



Experiência Internacional Sobre Recursos Energéticos Distribuídos

Subproduto 1.2

Elaborado para a GIZ



Março de 2020

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Por meio da:



Nº do Contrato: 83338036

Sumário

SUMÁRIO EXECUTIVO	5
1 INTRODUÇÃO	16
2 ESTUDOS DE CASO	20
2.1 Alemanha	20
2.1.1 Políticas para Integração dos RED	22
2.1.2 Regulamentações Técnicas para RED	30
2.1.3 Modelos de Negócios	33
2.1.4 Regulação Econômica	38
2.1.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	45
2.2 Reino Unido	58
2.2.1 Políticas para Integração dos RED	63
2.2.2 Regulamentações Técnicas para RED	68
2.2.3 Modelos de Negócios	74
2.2.4 Regulação Econômica	77
2.2.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	90
2.3 Califórnia	99
2.3.1 Políticas para Integração dos RED	103
2.3.2 Regulamentações Técnicas para RED	108
2.3.3 Modelos de Negócios	112
2.3.4 Regulação Econômica	115
2.3.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	124
2.4 Nova Iorque	135
2.4.1 Políticas para Integração dos RED	138
2.4.2 Regulamentações Técnicas para RED	143
2.4.3 Modelos de Negócios	147
2.4.4 Regulação Econômica	152
2.4.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	160
2.5 Austrália	173
2.5.1 Políticas para Integração dos RED	178
2.5.2 Regulamentações Técnicas para RED	184
2.5.3 Modelos de Negócios	186
2.5.4 Regulação Econômica	189
2.5.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	196
2.6 Chile	212
2.6.1 Políticas para Integração dos RED	215
2.6.2 Regulamentações Técnicas para RED	218

2.6.3 Modelos de Negócios	222
2.6.4 Regulação Econômica	224
2.6.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	230
2.7 Espanha	239
2.7.1 Políticas para Integração dos RED	242
2.7.2 Regulamentações Técnicas para RED	244
2.7.3 Modelos de Negócios	248
2.7.4 Regulação Econômica	250
2.7.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	259
2.8 Itália	268
2.8.1 Políticas para Integração dos RED	270
2.8.2 Regulamentações Técnicas para RED	271
2.8.3 Modelos de Negócios	274
2.8.4 Regulação Econômica	276
2.8.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	287
3 ANÁLISE COMPARATIVA	298
4 CONCLUSÃO	311
5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	314
APÊNDICE I – EXPERIÊNCIAS DE PAÍSES EMERGENTES	378
México	378
Políticas para Integração dos RED	380
Regulamentações Técnicas para RED	382
Modelos de Negócios	386
Regulação Econômica	387
Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	392
Colômbia	400
Políticas para Integração dos RED	404
Regulamentações Técnicas para RED	406
Modelos de Negócios	408
Regulação Econômica	410
Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	417
Índia	424
Políticas para Integração dos RED	426
Regulamentações Técnicas para RED	429
Modelos de Negócios	432
Regulação Econômica	435
Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas	440
APÊNDICE II – PROJETOS PILOTOS COM RED	447

APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.....	471
APÊNDICE IV – DIRETRIZES DE RED APLICADAS AOS ESTADOS-MEMBROS DA UNIÃO EUROPEIA	482

Sumário Executivo

Ao permitirem a descentralização dos sistemas elétricos e um comportamento mais ativo por parte dos usuários, que podem gerenciar suas demandas e injetar energia na rede de baixa tensão ou de média tensão, os recursos energéticos distribuídos (RED) têm promovido profundas transformações na configuração do setor elétrico mundial. No contexto das transformações do setor, as distribuidoras precisam ajustar suas funções atuais e modificar seus procedimentos operacionais de forma a acompanhar o ritmo das mudanças no setor e das necessidades dos consumidores. Além do novo papel adquirido pelas distribuidoras, o contexto de difusão dos RED tem criado também novos modelos de negócios e participantes do setor elétrico, como os agregadores, que podem atuar nesses novos arranjos comerciais, caso a regulamentação permita.

A crescente difusão dos RED tem exigido adequações no ambiente regulatório, de maneira a garantir a integração destes recursos à rede e o funcionamento dos novos modelos de negócios. Diante deste cenário, este documento apresenta e analisa os impactos das experiências internacionais referentes aos modelos regulatórios e às políticas de difusão sobre a integração: (i) da Geração Distribuída; (ii) do Armazenamento Distribuído; (iii) da Resposta da Demanda; (iv) das Microrredes; (v) das Usinas Virtuais e (vi) dos Veículos Elétricos. A análise é feita para uma amostra de 11 jurisdições de países desenvolvidos e emergentes. A amostra compreende: Alemanha, Reino Unido, Califórnia (EUA), Nova Iorque (EUA), Austrália, Chile, Espanha, Itália, México, Colômbia e Índia.

O estudo da experiência internacional mostrou diferentes resultados dos modelos regulatórios adotados em cada país. Em geral, as regulações técnicas impactam o grau de difusão dos RED e o sistema elétrico, o que, consequentemente, afeta os serviços prestados ao consumidor. Já as práticas econômicas, mostraram ter efeitos tanto sobre o nível de disseminação dos RED e do uso eficiente da rede, quanto sobre a sustentabilidade financeira das distribuidoras e as tarifas dos consumidores.

Regulações Técnicas e Impactos

As normas para conexão de RED têm se aperfeiçoado para adequação ao contexto de aumento da penetração desses recursos, que podem ocasionar desvios na segurança e na qualidade do sistema de energia elétrica. O estágio atual em relação aos aspectos gerais que são permitidos nas regulamentações de cada país quanto ao uso dos RED é apresentado na Tabela 1.

Em geral, os países desenvolvidos possuem regulamentações mais avançadas do que nos países emergentes, o que favorece a integração dos RED em níveis mais elevados de difusão. Alemanha, Reino Unido, Califórnia e Nova Iorque, por exemplo, já possuem regulamentação para atuação de agregadores. No caso dos países emergentes, destacam-se a Colômbia, pela existência de uma regulamentação para agregadores e o Chile, pela recente regulamentação que possibilita a prestação de serviços ancilares por RED (Tabela 1). Por outro lado, no Chile, a ausência de procedimentos de permissão, padrões técnicos e regras de conexão à rede representa barreiras à ampla adoção de geração distribuída. Já no México, falta um conjunto uniforme nacional de certificação e instalação com requisitos e processos padronizados de equipamentos relacionado ao RED.

Na Austrália, onde a difusão dos RED impôs importantes desafios à rede local como problemas crescentes de não conformidade de tensão, a regulação técnica tem exigido inversores com capacidade de resposta Volt-Watt e Volt-Var como requisito para conexão à rede por novos sistemas de recursos distribuídos, o que contribui para reduzir a necessidade da restrição à exportação de energia, frequentemente adotada pelas distribuidoras para garantir a segurança da rede. Outra importante prática técnica adotada devido à elevada difusão de RED, especialmente nas redes de baixa tensão é a interface de conexão realizada por equipamento de eletrônica de potência na Alemanha, cuja regulação é mais rigorosa quando comparada às práticas em outros países europeus. Este equipamento deve seguir estratégias de controle dos inversores que garantem potência ativa e reativa.

As jurisdições analisadas dos Estados Unidos também estão entre as que apresentam melhores práticas de regulação técnica. Em ambos os estados os procedimentos de regulação técnica aplicados à geração distribuída tiveram início

em 1999 e tem sofrido alterações à medida que a capacidade instalada de RED vem aumentando.

No caso da Califórnia, não há limites para o tamanho dos sistemas de geração distribuída instalados, mas é exigido que os sistemas de geração distribuída instalados na área de atuação das distribuidoras sejam dimensionados de acordo com a carga dos usuários. A regulação técnica da Califórnia também exige, desde 2014, que todos os novos sistemas conectados às redes das IOU utilizem inversores inteligentes com maior capacidade de suportar distúrbios na rede e capazes de realizar atividades relacionadas ao controle de Volt-Var e Volt- Watt. Além disso, foi exigido em 2019, que todos os inversores tivessem capacidade de se comunicar e ser controlado pela distribuidora ou agregador.

Em relação à experiência de regulação técnica desenvolvida em Nova Iorque, esta também tem sofrido mudanças à medida que a difusão de RED aumenta no estado. No entanto, as mudanças aplicadas em Nova Iorque se encontram em um estágio menos avançado do que na Califórnia. No que se refere ao tamanho dos sistemas contemplados pela geração distribuída de Nova Iorque, estes foram ampliados de 2 para 5 MW durante o ano de 2016. Esta ação fez com que as aplicações para conexão de GD aumentassem consideravelmente no estado. A instalação de inversores inteligentes não é obrigatória nos sistemas instalados na área de atuação das distribuidoras de Nova Iorque. Além disso, o armazenamento de energia foi regulamentado no estado a partir de 2018.

Tabela 1 – Aspectos Gerais Permitidos nas Regulações de Cada País Quanto ao Uso dos RED

Parâmetros		Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália
Geração Distribuída	Autoconsumo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Injeção de energia na rede	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Armazenamento Distribuído	Autoconsumo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	o	✓	✓	✓
	Injeção de energia na rede	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	o	✓	✓
	Serviços ancilares	✓	✓	✓	✓	✓	o	x	x	x	o	o
Veículo Elétrico	Recarga residencial com medidor exclusivo	✓	✓	x	✓	x	x	x	✓	o	✓	x
	Injeção de energia na rede (V2G)	o	o	o	o	-	x	x	x	x	o	o
Resposta da Demanda / Usinas	Regulamentação para agregadores	✓	✓	✓	✓	o	-	x	-	✓	o	o
Microrredes	Regulamentação	o	-	o	o	o	o	o	o	o	-	-

Legenda: (✓) – RED / serviço identificado / praticado no país; (x) – RED / serviço não praticado no país; (o) – RED /estágio inicial/ serviço em fase de testes / projeto piloto; (-) – RED / serviço não identificado para o país.

No que se refere aos impactos no sistema elétrico, a maioria das jurisdições analisadas apresentaram melhorias na qualidade do serviço prestado quando da difusão dos recursos energéticos distribuídos. Na Alemanha, Reino Unido, Austrália, México, Índia e na Califórnia houve aumento na confiabilidade da rede. As empresas de rede (IOU) na Califórnia, por exemplo, apresentaram medidas de confiabilidade superiores à média norte americana.

Destaca-se também a jurisdição de Nova Iorque, cujas alternativas *Non-Wire* (NWA) contribuíram para a redução da demanda de pico e os RED ainda não geraram impactos negativos significativos sobre o sistema elétrico. Adicionalmente, os RED, especialmente sistemas de armazenamento, microrredes e programas de resposta da demanda, têm possibilitado melhorias na qualidade dos serviços prestados ao tornarem as redes mais resilientes a efeitos climáticos e atípicos na Austrália, Colômbia, Califórnia e Nova Iorque.

Já no Chile, o aumento da capacidade de geração de energia limpa intermitente em conjunto com a redução da demanda por energia da rede gerou necessidade de cortes na geração de algumas usinas de energia renovável. Na Itália, as usinas de grande escala provocaram problemas de congestionamento nas linhas de transmissão e instabilidade na rede de distribuição.

O congestionamento na rede ou problemas de conformidade de tensão em locais onde há elevada difusão de RED já vem ocorrendo em países como Alemanha, Itália e Austrália. Neste último, programas como o *Moving to a Two Sided Market* visam, entre outras medidas, tornar o mercado australiano efetivamente bidirecional e, encerrar a necessidade de restrição atual do nível de eletricidade pelo qual o RED pode exportar para a rede.

Regulações Econômicas e Impactos

Para assegurar maior confiabilidade e flexibilidade da rede, os reguladores de jurisdições como Alemanha, Austrália, Itália e Califórnia apontam a necessidade de mecanismos que garantam a sustentabilidade financeira das distribuidoras em um contexto de queda de consumo e da necessidade de elevados investimentos para

adaptar a rede à maior presença de RED. Importantes mecanismos utilizados pelos reguladores são o *Revenue-Cap* e o *decoupling*.

Por outro lado, esses regimes têm resultado em aumentos nas tarifas dos consumidores, como verificado principalmente na Alemanha e na Califórnia. Em particular, elevados investimentos reconhecidos na receita permitida das empresas de rede californianas estão onerando sobremaneira os usuários da rede. Tais investimentos têm sido executados para aumentar a confiabilidade dos serviços, diante da alta complexidade e imprevisibilidade da rede devido à significativa penetração de RED na jurisdição.

Observou-se aumento nas contas dos consumidores também na Austrália, Itália e Colômbia. O próprio regulador de Nova Iorque avalia que o uso de *decoupling* em conjunto com tarifas volumétricas pode onerar os consumidores que não possuem RED, especialmente os de baixa renda. Para mitigar este efeito, são aplicadas tarifas que possuem componentes fixas. Nesta jurisdição, a política do REV e o estímulo a alternativas de RED (*Non-Wire Alternatives*) em detrimento dos tradicionais gastos de capital, através do protagonismo adotado pelas distribuidoras, reduziram a diferença entre as tarifas do estado e as tarifas médias nacionais. O uso de NWA também é considerado nos incentivos aplicados pelo regulador da Califórnia e na avaliação de novos investimentos na Austrália.

O regime regulatório RIIO, aplicado pelo OFGEM no Reino Unido, tem obtido sucesso na difusão dos RED, na melhoria da sustentabilidade financeira das distribuidoras e do sistema elétrico. Na Espanha, o modelo de rede de referência combinando os modos *brownfield* e *greenfield* contribui para a redução de custos por parte da distribuidora e não conduz a um descolamento entre a rede da distribuidora e a rede ideal. Um importante fator na regulação espanhola é o reconhecimento de novos investimentos necessários para a inclusão de energias renováveis e a digitalização da rede na receita permitida das distribuidoras.

Os principais aspectos relacionados à definição da receita regulatória em cada país analisado são mostrados na Tabela 2. Observa-se maior presença de modelos com *Revenue-Cap*, em uma abordagem *Forward Looking*, com custos plurianuais reconhecidos na tarifa e ciclos tarifários de 5 anos. Ademais, apenas o Reino Unido

aplica uma abordagem TOTEX, voltada para uma equalização dos incentivos entre CAPEX e OPEX e alguns países como Itália e Austrália estudam a implantação desta abordagem.

A influência dos RED nos custos de rede, em geral, é mais alta nos países desenvolvidos, exceto na Alemanha, onde a consideração de parâmetros de GD são apenas opcionais nos modelos de *benchmarking*. Já para os países emergentes, não há influência dos RED nos custos de rede, exceto no caso do Chile onde a GD é levada em consideração para a projeção do modelo de rede de referência.

Por sua vez, os mecanismos de incerteza para mitigação de erros de projeção são empregados apenas no Reino Unido, na Califórnia e em Nova Iorque de forma associada às alterações causadas pela difusão dos RED, como é o caso do *decoupling* nas jurisdições dos EUA. Países como Alemanha e Colômbia, por exemplo, realizam ajustes anuais nos investimentos para considerar os desembolsos realizados pelas próprias distribuidoras, embora não seja possível afirmar que tais práticas foram adotadas devido ao RED. Apesar dos ajustes, as regulações nestes países adotam um esquema que não induz à eficiência, tendo uma característica similar a de custo do serviço.

Tabela 2 – Comparação de Aspectos Relacionados à Receita Regulatória

Parâmetro	Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália
Regime de Regulação	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Híbrido¹</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Price Cap</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Híbrido²</i>
Ciclo	5 anos	8 anos	3 anos	3 anos	5 anos	4 anos	5 anos	3 anos	5 anos	6 anos	8 anos
Reconhecimento de Custos	Plurianual	Plurianual	Anual	Plurianual	Plurianual	Plurianual	Plurianual	Anual	Plurianual	Plurianual	Anual
Influência dos REDs nos Custos	Baixa	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	-	-	-	Alta	Alta
Equalização CAPEX / OPEX	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Abordagem OPEX	<i>Backward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>
Mecanismo de Incerteza	Não	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não

1. Custo do Serviço + *Performance Based Rate*; 2. *Price Cap* + *Rate of Return*.

Em relação à estrutura tarifária, conforme apresentado na Tabela 3, observa-se a presença de componentes fixos/demanda na maioria dos países, aplicados com o objetivo de redução dos subsídios cruzados causados pelo menor uso da rede por parte dos *prosumidores*. Na Austrália, a tarifa de demanda também é citada pela distribuidora como um mecanismo que pode melhorar o gerenciamento do consumo durante os horários de pico. No entanto, é importante ressaltar que a cobrança fixa não pode ser tão elevada a ponto de afastar a presença dos *prosumidores* como na Espanha e onerar consumidores baixa renda.

Quanto aos sinais temporais, a maioria dos países também os aplicam, apresentando uma granularidade maior na média/alta tensão. Na Austrália, por exemplo, a aplicação de tarifas com sinalização temporal é defendida pela distribuidora Ausgrid para imputar os custos incorridos no sistema por cada usuário e sinalizar os benefícios causados pelo autoconsumo durante os horários de pico do sistema. Já na Alemanha, IEA (2020) sinaliza que, embora tarifas interrompíveis auxiliem no alívio da carga do sistema, a falta de tarifas variantes no tempo pode impactar a implantação planejada da infraestrutura de recarga de veículos elétricos, enquanto a ausência de sinais locais na tarifa implica que *prosumidores* e agregadores não são estimulados a gerar e adquirir energia renovável em áreas cujas redes não estão congestionadas.

Para auxiliar no uso eficiente da rede também existem, atualmente, remunerações com sinais temporais e/ou locais para energia injetada, como é o caso do mecanismo VDER em Nova Iorque que possui ambas sinalizações, incentivando o prosumidor a injetar energia na rede nos momentos e locais que a rede mais necessita. Outro exemplo, é o caso da *feed in* com sinalização temporal aplicada na Austrália.

Tabela 3 – Comparação de Aspectos Relacionados à Estrutura Tarifária

Parâmetro	Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália
Usuários BT	Fixo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓
	Volumétrica	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Demanda	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	-	✓	✓
	Excedente Reativo	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-
	Temporal	Interrompível	TOU	TOU / CPP / RTP	TOU	TOU	TOU	TOU	-	TOU	TOU
	Postos Tarifários	2	2 / 3	3	2 / 3	3	2	4	-	2 / 3	3
Usuários MT/AT	Fixo	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓
	Volumétrica	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Demanda	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓
	Excedente Reativo	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-
	Temporal	-	TOU	TOU / CPP / RTP / Interrompível	TOU	TOU	TOU	TOU	TOU	TOU	-
	Postos Tarifários	-	2 / 3	3/+	2 / 3	3	2	4	3	6	-

Legenda: Time of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) e Real Time Pricing (RTP).

Em função dos impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos, alguns países desenvolvidos têm promovido ou sinalizado ajustes importantes no ambiente regulatório. Um exemplo é o modelo RIIIO, que, embora apresente bons resultados, o regulador britânico já avalia a necessidade de aperfeiçoamentos para o próximo ciclo tarifário, de forma a aumentar a eficiência das distribuidoras e, conseqüentemente, viabilizar uma maior redução das tarifas para os consumidores. A Itália é outro exemplo de país que está adequando o seu modelo regulatório em função dos RED. O regulador italiano aponta para o uso de uma abordagem *Forward Looking* e do modelo de remuneração TOTEX para os próximos anos, além de considerar um mecanismo de incentivo à qualidade da informação (IQI) e o uso de menu de contratos. Já o regulador chileno aponta para uma mudança do regime *Price-Cap* para o *Revenue-Cap*, com objetivo de possibilitar que as distribuidoras adaptem suas redes à crescente penetração dos RED, e a alteração do modelo de rede de referência baseado em uma rede virtualmente concebida a partir do zero para um modo *brownfield*, com vistas a promover projeções mais próximas à realidade dos ativos presentes na rede de cada distribuidora, que podem ter diferentes penetrações de RED.

Especificamente sobre impactos na rede, observa-se que países que tem apresentando problemas quanto ao congestionamento ou de conformidade de tensão em locais de elevada difusão dos RED, sinalizam a necessidade de um modelo (ex: *Revenue Cap*) que permita à distribuidora realizar os investimentos necessários para garantir a confiabilidade e flexibilidade da rede, além da introdução de sinais locacionais na tarifa.

1 Introdução

O setor elétrico mundial passou nos últimos anos por profundas transformações que impactaram a sua configuração tradicional observada ao longo do século XX, apoiada em um sistema centralizado de geração de energia com fluxos unidirecionais em direção aos consumidores finais. Estas mudanças foram geradas pela difusão dos recursos energéticos distribuídos (RED), que permitem a descentralização dos sistemas elétricos e um comportamento mais ativo por parte dos usuários, que podem gerenciar suas demandas e injetar energia na rede em diferentes partes, tanto na baixa tensão como na média tensão.

A difusão dos RED nos últimos anos ocorreu principalmente em função do avanço tecnológico e da motivação dos agentes em reduzir a emissão de carbono no mundo. Neste contexto, governos de diversos países promoveram políticas públicas que ofereciam níveis significativos de subsídios para fomentar o uso destes recursos. Entre os RED, por um lado destaca-se a ampla difusão da Geração Distribuída (GD) em alguns países, enquanto, por outro lado, o Armazenamento Distribuído e os Veículos Elétricos dependem de um maior avanço tecnológico e da melhoria do seu custo-benefício para expandir a sua utilização.

Para acompanhar o ritmo da transformação do setor de energia elétrica e das necessidades dos clientes, as distribuidoras precisam ajustar suas funções atuais e modificar seus procedimentos operacionais. Em seu novo papel, as distribuidoras podem, caso permitido na regulamentação, operar os RED e fornecer serviços que busquem a integração eficiente e equitativa destes recursos.

A difusão dos RED tem criado novos modelos de negócios com a participação de diversos agentes no setor elétrico, incluindo novos participantes, como os agregadores, que podem atuar nesses novos arranjos comerciais, caso a regulamentação permita. Logo, são necessárias adequações no ambiente regulatório vigente para propiciar a integração dos RED e o funcionamento dos modelos de negócios envolvendo esses recursos de modo a preservar a

sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de energia elétrica e, ao mesmo tempo, não onerar de sobremaneira os consumidores e *prosumidores*¹.

Quando se trata de adequações no ambiente regulatório², devem ser avaliadas duas linhas de atuação. Uma primeira requer a revisão da política energética do país, com consequente revisão do marco legal e regulatório. Outra se refere ao âmbito da regulação, com revisão do regime regulatório, dos modelos de remuneração e dos modelos tarifários.

Este documento tem como objetivo geral apresentar e analisar as práticas internacionais de modelos regulatórios e de políticas de difusão adotados em diversas jurisdições e os seus impactos na integração dos RED. Para este relatório foi considerada uma amostra de 11 jurisdições de países desenvolvidos e emergentes. As jurisdições de países desenvolvidos são aquelas de vanguarda, que fizeram reformas inovadoras em seus modelos regulatórios e nas políticas energéticas para integração dos RED. Este grupo compreende: Alemanha, Reino Unido, Itália, Espanha, Califórnia (EUA), Nova Iorque (EUA) e Austrália. Os países emergentes analisados são aqueles com níveis mais baixos de difusão de RED e que estão em um estágio anterior quanto a reformas em seus modelos regulatórios e políticas energéticas para integração dos RED. Este grupo possui realidades mais próximas à do Brasil e compreende os seguintes países: Chile, Colômbia, Índia e México.

Este documento está dividido em quatro seções, incluindo esta introdução. A segunda seção apresenta os estudos de caso de 8 países, considerando todos os

¹ Com a difusão dos recursos energéticos distribuídos, muitos consumidores estão se tornando o que alguns autores chamam de “*prosumidores*” (termo derivado do inglês, “*prosumer*”), isto é, um usuário da rede de distribuição que pode tanto produzir como consumir energia elétrica.

² Diversas iniciativas de estudos e discussões sobre a modernização do setor elétrico vem sendo realizadas pelos agentes setoriais. Destacam-se a Consulta Pública nº 33/2017 do Ministério de Minas e Energia (MME) e o Grupo de Trabalho para Modernização do Setor Elétrico criado pelo MME através da Portaria nº 187/2019.

países desenvolvidos e o Chile como exemplo do caso de um país emergente³. A terceira seção mostra um comparativo dos impactos das regulações técnicas e econômicas entre todas as jurisdições analisadas quanto à difusão dos RED, tarifas dos consumidores, sustentabilidade financeira das distribuidoras e no sistema de energia elétrica. A quarta e última seção traz a conclusão sobre a análise da experiência internacional. Os países que não constam do corpo principal do documento⁴ são apresentados no Apêndice I, enquanto o Apêndice II descreve alguns projetos pilotos realizados com RED em todos os países e o Apêndice III sintetiza os principais pontos de normas técnicas internacionais para conexão de RED.

A Tabela 4 apresenta a lista dos RED cujas informações de políticas de integração, regulamentação técnica e modelos de negócios são abordadas em cada jurisdição.

³ Este país foi selecionado principalmente por: (i) ter influência dos RED nos custos de rede em seu modelo de rede de referência, sobre o qual o regulador já estuda importantes mudanças em função dos recursos energéticos distribuídos; e (ii) ter entrado em vigor este ano regulamentação que permite a prestação de serviços ancilares por estes recursos.

⁴ Colômbia, México e Índia.

Tabela 4 – Recursos Energéticos Distribuídos Abordados em Cada Jurisdição

País	Geração Distribuída	Armazenamento de Energia	Resposta da Demanda	Microrredes	Usinas Virtuais	Veículos Elétricos
 Alemanha	✓	✓	✓		✓	✓
 Reino Unido	✓	✓	✓		✓	✓
 Estados Unidos (Califórnia)	✓	✓	✓	✓		✓
 Estados Unidos (Nova York)	✓	✓	✓	✓		✓
 Austrália	✓	✓	✓	✓	✓	✓
 Chile	✓	✓				✓
 Espanha	✓	✓	✓			✓
 Itália	✓	✓	✓		✓	✓
 México	✓			✓		✓
 Colômbia	✓	✓	✓	✓		✓
 Índia	✓	✓		✓	✓	✓

Legenda: (✓) – RED / serviço identificado / praticado no país

2 Estudos de Caso

A seguir são apresentadas as experiências de alguns países com a integração de recursos energéticos distribuídos.

2.1 ALEMANHA

Impulsionado pelas mudanças de diretrizes do mercado europeu, que orientou os mercados elétricos dos países membros da União Europeia para a liberalização, o setor elétrico alemão iniciou a primeira fase de sua reforma em 1998 através da criação da Lei das Indústrias e Combustíveis. Entre 1998 e 2005, teve início o processo de desverticalização e da promoção do acesso de agentes privados no setor.

O setor elétrico alemão, foi dividido em, basicamente, dois grupos de atividades: as competitivas – que correspondem à geração e comercialização de energia – e as de monopólio natural – representadas pelos segmentos de transmissão e de distribuição. Cabe destacar que a comercialização de energia elétrica é ainda segregada em dois mercados: o atacadista – em que a energia pode ser comercializada através do mercado *spot* ou diretamente entre os agentes, com este último verificando preços acordados entre as partes – e o varejista – em que os consumidores finais podem escolher o comercializador do qual irão contratar a energia.

A segunda fase da reforma alemã, iniciada em 2005 com a criação da Agência Federal de Rede (*Bundesnetzagentur* - BNetzA), agência reguladora instituída pela Lei da Indústria de Energia (*Energiewirtschaftsgesetz* – EnWG), estende-se até os dias atuais. Como principais atividades, o regulador é responsável por supervisionar as atividades de transmissão e distribuição, regulando tarifas de uso das redes e garantindo o livre acesso a elas, bem como a qualidade do fornecimento e da energia elétrica.

Uma vez ao ano, como parte de suas atividades de fiscalização e de monitoramento, o BNetzA emite um relatório com os principais indicadores do setor elétrico, inclusive os relativos à evolução da participação dos diversos tipos de

RED, que posteriormente é enviado à Comissão Europeia (*European Commission* – EC) e à Agência de Cooperação dos reguladores de Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – ACER). O relatório é realizado a partir de informações disponibilizadas pelas empresas de distribuição ao longo do ano corrente (Bundesnetzagentur, 2016).

Em 2019, existiam 906 Operadores de Rede de Distribuição (*Distribution System Operators*, DSO) registrados no BNetzA, dos quais 20 respondem por mais de 60% de todo o mercado de energia elétrica alemão. Conforme disposto na Lei da Indústria de Energia (*Energiewirtschaftsgesetz* – EnWG), os grandes DSOs foram desagregados do segmento de comercialização. Esta regra, contudo, não se aplica aos DSOs com menos de 100 mil usuários. Isso significa que 90% dos operadores integram, em uma mesma empresa, os serviços de distribuição e comercialização de energia.

A regulação setorial alemã prevê que os DSOs também atuem como facilitadores da difusão dos recursos energéticos distribuídos, garantindo: (i) conexão prioritária aos *prosumidores*; (ii) incentivos ao desenvolvimento de plataformas virtuais de gerenciamento de energia; e (iii) infraestrutura para a recarga de veículos elétricos, incluindo medidores e esquemas de faturamento (The Law Reviews, 2019).

Por fim, em relação ao setor de transmissão, atualmente existem 4 grandes companhias independentes que operam no sistema de transmissão: 50Hertz GmbH – nos estados do leste da Alemanha e em Hamburgo –, Amprion GmbH – nos estados da Renânia do Norte-Vestflália, Renânia-Palatinato, Sarre e partes de Hesse e Bavieia –, TenneT TSO GmbH – nos estados de Eslésvico-Holsácia, Baixa Saxônia, Bremen e partes de Hesse e Baviera – e TransnetBW GmbH – no estado de Baden-Württemberg. A Figura 1 ilustra as áreas de atuação de cada um dos Operadores de Rede de Transmissão (*Transmission System Operators*, TSO).



Fonte: Global Transmission Report (2020).

Figura 1 – Áreas de Atuação dos Operadores de Rede de Transmissão

2.1.1 Políticas para Integração dos RED

A reforma no setor elétrico alemão impulsionou a criação de incentivos para a inserção gradativamente crescente de energia limpa na matriz elétrica nacional. A implantação de fontes renováveis em larga escala iniciou a partir da promulgação, em 2000, da Lei de Fontes de Energia Renovável (*Erneuerbare Energien Gesetz – EEG*), que visava principalmente ao desenvolvimento de novas tecnologias para o setor.

Paralelamente à EEG, em 2007, o Governo Federal Alemão instituiu uma portaria que, posteriormente, implantou no país o regime de Regulação por Incentivos (*Anreizregulierungsverordnung – ARegV*). A ARegV é aplicada a todos os operadores de rede de distribuição e transmissão de energia elétrica (Matschoss, 2018).

Adicionalmente, como parte da segunda fase da reforma do setor elétrico alemão, em 2010 foi introduzido o Marco Legal de Transição Energética (*Energiewende*). Esta iniciativa do Governo tem por objetivo incentivar o aumento da participação das fontes renováveis de energia na geração, bem como reduzir gradativamente a

dependência das usinas nucleares. Esta última meta foi impulsionada, principalmente, após o acidente nuclear ocorrido em Fukushima, em 2011. A Tabela 5 demonstra as principais metas estabelecidas pela *Energiewende*.

Tabela 5 – Principais Metas do Marco Legal de Transição Energética

Principais Metas	2020	2030	2040	2050
Participação de energia renovável no consumo final de energia.	18%	30%	45%	60%
Participação de energia renovável na geração de eletricidade.	35%	50%	65%	80%
Redução da demanda de energia primária (comparado a 2008).	20%	-	-	50%

Fonte: (PWC, 2014).

Em 2012, o Governo criou o programa *Sheddable Load Act* (*Abschaltbare Lasten Verordnung - AbLaV*), com o objetivo de reduzir o impacto das energias intermitentes e aumentar a segurança do sistema. Por meio do AbLaV, o Operador do Sistema de Transmissão alemão pode pagar uma taxa, definida em leilões competitivos semanais, às unidades de carga interrompíveis em troca da redução do consumo quando necessário.

Devido à participação limitada nos primeiros anos (apenas sete contratos), uma revisão foi realizada em 2016 para atrair mais consumidores ao programa. Entre as mudanças estão (i) a redução do tamanho das ofertas mínimas nos leilões competitivos semanais de 50 para 5 MW, o que possibilitou a participação de clientes de média tensão; (ii) a diminuição dos requisitos mínimos de conexão à rede das unidades de 110 kV para 20 kV; (iii) o estabelecimento de um limite de contratação de capacidade pelo operador do sistema de transmissão, de contratar até 750 MW; e (iv) os pagamentos pela disponibilidade das unidades são baseados no resultado de um leilão competitivo e foram limitados a 500 €/MW/semana e os pagamentos por ativação ou utilização das unidades não devem ser superiores a 400 €/MWh (Wohlfarth, et al., 2018); (Valdes, et al., 2019).

Em 2016, em resposta à integração das energias renováveis à matriz elétrica alemã, foi criado o "*Mercado de Energia 2.0*" (*Strommarktgesetz*), uma emenda à Lei da Indústria de Energia. Essencialmente, foram definidas diretrizes para promoção da flexibilidade da demanda e da oferta, bem como a integração da Alemanha aos mercados europeus de eletricidade. O *Strommarktgesetz* introduziu o conceito de carga interrompível como uma medida de redução dos picos diários da curva de demanda, aumentando a confiabilidade do sistema e reduzindo a necessidade de expansão das redes de distribuição.

Ainda em 2016, a promulgação da Lei de Digitalização da Transição Energética (*Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*) representou um passo adicional na promoção da flexibilização da demanda e na criação de uma infraestrutura de rede inteligente na Alemanha. A lei especifica prazos, condições e requisitos tecnológicos para a implantação de medidores avançados e define padrões de segurança de dados. Em síntese, os requisitos de segurança previstos nesta lei definem que os dados obtidos por meio de *smart meters*: (i) somente poderão ser utilizados para fins do setor elétrico, expressamente declarados na lei; (ii) serão transmitidos para o DSO apenas de forma anônima, descaracterizada para evitar a identificação dos indivíduos ou criptografada.

A Figura 2 ilustra os dois principais atos regulatórios de incentivo à geração renovável e ao desenvolvimento de redes inteligentes para o setor alemão de distribuição de energia elétrica.

Evento	Data	Descrição
Lei de Digitalização da Transição Energética	2016	– Prazo para instalação de infraestrutura seletiva de medição avançada. – Padrões de segurança de dados.

Lei para o Desenvolvimento do Mercado de Eletricidade	2016	– Esclarecimento do <i>status</i> legal de veículos elétricos cobrando infraestrutura para explorar o potencial de flexibilidade. – Reforma das tarifas de rede. – Abertura de mercados de balanceamento. – Maior transparência do mercado. – Manutenção do pico da demanda para redução dos requisitos de planejamento de rede. – TSOs obrigados a manter reserva de capacidade não operacional.

Fonte: Adaptado de AHEAD (2019).

Figura 2 – Atos Regulatórios sobre Geração Renovável e Mecanismos de Incentivos às Redes Inteligentes

Geração Distribuída

A EEG baseou-se em um esquema tarifário conhecido por *Feed-in-Tariffs* (FiT) para remunerar a energia injetada na rede. De acordo com essa abordagem, visava-se ao desenho de políticas para criar um nicho protegido no qual as novas tecnologias pudessem se desenvolver até o estabelecimento de condições equivalentes em relação ao mercado existente à época. Entretanto, a relutância das grandes empresas no envolvimento do ambiente de energias renováveis levou a um *design* especificamente adaptado aos pequenos investidores (geração distribuída), com a concessão de subsídios e despachos prioritários para *prosumidores*.

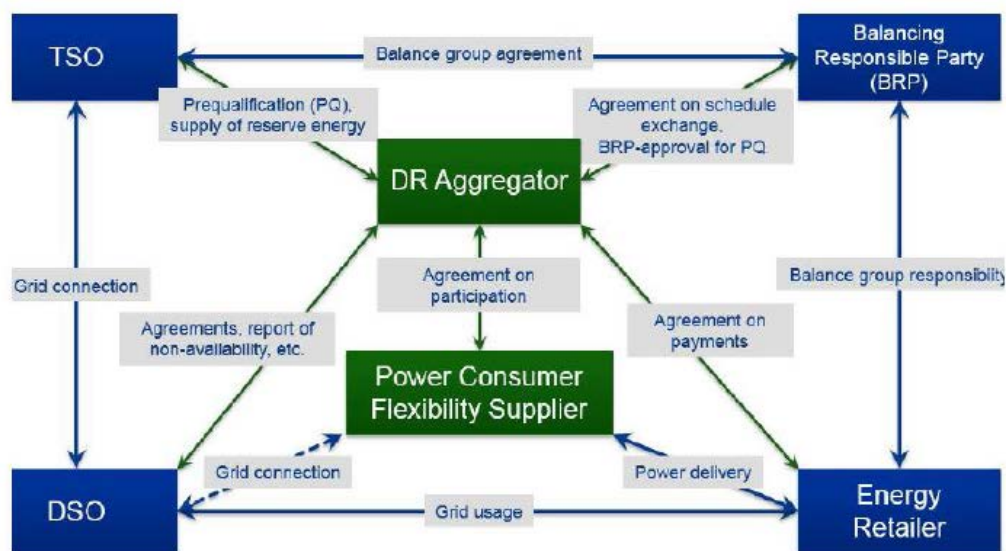
As principais diretrizes da EEG para o esquema *feed-in* definem que os contratos de compra de energia sejam de longo prazo (20 a 30 anos) e com preços fixos para os diferentes tipos e classes de tecnologia de geração renovável. Ainda, os contratos devem garantir a injeção de energia no sistema independentemente das condições da rede e do mercado (prioridade de despacho). Os Operadores de Redes de Transmissão (TSO) são partes integrantes dos contratos e têm garantida, por lei, a recuperação dos seus custos incorridos devido à venda de energia renovável ao mercado, por meio da cobrança de uma tarifa aos consumidores que visa cobrir a diferença entre preços normais de mercado e os do esquema *feed-in*.

A EEG inclui dois outros incentivos à geração distribuída (GD). O primeiro é uma cláusula que determina que a produção para consumo próprio seja isenta de qualquer cobrança. O segundo é a obrigação de que os Operadores da Rede de Distribuição (DSO) conectem usinas renováveis sem demora injustificada e, caso necessário, realizem as obras no sistema para a interconexão dos novos geradores.

Resposta da Demanda

Com relação aos agregadores, a EEG estabelece que para estes atuarem no setor elétrico alemão, faz-se necessária a celebração de contratos bilaterais com diversos participantes do mercado. O agregador precisa, obrigatoriamente, firmar contratos com: (i) os consumidores; (ii) o TSO; (iii) o DSO; (iv) um Grupo de Responsabilidade de Balanço (*Balancing Responsible Party* – BRP); e (v) a empresa supridora de energia (GoFLEX, 2017).

O Ministério Federal Alemão para Assuntos Econômicos e Energia (*German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy - BMWi*) criou uma série de medidas fiscais com vistas a facilitar a atuação dos agregadores nos mercados atacadistas de energia e de resposta da demanda (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2016). A Figura 3 ilustra os requisitos necessários para a operação de um agregador.



Fonte: GoFLEX (2017).

Figura 3 – Contratos Necessários ara Atuação de Agregadores na Alemanha

Na Alemanha, os agregadores – ou DSM Service Companies – desempenham importantes funções em identificar cargas potenciais para formar parte do programa de reposta da demanda, tal como ocorre atualmente nos EUA. Além disso, também atuam na oferta de serviços ancilares aos Operadores de Rede, tal como será exemplificado na seção de Modelos de Negócio.

Como forma de incentivo ao desenvolvimento do mercado de respostas da demanda, o Ministério Federal Alemão para Assuntos Econômicos e Energia (*German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy - BMWi*) criou uma série de medidas fiscais com vistas a facilitar a atuação dos agregadores (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2016). Os agregadores são figuras essenciais também para o funcionamento dos mercados atacadistas e das usinas virtuais no país, como será descrito na seção de Modelo de Negócios.

Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento distribuído de energia são partes integrantes da política de energética alemã (*Energiewende*). Para alcançar os objetivos dispostos na EEG, o setor elétrico alemão vem deparando-se com a necessidade de

armazenar a energia produzida a partir de fontes renováveis, devido a sua intermitência e flutuações intrínsecas. Neste sentido, o crescimento pela instalação de sistemas de armazenamento distribuído de energia, de pequeno e grande porte, é notório, principalmente para auxiliar na manutenção da segurança e da confiabilidade do sistema elétrico (Germany Trade & Invest, 2019).

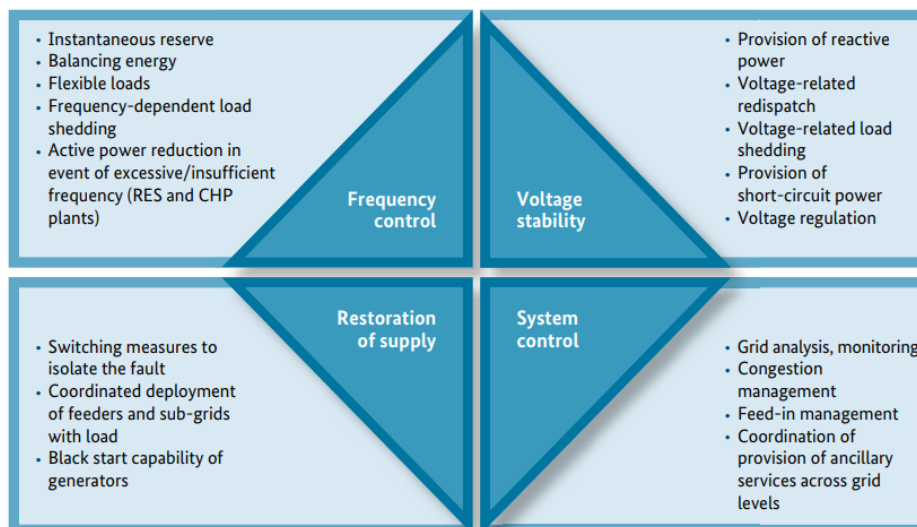
Conforme disposto na EEG, os sistemas de armazenamento estão aptos a participarem como partes integrantes do sistema elétrico alemão, desde que atendam a alguns requisitos técnicos para medição e para injeção de energia na rede. Além disso, também especifica a não sobretaxação da energia armazenada em tais sistemas, desde que esta seja injetada na rede atendida por um Operador. No que concerne à remuneração, a EEG 2017 considera que a energia injetada pelos sistemas de armazenamento de energia está qualificada para ser remunerada pela tarifa *feed-in (Marktprämie)* (Norton Rose Fulbright, 2017).

Adicionalmente, o regulador alemão prevê, para os próximos anos, maior integração deste RED, que poderá funcionar como catalizador de portfólio de serviços ancilares atualmente existente no setor elétrico alemão⁵. Atualmente, os sistemas de armazenamento residenciais/comerciais existentes na Alemanha podem participar do mercado de serviços ancilares por meio da intermediação de agregadores, conforme será exemplificado na seção de Modelos de Negócios.

Segundo estudo realizado pela *German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy – BMWi*, a previsão do crescimento da oferta de serviços ancilares até 2030 será motivada, entre outros fatores, pela participação ascendente do armazenamento distribuído no sistema elétrico (BMWi, 2016). A Figura 4 ilustra o

⁵ Segundo Germany Energy Agency (2018), os serviços ancilares oferecidos atualmente no setor elétrico alemão são segregados em quatro grandes grupos: (i) controle de frequência – reserva instantânea, balanço de energia, flexibilização de cargas; (ii) controle de tensão – regulação de tensão, previsão de potência de curto circuito, previsão de potência reativa; (iii) reestabelecimento de sistemas – chaveamento e comissionamento de cargas; e (iv) controle de sistemas – análise e monitoramento de rede, gerenciamento de sobrecarga.

cenário prospectado para 2030 de oferta de serviços ancilares impulsionado pelo crescimento de participação de RED.



Fonte: BMWi (2016).

Figura 4 – Serviços Ancilares Previstos para Operação do Sistema Elétrico Alemão em 2030

Microrredes

Na Alemanha, o conceito de integração de microrredes ao sistema elétrico regulado está em processo de difusão. Dado que a malha de rede elétrica do país atende a quase totalidade do território, a existência de microrredes como um recurso para suprimento elétrico de áreas isoladas ao sistema nacional era remota. Entretanto, com o aumento da participação da geração distribuída na Alemanha, a conexão destes sistemas ao segmento de distribuição vem tornando-se cada vez mais recorrente, juntamente com um crescimento gradativo da participação das microrredes.

Segundo Lexology (2019), algumas microrredes existentes na Alemanha são consideradas partes integrantes do sistema elétrico e, portanto, são reguladas pelas normas aplicáveis aos Operadores de Rede (OR). Já outras, comumente de propriedade privada, são reconhecidas pelo Regulador, porém isentas de várias

obrigações previstas ao OR, tais como conectar novos clientes, atender aos padrões de qualidade, etc.

Conforme mencionado por Lexology (2019), o BNetzA reconhece a dificuldade de classificação dos tipos de microrredes existentes no país, bem como suas contribuições ao sistema elétrico alemão. Com isso, atualmente, ainda não há regras específicas a serem aplicadas a este RED.

2.1.2 Regulamentações Técnicas para RED

Geração Distribuída

A EEG de 2000 também define requisitos técnicos para que a geração distribuída de fontes hídricas (PCH⁶), solar e biomassa possa ser conectada ao sistema de distribuição (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2017). Obrigatoriamente, instalações com capacidade superior a 100 kW devem ser equipadas com medidores inteligentes que permitam o acesso remoto e permanente do DSO à central geradora. Desta forma, o Operador de Rede estará apto a monitorar, em tempo real, o sistema de GD e poderá acessá-lo, quando da necessidade para: (i) reduzir a energia injetada no sistema de distribuição, em caso de situação de sobrecarga; e (ii) acompanhar e avaliar a qualidade e os níveis de energia injetados à rede.

Em especial, para instalações com geração solar-fotovoltaica e de capacidade instalada de até 30 kW, a EEG define um limite máximo de injeção de energia na rede equivalente a 70% da capacidade total da instalação (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2017). Ressalta-se que, para a conexão de uma fonte GD ao sistema elétrico operado por um DSO, não é necessária a obtenção de certificados e/ou contratos específicos que garantam a efetividade operativa da instalação.

De forma adicional aos requisitos supracitados, o regulador alemão também faz uso de algumas normas técnicas cujos escopos ditam regras necessárias para a

⁶ PCH: Pequena Central Hidroelétrica.

conexão de geradores distribuídos no sistema de distribuição. Em síntese, são utilizadas como referência para conexão em baixa tensão a: (i) DIN VDE 0100-551, para infraestrutura básica das instalações; (ii) VDE 0126, para sistemas de proteção; (iii) EN61000-3-2, para controle de injeção de harmônicos; e (iv) EN 61000-3-3, para flutuações de tensão. Para conexão na média tensão, a norma técnica VDE-AR-N 4110 é a referência utilizada pelo regulador como parâmetro para conexão da geração distribuída. Estas normas estão detalhadas no Apêndice III – Normas Técnicas Internacionais para Conexão de RED.

Veículos Elétricos

Em relação à regulamentação aplicada à recarga de veículos elétricos, são definidos dois tipos de estações: públicas (ou semi-públicas) e privadas. Estas últimas apenas podem ser caracterizadas como tal quando o carregador é acessível apenas sob permissão do proprietário e é utilizado apenas para fins não comerciais. A Tabela 6 apresenta as principais legislações aplicadas atualmente ao tema de recarga de veículos elétricos.

Tabela 6 – Principais Legislações Aplicáveis à Infraestrutura de Recarga de Veículos Elétricos

Legislação	Definição	Aplicação
<i>Federal Building Code (FBC - 1997)</i>	Define os princípios e procedimentos a serem seguidos pelas Municipalidades no momento de desenvolvimento de seus planos de utilização da área de atuação, incluindo infraestrutura de recarga.	Estações Públicas e Parcialmente às Privadas
<i>Low Voltage Grid Connection Ordinance (LWGCO - 2006)</i>	Regula a influência dos DSOs na aprovação de novas estações de recarga para veículos elétricos. Instalações sem aprovação do DSO não são permitidas	Estações Públicas e Privadas
<i>Charging Station Ordinance (LSV - 2016)</i>	Regula os principais aspectos de operação, autenticação, uso, pagamentos e interoperação de estações de recarga AC e DC.	Estações Públicas

Legislação	Definição	Aplicação
<i>Calibration Law (Eichrecht - 2019)</i>	Define os requerimentos a serem cumpridos para mensuração dos equipamentos de recarga.	Estações Públicas
<i>Regional Regulations</i>	Todo e qualquer tipo de regulação regional referente à estruturas de recarga de veículos elétricos.	Estações Públicas

Fonte: Adaptado de APPM GmbH (2019).

Em relação às leis que regem a operação dos pontos de recarga na Alemanha, vale ressaltar que a Portaria de Estações de Recarga (*Ladesäulenverordnung – LSV*) define alguns requisitos técnicos de segurança e de operacionalidade necessários para o funcionamento das estações de recarga (APPM GmbH, 2019), quais sejam:

- cada estação de recarga em corrente alternada (AC), com potência maior ou igual a 3,7 kW, deve estar equipada com um conector *Type 2-AC* (conector classificado como sendo o oficial no território da União Europeia);
- cada estação de recarga em corrente contínua (CC) com potência maior ou igual a 3,7 kW e a possibilidade de implementação adicional de recarga em corrente alternada (AC) deve considerar a instalação de conectores *Type 2-AC*; e
- cada estação de recarga em CC com potência superior a 22 kW deve estar equipada com sistemas de carregamento combinado com até dois tipos de conectores. Os regramentos previstos na LSV não são aplicáveis às estações de recarga com potência instalada inferior a 3,7 kW.

Armazenamento Distribuído

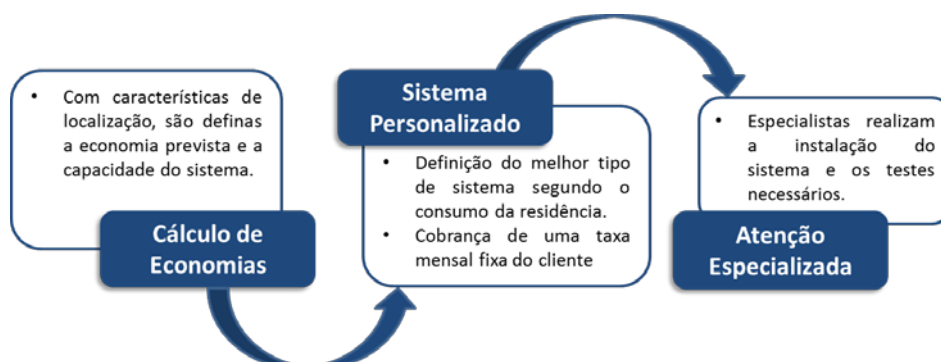
Conforme mencionado na seção da Políticas para Integração dos RED, a EEG define requisitos técnicos que devem ser atendidos pelos sistemas de armazenamento distribuído para que estes possam estar conectados ao segmento de distribuição, bem como operacionalizar a injeção de energia na rede, quais sejam:

- i. Conexão via medidor inteligente que permita mensurar, em tempo real, o armazenamento e o fornecimento de energia elétrica à rede; e
- ii. Limitação de injeção de energia na rede quando a utilização do sistema de armazenamento seja dada de forma parcial, ou seja, parte da energia será consumida pelo usuário/proprietário e parte será disponibilizada à rede do Operador.

Adicionalmente, cabe ressaltar que o regulador alemão também exige que os sistemas de armazenamento possuam contratos específicos de construção, definindo o tipo de tecnologia que será utilizada para o armazenamento, as credenciais da empresa construtora, a periodicidade de manutenção, entre outros requisitos (Norton Rose Fulbright, 2017).

2.1.3 Modelos de Negócios

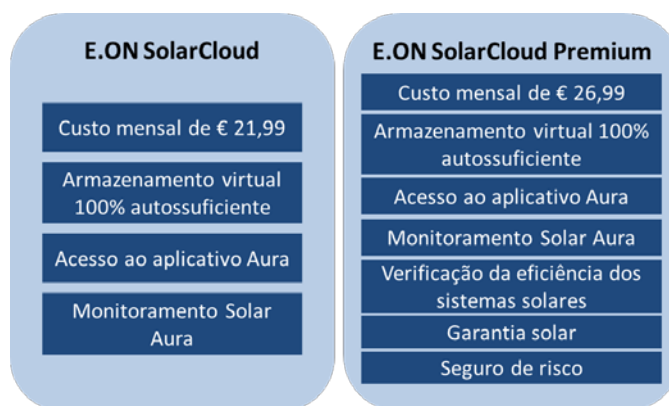
Entre os diversos modelos de negócios que aplicam recursos energéticos distribuídos na Alemanha, destaca-se o da E.ON SolarCloud, lançada em 2017 pela empresa E.ON. Em síntese, o negócio consiste em disponibilizar um sistema virtual aos usuários da rede para que estes possam armazenar de forma ilimitada a energia solar produzida por seus sistemas fotovoltaicos e utilizá-la quando necessário. Além disso, o sistema permite que o excedente de energia possa ser vendido ou compartilhado na rede com outros usuários. A Figura 5 ilustra esquematicamente as etapas do processo de implantação da SolarCloud. Já a Figura 6 apresenta os dois tipos de serviços dentro da plataforma.



Fonte: Adaptado de Basterra et al. (2020).

Figura 5 – Etapas para Implantação do Sistema SolarCloud

A E.ON SolarCloud funciona em conjunto com o sistema E.ON Aura, que consiste em uma plataforma digital de monitoramento do sistema de geração distribuída do *prosumidor*, acompanhando os níveis de rendimento dos painéis fotovoltaicos e de utilização do sistema de armazenamento. O cliente poderá ter acesso a todas essas informações por meio do aplicativo E.ON Aura. Além disso, em relação à quantidade de serviços disponíveis, os consumidores podem escolher entre dois tipos de ofertas, conforme ilustra a Figura 6.



Fonte: Adaptado de Basterra et al, (2020).

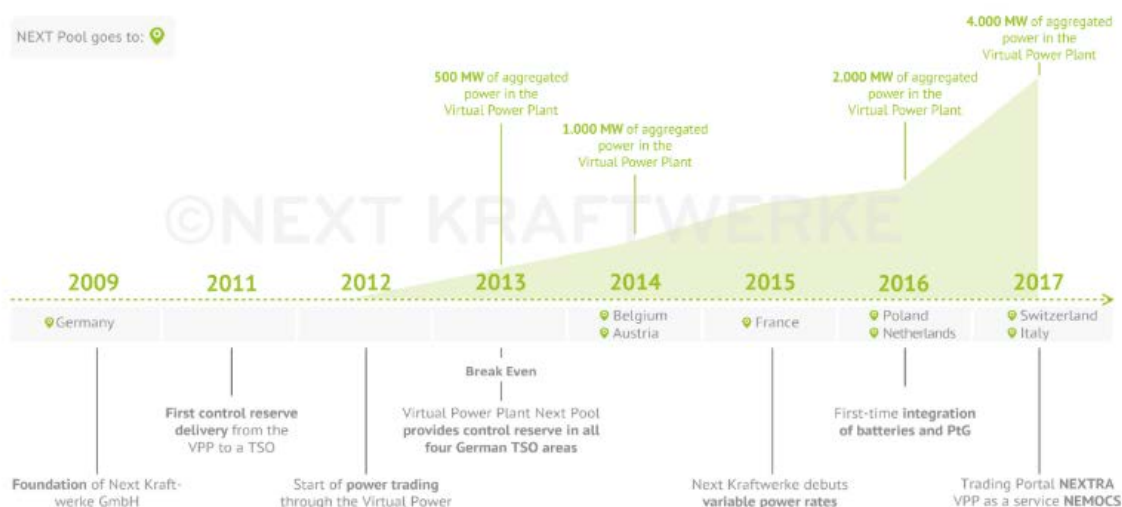
Figura 6 – Principais Produtos da E.ON SolarCloud

Outro modelo de negócio que merece destaque é o da empresa alemã Senec, uma fornecedora de soluções de armazenamento de energia por meio de baterias, atuante no mercado desde 2009. Em resumo, o negócio está focado no

armazenamento de energia solar produzida de forma distribuída. Entre os produtos oferecidos pela empresa, destaca-se o Senec.Home, que engloba a instalação de sistema de armazenamento inteligente para residências.

O Senec.Home é compatível com qualquer sistema de geração solar-fotovoltaica, o que facilita sua aquisição por usuários. Além disso, o produto permite que o cliente armazene o excedente de energia produzido e utilize-o posteriormente, em vez de injetá-lo diretamente na rede. O *software* inteligente do Senec.Home é capaz de realizar dois ciclos de recarga por dia, assegurando a autossuficiência energética e reduzindo a fatura de energia do usuário em até 90%. Como forma de remuneração dos serviços prestados, a Senec vende seus produtos, sendo o consumidor o proprietário final do RED (Senec, 2019).

Outro modelo de negócio que pode ser destacado é o desenvolvido pela Next Kraftwerke, companhia alemã fundada em 2009, que oferece serviços de gerenciamento de usina virtual (*Virtual Power Plant – VPP*), conectando centrais geradoras (usinas à biogás, solar e eólica) aos consumidores interessados. O equilíbrio entre as fontes geradoras e o perfil de carga da rede é o principal fator de gerenciamento da usina virtual. A Figura 7 demonstra a evolução da empresa e o desenvolvimento da usina virtual desde a sua criação.



Fonte: Next Kraftwerke (2019).

Figura 7 – Evolução da Usina Virtual Gerenciada pela Next Kraftwerke

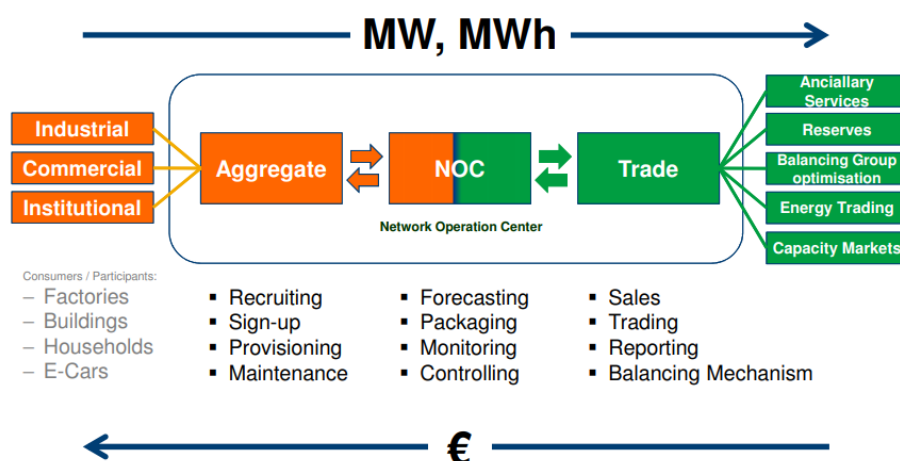
Atualmente, a Next Kraftwerke é a maior central elétrica virtual da Europa com mais de 8.700 unidades geradoras e consumidoras. Em termos de capacidade instalada, a empresa gerencia uma potência superior a 7,5 GW.

A Next Kraftwerke é responsável pela venda da energia produzida pelos seus clientes administrados, ofertando a eles tarifas dinâmicas com variação a cada 15 minutos. As tarifas variam segundo a disponibilidade de geração das usinas administradas e a demanda do mercado varejista. A partir da venda da energia, a Next Kraftwerke tem seus serviços remunerados e repassa, aos seus clientes, uma parcela de seus ganhos (Next Kraftwerke, 2019).

Um modelo de negócio relacionado à resposta da demanda que pode ser destacado é da empresa EnerNOC, que desempenha função de agregador no mercado elétrico alemão. A empresa também atua no segmento de resposta da demanda em outros 9 países, tais como EUA, Austrália e Reino Unido. Em resumo, o serviço fornecido pela companhia baseia-se em: (i) identificar potenciais clientes cuja demanda é passível de modulação (consumidores residenciais, industriais, prédios comerciais, etc); (ii) gerenciar, através do sistema NOC (*Network Operation Center*), o balanço de reserva e a oferta de energia dos clientes cadastrados em

sua plataforma; (iii) realizar venda de capacidade de seus clientes no mercado varejista para utilização em serviços ancilares, reservas operativas, entre outros; e (iv) reembolsar seus clientes com base na modulação horária realizada (EnerNOC, 2014).

A remuneração da EnerNOC é obtida pela venda de seus serviços para os Operadores de Rede – serviços ancilares, tais como planejamento de operação, controle de reativo e gestão da capacidade de reserva de potência para controle de frequência – e para os consumidores – oferta de tarifas mensais, como forma de assinatura pela prestação do serviço de controle da demanda, por exemplo. A Figura 8 sintetiza o modelo de negócio da EnerNOC.



Fonte: EnerNOC (2014).

Figura 8 – Modelo de Negócio da EnerNOC

Em termos de modelos de negócios relacionados a microrredes na Alemanha, destaca-se atuação da empresa Rolls-Royce. Em janeiro de 2020, a companhia expandiu seu portfólio de serviços a partir da incorporação da *start up* Qinous GmbH, especialista no desenvolvimento de projetos de microrredes, e da criação de seu *Microgrid Competence Center*. Em linhas gerais, os serviços prestados pela empresa englobam uma fase de consultoria, o *design* da arquitetura de uma microrrede – *on-grid* ou *off-grid* –, o monitoramento contínuo de sua geração de energia elétrica por meio de um *software* específico desenvolvido pela Qinous

GmbH e a manutenção das instalações. O modelo de negócio aplicado pela Rolls-Royce, conforme especificado no Relatório 1, pode ser classificado como um modelo DBOOM (*design, build, operate, own, and maintain*), sendo o usuário final o responsável pelo financiamento integral do projeto a ser desenvolvido pela companhia (Rolls-Royce, 2020).

