a revogação de programas de incentivo via tarifa *feed-in* em alguns estados, associado a uma redução acentuada do valor das tarifas *feed-in* nos estados e territórios em que a política continua em vigor (AER, 2017).

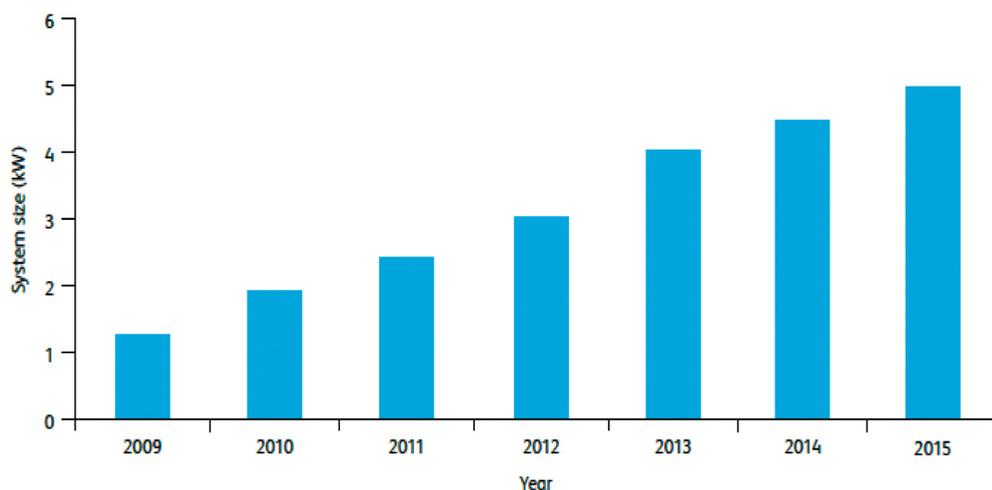
Figura 11.2. Evolução de Novas Instalações de Sistemas Fotovoltaicos na Austrália



Fonte: Clean Energy Council (2015a)

Por fim, a Figura 11.3 mostra a evolução do tamanho médio dos sistemas residenciais e comerciais inferiores a 100 kW. Como é possível perceber, há uma tendência de aumento do porte dos projetos instalados nesses segmentos, que partem de uma capacidade instalada média inferior a 1,5 kW, em 2009, para algo em torno de 5,5 kW em 2015.

Figura 11.3: Média do Tamanho dos Sistemas Fotovoltaicos na Austrália



Fonte: Clean Energy Council (2015a)

11.4 Impactos e Desafios da Difusão da Geração Solar Fotovoltaica

A fim de avaliar os impactos de tal nível de difusão da geração fotovoltaica distribuída sobre a rede de distribuição, a Australian Renewable Energy Agency (ARENA) financiou o P&D “*PV Integration On Australian Distribution Networks*”. O trabalho foi publicado em 2013 e identificou potenciais desafios decorrentes do aumento da participação da geração distribuída para as redes de distribuição. O relatório dividiu esses desafios em duas categorias: impactos da difusão da geração solar fotovoltaica na demanda pico da rede e desafios técnicos.

A primeira categoria procurou investigar se as instalações fotovoltaicas teriam um efeito positivo, em termos de redução da carga de pico durante o verão e respectiva diminuição das necessidades de investimento na expansão da rede de distribuição. Os resultados demonstram que as instalações fotovoltaicas tiveram sim um impacto positivo em reduzir a carga de pico durante o verão.

Dados publicados no relatório indicam o potencial de redução da carga de pico em 2,95% no ano de 2017. A segunda categoria, voltada a análise de impactos técnicos, identificou que a integração de sistemas fotovoltaicos trazia desafios relacionados à qualidade do fornecimento de energia, por provocarem super-voltagens²⁶⁶ (NOONE, 2013).

No âmbito econômico, ressalta-se que em 2012 havia sido solicitado que as distribuidoras do estado de Victoria submetessem um posicionamento sobre os custos de eletricidade no estado para o senado, com o título *Submission to the Senate Select Committee Inquiry on Electricity Price* (UNITED ENERGY, 2012). Este relatório identificou que o consumo médio de eletricidade das famílias diminuiu devido à melhoria da eficiência energética, à penetração dos sistemas fotovoltaicos instalados em telhados e à resposta a tarifas varejistas de eletricidade mais elevadas. Paralelamente, verificou-se o aumento de carga de pico suportada pela rede de distribuição, devido, em grande parte, ao aumento da penetração e do uso de ar condicionado nos dias com temperaturas mais elevadas. Nesse sentido, um dos fatores que explica o aumento da demanda de ponta no caso de Victoria é o aumento da difusão de aparelhos de ar condicionado. Associados ao declínio do consumo médio, o aumento da demanda de pico tem provocado o aumento do nível de ociosidade da rede (UNITED ENERGY, 2012).

Esta dinâmica é especialmente relevante na medida em que os investimentos na rede de distribuição são dimensionados com base na capacidade do sistema de atender à demanda máxima, não o consumo médio. Tradicionalmente, os custos da rede de distribuição têm sido recuperados, predominantemente, a partir do componente volumétrico da tarifa. Isso significa que há uma pressão ascendente sobre as tarifas de distribuição decorrente dos custos crescentes da rede, do aumento do nível de ociosidade da rede de distribuição e da redução

266 A estatal Essential Energy revelou que, em 2011, entre 60 e 70% dos problemas relacionados à qualidade de energia na rede estavam relacionados à elevação da voltagem provocada pelos sistemas fotovoltaicos e pelo disparo de inversores (*inverter tripping*). Já a Endeavour Energy revelou que visitou 95 residências em resposta a disparos do inversor. A maior parte desses disparos se deu em sistemas com capacidade instalada superior a 5 kW, conectados em fase única, em áreas rurais (APVA, 2013). A Ausgrid também reportou situações de sobre-voltagem. Por fim, a Ergon Energy, em documento submetido à Queensland Competition Authority, destaca que os fatores que limitam a capacidade de hospedagem em partes remotas da sua rede são o tempo de resposta das plantas a diesel, em relação à intermitência da geração fotovoltaica, e a carga mínima dos geradores.

do consumo de eletricidade. Esses três fatores, por sua vez, têm sido agravados pela difusão da geração fotovoltaica distribuída.

Portanto, embora o consumo médio de eletricidade tenha diminuído, os custos da rede aumentaram nos últimos anos, à medida que as distribuidoras investem em *upgrades* da infraestrutura para atender a demanda de pico crescente. Esse aumento do nível de investimentos tem levado ao aumento dos preços da eletricidade nos últimos anos. Esses fatores motivaram os reguladores e as distribuidoras victorianas a reformar a estrutura tarifária, de maneira a reduzir o componente tarifário volumétrico (kWh) e aumentar o componente fixo, sinalizando aos consumidores o valor de estarem conectados à rede. Além disso, tarifas do tipo *time-of-use* foram adotados no sentido de melhorar a sinalização econômica dos custos do uso da rede (AER, 2016).

Nelson et al. (2017) chamam atenção para o fato de que um processo análogo vem ocorrendo no estado de Queensland. Os autores destacam que a crescente penetração de ar-condicionados e a difusão da geração fotovoltaica distribuída no segmento residencial têm contribuído para o aumento da carga de pico e desaceleração da taxa de crescimento do consumo de eletricidade, respectivamente, ao longo dos últimos anos. Dados indicam que o demanda média residencial cresceu apenas 0,1% a.a. entre 2006 e 2014, enquanto a demanda de pico apresentou um crescimento de 2,1% a.a. no mesmo período. Essa tendência tem provocado a progressiva redução do fator de utilização da rede. A redução do fator de utilização da capacidade da rede do NEM de 54% em 2009 para 47% em 2014 reforça esse argumento. A tese desenvolvida pelos autores é de que um dos principais *drivers* dessa redução foi a ausência de tarifas custo-reflexivas (NELSON ET AL., 2017).

De acordo com Simshauser (2014), o desafio enfrentado pelo estado de Queensland pode ser colocado da seguinte forma: a tarifa binômica (contendo um componente fixo e um componente volumétrico) aplicada no Estado, que conta com um peso demasiadamente elevado do componente volumétrico (80%), não é adequada às condições que marcam a evolução recente do setor elétrico de Queensland, caracterizada pela redução do consumo. Essa tendência, quando associada a um modelo regulatório que garante a manutenção das receitas em um nível constante, leva a consecutivos aumentos tarifários. Essa instabilidade tarifária, além de induzir a resposta da demanda, funciona como

um incentivo a geração solar fotovoltaica, o que acaba por agravar a retração da demanda. Simshauser (2014) destaca, ainda, que o Estado de Queensland oferece fortes evidências acerca da existência da espiral da morte das distribuidoras. No período de 2009 a 2015 as tarifas de distribuição vigentes na região sofreram um aumento de 112,4%, explicado por três fatores centrais:

- i. Em resposta aos / que ocorreram em 2004 na Austrália, a partir de 2007 houve uma onda de investimentos na rede de distribuição sem precedentes no país. Em resposta, as tarifas de distribuição aumentaram substancialmente, o que levou a uma redução drástica do consumo do segmento residencial;
- ii. Posto que o mecanismo de regulação em voga na Austrália prevê que perdas associadas à redução do consumo sejam compensadas através de aumento do componente volumétrico da tarifa (c/kWh), a redução do consumo levou a uma nova onda de aumentos tarifários, que se somou à já crescentes custos de rede;
- iii. Um terceiro driver de aumentos tarifários agravou esse processo: a implementação de políticas de incentivo à geração fotovoltaica, tanto a nível federal quanto estadual. Em 2008, uma política federal que concedia subsídios de capital sobre o custo inicial incorrido por consumidores residenciais que investissem em sistemas fotovoltaicos. Inicialmente, a política foi financiada através da criação de um passivo no balanço patrimonial do governo federal. Dada a resposta esmagadora dos consumidores residenciais ao subsídio, no entanto, em 2009 a política passou por um processo de reestruturação, de modo que o financiamento foi transferido para os consumidores de energia elétrica, via tarifas de eletricidade. Adicionalmente, em 2010 o estado de Queensland implementou uma política de incentivo à geração fotovoltaica baseada em tarifas *feed-in premium*, cujo custo era repassado aos consumidores via tarifa final de energia elétrica. Paralelamente, dado o elevado nível de inserção da geração solar fotovoltaica no Estado, a contribuição da geração fotovoltaica reduz bruscamente o consumo de eletricidade a partir da rede por um período considerável do dia. Neste sentido, os consumidores fotovoltaicos acabam por reduzir significativamente sua contribuição em relação aos custos da rede de distribuição embutidos no valor do kWh consumido. Portanto, a difusão da geração

solar estimulou uma nova onda de redução do consumo no segmento residencial, seguido por correspondente aumento da tarifa de distribuição.

Reforçando o impacto da geração fotovoltaica distribuída e da redução do consumo sobre o processo analisado, Simshauser (2014) destaca que, dos 112,4% de aumento das tarifas de distribuição entre 2009 e 2015, o “componente de instabilidade”, que inclui fatores como os custos das políticas de incentivo à geração fotovoltaica e aumentos tarifários correspondentes a reduções do volume de venda de eletricidade pelas distribuidoras, responderam por 56,3%. No agregado, o “componente de instabilidade” compreende 26,7% da tarifa de distribuição aplicada em 2015.

Simshauser (2014) analisou, ainda, o impacto de cada grupo de consumidores no efeito *cost-shifting*. Nesse sentido, quatro tipos de consumidores em Queensland: consumidores que não possuem sistema fotovoltaico nem ar-condicionado (que apresentam a menor faixa de renda); consumidores com ar-condicionado e sem sistema fotovoltaico; consumidores com sistema fotovoltaico e sem ar-condicionado; e, por fim, consumidores com sistema fotovoltaico e com ar-condicionado. Através da metodologia desenvolvida, verificou-se como a estrutura tarifária impacta na transferência de custos entre os diferentes grupos de consumidores. As distorções geradas por esta estrutura são alarmantes: consumidores com menor nível de renda (que não possuem ar-condicionado nem sistema fotovoltaico) pagam 307 dólares australianos a mais (40% mais) em termos de tarifa de distribuição que os consumidores que possuem sistema fotovoltaico mas não possuem ar-condicionado.

A análise desenvolvida revela que o ponto de partida da estrutura tarifária aplicada no Estado já é injusto, na medida em que subsidia consumidores com maior pico de demanda, que são os consumidores que possuem ar-condicionado. A difusão da GD fotovoltaica, por sua vez, tem agravado ainda mais a questão do *cost-shifting*. Em uma situação hipotética simulada pelo autor, em que a tarifa é formada por três componentes (componente fixo, componente de potência e componente volumétrico), os consumidores com sistema fotovoltaico e ar-condicionado pagariam tarifas de distribuição 28% superiores às que pagam atualmente, e consumidores sem sistema fotovoltaico e sem ar-condicionado teriam custos 15% menores (considerando que os consumidores de menor renda pagam em torno de 180 AUD).

Estrapolando a análise do caso de Queensland, Nelson et al. (2017) apontam que as evidências observadas no caso australiano indicam que as distribuidoras que operam no âmbito do NEM estão expostas às condições da espiral da morte²⁶⁷. Dados indicam que, apesar da redução do consumo residencial em 22% no período de 2010 a 2015, a conta de eletricidade paga por estes consumidores mais que dobrou no mesmo período.

Neste sentido, destaca-se a relevância de uma nova estrutura tarifária, sobretudo no contexto observado, em que a geração fotovoltaica distribuída atua como uma espécie de substituto parcial da rede. Assim, a reforma tarifária é apontada como um elemento chave na transição de um sistema elétrico puramente centralizado para um uma rede com fluxos bidirecionais, que comporta tanto plantas de geração a partir de fontes renováveis de grande porte quando sistemas de geração distribuída (NELSON ET AL., 2017).

11.5 Referências

AEMC (2017). National Electricity Market. Retrieved from: <http://www.aemc.gov.au/Australias-Energy-Market/Markets-Overview/National-electricity-market>.

AEMO – Australian Energy Market Operator, 2010. An Introduction to Australia's National Electricity Market.

ARUP, National Cost Benefit Assessment: Appendix One Overview of Australia's Energy Sector. Acessado em Setembro, 2016. <http://industry.gov.au/Energy/Programmes/SmartGridSmartCity/Documents/Shaping-Australia-Energy-Future-National-Cost-Benefit-Assessment-Appendix%201.pdf>

267 Este conceito 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 das distribuidoras, vinculada à eletricidade consumida, diminui. A queda inicial no nível de consumo de eletricidade força as distribuidoras a repassarem os 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”.

Australian Energy Market Commission - AEMC (2015). 2015 Residential Electricity Price Trends, Final Report, 4.12.15, Sidney.

Australian Energy Market Commission (AEMC), 2016. Retail Energy Rules. Acessado em Setembro, 2016. <http://www.aemc.gov.au/Energy-Rules/Retail-energy-rules>

Australian Energy Market Commission, (2014). National electricity rules. Version, 15(16), 8.

Australian Energy Regulator (AER), 2014. Overview of the Better Regulation Reform Package.

Australian Energy Regulator (AER), 2015. "State of the Energy Market 2015." Acessado em Setembro, 2016. URL:<https://www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports/state-of-the-energy-market-2015>

Australian Energy Regulator (AER), 2016. Final Decision Tariff Structure Statement proposals: Victorian Electricity Distribution Providers.

Australian Government - Department of Industry and Science (2015). Australian Energy Update 2015.

Australian Parliament (2014). Overview of Feed-in Tariffs: a quick guide. Disponível em: http://www.aph.gov.au/About_Parliament/Parliamentary_Departments/Parliamentary_Library/pubs/rp/rp1314/QG/Tariffs. Acessado em: 23.09.2016.

Brinsmead, T. S., Hayward, J., & Graham, P. (2014). Australian electricity market analysis report to 2020 and 2030.

Byrnes, L., & Brown, C. (2015). Australia's renewable energy policy: the case for intervention.

Byrnes, L., Brown, C., Foster, J., & Wagner, L. D. (2013). Australian renewable energy policy: Barriers and challenges. *Renewable Energy*, 60, 711-721.

Clean Energy Regulator (2018a). Small Scale Technology Percentage. Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/the-small-scale-technology-percentage>.

Clean Energy Regulator (2018b). The Renewable Power Percentage. The Renewable Power Percentage. Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/the-renewable-power-percentage>.

Clean Energy Regulator (2018c). Liable Entities. Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Renewable-Energy-Target-liable-entities>.

Clean Energy Regulator (2018d). Small scale Renewable Energy Scheme. Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/How-the-scheme-works/Small-scale-Renewable-Energy-Scheme>.

Clean Energy Council (2015a). Clean Energy Australia Report 2015.

Clean Energy Regulator (2015). Small-scale Renewable Energy Scheme. Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/How-the-scheme-works/Small-scale-Renewable-Energy-Scheme>. Acessado em: 20.09.2016.

Climate Council (2015). Halfway to Paris: How the World is Tracking on Climate Change. Climate Council of Australia Limited.

CUAC – Consumer Utilities Advocacy Center, 2015. Cost Reflective Pricing: Engaging with Network Tariff Reform in Victoria.

Economics, D. A. (2014). Residential electricity tariff review. Commissioned by the Energy Supply Association of Australia, ESAA.

Energy Matters (2016). Information on Australian Solar Feed-in Tariffs. Disponível em: <http://www.energymatters.com.au/rebates-incentives/feedintariff/#new-south-wale>. Acessado em: 28.09.2016.

Green Energy Markets (2013). Renewable Energy Target – the numbers explained. Research Note 2-2013.

Hamidi, S. M., Rostamiyan, Y., Ganji, D. D., & Fereidoon, A. (2013). A novel and developed approximation for motion of a spherical solid particle in plane coquette fluid flow. *Advanced Powder Technology*, 24(3), 714-720.

Hledik, R., Faruqui, A., Weiss, J., Brown, T. and Irwin, N., 2016. The Tariff Transition: Considerations for Domestic Distribution Tariff Redesign in Great Britain. Citizens Advise.

<http://www.industry.gov.au/Energy/EnergyMarkets/ElectricityMarketDevelopment/Documents/KPMG-NEM-CaseStudy.pdf>

Hua, Y., Oliphant, M., & Hu, E. J. (2016). Development of renewable energy in Australia and China: A comparison of policies and status. *Renewable Energy*, 85, 1044-1051.

IEA-PVPS (2015a). National Survey Report of PV Power Applications in Australia - 2014.

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

KPMG, 2013. National Electricity Market – A case study in successful micro-economic reform. Acessado em Setembro, 2016.

Lawrence, D., Swan, P., Zeitsch, J., Diewert, W. E., & Kain, J. (2010). A Model of Building Blocks and Total Factor Productivity–based Regulatory Approaches and Outcomes.

Noone, B., 2013. PV Integration on Australian Distribution Networks. Centre for Energy and Environmental Markets, University of NSW.

Office of the Tasmanian Economic Regulator (2016). Feed-in Tariffs. Disponível em: <http://www.energyregulator.tas.gov.au/domino/otter.nsf/elect-v/30>. Acessado em: 25.09.2016.

Operator, Australian Energy Market, 2010. “An introduction to australia’s national electricity market.” Australian Energy Market Operator. <http://www.aemo.com.au/About-the-Industry>.

Ren21, R. 2016. Global status report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris, France.

Roam Consulting (2014). RET Policy Analysis. Report to Clean Energy Council.

United Energy, 2012. Submission to the Senate Select Committee Inquiry on Electricity Prices.

Western Australia Department of Finance, 2016. Transitioning to the National Electricity Regulatory Framework: Information Paper.

Industry Commission, 1991. Energy Generation and Distribution Report, Report No. 11, May 17, 1991. ISBN: 0 644 14458 0. Disponível em: <https://www.pc.gov.au/inquiries/completed/energy-generation/11energyv3.pdf>. Acessado em: 02.10.2017.

Australian Energy Market Operator – AEMO, 2017. AEMO History. Disponível em: <https://aemo.com.au/About-AEMO/AEMO-history>. Consultado em: 28.09.2017.

12

O Caso do Japão

Max Ramalho
Lorrane Câmara

12.1 Estrutura do Setor Elétrico

Em linhas com a tendência mundial, o setor elétrico japonês iniciou seu processo de liberalização na década de 1990. Neste sentido, em 1995 foi introduzida uma reforma que liberalizou parcialmente o segmento de geração com vistas a incitar concorrência e, por consequência, reduzir o preço da energia elétrica. Em suma, o *Electricity Business Act* (EBA)²⁶⁸ abriu a possibilidade de que *independent power producers* (IPP) participem do mercado atacadista de energia elétrica²⁶⁹.

Posteriormente, em 1999 teve início o processo de liberalização do mercado varejista. Tratava-se uma liberação parcial, vide que esteve limitada a consumidores com demanda contratada superior a 2 MW (TEPCO, 2016b). Concomitantemente, para garantir a neutralidade em relação ao uso das redes, as *Electric Power Company* (EPCO)²⁷⁰ tiveram que liberalizar o acesso as suas redes.