Por fim, um modelo de negócio relacionado à recarga de veículos elétricos foi desenvolvido pela empresa E.ON, operadora de redes de transmissão e de distribuição do setor elétrico alemão. A companhia desenvolve os modelos de engenharia para construção da estação de recarga, fornece a infraestrutura de energia e de faturamento para a recarga de VE em pontos públicos e particulares.

A E.ON oferece dois tipos de serviços: (i) *charge on the go* – que se baseia na aquisição de um cartão a ser utilizado nas estações de recarga localizadas em locais públicos; e (ii) *E.ON Drive PowerBox* – infraestrutura que contempla o medidor e o conector para a recarga, sendo estes instalados na residência do proprietário. Os serviços oferecidos pela empresa são custeados pela venda da infraestrutura de recarga e pela cobrança de uma assinatura mensal pelas recargas realizadas (E.ON, 2020).

2.1.4 Regulação Econômica

O regime regulatório aplicado ao segmento de distribuição de energia elétrica na Alemanha passou por modificações ao longo dos anos. Até 2009, era aplicado um regime de custo de serviço ou *cost-plus*, o qual garantia aos Operadores de Rede um retorno pré-definido dos investimentos e um reembolso pelas despesas operacionais incorridas no ciclo tarifário. Após 2009, iniciou-se um período de transição de modelos, passando-se a adotar o regime de regulação por incentivos *revenue cap* como referência. Um dos principais motivos para alteração do regime regulatório está relacionado, como mencionado, à criação da Portaria de Regulação de Incentivos (ARegV), a qual passou a definir uma regulação específica para os serviços de rede, sendo aplicada a todos os operadores do segmento de transmissão e de distribuição e que tem como objetivo manter os custos gerais de operação em um nível mais baixo possível.

O regulador (BnetzA) definiu ciclos tarifários de 5 anos. Entre as revisões, os operadores têm a possibilidade de auferir benefícios econômicos resultantes dos ganhos de eficiência, os quais são compartilhados com os consumidores no ciclo tarifário seguinte. Mecanismos de eficiência adicionais são implementados sob a forma de “fator de produtividade setorial” e do “*benchmarking* de eficiência” entre todos os operadores do segmento de distribuição. No entanto, o novo modelo considera alguns elementos do antigo regulamento de custo de serviço, como a conta de liquidação regulatória (Matschoss, 2018). O “valor de liquidação da conta regulatória” contabiliza as diferenças entre a receita real e o limite permitido de receita ao longo do ciclo e os valores acumulados nesta conta são aplicados sobre a receita permitida do ciclo tarifário seguinte, conforme indicado na Equação 1 (termo S_t), que foi empregada durante o 1º e 2º ciclos tarifários para a definição da receita permitida para os operadores de rede na Alemanha.

Equação 1 – Cálculo da Receita Permitida dos Operadores de Rede na Alemanha

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t)KA_{b,0}) \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Em que:

EO_t : receita permitida no ano t .

$KA_{dnb,t}$: custos não gerenciáveis permanentes para o ano t .

$KA_{vnb,0}$: custos não gerenciáveis temporários para auditoria e *benchmarking*.

$KA_{b,0}$: custos gerenciáveis para auditoria dos custos e *benchmarking*.

V_t : fator de alocação para o ano t .

VPI_t : índice de inflação ao consumidor para o ano t .

VPI_0 : índice de inflação ao consumidor para o ano base.

PF_t : fator de produtividade para o ano t .

Eft : fator de crescimento RES⁷ para o ano t .

Qt : componente de qualidade para o ano t .

Vkt : custos voláteis⁸ para o ano t .

$Vk0$: custos voláteis para auditoria de custos e *benchmarking*.

St : liquidação da conta regulatória para o ano t .

Nos dois primeiros ciclos tarifários, o regulador implementou a métrica *budget approach* juntamente com *benchmarking* de eficiência para definição do limite da receita permitida dos respectivos anos do ciclo tarifário. Define-se um ano base como referência para os cálculos da receita permitida, sendo este o terceiro ano predecessor ao da revisão tarifária. Entre o ano base e o ano inicial do ciclo, a receita permitida definida passa por ajustes, considerando uma auditoria nos custos e uma análise de *benchmarking*.

Para a realização do *benchmarking* e definição dos custos eficientes, o regulador se dispunha de parâmetros obrigatórios a serem considerados na análise, quais sejam: (i) número de pontos de conexão com a rede; (ii) área total de atendimento do operador; (iii) extensão total das linhas de distribuição; e (iv) pico anual de carga simultâneo. Estes atributos eram inseridos em modelos de *benchmarking*, como o DEA (*Data Envelopment Analysis* ou Análise de Envoltória dos Dados) e o SFA (*Stochastic Frontier Analysis* ou Análise de Fronteira Estocástica), para determinação dos custos.

O segmento de distribuição alemão encontra-se em seu 3º ciclo tarifário (2019 – 2023). Entre o segundo e o terceiro ciclo, algumas novas mudanças para a definição da receita permitida foram implementadas. A partir de 2019, a métrica de cálculo da receita passou de uma metodologia *ex-ante* para uma *in period*. O

⁷ Fator de expansão que leva em consideração em seu cálculo as mudanças na área de atuação, quantidade de consumidores, carga máxima, entre outros.

⁸ Os componentes Vkt e $Vk0$ são relacionados aos cálculos dos custos variáveis associados com as perdas na rede de distribuição.

principal objetivo desta modificação é prover maior incentivo para a redução de ineficiências, além de aumentar a transparência no momento de definição dos custos (Club des Régulateurs - Université Paris-Dauphine, 2018).

Segundo Matschoss et. al. (2018), ao abandonar a abordagem do orçamento e ajustar o limite de receita, o regime *revenue cap* aplicado na Alemanha adquire características de uma abordagem pelo custo de serviço. O reconhecimento dos investimentos incorridos pela distribuidora sem uma análise de eficiência, não apenas aumenta a diferença de tratamento entre OPEX e CAPEX, exacerbando a tendência em direção a soluções intensivas em capital, mas também representa um problema de distribuição de custos, majorando a tarifa do usuário final (Matschoss, 2018).

Outra mudança incorrida após o 2º ciclo é a possibilidade do regulador utilizar apenas parte de um grupo atributos pré-definido na análise de *benchmarking* de eficiência, com o objetivo de retirar da definição das tarifas variáveis com baixo poder explicativo sobre o desempenho do DSO. A escolha dos atributos a serem selecionados é feita a partir de metodologias qualitativas, analíticas ou estatísticas. Adicionalmente, no 3º ciclo passaram a ser considerados como possíveis atributos de análise de eficiência,: (i) a energia anual vendida por *feed-in*; e (ii) a quantidade e capacidade de sistemas distribuídos de energia, em especial solares e eólicos. Neste sentido, a regulação alemã direciona-se para uma incorporação direta da geração distribuída no modelo de eficiência das companhias de distribuição (Matschoss, 2018).

Outro implementação do 3º ciclo tarifário foi a incorporação de um fator de “super-eficiência” Operadores com 100% de eficiência podem receber uma bonificação (*mark-up*) de até 5%. O bônus é distribuído uniformemente durante todo o ciclo vigente, para que, na prática, o valor da eficiência não ultrapasse um máximo de 101% a.a.

Em termos da base de remuneração, a regulação alemã considera, para os ativos novos, os custos atuais de aquisição e, para os antigos, custos históricos. São considerados ativos antigos os imobilizados até 01/01/2006, sendo estes

reajustados em até 40% através de índices específicos. Qualquer ativo imobilizado após 01/01/2006 é considerado um ativo novo. A remuneração da base de ativos de cada uma das distribuidoras é calculada por meio do WACC, que incide sobre a base de remuneração (CPFL, 2015).

Para aumentar o valor da base de remuneração dentro do ciclo tarifário, e assim possibilitar a incorporação de investimentos nos reajustes tarifários, é considerado um fator de expansão que depende, essencialmente, da quantidade de novas conexões à rede (com peso de 50%) e do tamanho da área de atuação da distribuidora (que também é ponderada em 50%). O agente pode, uma vez ao ano, solicitar a inclusão do fator, caso os parâmetros estruturais tenham se alterado, sendo estes: (i) a área da rede de distribuição; (ii) o número de pontos de conexão; ou (iii) a carga de pico. Dentro deste conceito, também estão inseridas as novas conexões associadas às centrais geradoras distribuídas.

Estrutura Tarifária

As tarifas aplicadas a clientes “não residenciais”⁹ são formadas pelas componentes: (i) de demanda (€/kW); (ii) volumétrica (€/kWh); e (iii) de energia reativa (€/KVArh). Essas tarifas também são aplicadas a todos os clientes com consumo anual na faixa de 50 MWh e cobrem tanto os custos relacionados à rede e quanto à energia.

No caso dos clientes residenciais, as tarifas são compostas por (i) um componente fixo (€/mês) e (ii) um volumétrico (€/kWh), que cobrem os custos relacionados ao uso do sistema e à energia. Algumas empresas aplicam tarifas volumétricas únicas e outras consideram esta componente em blocos decrescentes, ou seja, quanto maior a faixa de consumo menor será a tarifa. No caso das tarifas volumétricas em blocos decrescentes são consideradas tipicamente as seguintes faixas de consumo: (i) abaixo de 1.000 kWh; (ii) entre 1.000 kWh e 2.500 kWh; (iii) entre 2.500

⁹ Clientes não residenciais com um consumo anual na faixa de 24 GWh, geralmente são considerados industriais de grande porte e na faixa de 50 MWh normalmente são considerados comerciais ou industriais de pequeno porte

kWh e 5.000 kWh e (iv) entre 5.000 kWh e 10.000 kWh. A Tabela 7 apresenta um resumo da estrutura tarifária alemã.

Tabela 7 – Síntese da Estrutura Tarifária da Alemanha

Classificação		Componentes Tarifários			
Categoria	Tensão	Fixo	Volumétrica	Demanda	Outros
Residencial	Baixa (230V – 400V)	€/mês	Volumétrica única ou em blocos decrescentes (€/kWh)	-	-
Pequeno Industrial e Comercial	Baixa (230V – 400V)	-	Volumétrica única (€/kWh)	Demanda (€/kW)	Energia Reativa
Grande Industrial	Média (6kV – 30kV) Alta (60kV – 110kV)	-	Volumétrica única (€/kWh)	Demanda (€/kW)	Energia Reativa

Fonte: Elaboração própria a partir dos relatórios elaborados pelo BNetzA (2017).

Adicionalmente, consumidores de baixa tensão são elegíveis à adoção de tarifas interrompíveis. Atualmente, estas tarifas são 10% menores que as convencionais, pois há o objetivo de compensar a possibilidade de corte de carga em caso de necessidade, e são diferenciadas por postos tarifários (GRTGAZ Deutschland, 2020).

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Em termos de esquemas de incentivos para os diversos tipos de recursos energéticos distribuídos, observa-se a existência de sistemas de financiamento que oferecem subsídios para instalação de sistemas fotovoltaicos na Alemanha.

Os sistemas solares conectados à rede possuem tarifa *feed-in* garantida por 20 anos, sendo estas instalações separadas em dois grupos, de acordo com a potência máxima de pico: até 100 kWp e acima de 100 kWp. Ambos os grupos são remunerados por uma tarifa fixada segundo sua faixa de potência, com tarifas *feed-in* decrescentes conforme se aumenta a potência dos sistemas. Entretanto, cabe

destacar que o segundo grupo ainda pode optar por comercializar a energia gerada direto com atacadistas.

O valor da tarifa Feed-in varia de acordo com as especificidades das tecnologias. A Tabela 8 ilustra as tarifas *feed-in* praticadas na Alemanha para os sistemas de energia solar.

Tabela 8 – Tarifas *Feed-in* Alemanha (Dados Referentes a 2016)

Até 100 kWp		Acima de 100 kWp	
Painel Fotovoltaico	(€/kWh)	Painel Fotovoltaico	(€/kWh)
< 10 kWp	12,31	< 10 kWp	12,7
10 - 40 kWp	11,97	10 - 40 kWp	12,36
40 - 100 kWp	10,71	40 - 1.000 kWp	11,09
		1 MWp - 10 MWp	8,91
Sistema em ambientes não residenciais e abertos ¹⁰	8,53	Sistema em ambientes não residenciais e abertos	
< 100 kWp		< 10 MWp	

Fonte: (E.ON, 2016) e (Sternkopf, 2019).

Uma medida de incentivo aplicada pelo Governo está relacionada a um fator de regressão (*degression*) das tarifas *feed-in*. Introduzido pela Lei de Fontes Renováveis de Energia (EEG), este fator varia de acordo com o aumento da capacidade instalada em sistemas fotovoltaicos ano a ano, em relação a uma projeção realizada pelo Governo. Por exemplo, em caso de expectativa de crescimento entre 2,4 e 2,6 GW ao ano e sendo verificado um aumento superior a 2,6 GW, então as tarifas *feed-in* observariam uma redução de 0,5% ao mês durante um ano. Caso contrário, as tarifas observarão incremento de até 1,5%. A Tabela 9 demonstra os percentuais aplicados ao fator de degressão para tarifas *feed-in*.

¹⁰ Os sistemas fotovoltaicos abertos correspondem aos sistemas montados no solo. Estes sistemas foram regulamentados a partir do Regulamento para Abertura de Espaço Aberto, bem como os locais que são permitidos instalá-los e os critérios para tal. Este Regulamento entrou em vigor em 7 de março de 2017.

Tabela 9 – Redução Mensal da Tarifa *Feed-in*

Aumento da Capacidade Instalada (GW - 12 meses)	Redução Mensal
até 1	-1,5%
1,0 - 1,5	0%
1,5 - 2,4	0,25%
2,4 - 2,6	0,50%
2,6 - 3,5	1,00%
3,5 - 4,5	1,40%
4,5 - 5,5	1,80%
5,5 - 6,5	2,20%
6,5 - 7,5	2,50%
acima de 7,5	2,85%

Fonte: E.ON (2016).

Vale destacar ainda que, de acordo com o § 53 da Lei de Fontes Renováveis, existe uma tarifa cobrada aos *prosumidores* com o objetivo de cobrir os custos comerciais incorridos pelas empresas. Segundo Sternkopf (2019), a tarifa equivalente a € 0,2/kWh é direcionada à energia elétrica gerada a partir das fontes: hidráulica, biomassa, geotérmica e aterro sanitário. Para eletricidade produzida a partir de energia solar e eólica, esta tarifa corresponde à € 0,4/kWh.

Por fim, em termos de mecanismos tarifários aplicáveis à recarga de veículos elétricos, a empresa E.ON oferece, neste âmbito, dois tipos de serviço: (i) cartão para recarga; e (ii) instalação de cabines privadas de carregamento, em residências. Por meio do cartão de recarga, é possível realizar a recarga do VE em postos de públicos. A cobrança é realizada segundo o tipo de recarga realizada: (i) € 5,95 por recarga lenta; e (ii) € 8,95 por recarga rápida. Para empresas, cobra-se um valor mensal de € 4,95 mais o valor da recarga. Em caso de recarga domiciliar, o usuário deverá pagar pela energia utilizada considerando a tarifa convencional para a categoria residencial.

2.1.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

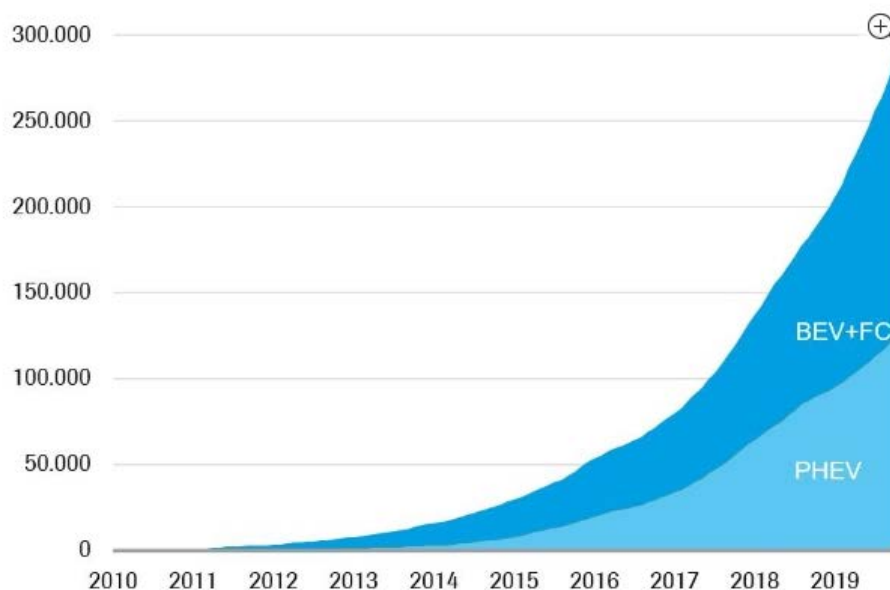
A Alemanha elegeu as fontes renováveis como prioritárias para a produção de energia elétrica no país. Desde 2014, tais fontes são as mais importantes para a matriz elétrica do país, sendo responsáveis por um terço de toda a energia

consumida no território alemão. Com o aumento dos incentivos regulatórios, a produção de energia verde alcançou em 2019 o patamar de 46% em 2019, 2 p.p. acima do ano anterior. Portanto, é possível afirmar que o Energiewende foi eficaz no aumento da geração de energia renovável no país. Segundo projeção do Governo, espera-se atingir a meta de 80% de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis até o ano de 2050 (AHEAD, 2019).

Quanto à energia solar distribuída, um dos principais focos das políticas de energias renováveis alemãs, foram instalados mais de 1,6 milhões de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica no país ao longo dos últimos 20 anos, sendo a maior parte das instalações (72%) no segmento residencial, com capacidade de até 10 kWp, de acordo com Stromvergleich (2016). Em 2018, a capacidade total instalada na Alemanha de projetos de energia solar fotovoltaica superou 46 mil GWh e, segundo dados da BNetzA (2020a), a expansão excedeu a meta legal de 2,5 GW entre 2017 e 2018. O país é destaque na União Europeia na geração solar, com o maior volume de produção de energia e adições de capacidade instaladas (Statista, 2020).

A Alemanha está a caminho de tornar-se tanto o principal fornecedor como o principal mercado europeu no cenário de eletromobilidade. Contribui para isso a grande variedade de modelos de veículos elétricos alemães, que dá ao consumidor amplas possibilidades de escolha na aquisição de seu VE (Verband der Automobilindustrie, 2019).

A Figura 9 demonstra a evolução gradual do mercado de veículos elétricos na Alemanha segundo o tipo de tecnologia: Híbrido Plug-in (PHEV) e Elétrico à Bateria (BEV).



Fonte: Verband der Automobilindustrie (2019).

Figura 9 – Evolução dos Registros de Veículos Elétricos segundo Tecnologia

Até novembro de 2019, quase 300 mil veículos elétricos haviam sido registrados no país. Um subsídio ambiental¹¹ que entrou em vigor em 2016 contribuiu para incentivar o crescimento, em especial para os veículos que possuem baterias (BEV). Além disso, há uma extensa gama de mecanismos de incentivos individuais implementados por estados e de municípios alemães, facilitando a transição para a eletromobilidade.

Em relação às recargas de VE, à data de outubro de 2019, existiam mais de 34 mil estações de carregamento públicas no país. Entre os tipos de conectores disponíveis, o mais comum é o de carga lenta de até 22 kW. Entre os modelos de recarga rápida, por sua vez os Sistemas de Carregamento Combinado (CCS) são os mais numerosos, com cerca de 2.559 unidades instaladas (Statista, 2019).

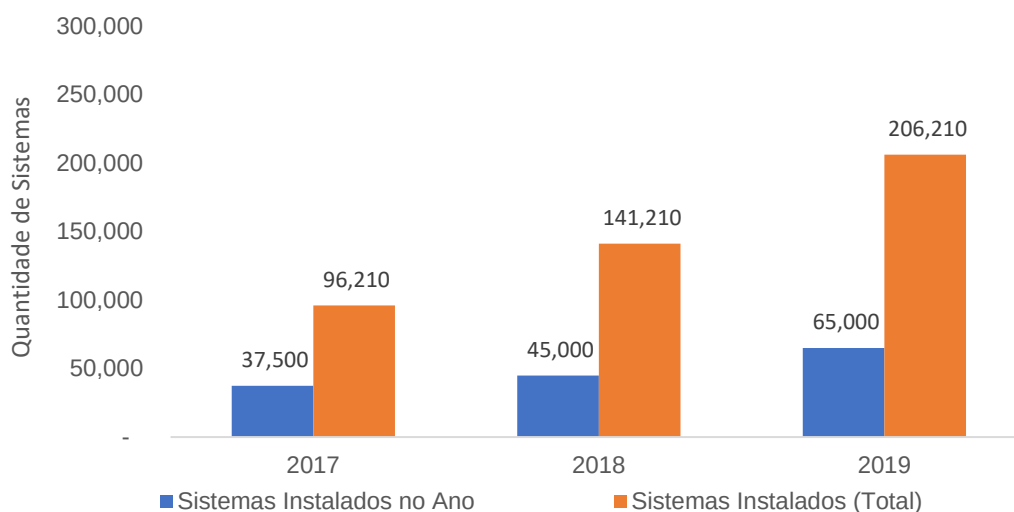
¹¹ Ou *environmental bonus* fornecia, até meados de 2019, uma concessão de € 4 mil para compra de BEV e de € 3.000 para a compra de PHEV, desde que os veículos custassem até € 60 mil. O financiamento foi limitado em €1,2 bilhões, sendo custeado pelo Governo Federal e a indústria automotiva.

O aumento das estações de recarga em todo o país, principalmente após 2016, é resultado de esforços coletivos e crescentes para impulsionar a disseminação da mobilidade elétrica frente a infraestrutura dependente de combustíveis fósseis (Statista, 2019). A partir do Plano Nacional de Desenvolvimento de Mobilidade Elétrica, o Governo estabeleceu a meta de 1 milhão de veículos elétricos em circulação no país até 2020. Para tanto, estimou-se aplicar € 1,2 bilhões em subsídios e € 300 milhões para construção de estações de recarga que possam atender à nova frota.

No que tange ao tema do armazenamento distribuído, a Alemanha observa constante crescimento de sistemas de baterias vinculados à geração solar residencial. Com base em dados de IRENA (2019), a quantidade de sistemas de armazenamento de baterias aumentou mais de 5 vezes entre 2014 e 2018. Cerca de 100 mil unidades solares com sistemas de armazenamento *behind-the-meter* foram instaladas nas residências e comércios alemães até o verão de 2018.

No que se refere apenas à aplicação residencial, é possível observar que o emprego de baterias nos lares alemães vem aumentando consideravelmente nos últimos anos, uma vez que o país é líder mundial neste setor. A Runion (2020)

Figura 10 mostra que o número de baterias residenciais mais do que duplicou no território alemão nos últimos 3 anos, passando de 96,2 mil sistemas instalados para 206,2 mil.



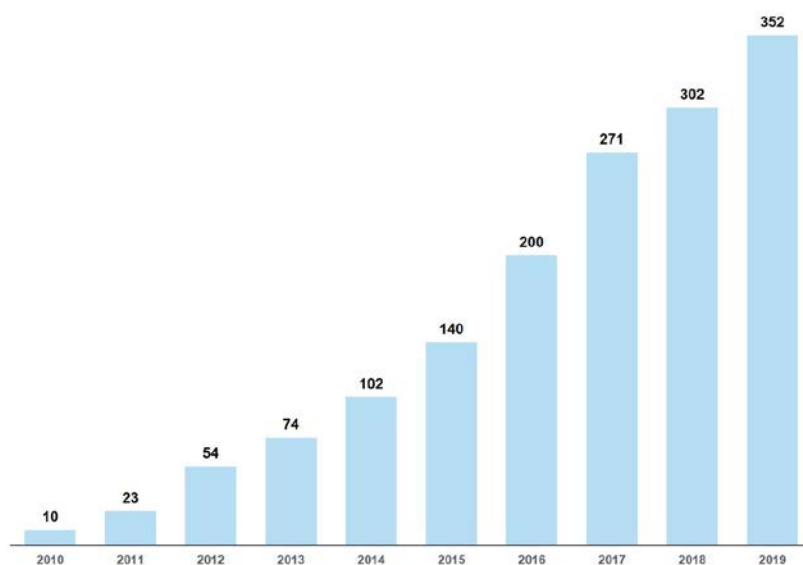
Fonte: Runion (2020)

Figura 10 - Baterias Instaladas nas Residências da Alemanha entre 2017 e 2019

O mercado de armazenamento está sendo impulsionado por consumidores residenciais, comerciais e industriais que podem implantar esses sistemas em escala e aproveitar economias significativas em suas faturas de energia, uma vez que os sistemas de armazenamento permitem o uso da eletricidade armazenada em períodos de tarifas mais altas. A adoção de tarifas interrompíveis com postos tarifários devem favorecer a difusão do RED no país, ao induzir o comportamento do consumidor. Há a expectativa de que essa tendência acelere à medida que os custos de armazenamento diminuem, tornando estes sistemas mais viáveis economicamente para uma ampla gama de consumidores. Espera-se também que o número de sistemas de armazenamento *behind-the-meter* dobre até 2020 (IRENA, 2019).

A difusão da geração solar residencial criou a oportunidade também para o desenvolvimento de microssistemas elétricos em que os *prosumidores* pudessem vender parte de sua geração, ou o excedente desta, aos vizinhos ou à comunidade em que se localiza. Neste contexto, muitos *stakeholders* do setor ingressaram no negócio de microrredes, oferecendo intermediação entre os geradores e os demais consumidores.

A Alemanha já possui diversas microrredes em fase de operação, o que contribui para reduzir os níveis de carregamento das redes de distribuição e favorece a produção de energia elétrica renovável (Ustun, 2011). Por exemplo, pode-se elencar o caso de Berlim que, até final de 2019, contava com mais de 350 microrredes incorporadas ao sistema elétrico. Espera-se que, até final de 2020, mais de 400 microrredes estejam conectadas à rede. A Figura 11 ilustra a evolução da quantidade de microrredes na cidade de Berlim.



Fonte: Stromnetz (2019).

Figura 11 – Evolução da Quantidade de Microrredes em Berlim

Em relação à resposta da demanda, este conceito já está inserido no mercado elétrico alemão desde 2013. Grandes empresas, em especial as de grande consumo do ramo industrial, conseguem modular suas cargas e reduzir suas demandas nos horários de pico. Segundo *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung* (2016), cerca de 1,2 GW de carga estão aptas para participarem de um programa de resposta da demanda criado pelo Governo, conhecido por *Abschaltbare Lasten*.

A atuação de agregadores nos mercados atacadistas de energia e de resposta da demanda no país foi incentivada por uma série de medidas fiscais do Ministério

Federal Alemão para Assuntos Econômicos e Energia (*BMWi*) (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2016).

Apesar de diversas políticas, a EEG continua sendo o principal instrumento impulsionador do crescimento da energia renovável no país desde sua adoção em 2000. De acordo com IEA (2020), a expansão da energia renovável nos últimos anos na Alemanha deveu-se principalmente à adoção das tarifas *feed-in* estabelecidas pela EEG, que garantiu o acesso prioritário de *prosumidores* à rede e o pagamento de cada kWh injetado garantido por contratos de longo prazo (20 anos).

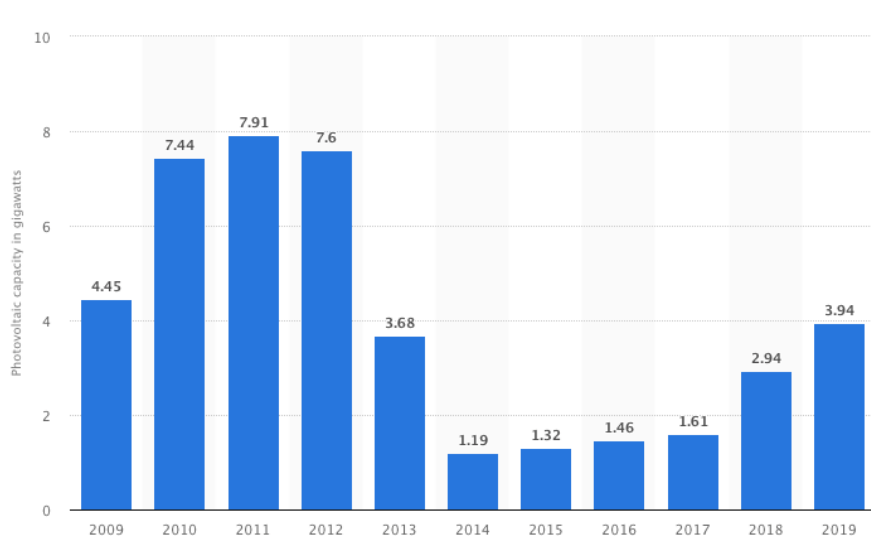
Contudo, o crescimento rápido e significativo das energias renováveis estimulado pelas tarifas *feed-in* resultou no aumento de custos aos consumidores (AHEAD, 2019); (Reimer, 2018), à medida que se ampliavam os subsídios cruzados dos consumidores aos *prosumidores*. Segundo IEA (2020), a difusão das energias renováveis na Alemanha pode ser classificada em três fases:

- i. Fase inicial das tarifas *feed-in*, a qual promoveu a difusão da energia eólica e solar fotovoltaica;
- ii. Fase de *boom* das instalações fotovoltaicas, entre 2008 e 2012, quando a regulação começou a enfrentar problemas com as rápidas reduções nos custos dos projetos e o grande volume de novas instalações, aumentando os custos da política EEG; e
- iii. Fase de mudanças na EEG e na *feed-in*, principalmente a partir de 2014, quando o país estabeleceu condições para a implantação de leilões competitivos, em detrimento da aplicação de tarifas *feed-in* pré-estabelecidas, como mecanismo de determinação de preços para projetos solares de grande escala.

As mudanças foram feitas com vistas a garantir maior concorrência e eficiência de custos, de forma a reduzir os impactos sobre as contas dos consumidores. Entre as principais medidas, a alteração de 2014 estabeleceu projetos pilotos de leilões para instalações fotovoltaicas de grande porte e focou na necessidade de maior investimento na rede de transmissão. Diante do sucesso da alteração de 2014, em

2017, determinou-se que projetos com capacidade superior a 750kW participassem dos leilões competitivos.

A adoção dos leilões competitivos a partir de 2015 contribuiu para retomar o crescimento da expansão da energia solar fotovoltaica, que vinha em queda desde 2012, como apresentado na Figura 12. Para IEA (2020), os resultados iniciais das alterações na EEG em 2014 e 2017 confirmam a importância da revisão da política *feed-in* para uma transição energética mais eficiente.



Fonte: (Statista, 2019).

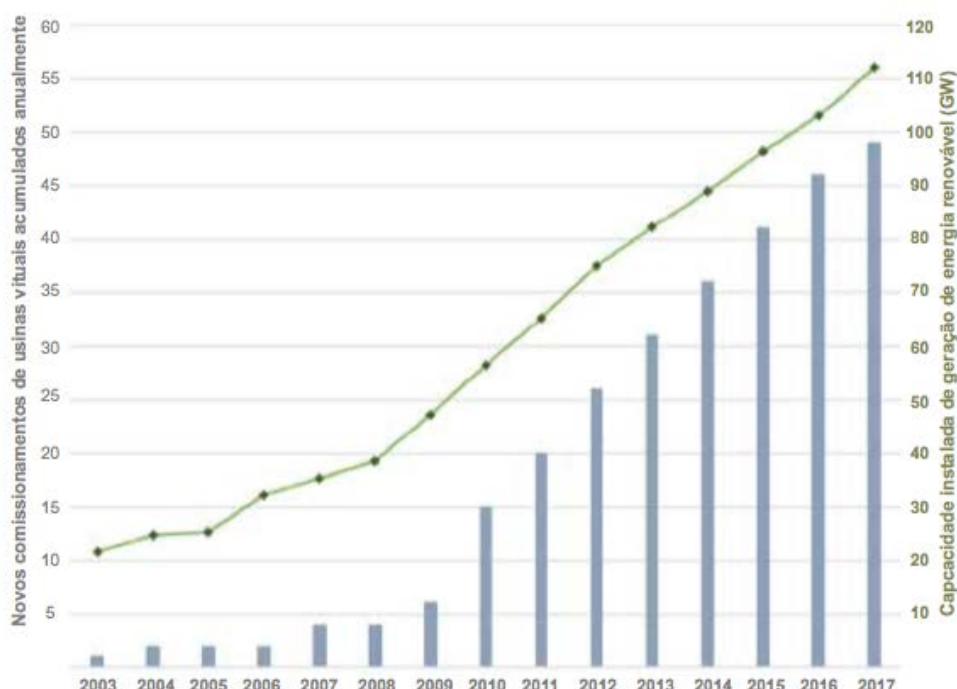
Figura 12 – Incrementos na capacidade de energia solar fotovoltaica na Alemanha

As alterações no esquema de tarifas *feed-in* promovida pela EEG nos últimos anos, associadas à liberalização do mercado de energia no país, contribuíram também para a difusão de usinas virtuais. Ao criar incentivos para a venda de energia no mercado atacadista, o abandono parcial da política de tarifas *feed-in*¹² favorece o avanço das usinas virtuais no país, cuja base de operação é o mercado de energia. A experiência alemã mostra que uma regulação pautada na comercialização

¹² Pequenos *prosumidores* de energia solar fotovoltaica permanecem sob o esquema de tarifas *feed-in* e não são obrigados a participar dos leilões competitivos. GJTEC (2019) reconhece que a maioria dos RED no país permanecerá sob o esquema FiT nos próximos anos.

obrigatória de energia fornecida por RED tem forte impacto sobre os produtores desses recursos, contribuindo para a criação de mercado para agregadores de usinas virtuais (GJETC, 2019).

Não obstante, a alta difusão de RED, conseguida em grande medida pela ampla aplicação de tarifas *feed-in* no passado, também é um fator favorável à expansão das usinas virtuais na Alemanha. Como apresentado na Figura 13, a participação crescente de RED, especialmente a energia solar fotovoltaica e eólica, está positivamente correlacionada com o crescimento de usinas virtuais na Alemanha.



Fonte: GIZ (2019).

Figura 13 – Avanço de Usinas Virtuais e da Capacidade Instalada de Energias Renováveis na Alemanha

De acordo com GIZ (2019), a experiência no país sugere que as usinas virtuais contribuem para a penetração de energias limpas. Ao mesmo tempo, estas usinas são um importante recurso para a flexibilidade da rede ao permitirem uma

integração estável dos RED, cuja alta quantidade de energia gerada simultaneamente pode ocasionar um excedente temporário de energia¹³.

Os preços para realização de controle¹⁴ secundário e terciário de potência ativa na Alemanha vem reduzindo de maneira significativa nos últimos anos. Este é, provavelmente, um impacto causado pela criação de mercados específicos para a realização desses tipos de serviços ancilares e também pela atuação de usinas virtuais nestas atividades. (GJETC, 2019). Outro efeito, segundo GIZ (2019), é a maior receita obtida com as operações de VPP, quando comparada à receita de operações de RED independentes e não orientadas ao mercado.

Apesar de promoverem a difusão dos RED e, em especial, contribuírem para o avanço das usinas virtuais, as políticas de difusão alemãs têm impacto negativo sobre as contas dos consumidores. A Alemanha tem uma das tarifas de energia elétrica mais elevadas da Europa. Em 2018, o país tinha a segunda maior tarifa residencial e a terceira maior tarifa para o segmento industrial entre os países pertencentes à Agência Internacional de Energia (IEA, 2020).

Tal característica está diretamente relacionada à parcela da tarifa paga pelos consumidores para apoio às políticas de energia renovável, em particular às tarifas *feed-in*. Taxas, impostos e encargos representam, desde 2014, mais da metade do pagamento dos consumidores residenciais. A Figura 14 apresenta a evolução das faturas de energia elétrica residenciais na Alemanha.

¹³ Como a geração de energia renovável tem custos marginais próximos a zero, os preços no mercado atacadista alemão tendem a ser bastante reduzidos. Por esse motivo, usinas virtuais são um importante instrumento na Alemanha ao utilizarem sinais de preço para decidirem qual ativo de energia renovável utilizar e quando efetuar o seu uso.

¹⁴ Processo que aciona unidades geradoras para reestabelecer a potência e a frequência do sistema causadas por variações de carga ou geração aos valores programados.



Fonte: BDEW (2019).

Nota: Usuários residenciais com consumo mensal de 3.500 kWh.

Figura 14 – Fatura Residencial Média de Energia Elétrica na Alemanha

Entre 2008 e 2014, houve um aumento significativo de 34,6% na tarifa de energia elétrica residencial no país, principalmente para financiamento dos subsídios às energias renováveis, em particular da política de tarifas *feed-in*. De acordo com a IEA (2020), a partir de 2014, com a introdução em escala da política de leilões competitivos para grandes projetos de energia renovável, as contas tiveram pequenos reajustes. A estimativa do valor pago em 2019 sugere um aumento de cerca de 2,5% em relação à 2018. No entanto, segundo previsões do BDEW (2019), 64% do total pago em 2019 com encargos e impostos nas tarifas devem ser destinados ao financiamento dos subsídios para as energias renováveis. Para estimular a competitividade de indústrias alemãs intensivas em energia, a BNetzA oferece isenção a este segmento da cobrança dos encargos que financiam a energia renovável.

A pressão sobre as tarifas no país deve permanecer nos próximos anos devido à necessidade de adequações na rede para inserção dos RED com segurança, a fim de evitar problemas associados à crescente quantidade de corrente reversa que passa dos níveis mais baixos de tensão para os mais altos (Matschoss, 2018); (BMW, 2019).

O descompasso entre o local de maior capacidade de geração dos RED e de demanda tem gerado problemas de congestionamento de rede na Alemanha. Diante da meta de um sistema de energia predominantemente baseado em RED, o Governo do país declarou prioridade em investimentos de melhorias na rede (IEA, 2020); (BNetzA, 2020a).

Embora haja necessidade de investimento em melhorias na rede, o modelo regulatório aplicado no país pode intensificar os efeitos desses investimentos sobre as contas dos consumidores. Ao permitir que todos os custos de capital sejam repassados diretamente aos consumidores e abandonar o *budget approach*, o atual modelo regulatório reforça a tendência de implementação de soluções intensivas em capital (Matschoss, 2018).

Por outro lado, o novo modelo regulatório aplicado desde 2019 no país pode auxiliar na projeção de custos, devido à utilização opcional de parâmetros relacionados à geração distribuída no cálculo dos custos eficientes¹⁵. Além disso, a cobrança de custos administrativos e comerciais dos *prosumidores* reduz subsídios cruzados entre estes agentes e os demais consumidores. Segundo Matchoss (2018), o *benchmarking* de eficiência mostrou que nem todos os parâmetros obrigatórios ajudavam a explicar as diferenças de custos entre as distribuidoras, reforçando a mudança para parâmetros opcionais.

Em relação à estrutura tarifária, a não utilização de tarifas com sinais horários pode impactar na implantação planejada da infraestrutura de recarga de veículos elétricos (IEA, 2020), embora tarifas interrompíveis possam auxiliar no alívio da carga do sistema. Já a ausência de tarifas locais implica que *prosumidores* e agregadores não paguem os custos adicionais implicados ao sistema por gerarem e comercializarem energia em áreas cujas redes já estão congestionadas.

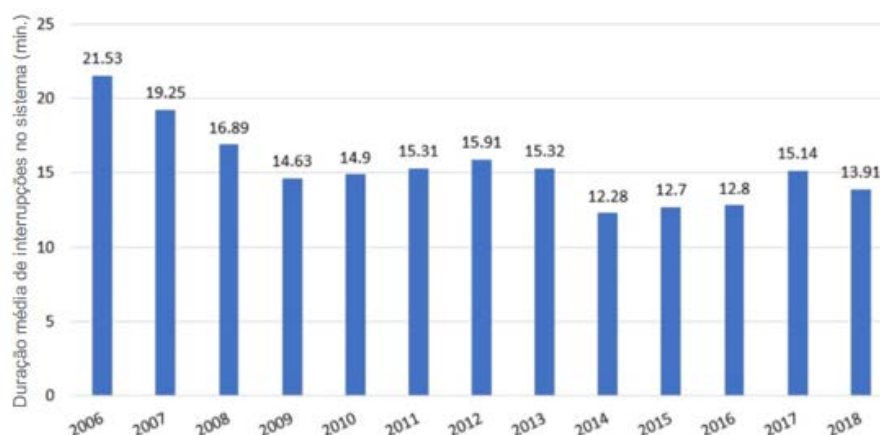
Mesmo diante de crescentes desequilíbrios regionais de carga e geração, que demandam medidas de atenuação dos congestionamentos, a BNetzA não

¹⁵ Os efeitos dessa abordagem foram tratados no Relatório 1.

considera a aplicação da tarifas locais. As justificativas do regulador são os possíveis efeitos destas tarifas nas melhorias da rede, consideradas prioritárias, e os efeitos distributivos indesejados associados à aplicação de tarifas locais, elevando os preços consideravelmente em alguns estados do país e diminuindo-os em outros. Além disso, os leilões competitivos de RED, realizados a partir de 2014, criam incentivos locais ao induzir a compra de energia em regiões congestionadas em detrimento da energia comprada em outras regiões (AHEAD, 2019).

Portanto, a falta de tarifas com sinais locais reforça a relevância dos serviços auxiliares para uma operação segura e confiável da rede. Apesar da crescente participação de RED, a confiabilidade da rede na Alemanha permanece em um nível elevado (BMW, 2019); (IEA, 2020).

Segundo dados do (BNetzA, 2020b), a interrupção de energia por cliente em 2018 foi de em média 13,91 minutos, representando uma queda de 8,1% em relação à 2017. A evolução nos minutos de interrupções calculados com base no SAIDI (Índice de Duração Média da Interrupção do Sistema) é apresentada na Figura 15. As linhas de energia subterrâneas no país contribuem para a redução das interrupções de fornecimento. A Alemanha é um dos países com a maior segurança no fornecimento de eletricidade da Europa: em 2016, ficou atrás apenas da Suíça em termos de segurança de rede (IEA, 2020).



Fonte: BNetZa (2020b).

Figura 15 – Intervalo das Interrupções de Fornecimento para as Redes de Energia Elétrica na Alemanha (SAIDI)

Devido à preocupação com questões ambientais e climáticas, a Alemanha deve continuar dependente da capacidade renovável, exigindo investimentos cada vez maiores na rede, de forma a assegurar que o fluxo bidirecional de energia não tenha efeitos negativos sobre a confiabilidade, flexibilidade e segurança da rede. Contudo, isso deve implicar em custos mais altos para o consumidor, principalmente o residencial, devido a dois motivos em particular: (i) pagamento da componente tarifária de apoio às políticas de energia renovável, que corresponde a uma elevada parcela da tarifa de energia e (ii) investimentos em melhorias da rede, que são diretamente repassados ao consumidor.

2.2 REINO UNIDO

A regulação do setor de energia elétrica britânico é exercida pelo Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). O regulador atua de forma independente ao governo, mas deve agir de acordo com políticas estabelecidas pelo parlamento e, ao menos até final de 2020, pela União Europeia (UE). Isto porque o *Brexit*, ou seja, processo movido pelo Reino Unido de saída do grupo de países que compõem a UE, está em andamento.

Com isso, segundo GOV UK (2019a) antes de 1º de janeiro de 2021 os mercados de eletricidade e o quadro de regras que regem sua operação permanecem integrados e comuns, respectivamente, ao da UE. A partir desta data a política energética será estabelecida pelo governo britânico sem obrigatoriedade de se seguir as leis¹⁶ estabelecidas pela UE.

As atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização foram desverticalizadas a partir da publicação da Lei de Eletricidade em 1989. Dez anos depois, com a liberalização da comercialização de energia elétrica, os consumidores puderam escolher o seu próprio fornecedor de energia elétrica. Ainda neste período foi criada a figura do comercializador de último recurso com objetivo de regular os preços e proteger os pequenos consumidores. Em 2002, os preços foram totalmente desregulamentados e todos os consumidores passaram a adquirir energia elétrica livremente com comercializadoras ou empresas de geração de energia elétrica.

OFGEM (2019a) apresenta as principais características e composições de cada segmento de energia elétrica na Grã Bretanha:

- (i) **Geração:** a energia gerada é vendida tanto aos fornecedores de varejo quanto do mercado atacadista;
- (ii) **Rede de transmissão:** ocorre a transferência de energia em alta tensão de quem gerou para quem demanda. É operada por um único operador: National Grid;
- (iii) **Rede de distribuição:** constituídas por redes de baixa tensão e transportam energia para os usuários comerciais, residenciais e industriais. Na Grã Bretanha, existem 6 grupos que contam com 14 distribuidoras licenciadas para operar a rede de distribuição;

¹⁶ Sujeitas a modificações decorrentes de acordos de livre comércio ou acordos alternativos, sendo necessário re-registro dos participantes do mercado britânico junto a uma autoridade reguladora da UE para manter relações comerciais.

- (iv) **Comercialização:** as 6 principais empresas – Centrica, EDF, E.ON, Npower, *ScottishPower* e SSE – possuem cerca de 70% do mercado de varejo.

Os modelos de negócios nesses países são conduzidos por terceiros, como é o caso da empresa *Green Nation* que desenvolve plantas solares e oferece diversos modelos de prestação.

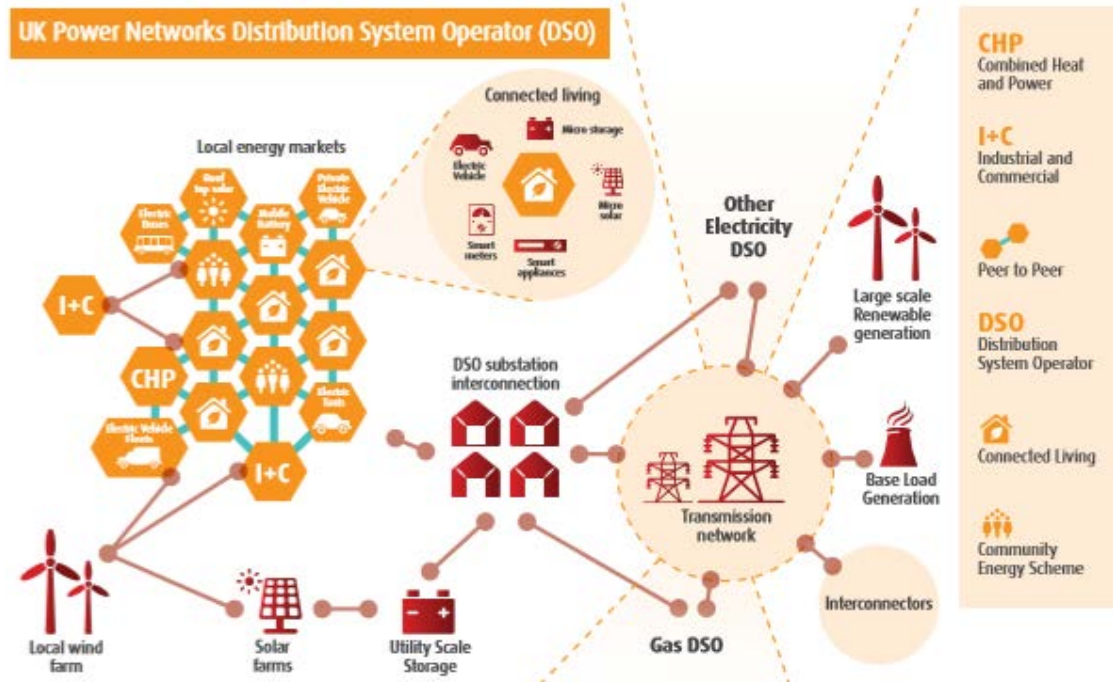
No que diz respeito ao papel das distribuidoras, em 2017, a ENA (*Energy Networks Association*) lançou o *Open Networks Project* que conta com a participação de diversas distribuidoras e afeta diretamente seus planos de negócios. Entre as proposições do projeto elaborado pela ENA, está prevista a transição de DNO (*Distribution Network Operators*) para DSO (*Distribution System Operators*). Os DNOs são responsáveis pela manutenção da infraestrutura de rede bem como pelo estabelecimento de novas conexões de rede.

A transição para DSO implica na ampliação do papel dos DNOs para gerenciamento da energia e da infraestrutura de rede. Um Operador do Sistema de Distribuição (DSO) opera com segurança e desenvolve um sistema de distribuição ativo compreendendo as redes, demanda, geração distribuída e outras fontes de energia distribuídas flexíveis. O DSO permite que os usuários sejam produtores e consumidores e permite o acesso às redes e mercados (OFGEM, 2019b).

A empresa UK Power Networks, por exemplo, já iniciou a transição para DSO. Desde o início da transição, a empresa conectou cerca de 8,5 GW de geração distribuída às redes da empresa, houve 16 GW de solicitações de armazenamento por baterias e atendimento a cerca de 51 ônibus elétricos através da conexão de garagem de ônibus.

A empresa projeta que, a partir de 2030, o sistema de energia funcione conforme explicitado na Figura 16. Esta mudança permitirá, por exemplo, que os usuários sejam capazes de comercializar energia entre si a nível local.

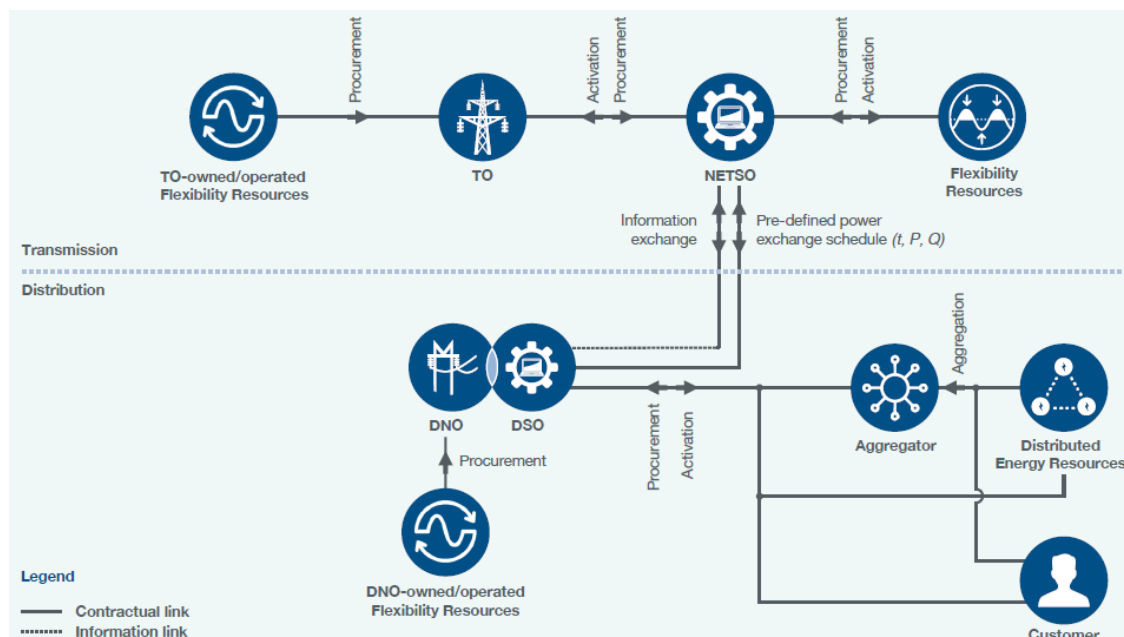
Figure 4: Future of the energy system



Fonte: UK Power Networks (2017).

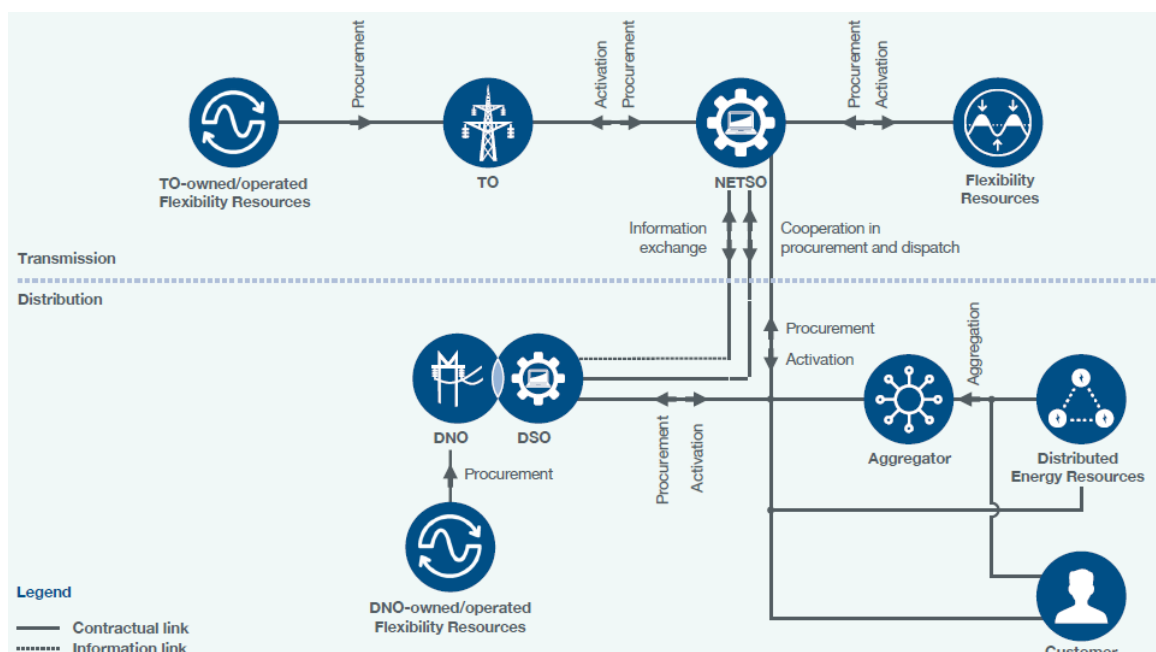
Figura 16 – Sistema Energético da UK Power Networks em 2030

A princípio, o projeto elaborado pela ENA propõe dois modelos de mercado. No primeiro, RED e agregadores interagem diretamente com o DSO local, como mostra a Figura 17. Este modelo de negócio consiste em fazer com que os RED e os Agregadores interajam diretamente com o DSO com o objetivo de prestar serviços para aliviar o congestionamento das redes de distribuição e transmissão, além de também auxiliar no balanceamento do sistema elétrico. Além disso, a DSO é responsável por agendar os serviços necessários de acordo com as suas próprias exigências e com as exigências Operador Nacional do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (National Electricity Transmission System Operator-NETSO).



Fonte: ENA (2017).

Figura 17 - Modelo de Mercado A – agregador interage com DSOE no segundo modelo, RED e agregadores podem interagir diretamente com o DSO local ou com NETSO (*National Electricity Transmission System Operator*). O esquema é apresentado na Figura 18. O segundo modelo de mercado é caracterizado pela possibilidade dos RED e agregadores interagirem com o NETSO ou o DSO para realizar a prestação de serviços de descongestionamento de redes ou balanceamento de energia em sistemas de distribuição ou transmissão. Neste caso a NETSO e o DSO são responsáveis por coordenar os serviços prestados.



Fonte: ENA (2017).

Figura 18 - Modelo de Mercado B – agregador interage com DSO e NETSO

Até o momento, as DNOs são responsáveis por registrar e acompanhar novos empreendimentos de RED sob supervisão da *National Grid*. A ENA desempenha um papel de determinar os requisitos técnicos dos equipamentos e das instalações que estão e serão instaladas no sistema, ficando a cargo das DNOs locais o monitoramento e a fiscalização. Já a OFGEM, oferece um ambiente de discussões entre as DNOs e auxilia no desenvolvimento de propostas para uma melhoria contínua do sistema.

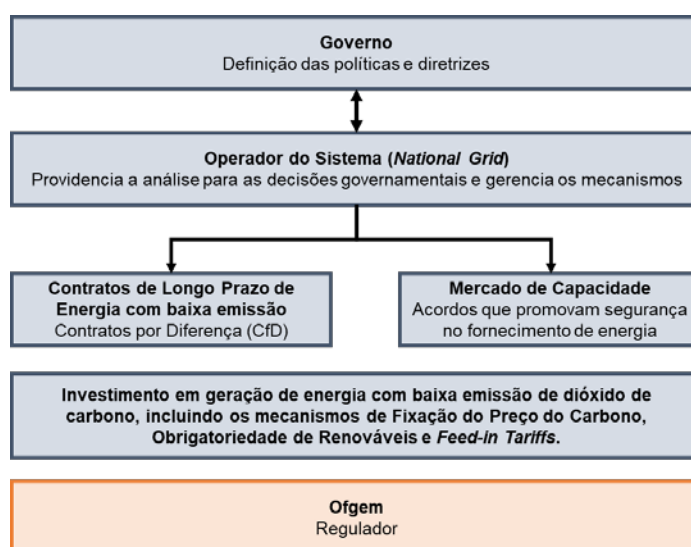
2.2.1 Políticas para Integração dos RED

Em 2011, o governo britânico publicou o *Electricity Market Reform*, um estudo propondo a Reforma do Mercado Elétrico. Os principais objetivos da reforma eram: (i) fornecimento seguro de eletricidade; (ii) garantia de investimentos para tecnologias de baixa emissão de carbono; e (iii) redução dos custos para consumidores.

O fornecimento seguro de eletricidade se daria a partir da diversificação das fontes de energia, por exemplo com a introdução das tarifas *Feed-in* e Contratos por Diferença (CfD), e através do Mercado de Capacidade.

A garantia de investimentos para tecnologias de baixa emissão de carbono seria fundamental para atingir as metas estabelecidas a partir da Lei de Mudança Climática publicada em 2008, que estabelece que as emissões de dióxido de carbono devem ser reduzidas no mínimo em 80% até 2050 em relação ao patamar observado em 1990 (OFGEM, 2019a).

A Figura 19 apresenta a estrutura de gerenciamento dos instrumentos propostos pela Reforma do Mercado Elétrico.



Fonte: Adaptado de Department of Energy & Climate Change (2012)

Nota: O Mercado de Capacidade foi criado em 2014 e consiste em leilões de capacidade para empresas que não recebem outros incentivos.

Figura 19 – Administração dos instrumentos da Reforma do Mercado Elétrico

A Reforma previa o desenvolvimento da rede de distribuição inteligente com foco na geração distribuída, flexibilidade do sistema a partir de soluções de resposta da demanda e do mercado de capacidade, além de armazenamento de energia. De forma conjunta, o governo e o regulador estão trabalhando para este sistema mais

inteligente e flexível, direcionados principalmente para uma economia com energia proveniente de fontes de baixa emissão de carbono.

Neste sentido, foi publicado em 2017 o *Smart System and Flexibility Plan* que traz ações a serem promovidas pelo governo e OFGEM para remover barreiras às tecnologias inteligentes. Foram estabelecidas 29 ações¹⁷, sendo que no ano de 2018 já haviam sido implementadas 15 (OFGEM, 2018). As ações implementadas pela OFGEM possuem os seguintes objetivos:

- Remoção de barreiras para o emprego de tecnologias inteligentes, incluindo o armazenamento;
- Desenvolvimento de residências e negócios inteligentes;
- Aumento de flexibilização nos mercados.

De acordo com GOV UK (2018a), o governo e a OFGEM estão comprometidos em cumprir as demais 14 ações até 2022. Já surgiram outras publicações de apoio ao cumprimento das políticas estabelecidas no *Smart System and Flexibility Plan* como o já citado *Open Networks Project*, de autoria da ENA, ou *The Road to Zero Strategy* e a lei *Automated and Electric Vehicles Act 2018*, que serão descritos mais adiante.

Geração Distribuída e Armazenamento de Energia

As medidas adotadas nos planos mencionados no parágrafo anterior deverão ser cada vez mais comuns à medida que as tecnologias de geração e armazenamento de energia distribuída se tornem mais baratas e, com isso, ocorra uma migração mais intensa do modelo de sistema centralizado e em grande escala para um modelo distribuído (IGov, 2014).

De acordo com OFGEM (2017a), o armazenamento de energia, por exemplo, constitui uma fonte de flexibilidade para as redes e é uma forma barata de reforça-

¹⁷

Ações

Disponíveis

em:

<https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/756051/ssfp-progress-update.pdf>

las. Além disso, as instalações de armazenamento podem ser utilizadas para serviços de balanceamento e outros serviços ancilares.

Em 2017, ao encontro do *Smart System and Flexibility Plan*, o regulador publicou uma consulta sobre a separação do armazenamento dos negócios de rede. De acordo com a consulta, as distribuidoras não podem possuir ou operar diretamente armazenamento em larga escala (acima de 100 MW). A proposta proíbe que os DNOs realizem qualquer atividade de geração sem o consentimento do regulador. A operação do ativo de armazenamento deve ser realizada por um terceiro totalmente independente.

As exceções à proibição se aplicam em dois casos: fontes de alimentação ininterrupta e *Emergency response and maintenance fleets*. As fontes de alimentação ininterruptas correspondem a dispositivos utilizados em subestações permitindo que a distribuidora gerencie o sistema com segurança. A segunda exceção visa garantir a continuidade do suprimento em situações de interrupção para manter os clientes abastecidos.

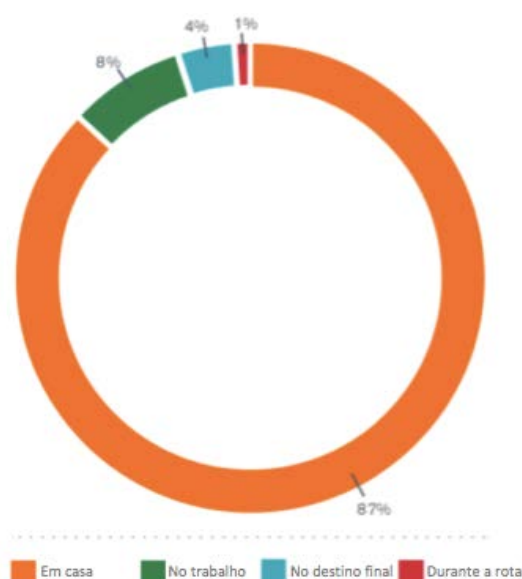
Veículos Elétricos

No Reino Unido, os veículos elétricos (VE) dotados de tecnologia V2G podem usufruir de sistemas de armazenamento distribuído. Planeja-se utilizá-los em momentos de alta demanda prestando serviços ancilares, tais como: regulação de frequência e tensão, potência reativa para correção do fator de potência e reserva de capacidade (RMI, 2016), porém sempre associados a agregadores ou em esquemas de usinas virtuais.

Acredita-se que o número de VE (tanto V2G quanto V1G) aumentará significativamente devido a incentivos legais ligados ao programa *The Road to Zero* (Department-for-Transport-UK, 2018). Segundo este programa e órgãos como o departamento de transportes - UK, há um comprometimento por parte do governo de encerrar a venda de novos carros e vans movidos a gasolina e diesel por estes representarem grande parcela do total de poluição emitida pelo Reino Unido. Aos poucos eles serão substituídos por veículos com 0% de emissão de poluentes até

2040. Já em 2050, espera-se que todos os carros e vans circulantes tenham emissão zero.

Para acompanhar este crescimento no número de VE, a rede deve estar preparada uma vez que, segundo dados da OFGEM (2018a), atualmente, a maioria dos carregamentos dos VE ocorre em casa e no horário de pico, conforme indicado na Figura 20. Isto demandaria investimentos que gerariam custos mais altos para todos os consumidores.



Fonte: Adaptado de OFGEM (2018a).

Figura 20 – Onde atualmente os usuários de EV recarregam seus veículos

Resposta da Demanda

Em relação ao aumento de flexibilidade na rede, o programa *System Needs and Product Strategy*, de junho de 2017, enumerou oportunidades para ampliação da resposta da demanda e reserva de frequência, energia reativa e para um acesso mais amplo ao mecanismo de balanceamento¹⁸. Além disso, a National Grid tem se empenhado cada vez mais em simplificar e criar meios de adquirir serviços de

¹⁸ O mecanismo de balanceamento é uma das ferramentas usadas pelo *National Grid*, o operador do sistema de transmissão, para equilibrar a oferta e demanda de eletricidade. Ele é utilizado a cada período de meia hora de negociação de todos os dias, ou seja, próximo ao tempo real.

balanceamento, comprometendo-se a promover a realização de 30 a 50% de licitações para empresas provedoras de flexibilidade do lado da demanda até 2020 (Strategy, 2018).

As normas e regras técnicas para os programas de serviços de resposta da demanda, bem como regras para postos de recarga de veículos elétricos e conexão de sistemas de geração distribuída, são apresentadas na seção 2.2.2.

2.2.2 Regulamentações Técnicas para RED

Geração Distribuída

Segundo ENA (2018), pontos de conexão com geração de até 5 MW são remunerados através de contratos com tarifas *feed-in* e a partir desse valor, passa a valer o sistema de Contratos por Diferença (CfD). Acima dos 50MW é necessária uma licença de geração. Todas essas divisões também se aplicam aos demais RED.

De acordo com IRENA (2019), o operador da rede de transmissão (*National Grid*) deve manter a qualidade da energia transmitida no sistema. Os serviços ancilares servem como ferramenta de suporte para alcançar este objetivo e possuem um mercado próprio para negociações via contratos bilaterais. A Tabela 10 mostra como são classificados tais serviços. Eles podem ser acessados por todos os RED desde que respeitem as determinações dos programas vistos na Tabela 13 ou outros programas como *Obligatory Reactive Power Service* (ORPS) e *Enhanced Reactive Power Service* (ERPS).

Tabela 10 - Tipos de serviços ancilares e produtos associados

Serviços ancilares	Produto	Descrição	Tempo de resposta
Regulação de frequência	Regulação primária	Evita grandes desvios inesperados na frequência do sistema. Apresenta resposta rápida.	Milissegundos – segundos
	Regulação secundária	Reestabelece a frequência do sistema e restaura a capacidade de reserva da regulação primária.	5 – 15 minutos
	Regulação terciária	Regulação feita de forma não automática e regionalmente.	>15 minutos
Outros	Controle de tensão	Injeção de potência reativa para controle de tensão (alteração do fator de potência).	Segundos
	<i>Black start</i>	Habilidade de reestabelecer conexão com a rede depois de um <i>blackout</i> .	Minutos

Fonte: IRENA (2019).

Os limites mínimos de potência dos programas que utilizam serviços ancilares acabam por restringir seus participantes a grandes clientes industriais e comerciais, pequenas e médias empresas ou agregadores.

No que diz respeito ao controle de tensão, em 2015, a empresa ENWL implementou o projeto CLASS (*Customer Load Active System Services*), que consiste em uma solução de baixo custo para controle de tensão da rede de distribuição a partir do gerenciamento de rede durante período de pico no sistema. O projeto, financiado por meio do LCNF (*Low Carbon Network Fund*) no âmbito do RIIO ED1, foi testado a partir da instalação de 60 controladores de tensão nas subestações e pode permitir uma economia de £ 300 milhões para os usuários na Grã-Bretanha (ENWL, 2020).

Este serviço de controle só pode ser prestado pelas distribuidoras (DNOs). Os serviços do CLASS passaram a ser incluídos na categoria DRS8 (*Value Added Services*) a partir de 31 de março de 2016. Essa inclusão permitiu que esses serviços fossem cobrados diretamente da National Grid e a receita líquida fosse compartilhada com os consumidores através da redução de cobranças de rede (OFGEM, 2016).

Os testes do projeto mostraram que os recursos da CLASS podem ser utilizados para fornecer serviços de balanceamento. Atualmente está em discussão como será o tratamento deste serviço durante o RIIO ED2. Entre as opções propostas pelo OFGEM (2019) estão: i) a manutenção da configuração atual, permitindo que as distribuidoras continuem comercializando CLASS; ii) exigindo que as distribuidoras forneçam o serviço fora dos mecanismos de mercado e que seja aplicada outra forma de remuneração ou iii) proibição do CLASS como serviço de balanceamento (OFGEM, 2020a).

Veículos Elétricos

O ponto de recarga domiciliar para VE requer uma notificação, por escrito, para o DNO local através de formulários de inscrição, por se tratar de um ponto de carga anormal no sistema (ENA, 2020). Na existência de um V2G, que também pode ser visto como um gerador, um formulário de conexão deve ser preenchido e entregue ao DNO local, assim como são exigidos dos produtores (demais fontes) e armazenadores de energia. Os formulários¹⁹ existentes e necessários são os da Tabela 11, que seguem os requisitos impostos pela ENA para cada tipo de formulário.

Tabela 11 - Formulários para prestação de serviços de geração para pequenos produtores (inclui geradores, armazenamento distribuído e V2G)

Formulário	Número de Fase	Potência fornecida	Corrente por fase	Medidor Bidirecional Half Hourly	Licença de geração	Esquema Incentivo
G98	1Ø	≤ 03,68kW	≤ 16 A	Opcional	Não	Feed In
G98	3Ø	≤ 11,04kW	≤ 16 A	Opcional	Não	Feed In
G99 Tipo A	1Ø	≤ 17,00kW	≤ 75 A	Opcional	Não	Feed In
G99 Tipo A	3Ø	≤ 50,00kW	≤ 75 A	Obrigatório a partir de 30kW	Não	Feed In

Fonte: Adaptado de ENA (2018).

¹⁹ Formulários de inscrição presentes nas *Engineering Recommendation* G99 e G98 para conexão de equipamento de geração em paralelo com a rede pública de distribuição a partir de 27 de Abril de 2019 – (ENA, 2020), em substituição aos formulários G59 e G83, respectivamente.

Caso a tecnologia V2G inclua algum dispositivo limitador de exportação de energia, deve-se incluir também o formulário G100 que trata das exportações de energia. Para grandes produtores de energia há as categorias G99 tipos B, C e D (ENA, 2018).

Entre os formulários enviados pelo produtor há também um que diz respeito aos limites para a injeção de harmônicos na rede segundo critérios definidos pela ENA na *Engineering Recommendation G5*. Este formulário em específico reúne informações técnicas de testes no equipamento de geração segundo procedimento definido em BS EN 61000-3-12 para G99 e BS EN 61000-3-2 para G98. Mais detalhes destas normas estão descritos no Apêndice III – Normas Técnicas Internacionais para Conexão de RED.

Em outros locais serão construídos pontos de recarga conforme as regras que regem estes formulários de conexão e a lei *Automated and Electric Vehicles Act* (2018), que estabeleceu a necessidade de pontos de recarga inteligentes, capazes de fornecer sinais de preços aos proprietários e deliberou sobre financiamentos para inovações, como a tecnologia V2G *Industrial Strategy* (2018).

A UK EVSE²⁰ (2018), em conjunto com a *Western Power Distribution* desenvolveram material de apoio direcionado aos interessados no assunto. A Tabela 12 mostra os tipos de pontos de recarga disponíveis, as potências que podem ser transferidas para o VE, os tempos de recarga e as localizações recomendadas para construção dos pontos.

Tabela 12 - Tipos de pontos de recarga disponíveis para construção

Tipo de ponto de recarga	Potência transferida		Tempo de recarga	Localizações recomendadas
Slow	≤ 3kW	Monofásico	8-12h	Vias públicas, estacionamentos públicos, áreas de lazer, shoppings, pontos turísticos e
Fast	≤ 7kW	Monofásico	3-4h	

²⁰ UK Electric Vehicle Supply Equipment Association.

	≤ 22kW	Trifásico	1-2h	estacionamentos no local de trabalho.
Rapid	≤ 43kW	Trifásico	80% em 20-30min	Estacionamentos públicos, pontos de táxi, terminal de ônibus e rodovias.
	≤ 50kW	DC		
Super-rapid	> 43kW	Trifásico	< 20-30min	
	> 50kW	DC		

Fonte: UK EVSE (2018).

Resposta da Demanda

A resposta da demanda pode ser inserida nos programas de balanceamento. Segundo SEDC (2015) no ano de 2015 havia apenas um programa dedicado a resposta da demanda (*Demand Side Balancing Reserve – DSBR*) e outros com uma parcela deste serviço (vide Tabela 13). A Tabela 13 mostra os programas de resposta da demanda desenvolvidos no Reino Unido.

Tabela 13 - Programas que contêm serviços de resposta da demanda

Produto	Carga mínima	Tempo de notificação	Modo de ativação	Frequência de Acionamento
FFR (<i>Firm Frequency Response</i>)	10 MW	10 a 30 s	Automático	Muitas vezes por dia
FRFS (<i>Fast Reserve Firm Service</i>)	50 MW	2min	Automático	10 – 15 vezes por dia
STOR (<i>Short Term Operating Reserve</i>)	3 MW	4h	Manual	Muitas vezes por dia
DSBR (<i>Demand Side Balancing Reserve</i>)	0,1 MW	< 2h	Manual	Nunca ²¹
FCDM (<i>Frequency Control by Demand Management</i>)	3 MW	2s	Automático	N/A

²¹ No período de encerramento dos pilotos entre novembro de 2014 e fevereiro de 2015. A National Grid decidiu não contratar esta opção para o período entre 2016 e 2017.

Fonte: SEDC (2015) e SEDC (2017).

Associado a isto há regras de cobrança e penalidades contabilizados em £/MWh, para sinais que gerem desequilíbrios no balanceamento do sistema (SEDC, 2015). As regras que definem os critérios para conexão de clientes que desejam participar dos programas de resposta da demanda listados na Tabela 13 estão descritas na seção 9 do *Distribution and Planning Connection Code* (DPC9) (ENA, 2018). Os serviços de resposta da demanda passam a ser gerenciados pelo DNO local que notifica os clientes segundo dados da Tabela 14. As unidades consumidoras participantes do programa de reposta da demanda devem permanecer conectadas e funcionando normalmente mesmo que o sistema opere nas seguintes condições:

- Tensão de operação na faixa de 0,90pu a 1,10pu da tensão nominal declarada;
- Frequência do sistema na faixa de 47Hz a 52Hz durante um certo período de tempo (vide).

Tabela 14 - Tempo máximo em que uma unidade de demanda deve permanecer conectada para uma determinada faixa de frequência do sistema

Frequência	Tempo limite de operação
47,0 – 47,5Hz	20s
47,5 – 49,0Hz	90min
49,0 – 51,0Hz	-
51,0 – 51,5Hz	90min
51,5 – 52,0Hz	15min

Fonte: (ENA, 2018).

No que se refere à regulação aplicada aos agregadores, PA Consulting (2016), em um relatório elaborado para OFGEM no ano de 2016, afirma que as leis atualmente aplicadas à época ao setor elétrico do Reino Unido são suficientes para os

agregadores, não sendo necessário desenvolver um acabamento regulatórios específico para esta atividade.

No entanto, PA Consulting (2016) afirma que pode ser necessário elaborar uma regulação à medida que o papel destes agregadores se expande e se torna mais importante para o setor elétrico do país. Dessa forma, a OFGEM, em conjunto com agentes do mercado, desenvolveu em 2018 um código de boas condutas de caráter voluntário para os agregadores que atuam no Reino Unido²².

2.2.3 Modelos de Negócios

A Solarcentury foi uma das empresas pioneiras em energia solar fotovoltaica no Reino Unido. Fundada em 1998, atua nas categorias residencial, comercial, industrial e clientes públicos no Reino Unido e em outros países da Europa, América Latina e África. A empresa atua principalmente no desenvolvimento, no financiamento, na construção e na operação da estrutura solar para clientes residenciais (Solarcentury, 2020). Em 2018, já havia instalado mais de 1GWp de capacidade em diversos países. No Reino Unido, lidera o setor com mais de 500 MWp de potência solar instalada (Basterra, et al., 2020).

A Green Nation Solar Energy, fundada em 2011, atua no desenvolvimento de painéis solares para residências, escolas, prédios comerciais e outros. Atualmente, gerencia 9 fazendas solares e centenas de telhados solares principalmente em escolas e universidades. Os painéis solares são desenvolvidos e operados pela empresa por um período de 20 a 25 anos. Ao final do contrato, as instalações são removidas e o terreno é restaurado. A atuação da empresa inclui a obtenção das licenças e autorizações, instalação dos painéis, gerenciamento e manutenção das instalações. Os contratos são oferecidos sem nenhum custo inicial para o cliente

²² Disponível em: https://www.theade.co.uk/assets/docs/resources/DSR_Code_of_Conduct.pdf.

em troca do arrendamento do espaço e da venda da energia gerada em contratos PPA²³ (Green Nation, 2020); (Basterra, et al., 2020).

A Gridserve, fundada em 1977 no Reino Unido, atua na geração de energia solar e na área de telecomunicações. A empresa fabrica painéis fotovoltaicos bifaciais (*bifacial modules*), que absorvem energia de ambos os lados do painel, assim como rastreadores solares, que permitem sua movimentação ao longo do dia de acordo com a posição do sol. A Gridserve planeja desenvolver estações de recarga rápida integradas a plantas solares e baterias com grande capacidade, a fim de se apropriar de economias de escopo com a geração própria, além do uso e da venda de energia conforme os sinais de preços horários.

A Flexitricity é uma empresa inglesa fundada em 2004 que atua nos serviços de: fornecimento de energia, mecanismos de balanceamento, resposta à frequência, agregação de reserva operacional de curto prazo e de resposta da demanda para as distribuidoras (Flexitricity, 2020).

Quanto aos mecanismos de balanceamento, a empresa vende serviços de otimização da comercialização de energia em tempo real para cogeradores e prosumidores. O serviço pode ser solicitado junto ao contrato de fornecimento de energia ou de forma separada.

A empresa é o principal agregador da reserva operacional de curto prazo da National Grid, obtida através da redução da demanda ou do aumento da geração. A Flexitricity paga para que cargas flexíveis e prosumidores estejam prontos para atender aos sinais de redução de demanda ou aumento da geração. Também atua como agregador de resposta da demanda para as distribuidoras.

De acordo com Basterra et al. (2020), a KiWi Power, fundada em 2009, é o principal agregador do sistema elétrico no Reino Unido. Os produtos variam de acordo com o tipo de cliente, os quais podem ser: consumidores e operadores do sistema. Para

²³ *Power Purchase Agreement* (PPA) é um contrato de compra de energia de longo prazo firmado entre o gerador de energia renovável e o fornecedor de energia.

os consumidores, são oferecidos sistemas de armazenamento de energia, medição e monitoramento e o pagamento pela redução da capacidade em programas de resposta da demanda, por exemplo. Para os operadores, são disponibilizadas as capacidades provenientes da resposta da demanda, gestão de restrições, comércio de energia e consultoria.

O serviço de sistema de armazenamento é direcionado aos clientes com pelo menos 1 MW de carga que precisam consumir energia em períodos de pico de demanda. Para esse clientes, a empresa arca com o desenvolvimento, o financiamento, a instalação e realiza a gestão de sistemas de armazenamento, eximindo os consumidores e prosumidores de terem que investir e arcar com a manutenção desses sistemas. Os clientes recebem pagamento para hospedar o sistema e com o uso da bateria podem deslocar o seu consumo para um período fora ponta, compartilhando parte da economia de fatura com a KiWi Power.

Segundo Basterra et al. (2020), a empresa presta dois tipos de serviço de resposta da demanda. O primeiro se refere ao de agregação da reserva operacional de curto prazo e capacidade de mercado, em que a empresa atua como uma usina virtual. A KiWi Power oferta ao sistema a capacidade disponibilizada pelos seus clientes a fim de reduzir o *stress* na rede nos horários de ponta. E o segundo programa se refere ao serviço de resposta à frequência. Este serviço é oferecido ao operador do sistema mediante o controle dos ativos sob seu controle instalados em clientes comerciais e industriais.

O serviço de gestão de restrições oferecido pela empresa auxilia as companhias elétricas a se adaptarem aos novos requerimentos relativos às *smart grids*. Para tanto, a KiWi oferece de soluções de monitoramento e controle que permitem ajuste automático e rápido das cargas.

A KiWi Power também atua na comercialização de energia, oferecendo um *software* que se integra às plataformas de *trading* dos diversos mercados (de resposta da demanda, resposta à frequência e comércio de energia), permitindo que os clientes possa escolher os serviços mais vantajosos a serem oferecidos por eles. Além destes, a empresa oferece serviços de inovação, investigação e consultoria em

diversas áreas, como por exemplo, *smart grid*, resposta da demanda e treinamento em *software* e *hardware* para resposta da demanda.

A Limejump é uma empresa inglesa, subsidiária da Shell, fundada em 2013. De acordo com Basterra et al. (2020), foi a primeira empresa do setor elétrico²⁴ a comercializar baterias no mercado de balanceamento de cargas no Reino Unido. O mecanismo de balanceamento é viabilizado através da Usina Virtual da empresa, que controla os ativos de terceiros e oferece serviços de otimização da comercialização de energia em tempo real. Também são ofertados pela VPP da Limejump serviços de resposta à frequência, e de identificação de oportunidades lucrativas para clientes venderem seus excedentes de energia através de contratos PPA.

2.2.4 Regulação Econômica

O regime de regulação adotado na Grã Bretanha pela OFGEM foi alterado em 2008. Até o referido ano, o segmento de distribuição era regulado pelo modelo *Price Cap*, com ciclos tarifários de 5 anos. O período compreendido entre os anos de 2008 e 2015 pode ser caracterizado como um período transitório entre modelos. O principal motivador para a mudança foi a necessidade de se criar condições para que inovações tecnológicas fossem implementadas no segmento de distribuição e, desta forma, fosse possível equacionar os desafios do setor elétrico. Apesar do Regulador observar um bom desempenho do modelo *Price Cap* no atendimento dos interesses dos consumidores, a Agência reconheceu que aquele modelo não era o adequado ao cenário previsto de novas tecnologias.

Neste cenário, em 2015, entrou em vigor nova metodologia de controle de preços que estende o período regulatório para 8 anos (2015-2023). Conhecida como RIIO²⁵, consiste em uma metodologia baseada na performance, sendo a receita

²⁴ A empresa atua no mercado de energia do Reino Unido como fornecedora, comercializadora e agregadora licenciada.

²⁵ *Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*

orientada a partir de incentivos, inovação e produtos. A metodologia estabelece a entrega de 6 produtos: segurança, confiabilidade, impacto ambiental, atendimento ao cliente, conexões e obrigações sociais.

De acordo com OFGEM (2019a), o principal objetivo da primeira edição do RIIO 1 é incentivar a inovação, eficiência, melhoria da qualidade dos serviços, além de reduzir os custos para os usuários. Para tanto, o regulador avalia a performance das empresas reguladas todos os anos dentro do ciclo.

No Reino Unido, o OFGEM também adota a regulação por menu de contratos por meio do mecanismo de Incentivo a Qualidade da Informação (*Information Quality Incentive* - IQI). De acordo com Laffont e Tirole (1993), neste tipo de regulação o regulador oferece diferentes combinações de contratos e pode criar arranjos contratuais com restrições de qualidade. Se por um lado, a empresa optar por gastar menos e tiver metas de eficiência mais exigentes podem obter maiores lucros. Caso a empresa opte por escolhas com gastos mais altos, terá retornos mais baixos (FIRST ECONOMICS, 2015). O mecanismo de menu de contratos é descrito detalhadamente no relatório de revisões bibliográficas sobre RED.

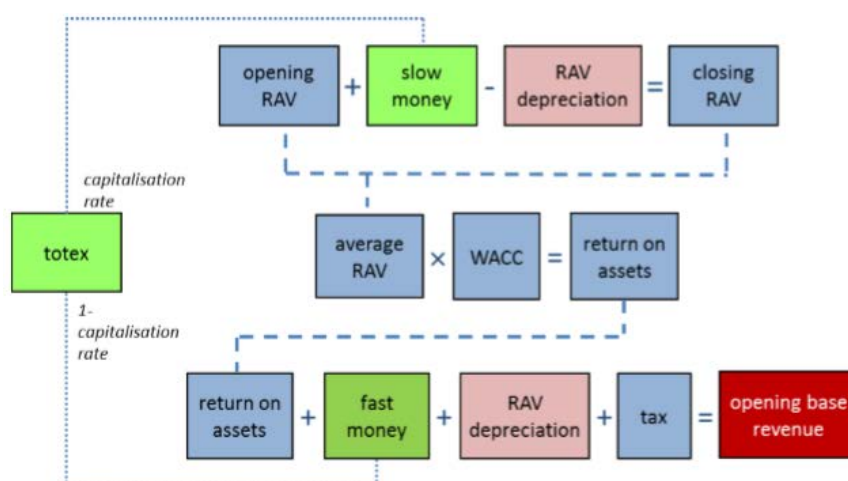
O IQI compara os valores projetados de TOTEX eficiente com os valores realizados pelas empresas no ano. As empresas enviam seus planos de negócios com previsão de gastos para o período regulatório. Os planos podem ser do tipo *fast-track*, em que as projeções apresentadas condizem com as expectativas do regulador, ou *slow-track*, em que os planos de negócios parecem ineficientes e necessitam de ajustes (OFGEM, 2017b). A partir do IQI as empresas são incentivadas a enviar planos de negócios com dados mais precisos. Se o valor estimado declarado pela empresa for inferior ao esperado pelo regulador, a empresa recebe uma bonificação. Caso contrário, recebe uma penalização.

O TOTEX é definido no momento da revisão tarifária. Corresponde ao gasto total e não há a preocupação em definir o tipo de gasto, se OPEX ou CAPEX. Esta abordagem equaliza incentivos e as distribuidoras podem passar a utilizar mais soluções custo-efetivas. Ou seja, em um contexto de difusão de RED as empresas

poderiam buscar soluções como balanceamento da demanda ou outras *Non-Wire Alternatives* ao invés de investir na expansão da rede.

No mecanismo adotado pelo OFGEM, o regulador fixa uma proporção de *Slow Money* e *Fast Money* antecipadamente com base na proporção de CAPEX e OPEX eficiente da empresa. O *Slow Money* corresponde ao montante capitalizado na base de ativos e a partir do qual são calculadas a reintegração e remuneração dos ativos. É financiado por meio de provisões para depreciação e retorno do capital, sendo recuperado em vários ciclos tarifários. Anterior ao RIIO-ED1 considerava-se que os ativos seriam depreciados em 20 anos. A partir de então, os novos ativos passaram a ter vida útil de 45 anos. O restante do TOTEX, denominado de *Fast Money*, consiste nas despesas que são financiadas no ano em que ocorrem, como por exemplo, custo de suporte comercial (OFGEM, 2010).

Para segregação do TOTEX em *Slow* e *Fast Money*, utiliza-se uma proporção fixa para cada distribuidora dentro do ciclo tarifário (OFGEM, 2017c). A Figura 21 ilustra a composição da Receita Base Operacional. A Receita base é aquela que cobre o custo dos produtos, inclusive manutenção, investimento e tributos. A receita base pode ser segregada em três grupos: (i) TOTEX; (ii) depreciação e remuneração justa dos ativos e (iii) tributos. A remuneração dos ativos é calculada pelo WACC, enquanto a vida útil dos ativos de distribuição foi alterada a partir do RIIO 1.



Fonte: OFGEM (2017c).

Figura 21 – Componentes da Receita Base a partir do TOTEX

Entre 2018 e 2019, o TOTEX permitido para as distribuidoras foi de cerca de £28,9 bilhões, enquanto o estimado a partir dos dados disponíveis das empresas somava cerca de £27,7 bilhões, 4% abaixo do valor permitido pelo Regulador, conforme mostra a Tabela 15.

Tabela 15 – TOTEX projetado e permitido através do RIIO-ED1 para 2018-2019

<i>£m, 2018-19 prices</i>	<i>Current RIIO-ED1 company forecast</i>			
	Allowance	Expenditure	Difference	
	£m	£m	£m	%
ENWL	2,152	1,995	-156	-7%
NPG	3,520	3,520	0	0%
WPD	8,158	8,091	-67	-1%
UKPN	7,075	6,202	-843	-12%
SPEN	3,748	3,748	0	0%
SSEN	4,323	4,136	-187	-4%
Total	28,946	27,692	-1,254	-4%

Fonte: OFGEM (2019b).

O processo de atualização anual da receita é conhecido como processo de iteração anual (*Annual Iteration Processo*, AIP) e ocorre através de uma fórmula que inclui os incentivos ou penalizações de acordo com a performance da empresa, ajuste de inflação e alterações a partir de mecanismos de incerteza.

Os mecanismos de incerteza possibilitam às distribuidoras a alteração das receitas permitidas mediante a ocorrência de determinados fatos imprevisíveis durante o ciclo tarifário. Para tanto, são necessários os seguintes requisitos: (i) justificativa clara da necessidade do mecanismo; (ii) projeto para mitigação e (iii) abordagem coerente entre os mecanismos. De acordo com OFGEM (2017c), para o RIIO-ED1, o regulador propôs mecanismos de incerteza e as distribuidoras apresentaram as propostas para gerenciar as incertezas e os riscos a elas associados. Os tipos de mecanismos de incerteza podem ser classificados da seguinte forma:

- a) **indexação**: associado ao ajuste de alguma variável econômica de acordo com um índice definido;
- b) **pass-through**: estão associados a elementos em que qualquer alteração nos custos seja recuperada pelos clientes. Ex: taxa de regulação;

- c) **volume drivers**: quando subsídios de receita estão vinculados a mudanças significativas nos volumes. Ex: custo de instalação de *smart meter*;
- d) **reabridores (re-openers)**: redefinição de subsídios de receita para custos previamente aprovados quando estes ultrapassam o limite estabelecido. Ex: custos associados a esquemas de licenciamento sobre obras de rua não previstos;
- e) **trigger**: ocorre quando um mecanismo é revisado. Ex: alteração na legislação ou 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.

Em face do ciclo ser longo, 8 anos, a metodologia adotada através do RIIO também prevê a possibilidade de uma revisão intermediária. Esta revisão não consiste em uma revisão de preços, mas de resultados a serem atingidos a partir de alterações nas políticas governamentais a fim de atender às necessidades dos usuários.

A segunda forma de atualização ocorre em 30 de novembro de cada ano e consiste na atualização do Modelo Financeiro de Controle de Preços (*Price Control Financial Model*, PCFM) e da variação incremental da receita base, para mais ou para menos (OFGEM, 2017c). O Modelo Financeiro de Controle de Preços (PCFM) é o modelo que deriva as alterações incrementais na receita base durante o ciclo tarifário. Isso é feito recalculando as receitas com base nas variáveis atualizadas que se enquadram em quatro categorias: custo anual da dívida, componentes de TOTEX, provisões sobre mecanismos de incerteza e certos ajustes financeiros (OFGEM, 2020b).

Como forma de incentivar a transição para uma economia com baixo carbono, RIIO traz mecanismos direcionados à inovação. Entre eles está o mecanismo NIA (*Network Innovation Allowance*) que destina uma proporção da receita base de cada distribuidora para projetos de inovação na rede, conforme mostra a Tabela 16.

Tabela 16 – Network Innovation Allowance (NIA, % da Receita Base)

DNO	RIIO-ED1 NIA amount (% of base revenue)
ENWL	0.7
NPg	0.6
WPD	0.5
UKPN	0.5
SPEN	0.5
SSEPD	0.5

Fonte: OFGEM (2017c).

Adicionalmente, desde 2009 a OFGEM definiu um mecanismo de financiamento de novas tecnologias. Como forma de incentivo, o Regulador permite tanto o *pass-through* dos custos com tecnologia de informação (TI) de medidores inteligentes, como o aumento da receita permitida anual devido aos custos com a implementação de medidores inteligentes.

Estrutura Tarifária

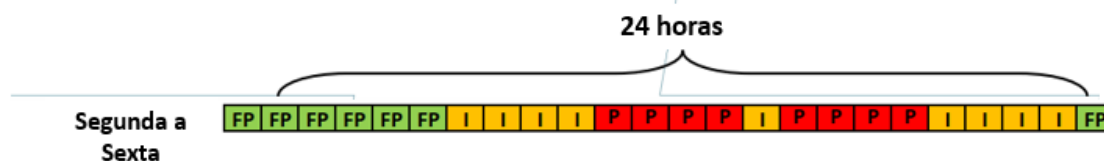
A estrutura tarifária no Reino Unido considera três componentes para a maioria das categorias de usuários: (i) fixo (\$/mês), (ii) de energia (\$/kWh), que pode ser volumétrico por *Time-of-Use* (TOU) ou invariante no tempo e (iii) componente de demanda (\$/kW), aplicado para clientes da alta tensão e baixa tensão com medidor de energia a cada meia hora. Os clientes da baixa tensão são classificados em domésticos e não domésticos e, dependendo do tipo de medidor, podem ser agrupados em 8 categorias tarifárias. A Tabela 17 apresenta os componentes das tarifas para as categorias determinadas pelo regulador.

Tabela 17 – Tipologia de Tarifas Aplicadas às Classes de Consumidores no Reino Unido

Aplicação			Variáveis de Faturamento		
Categoria	Tensão	Descrição/Condição	Componente Fixa	Componentes Variáveis	Outros
Todas	Todas (< 22kV)	- Medição de energia a cada meia hora - Medição de Demanda	\$/Mês + Demanda Contratada	Energia em 3 bandeiras tarifárias (\$/kWh)	Tarifa de excesso de energia reativa
Doméstico e Não Doméstico (classes 01 e 03)	Baixa Tensão ($\leq$ 1kV)	- Medição simples de energia	\$/Mês	- Energia invariante no tempo	-
Demais Domésticos e Não Domésticos	Baixa Tensão ($\leq$ 1kV)	- Medição de Energia (TOU)	\$/Mês	- Energia em 2 ou 3 postos tarifários (\$/kWh)	-
		- Medição de Energia (TOU) - Medição de Demanda		- Energia em 2 ou 3 postos tarifários (\$/kWh) - Tarifa de Demanda (\$/kW)	
Extra Alta	Alta Tensão e Subestação ($\geq$ 22kV)	- Medição de Energia (TOU) - Medição de Demanda	\$/Mês (Específico por cliente)	- Energia em 2 ou 3 postos tarifários (\$/kWh): TOU sazonal - Tarifa de Demanda (\$/kW) específica para cada cliente	Tarifa de excesso de energia reativa

Fonte: Adaptado de UK Power Networks (2019).

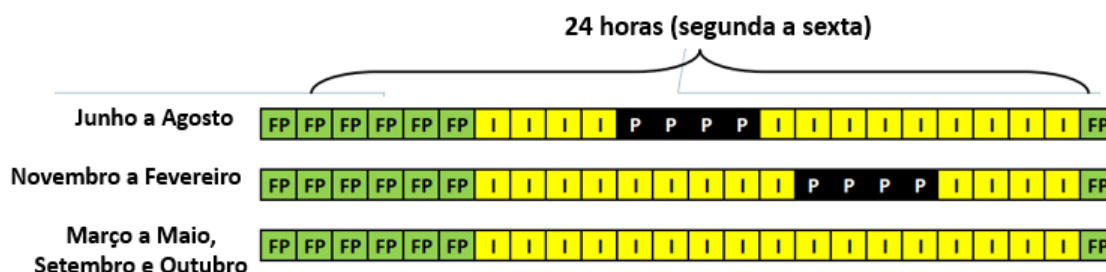
Os clientes da alta tensão são tarifados por uma componente variável que é aplicada tanto ao consumo de energia quanto à capacidade. Os clientes que possuem *smart meters*, com medição efetiva a cada meia hora possuem tarifas com componente volumétrica que varia de acordo com os dias da semana e horário, como mostra a Figura 22.



Fonte: UK Power Networks (2019).

Figura 22 – Time of Use para clientes de Baixa e Alta Tensão com Smart Meters

Para os clientes com medição teórica²⁶ a cada meia hora, a tarifa pode variar de acordo com os dias da semana, horário e meses do ano, como apresenta a Figura 23.



Fonte: UK Power Networks (2019).

Figura 23 - Time of Use para clientes de Baixa e Alta Tensão com medição de Meia Hora Teórica

Tarifas e Esquemas de Incentivos para RED

Em relação aos *prosumidores*, o sistema *feed-in* (*Feed-in Tariffs*, FiT) foi introduzido em 2010, sendo aplicável a instalações que utilizam cinco tipos de tecnologias como fontes distribuídas de energia elétrica: solares fotovoltaicas, eólicas, hidráulicas ou de digestão anaeróbica²⁷ e derivados de combustíveis fósseis com calor e energia combinados²⁸ de até 2kW. O esquema tem vigência de 20 anos para aplicações realizadas até 2019.

²⁶ A medição teórica a cada 30 minutos geralmente é aplicada a iluminação pública, pontos de ônibus e *outdoors*. A medição teórica é realizada por meio dos seguintes passos: (i) seleção de um conjunto de equipamentos que executa uma função em comum (por exemplo, iluminação pública); (ii) medição de um elemento do conjunto de equipamentos (por exemplo, um poste de iluminação); e (iii) utilização do ponto de medição existente como referência para determinar o fornecimento geral para todo o conjunto de equipamentos em um determinado período.

²⁷ Conjunto de processos biológicos nos quais os microrganismos decompõem o material biodegradável na ausência de oxigênio.

²⁸ Tecnologia que gera energia elétrica e captura o calor que seria usado para fornecer energia térmica. *Combined Heat and Power*, CHP, na sigla em inglês.

As fontes de energia distribuída são segregadas em pequenas e grandes. São consideradas pequenas as instalações solares fotovoltaicas e eólicas com capacidade líquida de até 50 kW e as instalações derivadas de combustíveis fósseis com calor e energia combinados (OFGEM, 2020c). São consideradas grandes as instalações que utilizam energia elétrica de fontes distribuídas solares fotovoltaicas e eólicas com capacidade líquida acima de 50kW e capacidade instalada acima de 5 MW, instalações hidráulicas com capacidade acima de 5MW e todas de digestão anaeróbica OFGEM (2020d).

O pagamento das tarifas *Feed-in* tem duração de 20 anos, com exceção das fontes derivadas de combustíveis fósseis com calor e energia combinados que tem duração de 10 anos OFGEM (2020e). O valor das tarifas depende da capacidade instalada (kW) e do tipo de energia gerada, como apresenta a Tabela 18.

Tabela 18 – Tarifas *Feed-in* Jul/2018 a Mar/19

Descrição	Capacidade Instalada Total (kW)	Tarifa (£/kWh) jul/18 a set/18	Tarifa (£/kWh) out/18 a dez/18	Tarifa (£/kWh) jan/19 a mar/19
Solar Fotovoltaico Padrão - Maior Tarifa ²⁹	0 -10	3.93	3.96	3.79
	10 - 50	4.17	4.22	4.03
	50 -250	1.79	1.80	1.69
Solar Fotovoltaico Padrão - Tarifa Média ³⁰	0 -10	3.54	3.56	3.41
	10 - 50	3.75	3.80	3.63
	50 -250	1.61	1.62	1.52
Solar Fotovoltaico Padrão - Menor Tarifa ³¹	0 -10	0.25	0.21	0.15
	10 - 50	0.25	0.21	0.15
	50 -250	0.25	0.21	0.15
Solar Fotovoltaico Padrão Grande	250 - 1000	1.43	1.42	1.33
	1000 - 5000	0.25	0.21	0.15
Solar Fotovoltaica Autônoma	0 - 5000	0.12	0.08	0.05
Digestão Anaeróbica	0 - 250	4.56	4.65	4.50

²⁹ *Higher Rate*: o Requisito de Eficiência Energética foi emitido antes da data de comissionamento da instalação e o consumidor tem abaixo de 25 instalações de energia solar fotovoltaica.

³⁰ *Middle Rate*: o Requisito de Eficiência Energética foi emitido antes da data de comissionamento da instalação e o consumidor tem 25 ou mais instalações de energia solar fotovoltaica.

³¹ *Lower Rate*: o Requisito de Eficiência Energética foi emitido não foi emitido antes da data de comissionamento da instalação de energia solar fotovoltaica.

Descrição	Capacidade Instalada Total (kW)	Tarifa (£/kWh) jul/18 a set/18	Tarifa (£/kWh) out/18 a dez/18	Tarifa (£/kWh) jan/19 a mar/19
	250 - 500	4.34	4.42	4.27
	500 - 5000	1.57	4.59	1.54
Calor e Energia Combinados	0 - 2	14.52	14.91	14.52
Hidro	0 - 100	8.06	8.26	8.03
	100 - 500	6.48	6.63	4.46
	500 - 2000	6.48	6.63	6.46
	2000 - 5000	4.73	4.86	4.73
Eólica	0 - 50	8.39	8.53	8.24
	50 - 100	4.94	5.04	4.87
	100 - 1500	1.92	1.77	1.55
	1500 - 5000	0.59	0.53	0.47

Fonte: OFGEM (2020b).

O sistema *feed-in* (*Feed-in Tariffs*, FiT) deixou de aceitar novos projetos em abril de 2019. Em setembro de 2019, o Governo da Grã Bretanha anunciou a substituição das tarifas *feed-in* pelo programa *Smart Export Guarantee* (SEG), projetado pelo *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS). O Quadro 1 apresenta as principais características do programa.

Quadro 1 – Características do Programa SEG aplicado no Reino Unido

O programa *Smart Export Guarantee* (SEG) autoriza os fornecedores licenciados a definirem suas próprias tarifas de pagamento da eletricidade exportada à rede pelos *prosumidores*. Semelhante ao esquema FIT, o SEG é aplicável a sistemas de energia solar fotovoltaica, eólica, hidráulica ou de digestão anaeróbica de até 5MW de capacidade instalada ou de micro CHP de até 50kW de capacidade.

No programa,

- os próprios fornecedores de energia licenciados decidem sobre a duração do contrato e o tipo de tarifa de exportação (\$/kWh) paga e seu valor, desde que seja superior a zero;
- a tarifa acordada entre o fornecedor e o *prosumidor* deve sempre ser superior a zero, uma vez que os preços de eletricidade no mercado atacadista de energia podem cair abaixo desse valor e o *prosumidor* pode escolher o fornecedor com a melhor “oferta” de tarifa;
- o fornecedor licenciado de exportação escolhido pelo *prosumidor* pode ser diferente do fornecedor de importação da eletricidade;

- e exige a instalação de um medidor inteligente para medir, a cada meia hora, a quantidade de energia exportada à rede.

Enquanto o esquema FIT arcava com duas tarifas: (i) de geração, que remunerava o volume total de eletricidade gerado no sistema, sendo ele excedente ou utilizado para autoconsumo, e (ii) de exportação, correspondente a um valor adicional aplicado sobre a energia excedente injetada na rede, o programa SEG exige o pagamento apenas da tarifa de exportação. O novo programa entrou em vigor em janeiro de 2020.

Fonte: Elaboração própria a partir de OFGEM (2020f).

Enquanto o esquema *Feed-in* representou um dos principais mecanismos para desenvolvimento de energia renovável de pequena escala, de acordo com OFGEM (2020g), a Obrigatoriedade de Renováveis constitui um dos principais mecanismos de incentivo para energia renovável de larga escala no Reino Unido. A Obrigatoriedade de Renováveis, que começou a vigorar em 2002³², impõe que parte da energia fornecida pelas empresas britânicas seja de fontes renováveis. A obrigação (ROCs) é calculada a partir da Equação 2.

Equação 2 – Cálculo dos Níveis de Obrigatoriedade de Renováveis do Reino Unido

$$ROCs = \text{Energia Total Fornecida (MWh)} \times \text{Nível de Obrigação (ROCs/MWh)}$$

Os valores das obrigações são ajustados anualmente, de abril a março, e publicados até 6 meses antes do período de aplicação. A Tabela 19 apresenta os períodos de Obrigações, preço de compra e nível de obrigação para Inglaterra

Tabela 19 - Período de Obrigações e Valores para Inglaterra

Período da Obrigação	Preço de Compra (£ por ROC)	Nível de Obrigação para Inglaterra (ROCs/MWh)
2009 – 2010	37.19	0.097
2010 – 2011	36.99	0.111
2011 – 2012	38.69	0.124
2012 – 2013	40.71	0.158
2013 – 2014	42.02	0.206
2014 – 2015	43.30	0.244

³² A Obrigatoriedade de Renováveis foi encerrada para novas capacidades de geração a partir de 31 de Março de 2017. As obrigações anteriores à data não foram afetadas.

2015 – 2016	44.33	0.29
2016 – 2017	44.77	0.348
2017 – 2018	45.58	0.409
2018 – 2019	47.22	0.468
2019 – 2020	48.78	0.484
2020 – 2021	50.05	0.471

Fonte: OFGEM (2020d)

A política de Obrigatoriedade de Renováveis é definida pelo governo, através do Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (*Department for Business, Energy and Industrial Strategy*, BEIS), mas é gerenciado pelo regulador.

As tarifas de recarga residencial de veículos elétricos podem ser cobradas de diversas formas. Podem ser compostas por uma parcela fixa e outra volumétrica, por exemplo. Algumas empresas podem praticar tarifas que variam de acordo com o período de utilização, por exemplo: tarifa Economia 7 e Economia 10. Na Tarifa Economia 7 a energia é mais barata ao longo da noite por um período de 7 horas e na Economia 10 a energia é vendida a um preço mais barato por um período de 10 horas, que geralmente abrange o período da noite e eventualmente algumas horas do dia. Os medidores para aplicação das tarifas diferenciadas nos horários fora de pico são instalados gratuitamente aos clientes pelos fornecedores de energia (Zap Map, 2020). A Tabela 20 mostra as tarifas cobradas para recarga residencial de veículos elétricos por algumas empresas no Reino Unido.

Tabela 20 – Tarifas Residenciais para Recarga de Veículos Elétricos

Empresa	Tarifa	Standard (p/kWh)	Off-peak (p/kWh)	Peak (p/kWh)
EDF	GoElectric (may21)	11.98	8	17.42
Good Energy	EV Driver 3	18.79	13.06	19.82
Ovo Energy	EV Everywhere	15.89	10.33	17.78
British Gas	Electric Driners Energy Plan Sep 2021	20	4.7	-

Octopus Energy	Octopus Go	-	5	13.33
Tonik	Charge EV	16.8	9.45	-
Ecotricity	Fully Charged	17.54	10.31	-
Scotish Power	SmartPower EV	19.18	4.74	-

Fonte: ZAP MAP (2020).

Existem diversos modelos de cobrança para recarga. Algumas empresas exigem que o usuário se registre e realize a recarga através de aplicativos, outras oferecem planos de assinatura e cartão pré pago. A empresa Polar, por exemplo, representa a maior rede operadora das estações de recarga no Reino Unido. A Tabela 21 resume os tipos de recarga oferecidos por ela.

Tabela 21 – Ponto de Recarga Pública – Estações Polar

Empresa	Tarifa	Assinatura (£/mês)	Fast Points (p/kWh)	Rapid Points (p/kWh)	Ultra-rapid Points (p/kWh)
Polar	Polar Plus	7.85	12	15	20
	Polar Instant ⁽¹⁾	-	18	25	35
	Polar Contactless ⁽²⁾	-	-	30	40

Fonte: ZAP MAP (2020).

(1) Serviço do tipo Pay As You Go (PAYG). Necessita de app, transação mínima de £1.20 por carga e recarga de crédito mínima de £20.

(2) Serviço do tipo Pay As You Go (PAYG). Não necessita de app, acesso direto na conta bancária, transação mínima de £1.50 por carga.

A Tesla, por exemplo, opera duas redes: Tesla *Supercharger* e Tesla *Destination*. Clientes Tesla que possuem modelos de veículos antigos da marca podem utilizar ambas gratuitamente. Os veículos adquiridos a partir de 15 de janeiro de 2017 pagam para utilizar os postos da rede *Supercharger*, mas cada veículo possui 400

kWh em créditos e o custo da recarga é de 25p³³ por kWh. Na rede *Destination*, a recarga é gratuita para os consumidores que possuem veículos Tesla e são clientes dos locais onde os postos estão (Zap Map, 2020).

Outro exemplo de posto de recarga pública no Reino Unido são os postos da empresa Ecotricity, que necessitam de aplicativo para recarga e o custo é de 30p por kWh. Para usuários da empresa o custo da tarifa é mais baixo, 15p por kWh (Zap Map, 2020).

2.2.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

A matriz de energia elétrica no Reino Unido é composta principalmente por recursos não renováveis. Em parte, este cenário começou a se modificar a partir da Lei de Mudança Climática publicada em 2008 e da atuação do governo britânico. No ano de 2008, por exemplo, as fontes de energia renovável correspondiam apenas a 5,6% da matriz, enquanto em 2018 as fontes de energia renováveis já representavam cerca de 1/3 da matriz, dos quais 17,1% correspondiam à energia eólica, 10,7% à biomassa, 3,9% à solar e 1,6% à hidráulica (BP Statistical Review, 2019).

Em relação aos modelos regulatórios, apesar de estar aproximadamente na metade do primeiro RIIO-1, o OFGEM analisa os resultados obtidos até o momento e, a partir das lições aprendidas, já começou a planejar o RIIO-2. Em 2018, um estudo da consultoria CEPA (2018) foi elaborado para revisar o quadro regulatório do RIIO-1 e, posteriormente, auxiliar na elaboração do RIIO-2³⁴. Em dezembro de 2019, o regulador divulgou possíveis decisões sobre as mudanças no novo modelo

³³ Centavos.

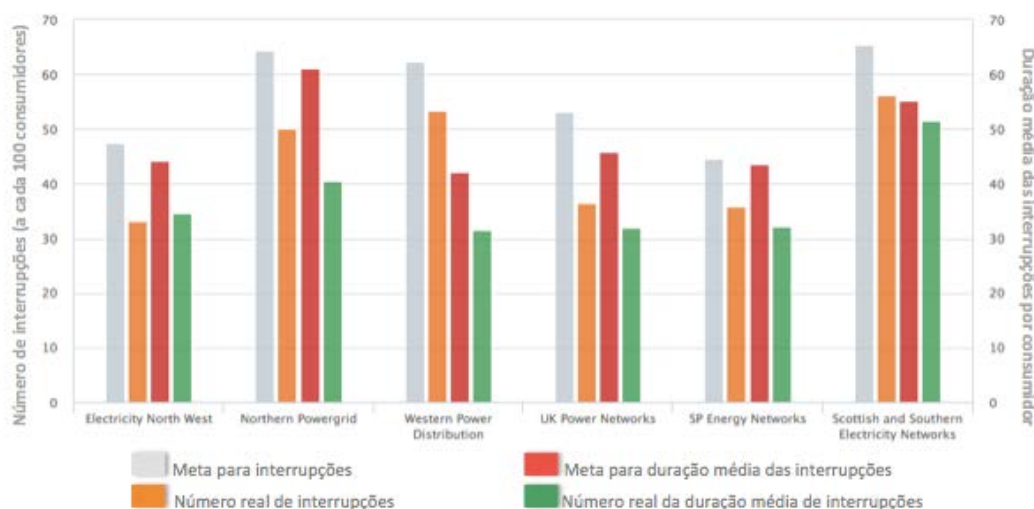
³⁴ Disponível em <https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/01/riio-ed2_framework_decision_jan_2020.pdf>. As decisões finais sobre a metodologia do setor de distribuição será disponibilizada no último trimestre de 2020.

regulatório do setor de distribuição de energia elétrica, após analisar críticas e sugestões de partes interessadas³⁵.

Até o momento, as evidências da aplicação de um modelo de incentivos com *Revenue Cap* e TOTEX sugerem que o RIIO-1 conseguiu resultados satisfatórios para os clientes, impulsionar a inovação e estabilizar ou melhorar a sustentabilidade financeira das distribuidoras (CEPA, 2018). As distribuidoras melhoraram seu desempenho no período ao atingirem a maioria das metas estabelecidas pelo OFGEM, o que aponta para uma maior eficiência até o momento (CEPA, 2018); (NAO, 2020).

Em particular, os resultados dos indicadores de confiabilidade, a qual corresponde a um dos seis produtos analisados com base nas metas de desempenho, mostram um aumento na confiabilidade da rede. Desde o início do ciclo tarifário até o momento, as interrupções na rede para os clientes reduziram 14%, enquanto a duração média dessas interrupções caiu 10% (OFGEM, 2020h). Dados recentes de OFGEM (2020i) mostram que todas as distribuidoras tiveram desempenho melhor que o estabelecido pelas metas anuais para 2018-19, como mostra o Gráfico 1.

³⁵ Uma carta aberta foi divulgada em agosto de 2019 para propor e justificar a abordagem a ser tratada no próximo modelo regulatório, a qual permitia opiniões de distribuidoras e consumidores. <https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/08/open_letter_consultation_on_the_riio-ed2_price_control.pdf>.



Fonte: Adaptado de (OFGEM, 2020b).

Gráfico 1 – Número e duração média das interrupções no Reino Unido em 2018

Houve também melhorias nos esforços para gerenciar os impactos das distribuidoras no meio ambiente. Segundo OFGEM (2019c), em junho de 2019, todas as empresas haviam renovado seu compromisso em apresentar soluções de reforço de rede e flexibilidade de mercado para as novas tecnologias. Desde o início do RIIO-1, as emissões de carbono das operações comerciais, medidas pelo indicador *Business Carbon Footprint*, reduziram em 42,6% (OFGEM, 2020h).

O alto nível de cumprimento das metas estabelecidas sugere que tais metas poderiam ter sido mais ambiciosas, de forma a compartilhar melhor os benefícios alcançados entre as distribuidoras e os usuários. As metas definidas pelo OFGEM, inicialmente, refletiam a expectativa do regulador acerca do nível de desempenho que as distribuidoras eficientes seriam capazes de alcançar (NAO, 2020). Contudo, observou-se que os retornos foram superiores ao esperado pelo OFGEM e também em relação a empresas comparáveis³⁶.

³⁶ O OFGEM esperava que apenas as empresas com os melhores desempenhos ficassem dentro de uma faixa de retorno regulatório esperada (entre 2,5% e 10,5%). Mas, na prática, os dados mais recentes mostram que o retorno médio previsto é de 9,2% (NAO, 2020).

OFGEM (2019c) menciona que está estudando a aplicação de metas de incentivo que serão definidas no início do ciclo tarifário com base no desempenho da própria empresa e/ou da empresa de fronteira e atualizadas ao longo do ciclo para considerar as melhorias de desempenho em todo o setor.

Quanto à regulação por menu de contratos, OFGEM (2019c) demonstrou preocupação com a eficácia do IQI ao concluir que a forma como aplicam mecanismos reveladores de informações sobre o plano de negócio das empresas não funcionam como esperado. Portanto, decidiram por abandonar o mecanismo de *fast-track* e o IQI no RIIO-2. A justificativa do OFGEM para eliminar o IQI baseia-se na falta de independência entre a visão de custo da empresa e do próprio regulador. Como o desempenho das empresas pode ser influenciado por fatores fora de seu controle ou pela informação assimétrica com o regulador, a qual pode gerar metas fáceis de superar ou planos de negócio pouco ambiciosos, a medida do desempenho torna-se menos confiável para comparar se o custo previsto e sua provisão refletem, de fato, eficiência “genuína” (OFGEM, 2019c).

Para o RIIO-2, OFGEM (2019c) também propõe consolidar os seis produtos do RIIO-1 em três categorias abrangentes de produto: (i) inovação; (ii) foco no cliente e (iii) gerenciamento de incerteza, à luz das lições aprendidas com os resultados parciais do primeiro modelo regulatório (RIIO-1).

No caso da inovação, o regulador observou uma mudança na cultura dos operadores de rede, uma vez que estão cada vez mais dispostos a financiar os esforços de inovação. De acordo com OFGEM (2018b), os mecanismos de estímulo à inovação do RIIO-1 aumentaram os gastos com pesquisa e desenvolvimento nas redes e têm apoiado a implantação de soluções operacionais de menor custo³⁷. Essa conclusão é particularmente importante no RIIO-2 para ajudar o sistema elétrico a se adaptar às demandas impostas pelos RED, colaborar

³⁷ Os mecanismos aplicados para incentivo à inovação são (i) *Networks Innovation Competition* (NIC); (ii) *Networks Innovation Allowance* (NIA) e (iii) *Innovation Roll-Out Mechanism* (IRM). Mais detalhes sobre os mecanismos à inovação estão disponíveis em CEPA (2018).

com a meta de zero emissões de gases de efeito estufa até 2050 no país e obter o menor custo possível para os consumidores (OFGEM, 2019c).

O foco ao cliente no RIIO-2, segunda categoria de produto, é definido com base nas lições aprendidas acerca de custos sobre os consumidores que poderiam ter sido evitados no RIIO-1. O Gráfico 2 apresenta a estimativa do custo da distribuição na tarifa de rede para um cliente doméstico com uma quantidade fixa de consumo. Embora o impacto sobre as contas do consumidor tenha diminuído na média ao longo do RIIO-1, OFGEM (2019c) reconhece a necessidade de mudanças em abordagens que reduzam ainda mais esse custo, especialmente devido aos resultados observados quanto a questões de incerteza.



Fonte: Adaptado de (OFGEM, 2020b).

Nota: A metodologia de cálculo utiliza uma demanda média de eletricidade aplicada uniformemente ao longo do tempo e em todas as regiões (OFGEM (2020h); p.9).

Gráfico 2 – Custos de Rede Estimados por Consumidor Doméstico no RIIO-1

A terceira categoria de produto aborda aspectos relacionados à incerteza. Com o sistema cada vez mais distribuído, as novas tecnologias, os modelos de negócios e a digitalização, o regulador observou que a incerteza sobre o futuro pode ter impacto ainda maior sobre a regulamentação, por dificultar a previsão de custos necessários para o futuro. As principais conclusões acerca dos resultados do RIIO-1 até o momento e as decisões de mudanças no RIIO-2 propostas pelo OFGEM (2019c) em relação à incerteza são:

- Utilização do mecanismo de indexação sempre que possível para reduzir o risco com erros de previsão, que impactam no custo para o consumidor, em detrimento da dependência de previsões de variáveis-chave, como taxa de juros;
- Aplicação de um mecanismo de ajuste automático, chamado de *Return Adjustment Mechanism* (RAM) para proteger as distribuidoras contra o risco de desvios extremos das expectativas estabelecidas no início do controle de preços;
- Alteração da duração do ciclo tarifário de 8 anos para 5 anos. Apesar de reconhecer os benefícios potenciais de um período regulatório mais longo, OFGEM observou que tais benefícios são superados pelo aumento do risco de incerteza com a transição no sistema energético, a difusão de novas tecnologias e a mudança de comportamento dos consumidores, cada vez mais integrados à rede. Adicionalmente, há o risco de metas e orçamentos mal definidos, cujos impactos sobre os custos aos consumidores são intensificados quando o ciclo é mais longo. Segundo OFGEM (2019c), um período de 5 anos seria suficiente para as distribuidoras conseguirem inovar e desenvolver suas redes, ao mesmo tempo em que ofereceria maior estabilidade e previsibilidade de investimentos, avaliações e correções mais regulares, de forma a reduzir as incertezas regulatórias à medida que o sistema passa por mudanças rápidas decorrentes de RED.

Em relação aos esquemas de incentivo, o programa de tarifas *Feed-In* (FIT) impulsionou a geração distribuída no país. Segundo dados de BEIS (2020) até o final de março de 2020 o Reino Unido contava com uma capacidade instalada de energia solar de 13.484 MW em mais de um milhão de instalações. Devido ao número significativo de instalações nos anos iniciais do programa, os pagamentos das tarifas sob o esquema FIT foram reduzidos a cada três meses até seu fim, em março de 2019, com o objetivo de minimizar os custos para a população devido aos subsídios governamentais e impulsionar a adoção de soluções baseadas no mercado.

Apesar da intensa difusão de geração distribuída fotovoltaica, o fim de novos projetos credenciados no programa de incentivo por Tarifas *Feed-In* mostra uma tendência de queda no número de novas instalações fotovoltaicas de pequena escala em 2020. Ainda com base em BEIS (2020), esse número em março de 2020 foi 79% menor que o número no mesmo período em 2019, cuja queda é atribuída pelo Departamento ao fim do programa.

A crescente difusão da geração distribuída a partir dos programas de incentivo e do esquema *Feed-In*, sem um mecanismo de cobrança dos *prosumidores* pelo uso da rede independente da energia injetada, gerou preocupações sobre o impacto do esquema nas contas dos consumidores. Segundo GOV UK (2018b), o crescimento no setor de energia com geração de baixo carbono deve ser impulsionado pela concorrência e não por subsídios diretos, como no caso das tarifas *Feed-In*.

Por esse motivo, em setembro de 2019, o Governo anunciou a substituição das tarifas *Feed-In* pelo programa *Smart Export Guarantee* (SEG). Ao fornecer tarifas competitivas para a energia injetada na rede e permitir o pagamento dessas tarifas pelo fornecedor, o programa reduz a ocorrência de subsídios cruzados. Entretanto, não se verifica no Reino Unido a cobrança de tarifa dos *prosumidores* em função do uso da rede quando a energia é injetada, como ocorre em outros países.

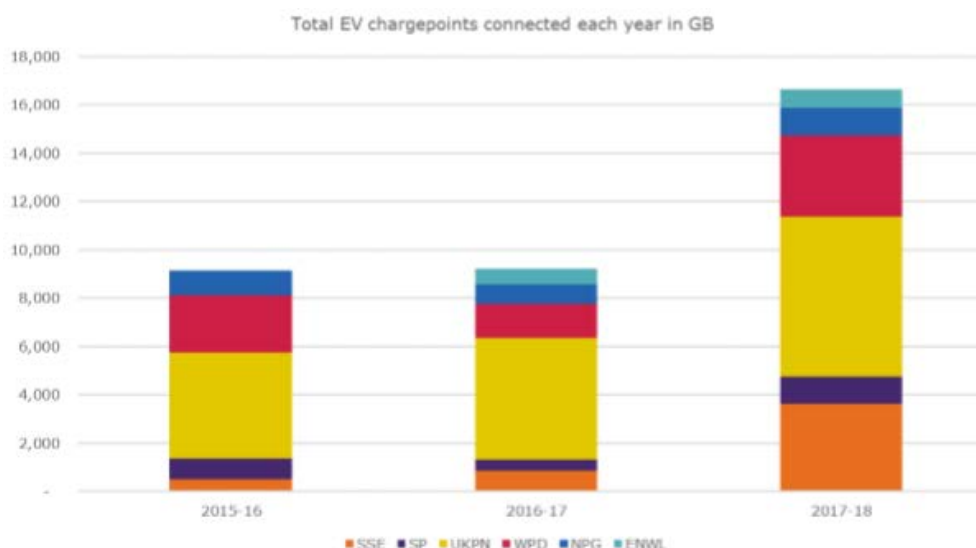
Outro programa de incentivo aos RED, o *Smart Systems and Flexibility Plan*, de 2017, definiu aspectos importantes sobre o potencial da resposta da demanda de consumidores domésticos e pequenas empresas e a consequente flexibilidade da rede. Segundo a *Industrial Strategy* (2018), um dos progressos do programa foi a expansão das tarifas *Time-of-Use*, que incentivaram os consumidores a reduzirem suas demandas em horários de pico, sem sobrecarregarem o sistema.