O processo de liberalização gradual do mercado varejista teve prosseguimento no ano de 2003, com a extensão da possibilidade de escolha do fornecedor de eletricidade a todos os consumidores com demanda maior que 50 kW. Concomitantemente, foram criadas a *Electric Power System Council of Japan*

268 A reforma entrou em ação, em março de 2000. Mesmo que teoricamente a reforma abriu o mercado para mais competição, as empresas tradicionais continuaram dominando o mercado.

269 Esta reforma também estabeleceu um mecanismo de *competitive yardstick* no processo de revisão tarifária das distribuidoras com vistas a incitar a eficiência das *General Electricity Utilities*.

270 *Electric Power Company* (EPCO), incluem todas as dez grandes empresas de eletricidade. Elas são empresas que oferecem o serviço completo fornecendo aos consumidores serviços de geração, transmissão e distribuição (TEPCO, 2016). Também podem ser chamados de GEUs.

(ESCJ)²⁷¹ e a *Japan Electric Power Exchange* (JEPX). Enquanto a ESCJ tem a missão de regular as redes elétricas, a JEPX responde pelo mercado atacadista de energia (HAMIDI et al., 2013).

Ainda no âmbito do mercado atacadista, em 2008 ocorreu a reformulação de suas bases com vistas a efetivamente garantir a concorrência, sendo vital a discussão acerca dos critérios que garantem o acesso à rede para os novos entrantes (FEPC, 2016; SUEYOSHI & GOTO, 2015). O resultado desta nova reforma foi um efetivo aumento da competição através da presença de um maior número de IPPs, os quais passaram a ofertar energia para as EPCO em certames competitivos organizadas pelo JEPX. A participação dos IPPs, entretanto, continua sendo pequena.

Cabe mencionar que as reformas liberalizantes implementadas no período não contemplaram diretrizes de incentivo às fontes renováveis de energia. Somente após o acidente da usina nuclear de Fukushima, em 2011, a discussão acerca da necessidade de reformular as características da matriz elétrica japonesa, através do aumento da participação de fontes renováveis, teve início. Além da expansão das fontes renováveis, houve o reconhecimento da necessidade de fortalecer o comércio de eletricidade entre as regiões do país como um pré-requisito para garantir a segurança energética²⁷² (RENEWABLE ENERGY INSTITUTE, 2016).

A transformação da matriz elétrica japonesa passa pela transformação do setor elétrico japonês como um todo. No sentido de promover tal transição, o governo japonês aprovou a Política de Reforma do Sistema de Eletricidade, em 2013. Através dessa reforma, o Comitê para Reforma do Sistema Elétrico determinou a implementação de três ajustes regulatórios centrais:

- i. Criação da Organização para Coordenação Inter-regional de Operadores de Transmissão (OCCTO, e a Comissão de Fiscalização do Mercado de Eletricidade (EGC)), em 2015;
- ii. Liberalização completa do mercado varejista em 2016²⁷³. Isso possibilitou que os consumidores japoneses passassem a escolher seu fornecedor de

271 A ESCJ foi depois transformada na OCCTO.

272 Esta integração é dificultada pelas diferenças de frequências dos sistemas.

273 Até junho de 2016, 310 empresas haviam se registrado para atuar como varejistas no novo mercado liberalizado (KOBAYASHI et al., 2016 e GEORGE et al., 2016).

eletricidade, quebrando o monopólio das 10 EPCOs regionais (BLOOMBERG, 2016).

- iii. Efetiva desagregação legal dos operadores de transmissão e distribuição em relação às geradoras em 2020.

Ressalta-se que o atual marco institucional do setor elétrico japonês é bastante recente. A OCCTO iniciou suas operações somente em abril de 2015, tendo como objetivo melhorar o monitoramento do balanço entre oferta e demanda. Ainda mais recente é a *Electricity and Gas Market Surveillance Commission*, criada em abril de 2016 com a função de auxiliar no monitoramento do mercado de eletricidade. A Tabela 12.1 sintetiza as principais instituições atuantes no setor elétrico japonês.

Tabela 12.1 – Marco Institucional do Setor Elétrico Japonês

Instituição	Função
Ministério da Economia, Comercio e Industria (METI)	Órgão responsável pela governança do setor. Seu trabalho é baseado na atuação da <i>Agency of Natural Resources and Energy</i> (ANRE) e o <i>Electric Utility Industry Council</i> . Enquanto o primeiro é a agencia responsável por políticas de energia elétrica dentro do METI, o segundo é um comitê que aconselha o ministério nas suas decisões e representa agentes do mundo acadêmico, serviço público, operadores, consumidores finais e outros grupos sociais (OECD, 2008).
<i>Japan Fair Trade Commission</i> (JFTC)	É a instituição responsável por monitorar a concorrência. Em colaboração com o METI, esta instituição elaborou o <i>Guidelines for Proper Electric Power Trade</i> , que determina o comportamento permitido das empresas verticalmente integradas.
<i>Federation of Electric Power Companies of Japan</i> (FEPC)	Atua desde 1952 com o objetivo de promover o bom funcionamento do setor. Promove a comunicação entre as dez principais empresas japonesas, para criar um modelo de ação coordenado.

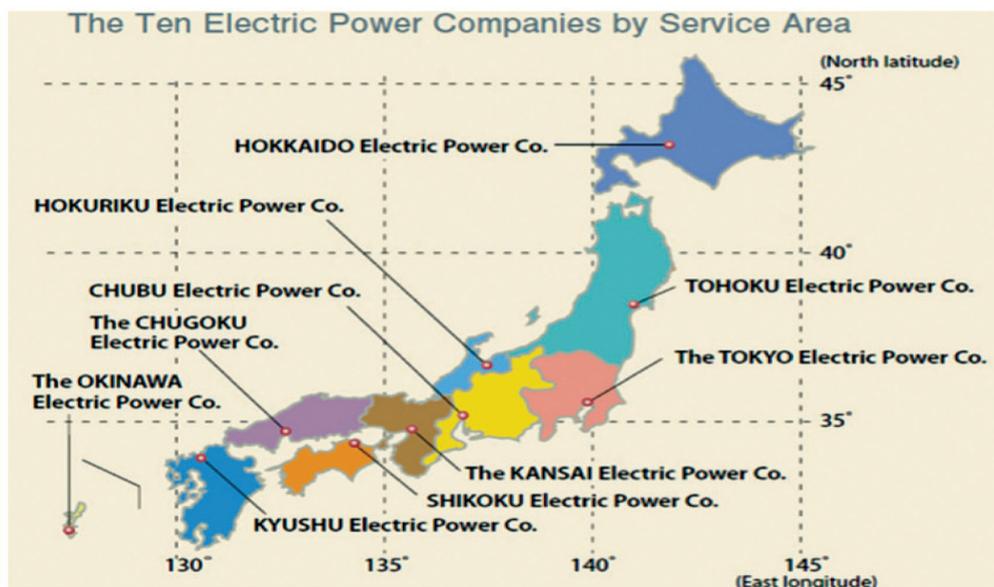
Instituição	Função
<p data-bbox="213 293 512 365"><i>Oranisation for Cross-regional (OCCTO)</i></p>	<p data-bbox="578 196 1130 462">O OCCTO é uma entidade privada, em detrimento de uma autoridade reguladora, mas foi estabelecido no âmbito da <i>Electricity Business Act</i> para operar a rede de transmissão entre as áreas operacionais das empresas de serviços públicos, coordenar a oferta de energia e a demanda em todo o país e promover a construção de infra-estrutura para Transmissão entre as regiões.</p>
<p data-bbox="164 593 551 620"><i>Japan Electric Power Exchange (JEPX)</i></p>	<p data-bbox="578 476 1130 706">Foi estabelecida em 2003 (começou a operar a partir de 2005) e é formada por 21 acionistas, sendo nove deles de empresas verticalmente integradas, nove de novos produtores e novos fornecedores e outras três empresas. A JEPX é responsável por operar o mercado <i>spot</i> e o mercado futuro (<i>forward market</i>).</p>
<p data-bbox="177 851 544 879"><i>Nuclear Regulatory Authority (NRA)</i></p>	<p data-bbox="578 749 1130 979">Foi criada em 2012 como reação à catástrofe nuclear de Fukushima, para fornecer uma avaliação mais independente da segurança nuclear. Em 2013, esta entidade aprovou diretrizes e procedimentos de segurança nuclear mais severos, sendo responsável por garantir sua execução.</p>

Fonte: Elaboração Própria.

Apesar de alguns avanços em termos de liberalização, ainda não existe a obrigatoriedade de desverticalização legal das empresas atuantes no setor elétrico japonês²⁷⁴. Observa-se, assim, que dez concessionárias atuam ao longo de toda a cadeia, sendo detentoras de monopólios regionais e alvo de severa regulação (IEA, 2014). A Figura 12.1 ilustra a segmentação do território japonês entre essas empresas.

²⁷⁴ Já existe a provisão legal para a completa desverticalização do setor elétrico japonês para o ano de 2020. Haverá a exigência que as dez maiores concessionárias de energia elétrica no Japão separem de forma legal as atividades de geração e comercialização das atividades de rede (Kobayashi et al., 2016).

Figura 12.1: Áreas de Atuação das Concessionárias Japonesas



Fonte: Hamidi et al. (2013).

Em termos de capacidade de geração de eletricidade, tais concessionárias detinham 209 GW, de um total de 289 GW instalados no Japão em 2013. No mesmo ano, responderam por mais de 85% da energia elétrica produzida no país (YAMAZAKI, 2015). Ao mesmo tempo essas empresas possuem amplo domínio do mercado varejista, tendo atendido 96% deste mercado em 2013²⁷⁵.

Frente a estrutura do mercado japonês, marcada pela presença de empresas verticalmente integradas com elevado poder de mercado, apesar da existência de tarifas finais de eletricidade reguladas, destaca-se a necessidade da clara definição das tarifas de uso da rede com vistas a garantir o acesso a terceiros. A determinação das tarifas de uso da rede é pautada nos seguintes critérios (KOBAYASHI et al., 2016):

²⁷⁵ A completa liberalização do mercado varejista implementada em 2016 pode modificar este quadro. Já no primeiro mês da liberalização, 740.000 consumidores de eletricidade trocaram de fornecedores. A *Tokyo Electric Power* (TEPCO), uma das grandes 10 GEUs do país, e por muitos considerada a responsável pela catástrofe de Fukushima em 2011, perdeu 470.000 consumidores (que representa 2% dos seus consumidores) (REUTERS, 2016)

- i. Os usuários da rede não podem ter dificuldade de acesso à rede de distribuição;
- ii. O método para calcular a tarifa tem que ser estipulado de forma clara e transparente;
- iii. As responsabilidades das operadoras de transmissão e distribuição e os consumidores de eletricidade precisam ser estipulados de forma clara e transparente;
- iv. Nenhum agente pode ser alvo de tratamento discriminatório.