A aplicação de tarifas específicas para VE com granularidade temporal também contribui para a redução da sobrecarga do sistema. OFGEM (2019c) destaca que, para recargas domésticas, o uso de medidores inteligentes e as tarifas com sinalização temporal, com variação a cada meia hora, fornecem sinais de preço que refletem os fluxos em tempo real na rede e permitem ao usuário de VE definir

qual o melhor momento para recarga, tanto em termos de sobrecarga da rede quanto de custo para o próprio usuário.

A difusão dos VE no país está associada às políticas de incentivo, com destaque para a lei *Automated and Electric Vehicles Act* e o programa *Road to Zero Strategy*, ambos de 2018. O número de VE no Reino Unido passou de 4 mil em 2013 para mais de 160 mil em 2018 (OFGEM, 2019c). O crescimento continua acentuado: houve um aumento de 31% na quantidade de novos registros de veículos elétricos híbridos plug-in entre janeiro e abril de 2020 em comparação com o mesmo período de 2019 (SMMT, 2020).

Em relação aos pontos de recarga, 99% são lentos e apenas 1% é de recarga rápida, em rodovias. Apesar de pouco significativo, o número de pontos de recarga rápida aumentou mais de 43 vezes entre 2012 e maio de 2018, tornando o Reino Unido o país com a maior rede de recargas rápidas da Europa (OFGEM, 2019c). A Figura 24 apresenta o crescimento do número de pontos de recarga de veículos elétricos por distribuidora. Entre as distribuidoras, a UK Power Networks se destaca com mais de 5 mil pontos de recarga frente aos 16 mil existentes, em 2018.



Fonte: OFGEM (2019a).

Figura 24 – Pontos de Recarga de Veículos Elétricos por Distribuidora na Grã Bretanha

As próprias distribuidoras também têm acesso a políticas de incentivo para promover os veículos elétricos. O RIIO-1 garantiu a obrigatoriedade do planejamento de um número crescente de VE conectados às redes de distribuição e já forneceu financiamento para a execução dos planejamentos. Segundo OFGEM (2018a), enquanto a capacidade da rede puder acomodar a demanda da recarga em horários fora do pico, as distribuidoras não podem utilizar a transição para VE como um mecanismo de obtenção de receita para novos ativos.

Ainda segundo OFGEM (2018a), o gerenciamento flexível da recarga do VE reduz o aumento do pico do sistema, permite o uso mais eficiente dos ativos de rede existentes e pode evitar custos de reforço de rede. Os consumidores são recompensados por flexibilizar sua demanda, mas podem pagar um preço elevado caso seu comportamento aumente o pico de demanda ou o congestionamento local, refletindo os custos que impõem ao sistema. De acordo com ZAP MAP (2020), os mesmos planos tarifários para recarga de veículos elétricos que oferecem preços mais baixos para a recarga em períodos fora de ponta, também cobram tarifas mais altas para consumo em horários de ponta.

No Reino Unido, existem 39 projetos de armazenamento independentes de energia instalados (REA, 2016). A partir do *Low Carbon Network Fund* (LCNF) o OFGEM financiou diversos projetos que visam à transição para uma rede de baixa emissão de carbono. Entre estes projetos, alguns estão associados ao armazenamento de energia no Reino Unido, como mostra a Figura 25.



Fonte: REA (2016).

Figura 25 – Projetos de armazenamento de energia no Reino Unido

Portanto, as políticas de incentivo à difusão dos recursos energéticos distribuídos e o RIIO-1 foram eficazes em promover sua adoção no Reino Unido, garantindo também a sustentabilidade financeira das distribuidoras e a confiabilidade da rede, sem resultar em uma elevação das tarifas. As propostas do regulador para o próximo ciclo tarifário (RIIO-2) reforçam o seu comprometimento em favorecer a adoção das novas tecnologias, de maneira a minimizar o ônus sobre os consumidores e, simultaneamente, estimular as distribuidoras a se tornarem mais eficientes.

2.3 CALIFÓRNIA

As atividades realizadas no setor elétrico nos Estados Unidos são reguladas a nível estadual e federal por diferentes entidades. No que concerne às atividades interestaduais de transmissão e comercialização de energia elétrica e aos licenciamentos e inspeção de projetos de hidrelétricas, estes estão sob responsabilidade regulatória da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) (FERC, 2018).

Segundo Lazar (2016), as atividades de distribuição de energia elétrica e de comercialização no mercado varejista são reguladas por agentes estaduais ou locais. Entre as atividades reguladas por agentes estaduais estão os critérios técnicos de instalações, padrões de qualidade e o preço do serviço de distribuição aplicado por distribuidoras de propriedade privada (Investor-Owned Utilities – IOU).

O agente responsável pela regulação das tarifas aplicadas para as IOU no Estado da Califórnia é a *California Public Utilities Commission* (CPUC). A Southern California Edison (SCE), a Pacific Gas and Electric (PGE) e a San Diego Gas and Electric (SDGE) são exemplos de IOU reguladas pela CPUC e juntas são responsáveis por fornecer cerca de 75% da energia elétrica no Estado. As distribuidoras restantes, ou seja, as distribuidoras públicas ou cooperativas são de responsabilidade de agentes locais (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2019). As IOU da Califórnia são distribuidoras cuja integração ocorre de maneira verticalizada, ou seja, são proprietárias de ativos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

No que diz respeito à comercialização de energia elétrica no estado, o acesso ao mercado varejista é fornecido de forma parcial³⁸, isto é, nem todos os clientes possuem escolha sobre o seu fornecedor de energia elétrica. A Figura 26 mostra os estados em que há livre escolha de compra de energia por parte do consumidor, os casos em que não há livre escolha e os casos parciais como o da Califórnia.

³⁸ Uma das possibilidades de acesso é participar do *Direct Access* (DA), um programa em que a energia é fornecida por meio de um provedor competitivo de energia elétrica chamado *Electric Service Provider* (ESP), ao invés da empresa, que é responsável apenas pelo fornecimento do serviço de distribuição ao usuário. Algumas cidades e comunidades da Califórnia optaram pelo *Community Choice Aggregation* (CCA), um método que possibilita a compra de energia em nome dos consumidores. O programa é administrado por governos locais e possibilita a adoção de alternativas competitivas e renováveis de energia, contando atualmente com cerca 1,9 milhões de pessoas beneficiadas pelo programa.



O California System Operator (CAISO) possui a função de operar grande parte da rede elétrica e do mercado de energia elétrica do estado da Califórnia. O CAISO é uma entidade governamental sem fins lucrativos responsável pela operação de mais de 40.000 km de linhas de transmissão que fornecem 80% da energia do estado da Califórnia e uma parcela do estado de Nevada. A Figura 27 mostra a área de operação do CAISO.



Figura 27 - Área Supervisionada pelo CAISO

Além das atividades de comercialização de energia no atacado, mercados de energia supervisionados pelo CAISO contemplam processos de contratação de agregadores, que se comprometem a ajustar a cargas de seus consumidores durante cenários de preços desfavoráveis, para prestação de serviços ancilares e venda de energia no mercado atacadista. Neste caso, apenas agregações com capacidade mínima de 0,5 MW e que estejam conectadas às redes de distribuição atendidas pelo CAISO podem participar.

Na Califórnia, a responsabilidade de fiscalização e monitoramento de RED é dependente de sua localização no sistema elétrico e serviço prestado. O CAISO, sob supervisão e aprovação da FERC, é responsável por fiscalizar e monitorar os RED que atuam em mercados atacadistas ou que prestem serviços ancilares ao sistema elétrico da Califórnia. Por sua vez, a CPUC é responsável por fiscalizar e monitorar as demais atividades de RED e que são desenvolvidas nas áreas de atuação das IOU do Estado da Califórnia.

Em adição à função tradicional de oferecer tarifas e infraestrutura para RED, as IOU da Califórnia e a CPUC também agem como facilitadoras da integração desses recursos ao conduzir iniciativas que buscam aumentar a utilização de RED no estado. O Programa de Incentivos de Autoconsumo (Self-Generation Incentive Program-SGIP) oferece incentivos financeiros³⁹ para os usuários que buscam instalar sistemas de armazenamento em suas instalações.

Segundo CPUC (2020a), no caso dos usuários residenciais atendidos pela IOU, o SGIP oferece descontos que podem variar até US\$ 1000 por cada kWh de armazenamento instalado. Os descontos aumentam à medida que o usuário comprova que possui baixa renda, ou que tem problemas de saúde, ou que vive em uma região que enfrenta problemas frequentes de fornecimento de energia elétrica⁴⁰.

³⁹ O SGIP é financiado pelas IOU por meio do pagamento das tarifas dos usuários.

⁴⁰ Regiões que sofrem com interrupções no fornecimento de luz devido a incêndios.

No caso de consumidores comerciais atendidos pela IOU, os incentivos também podem variar até US\$ 1.000 por cada kWh de armazenamento instalado. Neste caso, os descontos se tornam maiores à medida que os usuários comprovam que o estabelecimento está localizado em uma área de baixa renda e que cumpre uma função importante para a sociedade⁴¹, além de também sofrer com problemas frequentes de fornecimento de energia elétrica (CPUC, 2020a).

Em relação aos incentivos aplicados para a utilização de veículos elétricos, as IOU oferecem descontos nas faturas dos usuários que comprem veículos elétricos, sendo eles novos ou usados. Neste caso, o benefício aplicado pode variar de acordo com o modelo de veículo selecionado em uma lista de veículos *plug-in* (CPUC, 2020b).

2.3.1 Políticas para Integração dos RED

Os processos de implementação de RED no Estado da Califórnia são conduzidos principalmente por meio da iniciativas instauradas por instituições ligadas ao poder legislativo, como o Senado da Califórnia e a Assembleia do Estado de Califórnia ou instituições com responsabilidade regulatória sobre o setor de energia elétrica, como a CPUC e FERC (SEPA, 2016).

De acordo com CPUC (2020f), no ano de 2013, a AB (327) foi promulgada tendo a reforma das tarifas residenciais de energia elétrica como um de seus principais objetivos. A CPUC, então promulgou a Regulamentação 12-06-013 para definir os fundamentos que serão utilizados no desenho tarifário. Entre os princípios considerados destacam-se os seguintes pontos:

- As tarifas devem ser baseadas no custo marginal e nos custos incorridos;
- As tarifas devem incentivar a eficiência energética e a redução de picos de demanda;
- As tarifas devem levar em consideração os consumidores de baixa renda e com problemas de saúde;

⁴¹Ou seja Hospitais, delegacias, abrigos, prédios governamentais.

- As tarifas devem ser estáveis, de fácil de entendimento e oferecer escolhas economicamente eficientes aos usuários;
- As tarifas devem evitar subsídios cruzados.

No ano de 2015, a Decisão D.15.07-001 da CPUC solicitou que as IOU desenvolvessem durante os anos de 2016 e 2017 projeto piloto denominado *California Statewide Opt-in Time-of-Use Pricing Pilot*, que formulasse uma tarifa TOU para o setor residencial.

Geração Distribuída

Segundo Ladisch et al. (2017), a Lei 656 do Senado (Senate Bill - SB) de 1996 foi responsável por introduzir mecanismo *net metering* no estado da Califórnia. À época, a lei instituiu que todos os sistemas fotovoltaicos residenciais de até 10 kW estariam autorizados a injetar a energia excedente na rede de sua respectiva distribuidora. Além disso, toda energia excedente injetada teria valor igual aos cobrados pelas distribuidoras em suas tarifas.

As distribuidoras deveriam oferecer esse mecanismo até a capacidade total dos sistemas instalados⁴² fosse equivalente a 0,1% da demanda de pico da rede. Apesar do incentivo oferecido pelo esquema de *net metering*, não houve grande adesão por parte dos consumidores residenciais durante o início do programa, uma vez que os sistemas fotovoltaicos ainda possuíam preços demasiadamente altos.

Ladisch et al. (2017) acrescentam que, durante o período compreendido entre 1996 e 2002, o programa sofreu modificações significativas. A primeira delas foi introduzida por meio da Lei de Assembleia (*Assembly Bill* – AB) 1755 de 1998 que estendeu a aplicação do *net metering* para sistemas eólicos e também permitiu que os usuários de *net metering* fossem tarifados iguais aos consumidores de sua respectiva classe e que não fossem cobrados por encargos usualmente aplicados aos geradores.

⁴² Soma da capacidade de cada sistema de GD instalado.

A AB 29 de 2001 foi responsável por remover o teto de capacidade de 10 kW, aumentando este limite para 1 MW e possibilitando a participação de consumidores industriais e comerciais. Em 2002, a AB 58 determinou que os sistemas com capacidade entre 10 kW e 10 MW fossem tarifados por tarifas TOU. Além disso, a AB 58 também solicitou que as distribuidoras oferecessem o esquema de *net metering* até que a capacidade total dos sistemas instalados fosse a equivalente a 0,5% da demanda de pico da rede.

À medida que a GD foi sendo cada vez mais utilizada, ocorreram acréscimos significativos no limite da capacidade total dos sistemas instalados. A AB 1 de 2006 e a AB 510 de 2010 foram responsáveis por aumentar a capacidade total dos sistemas instalados para 5% da demanda de pico da rede. Além disso, a CPUC, por meio da decisão 12-05-036 de 2012, adotou novas metodologias de cálculo que readequaram esse limite para 10% da demanda de pico da rede.

O modelo de *net metering* atualmente empregado para os novos sistemas de geração distribuída da Califórnia, o NEM 2.0, foi definido em janeiro de 2016 através da Decisão 16-01-044 da CPUC. O NEM 2.0 se diferencia dos mecanismos de *net metering* anteriores (NEM 1.0) por aplicar uma taxa de interconexão no momento da instalação dos sistemas e por remover todas as restrições em relação à capacidade instalada do sistema e as restrições de continuação do programa em função da demanda máxima do sistema (CPUC, 2020c).

Em adição às novas características supracitadas, o NEM 2.0 também realiza separadamente a cobrança de encargos específicos. Este encargos são denominados *non-bypassable charges* e são usualmente aplicados com objetivo de apoiar políticas de eficiência energética e de assistência aos usuários de baixa. Esta prática busca garantir que os usuários de *net metering* contribuam financeiramente com essas políticas, uma vez que a energia injetada na rede em excesso pode eventualmente fazer com que os usuários não paguem esses encargos (AURORA SOLAR, 2017).

Armazenamento de Energia

O NEM 2.0 também se diferencia do NEM 1.0 no que diz respeito à integração e remuneração da geração distribuída com sistemas de armazenamento de energia. Segundo Gerza (2019), a principal diferença entre os programas é que o NEM 2.0 remunera com maior facilidade a injeção da energia armazenada na bateria de sistemas de geração distribuída fotovoltaicos, independentemente de sua capacidade. De acordo com Gerza (2019), a mudança do NEM 1.0 para o NEM 2.0 em relação aos sistemas de GD e armazenamento de energia integrados foi implementada por meio da flexibilização de requisitos técnicos, que são tratados na Subseção 2.3.2.

No ano de 2013, através da AB 2514, a CPUC tornou obrigatório que as IOU adquirissem, até o ano de 2020, 1.325 MW de capacidade oriundos de sistemas de armazenamento. Esta capacidade poderia ser utilizada em aplicações localizadas nas redes de transmissão e distribuição ou nas instalações dos próprios consumidores. Quanto ao prazo de aplicação, todos os sistemas de armazenamento devem estar em estado operacional até o ano de 2024 (CPUC, 2020d).

O principal objetivo da AB 2514 é aumentar a otimização da rede através da redução de picos, melhoria da confiabilidade e postergação de investimentos de expansão de redes de transmissão e distribuição. Além disso, também é almejado pela lei a integração de energias renováveis e a redução de emissão de gases de efeito estufa.

Em maio de 2017, através da AB 2668, a CPUC ordenou que as IOU adicionassem mais 500 MW de capacidade por meio da aplicação de sistemas de armazenamento distribuído. Adicionalmente, foi incluído um limite de 125 MW para a capacidade proveniente de sistemas de armazenamento de instalações dos próprios usuários.

Ladisch et al. (2017) afirmam que a AB 327 de 2013 abriu as portas para que sistemas de geração distribuída que contassem com armazenamento de energia

fossem contemplados no *net metering*. A CPUC, através da Decisão 14-05-033 de 2014, permitiu e definiu os critérios técnicos para utilização de sistemas de armazenamento em sistemas de geração distribuída (CPUC, 2014).

Veículos Elétricos

A CPUC também trabalha em conjunto com outras agências governamentais do estado da Califórnia para reduzir emissões de gases de efeito estufa. A entidade implementa políticas de redução de emissão de gases no setor energético desde 1990, mas o resultados mais concretos só foram observados nos últimos anos (CPUC, 2020e) .

No ano de 2006, por meio da aprovação da AB 32, foi definido que as emissões de gases de efeito de estufa do estado em 2020 deveriam alcançar níveis iguais aos observados em 1990. Além disso, a SB 626 de 2009 também solicitou que a CPUC avaliasse as políticas necessárias para remover as barreiras que impediam a ampla adoção de veículos elétricos no estado.

Desse modo, a CPUC começou em 2009 a definir regras de tarifas, infraestrutura, e políticas para utilização de veículos elétricos *plug-in* por meio da Regulamentação 09-08-009. O processo de regulamentação foi dividido em 4 etapas e durou aproximadamente 4 anos.

De maneira geral a Regulamentação 09-08-009 definiu que o processo tarifário das IOU deve considerar uma tarifa específica de veículos elétricos baseadas nas cargas e os custos imputados pelos veículos ao sistema. Além disso, também foi estabelecido que as IOU devem trabalhar na elaboração de projetos pilotos para estudar os custos de medição separada. A Regulamentação 13-11-007, de 2013, aceitou a execução do projeto piloto de medição separada (Plug-In Electric Vehicle Submetering Pilot) proposto pelas IOU (CPUC, 2020f).

A CPUC também vem produzindo esforços para aumentar a integração de veículos elétricos com a rede elétrica. No entanto, CPUC (2018a) afirma que a aplicação de tecnologias como a V2G ainda se encontram em estágio inicial, uma vez que o próprio regulador e as IOU ainda buscam entender o funcionamento dessa

tecnologia por meio de projetos pilotos desenvolvidos como, por exemplo, na Base Aérea de Los Angeles (LA Air Force Base) e da Universidade da Califórnia em San Diego (University of California San Diego-UCSD).

Microrredes

Em Março de 2016, a FERC, por meio do documento ER16-1085, permitiu que agregações de RED⁴³ conectadas à rede de distribuição pudessem operar nos mercados de venda de energia e de serviços ancilares do CAISO. Além disso, a FERC também concedeu a aprovação para o início de operação da plataforma de agregação de RED do CAISO em Junho de 2016 (CAISO, et al., 2017).

Em 2018, através da Senate Bill 1339, o Senado solicitou à CPUC a entrega de regulamentações para facilitar o uso de microrredes por grandes consumidores até dezembro de 2020. Embora a regulamentação aplicada à microrredes ainda não esteja definida, o Estado da Califórnia financia e desenvolve projetos pilotos nas filiais da Universidade da Califórnia em Berkeley e em San Diego (UC Berkeley, 2019). Além disso, Wood (2019) e Carl (2020) também afirmam que é possível observar na Califórnia o emprego de microrredes em fazendas e instalações militares.

2.3.2 Regulamentações Técnicas para RED

Similarmente às Políticas para Integração dos RED, os processos de regulamentação técnica dos recursos energéticos distribuídos na Califórnia são definidos pelas instituições do poder legislativo ou pelas instituições CPUC e FERC, responsáveis pela regulação do setor de energia elétrica. (SEPA, 2016).

Os processos de conexão de RED nas áreas de atuação das IOU devem seguir as normas técnicas estipuladas pela CPUC na *Electric Rule 21*. De maneira geral, a *Electric Rule 21* utiliza ou se baseia nos procedimentos descritos pela norma 1547

⁴³ Com capacidade mínima de 0,5 MW.

da IEEE⁴⁴ (SDG&E, 2017). Mais detalhes destas normas estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

Em relação à infraestrutura de medição das IOU da Califórnia, estas estão autorizadas a instalar *smart meters* em todas as unidades consumidoras. Entre as capacidades dos medidores é possível citar a medição do consumo de energia em intervalos horários, detecção de falhas e com fluxo de comunicação bidirecional (SCE, 2012); (CPUC, 2020).

Geração Distribuída e Armazenamento de Energia

No NEM 2.0, as mudanças referentes à integração de sistemas de geração distribuída com sistemas de armazenamento de energia foram implementadas, segundo Gerza (2019), através da flexibilização de requisitos técnicos dos componentes do sistema. Neste caso, é necessário instalar inversores, conversores e controladores de carga que atendam as normas *Certification Requirements Decision* (CRD) estipuladas pela *Underwriters Laboratories* (UL). Com isso, as normas técnicas dos NEM 2.0 basicamente permitem que os sistemas de geração distribuída com armazenamento atuem de duas formas:

- I. O Sistema de Armazenamento é recarregado unicamente pela energia fotovoltaica e pode injetar energia na rede;
- II. O Sistema de Armazenamento pode ser carregado pelo sistema fotovoltaico ou pela rede, mas não pode injetar energia no sistema.

O NEM 1.0 permitia a utilização conjunta de sistemas de geração distribuída com armazenamento, mas oferecia grandes barreiras para injeção da energia que se encontrava armazenada nas baterias dos sistemas com capacidade maior do que

⁴⁴ *Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.*

10 kW⁴⁵, ou seja, para estes usuários o NEM 1.0 praticamente contemplou apenas a energia que era produzida e imediatamente injetada pelos sistemas de geração distribuída (GERZA, 2019).

Em relação ao dimensionamento dos sistemas, o NEM 2.0 também se diferencia significativamente do NEM 1.0. Os sistemas contemplados pelo NEM 2.0 não devem ter nenhuma restrição de capacidade (kW), mas devem ser projetados de acordo com a carga do usuário. Os sistemas do NEM 1.0, por sua vez, estão limitados em 1,0 MW (SCE, 2020).

Veículos Elétricos

No que concerne aos postos de recarga, a Regulamentação 09-08-009 considerou que postos de recarga não violam os direitos exclusivos de comercialização de energia por parte da distribuidora. Ademais, também foi definido que as distribuidoras não podem possuir postos de recarga.

No ano de 2013, a CPUC implementou a Regulamentação 13-11-007 para discutir novos avanços na regulação de veículos de elétricos. De forma geral, foi permitido pela Decisão 14-12-079 de 2014 que as distribuidoras possuíssem postos de recarga, revogando este aspecto da Regulamentação 09-08-009.

Resposta da Demanda

CAISO (2019) estabelece os requisitos técnicos para os agregadores que atuam na prestação de serviços através de resposta da demanda (Demand Response Provider- DRP). Neste caso, cada tipo de serviço exige que agregadores sejam capazes de reduzir uma quantidade específica de energia por um intervalo de tempo e oferecer informações em intervalos regulares de tempo:

- Os agregadores podem oferecer serviços de venda de energia para o mercado atacadista com base em preços em tempo real ou do dia seguinte;

⁴⁵ Neste caso os sistemas com capacidade superior a 10 kW deveriam instalar um relé com capacidade de bloquear a injeção de energia das baterias ou instalar um sistema de medição com dedicação exclusiva ao sistema de geração (Southern California Edison, 2018).

- Agregadores que atuam em vendas de energia devem reduzir no mínimo 100 kW de capacidade durante o intervalo estipulado na oferta do leilão e também devem oferecer informações sobre seu estado operacional em intervalos de até 360 segundos;
- Os agregadores também podem oferecer serviços ancilares para reservas girantes e imobilizadas com base em preços em tempo real ou do dia seguinte;
- Serviços ancilares de reservas girantes e imobilizadas exigem redução mínima de 500 kW durante um intervalo mínimo de 30 minutos e devem oferecer informações sobre seu estado operacional em intervalos de até 60 segundos;
- Agregações podem cobrir áreas geográficas distintas.

Os agregadores podem também ter que obedecer às regulamentações aplicadas pela CPUC caso desejem oferecer serviços aos usuários cativos (*bundled customers*) das empresas de distribuição reguladas por esta entidade. Neste caso, CPUC (2020g) afirma que os agregadores devem obedecer às regras específicas de cada distribuidora⁴⁶.

Usinas Virtuais

Os recursos energéticos distribuídos também podem participar dos mercados do CAISO. A participação, permitida através do documento ER16-1085, deve ser realizada por meio de uma Agregação de Recursos Energéticos Distribuídos (Distributed Energy Resources Aggregation - DERA). Segundo CAISO (2016), uma DERA deve obedecer as seguintes condições:

- A DERA deve ser composta por um ou mais RED;
- Cada RED só pode participar em uma DERA;
- Cada RED deve prestar serviços em conjunto com sua DERA;

⁴⁶ Electric Rule 24 para a PG&E e SCE e Electric Rule 32 para a SDG&E (CPUC, 2020g).

- Caso o RED esteja inscrito em um programa de *net metering*, este deve permitir a participação do RED em mercados atacadistas;
- A DERA deve cumprir com todas as normas e regulamentos do CAISO;
- Cada DERA deve cobrir uma única área geográfica específica;
- A capacidade individual de cada RED está limitada a 1MW;

A capacidade total da DERA deve estar entre 0,5 a 20 MW.

Microrredes

No que concerne à implementação de microrredes, o Senado da Califórnia, através da Senate Bill 1339 de 2018, solicitou que a CPUC formulasse uma regulamentação para facilitar o uso e aplicação comercial de microrredes para grandes consumidores. Além disso, foi estabelecido que este processo deverá ser entregue até dezembro de 2020 e deverá abordar os seguintes tópicos: (i) como as microrredes operam e geram valor; (ii) melhorias na rede elétrica devido à aplicação de microrredes; (iii) como as microrredes podem ajudar na implementação de políticas; (iv) como as microrredes podem auxiliar na política de integração de RED; (v) como as microrredes operam no cenário de regulação vigente da Califórnia; e (vi) desafios técnicos de microrredes (Morgan Lewis, 2019).

Em resposta à Senate Bill 1339, a CPUC disponibilizou uma versão preliminar da futura regulamentação de microrredes. De maneira geral, o processo ainda se encontra em fase de discussões com os agentes interessados, incluindo as IOU e o CAISO. Entre os tópicos que estão sob discussão, destacam-se: a metodologia de elaboração de tarifas, as normas técnicas e a redução de barreiras para implementação de microrredes (CPUC, 2020h).

2.3.3 Modelos de Negócios

De maneira geral, os modelos de negócio para geração distribuída na Califórnia estão focados no fornecimento ou arrendamento (*leasing*) de sistemas de geração fotovoltaica e na integração com o armazenamento distribuído. No estado existe um número elevado de agentes que atuam na comercialização desses sistemas

para usuários residenciais e comerciais e na venda de serviços de manutenção dos painéis fotovoltaicos.

É bastante comum o arrendamento de sistemas solares a consumidores, em que a propriedade das instalações de GD é de propriedade da empresa que presta o serviço. Os tipos mais comuns de remuneração observados são o *leasing* da infraestrutura ou a assinatura de um PPA entre o consumidor e o fornecedor. Entre as empresas que arrendam painéis solares estão a Sunrun, a Vivint e a SunPower (ENERGYSAGE, 2020).

Também atuam na Califórnia empresas que obtêm receita por meio da venda de grandes sistemas de geração fotovoltaica, conectados à rede de distribuição, utilizados por distribuidoras ou por outros agentes interessados em vender a energia produzida de maneira distribuída.

No que diz respeito aos modelos de negócios de sistemas de armazenamento distribuído em conjunto com a geração distribuída, a implementação de tarifas e incentivos para sistemas de armazenamento criou um contexto para o desenvolvimento dos modelos de Geração e Armazenamento Distribuídos para Otimização da Carga de Usuários e Operação do Sistema.

Nestes modelos, os fornecedores do serviço obtêm receita principalmente por meio da venda e financiamento de ativos de geração e/ou de armazenamento para usuários. Os clientes, por sua vez, aferem economias nas faturas e participam de mercados de serviços ancilares e de comercialização de energia. Os principais clientes deste modelo de negócios são residências e comércios. Um exemplo de empresa que atua neste mercado é a Tesla e a Sunrun.

A presença de negócios envolvendo armazenamento distribuído também é motivada por leis que obrigam que as distribuidoras utilizem este tipo de tecnologia e por incentivos financeiros fornecidos aos usuários. Dessa forma é possível observar, modelos de negócios que utilizam GD, AD e GD+AD, para prestar serviços de rede. Neste caso, é possível que os donos dos ativos de AD, GD,

GD+AD possam obter receitas pela prestação de serviços ao sistema quando participam de uma agregação.

O processo de agregação consiste em utilizar um grupo de RED com o objetivo de realizar venda de energia ou prestação de serviços ancilares no mercado elétrico supervisionado pelo CAISO. Para participar dessa atividade, é necessário que os RED do grupo estejam localizados na área de atuação de uma distribuidora atendida pelo CAISO e que a capacidade deste grupo de RED seja superior a 0,5 MW.

Além disso, no que concerne ao tipo de RED, também é permitida a participação de aplicações *behind* ou *after the meter* (CAISO, 2016). Para as aplicações *behind the meter*, geralmente é necessário a figura de um agregador (IRENA, 2019). No que concerne ao perfil dos agregadores, é possível observar a participação de terceiros e até mesmo de uma IOU, a SDG&E. A reboque do modelo anterior, também floresceram na Califórnia empresas que prestam serviços de Armazenamento de Energia tanto para otimização da carga de Usuários finais como da operação do sistema. As receitas destes prestadores é oriunda da venda ou do financiamento de ativos de armazenamento para os usuários. Alguns exemplos já citados anteriormente, como a SunRun e a Tesla se encaixam nesse modelo de negócios.

No que tange à recarga residencial de Veículos Elétricos, na Califórnia o próprio usuário é responsável por arcar com os custos de instalação da infraestrutura necessária para a realização de recarga⁴⁷. Além disso, ele deve informar à distribuidora qual tipo de recarga é realizada em seu domicílio, se lenta ou

⁴⁷ Southern California Edison (2019) afirma que grande parte dos veículos são vendidos em conjunto com um *plug* que pode ser conectado diretamente à uma tomada comum, não sendo necessário adquirir um estação/ponto de recarga ou realizar modificações nas instalações elétricas da residência. Caso o usuário queira realizar instalações com velocidades mais elevadas, é necessário arcar com os custos associados à compra da estação e com a contratação de mão-de-obra especializada.

semirrápida. Por sua vez, a distribuidora cobra do usuário pelo consumo de energia nas recargas por meio de aplicação das próprias tarifas do serviço (Southern California Edison, 2019).

Na Califórnia, o processo de recarga em locais públicos pode ser realizado em estações de recarga de terceiros ou da própria distribuidora. O preço de recarga não é regulado, mas o serviço de distribuição é remunerado por meio de aplicações de tarifas reguladas que variam de acordo com a capacidade (kW) das estações de recarga (Southern California Edison, 2019).

Em relação à resposta da demanda, observa-se que as IOU oferecem programas de autoria própria. Entre os programas destaca-se o de redução do uso de aparelhos de ar-condicionado por consumidores residenciais, que em troca recebem descontos nas faturas de energia elétrica. As distribuidoras também oferecem programas de resposta da demanda baseados em preços, aproveitando-se da granularidade temporal da estrutura tarifária aplicada no estado.

Os serviços de resposta da demanda também podem ser oferecidos por terceiros. Esses agentes podem auxiliar as distribuidoras na execução dos programas ou operar em mercados supervisionados pelo CAISO, por meio da compra ou venda de energia ou da prestação de serviços que aumentem a confiabilidade do sistema elétrico.

Identificam-se ainda outros serviços de resposta da demanda prestada por terceiros que não se enquadram diretamente nos modelos listados acima, como a redução de demanda por parte dos usuários, a postergação do carregamento de veículos elétricos e a utilização do armazenamento de energia. Além disso, a venda de termostatos inteligentes também ilustra a figura dos agentes especializados no fornecimento de sistemas de gerenciamento de energia.

2.3.4 Regulação Econômica

Segundo Lazar et al. (2016), as IOU da Califórnia funcionam sob um esquema de *revenue cap* desde o ano de 1982. Neste ano, foi implementado pela CPUC o *Electric Revenue Adjustment Mechanism*, cujo objetivo era eliminar qualquer falta

de incentivo para adoção de medidas de conservação energética por parte das IOU, além de também garantir que as distribuidoras receberiam as receitas inicialmente projetadas.

Lazar et al. (2016) acrescentam que o *Electric Revenue Adjustment Mechanism* foi brevemente cancelado em 1996 durante o processo de reestruturação do setor elétrico da Califórnia, mas a forte crise vivenciada pelo setor energético do estado no início do milênio fez com que em 2001 a CPUC adotasse novamente essa metodologia para avaliação das receitas.

A definição da receita das IOU ocorre em um processo de revisão tarifária denominado *General Rate Case* (GRC) a cada três anos com uma periodicidade de reconhecimento dos custos anuais na tarifa. A Equação 3 demonstra o cálculo utilizado para definição da receita requerida das IOU do Estado da Califórnia.

Equação 3 – Cálculo da Receita Requerida das IOU da Califórnia

$$Receita\ Requerida = O\&M + Imp + Dep + (BRRL * WACC) - OR$$

Em que:

O&M: Despesas de Operação e Manutenção;

IMP: Impostos Federais, Estaduais e Municipais;

BRRL: Valor Líquido dos ativos em serviço⁴⁸;

WACC: Custo de Capital Ponderado;

OR: Outras Receitas não relacionadas ao serviço de venda e fornecimento de energia elétrica.

Para a projeção das despesas com operação e manutenção, são considerados os custos específicos por cada setor como, por exemplo, custos de transmissão e distribuição de energia, custos administrativos e *marketing*. Na Califórnia, a

⁴⁸ Acrescidos pelo capital de giro.

projeção das despesas de custos operacionais levam em consideração os clientes atendidos, a demanda, inflação e condições de operação e manutenção.

No que concerne à base de ativos, esta deverá considerar em seu valor bruto apenas os ativos que se encontram em operação e que prestam serviços aos consumidores. Além disso, é necessário que o emprego dos ativos tenha sua eficiência comprovada. Os ativos são então descontados pela depreciação acumulada ao longo de suas vidas úteis.

Em adição aos outros elementos considerados no cálculo da receita requerida das IOU, também serão deduzidas outras receitas obtidas pela distribuidora que não são associadas à venda e ao fornecimento de energia elétrica. Ademais, também são incluídos os impostos e a reintegração dos ativos.

Segundo Ghadessi et al. (2017), o primeiro ano do ciclo tarifário é denominado ano teste e tem como função ser utilizado para avaliar os custos incorridos pela distribuidora. A receita do ano teste é tipicamente calculada por meio de projeções realizadas sobre os custos históricos divulgados pela empresa. A receita requerida dos dois anos seguintes, denominados anos pós-testes (*post years*), são calculadas pela atualização da receita requerida definida no ano teste com projeções de inflação e de CAPEX para esses anos.

As tarifas cobradas pelas distribuidoras são ajustadas por um mecanismo denominado *decoupling*, já definido no relatório de revisão bibliográfica sobre RED. Este mecanismo busca ajustar as tarifas de maneira que a receita auferida pela distribuidora seja igual à receita definida no processo tarifário devido à alguns fatores como, por exemplo, volume de venda de energia e preço de compra de energia. Ghadessi et al. (2017) afirmam que as IOU da Califórnia recuperam grande parte de suas receitas requeridas por meio de uma conta gráfica, que possui a função de registrar a receita recuperada pela distribuidora, ao mesmo tempo que compara este valor com a receita requerida. Ghadessi et al. (2017) ressaltam que a CPUC avalia as despesas acumuladas, definindo os itens que podem ou não ser recuperáveis por meio de alterações na tarifa. O funcionamento do mecanismo de *decoupling* na Califórnia é apresentado no Quadro 2.

Quadro 2 - Mecanismo de *Decoupling* Aplicado na Califórnia

A CPUC autoriza que as tarifas aplicadas pelas distribuidoras sejam ajustadas de maneira a considerar eventuais diferenças entre a receita verificada e a receita permitida. Dessa forma, as diferenças entre receitas podem ser cobradas ou devolvidas aos usuários por meio da aplicação de tarifas ajustadas anualmente. Entre os fatores analisados pela CPUC para o ajuste é possível citar o volume de vendas de energia no mercado de energia e os preços incorridos em processos de compra de energia.

A receita da distribuidora não é aumentada e nem diminuída pelo mecanismo de *Decoupling*, uma vez que as tarifas ajustam eventuais diferenças. No entanto, é possível que o fluxo de caixa da distribuidora seja impactado ao longo dos meses de cada ano por variações bruscas, uma vez que o ajuste é realizado apenas uma vez ao ano. O mecanismo de *Decoupling* funciona da seguinte forma:

1. Definição das tarifas a serem pagas por uma classe de consumidores ao realizar a divisão entre a receita requerida pela classe de consumidores e a energia vendida para a determinada classe de consumidores:
 - a. Se, por exemplo, os custos inicialmente projetados para atender uma classe de consumidores são iguais a US\$ 5 bilhões e as vendas de energia são equivalentes a 20 bilhões de kWh, a tarifa inicial será igual a 0,25/kWh.
2. Caso as previsões sejam ajustadas, o valor da tarifa também deverá acompanhar o ajuste:
 - a. Se, por exemplo, os custos para atender uma classe de consumidores permanecerem iguais a US\$ 5 bilhões e as vendas de energia são reduzidas para 18 bilhões de kWh, a tarifa será ajustada para aproximadamente 0,27/kWh;
 - b. Se, por exemplo, os custos para atender uma classe de consumidores forem ajustados para US\$ 5,2 bilhões e as vendas de energia são reduzidas para 18 bilhões de kWh, a tarifa será ajustada para aproximadamente 0,29/kWh.

Fonte: Adaptado de CPUC (2016) e Southern California Edison (2017).

Estrutura Tarifária

Para o estudo da estrutura tarifária serão consideradas as tarifas aplicadas pela Southern California Edison (SCE). Esta distribuidora é responsável por realizar o serviço de distribuição de energia elétrica para a maior parte do Sul da Califórnia e atende cerca de 5,1 milhões de usuários.

A Southern California Edison (SCE) aplica tanto tarifas binômias quanto trinômias, a depender dos níveis de tensão e da categoria tarifária do consumidor. As tarifas

são compostas por um componente fixo (\$/mês) e um componente variável referente ao consumo de energia (\$/kWh) e, para os clientes comerciais e industriais, também referente à demanda (\$/kW).

Os consumidores residenciais, em particular, têm duas opções de escolha de tarifação para o componente variável. A primeira delas é a *Time-of-Use* (TOU), que define até três preços diferenciados ao longo do dia e por estação. A segunda opção é a convencional, na qual a tarifa é determinada por três blocos crescentes e a primeira faixa de consumo varia regionalmente, de acordo com condições climáticas médias da região.

Para as categorias industrial e comercial, as opções tarifárias são compostas componentes fixos e volumétricos de compra de energia e de demanda, embora para a classe industrial de baixa tensão, o consumidor possa escolher planos tarifários que desconsideram as tarifas de demanda. Em geral, as tarifas de demanda para os usuários comerciais, industriais e agrícolas são variáveis no tempo e por estação, com 2 bandas horárias. A SCE disponibiliza tarifas CPP⁴⁹ e RTP a todos usuários comerciais e industriais. Já as tarifas interrompíveis, podem ser aplicadas a usuários comerciais/industriais de médio e grande porte. As principais opções tarifárias na Califórnia são sintetizadas na Tabela 22.

A SCE aplica tarifas dinâmicas para a maioria dos consumidores, sendo disponibilizadas quatro tipos de tarifas horárias: *Time-of-Use* (TOU), *Critical Peak Pricing* (CPP), *Real Time Pricing* (RTP) e Tarifas Interrompíveis. Essas tarifas foram definidas no Relatório 1.

⁴⁹ Na SCE, esta é a opção padrão dos usuários comerciais e industriais e para agrícolas de grande porte (tensão acima de 200kW), ou seja, os usuários são automaticamente inseridos nessa opção tarifária.

As opções de TOU são aplicadas a todos os tipos de usuários, incluindo os residenciais. No entanto, as tarifas CPP⁵⁰ e a RTP podem ser aplicadas somente aos usuários comerciais e industriais. Já as tarifas interrompíveis, podem ser aplicadas a usuários comerciais/industriais de médio e grande porte. A Tabela 22 descreve as tarifas aplicadas por distribuidoras da Califórnia.

⁵⁰ Na SCE, esta é a opção padrão dos usuários comerciais e industriais e para agricultores de grande porte (tensão acima de 200kW), ou seja, os usuários são automaticamente inseridos nessa opção tarifária.

Tabela 22 – Tarifas aplicadas às Classes de Consumidores na Califórnia

Aplicação			Variáveis de Faturamento	
Tarifa	Classe Tarifária	Condição	Componente Fixa	Componentes Variáveis
Convencional	Residencial	Medidores sem distinção horária de energia	\$/Mês	- Energia em blocos crescentes (\$/kWh) diferenciados no verão e no inverno (\$/kWh)
Time of Use (TOU)	Residencial	- Medidores com distinção horária de energia	\$/Mês	- Energia em até 3 bandas horárias no verão e no inverno (\$/kWh)
	Pequeno/Médio/Grande usuário comercial/Industrial			- Energia em até 3 bandas horárias no verão e no inverno (\$/kWh) - Componente de Demanda (\$/kW)
Critical Peak Pricing (CPP)	Pequeno/Médio/Grande usuário comercial/Industrial	- Medidores com distinção horária de energia e demanda	\$/Mês	- Energia em até 3 bandas horárias no verão e no inverno (\$/kWh) - Componente adicional de energia em eventos críticos (\$/kWh) - Componente de Demanda (\$/kW)
Real Time Pricing (RTP)	Pequeno/Médio/Grande usuário comercial/Industrial	- Medidores com distinção horária de energia e demanda	\$/Mês	- Componente de energia variável em tempo real do tipo Real Time Pricing (\$/kWh) - Componente de Demanda (\$/kW)
Interrompível	Médio usuário comercial/Industrial	- Medidores com distinção horária de energia e demanda	\$/Mês	- Energia em até 3 bandas horárias no verão e no inverno (\$/kWh) - Componente adicional de multa por uso energia em excesso durante eventos críticos (\$/kWh) - Componente de Demanda (\$/kW)
	Grande usuário Comercial/Industrial	- Medidores com distinção horária de energia e demanda - Redução de carga deve ser maior que 100 kW e maior que 15% da demanda máxima do usuário		

Fonte: Elaboração própria a partir de Southern California Edison (2020).

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Em relação à geração distribuída, conforme indicado na seção de Regulamentações e Políticas para Integração dos RED, as IOU da Califórnia aplicam dois planos de *net metering* distintos: o NEM 1.0 e o NEM 2.0. A atribuição do tipo de NEM de cada sistema de geração distribuída participante do mecanismo de *net metering* é feita da seguinte forma:

- NEM 1.0: aplicável aos usuários que já participavam no *net metering* antes

da Decisão 16-01-044 de 2016 da CPUC.

- NEM 2.0: definido pela Decisão 16-01-044 de 2016 da CPUC e aplicável aos usuários que solicitaram participação no *net metering* após o dia 1º de julho de 2017, por meio de tarifas TOU.

É importante ressaltar que as tarifas TOU aplicadas aos usuários sem sistemas de geração distribuída são as mesmas oferecidas aos participantes do *net metering*, ou seja, são tarifas que consistem na aplicação de uma componente volumétrica que assume valores distintos ao longo de três bandas horárias. A Tabela 23 mostra a diferença entre os planos disponíveis da empresa.

Tabela 23 - Diferença entre Planos NEM 1.0 e NEM 2.0

	NEM 1.0	NEM 2.0
Garantia do Programa	20 anos	20 anos
Critério de Incentivos	Baseia-se no incentivo líquido de consumo da rede	Baseia-se no incentivo líquido de consumo da rede em cada banda horária
Restrição de capacidade do sistema	Capacidade máxima de 1 MW	Não há capacidade máxima ⁵¹
Taxa de Interconexão	Não	Sim
Uso obrigatório de TOU	Não	Sim

Fonte: Elaboração própria com base em Ladisch et al. (2017) .

No quadro tarifário da SCE, existem classes de consumo específicas para recarga residencial e estações de recarga de veículos elétricos. No que concerne à recarga residencial, os usuários podem optar por uma tarifa TOU específica, que contempla as residências que possuem veículos elétricos. A tarifa desta categoria é composta por uma parcela fixa e uma volumétrica com sinalização em 3 bandas horárias no

⁵¹ O Sistema deverá, no entanto, ser dimensionado de acordo com a carga do usuário (Southern California Edison, 2020).

verão e no inverno. Além disso, essa tarifa não exige medição separada para a recarga do veículo.

A SCE também aplica tarifas específicas para estações de recarga com medição separada. Nesse caso as estações são divididas em recargas de até 20 kW, entre 20 e 500 kW e mais que 500 kW. Quanto às tarifas cobradas, são aplicadas em cada categoria uma parcela fixa mensal, uma componente volumétrica TOU em três bandas horárias no verão e no inverno e uma componente de demanda (kW). A Tabela 24 descreve as tarifas aplicadas pela SCE para recarga de veículos elétricos.

Tabela 24 - Tarifas para Veículos Elétricos

Tarifa	Descrição	Componente Fixa	Componentes Variáveis
Veículo Elétrico Residencial	- Medidores com distinção horária de energia	\$/Mês	- Energia em 3 bandas horárias no verão e no inverno (kWh)
Veículo Elétrico Estações de Recarga	- Medição separada - Potência de recarga até 20 kW	\$/Mês	- Energia em até 3 bandas horárias no verão e no inverno (kWh) - Componente de Demanda (kW)
	- Medição separada - Potência de recarga entre 20 e 500 kW		
	- Medição separada - Potência de recarga maior que 500 kW		

Fonte: Adaptado de Southern California Edison (2018) e Southern California Edison (2019).

Sistemas residenciais que contam com sistemas de armazenamento podem utilizar uma tarifa TOU específica. Neste caso o usuário é contemplado por uma tarifa que conta com uma componente fixa (\$/mês) e com componente volumétrica (kWh) em 3 bandas horárias durante o verão e o inverno.

O funcionamento dessa tarifa consiste em aplicar valores mais altos durante o período compreendido entre as 16h e 21h, de maneira a incentivar a redução de energia das residências ou o consumo da energia armazenada em suas baterias.

Tabela 25 – Tarifa TOU para Sistemas Residenciais com Geração Distribuída e Armazenamento

Aplicação		Variáveis de Faturamento	
Tarifa	Descrição/Condição	Componente Fixa	Componentes Variáveis
TOU	- Sistemas residenciais com dispositivo de armazenamento de energia	\$/Mês	- Energia em 3 bandas horárias no verão e no inverno (kWh)

Fonte: Adaptado de Southern California Edison (2019).

2.3.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

Na Califórnia, a elevada difusão dos recursos energéticos distribuídos é fruto de um processo iniciado há muitos anos e intensificado mais recentemente, que alinhou objetivos ambiciosos de metas climáticas à exigência de que empresas de serviços públicos, provedores de serviços elétricos e agregadores aumentassem a aquisição e a integração dos RED (SEPA, 2016).

No entanto, a Califórnia apresenta, historicamente, tarifas de energia elétrica mais altas em relação à maioria das outras jurisdições dos Estados Unidos, ao mesmo tempo em que é caracterizada por ter faturas de energia elétrica relativamente mais baixas. Tal relação é explicada pelo fato de que o consumo de energia (kWh) per capita na Califórnia é significativamente menor se comparado ao consumo no restante do país (CPUC, 2019b).

Em um ambiente no qual o consumo de energia elétrica da rede é baixo, o *decoupling* é uma vantagem para as distribuidoras, por possibilitar a recuperação de custos fixos mesmo quando a energia é menos demandada (CPUC, 2018a). Ao garantir que a receita auferida pela distribuidora se iguale à receita permitida, essa regulamentação possibilita a separação do elo entre receitas e vendas de energia, eliminando a pressão financeira sobre a distribuidora de vender unidades marginais de eletricidade.

Para analisar a evolução das tarifas na Califórnia, o regulador utiliza a Tarifa Média Total do Sistema (*Total System Average Rates*, ou SAR⁵²), que é uma medida do custo médio de cada IOU para fornecer eletricidade a seus clientes. Segundo relatório da CPUC (2018a), até 2013, as tarifas médias das três principais IOU evoluíram próximas à tendência da inflação registrada nos Estados Unidos.

No entanto, desde 2013, a variação média anual nas SAR das IOU começou a superar a inflação, com destaque para a SDG&E, cujos aumentos incrementais foram mais significativos durante todos os anos. A evolução da SAR⁵³ para PG&E, SCE e SDG&E a partir desse período é apresentada no Gráfico 3.



Fonte: Adaptado de CPUC (2019b).

Gráfico 3 - Evolução das Tarifas Médias do Sistema para IOUs da Califórnia entre 2013 e 2018 (\$/kWh)⁵⁴

Na média, as SAR da PG&E, SCE e SDG&E cresceram anualmente entre 2012 e 2019, em média 2%, 2% e 6%, respectivamente (CPUC, 2019b). As elevações das tarifas ao longo do ano estão relacionadas ao aumento na receita requerida e à

⁵² A SAR Total é a relação entre a receita requerida total autorizada e as vendas totais de energia (kWh). Inclui informações dos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

⁵³ Dados mais recentes da CPUC (2020) mostram que as tarifas médias da PG&E e da SCE estão abaixo da inflação em 2019.

⁵⁴ Os valores estão ajustados a preços de 2012. A CPUC utilizou o Índice de Preços ao Consumidor, do Bureau of Labor Statistics.

redução das vendas de energia (kWh), a qual está associada à crescente difusão de RED na Califórnia.

Quanto à queda nas vendas de energia elétrica (kWh), que contribui para o avanço crescente da tarifa na maioria das IOU, o alto número de clientes com energia solar na Califórnia é uma das razões que resultam no baixo consumo de energia no estado. Segundo dados da CPUC (2018a), entre 2013 e 2017, a SCE foi a única IOU cujas vendas de energia elétrica proveniente da rede superaram a expectativa, enquanto a SDG&E apresentou uma subestimação expressiva de suas vendas de energia. Além da participação crescente de clientes investindo em energia solar residencial, outro fator que explica a maior tarifa média para a SDG&E é a menor base de clientes em relação às demais IOU.

Enquanto a queda nas vendas de energia resulta da redução da quantidade e de consumo dos clientes, em particular, associada à difusão dos RED, os custos incorridos pelas IOU são pagos por menos usuários e o impacto sobre os encargos de distribuição tende a aumentar. Sob uma regulação baseada em *decoupling*, a pressão das elevadas tarifas é, então, aplicada a clientes não associados a agregadores, que não conseguem gerir sua própria eletricidade ou que não têm acesso à RED.

Portanto, apesar de mitigar a insustentabilidade financeira das distribuidoras por garantir o recebimento da receita inicialmente projetada, a regulação pode ter efeitos perversos sobre o consumidor, especialmente aqueles de baixa renda. Segundo CPUC (2019b), o baixo consumo de energia elétrica já não é mais suficiente para limitar os impactos das altas tarifas sobre as contas dos consumidores residenciais.

Em relação à receita permitida das IOU, de acordo com CPUC(2019b), um dos principais motivos do seu aumento nos últimos anos é o investimento em melhoria da infraestrutura, de forma a garantir à rede o suporte necessário para a ampla implantação de recursos renováveis. A CPUC autoriza a recuperação de investimentos relacionados ao cumprimento de políticas cujos objetivos estejam relacionados, em especial, à resposta da demanda e veículos elétricos.

Os investimentos visam, particularmente, à integração da rede em níveis cada vez mais altos de difusão dos RED, os quais têm o potencial de melhorar a confiabilidade e a resiliência. Tais investimentos já apresentam efeitos positivos sobre a rede no estado. Em 2019, as IOU apresentaram medidas de confiabilidade melhores em relação à média nacional. Enquanto nos Estados Unidos a média de duração da interrupção por cliente foi 100,5 minutos, na Califórnia a PG&E, SCE e SDG&E registraram, respectivamente, 99,6, 71,3 e 77,8 minutos por cliente (CPUC, 2020j).

Os efeitos dos RED sobre a rede e as tarifas médias praticadas na Califórnia devem continuar significativos. O estado vem empregando soluções cada vez mais diversas e baseadas no emprego de energia renováveis e RED (CAISO, et al., 2017). Entre os fatores que mais estimulam a mudança de cenário vivenciada no estado da Califórnia, é possível citar as políticas regulatórias, os incentivos que encorajam a utilização de RED, a melhoria no custo benefício das novas tecnologias e a crescente preferência dos usuários por RED (CAISO, et al., 2017).

Além dos investimentos em melhoria da infraestrutura para integração dos recursos energéticos distribuídos à rede, a CPUC incentiva também o uso de *Non-Wire-Alternatives* (NWA) para que investimentos tradicionais na rede sejam adiados ou evitados. Desde 2018, as IOU são obrigadas a enviar um planejamento, o *Distribution Investment Deferral Framework* (DIDF), que identifica, avalia e seleciona oportunidades de uso de RED como forma de adiar ou evitar os investimentos tradicionais na rede de distribuição (CPUC, 2020j).

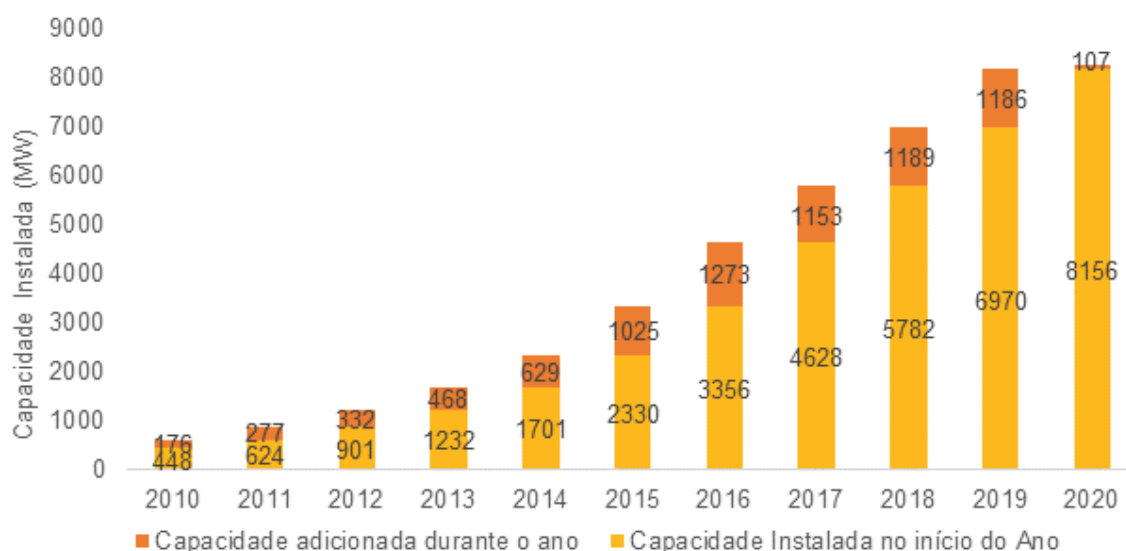
Para determinar os locais ideais de implementação das soluções NWA, as IOU utilizam a ferramenta *Locational Net Benefits Analysis*, que identifica e quantifica os custos e benefícios específicos do local onde se pretende evitar ou adiar um investimento tradicional. A ferramenta reflete, portanto, os benefícios da implantação de RED em detrimento do investimento tradicional. Seus resultados são utilizados nos registros anuais das IOU como parte do processo do DIDF (CPUC, 2020j).

Segundo RMI (2018), a CPUC considera, geralmente, os serviços relacionados a suporte de tensão, confiabilidade, resiliência e capacidade da rede de distribuição como os mais adequados para as regras de incentivo à adoção das NWA. De acordo com E4 (2018), as distribuidoras recebem um incentivo de 3 a 4%, aplicado aos pagamentos anuais associados à implementação de RED que adiem ou substituam investimentos tradicionais nas redes de distribuição.

Até o momento, os programas de incentivo à energia solar fotovoltaica atingiram suas metas. A capacidade instalada da geração distribuída fotovoltaica na área de atuação das distribuidoras Pacific Gas & Electric (PGE), Southern California Edison (SCE) e San Diego Gas & Electric (SDG&E), já possui um montante superior a 10% da demanda de pico do sistema, segundo CAISO et al. (2017).

O Gráfico 4 mostra que, entre 2010 e 2020⁵⁵, a capacidade instalada em empreendimentos de geração distribuída localizados na área de atuação dessas distribuidoras aumentou mais de 18 vezes, passando de 448,24 MW para 8.156,27 MW em um período de 10 anos.

⁵⁵ Até Março de 2020.



Fonte: California Distributed Generation Statistics (2020).

Gráfico 4 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração Distribuída Fotovoltaica nas Maiores Distribuidoras da Califórnia entre 2010 e 2020

Segundo Renewables Grid Initiative et al. (2019) o estado da Califórnia também é líder no emprego de sistemas de armazenamento de energia nos Estados Unidos, com 4,2 GW de capacidade instalados. As distribuidoras PG&E, SCE e SDG&E projetam um aumento da capacidade instalada de mais de 1.600 MW nas suas áreas de atuação nos próximos 4 anos.

A aplicação da AB 2514 garantiu que, cumulativamente, as distribuidoras ultrapassassem a meta de 1.325 MW de capacidade. O SGIP também foi um importante programa para o avanço do armazenamento na Califórnia. Em 2017, o programa aprovou cerca de 1.057 projetos de armazenamento instalados com aproximadamente 73 MW de capacidade (CPUC, 2018b).

Até o final de 2019, a CPUC havia aprovado a aquisição de mais de 1.746 MW de nova capacidade, para que o armazenamento sirva como uma *Non-Wire-Alternative* em detrimento dos tradicionais investimentos na infraestrutura de distribuição (CPUC, 2020j). O projeto piloto da SCE, Distribution Energy Storage Integration (DESI 1), por exemplo, objetivou adiar uma atualização na rede de distribuição na cidade de Orange, por meio do gerenciamento de carga do circuito

com a implantação de um sistema de armazenamento de bateria *front-the-meter*, operado e de propriedade da SCE como um ativo de rede. Ativo desde 2015, os resultados mostram que o projeto obteve sucesso em realizar despachos durante várias ocasiões, de maneira a impedir que a carga do circuito excedesse os limites e foi capaz de despachar energia reativa para a regulação de tensão⁵⁶ (E4, 2018). O emprego de RED também tem sido considerado para aumentar a resiliência climática na Califórnia. Devido aos fortes incêndios que ocorrem sazonalmente no estado, é possível citar a utilização de microrredes e de sistemas armazenamento por meio do SGIP para garantir o fornecimento de energia para famílias e empreendimentos que se encontram em situações de vulnerabilidade geográfica e social.

Sob o Distribution Resources Plan, as IOUs da Califórnia implementaram até 2019 um projeto de demonstração (Demo E) de operação de microrredes, no qual os RED pertencentes tanto aos clientes quanto às concessionárias atenderiam uma parcela significativa de carga da rede e contribuiriam para sua confiabilidade. Para lidar com as interrupções e estabelecer estratégias de resiliência através das microrredes, a PG&E elaborou três programas: (i), Make Ready Program; (ii) Temporary Generation Program e o (iii) Community Microgrid Enablement Program. Já a SCE conduz o projeto piloto “Public Safety Power Shut-off Microgrid Project”. A SGD&E tem projetos de microrredes dentro do plano de mitigação de incêndios para Cameron Corners, uma base aérea do estado, e Desert Circuit. No primeiro projeto, a IOU propõe a utilização de painéis fotovoltaicos de 725 kW e

⁵⁶ Outros exemplos de projetos pilotos associados às soluções NWA, bem como projetos pilotos de microrredes na Califórnia e as medidas recentes são apresentados no APÊNDICE II – PROJETOS PILOTOS COM RED.

armazenamento de 500 kW para atendimento à 1.700 clientes impactados por eventos climáticos⁵⁷.

Colvin (2019) afirma que empresas do setor fotovoltaico da Califórnia têm registrado um aumento nas compras de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia, tendo como um dos motivadores a interrupção do fornecimento de energia causada pelo desligamento de linhas de transmissão e distribuição para reduzir os danos potencialmente causados pelo espalhamento de incêndio. Segundo Colvin (2019), as IOU da Califórnia realizam propositalmente essa ação para evitar que as linhas provoquem grandes incêndios caso o vento esteja demasiadamente forte.