Em termos de matriz elétrica, considerando que diretrizes direcionadas a incitar a expansão a partir de fontes renováveis são recentes, é compreensível a predominância da geração termoelétrica. Em 2015, 84% da eletricidade gerada foi oriunda de usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis, 1% de nuclear e somente 15% da eletricidade foi gerada a partir de fontes renováveis (RENEWABLE ENERGY INSTITUTE, 2016)²⁷⁶.

O fato de o Japão ser uma das maiores potências econômicas do mundo, o que implica em significativa demanda de eletricidade, associado a um cenário de elevada escassez de recursos energéticos, resulta em um quadro de grande dependência energética, de modo que o país importa aproximadamente 94% da sua oferta de energia primária (FEPC, 2016). Levando em consideração que grande parte dessas importações vem do Oriente Médio, uma região politicamente instável, a questão da segurança energética do Japão se torna um fator muito importante. Isso ficou evidente durante as crises do petróleo que ocorreram na década de 1970 e que ultimamente levaram o país a diversificar sua matriz elétrica.

No âmbito do modelo de regulação tarifária, conforme as *Public Power Business Power Supply Provisions Rate Calculation Rules*, as tarifas de eletricidade são definidas separadamente para os segmentos regulados e liberalizados. Nos segmentos regulados, as taxas são estabelecidas com base em certas regras definidas através de regulamentos governamentais. Já as tarifas de eletricidade nos segmentos liberalizados são decididas nas negociações entre o fornecedor (empresa de energia elétrica, PPS, etc.) e cada consumidor.

276 Em detalhe, 31% de carvão, 46% gás natural liquefeito, 10% óleo, gás de petróleo liquefeito e outros gases, 10% hidroelétricas, e 5% de outras fontes renováveis.

No âmbito do segmento regulado, as tarifas de eletricidade para consumidores residenciais e outros segmentos regulados são formadas por uma combinação de componentes (componente de potência + componente volumétrico) calculados com base nos custos totais das concessionárias, considerando um fator de eficiência operativa e um ajuste relacionado ao custo do combustível. O valor do ajuste do custo do combustível é refletido nas tarifas periodicamente, com base nas flutuações dos preços dos combustíveis. As alterações nas tarifas de eletricidade devem ser aprovadas pelo Ministro da Economia, Comércio e Indústria. Desde 2000, no entanto, a diminuição da taxa ou outras mudanças que são neutras ou benéficas para os usuários requerem apenas uma simples notificação ao ministério (TEPCO, 2012).

Em contrapartida, as tarifas de electricidade nos segmentos liberalizados, apesar de serem negociadas individualmente, estão sujeitas ao cumprimento de um conjunto de regras. Em linhas gerais, estas regras visam evitar que as concessionárias compensem perdas em segmentos regulados com ganhos em segmentos livres.

Portanto, pelo menos em prática, o processo de formação da tarifa livre é muito semelhante ao do segmento regulado. Isso é resultado do predomínio das empresas elétricas verticalmente integradas que acaba necessitando um sistema de determinação de tarifas semelhante ao do segmento regulado. A tarifa desses consumidores livres acaba sendo especificada de acordo com os custos gerados pelas suas necessidades de acesso à rede de alta tensão (TEPCO, 2012).

12.2 Políticas de Incentivo à Micro e à Mini Geração Solar Fotovoltaica

Conforme já fora mencionado, o acidente nuclear de Fukushima em 2011²⁷⁷ teve relevantes implicações para a política energética japonesa. Explica-se: o este acidente expôs fragilidades da política energética do Japão e explicitou a necessidade de mudanças nas políticas energética e ambiental do país. Logo, compreende-se porque passou a existir o reconhecimento da necessidade de expandir a participação de fontes renováveis na oferta de energia (GOTO & SUEYOSHI, 2015).

²⁷⁷ O terremoto que atingiu o Japão em março de 2011 ocasionou o derretimento de três reatores da usina nuclear de Fukushima. Este acidente consistiu no maior acidente nuclear desde o acidente com a usina de Chernobil em 1986.

Neste contexto, foi criado um Conselho de Energia e Meio-Ambiente que ficou responsável por planejar a matriz elétrica e o mix de geração futuro, levando em consideração as limitações impostas a participação da geração nuclear. Desta forma, a geração nuclear caiu de uma participação de 11% na geração total antes do acidente para apenas 2% no ano seguinte a catástrofe. Em 2014 não se registrou geração nuclear (IEA, 2016).

Uma das consequências diretas da desativação das usinas nucleares foi uma grave escassez no fornecimento de energia elétrica no leste do país. A crise do leste japonês poderia ser mitigada através do fornecimento de energia elétrica a partir de outras partes do país. Entretanto, esbarrou-se no fato que a rede da Região Leste possui uma frequência de 50 Hz, enquanto a frequência da rede na Região Oeste é de 60 Hz. Dada a limitada capacidade de conversão, é compreensível porque o intercâmbio de energia não foi uma estratégia capaz de atenuar a crise do leste²⁷⁸ (FEPC, 2015).

Diante deste complexo cenário, em 2014 foi aprovado o Quarto Plano Energético Estratégico e em julho de 2015 o Ministério da Economia, Comércio e Indústria formulou a Projeção de Longo Prazo para a Oferta e Demanda Energética. O plano indica a matriz elétrica desejável no horizonte temporal de 2030. Nesta formulação, aspectos como redução do custo da geração de eletricidade, redução das emissões de gases de efeito estufa, avanço no sentido da independência energética e aumento da participação de fontes de geração capazes de operar na base são tidos como centrais. Considerando que as estimativas indicam a necessidade de uma geração de 1.065 TWh em 2030, concluiu-se ser imperativa uma participação de fontes renováveis entre 22 e 24% para que estes objetivos e restrições sejam atendidos.

278 Uma questão fundamental que passou a ser questionada após o desastre foi o papel da geração nuclear enquanto fonte de geração chave para o país. A centralidade da geração nuclear na política energética japonesa pode ser explicada pelo fato de apresentar vantagens como: consiste em uma fonte limpa em relação à emissão de gases de efeito estufa; e sua capacidade de dotar o país de independência energética. Essas vantagens, entretanto, foram colocadas em cheque após o desastre, na medida em que o risco que a geração nuclear representa foi sentido por todo o país. Neste cenário, a necessidade de diversificar o *mix* de geração ganhou ainda mais força na pauta do planejamento energético (HAWKES, 2014).

Para que este nível de participação das fontes renováveis seja atingido, a exploração do potencial da fonte solar fotovoltaica é imperativa. Isso fica explícito ao constatar-se que o plano promulgado prevê que a geração solar fotovoltaica responda por 7% da geração de energia elétrica japonesa em 2030. Esse percentual corresponde a cerca de 64 GW em termos de capacidade de geração, o que coloca a geração fotovoltaica como a mais relevante, a exceção da hídrica, dentre as fontes renováveis (IEA, 2016b).

É perceptível a necessidade de políticas de incentivo para que esta expansão projetada da geração solar fotovoltaica efetivamente ocorra. Neste sentido, ressalta-se que os primeiros programas relevantes em termos de promoção da difusão da geração solar fotovoltaica foram implementados já na década de 1990. Em linhas gerais, os três principais programas implementados no Japão são o *Japan's Residential PV Dissemination Program* (RPVD), que começou a ser implementado no Japão em 1994; o sistema *Renewable Portfolio Standard* (RPS) criado em 2003; e o *Purchasing Scheme for Solar PV Electricity* que foi implementado em 2009, e consiste em uma espécie de mecanismo de incentivo via tarifas *feed-in*²⁷⁹.

O RPVD consistiu em um tipo de subsídio voltado aos consumidores residenciais que previa o reembolso de até 50% do custo de instalação dos sistemas fotovoltaicos, considerando o teto de ¥900.000 por kW (MYOJO & OHASHI, 2014; MUHAMMAD-SUKKI et al., 2014). Entre 1994 e 2005, o programa foi decisivo para instalação de 250.000 sistemas, totalizando uma capacidade superior a 930 MW. Quando o programa foi extinto em 2005, o valor teto do subsídio já havia sido reduzido para ¥20.000 por kW (MUHAMMAD-SUKKI et al., 2014)²⁸⁰. Como demonstração da importância do programa, nos anos seguintes ao seu término verificou-se uma expressiva desaceleração no ritmo de instalações de sistemas fotovoltaicos no segmento residencial japonês.

Por sua vez, o sistema RPS foi implementado em 2003 e criou espécies de metas anuais de participação das fontes renováveis na oferta de energia, tendo sido definido o percentual de 1,35% de participação a ser atingido em 2010 (CHOWDHURY, 2014). O cumprimento do percentual determinado pode ser realizado através de três mecanismos: compra de energia renovável gerada

279 Em junho de 2011, foi aprovada a reformulação do programa *feed-in* e o fim do programa RPS, tendo estas novas diretrizes entrado em vigência em julho de 2012.

280 A redução do ritmo de investimentos em sistemas fotovoltaicos em 2007 e 2008 pode ser atribuída ao fim dos subsídios oferecidos pelo programa.

por terceiros; geração renovável própria e compra de certificados de energias renováveis (JSF, 2011). Estudos indicam, no entanto, que o programa não foi bem-sucedido, o que se deve em grande parte à falta de incentivos públicos e à interrupção do programa japonês para a disseminação da geração fotovoltaica residencial. Neste sentido, em 2009, quando ficou evidente que a meta de 1,35% estabelecida para 2010 não seria atingida, o governo Japonês retomou o programa de subsídios, com o novo valor teto de ¥70.000 por kW, visando principalmente o cumprimento da meta definida através do RPS (MUHAMMAD-SUKKI et al., 2014).

Desta forma, a partir de 2009 o processo de redução do ritmo de instalações de sistemas fotovoltaicos é revertido, refletindo centralmente a retomada do RPVD e o início do programa de compra do excedente gerado em sistemas fotovoltaicos. O resultado foi um crescimento do número de instalações anuais observado em 2009 de mais de 100% em relação ao ano anterior, de modo que foram instalados 483 MW em 2009, contra 225 MW em 2008 (ELGAMAL et al., 2015; MYOJO & OHASHI, 2014).

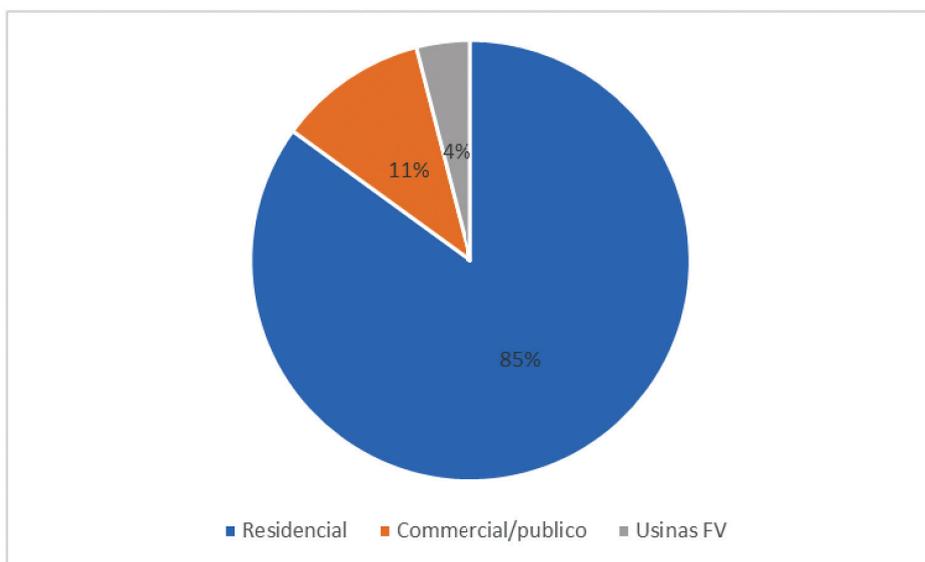
O programa de compra de excedentes entrou em vigor em novembro de 2009 e consiste em uma espécie de tarifa *feed-in*²⁸¹, válida por um período de 10 anos, mas que previa apenas a compra do excedente de eletricidade gerado em sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada de até 500 kW (MYOJO & OHASHI, 2014). Definiu-se, assim, uma tarifa de ¥48 por kWh aplicável aos sistemas residenciais com capacidade instalada inferior a 10 kW, garantida pelo período máximo de 10 anos. Já a tarifa válida para os sistemas não-residenciais, com capacidade maior ou igual a 10 kW, era de ¥24 por kWh, também garantida por um período de 10 anos. O custo incorrido com a compra dos excedentes, por sua vez, era repassado por cada distribuidora aos seus consumidores (MUHAMMAD-SUKKI et al., 2014; JFS, 2011; IEA e IRENA, 2016).

Em 2011 o programa de compra de excedentes passou por um ajuste, que resultou na definição de novos valores para as tarifas *feed-in*, que foram fixadas em: ¥42 por kWh para sistemas residenciais e ¥40 por kWh para sistemas não residenciais (IEA e IRENA, 2016; JFS, 2011). Apesar das limitações do pro-

281 Uma das características importantes da primeira implementação de tarifa de *feed-in* no Japão, é o fato de que os prossumidores só podiam vender os excedentes (depois do autoconsumo) da sua geração para a rede no valor do *feed-in*.

grama, dada a restrição da aplicação da tarifa *feed-in* ao excedente produzido sistemas fotovoltaicos, dados indicam que foi bem-sucedido em termos de promoção da geração solar, resultando em expressiva expansão da capacidade instalada entre 2008 e 2011, chegando a 4,9 GW (capacidade total) no último ano (MOE & MIDFORD, 2014; MUHAMMAD-SUKKI et al., 2014). Outro aspecto relevante no que tange aos resultados obtidos através do mecanismo foi a concentração dos novos sistemas instalados no segmento residencial²⁸², vide o mesmo apresentar uma capacidade de 855 MW do total dos 1,3 GW instalados em 2011 (KAIZUKA, 2012), como pode ser observado na Figura 12.2.

Figura 12.2: Distribuição da Capacidade Instalada Adicionada em 2011 por Segmento



Fonte: Kaizuka (2012).

Em julho de 2012, foi implementado através do *Act on Purchase of Renewable Energy Sourced Electricity by Electric Utilities*, uma reforma do mecanismo de incentivo via tarifas *feed-in*, substituindo o sistema RPS (que foi encerrado em 2012) e promovendo a reestruturação de diversos critérios e aspectos relacionados ao programa de compra de excedentes de energia. O esquema de incentivo passou a incluir a compra de energia gerada em sistemas fotovoltaicos, eólicos,

²⁸² Os mecanismos de incentivo financeiros tinham sido abandonados em 2005.

hidroelétricas, plantas geotérmicas e energia à biomassa, tendo como foco central, ao contrário do programa de compra de excedentes, o desenvolvimento dos sistemas não residenciais. Neste sentido, a remuneração da energia produzida nos projetos residenciais se manteve tal como no sistema anterior (tarifa de ¥42 por kWh, garantida por 10 anos). Já os sistemas não residenciais, com capacidade superior a 10 kW, passaram a contar com uma tarifa no valor de ¥40 por kWh, garantida por um período de 20 anos (IEA e IRENA, 2016; JFS, 2011).

Outro elemento novo em relação à política anterior consiste no montante de eletricidade passível de remuneração através das tarifas *feed-in*. Enquanto nos sistemas com capacidade instalada de até 10 kW a tarifa *feed-in* continua a incidir apenas sobre o excedente injetado na rede, nos sistemas não residenciais (projetos com capacidade superior a 10 kW), a tarifa recai sobre totalidade da energia gerada no sistema.

O programa prevê que o custo incorrido na compra seja arcado em parte pelas *utilities*, que pagam uma parcela proporcional ao custo evitado com a compra de energia, sendo o valor restante repassado a todos os consumidores de energia elétrica, sejam eles detentores ou não de sistema de geração renováveis, através de uma taxa para as energias renováveis (*Surcharge for Renewable Energy*), que, de modo geral, é proporcional ao volume de eletricidade consumido (METI, 2016). Os detalhes do mecanismo estão especificados na Tabela 12.1 que mostra o preço garantido (1¥=0.0098 USD) por kWh gerado nos sistemas a partir do ano de entrada em operação do programa em 2009 até 2015.

Tabela 12.1: Evolução das Tarifas no Sistema *Feed-In* Japonês

	2009	2012	2013	2014	2015	2016	Duração
<10kWp					33 ¥/ kWh	31 ¥/ kWh	10 anos
quando <i>output control system</i> é obrigatório	42 ¥/ kWh	42 ¥/ kWh	38 ¥/ kWh	37 ¥/ kWh	35 ¥/ kWh	35 ¥/ kWh	
>10kWp	32 ¥/ kWh	32 ¥/ kWh	36 ¥/ kWh	32 ¥/ kWh	29/27 ¥/ kWh	24 ¥/ kWh	20 anos

Fonte: IEA e IRENA (2016)

A reforma mais recente no esquema de incentivo japonês foi aprovada em 25 de maio de 2016, a ser aplicada a partir de abril de 2017. Alguns dos fatores

motivadores da reforma consistem no objetivo de diversificar as fontes renováveis, na medida em que majoritária parte dos projetos cadastrados no programa é fotovoltaica, e na necessidade de reverter o descompasso entre o número de projetos aprovados e de projetos em operação, posto que significativa parcela dos projetos aprovados ainda não está operando²⁸³. Além disso, se propõe a controlar o aumento do custo de manutenção da política²⁸⁴ (WHITE & CASE, 2016; BEETZ, 2016). Desta forma, um ponto central da atual reforma é a criação de leilões reversos para a contratação de projetos fotovoltaicos de grande porte²⁸⁵. Não obstante, esta reforma também estabelece novos critérios de certificação, a serem aplicados a todos os projetos que não obtiverem consentimento para se conectarem a rede até 1 de abril de 2017²⁸⁶ (WHITE & CASE, 2016).

No que se refere ao autoconsumo, destaca-se que não só é permitido no Japão, como também é uma modalidade amplamente explorada pelos consumidores residenciais, de modo que os seguintes critérios são aplicáveis (IEA, 2016a):

- i. Nos sistemas com capacidade instalada abaixo de 10 kW, os prosumidores são obrigados a utilizar a energia produzida para o autoconsumo e injetar somente o excedente na rede, o que gera como contrapartida o pagamento de tarifas *feed-in*, como explicitado anteriormente;
- ii. Sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada superior a 10 kW podem injetar toda a energia gerada na rede, a fim de receber a tarifa *feed-in*, como também podem utilizar a eletricidade produzida para o autoconsumo, de modo que a escolha fica a cargo do proprietário do sistema.

283 Esta dificuldade reflete a ausência de um limite de tempo para que o projeto entre em operação, após sua aprovação.

284 Estima-se que, atualmente, o custo anual de manutenção da política seja de 16 bilhões de dólares, o que também representa uma preocupação. Desse valor, 11,5 bilhões são repassados aos consumidores, que pagam uma espécie de segunda taxa de eletricidade de aproximadamente 9% da conta de eletricidade paga por uma família com consumo mensal médio de 428 kWh. Já o valor restante (4,5 bilhões de dólares) é arcado pelas distribuidoras, equivalendo ao custo evitado com a compra de eletricidade (WHITE & CASE, 2016).

285 Estão previstas a realização de um a três leilões por ano para sistemas a cima de 2MW.

286 Ressalta-se que o conceito de consentimento para conexão à rede ainda não está claro para os agentes.

As principais informações acerca do esquema de autoconsumo em voga no Japão estão resumidas na Tabela 12.2, abaixo:

Tabela 12.2: Características do Autoconsumo no Japão

Autoconsumo FV	Direito ao autoconsumo	Sim
	Receitas de autoconsumo FV	Poupança na conta de eletricidade
	Impostos para financiar T&D	Nenhum
Excesso Eletricidade FV	Receitas do excesso de eletricidade	FiT
	Máximo tempo para compensação	Tempo real (30 min)
	Compensação geográfica	Somente local
Outras características do sistema	Duração regulatória	10 anos (FiT)
	Aceitação de propriedade por terceiros	Sim
	Outros habilitadores de autoconsumo	Tarifas ToU/ Armazenamento e DSM
	Limitações de tamanho de sistemas FV	Menos 10kW

Fonte: IEA (2016a)

Por fim, ressalta-se que até os consumidores no Japão podem usufruir, ainda, das seguintes condições de isenção tributárias e incentivos financeiros aplicáveis aos sistemas de micro geração (WINSTON&STRAWN, 2014):

- i. Créditos fiscais especiais: nessa modalidade 7% do preço de aquisição do sistema fotovoltaico podem ser deduzidos de impostos sobre os rendimentos ou impostos corporativos;
- ii. Depreciação especial no primeiro ano: 30% do preço de aquisição do sistema pode ser depreciado no primeiro ano.