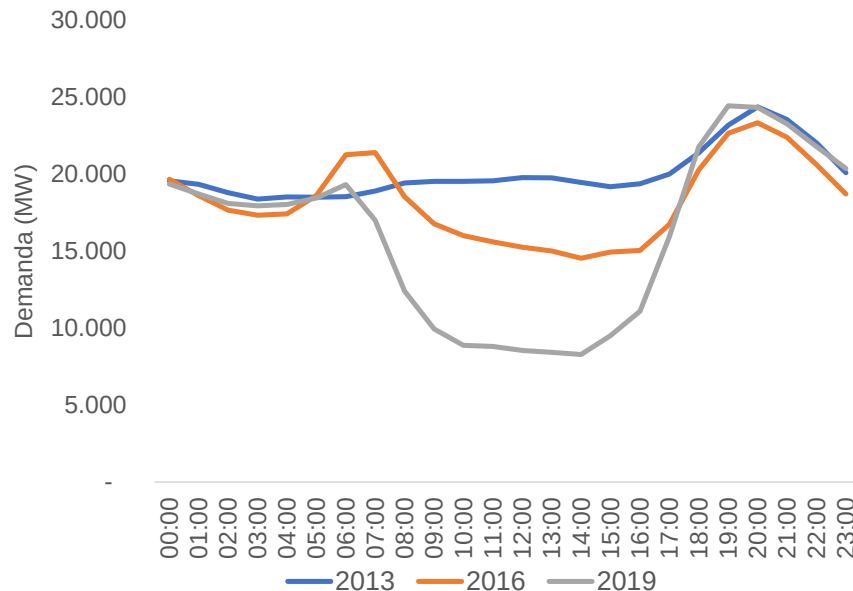
Além do uso de sistemas de armazenamento para reforçar a resiliência da rede, a grande utilização de geração distribuída tem modificado o perfil de carga no estado da Califórnia. Este fenômeno, denominado Curva do Pato (*Duck Curve*), ocorre durante determinados períodos do ano⁵⁸ e consiste em causar grandes variações na demanda energética. Devido à elevada quantidade de energia produzida pela geração distribuída fotovoltaica, a curva da demanda da Califórnia assume valores baixos durante o dia e muda rapidamente de valor durante o fim da tarde e o início da noite.

A Figura 28 mostra o comportamento da Curva de Demanda da Califórnia durante os anos de 2013, 2016 e 2019. As três curvas mostram que, nos últimos 7 anos, a Demanda Energética do estado diminuiu durante o período em que há maior disponibilidade de luz solar, ou seja, o período compreendido entre início do dia e o fim da tarde. A Figura 28 mostra também que a demanda de pico observada durante o início da noite assume valores similares nos três períodos de análise. No entanto, também é mostrado que a curva de carga sofre variações de demanda

⁵⁷ Informações dos projetos e programas, bem como alguns de seus resultados, adotados pelas IOU para mitigação dos efeitos de incêndios florestais e aumento da confiabilidade da rede a partir do uso de microrredes podem ser encontradas em (CPUC, 2020j).

⁵⁸ Durante Março e Abril.

cada vez maiores em períodos em que a produção de energia fotovoltaica se reduz, ou seja, durante o final da tarde.



Fonte: Adaptado de IEA (2019).

Figura 28 - Curva do Pato na Califórnia

DOE (2017) afirma que a Curva do Pato traz maior complexidade e imprevisibilidade para o sistema e mercados de energia elétrica da Califórnia, uma vez que pode ser necessário acionar rapidamente fontes energéticas tradicionais durante o período de baixa produção da GD fotovoltaica ou não permitir a utilização de fontes de energia tradicionais em períodos de alta produção da GD fotovoltaica.

DOE (2017) argumenta que os efeitos causados pela Curva do Pato podem ser mitigados por meio da diversificação do portfólio de geração ou por meio da utilização de dispositivos de armazenamento *behind/front the meter*. Além disso, DOE (2017) também sugere que o aumento de preços cobrados pela energia utilizada durante a noite pode reduzir o consumo energético neste período.

Em relação à difusão de veículos elétricos, a Califórnia também possui um papel de liderança e protagonismo nos Estados Unidos, uma vez que o estado tem a maior frota de veículos elétricos no país: cerca de 47% dos 327.867 VE vendidos em 2018 nos Estados Unidos foram adquiridos apenas na Califórnia (EVAdoption,

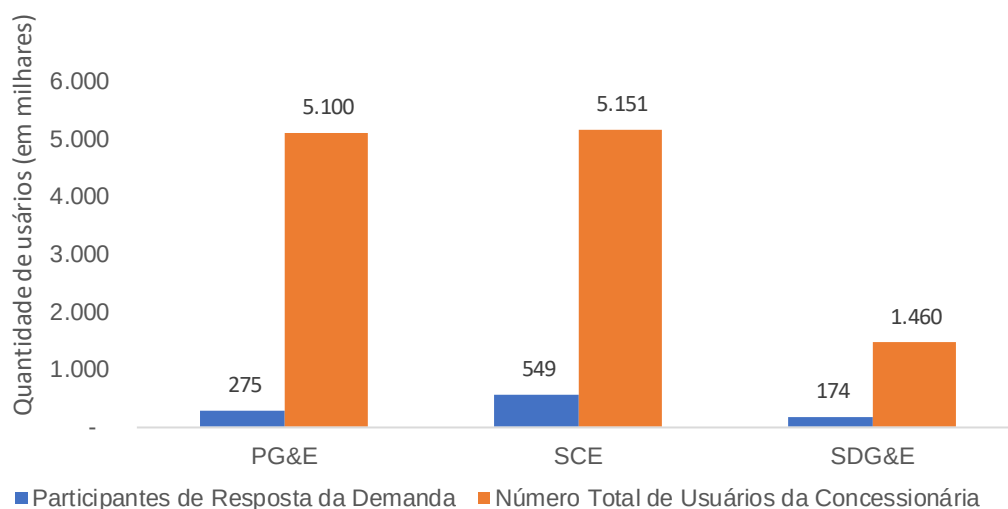
2020). Segundo CPUC (2019a), as distribuidoras PG&E, SCE e SDG&E tinham 415.272 veículos elétricos *plug-in* em suas áreas de atuação no ano de 2018. Espera-se que a quantidade de veículos elétricos nestas áreas mais do que triplique entre 2018 e 2024, atingindo mais de 1,47 milhão em 2024.

Atualmente, a CPUC está explorando o potencial dos veículos elétricos *plug-in* em interagir com a rede, através do fornecimento de energia à rede (V2G). Além disso, a Comissão tem apoiado o desenvolvimento do mercado ao atrair investimentos privados para a infraestrutura de recarga a fim de minimizar os custos sobre os usuários da rede, uma vez que a medição separada dos VE exige investimentos elevados na infraestrutura de medição e faturamento.

Contudo, segundo Sullivan et al. (2019), em relação à aplicação de medição separada, o projeto *Plug-In Electric Vehicle Submetering Pilot* mostrou que os usuários residenciais da IOU preferem, na maior parte dos casos, que o consumo de energia elétrica dos veículos elétricos seja medido e faturado por uma tarifa à parte do restante do domicílio.

As distribuidoras PG&E, SCE e SDG&E também aplicam programas de resposta da demanda em grande escala, atendendo usuários comerciais, industriais, agricultores e residenciais. A Figura 29 mostra a comparação entre a quantidade de consumidores inscritos em programas de resposta da demanda⁵⁹ e a quantidade total dos usuários atendidos por essas distribuidoras. Dessa forma, é possível observar que, em média, 8,52% dos usuários participam de algum programa de resposta da demanda.

⁵⁹ O levantamento da CPUC foi realizado sem considerar os usuários inscritos em tarifas TOU.



Fonte: Adaptado de CPUC (2020i), SDG&E (2020), SCE (2020) e (PGE, 2020).

Figura 29 – Participantes de Programas de Resposta da Demanda na Califórnia Durante o Ano de 2019

Além das políticas de integração, as práticas adotadas na estrutura tarifária também têm efeitos sobre a difusão dos RED na Califórnia. No caso da geração distribuída, a obrigatoriedade da aplicação de Tarifas *Time-of-Use* (TOU) no NEM mitigou benefícios econômicos dos *prosumidores*, uma vez que as horas de produção máxima da GD não coincidem com as horas de pico de demanda do sistema, reduzindo o recebimento de valores pela energia fornecida à rede (SEPA, 2016).

Ao mesmo tempo, a aplicação de tarifas TOU em esquemas NEM pode incentivar o uso da geração distribuída em conjunto com sistemas de armazenamento distribuído. Com a adoção do NEM 2.0, a capacidade destes sistemas aumentaram de 30 MW em 2003 para mais de 8.152 MW em 2019 (California Distributed Generation Statistics, 2020).

Os resultados do programa *California Statewide Opt-in Time-of-Use Pricing Pilot* para a resposta da demanda no setor residencial sugerem que é possível projetar uma tarifa TOU que tenha ampla aceitação e entendimento dos usuários residenciais (Trabish, 2018). Dados da CPUC (2018a) mostram uma redução entre 4% e 6% na carga do sistema com a aplicação das tarifas TOU nas residências

durante os meses do verão e pequenos aumentos no uso de eletricidade fora do pico, indicando que a carga foi reduzida e deslocada. Além disso, mostraram também que houve reduções gerais no consumo de energia elétrica, o que reforça ainda mais o baixo consumo de energia no estado. Apesar da boa resposta à sinalização de preços, CPUC (2018a) reforça que o impacto total da fatura anual foi pequeno nas três IOU, com reduções mensais médias de até 2%.

A Califórnia conseguiu obter uma elevada difusão dos RED garantindo de maneira satisfatória a confiabilidade da rede. Contudo, a adoção acelerada do autoconsumo de energia no estado representa um desafio à operação e planejamento da rede, diante da necessidade de investimentos pelas IOU em tecnologias de Rede Inteligente que suportem os RED, e à regulação, influenciada pelo consumo de energia da rede cada vez menores e tarifas elevadas com possíveis efeitos negativos sobre usuários exclusivos da rede e de baixa renda.

2.4 NOVA IORQUE

Nova Iorque foi um dos primeiros estados americanos a dar início aos processos de liberalização e desregulamentação do setor de energia elétrica. O processo teve início na década de 90 e foi motivado pelos altos preços de energia praticados no estado. Neste sentido, a primeira medida tomada foi permitir que Produtores de Energia Independentes (*Independent Power Producers – IPP*) participassem da atividade de geração de energia elétrica em conjunto com as distribuidoras (Callmepower, 2015).

Segundo Zhou (2017) e conforme apresentado na Figura 26, a comercialização de energia elétrica no mercado varejista é uma atividade permitida no Estado de Nova Iorque, com o acesso livre a todos os tipos de usuários. Callmepower (2015) acrescenta que este processo também teve início na década de 90 e foi finalizado com a inclusão de todos os tipos de usuários no ano de 2003.

Conforme mencionado na seção 2.3, a FERC é responsável por regular as atividades interestaduais de transmissão e comercialização de energia no mercado

atacadista e também por supervisionar processos de licenciamentos e inspeção de projetos de hidrelétricas.

O NYISO (*New York Independent System Operator*) é o agente responsável pela operação do sistema elétrico e dos mercados atacadistas de energia do Estado de Nova Iorque. Além disso, NYISO também é responsável pela realização do planejamento energético do estado e pela promoção do acesso livre ao sistema de transmissão de energia elétrica do estado com o objetivo de incentivar a competição no setor de geração (NYSERDA, 2015); (FERC, 2010).

Outro agente que possui grande responsabilidade no setor de energia elétrica de Nova Iorque é a New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA). Segundo NYSERDA (2020), o objetivo deste agente é promover o aumento de eficiência energética e o uso de fontes renováveis no Estado de Nova Iorque.

A NYSERDA trabalha em parceria com grande parte dos agentes envolvidos no setor elétrico, como, por exemplo, usuários residenciais, comerciais, universidades, distribuidoras e empresas de desenvolvimento de tecnologias. Os principais objetivos dessas parcerias são:

- Gerar condições que atraiam o setor privado e o capital necessário para expandir o setor de energias renováveis;
- Diminuir as barreiras para a utilização de fontes renováveis em larga escala em Nova Iorque;
- Possibilitar que as comunidades e residentes de Nova Iorque tenham benefícios causados pela eficiência energética e fontes renováveis.

USLEGAL (2020) acrescenta que a NYSERDA também possui capacidade de conduzir, financiar e assistir os programas relacionados à pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias. Além disso, a NYSERDA também pode providenciar aconselhamento em processos legislativos que abordem a implementação de novas tecnologias e de eficiência energética.

A responsabilidade de fiscalização e regulamentação de RED em Nova Iorque é semelhante ao observado na Califórnia, ou seja, depende de sua localização no sistema elétrico e serviço prestado. Cabe ao NYISO fiscalizar os RED que atuam em mercados atacadistas ou que prestem serviços ancilares ao sistema elétrico do estado. A New York State Public Service Commission (PSC) é responsável pela fiscalização e monitoramento das demais atividades de RED que são desenvolvidas nas áreas de atuação das IOU de Nova Iorque.

A regulação das distribuidoras de energia elétrica no Estado de Nova Iorque, é efetuada pela PSC. A PSC é responsável por definir ou supervisionar⁶⁰ as tarifas que serão cobradas pelas distribuidoras e por garantir que o serviço oferecido aos usuários seja realizado de maneira segura e eficiente (USLEGAL, 2020) .

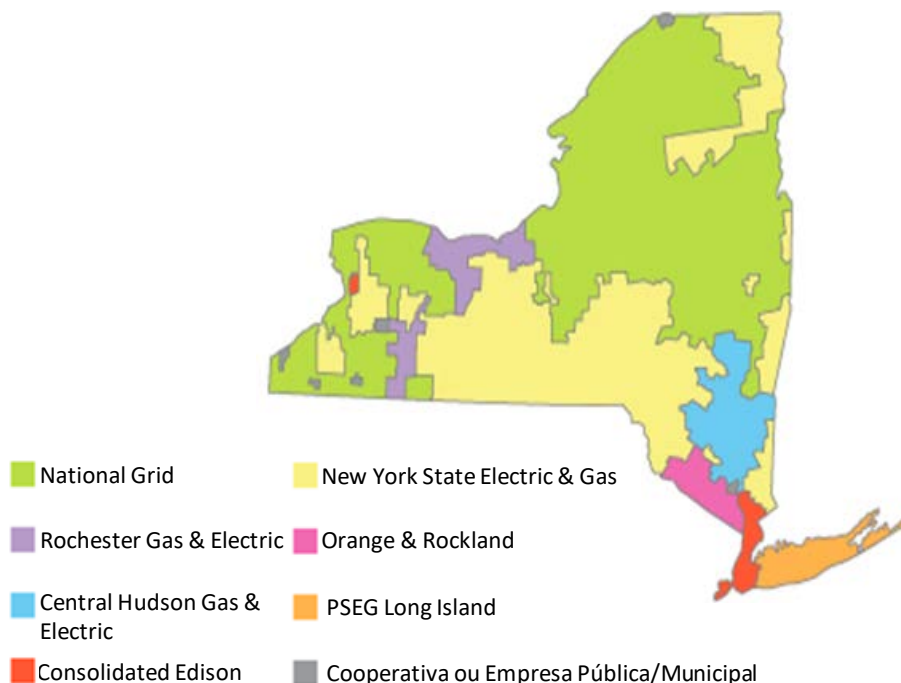
De acordo com Energy Star (2015), o Estado de Nova Iorque conta com 20 distribuidoras de energia elétrica que desempenham atividades de geração, transmissão e distribuição e/ou comercialização de energia elétrica, sendo que as 7 empresas abaixo são IOU:

- Central Hudson Gas & Electric;
- Consolidated Edison (ConEdison);
- New York State Electric & Gas (NYSEG);
- Niagara Mohawk Power (National Grid);
- Orange & Rockland (O&R);
- PSEG Long Island;
- Rochester Gas & Electric Corporation (RG&E).

Em adição às 7 distribuidoras supracitadas, o Estado de Nova Iorque também conta com 1 cooperativa (*Electric Cooperative*) e as 12 distribuidoras restantes são de propriedade pública (*Publicly-Owned Utilities*) ou municipal (*Municipally-*

⁶⁰ Em casos de distribuidoras municipais ou cooperativas, a regulação é realizada por agentes locais ou municipais. Apesar da distribuidora PSEG Long Island ser uma IOU, esta é regulada pela Long Island Power Authority (LIPA) com supervisão da PSC.

Owned). A Figura 30 mostra a área de atuação das empresas de distribuição de energia elétrica no Estado de Nova Iorque.



Fonte: Adaptado de Capstone (2020).

Figura 30 – Área de Atuação das Distribuidoras do Estado de Nova Iorque

Em virtude da implementação do *Reforming The Energy Vision* (REV) em 2016, o setor de distribuição de energia elétrica do Estado de Nova Iorque passa por um grande processo de reformulação, conforme será detalhado na seção de Políticas para Integração dos RED.

2.4.1 Políticas para Integração dos RED

Em maio de 2014, por meio da abertura do Caso 14-M-0101, a PSC decidiu reformular os papéis e responsabilidades das distribuidoras em função da difusão dos RED. O processo, denominado *Reforming the Energy Vision* (REV), busca promover o uso de RED nos sistemas de energia elétrica, modificando a maneira com que as distribuidoras planejam e investem em seus sistemas elétricos. Além disso, o REV também almeja aumentar a eficiência energética e obter ganhos ambientais.

No que concerne às metas energéticas e ambientais adotadas pelo REV, espera-se que até 2030 as emissões de gás de efeito estufa do Estado de Nova Iorque sejam reduzidas em 40% do nível observado em 1990. Ademais, também é esperado que o consumo de energia em edifícios seja reduzido em 23% em relação aos níveis de 2012 e que fontes renováveis sejam responsáveis por 50% do fornecimento de energia elétrica no estado (New York Government , 2016).

Segundo Savenije (2015), uma das principais propostas do Caso 14-M-0101 está centrada na criação de uma Plataforma de Sistemas Distribuídos (*Distributed System Platform* - DSP), na qual as distribuidoras devem atuar como provedoras. Esta plataforma funciona como um mercado voltado para os usuários e que ao mesmo tempo buscaria permitir fluxos bidirecionais de energia, prestar serviços e criar valor ao longo da rede de distribuição.

Segundo Orange & Rockland (2018), a DSP é uma plataforma de rede inteligente que fornece serviços elétricos e atende as necessidades da sociedade por meio da integração de diversos RED. A DSP também é responsável por promover uma ampla atividade de mercado que monetiza valores sociais e do sistema, permitindo o envolvimento ativo de clientes e de terceiros, alinhados aos interesses do mercado atacadista de energia e do sistema de energia.

De acordo com Orange & Rockland (2018), as principais funções das distribuidoras de energia elétrica ao atuarem como provedoras da DSP (*Distributed System Platform Provider* – DSPP) são:

- Criar mecanismos de contratação/remuneração de RED;
- Considerar o uso de RED no planejamento de seu sistema;
- Operar os RED de seu sistema com segurança e confiabilidade;
- Oferecer dados detalhados sobre o consumo e performance dos usuários;
- Podem possuir RED ou atuar em parcerias com proprietários de RED.

Ademais, Consolidated Edison (2018) acrescenta que as distribuidoras de energia elétrica do estado frequentemente empregam RED como soluções de alternativas em seus sistemas e também aplicam tarifas específicas para produção de energia

por meio destes recursos. Neste caso a utilização de NWA são motivadas por exigências e incentivos da PSC.

Geração Distribuída

Apesar do REV, políticas de incentivo à adoção de RED no estado de Nova Iorque se iniciaram na década de 1990. Segundo NYS Department of Public Service (2009), a prática de *net metering* foi instituída no estado de Nova Iorque em 1997. Inicialmente apenas os sistemas fotovoltaicos residenciais com capacidade máxima de 10 kW foram contemplados pelo programa. Com o passar dos anos o programa foi modificado e novos critérios e tipos de sistemas de geração foram adotados.

Em 2002, fazendas com reatores anaeróbicos⁶¹ utilizados em geradores de energia elétrica com até 400 kW de capacidade foram adicionados. Os sistemas eólicos foram incluídos em 2004, sendo que a capacidade máxima desses sistemas era de 25 kW para usuários residenciais urbanos e 125 kW para fazendas.

O ano de 2008 contou principalmente com o aumento de capacidade para os sistemas contemplados. Neste caso, para os sistemas fotovoltaicos residenciais a capacidade foi aumentada para 25 kW e as fazendas com reatores anaeróbicos tiveram sua capacidade estendida para 500 kW. Além disso, sistemas solares e eólicos com capacidade de até 2 MW utilizados em aplicações não residenciais foram incluídos no programa.

Segundo DSIRE (2019), no ano de 2009 os sistemas de cogeração e células combustíveis de até 10 kW foram adicionados ao programa e no ano de 2012 os sistemas de geração distribuída com hidrelétricas foram contemplados pelo programa.

⁶¹ A digestão anaeróbia é um processo químico em que bactérias degradam matéria orgânica em meio livre oxigênio, produzindo biogás. Esta substância pode ser utilizada como combustível em processos de geração de energia elétrica

A remuneração dos projetos de geração distribuída contemplados pelo *net metering* foi modificada pela PSC no ano 2017. Esta nova maneira de remuneração, denominada Value of Distributed Energy Resource (VDER), busca remunerar de maneira mais acurada a energia injetada pelos empreendimentos de acordo com os benefícios oferecidos ao sistema elétrico da distribuidora. Além disso, a VDER também contempla o uso de armazenamento distribuído. A forma de remuneração do VDER será descrita na seção de Regulação Econômica.

Armazenamento de Energia

Como exemplo de contratação de RED como soluções alternativas (*Non-Wire Alternatives - NWA*) em detrimento de investimentos tradicionais em rede, é possível citar o programa *Brooklyn Queens Demand Management* (BQDM) desenvolvido no ano de 2019 pela Consolidated Edison, empresa responsável por prestar o serviço de distribuição de energia elétrica na maior parte da cidade de Nova Iorque. Segundo Consolidated Edison (2019), o programa possui o objetivo de utilizar os sistemas de armazenamento distribuídos dos usuários em períodos que o sistema elétrico de Nova Iorque corre risco de sobrecarga durante o verão. O funcionamento do programa consiste basicamente em oferecer incentivos financeiros para sistemas de armazenamento distribuídos localizados nos distritos do Brooklyn e do Queens. Os usuários contemplados pelo programa podem receber até US\$ 2.100 por cada kW de capacidade instalada do sistema de armazenamento.

De acordo com Consolidated Edison (2019), apenas baterias com capacidade de até 5.000 kW podem participar do programa, sendo exigido que estas baterias operem durante um intervalo mínimo de 4 horas quando solicitadas pela distribuidora. Além disso, aplicações *behind the meter* e *front of the meter* também são contempladas.

Em maio de 2018, a PSC estipulou que o estado de Nova Iorque deveria instalar 3.000 MW de capacidade de sistemas de armazenamento até o ano de 2030, sendo que metade desta capacidade deveria estar disponível até 2025. No entanto,

apesar da meta estabelecida, apenas a instalação de 350 MW de capacidade nas áreas das 6 IOU do REV é obrigatória (Hernandez, et al., 2019).

Veículos Elétricos

Além de incentivos à adoção de sistemas de armazenamento de energia, a Consolidated Edison, por meio da iniciativa *SmartCharge New York*, também oferece incentivos para seus usuários que são proprietários de determinados modelos de veículos elétricos. Neste caso os usuários elegíveis recebem gratuitamente um dispositivo que irá contabilizar a quantidade de energia utilizada para recarregar o veículo de acordo com as faixas horárias de ponta e fora ponta (Fleetcarma, 2020).

O dispositivo, denominado FleetCarma C2, deve ser instalado no próprio veículo. Os usuários recebem US\$ 150 no momento da instalação do FleetCarma C2, além de também receber US\$ 0,10 por kWh em uma recarga realizada durante o horário de pico. Além disso, os usuários podem receber até US\$ 20 caso não realizem a recarga de seus veículos durante o verão.

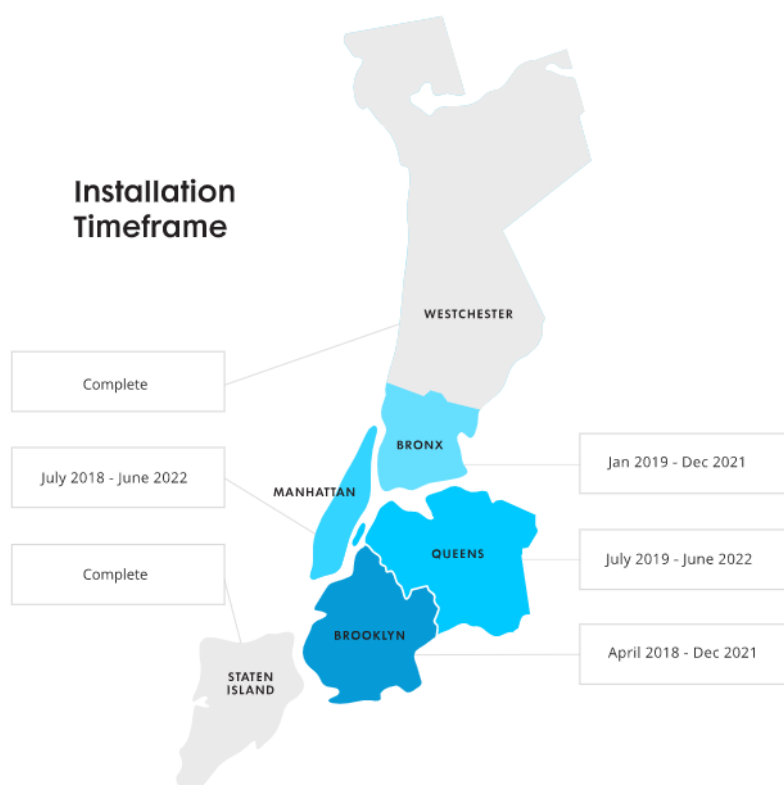
Além dos incentivos supracitados, os usuários comerciais que construírem estações de recarga rápida de acesso público também podem receber descontos em suas tarifas de energia elétrica. Neste caso, a estação deve ter uma capacidade mínima de 100 kW. No que concerne aos incentivos financeiros, os agentes podem receber descontos na tarifa que variam entre 34% e 39% até o ano de 2025 (Consolidated Edison, 2020).

Microrredes

No que concerne à implementação de microrredes, NYSERDA (2020) afirma que esta atividade é permitida e estimulada no Estado de Nova Iorque. Um exemplo de incentivo é a promoção de uma competição pela NYSERDA, denominada NY Prize, que destina fundos aos melhores projetos de microrredes (NYSERDA, 2020). Neste caso, os projetos da competição devem ser voltados para o aumento de resiliência do sistema elétrico de Nova Iorque e devem ser realizados por meio de parceria com a distribuidora ou governos locais.

2.4.2 Regulamentações Técnicas para RED

As distribuidoras de Nova Iorque estão realizando investimentos para instalação de medidores inteligentes (*smart meters*). Um exemplo é o processo de renovação de infraestrutura de medição realizado pela Consolidated Edison na cidade de Nova Iorque. A Consolidated Edison planeja instalar cerca de 5 milhões de Smart Meters na cidade de Nova Iorque até o ano de 2022. Segundo Consolidated Edison (2020), os *smart meters* instalados pela distribuidora têm capacidade de realizar a medição do consumo de energia das unidades consumidoras em intervalos de 15 minutos. Consolidated Edison (2020) ressalta que é possível que as distribuidoras utilizem os medidores inteligentes para detectar falhas ou problemas de conexão em cada unidade consumidora. Além disso, também é possível que a distribuidora e usuários realizem comunicação em fluxo bidirecional. A Figura 31 mostra o cronograma de instalação de cada região de Nova Iorque.



Fonte: Consolidated Edison (2020).

Figura 31 - Cronograma de instalação de smart meters na Cidade de Nova Iorque

Armazenamento de Energia

New York Battery and Energy Storage (2018a) afirma que os processos de conexão de sistemas de armazenamento distribuído com capacidade inferior a 5 MW⁶² são regulamentados pelo *Standardized Interconnection Requirements* (SIR) emitido pela PSC. Neste caso, o SIR é implementado para todas as distribuidoras reguladas pela PSC. Segundo PSC (2019), o SIR utiliza a norma nº 1547 do IEEE para definir os requisitos técnicos de oscilação de tensão, frequência, reconexão, e inversores de sistemas de geração distribuída e armazenamento de energia. Mais detalhes estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

No que tange aos processos de conexão dos sistemas com capacidade superior a 5 MW, estes devem ser analisados individualmente pelo NYISO. Conforme New York Battery and Energy Storage (2018a), este processo é normalmente mais demorado, uma vez que as distribuidoras não estão familiarizadas com sistemas dessa dimensão e também é necessário que a instalação deste sistema não cause nenhum malefício ao sistema elétrico.

Os sistemas de armazenamento em aplicações *Behind The Meter* (BTM) podem ser utilizados para o autoconsumo, para redução de demanda dos usuários e para injeção de energia na rede. Estes sistemas podem ser utilizados em programas de resposta da demanda de sua própria distribuidora, mas caso queiram prestar serviços ancilares ao NYISO, é necessário obter licenciamento deste agente.

Armazenamento de Energia e Resposta da Demanda

Os sistemas de armazenamento em aplicações *Front of The Meter* (FTM), tanto conectados à rede de distribuição como os conectados à rede de transmissão, podem prestar serviços de resposta da demanda para o NYISO dependendo da

⁶² New York Battery and Energy Storage (2018a) acrescenta que alguns sistemas com capacidade de 50 kW e 5 MW podem solicitar um processo de conexão mais detalhado caso a instalação ocorra em redes congestionadas, uma vez que é necessário dimensionar o seu impacto.

capacidade do sistema. Em outros casos, existem diferenças na prestação dos serviços para os sistemas em aplicações FTM de acordo com sua localização no sistema elétrico. Para os sistemas conectados à rede de distribuição, estes podem prestar serviços para a distribuidora e para o NYISO desde que cumpridos os requisitos necessários. Além disso, para os sistemas FTM conectados à rede de distribuição, a remuneração VDER está disponível apenas para aqueles que contenham outros RED como, por exemplo, a geração distribuída. Por sua vez, os sistemas FTM conectados à rede de transmissão são focados na prestação de serviços para o NYISO.

A Tabela 26 sintetiza os serviços prestados pelos Sistemas de Armazenamento em Nova Iorque por tipo de aplicação.

Tabela 26 – Sistemas de Armazenamento e suas aplicações por serviço

Serviço	Behind the Meter	Front of the Meter	
		Localizados no sistema de Distribuição	Localizados no sistema de Transmissão
Redução de demanda/autoconsumo	Sim	Não	Não
Programas de Resposta da Demanda gerenciado pela Distribuidora	Sim	Limitado ⁶³	Não
Programas de Resposta da Demanda gerenciado pela NYISO	Sim	Limitado	Limitado
Capacidade Instalada (NYISO)	Limitado	Limitado	Sim
Regulação de Frequência (NYISO)	Limitado	Limitado	Sim
Reservas Girantes (NYISO)	Limitado	Limitado	Sim
Regulação de Tensão (NYISO)	Limitado	Limitado	Sim
Injeção de Energia na Rede – VDER	Sim	Sim	Não

Fonte: Adaptado de New York Battery and Energy Storage (2018a) e New York Battery and Energy Storage (2018b).

Os serviços prestados pelos sistemas de armazenamento de energia em Nova Iorque são descritos na Tabela 27.

⁶³ O grau de limitado é quando são necessários requisitos para o desenvolvimento do serviço conforme descrito na coluna “Critério” apresentada na Tabela 27.

Tabela 27 - Descrição e Critérios dos serviços prestados por sistemas de armazenamento de energia em Nova Iorque

Serviço	Critério	Descrição e Metodologia de Remuneração
Redução de demanda e autoconsumo	- Disponível para usuários com sistemas de armazenamento. - Aplicado apenas aos usuários cobrados por componente de demanda (\$/kW).	Utilização de dispositivos de armazenamento para proporcionar economia na conta de energia por meio da redução dos picos no consumo, reduzindo o peso da componente de cobrança da demanda na conta de energia elétrica.
Programas de Resposta da Demanda gerenciado pela distribuidora	- Disponível para usuários com sistemas de armazenamento. - Usuários devem responder aos sinais enviados pela distribuidora.	Utilização de dispositivos de armazenamento durante momentos que a rede da distribuidora se encontra em soluções críticas. Os usuários são notificados com até 21 horas de antecedência e são remunerados pela quantidade de kWh ou kW que deixam de consumir durante este intervalo crítico.
Programas de Resposta da Demanda gerenciado pela NYISO	- Disponível para usuários com sistemas de armazenamento. - Usuários devem oferecer sua capacidade ao mercado atacadista. - Redução Mínima de 100 kW. - Possibilidade de Agregação.	Utilização de dispositivos de armazenamento de energia durante momentos que a rede da distribuidora se encontra em soluções críticas. Os usuários são remunerados LMP (Preço Marginal Local) ou o Market Clearing Price de acordo com a quantidade de kWh ou kW que deixam de consumir.
Capacidade Instalada (NYISO)	- Disponível para usuários com sistemas de armazenamento. - Usuários devem ter capacidade mínima de 1 MW e devem operar o sistema por no mínimo 4 horas por dia.	Utilização de dispositivos de armazenamento de energia em mercados de capacidade. Os usuários são remunerados LMP ou o Market Clearing Price de acordo com a quantidade de kWh que deixam de consumir.
Regulação de Frequência (NYISO)	- Disponível para usuários com sistemas de armazenamento. - Usuários devem ter capacidade mínima de 1 MW.	Utilização de dispositivos de armazenamento de energia para controle de frequência de sistema. Os usuários de acordo com a sua localização no sistema e com a quantidade de kWh que injetam na rede.
Reservas Girantes (NYISO)	- Disponível para usuários com sistemas de armazenamento. - Resposta entre 10 e 30 minutos.	Utilização de dispositivos de armazenamento de energia para atuação como reservas girantes. Os usuários são remunerados de acordo com a velocidade de atuação e com a quantidade de kWh que injetam na rede.
Regulação de Tensão (NYISO)	- Disponível para usuários com sistemas de armazenamento.	Utilização de dispositivos de armazenamento de energia para otimização dos níveis de tensão de sistema. Os usuários são remunerados de acordo com a velocidade de atuação e com a quantidade de kWh que injetam na rede.
Injeção de Energia na Rede - VDER	- Disponível para usuários com sistemas de armazenamento e geração distribuída.	Usuários são remunerados de acordo com a energia injetada no sistema elétrico da distribuidora. O valor de remuneração pode variar de acordo com a localização.

Fonte: Adaptado de New York Battery and Energy Storage (2018b).

Veículos Elétricos

A PSC, por meio do REV, também trabalha na elaboração de projetos de demonstração de RED. Neste caso é possível citar um projeto de V2G elaborado pela distribuidora Consolidated Edison. Este projeto, que se encontra em estágio inicial, visa injetar na rede a energia armazenada de ônibus escolares durante o período de férias. Além disso, também será estudada a viabilidade econômica de aplicações V2G (Khan, 2018); (Consolidated Edison, 2020).

2.4.3 Modelos de Negócios

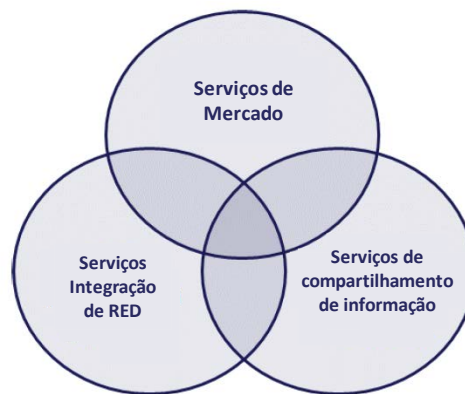
Devido à implementação do REV, o setor de distribuição do Estado de Nova Iorque deve funcionar como uma DSP. Orange & Rockland (2018) definem que uma DSP possui três tipos de serviços principais, que por sua vez, também são interconectados: de integração, de compartilhamento de informação e de mercado.

Os serviços de integração de RED, se relacionam aos processos de operação e planejamento que promovem a conexão e o uso eficiente de RED de maneira segura e confiável.

Os serviços de compartilhamento de informação consistem em sistemas de comunicação que coletam, gerenciam e dividem dados granulares dos consumidores e do sistema, permitindo maiores possibilidades de escolhas por parte dos usuários e também que vendedores de *hardware/software*s e agregadores participem de mercados de RED.

Por fim, serviços de mercado fazem referência ao desenvolvimento de programas pelas distribuidoras, processos de contratação e aplicação de tarifas que criam valor dos RED.

A Figura 32 ilustra o grau de envolvimento entre os três principais serviços desenvolvidos em uma DSP.



Fonte: Adaptado de Orange & Rockland (2018).

Figura 32 - Três atividades principais desenvolvidas em uma DSP

Consolidated Edison (2018) acrescenta que as distribuidoras necessitam desenvolver mecanismos que gerenciem a troca de informação e estimulem o engajamento dos usuários. Além disso, as distribuidoras, no âmbito do DSP, também são responsáveis por coordenar mercados, implementar tarifas e estabelecer processos que contratem ou utilizem RED como soluções alternativas. Ao todo, seis distribuidoras de energia elétrica participam do REV como DSPP, sendo elas:

- Central Hudson Gas & Electric;
- Consolidated Edison (ConEdison);
- New York State Electric & Gas (NYSEG);
- Niagara Mohawk Power (National Grid);
- Orange & Rockland (O&R); e
- Rochester Gas & Electric Corporation (RG&E).

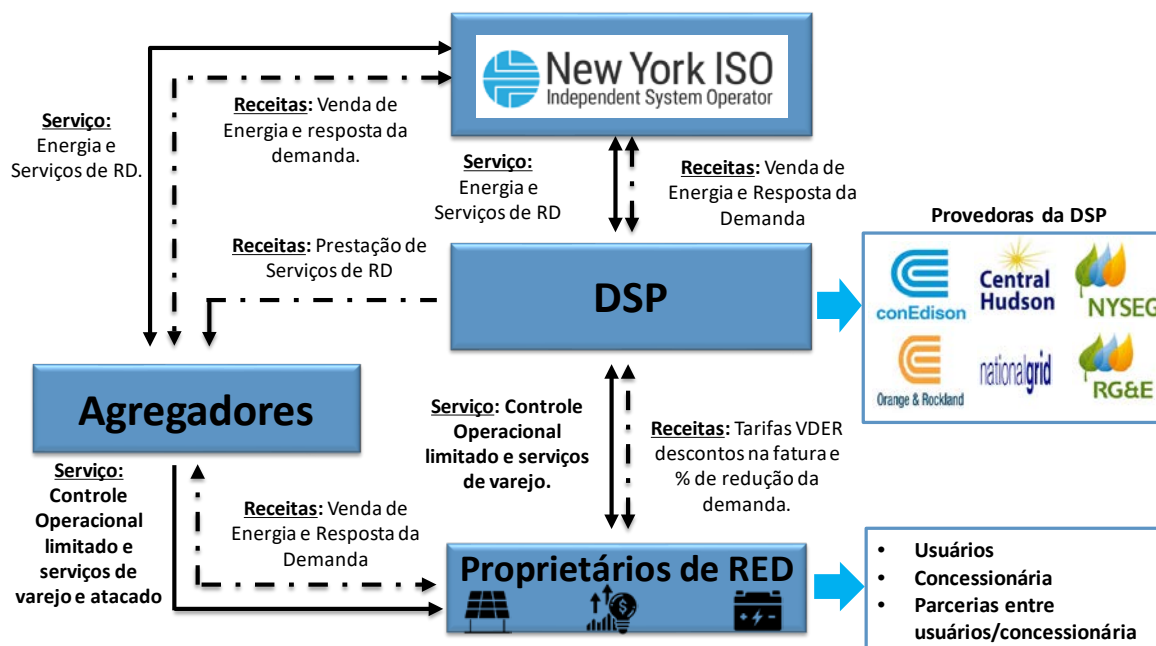
Segundo Consolidated Edison (2018), as distribuidoras do Estado de Nova Iorque se encontram em um estágio inicial de implementação da DSP, mas já conseguiram demonstrar a capacidade de operar o sistema em cenários crescentes de penetração de RED e também disponibilizam dados granulares dos usuários e estimulam maior engajamento dos consumidores e agregadores por meio de *websites*.

Os usuários comerciais com capacidade de redução inferior a 50 kW são normalmente aconselhados a participar desses programas por meio de agregadores. Os usuários comerciais restantes, ou seja, com capacidade de redução de carga maior do que 50 kW, podem dispensar a participação por meio de agregadores com maior facilidade (Orange & Rockland, 2020).

Os programas destinados aos usuários residenciais geralmente consistem na utilização de termostatos inteligentes para controle de temperatura. Neste caso, os usuários não necessitam participar por meio de um agregador, mas precisam possuir um modelo de termostato inteligente que a distribuidora considere adequado (Consolidated Edison, 2020).

Além da atuação de agregadores, outro exemplo de participação de terceiros é dada por meio da figura dos agentes especializados no fornecimento e fabricação de sistemas de gerenciamento de energia. As empresas Nest e Honeywell são exemplos de agentes que atuam na fabricação e no fornecimento de termostatos inteligentes (Consolidated Edison, 2020).

O modelo de negócios da DSP do Estado de Nova Iorque é formado pelas distribuidoras, NYISO, agregadores e proprietários de RED. Os proprietários de RED prestam serviços em um nível de varejo, devendo participar por meio de um agregador caso queiram prestar serviços para o NYISO em um nível atacadista. Além disso, o controle operacional dos ativos de RED é feito de maneira limitada pela distribuidora. A Figura 33 mostra o estado atual no modelo de negócios da DSP de Nova Iorque.



Fonte: Adaptado de Consolidated Edison (2018).

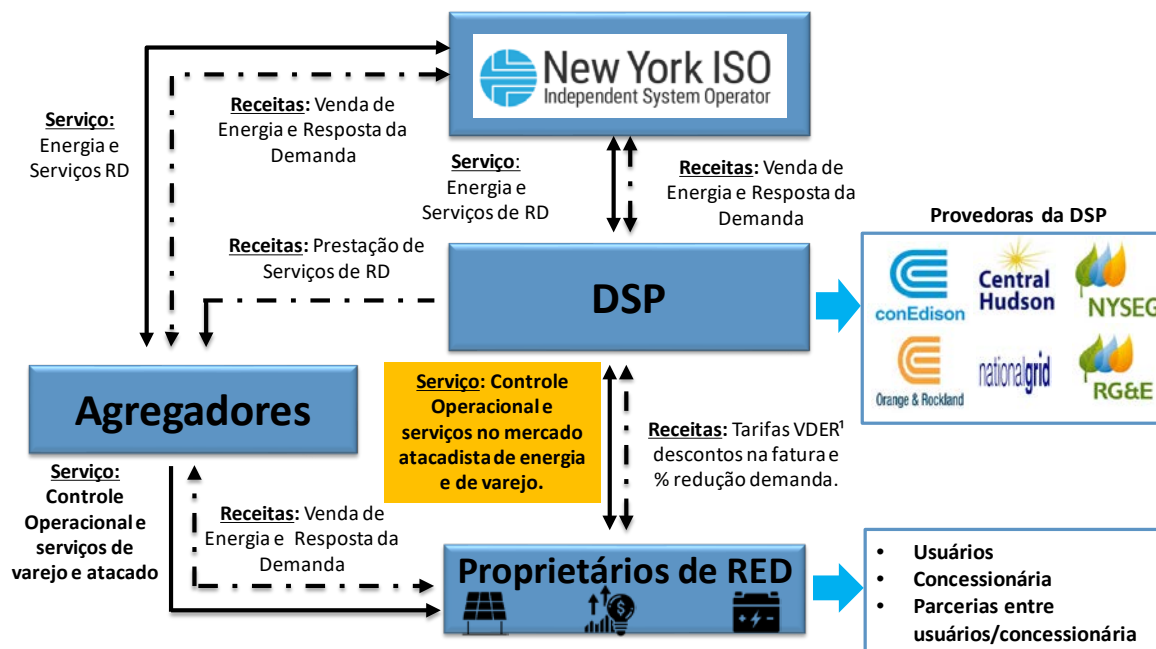
Figura 33 - Modelos de Negócios atual da DSP

Consolidated Edison (2018) acrescenta que o modelo de negócios da DSP de Nova Iorque poderá sofrer alterações à medida que a penetração de RED aumente e novas tecnologias sejam introduzidas. Neste sentido, a DSP futura exigirá o desenvolvimento de novas ferramentas para realizar a análise e gerenciamentos de dados, uma vez que estes serão transmitidos em fluxos de informação cada vez maiores.

Consolidated Edison (2018) ressalta que o processo de evolução para o estado futuro poderá não ser homogêneo no Estado de Nova Iorque, uma vez que as distribuidoras de energia elétrica têm suas próprias capacidades de financiamento e necessidade de implementação, além de também possuírem topologias de rede distintas.

Uma das principais diferenças entre a DSP do estado futuro e a do estado atual é que a DSP do estado futuro deve possuir maior controle operacional sobre os ativos dos proprietários RED de forma a permitir uma integração mais rápida destes recursos ao sistema. Além disso, os RED também poderão oferecer serviços no

mercado atacadista de energia. A Figura 34 mostra o estado futuro da DSP de Nova Iorque.



Fonte: Adaptado de Consolidated Edison (2018).

Figura 34 - Modelos de Negócios futuro da DSP

Em relação às microrredes, são observados casos de propriedade não compartilhada, sendo privada ou estatal, e de propriedade compartilhada com o governo ou distribuidora. Segundo NYSERDA (2020), a remuneração, os custos, a responsabilidade pela operação e manutenção (O&M) podem variar de maneira significativa, como mostram os exemplos abaixo:

- A remuneração das microrredes podem seguir modelos similares aos adotados para resposta da demanda em que os usuários possuem um papel mais ativo em relação à conservação energética, recebendo uma remuneração pelas economias com a redução do consumo de energia;
- A remuneração podem seguir modelos similares aos adotados em soluções voltadas para o aumento de confiabilidade do sistema. Neste caso, as microrredes e seus usuários também podem evitar custos de demanda de pico, custos de interrupção e de eletricidade e combustível;

- A responsabilidade e os custos relacionados à O&M da microrrede podem ser da distribuidora, do proprietário da microrrede, de terceiros ou do próprio governo municipal/estadual, dependendo da estrutura de propriedade.

2.4.4 Regulação Econômica

Os processos tarifários (*Rate Setting Process*) das distribuidoras de energia elétrica do Estado de Nova Iorque são realizados a cada três anos. O regime de regulação é o custo do serviço combinado com uma regulação por performance (*Performance Based Regulation - PBR*), por meio da aplicação de incentivos que permitem reter parte dos ganhos causados pelo aumento de eficiência. Durante o ciclo tarifário, caso se verifiquem ganhos de eficiência devido à menores custos operacionais, as distribuidoras poderão reter uma parcela desses ganhos e compartilhar o restante com os consumidores.

As distribuidoras devem enviar propostas para a PSC com a receita requerida projetada para cada ano do ciclo, apontando os fatores que justificam os aumentos de receita. Após eventuais divergências entre o plano do regulador e o plano da distribuidora de energia elétrica, as tarifas são divulgadas com o plano de negócios aprovado.

Segundo NYSERDA (2012), em Maio de 2003 a PSC iniciou um processo para investigar eventuais desincentivos no setor elétrico para o uso eficiente de energia, utilização de fontes renováveis e a geração distribuída. Subsequentemente, em Julho de 2006, o regulador começou a discutir este assunto com os principais agentes do setor energético. Em Abril de 2007, a PSC determinou que a adoção do mecanismo de desacoplamento de receita (*Revenue Decoupling Mechanism - RDM*) era necessária para promover a eficiência energética. Neste sentido, foi estabelecido que as distribuidoras de energia elétrica do estado de Nova Iorque desenvolvessem mecanismos que realizassem o ajuste entre a previsão de custos e a receita real obtida pela prestação do serviço, geralmente em função de variações no mercado. Estas variações são compensadas no ano seguinte.

O CAPEX das distribuidoras é regulado por meio de um *Clawback Mechanism*. Este mecanismo consiste em ajustar anualmente as tarifas quando há um investimento realizado inferior ao projetado. Por outro lado, caso o investimento realizado seja superior ao projetado, não haverá um ajuste da tarifa até o próximo *rate case*, o que desincentiva o sobreinvestimento por parte da empresa.

O REV permite que a distribuidora retenha parcela de gastos excedentes realizados em RED no seu sistema e para implantação de DSP. Para tanto, as distribuidoras devem comprovar a sua eficiência e prudência.

O REV estabeleceu também um mecanismo de incentivos para as distribuidoras que, ao funcionar como DSP, atinjam metas acordadas com o regulador por meio do *Earning Adjustment Mechanisms* (EAM). Este mecanismo é aplicado individualmente em cada distribuidora de energia elétrica após a elaboração de propostas à PSC. As distribuidoras devem elaborar propostas sobre quais áreas, métricas e níveis de incentivos que serão abordados pelo mecanismo, cabendo ao regulador a decisão de aprovar, modificar ou rejeitar a proposta. A Tabela 28 descreve os itens contemplados pelo EAM.

Tabela 28 – Itens Contemplados pelo EAM

Itens	Descrição
Eficiência do sistema e redução de pico	- Aumento da eficiência geral do sistema ao reduzir investimentos, diminuir a demanda de pico e melhorar o fator de carga.
Eficiência energética	- Aumento nas economias de energia.
Interconexão	- Melhorias nos processos de conexão de projetos de geração distribuída.
Engajamento dos usuários	- Aumento de participação dos consumidores em programas inovadores.
Redução de Gases do efeito estufa	- Apoio ao processo de eletrificação da frota de veículos. - Apoio ao processo de aumento de eficiência na eletrificação de aquecimento e resfriamento residencial. - Redução do custo para atingir a meta de 50% de renováveis.

Fonte: Adaptado de REVCONNECT (2019).

Cada item contemplado pelo EAM é avaliado por uma métrica que possui metas de nível baixo, intermediário ou alto para cada ano. As distribuidoras recebem ajustes que podem resultar em incrementos anuais de receita à medida que a empresa vai alcançando níveis cada vez mais altos de performance. A National Grid, por exemplo, pode receber um incremento de receita de US\$ 68 milhões caso atinja as metas de nível máximo ao longo de seu ciclo tarifário (National Grid, 2018).

Um exemplo de métrica adotada pelo EAM pode ser visualizado na proposta da Consolidated Edison. Segundo PSC (2018), a distribuidora calcula a redução de emissão de gases estufas por meio da implementação e difusão de veículos elétricos. A Equação 4 mostra a métrica utilizada pela Consolidated Edison para calcular a redução de emissões de CO₂.

Equação 4 – Metodologia utilizada pela Consolidated Edison para calcular as reduções de CO₂ devido à utilização de veículos elétricos

$$\text{Redução em emissões de CO}_2 = EV_s * \frac{\text{Annual MWh}}{EV} * \frac{\text{mile}}{\text{MWh}} * \left(\frac{\text{kgCO}_{2e}}{\text{mile}_{ICEvehicle}} - \frac{\text{kgCO}_{2e}}{\text{mile}_{EV}} \right)$$

Em que:

EV_s : Número de veículos elétricos registrados na área de atuação.

$\frac{\text{Annual MWh}}{\text{EV}}$: Quantidade anual de energia consumida por um Veículo Elétrico em uma estação de recarga.

$\frac{\text{mile}}{\text{MWh}}$: Distância média percorrida por cada MWh consumido.

$\frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{\text{mile}_{\text{ICEVehicle}}}$: Emissões de CO₂ de uma viagem de 1 milha realizada por veículo de combustão interna.

$\frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{\text{mile}_{\text{EV}}}$: Emissões de CO₂ produzida em uma viagem de 1 milha realizada por veículo elétrico.

Estrutura Tarifária

A estrutura tarifária da Consolidated Edison está segregada por níveis de tensão, demanda, tipo de conexão e tipo de classe tarifária (residencial ou não residencial). De maneira geral os usuários da Consolidated Edison são divididos entre usuários residenciais e comerciais. A Tabela 29 sintetiza e descreve as classes tarifárias existentes na Consolidated Edison.

Tabela 29 – Classes Tarifárias da Consolidated Edison

Classe Tarifária	Nível de Tensão	Descrição da Classe
Residencial	120 – 138 kV	Clientes Residenciais, Habitações e Edifícios com demanda superior a 10 kW.
	120 – 138 kV	Clientes Residenciais, Habitações e Edifícios com demanda inferior a 10 kW.
Pequeno/Médio usuário comercial	120 – 460 V	Clientes comerciais com demanda de até 10 kW.
Grande usuário comercial	120 – 138 kV	Clientes comerciais e industriais com demanda superior a 10 kW.

Fonte: PSC (2020).

Os usuários residenciais e comerciais com capacidade inferior a 10 kW podem optar por uma tarifa com componente fixa mensal e volumétrica com banda horária única no verão e no inverno ou por uma tarifa TOU com uma componente fixa mensal e volumétrica em duas bandas horárias no inverno e no verão.

Os usuários residenciais que habitam em edifícios residenciais multifamiliares⁶⁴ são automaticamente alocados em tarifas TOU. Esta tarifa é caracterizada por possuir uma componente de demanda (\$/kW), que pode ser aplicada em até 3 bandas horárias no verão e 2 no inverno. Além disso, esta opção tarifária também conta uma componente fixa mensal e uma volumétrica com banda horária única.

Os grandes consumidores comerciais, ou seja, aqueles com demanda superior a 10 kW, podem ser tarifados por uma componente de demanda no verão e no inverno. Além disso, esta categoria também possui uma opção TOU que possui componentes similares às aplicadas aos usuários residenciais em habitações multifamiliares. A Tabela 30 sintetiza as opções de tarifa oferecida aos usuários da Consolidated Edison.

⁶⁴ Mais de 5 apartamentos.

Tabela 30 – Tarifas Oferecidas pela Consolidated Edison

Aplicação			Variáveis de Faturamento	
Tarifa	Classe Tarifária	Condição	Componente Fixa	Componentes Variáveis
Convencional	Residencial	- Demanda Inferior a 10 kW.	\$/Mês	- Energia em até 1 banda horária no verão e no inverno (kWh)
	Pequeno/Médio usuário comercial	- Demanda Inferior a 10 kW.	\$/Mês	- Energia em até 1 banda horária no verão e no inverno (kWh)
	Grande usuário comercial	- Demanda superior a 10 kW.	-	- Demanda em 1 banda horária no verão e no inverno (kW) - Energia em 1 banda horária (kWh)
TOU	Residencial	- Medidores com distinção horária de energia - Demanda Inferior a 10 kW.	\$/Mês	- Energia em até 2 bandas horárias no verão e no inverno (kWh)
	Residencial	- Residências multifamiliares com capacidade superior a 10 kW.	\$/Mês	- Demanda em até 3 bandas horárias no verão (kW) - Demanda em até 2 bandas horárias no inverno (kW) - Energia em 1 banda horária (kWh)
	Pequeno usuário comercial	- Medidores com distinção horária de energia e demanda - Demanda Inferior a 10 kW	\$/Mês	- Energia em até 2 bandas horárias no verão e no inverno (kWh)
	Grande usuário comercial	- Medidores com distinção horária de energia e demanda - Usuários com demanda maior do que 10 kW	\$/Mês	- Demanda em até 3 bandas horárias no verão (kW) - Demanda em até 2 bandas horárias no inverno (kW) - Energia em 1 banda horária (kWh)

Fonte: PSC (2020).

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Os usuários com geração distribuída que ainda estão incluídos em programas de *net metering* podem optar por ser faturados por tarifas invariantes no tempo ou TOU. No *net metering* os usuários residenciais com capacidade inferior a 20 kW

podem ser pagos pela distribuidora caso a sua injeção anual de energia seja maior do que o consumo anual. Neste caso, os usuários podem receber o pagamento da distribuidora no ano seguinte (ENERGYSAGE, 2020). A Tabela 31 mostra as tarifas aplicadas aos *prosumidores* em esquema de *net metering*, que são opcionais para sistemas instalados até o ano de 2019.

Tabela 31 – Opções de Tarifas no Net metering da Consolidated Edison

Aplicação		Variáveis de Faturamento	
Tarifa	Descrição/Condição	Componente Fixa	Componentes Variáveis
Net Metering	Sistemas instalados até 2019	\$/Mês	- Energia em 1 banda horária no verão e no inverno (kWh)
Net Metering TOU			- Energia em 2 bandas horárias no verão e no inverno (kWh)

Fonte: Adaptado de Sunrun (2020), ENERGYSAGE (2020) e Consolidated Edison (2020).

A PSC decidiu em março de 2017 modificar a maneira que empreendimentos de *net metering* eram remunerados. Para tanto, foram criadas tarifas que possuem o objetivo de refletir de maneira acurada os custos e benefícios que os RED imputam ao sistema. Estas tarifas foram denominadas *Value of Distributed Energy Resource tariffs* (VDER).

Segundo EnergySage (2018), a compensação pelo excesso de energia elétrica gerada é uma das principais diferenças entre o VDER e o programa de *net metering* de Nova Iorque. O programa *net metering* consistia em oferecer créditos de energia (kWh) de acordo com a quantidade de energia injetada no sistema elétrico, independente do momento e a localização da energia gerada. O VDER também oferece créditos para a energia injetada em excesso pelos usuários, mas estes créditos são monetários para todos os *prosumidores* e possuem um valor variável que depende do momento e da localização da energia injetada. Além disso, esta tarifa também remunera o *prosumidor* pelos benefícios ambientais causados pela injeção de energia na rede. A Tabela 32 mostra a composição da VDER.

Segundo EnergySage (2018), a VDER é aplicável a todo empreendimento de geração distribuída localizado no território supervisionado pela PSC⁶⁵. Os sistemas de geração distribuída de usuários residenciais e de pequenos comerciantes que foram instalados antes de 2020 podem optar por continuar no *net metering* por um período de 20 anos. Para os sistemas restantes, a entrada é obrigatória desde 2017.

Tabela 32 – Áreas e Componentes aplicados na VDER

Áreas	Descrição	Componente
Energia	Preço Local Marginal horário do dia seguinte do NYISO+ perdas elétricas de 7 % (podendo variar por distribuidora e nível de tensão)	Componente Volumétrica (\$/kWh)
Capacidade	Opção I: Injeção de energia durante todas as horas do ano	Componente Volumétrica (\$/kWh)
	Opção II: Injeções durante 460 horas no verão durante o intervalo das 14:00 até as 19:00	Componente Volumétrica (\$/kWh)
	Opção III: Injeções de potência durante o horário de maior pico de energia do Estado de Nova Iorque (válido apenas para sistemas de armazenamento isolados).	Componente de Demanda (\$/kW)
Ambiental	Componente que leva em consideração os benefícios ambientais causados pelo uso da geração distribuída.	Componente Volumétrica (\$/kWh)
Redução de demanda	Injeções de energia durante os 10 maiores horários de pico da distribuidora.	Componente de Demanda (\$/kW*ano)
Fator Locacional	Injeções de energia realizadas em áreas que enfrentam problemas de congestionamento durante as suas 10 maiores horários de pico.	Componente de Demanda (\$/kW*ano)

Fonte: Adaptado de New York Battery and Energy Storage (2018a) e Orange and Rockland (2020).

Quanto aos veículos elétricos, há duas formas distintas de cobrança dependendo da instalação de um medidor específico para o VE na residência. Quando não há instalação do medidor específico, o VE é faturado juntamente com o restante da residência por uma tarifa específica para os proprietários de VE. Esta tarifa é praticamente idêntica à tarifa residencial convencional, sendo diferente apenas no

⁶⁵ Não a aplicável à distribuidora Public Service Electric and Gas, Long Island, uma vez que esta empresa é regulada pela Long Island Power Authority (LIPA) (ENERGYSAGE, 2018).

valor da componente fixa, uma vez que esta é menor que o valor normalmente cobrado na tarifa residencial.

Também é possível que os veículos elétricos sejam faturados à parte do restante da residência, fazendo com que o domicílio seja tarifado por uma tarifa invariável no tempo e o veículo seja tarifado por TOU, por exemplo. Dessa forma, os usuários recebem incentivos para realizar o carregamento dos veículos no horário fora pico e o restante do domicílio não é faturado por uma tarifa específica durante o horário do pico.

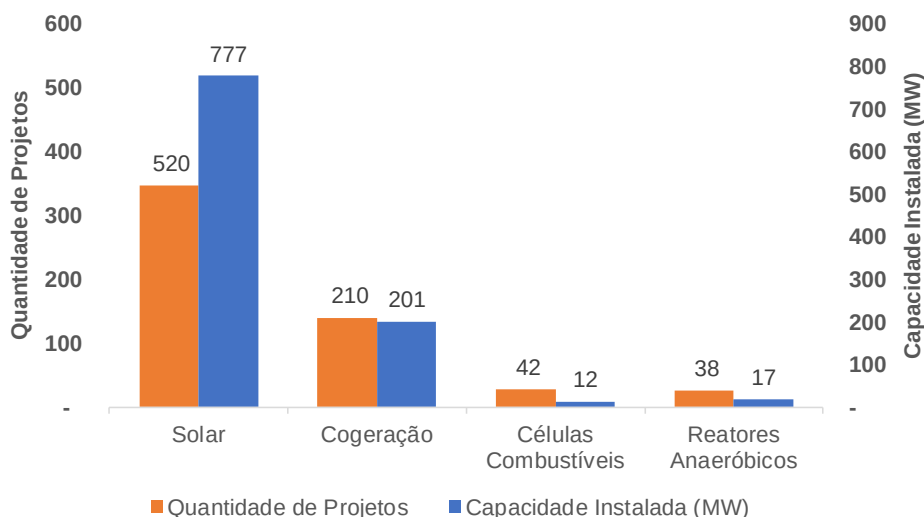
2.4.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

O impulso para promover maior nível de disseminação de RED em Nova Iorque, materializado através do REV em 2014, resultou de uma preocupação local com a confiabilidade elétrica após interrupções associadas a uma série de eventos climáticos incomuns⁶⁶ e com o envelhecimento dos ativos de rede (EDF, 2018). Através do REV, foram executados: (i) um plano integrado de reforma tarifária; (ii) mudanças nos modelos de negócios, tornando a distribuidora protagonista na integração dos RED; (iii) e melhorias no modelo regulatório, que possibilitaram ao estado obter uma rápida expansão do uso desses recursos nos últimos anos.