12.3 Resultados das Políticas de Incentivo Adotadas

Em 2015, o Japão figurava entre os três países com maior capacidade fotovoltaica instalada no mundo, ocupando o segundo lugar no ranking em termos de capacidade instalada anualmente, com 11GW instalados em 2015, e na terceira colocação no ranking referente à capacidade instalada acumulada, com 34,4 GW, como pode ser observado na Tabela 12.3 (IEA, 2016a).

Tabela 12.3: Capacidade Instalada e Novas Instalações de Geração Solar Fotovoltaica nos 10 Principais Países em 2015

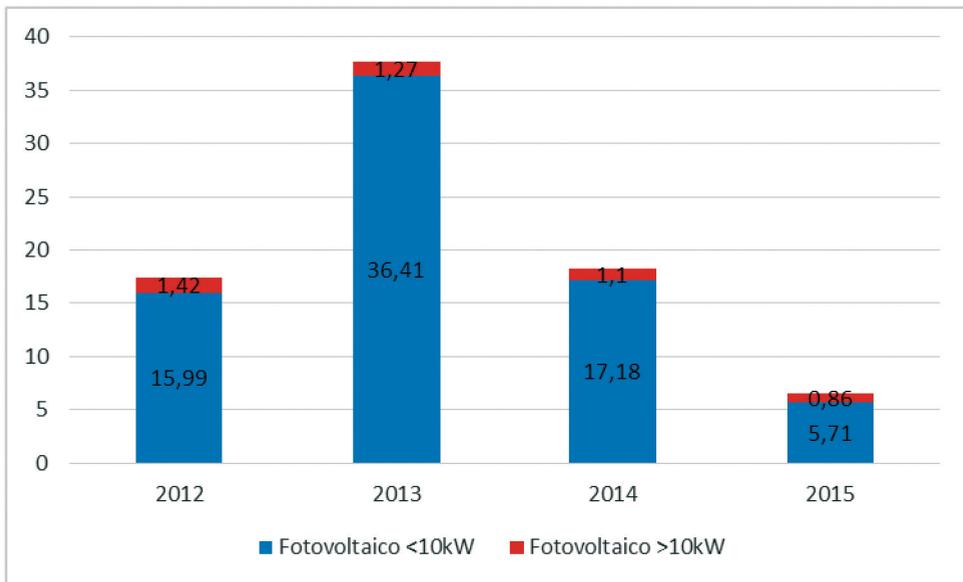
Top 10 países em 2015 por Capacidade instalada anual			Top 10 países em 2015 por capacidade acumulada		
1	China	15,2 GW	1	China	43,5 GW
2	Japão	11 GW	2	Alemanha	39,7 GW
3	EUA	7,3 GW	3	Japão	34,4 GW
4	Reino Unido	3,5 GW	4	EUA	25,6 GW
5	Índia	2 GW	5	Itália	18,9 GW
6	Alemanha	1,5 GW	6	Reino Unido	8,8 GW
7	Coreia	1 GW	7	Franca	6,6 GW
8	Austrália	0,9 GW	8	Espanha	5,4 GW
9	Franca	0,9 GW	9	Austrália	5,1 GW
10	Canada	0,6 GW	10	Índia	5 GW

Fonte: IEA, 2016c

Sob a política de incentivo via tarifas *feed-in*, entre 2012 e 2015, a capacidade total acumulada de sistemas fotovoltaicos aprovados²⁸⁷ com a capacidade menor que 10 kW era de 4,65 GW, enquanto para os sistemas com capacidade igual ou superior a 10 kW (sistemas não residenciais) o valor foi de 75,3 GW. No total, os projetos aprovados somavam a capacidade total de 80 GW, como é demonstrado na Figura 12.3 (IEA, 2016c).

287 No caso do Japão há uma necessidade de distinguir entre capacidade instalada e capacidade aprovada. Como o parágrafo seguinte irá detalhar, existe uma discrepância significativa entre projetos que foram aprovados e projetos realizados.

Figura 12.3: Capacidade Fotovoltaica Aprovada no Programa *Feed-in* (em GW)



Fonte: Renewable Energy Institute (2016).

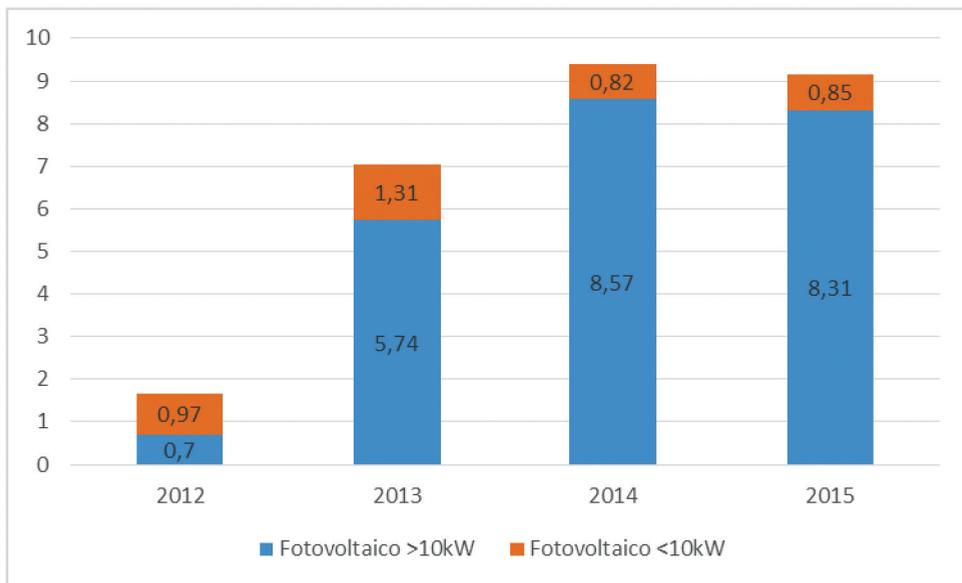
Existe um considerável *gap* temporal entre a aprovação e a efetiva entrada em operação dos sistemas fotovoltaicos, devido a questões como a ausência, na legislação atual, de um prazo máximo para a entrada em operação do projeto a partir de sua aprovação. Logo, existe uma grande discrepância entre a capacidade aprovada para projetos de energia fotovoltaica e as instalações realizadas. Enquanto para instalações de <10kW, 80% dos projetos foram realizados, em relação a instalações de grande porte, somente 22% da capacidade aprovada foi realizada (MOCHIZUKI & CHANG, 2017).

Por sua vez, a Figura 12.4 mostra a evolução anual da capacidade de energia renovável baseada na tarifa de *feed-in*²⁸⁸. É importante destacar que, em 2012, aproximadamente 58% da capacidade que foi instalada era referente a

288 É importante ressaltar que a contabilização desse valor, até março de 2014, incluía projetos em operação fora do programa *feed-in*, de modo que a capacidade operativa fotovoltaica acumulada até 2015 totaliza 27 GW. No entanto, no sentido de eliminar a capacidade referente a sistemas fora do programa, optou-se por considerar o dado fornecido Agência Internacional de Energia (IEA, 2016), segundo a qual 22,2 GW de sistemas fotovoltaicos haviam sido instalados até 2015.

projetos residenciais. A partir de 2013, no entanto, houve a clara reversão da relação entre participação de projetos residenciais e não-residenciais na capacidade fotovoltaica instalada sob o programa *feed-in*. Essa reversão em prol dos sistemas não-residenciais, que passaram a crescer, anualmente, em ritmo muito superior aos sistemas residenciais, reflete, em grande parte, as mudanças pela qual a política passou em 2012, quando os sistemas não-residenciais passaram a dispor de condições mais vantajosas. Dessa tendência resulta que, da capacidade fotovoltaica instalada no ano de 2015, apenas 10% correspondiam a sistemas residenciais, sendo os 90% restantes relativos aos sistemas não-residenciais.

Figura 12.4: Capacidade Fotovoltaica Anual em Operação sob o Sistemas *Feed-in* (em GW)



Fonte: Renewable Energy Institute (2016)

12.4 Impactos e Desafios da Difusão da Geração Solar Fotovoltaica

Como já destacado na seção anterior, a capacidade de geração fotovoltaica expandiu rapidamente desde 2012, com a implementação do FiT. Esse crescimento chegou a mais que 40% por ano. Neste contexto, é perceptível que os desafios dos operadores das redes de transmissão e de distribuição do sistema

japonês para lidar com as fontes intermitentes se acentuaram (EBINGER et. al., 2014).

Destaca-se que em 2014, algumas EPCOs suspenderam a aceitação de novas aplicações de conexão à rede. No caso da *Tohoku Electric Power Company*, a capacidade aprovada no programa FiT ao final de 2014 era de 10,76 GW, praticamente o dobro de sua capacidade de hospedagem, definida em 5,52 GW (MOCHIZUKI & CHANG, 2017).

Em resposta a esses desafios, o governo obrigou os novos sistemas a serem instalados nessas regiões a incluírem a instalação de dispositivos para a redução da injeção de eletricidade para a rede em momentos críticos. Adicionalmente o METI decidiu estabelecer diferentes FiT para aplicações de menor escala de acordo com a área da EPCO. Para sistemas fotovoltaicos residenciais (abaixo de 10 kW), foram estabelecidas tarifas diferentes (vide Tabela 12.4), dependendo da obrigação de instalar dispositivos para responder ao corte de injeção/geração²⁸⁹. A instalação de um dispositivo para responder aos sistemas fotovoltaicos de corte de injeção a rede é obrigatória para os sistemas fotovoltaicos para os quais foram recebidos pedidos de contratos de ligação de rede a partir de 1 de abril de 2015 nas áreas de serviço de *Hokkaido Electric Power*, *Tohoku Electric Power*, *Hokuriku Electric Power*, *Chugoku Energia Elétrica*, *Energia Elétrica de Shikoku*, *Energia Elétrica de Kyushu* ou *Energia Elétrica de Okinawa* (YAMAYA et al., 2015).

Tabela 12.4: Nível de Renumeração a Instalações Fotovoltaicas (<10kW) com e sem Dispositivo Obrigatório.