No que concerne apenas aos projetos contemplados pela NYSERDA, o estado de Nova Iorque conta com aproximadamente 1 GW de capacidade instalada em geração distribuída em mais de 800 empreendimentos. A GD fotovoltaica é o principal tipo de fonte utilizada, com 777 MW instalados em 520 sistemas (NYSERDA, 2020). Os sistemas de cogeração também têm participação significativa na geração distribuída, por apresentarem 201 MW de capacidade instalada em 210 empreendimentos. As demais fontes, células combustíveis e os reatores anaeróbicos possuem, em conjunto, cerca de 30 MW. A Figura 35 mostra

⁶⁶ Tais como grandes tempestades, a exemplo da super tempestade Sandy que ocorreu em 2012, e do furacão Irene, em 2011 (EDF, 2018). Estima-se que a tempestade Sandy tenha deixado mais de 8 milhões de consumidores sem eletricidade (Wood, 2016).

a quantidade de projetos e a capacidade instalada de empreendimentos de geração distribuída contemplados pela NYSERDA no estado de Nova Iorque.

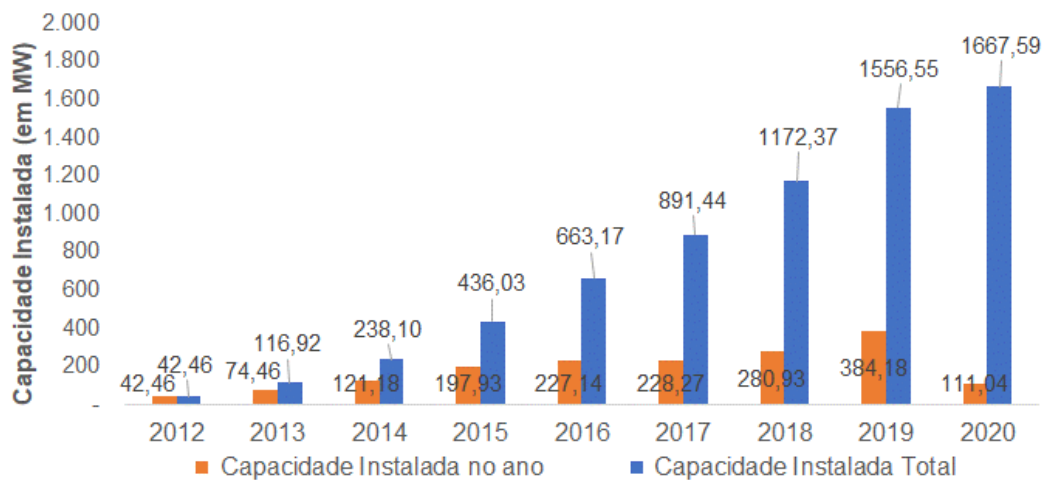


Fonte: NYSERDA (2020).

Figura 35 – Quantidade de Projetos e Capacidade Instalada de Geração Distribuída em Nova Iorque em Projetos Contemplados pela NYSERDA

Para sistemas de pequena escala, de acordo com dados da NY Solar Map (2020), foram instaladas cerca de 1,7 GW de capacidade em pouco mais de 100.000 sistemas de geração distribuída (GD) no estado de Nova Iorque no período compreendido entre os anos de 2012 e 2020⁶⁷. Os sistemas residenciais são responsáveis por 671 MW da capacidade instalada total e os sistemas comerciais contam com os 996,3 MW restantes. A Figura 36 apresenta a capacidade acumulada dos sistemas de energia solar fotovoltaica em Nova Iorque.

⁶⁷ Até 31 de Março de 2020.



Fonte: NY SOLAR MAP (2020).

Figura 36 - Capacidade Instalada de Geração Distribuída Fotovoltaica de Pequena Escala em Nova Iorque

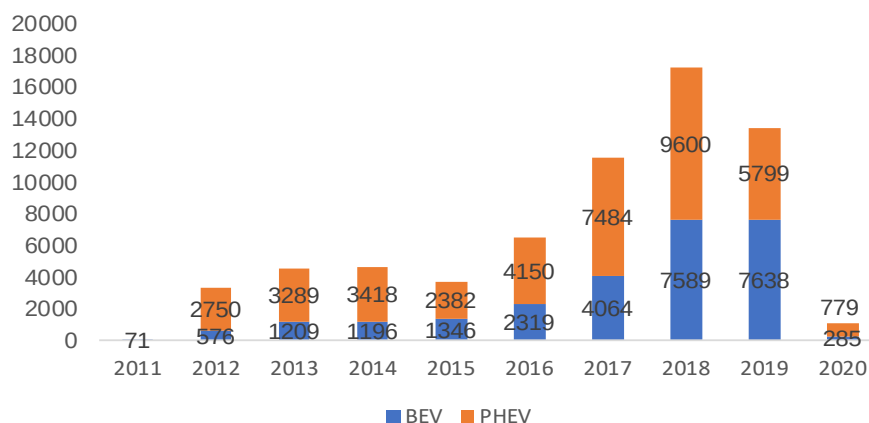
O crescimento da capacidade de geração das instalações de GD fotovoltaica evidencia a importância das políticas de incentivo, especialmente para a GD de pequena escala. O esquema de *net-metering*, em particular, é uma opção eficaz para muitos dos clientes residenciais e comerciais, segundo o *Department of Public Service* (2019).

O operador do sistema de transmissão (NYISO) ressalta que, embora a energia solar de pequena escala tenha se expandido no estado, é esperado um crescimento significativo de instalações de energia solar em larga escala nos próximos anos (NYISO, 2019a). Até 2018, havia mais de 75 grandes projetos solares a serem interconectados na rede do NYISO, com capacidade instalada total superior a 4 GW.

Além da expectativa de crescimento de projetos de Geração Distribuída solar, o operador do sistema projeta também a expansão de sistemas com armazenamento *behind-the-meter*, cujas instalações devem atingir 1,5 GW de capacidade de armazenamento de baterias até 2025 e 3 GW até 2030. O aumento do armazenamento no estado servirá para reduzir o pico de demanda à medida que os usuários gerenciarem melhor seu uso de energia em resposta a sinais de

mercado e condições do sistema (NYISO, 2019a). Atualmente, a capacidade instalada de sistemas de armazenamento distribuído no Estado de Nova Iorque é de 68,6 MW em 478 empreendimentos (NYSERDA, 2020).

Em relação aos veículos elétricos, de acordo com NYSERDA (2020), existem 46,7 mil registrados no Estado de Nova Iorque, sendo 26,3 mil deles do tipo Híbrido *Plug-in* (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle* - PHEV) e 20, mil do tipo Veículo Elétrico a Bateria (*Battery Electric Vehicle* - BEV). O Gráfico 5 mostra o histórico de registros de veículos elétricos no estado entre 2011 e 2020, sendo possível observar que nos três últimos anos o número de veículos registrados aumentou em cerca de 200 vezes em relação ao ano de 2011.



Fonte: NYSERDA (2020).

Gráfico 5 – Registro de Veículos Elétricos Realizados em Nova Iorque

Quanto à resposta da demanda, NYISO (2019a) afirma que grandes clientes de energia e grupos agregados de pequenos consumidores participam de diversos programas desenvolvidos nos mercados operados pelo NYISO. No verão de 2018, estes programas forneceram um total de 1.315 MW de capacidade de redução de carga, o que representou 4,1% da demanda de pico no período. Entre 2001 e julho

de 2019, a capacidade de resposta da demanda fornecida pelos programas⁶⁸ no estado aumentou de 200 MW para 1.287 MW (NYISO, 2019b).

Além de promover a adoção de RED e incentivar a criação de projetos e programas, segundo New York State Government (2020), o REV foi responsável por reduzir em mais de 56,2 milhões de toneladas as emissões de CO₂ no Estado de Nova Iorque até o presente momento. Tais resultados do REV foram viabilizados por um conjunto variado de iniciativas adotadas no âmbito do programa referentes ao modelo regulatório.

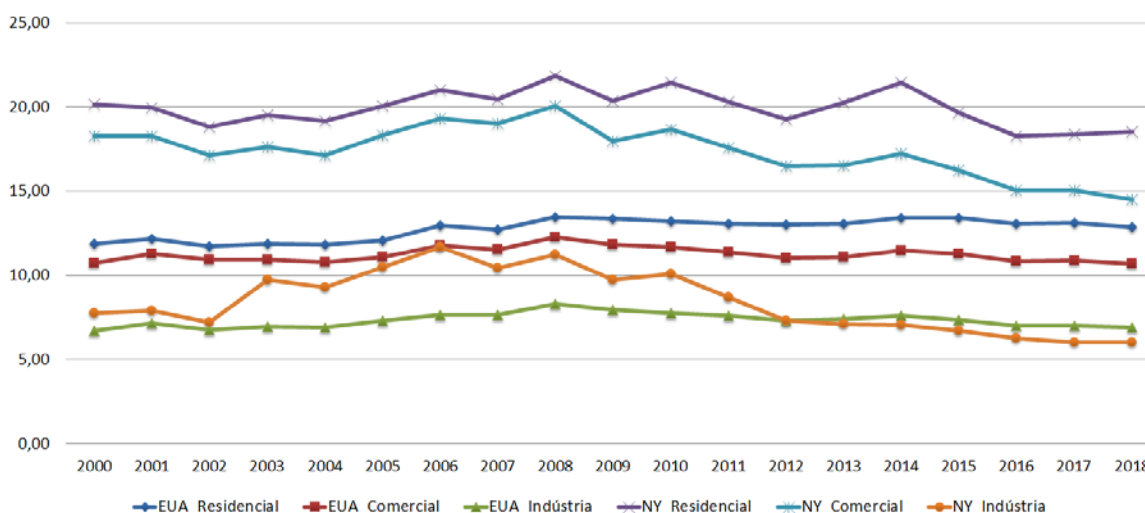
No âmbito do REV, a limitação do modelo de regulação por *cost-of-service* foi reconhecida durante o Case 14-M-0101 de 2016. O regulador afirmou que o modelo foi desenvolvido sob premissas as quais não são mais válidas em um ambiente de participação crescente dos usuários na rede e de novos modelos de negócios. Uma das premissas seria a necessidade de notáveis investimentos de rede nos próximos anos para garantir o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda e um serviço universal confiável.

À luz do modelo de custo do serviço, a capacidade de inovação das distribuidoras é restringida, uma vez que os incentivos para ganhos de eficiência operacional são limitados. Contudo, a aplicação de mecanismos de incentivos na regulação do estado atenua os efeitos do modelo de custo do serviço sobre os investimentos. Conforme EDF (2018), o mecanismo de incentivo nova iorquino deve estimular as distribuidoras a otimizarem a utilização do sistema. Ao fornecer incentivos financeiros, a regulação no estado promove o desenvolvimento de mercados de RED sobre os quais as distribuidoras seriam indiferentes ou hostis na ausência de tais incentivos. Segundo Energy Innovation (2020), o mecanismo promove esforços para redução da demanda de pico do sistema, incluindo resposta da demanda, medidas de eficiência energética e interconexão de geração distribuída.

⁶⁸ Considera dois programas: (i) *Emergency Demand Response Program* (EDRP) e (ii) *Installed Capacity – Special Case Source* (ICAP/SCR), que suportam as operações de emergência na área de controle de Nova Iorque.

Ao considerar os impactos de recursos energéticos distribuídos no processo de planejamento da rede de distribuição, o modelo regulatório aplicado em Nova Iorque estimula a difusão do RED e tem o potencial de reduzir custos para os clientes e distribuidoras, especialmente devido à utilização desses recursos como fator compensatório aos tradicionais gastos de capital das distribuidoras. Neste contexto, é notória a relevância das *Non-Wire-Alternatives* (NWA) para o sistema de energia no estado, que substituem a expansão da rede.

O preço da energia para os consumidores foi uma das motivações da reforma implementada no estado através do REV (De Castro, et al., 2018). Conforme ilustrado na Figura 37, que compara a evolução do preço pago pelo fornecimento de energia em termos reais pelos consumidores de Nova Iorque com os preços médios praticados nos Estados Unidos, os consumidores no estado, principalmente os residenciais e comerciais, pagam preços superiores à média nacional. Contudo, desde 2014, período de início do REV, a diferença entre os preços estaduais e os preços médios nacionais para as classes residencial e comercial tem se reduzido.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (2020) e do U.S. Bureau of Labor Statistics (2020).

Nota: A preços de dezembro de 2018.

Figura 37 – Evolução dos Preços Reais de Energia Elétrica dos EUA e de Nova Iorque (US\$ cents./kWh)

A Figura 37 indica que o REV tem sido eficaz em reduzir as tarifas para os consumidores. Entre 2014 e 2018, houve uma redução nos preços de 13,8% e 15,9% para as classes residencial e comercial, respectivamente. No caso da classe residencial, o preço passou de US\$ 0,214/kWh em 2014 para US\$ 0,185/kWh em 2018, e de US\$ 0,172/kWh em 2014 para US\$ 0,145/kWh em 2018 para a classe comercial. A trajetória de redução dos preços no período pode ser associada ao uso das alternativas NWA incentivadas pela regulação, que tendem a reduzir os custos de capital com a infraestrutura de rede, cujos impactos sobre os preços finais ao consumidor podem ser significativos.

No âmbito do REV, três fatores podem ser elencados como propulsores do sucesso na adoção das NWA em Nova Iorque: (i) o mecanismo de incentivo, com ganhos financeiros para essa adoção; (ii) a abordagem flexível do REV; e (iii) o Plano de Implementação do Sistema de Distribuição (DSIP).

Em relação aos incentivos, que incorporaram os impactos dos RED sobre as distribuidoras, uma das vantagens do REV foi alinhar a compensação das distribuidoras à implantação econômica das NWA (RMI, 2018). No REV, o NYPSC modificou o tradicional mecanismo de recuperação de custos, que refletia o princípio de que as distribuidoras não deveriam obter retornos sobre o capital não investido, para permitir que as empresas retivessem ganhos com capital não gasto até o ciclo tarifário subsequente caso demonstrassem que a despesa de capital foi evitada ou reduzida devido à utilização de NWA. No próximo ciclo tarifário, as despesas com NWA seriam incorporadas às tarifas base e os ganhos associados ao capital evitado seriam removidos (EDF, 2018).

A abordagem adotada no estado garante a expansão do uso de NWA ao mesmo tempo em que fornece proteção contra o risco de possíveis projetos de NWA não rentáveis, uma vez que a empresa tem interesse em adotar a solução alternativa somente se as despesas da NWA forem inferiores aos ganhos associados a projetos tradicionais de capital (EDF, 2018).

Como exemplo da aplicação de incentivos associados aos RED, em 2017 e 2018, a empresa ConED recebeu ganho máximo de incentivo devido a programas que

reduziram 60 MW e 85 MW da demanda de pico, respectivamente. O incentivo concedido à empresa foi resultado de suas políticas de promoção de tecnologias para o cliente, associadas ao armazenamento térmico e de bateria, resposta da demanda e carregamento de veículos elétricos (Energy Innovation, 2020). Segundo EDF (2018), a implementação de incentivos de compartilhamento de economia representa uma das opções mais promissoras para motivar as distribuidoras a identificar potenciais projetos de NWA que ofereçam os maiores benefícios aos consumidores, embora o modelo atual estimule apenas a adoção de NWA com as economias de custos mais substanciais.

A abordagem flexível, característica do REV, em que a distribuidora propõe seus próprios planos e metas de desempenho, também contribuiu para o estímulo rápido à adoção de soluções NWA em Nova Iorque. Ao comparar a implantação de NWA entre Nova Iorque e Califórnia, RMI (2018) observa que, em abril de 2017, Nova Iorque já tinha aproximadamente 1 GW de projetos NWA em andamento, enquanto a Califórnia tinha apenas cerca de 100 MW. Ressalta-se, contudo, que apesar da flexibilidade da regulação favorecer o rápido crescimento de soluções NWA no estado, a abordagem flexível conduz ao risco de um desenvolvimento aleatório e desarticulado das soluções alternativas (RMI, 2018).

Embora a adoção de projetos NWA seja mais significativa no estado de Nova Iorque quando comparado à Califórnia, a capacidade da geração distribuída no primeiro estado ainda é relativamente baixa, apesar do crescimento na difusão dos RED nos últimos anos. Em 2019, a capacidade instalada total na Califórnia, de 8.263 MW, era 4,95 vezes maior que a capacidade instalada total de projetos de geração distribuída em Nova Iorque.

Outro fator propulsor para o desenvolvimento das NWA é o DSIP. O programa discute a necessidade de previsões mais granulares para abordar a difusão dos RED e o melhor planejamento da infraestrutura de rede ao compará-la com os investimentos em NWA. De acordo com SEPA (2016), o regulador orientou as

distribuidoras a desenvolverem uma abordagem de planejamento probabilístico⁶⁹ à medida que a adoção de RED é expandida no estado. A abordagem probabilística orientada pelo DSIP é preferível à determinística, por possibilitar a comparação das soluções de investimento em infraestrutura tradicional e das alternativas de NWA em uma base equivalente.

Os resultados de dois projetos no âmbito do REV, em particular, sustentam o sucesso do modelo regulatório nova iorquino em promover as NWA:

- Programa de Gerenciamento de Demanda da empresa Central Hudson, cujo objetivo é adiar a necessidade de investimento em nova infraestrutura em três zonas alvo por 5 a 10 anos. Nos primeiros seis meses do programa, que teve início em 2016, a distribuidora já havia ultrapassado a meta anual de 5,3 MW, alcançando 5,9 MW de redução de carga (E4, 2018).
- *Brooklyn Queens Demand Management* (BQDM), que adiou com sucesso a necessidade de criação de uma nova subestação na região do Brooklyn. Como resultado, o programa aumentou os níveis de engajamento da empresa ConED com clientes e fornecedores e beneficiou (i) a distribuidora, que teve oportunidade de obter ganhos a partir do esquema de incentivo à NWA e do adiamento de custos com a subestação; (ii) a comunidade, através da maior eficiência energética, incluindo contas mais baixas e redução nas emissões de gases poluentes (em detrimento do uso de subestação à base de combustão); e (iii) todos os consumidores da área de atuação da empresa, devido aos custos de capital evitados pela construção da subestação que inflariam a base tarifária (EDF, 2018).

A experiência de Nova Iorque com as NWA e, em especial, o resultado do BQDM contribuíram para três lições aprendidas selecionadas pela Energy Post (2019),

⁶⁹ Os modelos de planejamento de investimentos probabilísticos são defendidos no DSIP por três motivos principais: os RED (i) geralmente estão além do controle direto da distribuidora; (ii) são numerosos e dispersos pelo sistema; e (iii) apresentam características operacionais distintas (como energia solar intermitente e operação de despacho de bateria) (SEPA, 2016) .

com base no relatório da *Navigant Research (Non-Wires Alternatives Tracker 3Q19, 2019)*:

- i. Os projetos de NWA devem considerar os riscos de implementação, uma vez que as alternativas lidam com gargalos na rede local e, conseqüentemente, apenas um número limitado de recursos pode fornecer capacidade quando solicitado. Alternativas competitivas podem mitigar o poder de mercado local, que se mantido resultaria em preços mais elevados;
- ii. As NWA exigem estruturas reguladoras inovadoras, como as adotadas por Nova Iorque, que incluem os efeitos do RED no planejamento de investimento das distribuidoras;
- iii. Os processos das distribuidoras precisam ser adaptados para o pleno funcionamento das NWA, de forma a garantir o entendimento preciso dos picos do sistema e a localização dos gargalos, para definição do momento, local e por quantas horas a capacidade adicional é requerida, como através da plataforma DSP adotada em Nova Iorque.

A plataforma DSP pode ser aproveitada para ativar um projeto NWA e promover uma maior integração de RED. Através da plataforma, o REV de Nova Iorque garante o protagonismo das distribuidoras em promover a difusão e a integração dos recursos energéticos distribuídos. No estado, as distribuidoras propõem projetos que atendem aos critérios da PSC e comandam modelos de negócios e integração técnica dos RED. As iniciativas das distribuidoras em Nova Iorque são distintas, por exemplo, daquelas tomadas pelas IOU da Califórnia, as quais incluem projetos de RED especificamente para atender aspectos incluídos no *Distribution Resources Plan* (SEPA, 2016).

Outro fator favorável à adoção de NWA em Nova Iorque é o *decoupling* aplicado no modelo regulatório⁷⁰. Uma vez que o mecanismo separa o elo entre as receitas das

⁷⁰ O mecanismo de *decoupling*, por si só, não fornece incentivo em favor da eficiência energética e difusão dos RED. São os esquemas de incentivo adotados em Nova Iorque, a partir do REV Track Two (ex: *Earning Adjustment Mechanisms* descrito na seção de Modelo Regulatório), em conjunto

distribuidoras e o consumo, tornando-as menos dependentes das vendas de energia, as práticas de incentivo à adoção de RED, como as alternativas NWA, que reduzem a demanda pela energia da rede deixam de ser empecilhos para as distribuidoras.

O mecanismo de *decoupling* deve se tornar cada vez mais essencial no modelo de regulação do estado nos próximos anos. Segundo dados do NYISO (2019a), os programas de eficiência energética, geração distribuída e outros RED *behind-the-meter* já reduzem a demanda de pico e moderam o crescimento da energia fornecida pelo sistema. A redução no uso da energia atendida pela rede permanecerá nos próximos anos, culminando em 22.868 GWh a menos de energia consumida da rede em 2029 (NYISO, 2019a).

Durante o processo de elaboração do REV, PSC (2014) destacou que o *decoupling* oferece proteções para a receita da distribuidora contra eventos climáticos, econômicos ou previsões de erro. Por outro lado, o regulador afirma que o *decoupling* pode onerar os consumidores ao preservar a receita das distribuidoras e, quando combinado com tarifas volumétricas (\$/kWh), o impacto do ônus pode ser aumentado em cenários nos quais o consumo é reduzido devido à eficiência energética e à difusão da GD. Logo, quando aplicado em conjunto com tarifas volumétricas, o *decoupling* pode aumentar as despesas de energia elétrica para os usuários remanescentes, ou seja, aqueles que não instalaram sistemas de geração distribuída, gerando um subsídio cruzado que pode onerar sobremaneira esses consumidores.

Outro mecanismo importante em Nova Iorque é o VDER. Segundo RMI (2018), este mecanismo pode incentivar os clientes a instalar RED em locais onde esses recursos fornecem maior valor à rede e ajudam a atenuar a necessidade de possíveis investimentos em infraestrutura. Ao considerar benefícios ambientais e elevada granularidade temporal e locacional, o VDER induz à eficiência econômica,

com este mecanismo que possibilitam uma reação positiva das distribuidoras em termos de promover a NWA a partir de RED.

por compensar os *prosumidores* com base em onde e quando eles geram eletricidade.

Contudo, de acordo com DPS (2019), através de *White Paper* de dezembro de 2019, uma preocupação do regulador refere-se à possibilidade de mecanismos de compensação transferirem custos em níveis insustentáveis para usuários que não adotam RED. Uma análise do grupo de estudos relacionados ao VDER identificou que os custos repassados dos *prosumidores* para os consumidores utilizando o mecanismo de *net-metering* estariam entre US\$ 3/kW/mês e US\$ 7/kW/mês, a depender da distribuidora e da classe tarifária (DPS, 2019).

Os subsídios cruzados estimados pelo estudo incluem financiamento para clientes de baixa renda e programas de eficiência energética e energia limpa, sobre os quais os *prosumidores* obtêm benefícios diretos e indiretos, embora não paguem por eles. O *White Paper* DPS (2019) propõe, então, a aplicação de uma cobrança mensal de Contribuição do Benefício do Cliente (CBC), entre US\$ 0,69/kW e US\$ 1,09/kW. Tal encargo seria vinculado ao tamanho do sistema do *prosumidor* e consistiria em uma forma de reduzir os subsídios cruzados, na tentativa de recuperar custos não evitados pela instalação de tecnologias de RED.

Ao mesmo tempo, a implementação de medição avançada em algumas áreas de atuação no estado ainda está pendente, dificultando a análise de efeitos das tarifas a partir de dados de intervalos históricos para clientes residenciais e pequenos usuários comerciais (DPS, 2019). Diante da falta de medição avançada em algumas áreas, as tarifas com sinais temporais para esses usuários carecem de maior granularidade (EDF, 2018).

O impulso gerado pelo REV para a difusão dos recursos energéticos distribuídos também promove maior participação desses recursos no aumento da resiliência e alterações na forma como o operador do sistema lida com a crescente penetração de fontes de energia intermitentes na rede. De acordo com Addison (2018), os usuários de Nova Iorque contribuem para o aumento da resiliência climática da rede por meio da utilização de microrredes formadas por ativos de geração fotovoltaica, cogeração e armazenamento distribuído de capacidades cada vez maiores. É

possível observar o emprego desses sistemas em grandes prédios e instalações da Polícia e do Corpo de Bombeiros. Além disso, 83 comunidades receberam prêmios de pesquisa em microrredes.

Segundo NYISO (2019a), o mercado de serviços ancilares será cada vez mais primordial para responder às mudanças na produção de energia renovável, especialmente em determinadas condições climáticas. Neste contexto, o operador estabeleceu medidas de aprimoramentos para seu mercado de serviços ancilares, com vistas a estimular investimentos em recursos flexíveis, renováveis e intermitentes, que podem oferecer suporte à confiabilidade e resiliência da rede, tais como:

- Reservas para flexibilidade de recursos, em que o operador considera aumentar o nível de reservas adquiridas no mercado para apoiar a resiliência da rede e prevê um desenho de leilão competitivo, o qual deve auxiliar a fornecer um seguro contra interrupções imprevistas no sistema;
- Reservas operacionais mais granulares, dado que o aumento da energia solar *behind-the-meter* pode levar a uma carga mais dinâmica, principalmente em comunidades concentradas como a cidade de Nova Iorque. O operador pretende garantir requisitos de reserva adicionais, através de sinais de mercado específicos para o local, que reflitam as condições do sistema e estimulem investimentos onde as reservas são mais necessárias.

Assim, o operador do sistema se mostra focado em aprimorar os produtos de mercado para obter melhor desempenho e resiliência frente à integração crescente de novas tecnologias e recursos energéticos distribuídos. Seus esforços têm como objetivo promover a integração do armazenamento de energia, geração solar e outros RED.

Da perspectiva de uma distribuidora atrelada a um modelo tradicional regulatório, os RED podem gerar novos custos para sua integração, reduzir as vendas de energia e as oportunidades de lucro caso a necessidade de melhorias na

infraestrutura tradicional diminuam. Contudo, a abordagem adotada em Nova Iorque se mostra efetiva ao possibilitar a retenção de ganhos associados ao investimento de capital evitado, através de incentivos para as distribuidoras investirem em NWA. A regulamentação no estado, portanto, garante que as distribuidoras tenham a oportunidade de se alinhar aos interesses dos usuários, em detrimento da resistência à rápida inovação provocada pelos RED no setor de energia (PSC, 2016); (EDF, 2018).

Nova Iorque reconheceu por meio do REV a importância da adoção de diretrizes regulatórias que incorporem os impactos dos RED sobre as distribuidoras. Quando comparado à Califórnia, segundo SEPA (2016), apesar do uso de abordagens distintas, cada estado tem obtido êxito na difusão dos RED. Enquanto em Nova Iorque o REV tem centralizado um processo abrangente que guia as reformas, na Califórnia existem inúmeros processos que se movem para promover a descarbonização do setor elétrico, desde o NEM 2.0, as requisições de armazenamento, até os projetos piloto testados para incentivar NWA.

2.5 AUSTRÁLIA

Segundo Simshauser (2019), no início dos anos 1990, os estados e territórios da Austrália eram abastecidos por distribuidoras públicas e verticalizadas regulamentadas por agências locais. Para melhorar a eficiência no serviço de fornecimento de energia elétrica, o governo australiano iniciou a reforma do setor em 1991 por meio da realização de um estudo que indicou a necessidade de reestruturar, liberalizar e desverticalizar o setor elétrico.

Além das necessidades supracitadas, o estudo também abordou a necessidade de conectar eletricamente os sistemas localizados nos quatro estados das Regiões Sul e Sudeste do país. Este processo englobou inicialmente a interconexão dos

Estados de Queensland (QLD), Nova Gales do Sul (NSW), Victoria (VIC) e Austrália Meridional (SA).

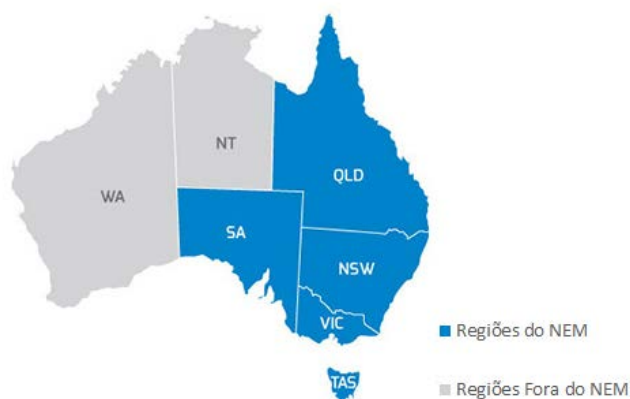
Estes processos de liberalização e reformulação do setor elétrico australiano foram responsáveis pela criação do Mercado Nacional de Energia Elétrica (National Electricity Market-NEM). O NEM passou a operar nesses 4 estados em 1998 como um mercado atacadista que oferta energia elétrica para varejistas e consumidores finais, permitindo a comercialização livre entre geradores e consumidores.

Em 2006, a Ilha da Tasmânia (TAS) foi incorporada ao NEM por meio de um processo de conexão elétrica que consistiu na utilização de um cabo HVDC⁷¹ submarino. A Austrália Ocidental (WA) e o Território do Norte (NT) permaneceram isolados, uma vez que seus sistemas elétricos não foram interconectados devido às distâncias geográficas (Simshauser, 2019).

O processo de liberalização ocorreu de maneira distinta nos estados participantes do NEM. Os Estados de Victoria e da Austrália Meridional privatizaram todo o setor elétrico. Nova Gales do Sul privatizou a geração, comercialização e uma parcela da transmissão, enquanto que o Estado de Queensland privatizou apenas a comercialização. Na Ilha da Tasmânia o setor elétrico permanece de propriedade pública (Simshauser, 2019).

Atualmente existem 16 empresas atuantes no setor de distribuição de energia elétrica na Austrália, divididas entre Nova Gales do Sul, Território da Capital Australiana, Sul da Austrália, Queensland, Victoria, Tasmânia, Austrália Ocidental e Território do Norte (O'Neill, 2019). Dessas empresas, 13 estão no território do NEM e são reguladas desde 2006 pelo *Australian Energy Regulator* (AER). A regulação nas regiões da Austrália Ocidental e do Território do Norte é realizada por agentes locais. A Figura 38 mostra as regiões atendidas pelo NEM, onde todas as empresas foram desverticalizadas.

⁷¹ Corrente Contínua em Alta Tensão.



Fonte: Adaptado de Metering Dynamics (2020).

Figura 38 – Regiões atendidas pelo NEM

Enquanto a regulação econômica das empresas do setor de distribuição do NEM é realizada pelo AER, o agente responsável pela operação do sistemas de transmissão e dos mercados de venda de energia é o *Australian Energy Market Operator* (AEMO) (AEMC, 2020a).

Por sua vez, a *Australia Energy Market Commission* (AEMC) é responsável pela elaboração de regras e padrões por meio das National Electricity Rules (NER), que deverão ser seguidos pelos agentes do setor elétrico do NEM (AEMC, 2020b); (AEMC, 2020c).

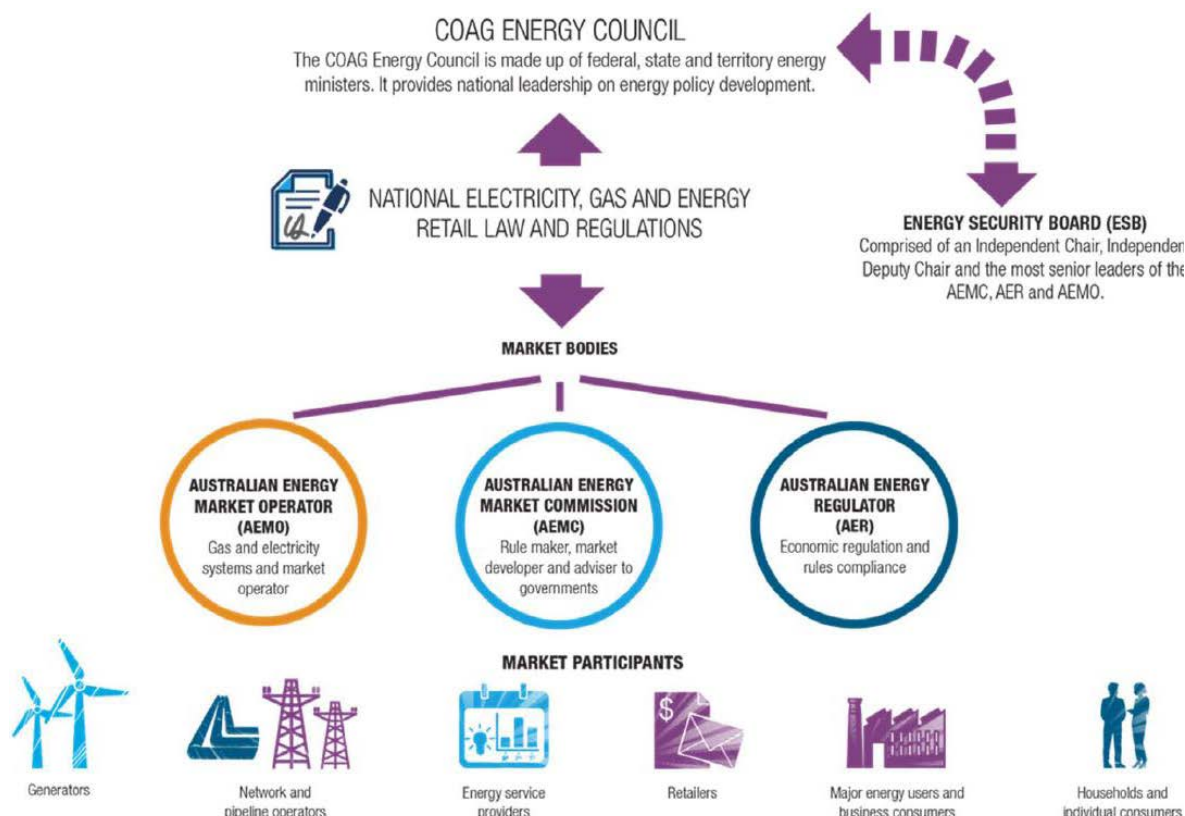
Segundo AEMC (2020b) e AEMO (2017), os três agentes do setor elétrico australiano também possuem a função de providenciar orientação estratégica e operacional em suas respectivas áreas de atuação para entidades governamentais como, por exemplo, o *Council of Australian Governments* (COAG) e o *Energy Security Board* (ESB).

Segundo AEMC (2020a), a definição do arcabouço legislativo e regulatório por trás do funcionamento das três entidades responsáveis por atuar na regulação e operação do setor elétrico da Austrália é realizado por um acordo interestadual através do *Council of Australian Governments* (COAG). Simshauser (2019) acrescenta que o COAG é uma entidade governamental formada por ministros do

governo federal e dos governos estaduais e territórios da Austrália (Simshauser, 2019).

O COAG também é responsável por desenvolver iniciativas e reformas voltadas para a melhoria do sistema elétrico australiano. Neste sentido, foi fundado, em 2017, o *Energy Security Board* (ESB) (COAG, 2017). Esta entidade possui a função de coordenar um processo denominado *Independent Review into the Future Security of the National Electricity Market* e é composto pelos chefes do AER, AEMO, AEMC e por dois outros agentes independentes (ESB, 2018)

O *Independent Review into the Future Security of the National Electricity Market* é uma iniciativa voltada para aumentar a segurança e confiabilidade do sistema elétrico australiano. Além de também incentivar a participação dos usuários em programas de resposta da demanda. A iniciativa também busca reduzir emissões de CO₂ para níveis abaixo dos observados em 2005 (Finkel , et al., 2017). A Figura 39 mostra a estrutura e os agentes participantes do NEM.



Fonte: ESB (2018).

Figura 39 - Hierarquia e Agentes Participantes do NEM

Também é possível destacar a atuação de agentes que atuam a nível estadual na Austrália. Cada estado e território possui competência para lidar com questões relativas ao setor elétrico com base na sua própria jurisdição. Esses requisitos adicionais são regidos por uma legislação separada, estadual ou específica do território (Hilson, et al., 2019).

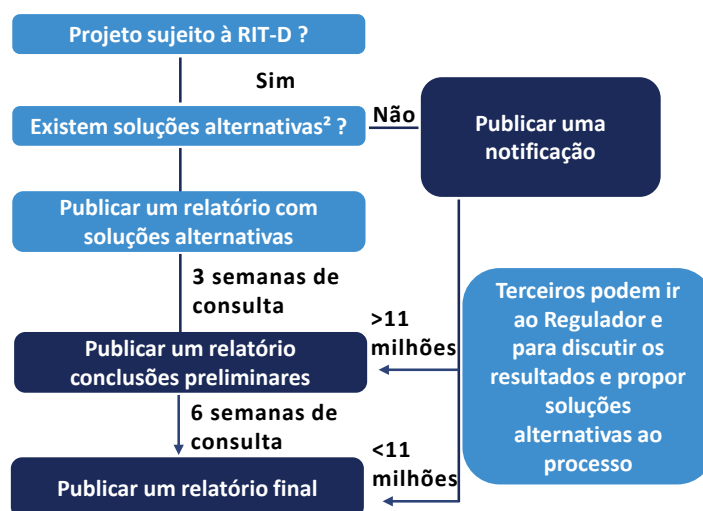
Em adição às agências e entidades supracitadas, também é importante destacar a atuação do *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA). Apesar de não atuar na regulação do setor elétrico, esta agência possui responsabilidade de desenvolver o potencial de energia renováveis e de novas tecnologias na Austrália. Neste sentido, a ARENA possui grande atuação no financiamento de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em todo país, tendo investido cerca de A\$ 1,60 bilhões em projetos desde 2012 (ARENA, 2019).

A responsabilidade sobre a supervisão da utilização de RED está dividida entre os três principais agentes do setor elétrico australiano. A AEMC é responsável pela elaboração de regras e normas para RED, enquanto a fiscalização e monitoramento ficam a cargo do AER, no caso da regulação econômica, e do AEMO, no caso da operação dos RED no sistema e mercados de energia elétrica da Austrália.

2.5.1 Políticas para Integração dos RED

No que tange às funções das distribuidoras para integração de RED ao sistema, estas são obrigadas pelo regulador a avaliar o uso de *Non-Wire Alternatives* (NWAs) em detrimento de investimentos de rede que possuem montante superior a A\$ 6 milhões por meio do processo denominado *Regulatory Investment Test for Distribution* (RIT-D). Segundo Ausgrid (2019), durante o RIT-D a distribuidora deverá elaborar uma série de relatórios técnicos e notificações sobre o andamento do projeto explicando o motivo da tomada de decisão de investir em expansão da rede ao invés de NWAs.

O RIT-D permite que as soluções alternativas sejam baseadas no emprego de geração distribuída, em sistemas de armazenamento, resposta da demanda e qualquer outra solução voltada para o aumento de eficiência energética (AER, 2018). Além disso, Ausgrid (2019) acrescenta que a participação de terceiros é permitida durante todo o andamento do RIT-D. A Figura 40 mostra as etapas do RIT-D.



Fonte: Adaptado de Ausgrid (2019).

Figura 40 – Etapas do RIT-D

Geração Distribuída

Segundo COAG (2008), desde 2008 os usuários residenciais e pequenos usuários comerciais de todos os Estados da Austrália podem injetar energia elétrica produzida por sistemas de geração distribuída na rede. Além disso, também é garantido que essa energia exportada para a rede deverá ser remunerada pelos agentes envolvidos no mercado.

No que se refere à remuneração das tarifas *feed-in*, inicialmente a energia injetada era remunerada em por um valor que deveria ser, no mínimo, igual aos valores cobrados no mercado de energia local durante o momento de injeção de energia (COAG, 2008). No entanto, os valores da tarifa *feed-in* vem diminuindo ao longo dos últimos anos, sendo possível encontrar valores que são até mesmo menores que os preços habitualmente cobrados pela venda de energia (Solar Choice, 2020).

De acordo com COAG (2020), os usuários finais com RED podem prestar serviços ao mercado atacadista por meio de três maneiras distintas. A primeira delas é por meio da participação de programas de resposta da demanda ou por meio de projetos pilotos de usinas virtuais de um varejista.

A segunda maneira é através de um *Small Generation Aggregators* (SGA). De acordo com AEMO (2020), ativos de geração com capacidade inferior a 5 MW

conectados à rede de transmissão ou distribuição estão livres para participar do SGA. Ativos de geração com capacidade entre 5 e 30 MW podem participar caso gerem menos que 20 GWh anualmente e não comprometam a segurança do sistema elétrico. A participação de um SGA também exige que cada ativo de geração tenha medição e ponto de conexão exclusivos.

O SGA presta apenas serviços relacionados à venda de energia, sendo remunerado pelo preço atualmente em vigor no mercado (*spot price*). Dessa forma, é possível que até mesmo painéis solares instalados em telhados de residências sejam remunerados pelos preços praticados no mercado atacadista⁷².

A terceira opção, denominada de *Scheduled Load*, são para os usuários com RED que desejarem prestar serviços ancilares. Segundo AEMO (2019a), o funcionamento de um ativo de geração distribuída como uma *Scheduled Load* consiste em ajustar o consumo/geração de acordo com as solicitações e exigências do AEMO. Neste caso, os ativos devem ter capacidade superior a 30 MW e os serviços ancilares prestados podem ser relacionados aos despachos considerando sinais de preços do mercado (*spot price*) ou ao controle de frequência. COAG (2020) acrescenta que a SAG e a *Scheduled Load* não são muito visadas por usuários de RED devido ao alto grau de exigência.

O ESB, através de um processo de consulta pública denominado *Moving To a Two-Sided Market*, vem discutindo o cenário atual do setor elétrico australiano e quais diretrizes devem ser adotadas para o setor até o ano de 2025. Além disso, também é levantada a possibilidade de transformar o NEM em um mercado com fluxo bidirecional que conte com ampla participação dos usuários com RED (COAG, 2020).

Segundo AEMC (2020), o *Moving To a Two-Sided Market* é impulsionado pelo número crescente de RED no setor elétrico australiano e pela ausência de informação a respeito do uso e potencial destes tipos de tecnologia. Além disso, o

⁷² Caso cumpram com as normas de conexão exigidas pelo SAG.

estudo também pode fornecer informações importantes para o processo de renovação do setor elétrico australiano (PV MAGANIZE, 2020).

O *Moving to a Two-Sided Market* propõe principalmente eliminar barreiras que restrinjam a participação dos usuários finais em mercados de energia elétrica. Além disso, o estudo também almeja simplificar a classificação dos agentes envolvidos no setor, redefinindo-os apenas como compradores ou vendedores de energia (PV MAGANIZE, 2020).

De maneira geral, as regras atualmente adotadas pelo NEM são aplicadas apenas aos sistemas interconectados à rede elétrica da costa leste da Austrália. No que concerne aos sistemas não conectados ao NEM, estes são sujeitos às leis de seus respectivos estados e territórios. A regulação aplicada aos sistemas isolados dos estados e territórios não são uniformes e não possuem fácil compreensão (AEMC, 2019b). Dessa forma, estão sendo feitos estudos para o desenvolvimento de uma metodologia mais compreensível e universal para os usuários desses sistemas.

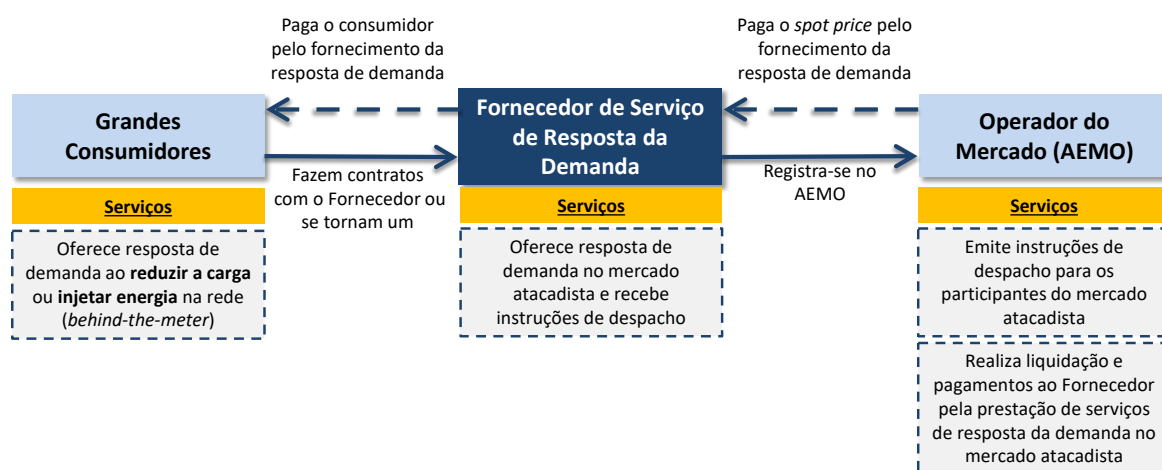
Resposta da Demanda

O AEMC já iniciou as modificações nos mercados de energia elétrica. Recentemente, em 11 de junho de 2020⁷³, a AEMC publicou a determinação final para a liberação do mercado atacadista a agregadores de RED para prestação de Resposta da Demanda. Este processo consiste na criação de um mecanismo que permita a participação de resposta da demanda no mercado atacadista com o objetivo de possibilitar volumes significativos de participação do lado da demanda nos despachos e operação do sistema. Neste mercado, serviços de resposta de demanda poderão concorrer com a geração utilizada no horário de pico para contribuir com o equilíbrio de oferta e demanda de energia.

A nova resolução da AEMC é aplicável aos grandes consumidores e introduz uma nova categoria de agente no mercado: o fornecedor de serviços de resposta à

⁷³ Disponível em: <<https://www.aemc.gov.au/rule-changes/wholesale-demand-response-mechanism>>.

demanda (Demand response Service Provider – DRSP). Tais agentes serão os responsáveis por atuar no mercado atacadista, junto ao AEMO, oferecendo resposta da demanda proveniente dos grandes consumidores. A Figura 41 sintetiza o funcionamento do processo de participação da resposta de demanda no mercado atacadista australiano.



Fonte: Elaboração própria com base em AEMO (2020b).

Figura 41 – Processo de Participação da Resposta de Demana no Mercado Atacadista Australiano

Microrredes

No ano de 2019 a AEMC, sob solicitação do COAG, publicou dois estudos relativos ao uso e à regulação de microrredes (*Stand-Alone Power Systems-SAPS*) na Austrália. O primeiro deles estuda a elaboração de um arcabouço regulatório para os usuários de microrredes supridas pelas distribuidoras de energia elétrica. O segundo estudo, por sua vez, aborda as diretrizes para o desenvolvimento de microrredes providas por terceiros.

O primeiro relatório (AEMC, 2019) foi publicado no dia 30 de Maio de 2019 e recomendou que mudanças sejam realizadas nas leis vigentes no setor de energia elétrica de maneira que as distribuidoras do NEM possam utilizar SAPS em casos economicamente eficientes. Para tanto, o arcabouço regulatório deverá seguir uma

diretriz que permita que os usuários atendidos pelas microrredes não sofram alterações em seus direitos.

O segundo estudo (AEMC, 2019) recomenda adoção de medidas regulatórias para microrredes providas por terceiros. Neste caso, as regras adotadas variam de acordo com o tamanho do sistema. Além disso, as regras adotadas também levam em consideração o arcabouço regulatório nacional e regional vigente. As diretrizes recomendadas foram divididas de acordo com as categorias abaixo:

- A categoria 1 seria composta por microrredes de grande porte, sendo grandes o suficiente para seguir as determinações regulatórias pelo AER. Neste caso, a existência de tarifas de rede decorrentes de processos regulatórios e a probabilidade de atender um número relativamente grande de clientes faria com que esses sistemas fossem capazes de suportar a concorrência efetiva na geração e no varejo. Dessa forma, as leis e regras nacionais existentes seriam aplicáveis aos sistemas, assim como as regras estaduais vigentes mais relevantes;
- A categoria 2 é composta por microrredes de porte intermediário, podendo atender até mesmo cidades menores. Neste sentido, espera-se que as microrredes da categoria 2 sejam verticalmente integradas, uma vez que é improvável que seu tamanho seja capaz de suportar uma concorrência significativa na geração e no varejo, onde não fazem parte de uma entidade regulamentada. Neste caso, a atuação do AER em processos de determinação de receita e tarifas de rede seria oneroso e também seria inviável para que os varejistas desenvolvessem tarifas específicas para os usuários. Além disso, também seria necessário que a regulamentação local desenvolvesse regras de proteções ao consumidor, padrões de segurança e obrigações operacionais impostas aos operadores do sistema;
- A categoria 3 abrangeria microrredes muito pequenas com poucos clientes, sendo responsável por fornecer somente a grandes clientes e sistemas em que há venda de energia. Neste caso, é provável que esta categoria apresente um risco regulatório muito menor, e falhas no fornecimento de

energia impactaria um número pequeno de clientes. Adicionalmente, também é provável que os usuários dessa categoria tenham mais controle sobre as especificações e requisitos do sistema e maior poder de negociação. Desse modo, as diretrizes abordariam algumas proteções mínimas ao consumidor, como requisitos de cobrança, segurança, medição e alguns padrões técnicos elaborados por agentes locais.

Embora as regras para integração das microrredes utilizadas por terceiros ainda estejam em fase de estudo, as regulamentações para Geração Distribuída e armazenamento de energia são bem delineadas e estão descritas na seção seguinte.

2.5.2 Regulamentações Técnicas para RED

No que diz respeito à infraestrutura de medição, todos os estados participantes em mercados regulados pelo AER devem instalar *smart meters* nas novas instalações das unidades consumidoras. Além disso, caso um medidor antigo de uma unidade consumidora seja trocado por estar obsoleto ou defeituoso, este deverá ser substituído por um *smart meter* (AER, 2019).

Neste sentido, no caso dos *smart meters* instalados nas unidades consumidoras da Austrália Meridional, estes têm capacidade de medir a quantidade de energia consumida e injetada em intervalos de trinta minutos. Além disso, os *smart meters* também tem a capacidade de mostrar ao usuário os dados relativos ao consumo e de detectar problemas de qualidade de energia e informar à distribuidora se a unidade consumidora está sem fornecimento de luz (Government of South Australia, 2018).

Geração Distribuída

Segundo Energy Networks Australia (2018), as distribuidoras de energia elétrica da Austrália devem ser responsáveis pela análise e revisão dos processos de conexão de sistemas de geração. Neste caso, diferentemente dos processos de conexão de carga, as distribuidoras não são obrigadas a necessariamente conectar sistemas de geração de terceiros em seu sistema.

No entanto, as distribuidoras são obrigadas a oferecer todas as informações e requisitos que serão necessários para a realização de conexão do sistema de geração. Para isso, é exigido que as distribuidoras de energia elétrica realizem a análise de cada processo de conexão de maneira justa e rápida (Energy Networks Australia, 2018).

Os sistemas de geração distribuída instalados no NEM podem ser classificados de acordo com sua capacidade, fonte energética, tipo de conexão e níveis de tensão, conforme apresentado na Tabela 33.

Tabela 33 – Classificação Técnica dos sistemas de Geração Distribuída no NEM

Classificação	Capacidade	Nível de Tensão	Exemplos de Instalações Típicas
Micro	Capacidade Menor que 2kW	230 V	Painéis Solares instalados no telhado de residências.
Mini	Capacidade entre 2 e 10 kW em conexões monofásicas ou até 30 kW em conexões trifásicas	Até 1 kV	Células Combustíveis, Cogeração e Painéis Solares instalados no telhado de residências.
Pequeno	Capacidade entre 10 kW e 1 MW para conexões monofásicas e capacidade entre 30 kW e 1 MW para conexões trifásicas	Entre 1 e 35 kV	Biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.
Médio	Capacidade entre 1 e 5 MW	Maior que 35 kV	Biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e eólica.
Grande	Maior que 5 MW	Maior que 35 kV	Cogeração, hidrelétrica, solar térmica e eólicas.

Fonte: Adaptado de AEMC (2020d) e ENA (2018).

De acordo com Energy Networks Australia (2018), os critérios técnicos dos sistemas de Geração Distribuída de Micro, Mini, Pequeno e Médio porte conectados à rede de distribuição são regulados pelas regras descritas no capítulo 5 do NER e levam em consideração os critérios definidos pelas normas da Austrália (Australian Standards - AS) e Nova Zelândia (Standards New Zealand Standards - NZS). Neste caso, o processo de conexão pode variar entre os estados da Austrália e envolve apenas os sistemas de geração distribuída e a empresa responsável por fornecer

o serviço de distribuição. Mais detalhes estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

Os Sistemas de Geração Distribuída de Grande Porte do NEM, ou seja, os sistemas com capacidade maior que 5 MW, também deverão seguir regras do capítulo 5 do NER. Para este caso o processo de conexão envolve os sistemas de geração distribuída, o AEMO e as empresas responsáveis pela distribuição e transmissão de energia elétrica.

Armazenamento de Energia

Segundo Clean Energy Council (2017), cada distribuidora de energia elétrica da Austrália possui seu próprio regulamento para o processo de conexão de sistemas de armazenamentos distribuído.

No que concerne à injeção de energia, esta é uma atividade permitida na Austrália, mas grande parte das distribuidoras de energia elétrica do país estabelecem que, em casos de conexões monofásicas, os sistemas residenciais de geração distribuída com e sem armazenamento de energia elétrica podem injetar no máximo 5 ou 10 kW, dependendo da concessionária. Para conexões trifásicas este valor pode ser 15 ou 30 kW dependendo da concessionária (Solar Quote, 2020a).

Em adição ao ponto supracitado, Government of South Australia (2018) e Energy Matters (2015) afirmam que é possível que alguns programas de feed-in desenvolvidos nos Estados da Austrália alterem o tipo de remuneração obtida ou exijam a instalação de dispositivos que impeçam que a bateria injete energia na rede.

2.5.3 Modelos de Negócios

Os usuários residenciais com sistemas de geração distribuída e de armazenamento de energia podem participar de modelos negócios de Usinas Virtuais. Neste caso, é possível citar o Projeto Piloto de uma Usina Virtual desenvolvida no Estado da

Austrália Meridional pela AGL, empresa atuante nos segmentos de geração e comercialização de energia.

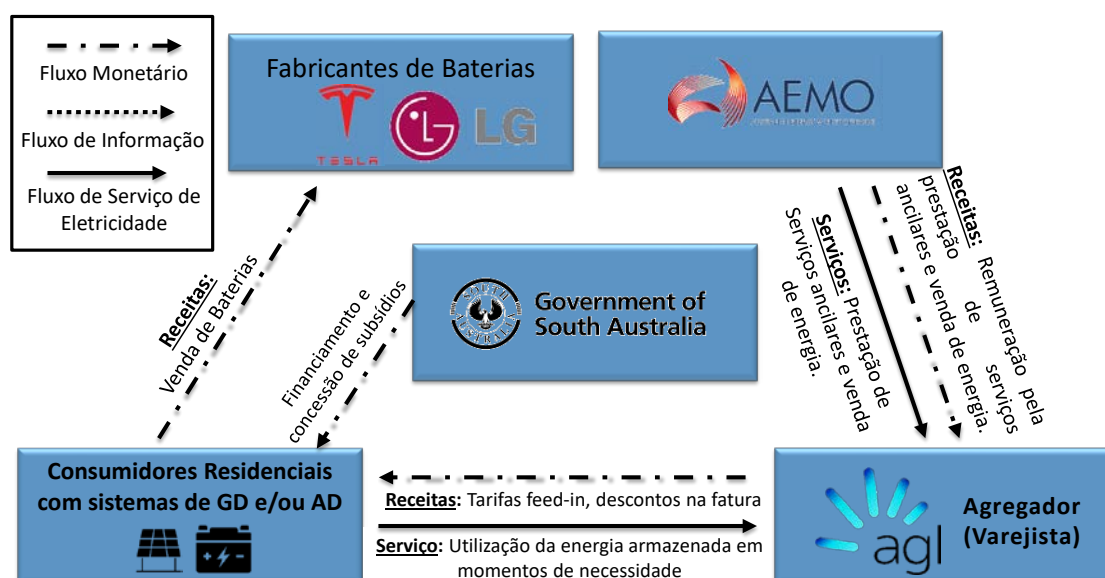
A Usina Virtual da AGL utiliza a energia armazenada nas baterias dos usuários residenciais durante períodos em que a rede enfrenta problemas de congestionamento ou em situações críticas. Neste caso, os usuários residenciais contemplados pelo programa recebem descontos em suas faturas de energia cobradas pela AGL (AGL, 2020).

Em adição às características supracitadas, AGL (2020) também menciona que os sistemas de armazenamento dos usuários podem ser controlados e acionados pela empresa no máximo em 30 ocasiões por ano. Os usuários podem adquirir baterias e componentes do sistema de armazenamento de fabricantes como a Tesla, LG e SolarEdge.

No que concerne à remuneração obtida pela AGL neste modelo de negócios, Ropuszyńska-Surma et al. (2019) afirmam que a empresa é remunerada pelo pagamento pela prestação de serviços ancilares oferecidos ao operador de rede. Além disso, segundo a própria AGL (2019), esta usina virtual também possui capacidade de vender energia no mercado atacadista e gerar receitas à empresa.

O Governo da Austrália Meridional participa deste modelo de negócios oferecendo, por meio do *Home Battery Scheme*⁷⁴, incentivos e subsídios financeiros para os usuários residentes do estado que manifestem o interesse em adquirir sistemas de armazenamento (AGL, 2019); Government of South Australia (2020). A Figura 42 ilustra o modelo de negócios desenvolvido na Usina Virtual da AGL.

⁷⁴ Projeto desenvolvido pelo Governo da Austrália Meridional (Government of South Australia) que oferece subsídios financeiros e empréstimos aos habitantes do estado que desejarem adquirir sistemas fotovoltaicos ou de armazenamento (Government of South Australia, 2020).



Fonte: Ropuszyńska-Surma et al. (2019), AGL (2020) e Government of South Australia (2020) adaptado por Siglasul.

Figura 42 - Modelo de Negócios da Usina Virtual da AGL

A AGL também desenvolve serviços para os usuários que não são proprietários de RED por meio de transações realizadas em uma plataforma denominada AGL Solar Exchange. Este modelo de negócio consiste em fazer com que *prosumidores* consigam vender sua energia produzida em excesso para os usuários que não possuem estes recursos.

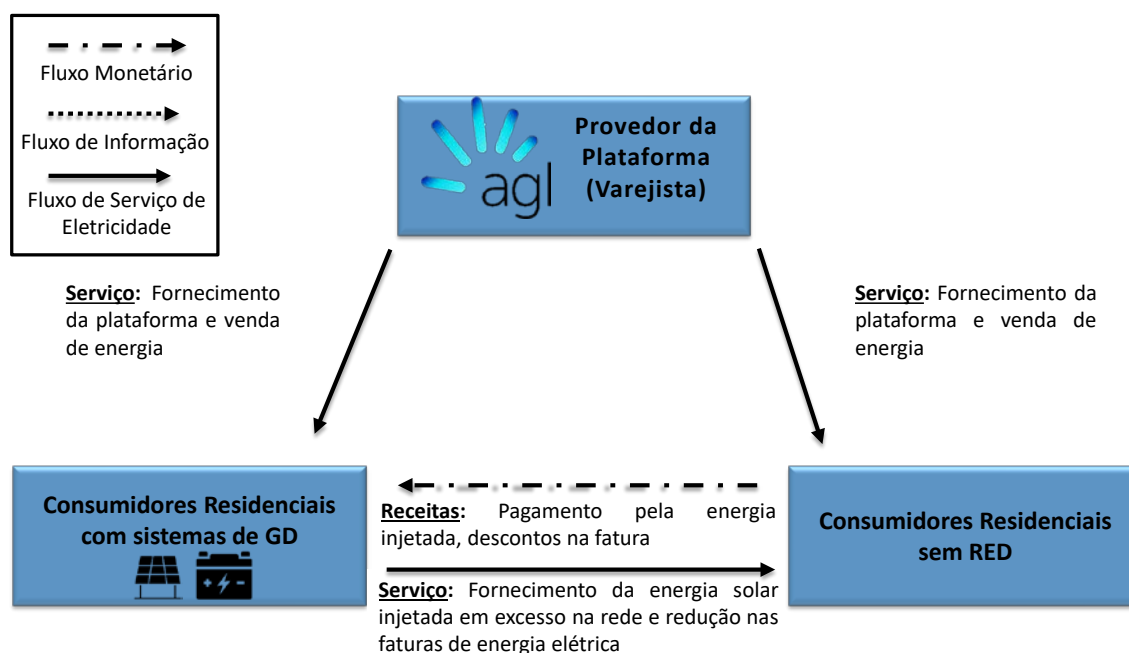
Segundo Larrea Basterra et al. (2020), a AGL Solar Exchange utiliza medidores inteligentes para mensurar a quantidade de energia produzida e injetada por cada uma das residências. Esta energia é, então, comercializada por meio de uma unidade denominada Solar Token⁷⁵.

A AGL Solar Exchange permite que os usuários sem RED operem na plataforma por meio de duas maneiras. A primeira, é permitindo que os usuários consigam comprar a energia solar disponível por preços abaixo dos normalmente cobrados pelo consumo de energia. A segunda é comprar a energia por um valor um pouco

⁷⁵ Cada Solar Token atribui um valor financeiro para cada kWh de energia solar injetado.

superior à remuneração das Tarifas Feed-In, incentivando os *prosumidores* locais (AGL, 2018).

Por sua vez, de acordo com AGL (2018), os *prosumidores* podem decidir se a energia produzida em excesso pode ser remunerada pela tarifa *feed-in*, por solar tokens, ou um mix de ambos. Neste caso, é possível que os *prosumidores* consigam reduzir suas faturas de energia e de terceiros. A Figura 43 mostra o modelo de negócios desenvolvido pela AGL Solar Exchange.



Fonte: AGL (2018) e Larrea Basterra et al. (2020) adaptado por Siglasul.

Figura 43 - Modelo de Negócios da AGL Solar Exchange

2.5.4 Regulação Econômica

Segundo Simshauser (2019), o regime de regulação aplicado pelo AER nas distribuição de energia elétrica é o de *Revenue Cap* com ciclos tarifários de cinco anos. Cada distribuidora de energia elétrica pode elaborar sua proposta de receita permitida e estrutura tarifária, mas são obrigadas a descrever ao Regulador a abordagem utilizada.

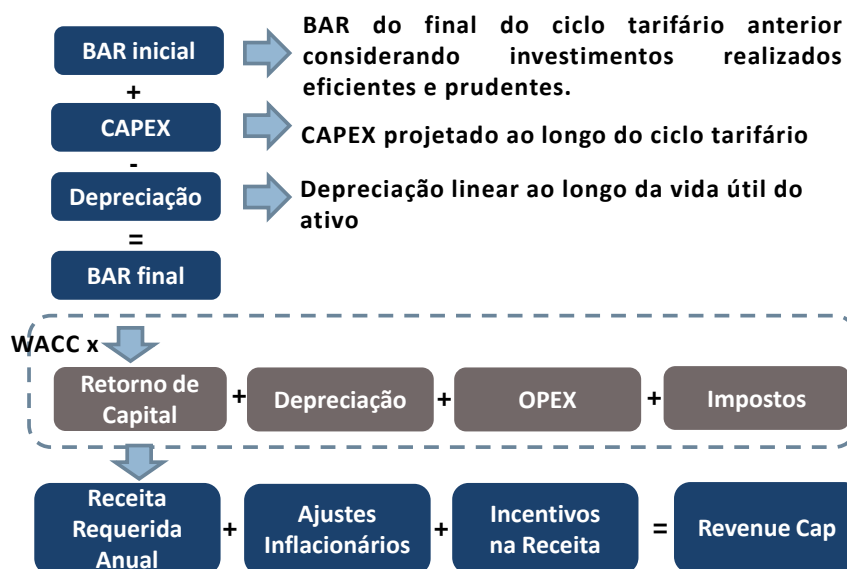
As propostas de receitas permitidas enviadas pelas distribuidoras são baseadas em *building blocks* formados pelos custos operacionais, depreciação, impostos e

remuneração sobre o capital. Em relação ao último, Ergon (2015) afirma que é calculada por meio da aplicação de taxa de custo de capital multiplicada pela Base Regulatória de Ativos (BAR) da distribuidora.

Segundo AEMC (2020), a BAR das distribuidoras de energia elétrica é atualizada por meio da metodologia *Rolling Forward*. A BAR inicial de cada ciclo tarifário é calculada ao adicionar os investimentos realizados no período tarifário anterior à BAR contabilizada no início do período tarifário anterior. Além disso, apenas os ativos para prestação de serviços são considerados como parte da BAR.

De Castro et al. (2018) afirmam que a AER normalmente emprega mecanismos de *benchmarking* ou avaliam os custos históricos da empresa regulada para validar as projeções dos custos operacionais e investimentos da empresa. Caso as projeções das distribuidoras se encontrem em níveis elevados em relação às estimativas regulatórias, a AER solicita que a empresa explique o motivo da diferença e, se a justificativa for considerada insuficiente, o regulador utiliza suas próprias projeções.

A Figura 44 mostra os blocos formadores da receita permitida das distribuidoras de energia elétrica.



Fonte: Adaptado de Ergon (2015).

Figura 44 – Building Blocks da receita permitida das distribuidoras da Austrália

O modelo regulatório australiano também possui mecanismos de eficiência associados aos custos operacionais e aos investimentos da distribuidora. Em relação ao primeiro, é aplicado o *Efficiency Benefit Sharing Scheme* (EBSS). O EBSS consiste em projetar o OPEX do ciclo tarifário atual das distribuidoras com base no OPEX do penúltimo ano do ciclo tarifário anterior.

Segundo AER (2013), o processo de EBSS analisa a performance da distribuidora ao comparar as diferenças do OPEX realizado no ciclo tarifário atual com o OPEX projetado para o mesmo período. Se o OPEX realizado for menor do que o projetado, será considerado um valor positivo. Caso contrário, ou seja, OPEX realizado maior do que projetado, será considerado um valor negativo.

A terceira etapa do cálculo consiste em contabilizar os ganhos/perdas incrementais do EBSS. Este processo é realizado ao olhar apenas para a performance durante o ciclo tarifário atual. Por exemplo, a diferença entre OPEX realizado e projetado durante o terceiro ano do período tarifário atual é subtraída pela diferença entre OPEX realizado e projetado durante o segundo ano do ciclo tarifário atual. Neste caso, os valores positivos são considerados ganhos incrementais e os valores negativos são considerados como perdas incrementais.

Por fim, 70% dos ganhos/perdas incrementais do EBSS irão retornar para os usuários, enquanto que 30% dos ganhos/perdas incrementais retornarão para distribuidora durante o ciclo tarifário seguinte (AER, 2013). A Tabela 34 ilustra o funcionamento do EBSS.

Tabela 34 - Exemplo de funcionamento do EBSS

	Ciclo Tarifário Anterior		Ciclo Tarifário Atual					Ciclo Tarifário Seguinte				
Ano	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OPEX Previsto (1)	100	102	100	102	104	106	108					
Opex Realizado (2)	96	97	99	102	97	97	99					
Diferença (1)-(2)	4	5	1	0	7	9	9					
Ganho/perda incremental		1	0	-1	7	2	0					
Saldo ano 1								0				
Saldo ano 2								-1	-1			
Saldo ano 3								7	7	7		
Saldo ano 4								2	2	2	2	
Saldo ano 5								0	0	0	0	0
Saldo Total								8	8	9	2	0

Fonte: Adaptado de AER (2013).

No que tange ao CAPEX, a análise de eficiência é realizada pelo *Capital Expenditure Sharing Scheme* (CESS), que consiste em comparar as diferenças entre CAPEX permitido e realizado, sendo que apenas os valores do ciclo tarifário anterior são considerados.

As diferenças de CAPEX relacionadas ao ciclo tarifário anterior são ajustadas e somadas e trazidas a valor presente com uma taxa de desconto específica para cada distribuidora. Além disso, 70% dos ganhos/perdas do CESS irão retornar para os usuários, enquanto que 30% dos ganhos/perdas irão retornar para distribuidora durante o ciclo tarifário seguinte. A Tabela 35 mostra um exemplo de funcionamento do CESS.

Tabela 35 - Exemplo de funcionamento do CESS

	Ciclo Tarifário Anterior					Taxa de Desconto	6,00%
Ano	1	2	3	4	5		
CAPEX permitido	100	100	100	100	100	Diferença (VPL)	5,80
CAPEX realizado	99	99	99	99	99	% compartilhamento	30%
Diferença	1	1	1	1	1	Parte Consumidor	4,06
Benefício Ano 1	0,03	0,06	0,06	0,06	0,06	Parte Distribuidora	1,74
Benefício Ano 2		0,03	0,06	0,06	0,06	VPL do CESS para o período atual	0,80
Benefício Ano 3			0,03	0,06	0,06	VPL do CESS para o período seguinte	0,94
Benefício Ano 4				0,03	0,06		
Benefício Ano 5					0,03		
Benefício Total	0,03	0,09	0,15	0,21	0,27		
Fator de Desconto (Meio do ano)	1,30	1,23	1,16	1,09	1,03		
Fator de Desconto (Final do Ano)	1,26	1,19	1,12	1,06	1,00		

Fonte: Adaptado de AER (2013).

AER (2014) acrescenta que a aplicação do EBSS e CESS também funcionam como incentivos de eficiência para implementação de NWA no sistema elétrico das distribuidoras australianas. O regulador argumenta que as distribuidoras devem incluir as despesas de NWA durante a elaboração do planejamento de OPEX/CAPEX e que eventuais gastos excessivos no EBSS podem ser compensados por meio de ganhos de eficiência no CESS e vice-versa, uma vez que os mecanismos de incentivos para OPEX e CAPEX são simétricos por apresentarem os mesmos percentuais aplicados aos ganhos/perdas de eficiência.

Estrutura Tarifária

Para análise da estrutura tarifária, foi selecionada a empresa Ausgrid, que atende à Nova Gales do Sul, devido à sua representatividade no país. Trata-se da maior distribuidora de energia elétrica da costa leste da Austrália, fornecendo energia para cerca 1,7 milhão de clientes em uma área de 22.275 km² ao longo de Sydney, Central Coast e Hunter Valley.

A estrutura tarifária da Ausgrid está segregada por níveis de tensão e tipo de classe tarifária na baixa tensão (residencial ou não residencial). A Tabela 36 sintetiza as classes tarifárias existentes.

Tabela 36 - Classes Tarifárias da Ausgrid

Classe Tarifária	Nível de Tensão	Descrição da Classe
Transmissão	> 132 kV	Clientes Industriais conectados à rede de transmissão
Subtransmissão	33 kV - 132 kV	Clientes Comerciais/Industriais conectados à rede de subtransmissão
Alta Tensão	5 kV - 11 kV	Clientes Comerciais/Industriais conectados à rede de alta tensão
Baixa Tensão	240 V - 415 V	Clientes Residenciais e Empresas de Pequeno/Médio Porte conectados à baixa tensão

Fonte: Adaptado de Ausgrid (2019).

A tarifa de uso do sistema de rede determinada para a Ausgrid é composta por uma componente fixa (\$/mês), uma de energia (\$/kWh) e uma componente de demanda (\$/kW ou \$/kVA), a qual é cobrada apenas para novas conexões e para os usuários que instalaram medidores inteligentes. Podem ser aplicadas tarifas *Time-of-Use* com até três bandas horárias nas componentes variáveis da tarifa, inclusive para usuários da baixa tensão. A Tabela 37 mostra as tarifas aplicadas pela Ausgrid.

Tabela 37 - Tarifas de Uso da Rede Aplicadas Pela Ausgrid

Aplicação			Variáveis de Faturamento	
Tarifa	Classe Tarifária	Descrição/Condição	Componente Fixa	Componentes Variáveis
Residencial <i>Time of use</i>	Baixa Tensão	Medidores com diferenciação horária e comunicação remota	\$/Mês	Tarifa Volumétrica em até 3 bandas horárias (kWh) Componente de demanda no verão e no inverno
Comercial <i>Time of Use</i>	Baixa Tensão	Medidores com diferenciação horária e comunicação remota	\$/Mês	Tarifa Volumétrica em até 3 bandas horárias (kWh) Componente de demanda no verão e no inverno
Alta Tensão <i>Time of Use</i> e Capacidade	Alta Tensão	Medidores com diferenciação horária e comunicação remota	\$/Mês	Tarifa Volumétrica em até 3 bandas horárias (kWh) Tarifa de Demanda de Pico Mensal (kW)

Aplicação			Variáveis de Faturamento	
Tarifa	Classe Tarifária	Descrição/Condição	Componente Fixa	Componentes Variáveis
Subtransmissão <i>time-of-use</i> e capacidade	Subtransmissão	Medidores com diferenciação horária e comunicação remota	\$/Mês	Tarifa Volumétrica em até 3 bandas horárias (kWh) Tarifa de Demanda de Pico Mensal (kW)
Tarifa de Transmissão	Transmissão	Medidores com diferenciação horária e comunicação remota	\$/Mês	Tarifa Volumétrica em até 3 bandas horárias (kWh) Tarifa de Demanda de Pico Mensal (kW)

Fonte: Adaptado de Adaptado de Ausgrid (2020).

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Até 2017, a Ausgrid adotava o esquema de incentivos *feed-in* para cerca de 48 mil usuários com geração distribuída. Atualmente, os *prosumidores* podem negociar com o varejista a adesão aos sistemas *net metering* e *feed-in*. A tarifa de venda da energia gerada de forma distribuída no esquema *feed-in* é regulada pelo *Independent Pricing and Regulatory Tribunal* (IPART).

São aplicadas tarifas *feed-in* invariantes no tempo ou com variações horárias. A Figura 45 mostra o *benchmark* de tarifas *feed-in* invariantes no tempo para a geração solar estabelecido pelo IPART de 2015 até 2019. Este *benchmark* funciona como um intervalo de tarifas que os *prosumidores* podem cobrar dos varejistas. A agência estadual IPART estabelece o intervalo das tarifas *feed-in* para geração fotovoltaica com base na previsão do preço que seria pago pelos varejistas se essa energia fosse vendida no NEM da mesma maneira que a energia gerada pelas demais empresas de geração.

	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19 (final)
Solar benchmark (c/kWh)	4.7 to 6.1	5.5 to 7.2	11.9 to 15	6.9 to 8.4

Fonte: IPART (2018).

Figura 45 – Benchmark de Tarifas Feed-in

Na Figura 46 são apresentadas as tarifas *feed-in* com variações horárias estabelecidas pelo IPART. Os diferentes sinais temporais visam refletir a variação de preços no mercado atacadista de energia e incentivar o uso de baterias durante a noite e a injeção de energia no horário de pico do sistema.

Final decision		
Time window	(c/kWh)	% of solar exports
6 am to 3 pm	6.5 to 7.9	86.2
3 to 4 pm	7.4 to 9.1	8.0
4 to 5 pm	11.2 to 13.7	4.0
5 to 6 pm	14.1 to 17.2	1.5
6 to 7 pm	10.7 to 13.0	0.27
7 to 8 pm	7.8 to 9.5	0.01

Fonte: IPART (2018).

Figura 46 – Benchmark de Tarifas *Feed-in* com Preços Variáveis

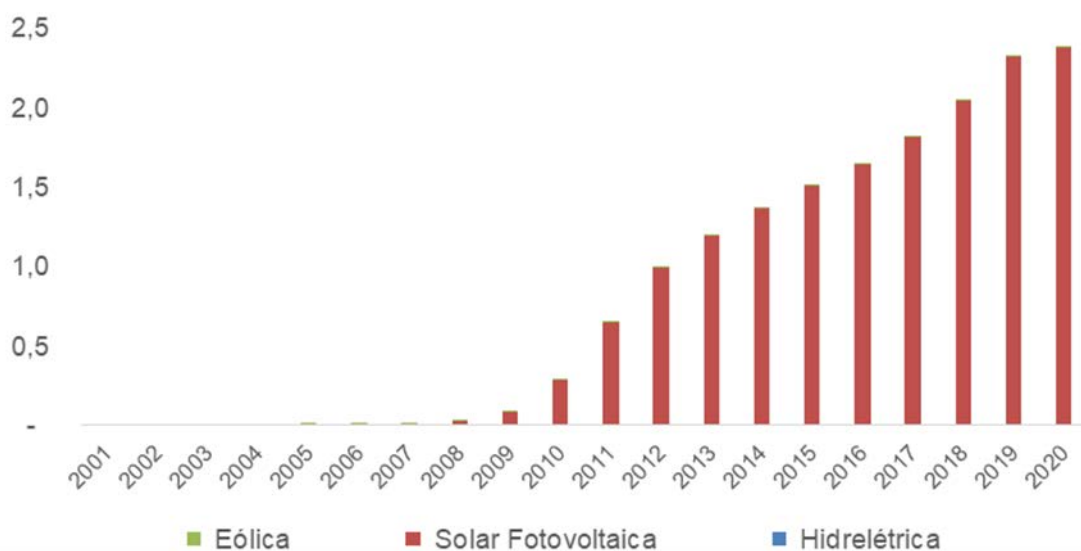
O Regulador ainda não estabeleceu esquemas de tarifação específicos para os veículos elétricos e o armazenamento distribuído de energia, mas já discute com os agentes do setor os pontos mais relevantes para introdução de tarifas relacionadas a esses tipos de tecnologia nos próximos anos.

2.5.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

A aplicação das tarifas *feed-in* e as políticas de apoio às energia renováveis tornaram as mudanças na rede mais acessíveis e contribuíram para acelerar o crescimento da adoção de GD na Austrália. Segundo ENA (2020), a tendência ascendente de implementação de projetos de energia solar residenciais deve continuar nos próximos anos, acompanhada do aumento de recursos energéticos distribuídos complementares, tais como armazenamento distribuído, recargas de veículos elétricos e sistemas de automação residencial.

Entre 2001 e 2020 cerca de 2,37 milhões de pequenos sistemas de geração distribuída foram instalados na Austrália. Os sistemas de geração fotovoltaica são responsáveis por praticamente todas as instalações, uma vez que esta tecnologia

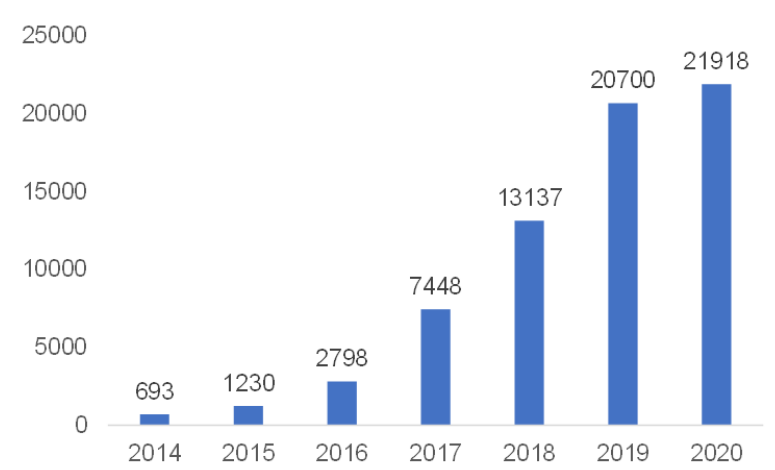
representa 99,98% dos sistemas instalados. A geração hidrelétrica e eólica contam, respectivamente, com apenas 18 e 424 sistemas instalados. A Figura 47 ilustra a evolução no número de instalações para o período considerado.



Fonte: Adaptado de Clean Energy Regulator (2020).

Figura 47 – Evolução no Número Acumulado de Pequenas Instalações de GD na Austrália

A instalação de sistemas de armazenamento distribuído de energia residencial também tem aumentado de maneira significativa na Austrália, com destaque para as baterias instaladas em conjunto com sistemas de geração distribuída fotovoltaicos. Segundo Clean Energy Regulator (2020), mais de 20 mil sistemas fotovoltaicos com armazenamento foram instalados na Austrália entre 2014 e 2020, como mostra a Figura 48.



Fonte: Adaptado de Clean Energy Regulator (2020).

Figura 48 - Evolução da Quantidade Acumulada de Instalação de Sistemas de Geração Distribuída com Armazenamento

Os sistemas de armazenamento distribuído têm sido utilizados para garantir o fornecimento de energia durante eventos climáticos, de forma a contribuir para a resiliência da rede. Os incêndios que ocorrem no país alertam sobre a necessidade da utilização de RED, sendo possível observar o uso de baterias em algumas fazendas australianas (Energy Storage News, 2020).

O emprego de tarifas *feed-in* com sinalização horária fomentou o avanço na adoção de sistemas de geração distribuída (GD) com armazenamento, o que contribui para o equilíbrio entre oferta e demanda de energia da rede. AER (2019) enfatiza que os custos decrescentes das baterias podem ter contribuído para o aumento recente em investimentos associados aos sistemas de armazenamento, embora ainda seja um investimento limitado se comparado com aqueles direcionados à GD.

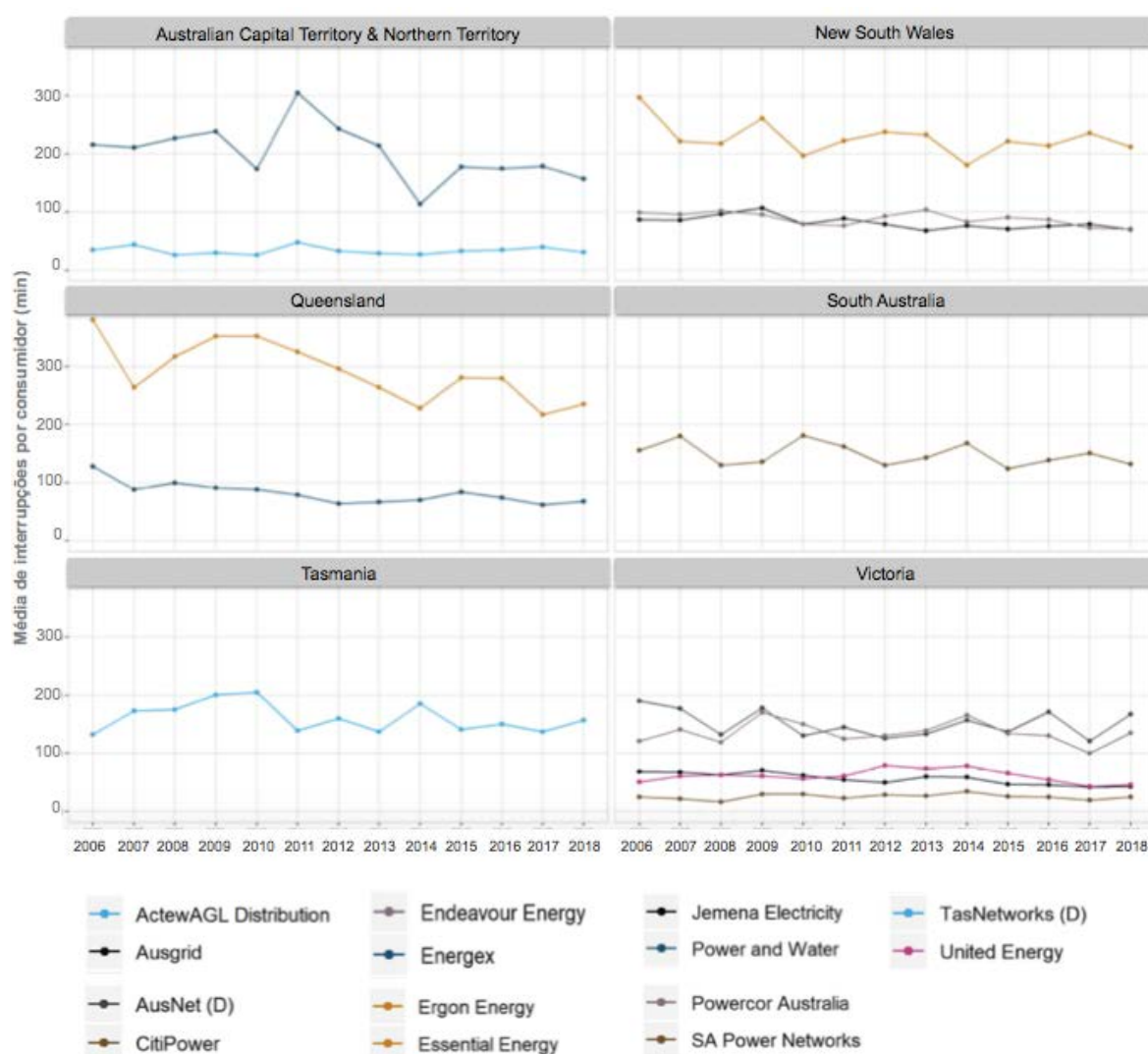
A difusão de veículos elétricos na Austrália também apresenta um cenário de baixa difusão em relação aos países desenvolvidos. Segundo Climate Works (2018) e Electric Vehicle Council (2020), foram vendidos pouco mais de 16 mil veículos elétricos no país entre 2011 e 2019.

De acordo com AER (2019), o mercado de veículos elétricos australiano ainda é incipiente, devido às barreiras impostas pela insuficiência de instalações de recarga e pelo custo elevado dos veículos. Contudo, espera-se que as vendas de VE no

país sejam superiores a 615 mil até 2030. Parte da projeção de aumento pode ser atribuída ao esforço recente em desenvolver regulamentações para cobrança de recarga e construção de infraestrutura que possibilite a injeção de energia excedente do veículo à rede. Atualmente, não há *vehicle-to-grid* na Austrália.

Além da difusão de GD e armazenamento distribuído, em particular, projetos piloto e testes desenvolvidos a partir de microrredes remotas e usinas virtuais no país demonstram o estágio avançado de penetração de RED na Austrália. Diante da disponibilidade de RED no país, os recursos descentralizados, especialmente a geração, têm sido utilizados para limitar a duração das interrupções de fornecimento. AEMC (2019a) analisou a evolução nas taxas de interrupções de

cada *Distributor Network Service Providers* (DNSP) por região, a qual é apresentada na Figura 49.



Fonte: AEMC (2019a).

Figura 49 - Evolução da Taxa Média de Interrupções de Fornecimento por Consumidor na Austrália

Nas redes de distribuição com predomínio do atendimento a clientes urbanos, como das empresas Ausgrid, Energex e CitiPower, as taxas médias de interrupção por consumidor são de cerca 100 minutos ou menos, enquanto áreas que atendem predominantemente clientes rurais, como das empresas Essential Energy, Power & Water e da Ergon Energy, apresentaram as taxas mais elevadas de interrupções.

Nessas áreas, verifica-se também uma maior variabilidade das taxas, refletindo a vulnerabilidade das áreas rurais e mais remotas a eventos climáticos, cujos efeitos podem ser minimizados pela adoção de RED.

Contudo, um nível significativo de implantação de recursos energéticos distribuídos pode impor desafios à operação dos sistemas de fornecimento de eletricidade. As distribuidoras de energia elétrica (*Distributor Network Service Providers* - DNSP) estão gerenciando os fluxos de eletricidade provenientes dos RED do *prosumidor* a taxas de penetração superiores a 30% na rede, o que corresponde a um dos níveis mais altos no mundo (AER, 2019).

As altas temperaturas no verão e os incêndios florestais dificultam a operação segura das linhas de energia, o que demanda a aplicação de restrições operacionais adicionais⁷⁶. Tais restrições, características do sistema de transmissão, têm sido utilizadas cada vez mais no contexto do sistema de distribuição de baixa tensão, onde estão localizados a maior parte dos RED (ENA, 2020). As restrições podem ser introduzidas como resultado da incapacidade de controle de energia reativa e da exportação de energia pelo RED, afetando a segurança da rede.

Não obstante, a ampla adoção dos recursos energéticos distribuídos tem gerado a necessidade de controle de tensão dentro dos parâmetros operacionais. A rápida difusão de GD fotovoltaica no setor residencial da Austrália gera preocupações no operador do sistema quanto à capacidade de manter a tensão da rede em nível suficiente (AEMO, 2019b). Segundo AER (2019), existem evidências de problemas

⁷⁶ A elevação da temperatura pode causar aumentos de demanda e consequentemente trazer dificuldades na operação e funcionamento do sistema, uma vez que é possível que a tensão e a frequência fiquem fora dos parâmetros adequados. Caso isso ocorra, pode ser necessário acionar novas unidades geradoras ou interromper o funcionamento de algumas áreas do sistema. Além disso, incêndios podem causar curto circuito e até mesmo danificar/incapacitar ativos de transmissão, tornando a operação mais complexa.

crecentes de não conformidade de tensão associados ao crescimento da instalação de projetos solares fotovoltaicos⁷⁷.

Em áreas nas quais a utilização da GD é significativa, a capacidade de geração é superior à capacidade de rede instalada. Contudo, devido ao gerenciamento ativo e constante das DNSP, o problema com a capacidade é pouco comum no país. No curto prazo e médio prazo, o principal impacto da GD fotovoltaica é o aumento da tensão (AER, 2019).

Para lidar com os problemas acarretados pelo aumento da tensão e da capacidade de geração, ARENA (2020b) afirma que os DNSP são responsáveis por impor restrições para exportação de energia aos *novos prosumidores*, podendo colocar um valor baixo ou até mesmo nulo para as exportações. Portanto, em locais com elevado número de instalações de GD, as DNSP restringem o nível de eletricidade pelo qual os RED podem exportar para a rede através dos limites de exportação⁷⁸. Os limites de exportação são determinados pelos operadores de rede locais, isto é, os DNSP podem determinar os limites aplicados aos inversores dos sistemas de GD solares. Os modelos de serviço básico de conexão podem ser alterados pelas DNSP a qualquer momento, mas estão sujeitos à aprovação da AER. De acordo com ARENA (2020b), os DNSP determinam a capacidade de injeção de energia à

⁷⁷ Evidências mostram que o crescimento das reclamações de usuários da alta tensão acompanhou o crescimento da GD residencial, devido às altas taxas de penetração da energia solar fotovoltaica em relação à carga base nos alimentadores da rede de baixa tensão.

⁷⁸ Os limites de exportação representam a quantidade máxima de energia que o *prosumidor* pode injetar de volta à rede. Geralmente é medido em kW ou kVA. O limite mais comum para exportação do RED é de 5kW, sendo reduzido para 2,5kW ou zero em alguns casos (AER, 2019). Segundo AEMC (2019a), nas jurisdições de South Australia e Queensland, onde há alto nível de penetração solar, alguns DNSP restringiram o nível de eletricidade pelo qual o RED está permitido a exportar para a rede.

rede e têm liberdade total para definir o limite, além de poderem restringir a exportação a qualquer momento.

A utilização de limites de exportação conduz a três efeitos principais: (i) geração de resultado ineficiente para o consumidor, que pode ser obrigado a comprar eletricidade e perder pagamentos de incentivos (ENA, 2020); (ii) redução dos benefícios gerados pelas injeções de energia na rede, que pressionam os preços no mercado atacadista para baixo, favorecendo todos os usuários da rede; (CEC, 2019); e (iii) limitação da participação do *prosumidor* nos mercados de energia (AER, 2019).

Segundo ARENA (2020b), picos coincidentes na exportação de energia pela GD devem incorrer em maiores despesas operacionais e, possivelmente, de capital para as DNSP devido aos problemas causados na regulação de tensão, especialmente se não forem contornadas pelo uso dos limites de exportação. Em consequência da necessidade de gerenciamento de tensão, que acarreta possíveis custos de rede para as DNSP, e dos efeitos da aplicação de limites de exportação, a Austrália tem adotado diversos programas e projetos para analisar a melhor forma de integração da GD, do armazenamento distribuído e dos veículos elétricos à rede. Neste âmbito, destacam-se o projeto da usina virtual (*Virtual Power Plant* - VPP) financiado pela ARENA e os programas *Distributed Energy Resources Integration Program* (DEIP), da AEMC; *Open Energy Network* (OpEN), da *Energy Network Association* em parceria com a AEMO; e o *Moving to a Two-Sided Market*, do *Energy Security Board*.

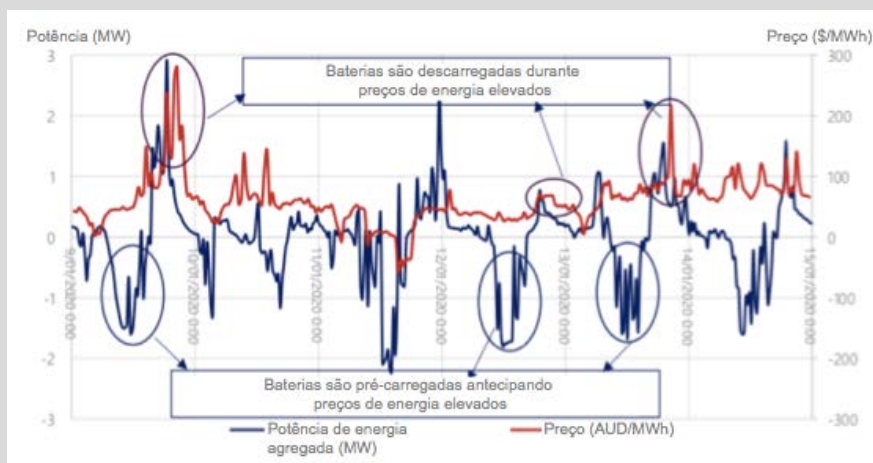
As lições aprendidas com o projeto de usina virtual, financiado pela ARENA em associação com a Tesla, são positivas. Como reconhecido pelo OpEN (2020), a participação experimental da usina virtual no mercado atacadista testou a capacidade de seus sistemas de armazenamento em fornecer serviços ancilares de controle de frequência com sucesso. A Austrália concluiu que a usina virtual respondeu eficientemente a eventos de preços e beneficiou: (i) os *prosumidores* participantes ao compartilhar o valor ganho no mercado de energia; e (ii) todos os usuários da rede, ao ampliar a concorrência no mercado de serviços ancilares e

adiar potencialmente a necessidade de ativos de geração em larga escala. Os principais resultados do projeto são sintetizados no Quadro 3.

Quadro 3 – Lições Aprendidas com o Projeto de Usina Virtual na Austrália

A demonstração do projeto de usina virtual tem o objetivo de explorar a capacidade de RED agregados em fornecer serviços ancilares de contingência e apresentar ao operador do sistema (AEMO) a capacidade da usina virtual em responder aos sinais de preços do mercado de energia. Após o início da operação, em outubro de 2019, os resultados indicam que a usina virtual pode responder efetivamente aos sinais de preço e aos eventos no sistema de energia.

Ao observar o comportamento da usina virtual ao longo de uma semana, o AEMO concluiu que RED agregados respondem aos sinais de preço do mercado. A Figura 50 mostra que as baterias de armazenamento da usina virtual foram pré-carregadas antes do evento que considera preços elevados no mercado de energia e descarregadas durante o evento. Como resultado, o sistema tem acesso ao fornecimento de energia adicional quando necessário.



Nota: preços na semana do dia 09 ao dia 15 de janeiro de 2020.

Figura 50 – Comportamento da Usina Virtual na Austrália em termos de preço e despacho

Fonte: Elaboração própria com base em AEMO (2020b).

Em relação aos programas, um relatório recente elaborado para a AEMC no âmbito do DEIP foi divulgado, tratando da precificação e do acesso para a energia exportada à rede pelos recursos energéticos distribuídos (AEMO, 2020b). Em abril de 2020, a ENA também lançou um estudo através do OpEN com vistas a contribuir

para o programa *Moving to a Two-Sided Market*⁷⁹. Ao reconhecer os desafios de segurança e confiabilidade impostos à medida que a oferta e a demanda de energia se tornam mais incertas e variáveis, o programa *Moving to a Two-Sided Market*, cujo objetivo é o desenvolvimento de um mercado bidirecional, é sustentado por estudos e propostas dos programas DEIP e OpEN.

O programa OpEN, em particular, analisa a possibilidade de criação de duas novas entidades no mercado de distribuição: o Operador do Sistema de Distribuição (OSD) e o Operador do Mercado de Distribuição (OMD). A partir da visibilidade dos fluxos de energia bidirecionais e de recursos energéticos distribuídos na rede, o OSD, representado pelo DNSP, gerenciaria a rede dentro das restrições técnicas dos ativos. Já o OMD seria responsável por administrar, operar e gerenciar uma plataforma para agregadores e OSD, cujo representante seria o atual operador do mercado atacadista (ENA, 2020).

A análise obtida a partir do projeto piloto de VPP e dos estudos dos programas apoiará mudanças na estrutura regulatória e no modelo de regulação, a fim de garantir a integração do RED à rede e continuar promovendo sua disseminação.

Em relação à estrutura tarifária, a aplicação de tarifas de demanda para usuários residenciais e pequenos usuários comerciais é capaz de incentivar investimentos eficientes em RED, de forma a melhorar o gerenciamento do consumo durante os horários de pico (Ausgrid, 2019). Já a aplicação de tarifas com sinalização temporal é defendida por Ausgrid para incentivar o uso de RED, por refletir acuradamente os custos incorridos ao sistema e sinalizar os benefícios causados pelo autoconsumo durante os horários de pico do sistema. Como exemplo, Ausgrid (2019) cita que

⁷⁹ O relatório do programa DEIP está disponível em: <<https://arena.gov.au/assets/2020/03/distributed-energy-resources-integration-program-access-and-pricing-reform-options.pdf>>. O estudo do programa OpEN pode ser acessado em: <<https://www.energynetworks.com.au/resources/reports/2020-reports-and-publications/open-energy-networks-project-energy-networks-australia-position-paper/>>.

estas ações podem estimular a aquisição de sistemas de armazenamento e/ou a instalação de sistemas fotovoltaicos virados para o Oeste⁸⁰.

Somado à aplicação de tarifas *Time-of-Use* e de demanda para consumidores da baixa tensão, o esquema *Feed-In* com sinalização horária para os *prosumidores*, que promove a injeção de energia no momento de pico do sistema, resultou na redução da demanda de pico e na diminuição da necessidade de investimentos em melhorias da rede pelas DNSP (AER, 2019).

Apesar dos benefícios da aplicação de tarifas com sinalização horária e de encargos de demanda para a adoção do RED, CEC (2019), AEMC (2019a) e ARENA (2020b) reconhecem que esta estrutura tarifária, frequentemente, não é repassada pelos varejistas aos consumidores no NEM. A transição para esta estrutura em algumas DNSP reguladas pela AER ainda incompleta é resultado, entre outros fatores, da falta de uso generalizado de medição inteligente e intervenções de governos locais.

Não obstante, ARENA (2020b), no âmbito do DEIP, identificou falhas na regulação tarifária referente à ausência de cobrança aos *prosumidores* pelos custos causados por eles à rede. Os encargos de rede pelo uso do sistema de distribuição não são cobrados dos *prosumidores*. Como não pagam os encargos de uso da rede, os *prosumidores* também não recebem acesso garantido para injeção de energia na rede. O modelo de acesso à injeção de energia na rede é conhecido como um regime de “acesso aberto”, no qual os *prosumidores* e/ou geradores têm o direito de conexão, mas não têm direito de acesso contínuo, devido à isenção do pagamento do encargo de uso do sistema ARENA (2020b). Em razão de tais encargos serem utilizados para recuperar os custos operacionais e de capital que são impactados pela adoção de RED, a atual regulação tarifária está conduzindo a resultados desiguais, diante do custo com a integração dos recursos distribuídos

⁸⁰ De maneira a melhorar o aproveitamento da energia solar disponível durante os períodos mais próximos do horário de pico da distribuidora (Ausgrid, 2019).

ser suportado por consumidores que não detêm RED, de acordo com AEMC (2019a).

Ademais, AEMC (2019a) e ARENA (2020b) afirmam que existe um gargalo na regulação por não incentivar as DNSP a maximizarem a capacidade da rede para receber a energia exportada pelos RED. A falta de regulação que incentive as distribuidoras a investirem em medidas para redução das restrições à exportação é reforçada pelo fato de que a maioria dos efeitos negativos dos limites de exportação é imposta sobre *prosumidores* e consumidores, e não aos DNSP. Atualmente, o regulador não impõe penalidades ou exige o pagamento de compensação às distribuidoras por restringirem a exportação do excedente de energia, permitindo o uso de instrumentos de restrição por parte das DNSP.

Na visão de Energy Network Australia (ENA) (2020), órgão representante das empresas de rede da transmissão e distribuição, os critérios atuais para avaliação do CAPEX e OPEX do modelo regulatório australiano, elaborados há mais de 10 anos, não refletem a meta de maximização dos benefícios aos *prosumidores* por seus ativos de RED. Os esquemas de compartilhamento de benefícios de eficiência associados aos custos operacionais (EBSS) e de capital (CBSS) visam, principalmente, à minimização dos gastos tradicionais de rede e ao estímulo a gastos com manutenção e confiabilidade da rede. A regulamentação, entretanto, carece de flexibilidade para refletir aspectos importantes que serão cada vez mais valorizados pelos usuários no futuro, tais como: (i) transparência das restrições de exportação e oportunidades da rede; e (ii) o acesso facilitado à rede para proprietários e operadores dos recursos distribuídos. A falta de incentivo adequado desses aspectos do serviço pode resultar em sinais imprecisos às distribuidoras quando elas tomarem decisões de investimento futuros em nome de todos os clientes conectados à sua rede (ENA, 2020).

Outra questão apontada por AER (2019) e AEMC (2019a) diz respeito aos riscos de obsolescência de ativos. Diante do avanço tecnológico, que pode oferecer soluções de aumento de capacidade a um custo menor, o DNSP se expõe ao risco de não recuperar totalmente os custos com seus investimentos anteriores na rede.

Como esse risco é suportado pelos consumidores, o período e a necessidade de um investimento devem ser avaliados adequadamente. Para AER (2019), um período mais curto de recuperação do investimento pode ser menos arriscado se comparado a um período mais longo, como de 50 anos.

Ao mesmo tempo, o modelo regulatório atual pode atenuar os efeitos de investimentos desnecessários sobre os consumidores. Ao exigir que as distribuidoras considerem o uso de *Non-Wire-Alternatives* em detrimento da expansão do sistema no RIT-D, a regulação favorece a difusão dos RED e desestimula investimentos desnecessários de expansão, cujo custo de capital é elevado. Embora a expansão da rede possa lidar com os desafios impostos pelos RED, a falta de capacidade adicional de rede não é um problema regular. Segundo AEMC (2019a), a previsão da AEMO mostra que, mesmo para áreas de intensa geração distribuída, os problemas causados pelo excesso de injeção de energia na rede por RED deverão ocorrer em menos de 10% do tempo em 2035.

Os desafios impostos pelos recursos de energia distribuídos à rede devem demandar aumentos significativos em custos para a integração desses recursos à rede nos próximos anos. Portanto, como destacado por AER (2019), o desafio é determinar o uso eficiente da capacidade da rede existente para adequá-la a níveis cada vez maiores de recursos energéticos distribuídos.

No cenário atual, COAG (2020) e PV MAGANIZE (2020) afirmam que os projetos e processos de reformulação regulatória em andamento serão de grande importância para o desenvolvimento de um NEM bidirecional. A implementação das regras para fornecimento de resposta de demanda por parte de consumidores no mercado atacadista ocorrerá a partir de 24 de outubro de 2021.

Propõe-se também a reformulação dos processos de regulação econômica. O AER tem discutido a elaboração de novas políticas para integração de RED no sistema das distribuidoras que atuam no setor de distribuição de energia elétrica. Entre as novas políticas, destacam-se propostas para o modelo regulatório e a possibilidade de modificar e criar tarifas específicas para RED.

Quanto ao modelo regulatório, o programa DEIP e o OpEN propõem a introdução de um mecanismo de incentivo financeiro para DNSPs que planejem aumentar a margem de exportação de energia pelo RED (ARENA, 2020b); (ENA, 2020). À luz do programa OpEN, a associação das distribuidoras, ENA (2020), sugere também uma regulação *output based*, de forma a considerar incentivos a longo prazo para integração dos RED, e uma possível mudança para modelos alternativos de avaliação de receita, com uso da abordagem TOTEX, a fim de contribuir para a equalização de incentivos entre CAPEX e OPEX. Na visão da associação, os incentivos do modelo atual estão “fortemente” concentrados na necessidade de redução dos custos pelas distribuidoras. Por sua vez, o regulador australiano, AER (2019), propõe um melhor reconhecimento do risco tecnológico de ativos de rede, de forma a evitar grandes perdas associadas à obsolescência.

AER (2019) reforça também a necessidade de criação de tarifas específicas para veículos elétricos. O regulador entende que um dos principais fatores impulsionadores de uma ampla utilização de RED é a capacidade da tarifa de refletir corretamente os custos e impactos causados à rede elétrica. Além disso, tarifas com maior reflexibilidade de custos podem reduzir a demanda de pico e diminuir a necessidade de investimentos na rede, trazendo benefícios a todos os usuários (AER, 2019).

Para reduzir os riscos com o aumento de tensão provocados pelos RED no país, o programa DEIP sugere a aplicação de tarifas trinomiais (com componentes fixo, de capacidade e volumétrico) para os *prosumidores* (ARENA, 2020b). Nesse caso, haveria a cobrança de uma tarifa volumétrica (\$/kWh) com sinais temporais. Ao garantir a igualdade entre a cobrança volumétrica pelo consumo de energia em horário de pico da geração e o desconto obtido pela exportação de energia à rede durante os horários de pico de demanda, a proposta assegura simultaneamente a aplicação do esquema de compensação *net-metering* e a cobrança de tarifas para recuperação dos custos incorridos à rede devido à exportação de energia. Já AEMC (2019a), considera a cobrança de tarifa pelo uso do sistema de distribuição para os

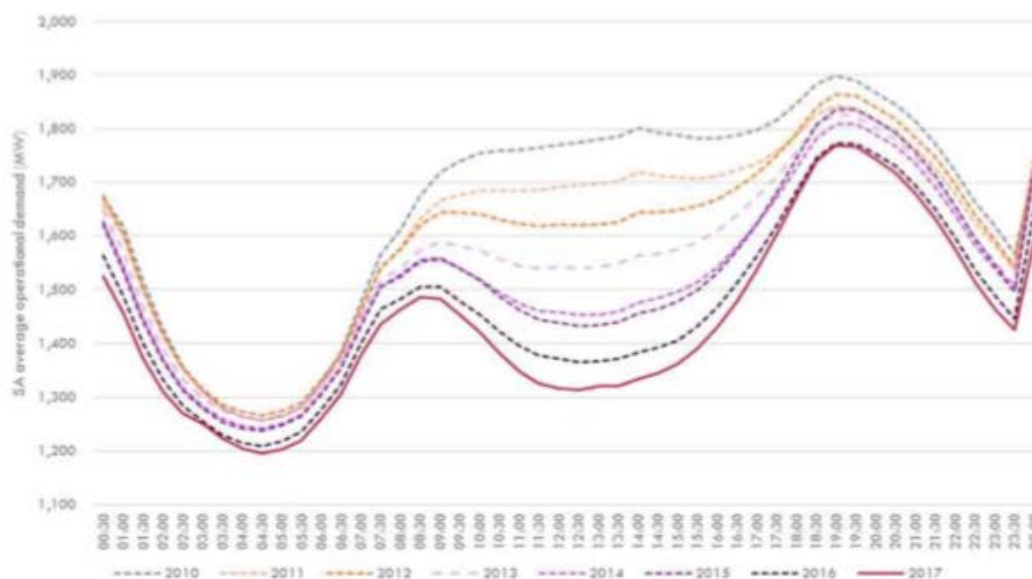
prosumidores, de forma a reduzir o subsídio cruzado gerado pela ausência de cobrança dos encargos de rede sobre a energia injetada na rede.

Ainda com o propósito de reduzir os efeitos dos problemas de tensão causados pelos RED e a imposição de limites de exportação pelas DNSP, CEC (2019) reforça a necessidade da exigência de inversores com capacidade de resposta Volt-Watt e Volt-Var⁸¹, como requisito para conexão à rede de novos sistemas de recursos distribuídos. A ampla adoção desta padronização para o inversor deve ajudar a evitar a necessidade de restrição à exportação de energia. O recurso deve permitir que até duas vezes mais recursos energéticos distribuídos sejam hospedados na rede.

Além dos desafios à rede, a elevada difusão de RED, especialmente de geração distribuída a partir de fonte solar, tem efeitos sobre as tarifas de rede dos consumidores. As políticas do governo para promover a adoção de instalações de energia solar fotovoltaica pelos consumidores podem ter contribuído para o aumento das tarifas de rede. Para manter a receita requerida, as distribuidoras podem ser incentivadas a aumentar as tarifas de forma a compensar a redução no consumo de energia decorrente da ampla adoção de painéis solares, que provoca um “esvaziamento” da demanda durante o dia.

A redução da demanda durante o dia é representada pela “*duck curve*”, mostrada na Figura 51 para distribuidoras da Austrália Meridional. Nota-se que o consumo ao longo do dia tem se reduzido ao longo dos anos. O formato de Curva de Pato observado nessa região pode ser associado à elevada penetração de fontes renováveis de energia: de acordo com dados de (CLEAN ENERGY COUNCIL, 2020), a Austrália Meridional é um dos estados com a maior penetração destas fontes (52,1%) na geração total, estando atrás apenas da Tasmânia, que possui uma base dependente da energia hidráulica.

⁸¹ São recursos que restringem automaticamente as exportações de energia pelos *prosumidores*, quando a rede não está apta para receber toda a eletricidade oferecida.



Fonte: AEMC (2019a).

Nota: a energia total consumida é representada pela área abaixo de cada curva.

Figura 51 – Duck Curve na Austrália Meridional

Assim, segundo AEMC (2019a), os encargos de rede por kWh de energia fornecida estão aumentando em algumas áreas do país. No sul da Austrália, por exemplo, as tarifas de rede aumentaram mais de 10% no ano financeiro de 2019-2020, apesar da receita permitida ter aumentado apenas 4%.

Diante do exposto, observa-se que o modelo regulatório australiano deve promover alterações importantes em um futuro próximo. A introdução de cobrança de encargos de distribuição aos *prosumidores* com sinalização temporal na tarifa deve acarretar: (i) em melhorias na utilização da rede e a consequente redução dos desafios impostos pelos RED no gerenciamento de tensão; e (ii) na redução de subsídios cruzados os quais oneram consumidores que não possuem RED. Modificações no modelo regulatório, em consonância com a alteração na estrutura tarifária, podem promover incentivos em investimentos capazes de otimizar a rede para lidar com níveis crescentes de RED, de forma a reduzir a necessidade de limites de exportação à rede. Para tanto, segundo o programa OpEN, as distribuidoras precisarão conhecer seus próprios ativos de rede em tempo real e serem capazes de gerenciá-los.

2.6 CHILE

Após a reforma do setor, iniciada em 1978 e encerrada em 1982, o mercado elétrico chileno foi desverticalizado e desestatizado. As atividades de geração, transmissão e distribuição são desenvolvidas por empresas controladas, em sua totalidade, pelo capital privado. Neste cenário, o Estado exerce funções de fiscalização, regulação e planejamento indicativo de investimentos para os setores de geração e transmissão.

No Chile, o órgão público vinculado ao setor de energia é o Ministério da Energia, responsável por planos, políticas e regulamentos para o desenvolvimento do setor elétrico. Já em relação às tarifas e às normas técnicas, as quais são aplicáveis ao setor, a *Comisión Nacional de Energía* (CNE) é o órgão técnico encarregado por realizar tais funções.

Atualmente, existem 40 empresas de distribuição de energia elétrica no Chile, sendo que as principais são: *Chilectra*, *CGE Distribución*, *Chilquinta Energía* e *Grupo SAESA*. No cenário em que os recursos energéticos distribuídos (RED) estão inseridos, as operadoras de distribuição chilenas não são detentoras dos pontos distribuídos de geração, exercendo apenas um papel passivo em relação à integração dos RED. As distribuidoras devem, conforme disposto em Lei⁸², apenas fornecer os requisitos técnicos necessários para a conexão dos geradores distribuídos à rede local, além de definir os mecanismos específicos para medição e faturamento desses usuários (*Net Billing*). Para tanto, prevê-se a celebração de contrato entre os usuários detentores de GD e a distribuidora, com algumas especificações: (i) qual o equipamento de geração do usuário final e suas características técnicas essenciais para conexão com a rede; (ii) qual a capacidade instalada do sistema; (iii) qual a tarifa do usuário; (iv) qual a propriedade em que o equipamento de geração ou de medição está instalado; e (v) quais outras

⁸² *Ley General de Servicios Eléctricos*, de 2006.

propriedades de mesma titularidade do usuário final em que poderá ser considerada como receptora de excedentes de energia.

Em termos dos tipos de clientes atuantes no mercado elétrico chileno, existem dois tipos: usuários livres e usuários cativos. Os usuários potencialmente livres devem ter potência instalada igual ou superior a 5 MW, estando aptos a adquirir sua energia a partir de negociações diretas com as comercializadoras, além de verificarem a possibilidade de desenvolvimento de autoprodução.

Por sua vez, os clientes cativos, ou regulados, encontram-se em uma faixa de mercado considerada monopólio natural e, portanto, estão sujeitos às tarifas estabelecidas pelo regulador para cada distribuidora. Usualmente são clientes com potência instalada inferior a 5 MW, localizados nas áreas de atuação da distribuidora ou que estejam conectados às instalações de distribuição local.

Em 2015, foi aprovada uma alteração na Lei nº 20.805, que flexibilizou as condições para que os clientes regulados possam ser caracterizados como livres, com vistas a fomentar a competição no setor (BCN, 2015). De acordo com o Art. 147, os usuários regulados podem migrar para o ambiente de comercialização livre quando ocorre uma das seguintes circunstâncias:

- a) No caso de serviço contratado por menos de doze meses;
- b) No caso de serviços com qualidades especiais referidas no segundo parágrafo do Art. 130;
- c) Quando o momento de carga do cliente em relação à subestação de distribuição primária é superior a 20 MW-km⁸³; e
- d) Quando a potência conectada do usuário final for maior que 500 kW. Nesse caso, o usuário final terá o direito de optar por um regime de tarifa regulada ou de preço livre, por um período mínimo de quatro anos de permanência

⁸³ Momento de carga é definido pelo produto da potência conectada do usuário medida em megawatts e a distância entre o ponto de conexão com a concessionária e a subestação distribuição primária, medida em quilômetros ao longo das linhas de energia (CNE, 2006a) .

em cada regime. A mudança de opção deve ser comunicada à distribuidora com pelo menos 12 meses de antecedência.

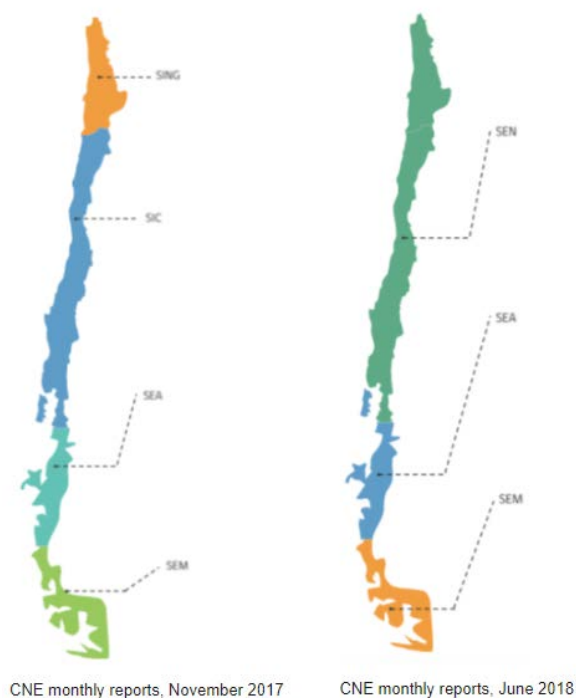
Conforme ilustra a Figura 52, atualmente, cerca de 70% dos clientes são atendidos pelo mercado regulado, enquanto 30% são supridos a partir de contratos diretos com comercializadoras.



Fonte: Deloitte (2016).

Figura 52 - Distribuição de Preços Praticados no SIC no Ano de 2015 por Tipo de Cliente

No Chile, até o ano de 2017, existiam quatro sistemas interconectados que operavam isoladamente uns dos outros, quais sejam: *Sistema Interligado do Grande Norte* (SING), *Sistema Interligado Central* (SIC), *Sistema Eléctrica de Aysen* (SEA), e *Sistema Eléctrica de Magallanes* (SEM). Em 2018, os dois principais sistemas (SIC e SING) aderiram ao Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Ao SEN, são adicionados o SEA e o SEM, que operam na parte sul do país. A Figura 53 demonstra a localização dos sistemas de interconexão chilenos.



Fonte: Comisión Nacional de Energía (CNE, 2018).

Figura 53 – Localização dos Sistemas de Interconexão Chilenos

O Coordenador Nacional de Energia Elétrica (Coordinador Eléctrico Nacional – CEN) é o agente responsável pela operação e supervisão das instalações do Sistema Eléctrico do Chile. Além disso, o CEN também é responsável por coordenar e determinar as transferências econômicas que são realizadas pelos agentes envolvidos (CEN, 2020).

2.6.1 Políticas para Integração dos RED

Dado o panorama favorável de exploração de fontes renováveis de energia no Chile, o Governo do Estado criou, em 2008, a Lei nº 20.257 ou "Lei ERNC" visando estimular a geração de energia a partir de fontes alternativas. Esta lei modificou a Lei Geral de Serviços Eléctricos, introduzindo um novo conceito sobre energias renováveis, sendo classificadas como “não convencionais” a energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (usinas de até 20 MW), biomassa, biogás, geotérmica, solar e marés.

Geração Distribuída

Posteriormente, o Ministério da Energia promulgou a Lei nº 20.571, em vigor desde outubro de 2014, também conhecida como Lei *Net Billing*⁸⁴ ou Lei da Geração Distribuída. Esta lei concede aos usuários atendidos pelas distribuidoras locais o direito de: (i) produção de energia própria; (ii) autoconsumo automático; e (iii) venda do excedente gerado a um preço regulado. Esta lei é aplicável a sistemas de geração limitados a 100 kW nominais e que operam com base em energias renováveis ou cogeração eficiente, como sistemas fotovoltaicos, eólicos e hidráulicos.

Adicionalmente, em sistemas cuja produção de energia é realizada por meio de painéis solares, a Lei 20.571 permite a injeção de excedente na rede elétrica da distribuidora local, a partir de registro realizado através de um medidor bidirecional. A energia que foi injetada poderá ser utilizada quando necessário pelo portador da unidade GD, caso contrário, será gerado crédito para abatimento na fatura de energia elétrica. Os sistemas de geração elétrica regidos por esta lei devem ser registrados na Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC) para que sua instalação seja inspecionada e autorizada de acordo com requisitos técnicos pré-estabelecidos.

Em novembro de 2018, a Lei nº 21.118 modificou novamente a Lei Geral de Serviços Elétricos, melhorando as garantias inicialmente previstas pela Lei nº 20.571 e incentivando o desenvolvimento da geração residencial. A principal modificação observada é o aumento da potência nominal permitida, atingindo 300 kW nominais, o que proporciona maiores benefícios aos consumidores, quais sejam:

- Transferência de excedente para outro endereço dentro de uma mesma área de atuação da distribuidora (*Net Billing Virtual*).

⁸⁴ A definição, vantagens e desafios do esquema *Net Billing* e sua aplicação no Chile são descritos na seção 2.6.4.

- Desconto dos excedentes na fatura de energia será aplicável a todos os encargos tarifários e não apenas para a energia consumida.
- Implementação de sistemas de geração para autoconsumo em comunidades ou propriedades conjuntas.

Os demais sistemas de Geração Distribuída, caracterizados por possuírem capacidade de até 9 MW e estarem conectados à rede de média tensão, são denominados Pequenos Meios de Geração Distribuída (*Pequeños Medios de Generación Distribuido* - PMGD). Os PMGD podem receber remuneração por meio da venda de energia no mercado atacadista. Os sistemas PMGD estão sujeitos à coordenação do Coordenador Nacional de Energia Elétrica (CNEE) e possuem despacho simplificado. Desta forma, injetam toda a energia produzida no sistema de distribuição sempre que estiverem disponíveis (DGRV, 2018).

De acordo com GIZ et al. (2018), os PMGD podem optar por duas maneiras distintas de remuneração no mercado atacadista. A primeira delas é realizar a venda de energia gerada pelo *spot price* horários de sua respectiva zona de mercado. No que concerne ao valor correspondente à zona de mercado, este é definido pela subestação conectada à rede de transmissão mais próxima.

A segunda opção consiste em realizar a venda por valores previamente definidos e com pouca variação. Neste caso, o preço da energia injetada pelos PMGD é definido pelo CNE a cada seis meses e corresponde às projeções dos custos marginais de sua zona de mercado para os próximos 4 anos. Acciona (2019) acrescenta que este modelo de remuneração oferece maior proteção aos riscos causados pela oscilação dos valores do *spot price* horário da primeira opção.

Em adição à venda de energia no mercado atacadista, GIZ et al. (2018) também menciona que os PMGD podem ser remunerados pela prestação de serviços para distribuidoras, uma vez que estão conectados à rede de média tensão. Neste caso é possível estabelecer contratos bilaterais de compra e venda de energia entre distribuidoras e proprietários de PGMD.