Categoria	Instalação de dispositivo não obrigatório	Instalação de dispositivo obrigatório
FIT para FY 2015	33 Yen/kWh	35 Yen/kWh

Fonte: Yamaya et al. (2015)

Dentro dessas mudanças nas diretrizes da política os seguintes pontos merecem destaque (IEA, 2016b):

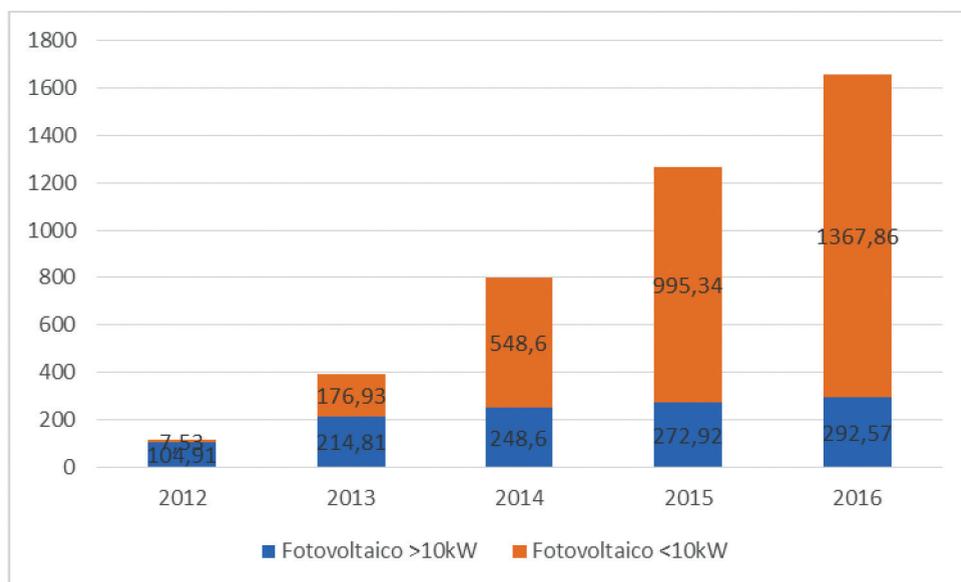
289 A diferença em remuneração será para compensar o custo de instalar os dispositivos.

- i. Passou a ser impossibilitada a troca do fabricante ou do tipo do módulo fotovoltaico após a aprovação do projeto, assim como se tornou proibida a redução do fator de eficiência da conversão;
- ii. Fica proibido o aumento da capacidade de produção aprovada;
- iii. O valor da tarifa *feed-in* passa a ser fixado no momento em que o contrato de conexão à rede é assinado;
- iv. A conexão do sistema à rede não pode ser feita em casos em que os detalhes sobre a capacidade do sistema estejam distintos do que consta nos documentos de aprovação do projeto;
- v. Em casos em que a capacidade instalada do sistema é expandida após a entrada em operação, a capacidade adicional é sujeita a um novo valor da tarifa *feed-in*;
- vi. É possível que a aprovação seja revogada em casos em que o custo de conexão do sistema à rede não seja pago pelo proprietário do sistema até um mês após a assinatura do contrato de conexão do projeto.

Nestas condições, nota-se um aumento da dificuldade relacionada à obtenção de aprovação do sistema para o programa, o que se soma à discussão acerca da necessidade de submeter projetos já aprovados à nova avaliação, podendo implicar na necessidade de adequação de todos os sistemas às novas regras (IEA, 2016b).

Somente em 2015 houve um investimento de aproximadamente 3,84 trilhões de Yen em projetos fotovoltaicos com capacidade inferior a 1 MW. Estes investimentos foram incitados pela existência das tarifas *feed-in* (KPMG, 2015). Logo, é perceptível que tal política resulta em um custo. A Figura 12.5 apresenta a evolução mensal recente do custo de todo o programa *feed-in* e permite que se verifique a predominância dos dispêndios com sistemas fotovoltaicos.

Figura 12.5: Evolução das Despesas Anuais do Programa *Feed-in* Japonês (em Biliões de Yen)



Fonte: Renewable Energy Institute (2016)

Entretanto, muitos especialistas e funcionários estão preocupados com a forma como a liberalização proposta pelo governo para o mercado de eletricidade, que envolve a criação da nova OCCTO, afetará a expansão da geração de energia renovável. O governo japonês estabeleceu um ambicioso objetivo de estabelecer o OCCTO até 2015, passando para a total liberalização do mercado varejista de eletricidade até 2016, e para um sistema de transmissão e distribuição totalmente desagregado até 2020 (KATO et al., 2016). Consequentemente em abril de 2016, a liberalização do mercado varejista de eletricidade japonês entrou em vigor. Todos os consumidores de eletricidade, residenciais e pequenas empresas, agora podem selecionar livremente e subscrever os planos de serviços oferecidos por qualquer empresa de energia elétrica registrada (JONES DAY, 2016).

No Japão, há preocupações crescentes com o aumento dos custos da política de energia renovável. Especificamente, há críticas sobre o impacto de custos e encargos injustos para os consumidores residenciais e as *utilities*, bem como preocupações sobre a maior competitividade industrial (EBINGER et. al., 2014).

Os *stakeholders* japoneses revelam um consenso de que endereçar os desafios da transmissão e da rede é essencial para transformar o setor elétrico através de grandes adições de capacidade de energia renovável. O Japão enfrenta o desafio de assegurar que as funções de transmissão e os custos sejam tratados de forma adequada, como parte da reestruturação proposta do setor elétrico.

O país também tem de lidar com essas questões em um sistema baseado em duas frequências e interligações restritas entre os territórios de serviço das concessionárias. Uma questão altamente relevante para o Japão, portanto, é a de que o país enfrenta o desafio de integrar grandes níveis de energia renovável enquanto empreende uma ampla reforma do setor elétrico (EBINGER et. al., 2014).

12.5 Referências

Beetz, B., 2016 . “Japan: 10 GW of Solar in 2015, 85 GW of Renewables Approved Since 2012.” AAAAPV Magazine. January 20, 2016. Acessado em, Setembro 3, 2016. URL: http://www.pvAAAAMagazine.com/news/details/beitrag/japan--10-gw-of-solar-in-2015--85-gw-ofAAAArenewables-approved-since-2012_100022876/#axzz470LhgExD.

Bloomberg, 2016. Japan's Power Market Opening Challenges Entrenched Players: Q&A. Acessado em, 25 Abril 2017. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-28/japan-s-power-market-opening-challenges-entrenched-players-q-a>

Chowdhury, S., Sumita, U., Islam, A., & Bedja, I., 2014. Importance of policy for energy system transformation: Diffusion of PV technology in Japan and Germany. *Energy Policy*, 68, 285-293.

Ebinger, C., Banks, J.P. , Schackmann, A. 2014. Transforming the Electricity Portfolio: Lessons from Germany and Japan in Deploying Renewable Energy (14-03) Policy brief, The Brookings Institution, Washington, DC.

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.

FEPC – Federation of Electricity Power Companies, 2016. Electricity Review Japan – 2016. Acessado em, 25 Abril 2017. URL:https://www.fepec.or.jp/library/pamphlet/pdf/03_electricity.pdf

George, G., Ihle, H. e Wataru, M. 2016. Electricity Market Reform in Japan. Acessado em, 14 Outubro 2016. URL:http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2016/PUF_Article_1_2016.08.pdf

Hamidi, S. M., Rostamiyan, Y., Ganji, D. D., & Fereidoon, A. , 2013. A novel and developed approximation for motion of a spherical solid particle in plane coquette fluid flow. *Advanced Powder Technology*, 24(3), 714-720.

Hawkes, 2014. A comparative Review of Microgeneration Policy Instruments in OECD Countries. Energy in Buildings and Communities Programme. A Report of Annex 54 “Integration of Micro-Generation and Related Energy Technologies in Buildings”.

IEA – International Energy Agency, 2014. The impact of global coal supply on worldwide electricity prices. Acesso em 10 de outubro de 2016, disponível em http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/ImpactGlobalCoalSupply_WorldwideElectricityPrices_FINAL.pdf

IEA – International Energy Agency, 2016. Energy Policies of IEA Countries: Japan 2016 Review.

IEA e IRENA, 2016. Purchasing Scheme for Solar PV Electricity. Disponível em: [IEA-PVPS, 2016a. Review and Analysis of PV Self-consumption Policies. Report IEA-PVPS T1-28:2016.](http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/japan/name-24651-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWYWR-jcnVtYiI-PGEgaHJlZj0iLyI-SW50ZXJlYXRpb25hbCBFbWVZ3kgQWdlbmN5Jnp3bmo7PC9hPjxzCGFuPiAmZ3Q7IDwvc3Bhbj48YSBocmVmP-SIvcG9saWNpZXNhbWVtZWFzdXJlcy8iPlBvbGJjaWVzIGFuZCBN-ZWFzdXJlczwvYT48c3Bhbj4gJmd0OyA8L3NwYW4-PGEgaHJlZj0iL3B-vbGJjaWVzYW5kbWVhc3VyZXMvcmVuZXdhYmxlZW5lcmd5LyI-UmVu-ZXdhYmxlIEVuzXJneTwvYT48c3BhbiBjbGFzZz0ibGFzZCI-PC9zcGFu-PjwvbmF2Pg . Acessado em: 02.10.2016</p></div><div data-bbox=)

IEA-PVPS, 2016b. Annual Report 2015. Photovoltaic Power Systems. Technology collaboration Programme.

IEA-PVPS, 2016c. Snapshot of Global PV Markets. Report IEA PVPS T1-29: 2016.

Japan for Sustainability - JFS (2011). Japan Begins Feed-in Tariff Scheme to Accelerate Renewable Energy Promotion. JFS Newsletter, n. 110. Disponível em: http://www.japanfs.org/en/news/archives/news_id031395.html. Acessado em: 16.10.2016.

Kaizuka, I., 2012. Net billing schemes, experience from Japan e evolution to net Export FiT. In Proceedings of the PVPS Workshop, Frankfurt, Germany, 24 September 2012; pp. 1–20.

Kobayashi, T., Okatani, S., Noma, H., 2016. Electricity Regulation in japan: overview Q&A. Acessado em, 14 Outubro 2016. URL:<http://uk.practicallaw.com/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1247846288701&ssbinary=true>

Ministry of Economy, Trade and Industry - METI (2016). Overview of the Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy. Disponível em: http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/renewable/pdf/summary201109.pdf. Acessado em: 12.09.2016.

Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), 2013. Report of the Electricity System Reform Expert Subcommittee. Disponível em: http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/electricity_system_reform/pdf/201302Report_of_Expert_Subcommittee.pdf. Acessado em, 14 Outubro 2016.

Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), 2013. Report of the Electricity System Reform Expert Subcommittee. Acessado em, 14 Outubro 2016. URL:http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/electricity_system_reform/pdf/201302Report_of_Expert_Subcommittee.pdf

Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), 2015. Japan's Electricity Market Deregulation. Disponível em: http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/electricity_system_reform/pdf/201506EMR_in_Japan.pdf. Acessado em, 14 Outubro 2016.

Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), 2015. Japan's Electricity Market Deregulation. Acessado em, 14 Outubro 2016. URL:<http://www>.

meti.go.jp/english/policy/energy_environment/electricity_system_reform/pdf/201506EMR_in_Japan.pdf

Mochizuki, J., & Chang, S. E., 2017. Disasters as opportunity for change: Tsunami recovery and energy transition in Japan. *International Journal of Disaster Risk Reduction*, 21, 331-339.

Moe, E., & Midford, P. (Eds.), 2014. *The Political Economy of Renewable Energy and Energy Security: Common Challenges and National Responses in Japan, China and Northern Europe*. Springer.

Muhammad-Sukki, F., Abu-Bakar, S. H., Munir, A. B., Yasin, S. H. M., Ramirez-Iniguez, R., McMeekin, S. G., ... & Karim, M. E. (2014). Feed-in tariff for solar photovoltaic: The rise of Japan. *Renewable Energy*, 68, 636-643.

Myojo, S., & Ohashi, H., 2014. Effects of Consumer Subsidies for Renewable Energy on Industry Growth and Social Welfare: The Case of Solar Energy in Japan.

OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development, 2008. *Energy Policies of IEA Countries – Japan*.

Renewable Energy Institute, 2016. Feed-in Tariff. Disponível em: <https://www.renewable-ei.org/en/statistics/fit.php> . Acessado em: 28.09.2016

REUTERS, 2016. As Japan's electricity reform kicks off, Germany serves as warning. Disponível em: <http://www.reuters.com/article/japan-power-trading-idUSL3N17G2R8>. Acessado em, 14 Outubro 2016.

REUTERS, 2016. As Japan's electricity reform kicks off, Germany serves as warning. Acessado em, 14 Outubro 2016. URL: <http://www.reuters.com/article/japan-power-trading-idUSL3N17G2R8>

Sueyoshi, T., & Goto, M., 2015. Japanese fuel mix strategy after disaster of Fukushima Daiichi nuclear power plant: Lessons from international comparison among industrial nations measured by DEA environmental assessment in time horizon. *Energy Economics*, 52, 87-103.

TEPCO – Tokio Electric Power Company, 2012. Electricity Rates. Acesso em 10 de novembro de 2014, disponível em <http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/ir/kojin/ryoukin-e.html>

TEPCO, 2016. The Electric Power Business in Japan. Acessado em, 14 Outubro 2016. URL: <http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/ir/kojin/jigyoe.html>

TEPCO, 2016b. Liberalization of the Electric Power Market. Acessado em, 14 Outubro 2016. URL: <http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/ir/kojin/jiyuka-e.html>

White & Case, 2016. Changes to Japan's Existing Renewable Energy Feed-in Tariff System. Disponível em: <http://www.whitecase.com/publications/alert/changes-japans-existing-renewable-energy-feed-tariff-system> . Acessado em: 12.09.2016

Yamaya, H., Ohigashi, T., Matsukawa, H., Kaizuka, I., & Ikki, O., 2015. PV market in Japan and impacts of grid constriction. In Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42nd (pp. 1-6). IEEE.

Yamazaki, T. 2015. Japan's Electricity Market Reform and Beyond. Agency for Natural Resources and Energy (ANRE) – METI. Acessado em, 5 Outubro 2016. URL: <https://www.iea.org/media/workshops/2015/esapplenaryjuly2015/Yamazaki.pdf>

Organizadores

Nivalde José de Castro é Coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL e Professor Doutor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro -UFRJ desde 1975. Leciona disciplinas na graduação e pós-graduação sobre o setor elétrico. O GESEL desenvolve pesquisas e estudos sobre inúmeros aspectos relacionados direta e indiretamente com o setor elétrico: análise do modelo de estruturação, matriz de energia elétrica, padrão de financiamento, processo de concentração, regulação, modelagem dos leilões de energia e de linhas de transmissão, equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor, linha de estudos sobre governança corporativa pública. Autor de inúmeros artigos sobre o setor, publicados em revistas e portais especializados, periódicos mais acadêmicos e no IFE, publicação do próprio GESEL. Desde 1998 publica o livro anuário Séries das empresas do setor elétrico. Mantém intercâmbio acadêmico com Universidade do Porto, Corunha, e ISEG- Portugal. É orientador de monografias relacionadas com o setor e é supervisor de professores e pesquisadores em Pós-Doutorado.

Guilherme Dantas é Doutor em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Possui Mestrado em Economia e Política da Energia e do Ambiente pela Universidade Técnica de Lisboa e Graduação em Economia pela UFRJ. Especialista em Economia Industrial, Economia da Regulação e Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica. Além disso, realiza avaliação econômica do aproveitamento de biomassa para produção de energia elétrica, biocombustíveis avançados e/ou plataformas químicas. Ao longo dos últimos anos, participou de projetos contratados por grupos e instituições como EDP, CSN, AES, Unica, Eletrobras, CPFL, ITAIPU BINACIONAL, ONS, ENEVA, ENERGISA, LIGHT, ABRADDE e CEPAL/ONU, assim como ministrou inúmeras palestras no Brasil e no exterior. É autor de livros e de diversos artigos na área de energia. Também é revisor de periódicos, dentre os quais, Energy Policy e Omega International Journal of Management Science. Atua como coordenador dos projetos do GESEL no segmento de distribuição de energia elétrica, é sócio da empresa de pesquisa e consultoria TECHNE/GESEL, Pesquisador Sênior do PPE/CO-PPE/UFRJ e Pesquisador Convidado do INESC/Coimbra.

Autores

Lorrane Câmara é Mestre em Políticas Públicas pela UFRJ e possui Graduação em Economia pela mesma universidade. Atualmente, é Doutoranda do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Especialista em Economia da Regulação e em Recursos Energéticos Distribuídos. Desenvolve pesquisas no âmbito da necessidade de modificações nas diretrizes regulatórias das distribuidoras de energia elétrica para lidar com a perspectiva de descentralização dos sistemas elétricos. É Pesquisadora Sênior do GESEL em projetos da área de distribuição de energia elétrica.

Patricia Pereira é Doutora em Organização e Gestão de Empresas (especialidade em Finanças) pela Universidade de Coimbra. Atualmente é Professora na Faculdade Economia da Universidade Coimbra onde tem lecionado diversas disciplinas nas áreas de finanças, contabilidade e mercados de energia. Os seus interesses de investigação centram-se na análise e avaliação de projetos de investimento, finanças, mercados de energia e em aplicações em sistemas sustentáveis de energia. Investigadora no INESC- Coimbra, no CeBER e investigadora associada do GESEL/UFRJ. Membro da International Association for Energy Economics (IAEE) e da Iniciativa Energia para a Sustentabilidade. Além disso, é docente do programa doutoral Sustainable Energy Systems do Programa MIT Portugal desde 2008.

Guillermo Pereira é Investigador no Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores de Coimbra (INESCC). Atualmente é Doutorando em Sistemas Sustentáveis de Energia pela Iniciativa Energia para a Sustentabilidade, Universidade de Coimbra e Programa MIT Portugal. Possui Mestrado em Energia para a Sustentabilidade, Especialização em Sistemas e Políticas Energéticas, e Licenciatura em Gestão de Empresas, também pela Universidade de Coimbra. As suas áreas de interesse incluem a transformação do setor elétrico, impacto de novas tecnologias, inovação em modelos de negócio para utilities e eficiência energética.

Rubens Rosental é Economista formado na UFRJ, possui Mestrado em Engenharia de Produção na COPPE/UFRJ. É Pesquisador Sênior nas áreas de

Cenários Macroeconômicos, Governança Corporativa e Integração Energética. Ao longo dos últimos anos, participou de pesquisas contratadas por grupos e instituições como EDP, CSN, AES, Unica, Eletrobras, Furnas, Itaipu Binacional, CPFL, ENEVA, LIGHT, ENERGISA e ABRADDEE. É pesquisador da UFRJ, professor da Universidade Candido Mendes e sócio da empresa de pesquisa e consultoria TECHNE-GESEL.

Maria Alice Espinola é Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE-UFRJ, com graduação em Economia pela UFRJ. Egressa do Programa Prossiga/CNPq/MCT, atualmente coordena o desenvolvimento das bibliotecas virtuais do NUCA-IE/UFRJ e realiza estudos nas áreas de inclusão digital, alfabetização digital e cultura informacional-digital na formação profissional. Como pesquisadora do GESEL, exerce a coordenação executiva das Bibliotecas Virtuais do Setor Elétrico. Ao longo dos últimos anos, participou de pesquisas contratadas por grupos como Eletrobras, CPFL, ENEVA e ENERGISA. É sócia da empresa de pesquisa e consultoria TECHNE-GESEL.

Daniel Ferreira é Economista formado pela UFRJ e Mestre em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Atualmente, é Doutorando em Economia da Indústria e da Tecnologia pela UFRJ. É especialista em Economia Industrial, Economia da Regulação, Energias Renováveis, Métodos Quantitativos aplicados à Economia e Planejamento Energético. Além disso, realizou nos últimos anos análises de avaliação de viabilidade financeira de projetos de geração e novas tecnologias, análises insumo-produto, análises estatísticas, e cenários de difusão tecnológica, de consumo de energia e de emissões. No ano de 2018 realizou pesquisas em aplicações de *Big Data Analytics* para o setor elétrico na Universidade do Estado de Las Vegas (UNLV) dentro da parceria entre o GESEL-UFRJ, o Grupo Energisa e a UNLV. Durante esse período também desenvolveu um novo algoritmo sublinear capaz de estimar impactos financeiros de mudanças tarifárias no contexto de *Big Data*.

Max Ramalho é Mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia pela UFRJ. Além disso, possui formação em Relações Internacionais e Ciências Políticas pela University of Aberdeen. Ao longo dos últimos anos, atuou na análise de políticas de incentivos a sistemas fotovoltaicos distribuídos.

Benjamin Bayer é Graduado em Engenharia Industrial e possui Mestrado em Engenharia da Energia Renovável. Atualmente, é Pesquisador Associado na área de energia do IASS Potsdam. É especialista em arcabouços regulatórios, especialmente no âmbito de medidas de *demand response*. Anteriormente, participou da implementação de sistemas fotovoltaicos no Senegal.