Impulsionado por recentes discussões setoriais, em 2019, o Ministério da Energia iniciou um movimento para a reforma do setor de distribuição como um todo, com vistas a acompanhar o processo internacional de integração dos diversos tipos de RED, flexibilizando o mercado de distribuição de energia e aumentando a participação ativa do cliente final no sistema elétrico. Contudo, ainda não há um posicionamento final do Ministério de Energia sobre o tema (CNE, 2019).

Veículos Elétricos

Em relação à inserção dos veículos elétricos no cenário chileno, o Ministério de Energia abriu uma consulta pública, em 2019, com vistas a receber contribuições da sociedade acerca dos mecanismos para padronização técnica dos recursos existentes em postos de abastecimento, bem como de desenho de tarifas específicas para recarga de baterias de veículos elétricos e/ou híbridos. Apesar da discussão ter sido iniciada, ainda não há um posicionamento final do Ministério e da agência reguladora sobre o tema.

Contudo, algumas regras técnicas já foram definidas e estão descritas na seção 2.6.2. Ademais, outras estratégias serão implementadas: (i) definição de transporte público como um mecanismo de desenvolvimento da eletromobidade; (ii) incentivo aos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), bem como treinamento de recursos humanos, com vistas à obtenção de massa crítica; (iii) promoção à penetração de veículos elétricos no transporte público nas diferentes cidades do país; e (iv) difusão de conhecimento, para que diferentes agentes possam tomar decisões assertivas em relação à eletromobidade.

2.6.2 Regulamentações Técnicas para RED

Geração Distribuída

Segundo GIZ et al. (2018), a regulamentação dos processos de conexão de sistemas de geração distribuída ao sistema elétrico são baseadas no tipo de subsistema em que a aplicação de conexão é realizada. Para os sistemas elegíveis ao esquema de *net billing*, ou seja, os sistemas com capacidade de até 300 kW, é

possível realizar aplicações para conexão em sistemas de baixa (até 0,4 kV) ou média tensão (0,4 até 23 kV).

No que concerne à conexão realizada em sistemas de baixa tensão, GIZ et al. (2018) e CNE (2019a) afirmam que os sistemas de *net billing* devem seguir a Norma Técnica de Conexão e Operação de Geração em Baixa Tensão (*Norma Técnica De Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión*). Esta norma é aplicável apenas aos sistemas cuja capacidade é inferior ou igual a 100 kW que almejam se conectar à rede de baixa de tensão.

Segundo CNE (2019a), os assuntos relacionados ao projeto, construção, manutenção, reparo, modificação e inspeção de instalações, fabricação, teste e instalação de equipamentos, materiais e acessórios devem ser estabelecidos de acordo com os regulamentos ou instruções atuais da Norma Técnica de Conexão e Operação de Geração em Baixa Tensão.

Na ausência destes, podem ser aplicadas normas internacionalmente reconhecidas, como a *American Society of Testing Materials / American National Standards Institute* (ASTM/ANSI), a *International Electrotechnical Commission* (IEC), a *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), a *Deutsche Industrie Norm* (DIN) e a *Verband Deutscher Elektrotechniker* (VDE). A aplicação dessas regras deve ser aprovada pela SEC a pedido expresso do solicitante.

Neste sentido, CNE (2019a) afirma que os inversores devem ter uma proteção anti-ilhamento de acordo com a IEC 62116 e com proteção catódica de acordo com IEC 62109-1 e 2. No que diz respeito à produção de harmônicos, estes devem seguir as normas 61000-3-2, 61000-3-4 e 61000-3-12 da IEC. Por fim, as variações de tensão devem seguir as normas 61000-3-3 e 61000-3-11 da IEC. Mais detalhes destas normas estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

Quanto aos procedimentos técnicos adotados para a conexão de PMGD à rede de média de tensão, CNE (2019b) e GIZ et al. (2018) afirmam que estes sistemas devem seguir a metodologia descrita na Norma Técnica de Conexão de Operação

de PMGD em Instalações de Média Tensão (Norma Técnica De Conexión y Operación de PMGD em Instalaciones de Media Tensión).

A Norma Técnica de Conexão de Operação de PMGD em Instalações de Média Tensão adota procedimentos parecidos pela norma aplicada à Baixa Tensão, ou seja, na ausência de especificação, é possível aplicar normas internacionalmente reconhecidas, como a *American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI)*, a *International Electrotechnical Commission (IEC)*, a *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, a *Deutsche Industrie Norm (DIN)* e a *Verband Deutscher Elektrotechniker (VDE)*.

CNE (2019b) afirma que os processos de ilhamento devem cumprir os requisitos das normas IEEE 1547, VDE 0126-1-1 ou outra normativa equivalente. No que diz respeito aos inversores, estes devem seguir as normas VDE 0126-1-1, IEEE 1547 ou VDE AR-N 4105.

Veículos Elétricos

Apesar de não haver um posicionamento final do Ministério da Energia quanto à consulta pública aberta em 2019, conforme destacado no Plano Nacional de Eletromobilidade (2016), algumas diretrizes regulatórias já foram traçadas para que haja maior integração e participação dos VE no cenário de energia e transportes do país. A Tabela 38 sintetiza algumas das diretrizes elencadas pelo Ministério de Energia.

Tabela 38 – Linhas de Ação, Ações e Principais Atores para Desenvolvimento de Marcos Regulatórios para Veículos Elétricos

Linha de Ação	Ação	Atores
Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência energética para veículos elétricos particulares	Desenvolvimento de Projeto de Lei de Eficiência Energética.	Ministério da Energia Ministério dos Transportes e Telecomunicações Ministério do Meio Ambiente Importadores de automóveis

Linha de Ação	Ação	Atores
Definição de regulamentos técnicos / econômicos para recarga de veículos elétricos	Projeção da demanda do sistema e a identificação dos regulamentos técnicos e econômicos necessários, contemplando o desenvolvimento de estudos que incluam a revisão de experiências estrangeiras, discussão com atores relevantes e a proposta de recomendações.	Ministério da Energia CNE SEC Empresas de distribuição de energia elétrica
Definição de regulamentos de disponibilidade de instalações de recarga em edifícios	Revisão dos regulamentos para garantir que novos projetos imobiliários tenham condições técnicas adequadas para instalação de equipamento de recarga, incluindo medidores de consumo e baterias.	Ministério da Energia Ministério da Habitação e Urbanismo SEC CNE
Definição de regulamentos de coexistência rodoviária	Estabelecimento de regulamentos que visem uma melhor convivência entre os diferentes tipos de transporte, incorporando os veículos de propulsão elétrica.	Ministério dos Transportes e Telecomunicações Ministério da Energia CNE
Estabelecimento de requisitos técnicos de construção e segurança de veículo elétrico	Emissão de regulamento com os requisitos técnicos e de segurança necessários para veículos elétricos, além de definição de selo específico para que permita que os VE sejam facilmente identificados.	Ministério dos Transportes e Telecomunicações Ministério da Energia
Incorporação explícita de veículos e seus componentes na Lei de Reciclagem	Avaliação da Lei 20.920, de junho de 2016, no sentido de garantir que os diferentes componentes associados aos veículos elétricos, em particular suas baterias, sejam tratados de maneira que seus impactos ao meio ambiente sejam os menores possíveis.	Ministério do Meio Ambiente Ministério da Energia Importadores de veículos Representantes da indústria de reciclagem

Fonte: Ministério de Energia (2016).

Armazenamento Distribuído

Acerca de regulamentos específicos para sistemas de armazenamento de energia distribuído, o Ministério de Energia promulgou a Lei nº 20.936, em julho de 2016, que define os serviços relacionados aos sistemas de armazenamento. Segundo a lei, são caracterizados como *“sistemas compostos por equipamento tecnológico capaz de retirar energia do sistema elétrico, transformando-o em outro tipo de energia (química, potencial, térmica, entre outros) e armazenando-o com o objetivo de, por transformação inversa, injetá-lo novamente no sistema elétrico, contribuindo para a segurança, suficiência ou eficiência econômica do sistema, conforme*

determinado por regulamento.”. E complementa “Para esses fins, as retiradas efetuadas no processo de armazenamento não estarão sujeitas às cobranças associadas aos clientes finais.” (Congreso Nacional de Chile, 2016).

Segundo CNE (2019a) os sistemas de armazenamento de energia podem prestar serviços ancilares (*Servicios Complementarios-SSCC*) a partir de janeiro de 2020. CNE (2019b) acrescenta que os sistemas de armazenamento podem realizar serviços de *blackstart*, ilhamento e desconexão. A Tabela 39 descreve os serviços ancilares que podem ser prestados por armazenamento distribuído no Chile e a sua remuneração.

Tabela 39 - Serviços Ancilares Prestados por Sistemas de Armazenamento no Chile e sua Remuneração

Serviço	Descrição	Remuneração
<i>Blackstart</i>	Corresponde à capacidade de uma unidade geradora ou sistema de armazenamento que, estando fora de serviço, pode iniciar o processo de acionamento das suas instalações, energizar linhas, assumir a carga e sincronizar com o sistema, sem ter um suprimento de eletricidade.	Os componentes que serão considerados para fins da remuneração do serviço serão os componentes de investimento, operação e / ou manutenção, pelo valor oferecido e atribuídos no leilão ou na proposta, conforme definido pelo CEN.
Ilhamento	Capacidade de uma unidade geradora ou sistema de armazenamento de continuar operando isoladamente, alimentando apenas seus serviços auxiliares, após sua desconexão causada por blecaute total ou parcial.	
Desconexão ou Redução de Geração	Desconexão ou redução automática de geração ou injeção de energia com o objetivo de preservar a segurança e a qualidade do serviço contra condições anormais do sistema elétrico que colocam sua estabilidade em risco.	

Fonte: CNE (2019b).

2.6.3 Modelos de Negócios

Em termos de modelos de negócios para os diversos tipos de recursos energéticos distribuídos aplicados no Chile, destaca-se a atuação da empresa Sunplicity no ramo de projetos para geração distribuída, uma *start-up* nacional originária de uma relação entre as empresas *Tritec Energy* e *Engie*. Em síntese, o negócio baseia-se no financiamento da instalação de painéis solares para geração de energia solar-fotovoltaica em residências. A empresa também oferece o serviço de

monitoramento da GD, envolvendo a geração de relatórios de produção de energia e de níveis de eficiência do sistema fotovoltaico monitorado.

Como forma de remuneração, a Sunplicity oferece ao cliente um contrato de *Leasing Purchase Agreement*, podendo vigorar por até 20 anos. Ou seja, o prosumidor se compromete a realizar pagamentos mensais pelo uso da eletricidade gerada pela instalação de GD, que é de propriedade do desenvolvedor, neste caso, a Sunplicity (Basterra, et al., 2020).

Outro modelo de negócio, inspirado nas experiências espanhola da Ecooo⁸⁵ e norte-americana da Solar Mosaic⁸⁶, é o oferecido pela empresa Camino Solar, uma iniciativa chilena para promoção da participação de grupos de cidadãos no financiamento de projetos de geração distribuída. A empresa trabalha com desenvolvimento de projetos de usinas fotovoltaicas com capacidade instalada de no máximo 100 kW, que geram eletricidade para o autoconsumo de uma propriedade e a injeção de excedentes na rede elétrica da distribuidora local.

Nesse esquema, o projeto é financiado coletivamente por meio de um sistema de *Sociedad por Acciones* – SPA. Com o recurso financeiro arrecadado, são financiados os equipamentos e a instalação do sistema, além de cobertas as despesas de administração e manutenção, incluindo seguros, reposição de equipamentos, entre outros. A energia gerada, por sua vez, é consumida apenas por um único usuário – o arrendatário da propriedade – que pagará por essa energia mensalmente sob um contrato de PPA, por um período de 10 anos. O grupo financiador do projeto receberá uma parcela dos créditos gerados pela venda do excedente de energia pelo projeto financiado, sendo assim beneficiados durante o tempo de vigência do contrato PPA (Camino Solar, 2016).

Um modelo de negócio relacionado à geração distribuída e a sistemas de armazenamento de energia é desenvolvido pela Punto Solar, uma empresa chilena

⁸⁵ <https://ecooo.es/en/>

⁸⁶ Relatada no Subproduto 1.1.

de fomento às energias renováveis. A companhia oferece soluções que abarcam desenvolvimento de projetos para a instalação de sistemas solares fotovoltaicos em residências, prédios comerciais, indústrias e fazendas e um *portfólio* de produtos e de serviços *on-grid* (conectados à rede da distribuidora) e *off-grid* (desconectados da rede de distribuição) que contam com baterias, reguladores de carga e inversores de potência. A receita da Punto Solar é obtida através da venda propriamente dita de suas soluções, em que o cliente será o portador final do sistema instalado em sua propriedade.

Por fim, em termos de negócios relacionados à recarga de veículos elétricos, destaca-se a atuação das empresas Engie Factory e da Enel X. Desde 2018, ambas oferecem serviços de instalação de infraestrutura de recarga em casas e prédios residenciais a partir de um circuito independente de suprimento. Os pontos de recarga instalados em locais coletivos, como garagens de edifícios, não oferecem custos ao usuário que o utilizará, sendo de responsabilidade dos municípios o custeio dessas recargas. Já os instalados em residências são conectados ao medidor da distribuidora local, sendo a energia consumida na recarga faturada juntamente com a parcela destinada ao consumo residencial (País Circular, 2019).

2.6.4 Regulação Econômica

O regime regulatório aplicado no Chile para as distribuidoras de energia elétrica é o *Price-Cap* com ciclos tarifários de quatro anos. A remuneração da atividade de distribuição é determinada pelo Valor Adicionado à Distribuição (*Valor Agregado de Distribución – VAD*) (Mercados Consultores, 2014).

Em sua concepção, o VAD considera: (i) custos fixos por usuário (despesas de administração, cobrança e serviços); (ii) perdas médias de energia na distribuição; e (iii) custos de investimento, manutenção e operação da rede de distribuição, por unidade de energia fornecida. Cabe destacar que os custos anuais de investimento são calculados considerando: (i) o Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações;

(ii) a vida útil dessas instalações; e (iii) uma taxa de remuneração de 10%⁸⁷ ao ano em termos reais antes de impostos.

Dada a diversidade de tamanho e de densidade de consumo das distribuidoras chilenas, determinou-se que o cálculo do VAD seja realizado por Áreas Típicas de Distribuição (ATD) (CNE, 2020a). As ATD são definidas pelo Regulador, considerando as seguintes etapas:

- Obtenção dos custos reais da distribuidora (investimento, operação e manutenção, administração e perdas de energia), considerando, inclusive, os custos de venda de energia, dado que são elementos que compõem o VAD;
- Aplicação de modelos econométricos que, a partir dos custos reais das empresas de distribuição, permitem obter os custos teóricos para calcular os VADs teóricos;
- Determinação do VAD teórico e da densidade de clientes por quilômetro de rede de cada empresa de distribuição;
- Normalização tanto dos VADs teóricos quanto da densidade de cliente por quilômetro de rede;
- Segmentação de empresas de distribuição em áreas típicas a partir de um critério de similaridade dos VADs resultantes, considerando a densidade de clientes por quilômetro de rede como unidade de análise, através de uma técnica de *clusterização (k-means)*.

Definidas as ATD, é procedido o cálculo do VAD levando em consideração o método de empresa de referência. Para tanto, a área de atuação de uma distribuidora específica é escolhida como referência de cada ATD⁸⁸ e são estabelecidos os parâmetros para uma empresa virtual (empresa modelo) que

⁸⁷ Ressalta-se que a regulamentação chilena não contempla a possibilidade de modificações desse valor, sendo essa taxa fixa desde 1982.

⁸⁸ A empresa escolhida é aquela com maior representatividade entre as do grupo. O critério para a maior representatividade é o de maior mercado e melhores indicadores de qualidade do serviço.

produz a quantidade demandada ao menor custo tecnicamente possível, simulando, assim, a entrada de um novo agente no mercado, com tecnologia e gestão modernas. A empresa modelo é construída do zero, sendo necessário determinar os ativos que satisfaçam a demanda projetada para o horizonte de 15 anos (CNE, 2020b). Os ativos são selecionados com base nas alternativas tecnológicas disponíveis no mercado, de forma a resultar na opção mais eficiente do ponto de vista técnico e econômico.

O cálculo da Base de Remuneração Regulatória é efetuado pelo Valor Novo de Reposição (*Valor Nuevo de Reemplazo* - VNR) considerando três etapas: (i) estudo de demanda; (ii) preços de referência; e (iii) otimização da rede.

Estudo de demanda

Os ativos da empresa modelo devem ser dimensionados de forma a atender a demanda em um horizonte de 15 anos. Devido a isto, deve ser feito um estudo para projetar qual será a demanda dentro deste horizonte de planejamento. O Regulador é o responsável pela realização dessa projeção, sendo detalhada por mês e por ponto de suprimento da empresa.

Neste momento, os ativos referentes às instalações de geração distribuída poderão ser considerados na análise, caso impactem no desenho da empresa modelo. Cabe ressaltar que a expectativa de crescimento da capacidade instalada de centrais GD é incluída no estudo de projeção de demanda para o horizonte de 15 anos realizado pelo Regulador. Desta forma, a participação desses recursos continuará sendo mapeada (CNE, 2020b).

Preços de referência

Nesta etapa, os custos unitários de todos os itens correspondentes a equipamentos e materiais, instalações móveis e imóveis, operação e manutenção e atendimento ao cliente devem ser definidos. Para tanto, são utilizadas as unidades construtivas ótimas associadas a empresa modelo em processo de dimensionamento.

Os preços de referência são obtidos para cada ATD, por meio da comparação dos preços praticados pelas distribuidoras. Em uma primeira etapa, são validados os

preços empregados na comparação entre as empresas de cada área típica. Em seguida, são eliminados os preços que apresentem desvios ou erros de informação. Por fim, o preço de referência considerado será aquele que apresenta o menor valor praticado por uma empresa de cada ATD estudada (CNE, 2020b).

Adicionalmente, também são determinados os custos unitários dos bens móveis e imóveis que se referem basicamente aos terrenos, edifícios e veículos que são considerados no dimensionamento da empresa modelo.

Otimização da rede

O processo de otimização da rede é realizado de forma iterativa por meio de modelos que relacionam a qualidade do serviço (duração e frequência de interrupção), investimentos e custos de operação e manutenção. O modelo otimiza simultaneamente as redes de média e de baixa tensão (MT e BT), utilizando *software* específico (*PeCo-Graph*) e informação das coordenadas GPS dos consumidores e dos pontos de suprimento, de forma a determinar:

- A localização das subestações AT/MT;
- O desenho e traçado das redes de MT;
- O desenho e traçado das redes de BT.

A rede é dimensionada com vistas a minimizar os custos de: (i) investimento; (ii) manutenção; (iii) perdas; e (iv) energia não fornecida; respeitando as restrições de capacidades máximas e quedas de tensão, segundo a demanda atual e a sua estimativa de crescimento (Mercados Consultores, 2014).

Ao multiplicar as instalações físicas obtidas, produto do dimensionamento ótimo, pelos custos determinados para as diferentes unidades construtivas obtém-se o valor dos ativos considerados na BRR (CNE, 2006).

Estrutura Tarifária

No que tange à estrutura tarifária aplicada aos consumidores do Chile, pode-se observar que são dispostas tarifas diferenciadas para usuários classificados, basicamente, como “residencial” e “não residencial”. Em síntese, os usuários são

faturados a partir de um componente fixo por mês, acrescido de uma componente de energia (volumétrica) e uma de demanda, sendo esta fatura segundo postos horários (*Time of Use* – TOU). Adicionalmente, para clientes residenciais, é cobrada uma componente adicional durante o inverno. A Tabela 40 ilustra resumidamente a estrutura tarifária do Chile.

Tabela 40 – Estrutura Tarifária Aplicada aos Consumidores do Chile

Categoria	Nível de Tensão	Componente Tarifário		
		Fixo	Variável	Adicional
Residencial	BT	\$/mês	Volumétrica (\$/kWh) + Demanda TOU (\$/kW)	Adicional de Inverno (Classe BT1)
Residencial	AT	\$/mês	Volumétrica (\$/kWh) + Demanda TOU (\$/kW)	Adicional de Inverno (Classe AT1)
Não Residencial	BT	\$/mês + Demanda Contratada (\$/kW/mês) (Classe BT2 e BT5)	Volumétrica (\$/kWh) + Demanda TOU (\$/kW)	-
Não Residencial	AT	\$/mês	Volumétrica (\$/kWh) + Demanda TOU (\$/kW)	-

Fonte: Elaboração própria a partir de informações de *Ministerio de Energía del Chile* (2017).

Em relação às tarifas horárias, a regulação chilena aponta para sinais diferenciados durante os períodos de inverno e de verão. Para clientes localizados em áreas de atendimento do SINC, a tarifa TOU é aplicada no período entre 18h e 23h – enquanto a programação oficial de inverno estiver em vigor – e entre 19h e 12h – quando da programação oficial de verão. Já para os consumidores atendidos pelo SIC, o horário de ponta é entre 18h e 2h entre os meses de abril a setembro, exceto aos domingos e feriados.

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Conforme detalhado na seção de Regulamentações e Políticas para Integração dos RED, existem dois tipos de sistema de GD que obtém remuneração de forma distinta pela energia injetada na rede. Para os demais sistemas, com capacidade de até 9 MW e conectados à rede de média tensão, denominados de PMGD, o proprietário pode optar por vender suas injeções de energia a um custo marginal horário no mercado *spot* ou a um preço "estabilizado", equivalente ao preço nodal no mercado de curto prazo, calculado semestralmente pela CNE.

Já para os sistemas com capacidade instalada menor ou igual a 100 kW e conectadas à rede de distribuição na junção de um cliente regulado é aplicado o *Net Billing*. O mecanismo estabelece que as injeções de energia na rede pela GD devem ser descontadas do faturamento do cliente correspondente ao mês em que foram realizadas. No Chile, os excedentes da geração injetados na rede são pagos pelo distribuidor a uma tarifa inferior à tarifa de consumo regulada, sendo que um cliente residencial com GD, por exemplo, recebe cerca de 50% da tarifa de consumo pela energia excedente. Para receber os créditos por estes excedentes, o cliente deve ter um medidor bidirecional, que registre o consumo de eletricidade e os excedentes de energia injetados separadamente.

As características gerais de um esquema de Net Billing e as comparações com o mecanismo Net Metering são apresentadas no Quadro 4.

Quadro 4 – Comparação entre os Mecanismos *Net Metering* e *Net Billing*

Mecanismo	<i>Net Metering</i>	<i>Net Billing</i>
Características Gerais	- O <i>prosumidor</i> recebe um crédito em kWh pela energia injetada na rede; - O medidor relata apenas o consumo líquido no final do ciclo de faturamento; - É possível acumular créditos em kWh por algum período de tempo, geralmente um ano; - Saldo líquido a nível físico (kWh).	- Pagamento pela energia injetada na rede é feito diretamente na fatura: créditos não são concedidos em termos de kWh; - Requer um medidor que registre os fluxos de energia separadamente: as quantidades de energia consumida e injetada na rede são medidas em tempo real e faturadas/creditadas separadamente no mês da faturação; - Saldo líquido a nível econômico.

Valor para o prosumidor	- Geralmente aplica-se a tarifa de varejo tanto para a energia consumida quanto para a energia injetada na rede	- <i>Prosumidor</i> paga a taxa de varejo pela energia consumida da rede; - Valor de venda pela exportação líquida de energia da GD geralmente baseado nos preços de atacado da energia e menor que a tarifa paga pela energia consumida.
Vantagens	- Mecanismo simples para entendimento e implementação por parte dos prosumidores e distribuidoras; - Não requer mudanças regulatórias significativas, uma vez que pode ser facilmente atrelado às tarifas de varejo; - Não exige medidores separados.	- O mecanismo incentiva o autoconsumo ao determinar que a tarifa paga ao prosumidor seja inferior à tarifa de consumo; - Compensação baseada no valor real de mercado dos kWh injetados na rede; - Tarifa de exportação pode ser configurada com base no valor/custo gerado pela GD à rede.
Desafios	- Quando aplicado desassociado de tarifas com sinais temporais, não reflete o custo da rede no momento da injeção de energia; - Considerado um instrumento impreciso para compensar o excesso de geração, caso não seja aplicado em conjunto com a cobrança de custos pela energia injetada.	- Risco à receita das distribuidoras caso a tarifa de exportação paga aos prosumidores for superior ao valor da GD; - Preço recebido pela energia injetada na rede é, em geral, menor ao preço pago por kWh consumido da rede; - A compensação não pode ser transferida para outros períodos de faturamento: é instantânea.

Fonte: Elaboração própria com base em Zinaman et al. (2017).

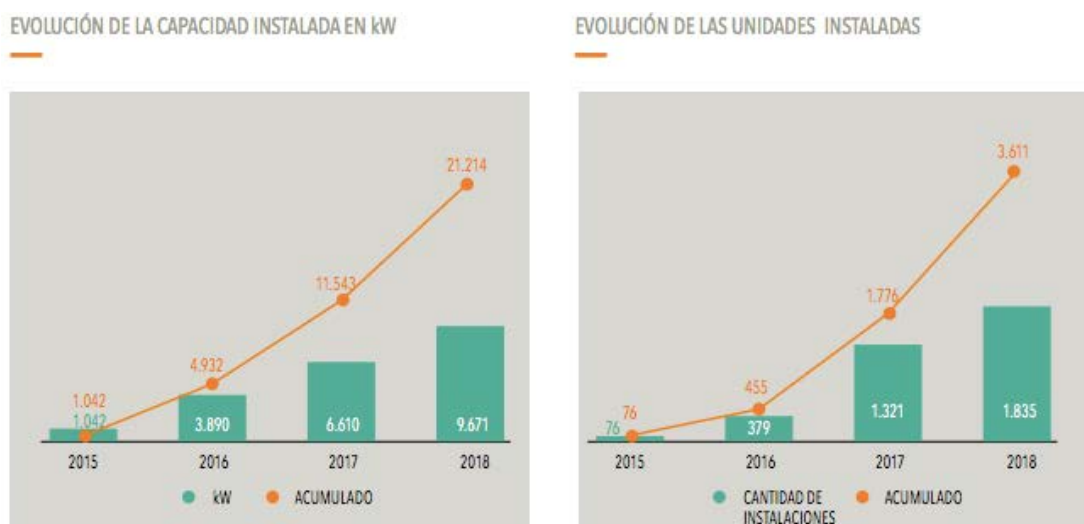
No Chile ainda não há uma regulamentação específica para tarifação para recarga de veículos elétricos e armazenamento distribuído de energia. Atualmente, a recarga de VE em pontos de abastecimento domiciliares está sujeita à aplicação de tarifas convencionais da distribuidora local. Já em postos públicos de atendimento, o reabastecimento é efetuado sem custos ao usuário final. Para usufruir deste benefício, os consumidores devem efetuar um registro virtual e obter um cartão de credenciamento (Ministerio de Energía, 2019).

2.6.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

De acordo com ISCI (2020), atualmente, o nível de integração de recursos energéticos distribuídos no Chile ainda é baixo. Contudo, a adoção dos RED, em especial da Geração Distribuída, está crescendo rapidamente nos últimos anos, o que poderia demandar alterações funcionais na operação da rede de distribuição.

O recente avanço na difusão das energias renováveis não convencionais (ERNC) foi resultado de um mercado liberalizado de energia no país e do apoio político às energias renováveis. Acciona (2019) destaca o papel das licitações, que melhoraram a competitividade de fontes de energia intermitentes como eólica e solar, e do *Net-billing* na promoção de tais energias no Chile.

A Lei 20.571/2014, que determinou o esquema *Net-Billing*, teve papel fundamental na difusão da geração distribuída de pequena escala no país. Até 2018, 3.611 projetos de geração solar fotovoltaica estavam em operação no país, totalizando 21,2 MW de capacidade instalada. Segundo dados da CNE (2019), apresentados na Figura 54, a capacidade acumulada da geração distribuída quadruplicou de 2015 para 2016, mais do que dobrou de 2016 para 2017 e cresceu 1,83 vezes entre 2017 e 2018.



Fonte: CNE (2019).

Figura 54 – Evolução da Capacidade Instalada e Unidades Instaladas de Geração Distribuída no Chile

Apesar do crescimento na Geração Distribuída de pequena escala sob o esquema de *Net-Billing*, o resultado da adoção do PMGD em termos de capacidade instalada foi mais significativo. Desde que foi introduzido, em 2014, o programa havia incentivado a instalação de cerca de 746 MW de capacidade de energia limpa até o final de 2018, o que representou 13% de toda a capacidade de energias

renováveis adicionadas durante o período (Acciona, 2019). Os resultados do PMGD, segundo Acciona (2019), indicam que o programa é uma opção viável e alternativa para os investidores, devido ao seu esquema de preços estabilizados ser um incentivo em um ambiente de volatilidade dos preços no mercado *spot* e da alta concorrência nos projetos de licitações⁸⁹.

No entanto, Acciona (2019) ressalta que o governo chileno discute aprimoramentos no mecanismo de remuneração atualmente adotado para o PMGD. Para tanto, avalia-se a aplicação de uma abordagem com preços variantes durante determinados períodos do dia.

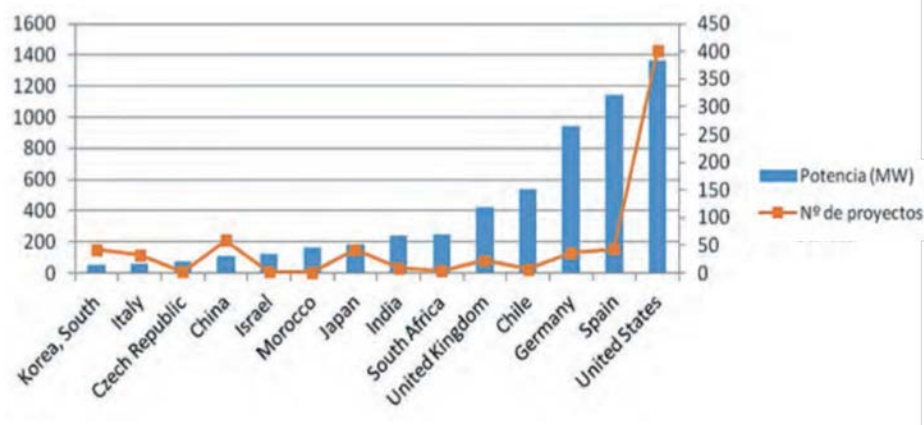
Embora a capacidade e projetos de geração distribuída tenham avançado no Chile, a *Comisión Nacional de Energía* (CNE) entende que ainda há muitas barreiras que não permitem capturar as oportunidades e as eficiências geradas por novas tecnologias para os consumidores e a sociedade. No cenário nacional, ainda não há suporte para o desenvolvimento de novos negócios. Adicionalmente, a falta de financiamento é uma barreira para a maior difusão da GD de pequena escala no país.

Cabe destacar ainda que não há reconhecimento dos possíveis serviços prestados pelas centrais de geração distribuída como, por exemplo, a regulação de tensão e de frequência, segundo o atual regulamento. Procedimentos de permissão, padrões técnicos, regras de conexão à rede são, portanto, outras barreiras à ampla adoção de GD e, especialmente, do armazenamento.

Apesar da baixa difusão de armazenamento de energia, o Chile encontra-se entre os países com os maiores patamares de potência instalada em tais sistemas. O país possui 560 MW de capacidade instalada em armazenamento, estando a frente de países como o Reino Unido e Japão, por exemplo. A Figura 55 apresenta o

⁸⁹ O Ministério da Energia está revisando os regulamentos da política PMGD. O Órgão propõe uma mudança na metodologia na qual o preço pago para os *prosumidores* seria definido de acordo com sinais horários, ou seja, diferentes intervalos de tempo durante o dia teriam diferentes preços.

ranking de países com os maiores patamares de potência instalada em sistemas de armazenamento.



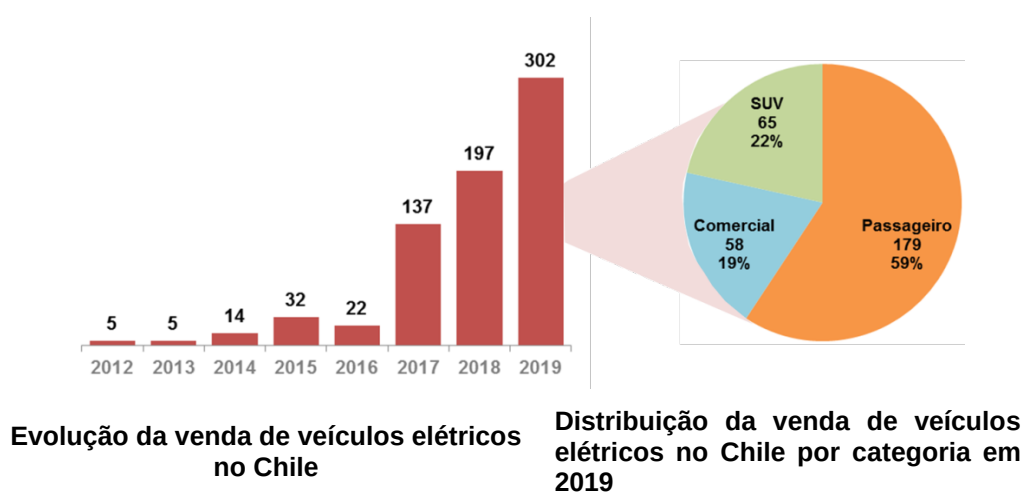
Fonte: Real Academia de Engenharia (2017).

Figura 55 – Ranking de países com Maiores Potências Instaladas em Sistemas de Armazenagem – 2017 (não Considerando o Bombeamento Hidrelétrico)

Acciona (2019) acrescenta que a utilização de dispositivos de armazenamento de energia no Chile sofre com a falta de incentivos, sendo necessário o desenvolvimento de um arcabouço regulatório mais abrangente para o armazenamento. Além disso, Acciona (2019) menciona a necessidade de avaliar a utilização de sistemas de armazenamento de energia em leilões de energia e/ou de transmissão, e também de comparar o desempenho do armazenamento com outros tipos de tecnologias e soluções, para facilitar sua maior integração ao sistema.

Em adição aos aspectos supracitados, Acciona (2019) afirma que a ausência de um mercado de serviços ancilares tem atrasado o emprego de sistemas de armazenamento de energia elétrica. Este fato, entretanto, será modificado a partir deste ano, uma vez que os sistemas de armazenamento de energia estão autorizados a prestar serviços ancilares desde janeiro, quando se iniciou o mercado de serviços ancilares no país.

Em termos da difusão dos veículos elétricos (VE), no Chile existem, atualmente, mais de 300 VE em circulação, sendo a maioria da categoria “Passageiros”⁹⁰. Segundo informações da *Asociación Nacional Automotriz de Chile* (ANAC, 2019), a partir de 2017, o mercado de veículos elétricos cresceu substancialmente, e há previsão de crescimento contínuo para os próximos anos. A Figura 56 ilustra tanto a evolução das vendas de veículos elétricos no país entre 2012 e 2019 (gráfico à esquerda), quanto a segregação dos tipos de veículos por categoria em 2019 (gráfico a direita).



Fonte: Elaboração própria com base em informações da ANAC (2019).

Figura 56 - Composição e Evolução do Parque de Veículos por Categoria entre 2012 e 2019

Para reabastecimento dos veículos elétricos, o Chile apresenta 149 pontos de conexão para recarga, sendo 122 postos de recarga lenta e 27 postos de recarga rápida, com um total de 3,49 MW de capacidade instalada no país. Deste total, 71 pontos de reabastecimento encontram-se na região Metropolitana, com uma soma de 7,1 MW instalados, seguido pela região de Valparaíso, com 608 kW instalados (Electricidad, 2019).

Diante de seu potencial para geração de energia por fontes renováveis e consequente difusão de RED, o Ministério da Energia e a CNE avaliam alterações

⁹⁰ Veículos leves, com peso bruto total igual ou inferior a 3.500 kg.

nos modelos regulatórios, devido ao aumento da incerteza e de mudanças abruptas nos sistemas de distribuição ocasionados pela introdução crescente de novas tecnologias nas redes. Nesse contexto, a interação entre os novos agentes requer adaptações na regulação. Para tanto, um estudo foi elaborado pelo *Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería* (ISCI) do Ministério da Energia e as propostas finais foram divulgadas em janeiro de 2020⁹¹.

Os principais gargalos na atual regulação chilena apontados pelo ISCI (2020), que impactam a difusão dos RED, referem-se (i) à atuação de comercializadores ou agregadores nos mercados de energia; (ii) à estrutura tarifária e (iii) ao modelo regulatório adotado.

Em relação aos comercializadores, o regulamento no Chile não contempla o papel da comercialização e tampouco a participação de novos agentes associados ao gerenciamento dos RED e de serviços de energia, o que dificulta a integração das novas tecnologias e, conseqüentemente, a melhoria na qualidade do serviço aos usuários. A regulamentação atual designa a comercialização de eletricidade para clientes regulados às distribuidoras.

Quanto às tarifas, o Ministério da Energia reconhece a ausência de diferentes formas de uso da rede, como a injeção de energia ao sistema, na estrutura tarifária. A falta de cobrança de tarifas dos *prosumidores* independente do montante injetado ou consumido da rede pode gerar subsídios cruzados entre os demais usuários, que financiariam, por exemplo, os custos fixos com transporte e distribuição gerados pelos *prosumidores* ao injetarem energia na rede.

Por outro lado, a aplicação de tarifas dinâmicas no país pode incentivar usuários residenciais e comerciais a investirem em tecnologias, como o armazenamento

⁹¹ As propostas de regulação do relatório não representam, necessariamente, a posição do Ministério da Energia. O relatório final do estudo, que teve participação da CNE, está disponível em: < https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_definitivo.pdf >.

distribuído (Acciona, 2019). Não obstante, a aplicação de tarifas dinâmicas e multipartes também auxiliam na promoção da eficiência.

Para o modelo regulatório, algumas das falhas identificadas por ISCI (2020) dizem respeito à adoção do *price-cap* e ao modo de utilização do modelo de Rede de Referência (RNM). O mecanismo de regulação no Chile é caracterizado por uma regulação *ex-ante* de preços com base no *price-cap*, sob um modelo que não considera o legado ou os ativos reais das distribuidoras. Ao desconsiderar fatores de ajustes anuais, o modelo de remuneração chileno pode conduzir a um distanciamento exacerbado entre a projeção dos custos e as modificações de carga e consumo da rede, as quais são influenciadas pela adoção dos RED.

A aplicação do *price-cap* implica a dependência das receitas das distribuidoras ao consumo de eletricidade dos usuários em suas áreas de atuação, a qual é intensificada pelo uso de tarifas volumétricas. Como resultado, há um desincentivo para as distribuidoras promoverem iniciativas de autoconsumo ou eficiência energética. Diante da tendência de níveis de penetração cada vez maiores de GD na rede, com possível redução da demanda líquida, as distribuidoras devem ter seu VAD reduzido em períodos regulatórios consecutivos, mesmo tendo realizado investimentos eficientes para adaptar suas redes à entrada dos RED.

A forma *greenfield* de utilização do Modelo de Rede de Referência no Chile também pode impactar negativamente a difusão dos recursos renováveis distribuídos no país. Em razão da empresa modelo ser avaliada a partir de uma rede ideal (“*desde cero*”), sem relação com a base real de ativos da empresa, o contexto de difusão de RED tende a exacerbar os riscos com obsolescência⁹² de ativos de rede pela distribuidora. Ou seja, há um risco de que os ativos de rede nos quais a distribuidora investe não sejam totalmente remunerados, porque a empresa modelo obtida a

⁹² O risco de obsolescência está associado à vida útil longa, alto custo e/ou forte dependência de parâmetros incertos de ativos ou projetos de rede, os quais não são considerados pela empresa modelo, uma vez que o RNM em cada período tarifário começa “*desde cero*”.

cada período tarifário pode os substituir por soluções mais eficientes antes da finalização total da depreciação.

Como resultado, o atual esquema da empresa modelo aplicado no Chile pode desestimular o investimento em obras estratégicas de larga escala, devido ao risco de não serem adequadamente remuneradas em processos tarifários durante toda sua vida útil (ISCI, 2020). O maior risco para investimentos pelas empresas de distribuição gerado pelo modelo chileno tem impacto negativo na difusão dos RED, cuja integração às redes de distribuição demandam investimentos por parte das distribuidoras para suportar fluxos bidirecionais.

Entretanto, ISCI (2020) reconhece que o modelo deve estimular serviços eficientes das redes, dado a fixação *ex-ante* das tarifas e a dissociação do cálculo da remuneração com os ativos reais da empresa. Ao considerar a projeção do crescimento das instalações de GD no planejamento de investimentos e incorporar seus impactos na rede, o modelo regulatório chileno pode amenizar o efeito do desincentivo em investimentos de larga escala. Além disso, o modelo regulatório aplicado reduz os requisitos de informações para o regulador e gera incentivos diretos para a operação eficiente da empresa.

Diante do exposto, o Ministério da Energia decidiu pela continuação da regulação com base na simulação de uma empresa modelo, embora reconheça a necessidade de mudanças no modelo de forma a gerar incentivos explícitos para a difusão dos RED e investimento na rede para incorporá-los. Assim, ISCI (2020) propõe alterações relacionadas:

- Ao nível de tensão da rede de distribuição, a partir da definição do segmento de distribuição como o conjunto de instalações com tensão nominal inferior a 66 kV, devido à expectativa de aumento da geração e capacidade de exportação da geração distribuída;
- Aos comercializadores nos novos modelos de negócio de RED, com a separação dos papéis da distribuição (propriedade, manutenção e operação das redes) e da comercialização de energia. As atividades de gerenciamento

de serviços de energia, agregação de RED e comercialização para clientes livres podem ser realizadas a partir de licenças, de forma a favorecer a competitividade no mercado;

- À aplicação de tarifas de conexão dos *prosumidores*, por meio de uma tarifa diferenciada entre os usuários e entre as áreas da rede de distribuição. Para usuários que injetam energia na rede, a tarifa deve ter um componente de potência (\$/kW) injetada na rede e um componente fixo (\$/mês), para cobrança pelo uso do sistema e devem ser baixas;
- Ao modelo RNM, com o uso de ativos reais baseados em um plano de negócios revisado pelo regulador na execução da empresa modelo. A partir dessa alteração, reduz-se o risco de obsolescência tecnológica das redes das distribuidoras;
- Ao regime *price-cap*, que seria substituído pelo *revenue-cap*. Ao dissociar a receita das distribuidoras de suas vendas de energia, o esquema de limite de receitas elimina o desincentivo à participação de seus usuários em programas de resposta da demanda ou autoconsumo. Com base na determinação do VAD, a receita de cada distribuidora seria estabelecida anualmente e as tarifas de rede seriam revisadas anualmente para obtenção da receita permitida.

A proposta de mudança para um modelo regulatório pautado no *revenue-cap*, em detrimento do *price-cap*, não implica em substituição do RNM. O efeito da mudança ocorre na maneira como os resultados do VAD seriam considerados no cálculo das tarifas da distribuição. A avaliação através da empresa modelo resultaria em uma receita anual máxima permitida para cada distribuidora (ISCI, 2020).

Em particular, a adoção do *revenue-cap* no Chile deve favorecer as distribuidoras, por não as tornar tão dependentes da venda de energia em um contexto de crescimento mais lento da demanda em relação ao previsto. Tal crescimento mais baixo, em conjunto com o aumento da capacidade da geração de energia limpa no país, já tem impactado a rede ao gerar cortes na geração de alguns projetos de energia limpa. Segundo Acciona (2019), até 2018, o aumento nos cortes

acompanhava o aumento da capacidade de geração eólica e solar. No entanto, a interconexão dos sistemas de transmissão SIC e SING em 2017 possibilitou uma redução nos cortes em 2018, mesmo com a geração limpa aumentando de 2017 para 2018.

Com a expectativa de aumento de veículos elétricos, microrredes, GD e armazenamento de energia, os investimentos de melhoria nas redes elétricas tornam-se cada vez mais necessários nos próximos anos. Nesse ambiente de difusão crescente dos RED, o modelo regulatório deve se moldar à heterogeneidade das redes de distribuição, conforme avaliado atualmente pelo regulador do país, em direção a um esquema que leva em consideração os ativos reais e a determinação de uma receita permitida máxima.

2.7 ESPANHA

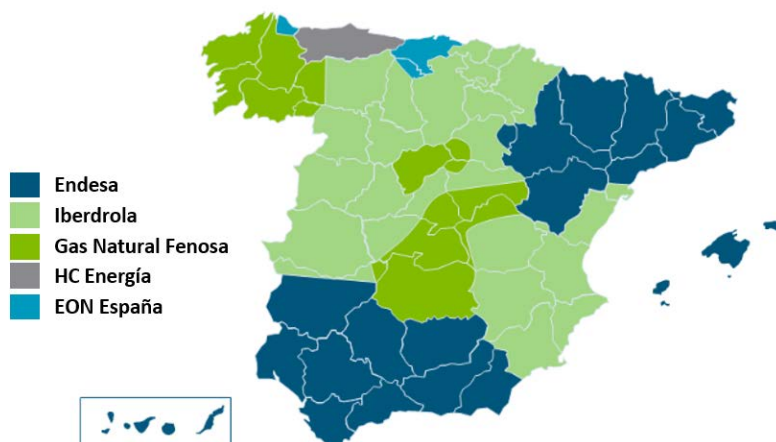
O setor elétrico espanhol funcionou durante muito tempo como um grande oligopólio em que o preço da energia elétrica dependia de poucas empresas, sendo elas responsáveis pelas 4 etapas do serviço de energia elétrica: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Aura Energia, 2020).

A Lei nº 54/1997 marcou o início do processo de liberalização do setor elétrico espanhol, com a abertura das redes ao acesso de terceiros para comercialização de energia elétrica, o estabelecimento de um mercado de negociação e a redução da intervenção pública na gestão do sistema. Neste período as empresas do setor elétrico também foram desverticalizadas, segregando as atividades de transmissão, distribuição, geração e comercialização. O processo de liberalização ocorreu de forma gradual, a partir de janeiro de 1998, levando em conta inicialmente apenas os clientes com elevado consumo anual de energia (15 GWh) e se encerrou em janeiro de 2007, quando todos os usuários, incluindo os residenciais, passaram a poder adquirir energia livremente.

A comercialização e geração de energia elétrica são atividades desreguladas e funcionam em um sistema de livre mercado, enquanto as atividades de transmissão e distribuição funcionam como monopólios naturais regulados. O gerenciamento e operação da rede de transmissão estão sob responsabilidade da Rede Elétrica da Espanha (*Red Eléctrica de España*), enquanto a distribuição é formada por empreendimentos ou cooperativas que distribuem eletricidade em tensão de até 220 kV aos clientes finais.

De acordo com Oliveira et al. (2018), o Ministério da Transição Ecológica (*Ministerio para la Transición Ecológica*) é responsável por adotar as medidas necessárias para garantir o fornecimento de eletricidade e a sustentabilidade econômico-financeira do sistema elétrico, além do estabelecimento do Plano Nacional de Energia. Por sua vez, a Comissão Nacional de Mercados e Competição (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* – CNMC) é o agente regulador, que promove o funcionamento adequado de todos os segmentos do setor, observando os interesses dos consumidores e das empresas. A CNMC também é responsável por regular as atividades relacionadas aos processos de conexão e acesso de RED ao sistema elétrico da Espanha. Além disso, o país também segue leis elaboradas pelo Parlamento Europeu.

Segundo Energia y Sociedad (2020), existem cerca de 5 grandes distribuidoras de energia elétrica na Espanha e mais de 300 distribuidoras com menos de 100.000 usuários. A Figura 57 mostra a localização das áreas de atuação das 5 maiores distribuidoras da Espanha.



Fonte: Energía y Sociedad (2020).

Figura 57 - Localização das Distribuidoras de Energia Elétrica da Espanha

Os usuários atendidos pelo sistema elétrico espanhol podem optar por realizar a aquisição de energia de maneira direta no mercado livre de energia ou através das mais de 300 comercializadoras existentes no país. Além disso, os usuários com demanda inferior a 10 kW podem adquirir energia elétrica por preços regulados com o Comercializador de Referência (Comercializador de Referencia - COR). Esta tarifa de preço regulado é denominada Preço Voluntário ao Pequeno Consumidor (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor - PVPC) e possui valor único em todo território nacional (EDP, 2020).

A operação e monitoramento das transações de compra e venda de energia no Mercado Atacadista Espanhol é realizado por meio do Operador do Mercado Ibérico de Energia (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español). Devido à sua atuação na Península Ibérica, o OMIE é formado por uma parte espanhola e outra portuguesa (OMIE, 2020).

No que tange à utilização de RED, as distribuidoras da Espanha podem ser consideradas como facilitadoras. Como exemplos podem ser citados os casos das empresas Endesa e Iberdrola. A primeira empresa, por exemplo, oferece estudos de carga detalhados para os usuários que estão interessados em produzir sua

própria energia. Dessa forma, é possível desenvolver sistemas que atendam melhor a necessidade do usuário (Endesa, 2016).

A Iberdrola oferece produtos específicos para o carregamento de veículos elétricos, como a venda de dispositivos capazes de controlar e selecionar o horário de recarga dos veículos. Em relação às tarifas, a Iberdrola também oferece planos com preços específicos que incentivam o carregamento em horários de menor pico. Além disso, também são oferecidos aplicativos capazes de agendar vagas em estações de recarga (IBERDROLA, 2020).

2.7.1 Políticas para Integração dos RED

Geração Distribuída

Segundo Merodio (2020), o autoconsumo de energia é uma atividade regulada e permitida na Espanha desde a emissão do Boletim Oficial de Estado (Boletín Oficial del Estado – BOE) nº 1699 de 2011. No entanto, o autor acrescenta que o arcabouço regulatório desenvolvido durante o período compreendido entre os anos de 2011 e 2018 prejudicou o autoconsumo na Espanha em três aspectos distintos.

Como primeiro exemplo, Merodio (2020) afirma que a implementação de sistemas de autoconsumo era prejudicada devido aos altos custos e a grande complexidade burocrática envolvidas durante os processos de regularização das instalações geradoras.

Em segundo lugar, Merodio (2020) menciona que a regulação à época também aplicava restrições ao autoconsumo comunitário. Era estabelecido que o dono do sistema de geração também deveria ser proprietário do ponto de fornecimento. Dessa forma, o autoconsumo não era permitido em residências de uma comunidade, sendo permitido apenas alimentar as áreas comuns de uma comunidade.

Por fim, Merodio (2020) cita a existência de taxas aplicadas aos sistemas de autoconsumo conectados/não conectados ao sistema. Esta taxa, denominada “*peaje de respaldo*”, era aplicado aos proprietários dos sistemas de autoconsumo com potência contratada acima de 10 kW sob a justificativa de recuperar os custos

associados à continuidade de serviço e venda de energia durante períodos em que não há geração devido à ausência de Sol. O “*peaje de respaldo*” incidia sobre a quantidade de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, em que o valor cobrado representava quase a metade do preço do kWh pago pelos consumidores à distribuidora ou varejista.

No que concerne à regulação atualmente aplicada, Gobierno de España (2020) afirma que as formas de autoconsumo aplicáveis ao Setor Elétrico da Espanha foram estabelecidas no artigo 9 da Lei 24/2013 e foram novamente incluídas no artigo 4 do Decreto Real 244/2019.

A primeira modalidade disponível, denominada Autoconsumo sem excedente (*Autoconsumo Sin Excedentes*), contempla apenas as instalações utilizadas unicamente para produzir energia para os usuários, ou seja, não é permitido injetar a energia excedente nas redes elétricas dos sistemas de transmissão ou distribuição. A segunda modalidade disponível, denominada Autoconsumo com Excedente, contempla as instalações de geração que podem, além de fornecer energia para as unidades consumidoras, injetar o excedente energético nos sistemas elétricos de transmissão ou distribuição (Unión Española Fotovoltaica, 2019).

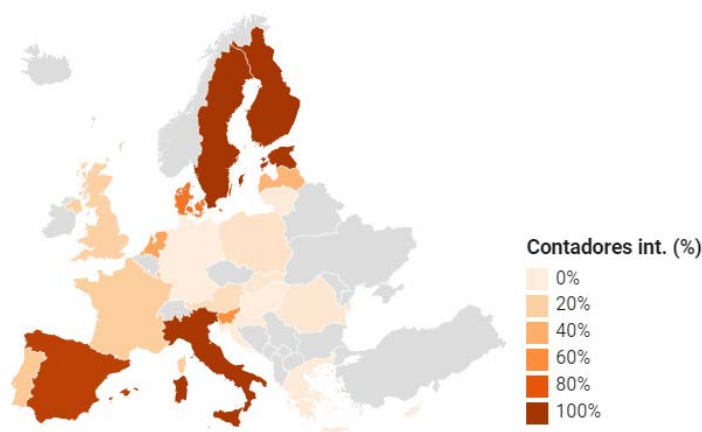
IDAE (2019) afirma que os sistemas com autoconsumo com excedente de energia também podem ser divididos em dois grupos de acordo com o esquema de incentivo aplicado à energia injetada na rede. O primeiro esquema, denominado de *net billing*, está disponível apenas para os sistemas que geram energia por fontes renováveis e possuem demanda inferior a 100 kW. Este modelo está descrito em mais detalhes na seção de Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED.

Os sistemas que não cumprem os requisitos supracitados ou que desejam um esquema de incentivos alternativo podem optar por realizar a venda de energia em mercados de energia elétrica. Neste caso, durante a venda de energia são aplicadas as mesmas taxas e cobranças (ex: impostos) que são usualmente

Na seção seguinte, são especificadas as normas técnicas aplicadas às modalidades disponíveis de autoconsumo, bem como as regras para veículos elétricos e resposta da demanda.

2.7.2 Regulamentações Técnicas para RED

Segundo Vélez (2019), a Espanha é o segundo país com a maior quantidade de medidores inteligentes na Europa, apresentando uma cobertura de 93,1% das cerca de 28 milhões de unidades consumidoras. A mostra a faixa percentual de instalação de medidores inteligentes nas unidades consumidoras em cada país europeu.



Fonte: Vélez (2019).

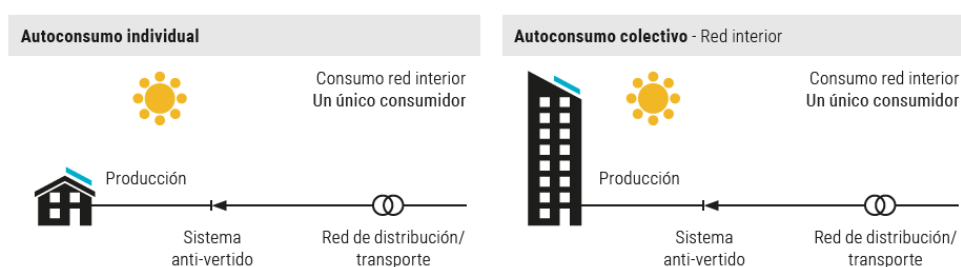
Figura 58 - Panorama Europeu de Medidores Inteligentes

De acordo com Endesa (2020), os medidores inteligentes instalados nas unidades consumidoras espanholas são capazes de realizar a medição de consumo de energia elétrica em intervalos horários e realizar comunicação remota com a distribuidora de energia elétrica. Além disso, esses medidores também podem detectar falhas e interromper o fornecimento caso o usuário ultrapasse a sua demanda contratada.

Geração Distribuída

Segundo Unión Española Fotovoltaica (2019), os sistemas de autoconsumo com capacidade inferior a 100 kW devem seguir a norma ITC-BT-40 descrita no Regulamento Eletrotécnico de Baixa Tensão (*Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión* – REBT). Além disso, para se conectar à rede, estes sistemas necessitam apenas da autorização de uma instituição capaz de avaliar os critérios do REBT. Dessa forma, estes sistemas não necessitam solicitar acesso à distribuidora. Mais detalhes destas normas estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

Unión Española Fotovoltaica (2019) acrescenta que este tipo sistema também deve instalar dispositivos capazes de bloquear a injeção de energia na rede. Além disso, também é permitido a utilização em conjunto com baterias. A Figura 59 mostra o esquema de autoconsumo sem excedente.



Fonte: Unión Española Fotovoltaica (2019).

Figura 59 - Esquema de Autoconsumo sem Excedente

No que tange às normas técnicas aplicadas para a segunda modalidade (Autoconsumo com Excedente), os sistemas de autoconsumo com capacidade

inferior a 100 kW e conectados à rede de baixa tensão devem seguir os procedimentos descritos no REBT. Os sistemas restantes devem seguir o Regulamento sobre condições técnicas e garantias de segurança em Instalações Elétrica de Alta Tensão (*Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad em instalaciones eléctricas de Alta Tensión* - REAT).

De maneira similar aos sistemas de autoconsumo sem excedentes, os sistemas urbanos e com capacidade inferior a 15 kW não necessitam solicitar acesso à rede. Para os sistemas de autoconsumo localizados em áreas rurais, a capacidade é reduzida para 10 kW. Além disso, todos os sistemas podem ser utilizados em conjunto com baterias.

Unión Española Fotovoltaica (2019) afirma que o processo de conexão de sistemas de autoconsumo com capacidade inferior a 10 kW necessita oferecer à distribuidora algumas informações sobre a memória descritiva do projeto e ter uma autorização específica caso o usuário não seja proprietário do imóvel.

Para os sistemas com tamanho entre 10 e 100 kW e que estão conectados à rede de baixa tensão é necessário oferecer informações detalhadas que dizem respeito ao projeto, os equipamentos utilizados e à localização e aos propriedade do sistema/imóvel. Neste caso, a distribuidora encarregada deverá avaliar o projeto conforme as normas e decidir se este deverá ser aceito, negado ou revisto (Unión Española Fotovoltaica, 2019).

Por fim, Unión Española Fotovoltaica (2019) menciona que os sistemas restantes, ou seja, aqueles com capacidade superior a 100 kW e conectados à rede de alta tensão (acima de 1 kV), devem seguir as regras estabelecidas no Real Decreto 1995/2000 e solicitar acesso ao agente responsável por operar os sistemas de transmissão de energia elétrica.

Veículos Elétricos

Segundo OVEMS (2020), a mobilidade elétrica é considerada pelo arcabouço regulatório espanhol desde o ano de 2009. Neste caso é possível citar iniciativas voltadas para a redução de CO₂, ajuda financeira à construção de pontos de

recarga e restrição de vendas de veículos de combustão interna. No que concerne à utilização de veículos elétricos, a regulamentação técnica para instalação de recargas está descrita na norma ITC-BT-52 do REBT.

Conforme observados em outros países, a utilização de V2G ainda está estágio inicial na Espanha. No entanto, é possível citar a existência de estações V2G em algumas regiões do país, como, por exemplo, a estação da Nuvve construída no município de Molins del Rei (Nuvve, 2020).

Resposta da Demanda

Segundo Vitale (2020), ainda não foi desenvolvida uma regulação adequada para implementação de resposta da demanda na Espanha. Dessa forma, o processo de agregação ainda não é legalizado no território espanhol. Neste caso, apenas sistemas tradicionais/convencionais de geração podem participar de processos de balanceamento de energia.

No entanto, Vitale (2020) acrescenta que a União Europeia, por meio do Regulamento nº 943/2019 e da Diretiva nº 944/2019, definiu regras comuns para agregação e resposta de demanda dos mercados de energia elétrica locais para os países membros da União Europeia⁹³. Dessa forma, a CNMC, por meio do Boletim Oficial de Estado (Boletín Oficial del Estado – BOE) 18.423 dezembro de 2019, decidiu permitir a participação dos usuários finais prestassem serviços de resposta da demanda.

O BOE 18423 de 2019 definiu que os usuários finais, sejam eles grandes ou pequenos, podem prestar serviços de resposta da demanda de regulação primária, secundária ou terciária por meio de ação individual ou por meio de um processo de agregação. Apesar da liberação, Vitale (2020) ressalta que agentes responsáveis

⁹³ As principais diretrizes e critérios estabelecidos pelo Regulamento nº 943/2019 e pela Diretiva nº 944/2019 foram estão descritos no Apêndice IV – Diretrizes de RED Aplicadas aos Estados-Membros da União Europeia.

pela operação do sistema ainda têm seis meses para elaborar os termos e condições para a realização desta atividade.

2.7.3 Modelos de Negócios

Em termos de modelos de negócios para os diversos tipos de recursos energéticos distribuídos aplicados na Espanha, destaca-se a performance da empresa Ampere Energy, uma multinacional espanhola, atuante no mercado desde 2015. Em síntese, a empresa atua no cenário ibérico de produção e de comercialização de baterias, desenvolvendo sistemas de armazenamento e de gestão eficiente de energia com foco em consumidores residenciais.

Os sistemas de baterias desenvolvidos pela Ampere Energy permitem que o usuário armazene tanto a energia produzida pelo sistema solar local da residência quanto a energia proveniente da rede elétrica de distribuição. As baterias também possibilitam um autoconsumo contínuo por um período máximo de 24 horas. Essa configuração de armazenamento também funciona como um *backup* da rede, garantindo a continuidade do fornecimento quando da ocorrência de alguma falha na rede (Basterra, et al., 2020).

A empresa também oferece serviços para instalação de painéis solares para composição de uma unidade de geração distribuída em residências. A Ampere Energy custeia seus produtos a partir da venda propriamente dita, em que o usuário final será o proprietário do sistema. Em média, um pacote completo de serviços, composto por painéis e bateria, pode ser adquirido por um investimento a partir de € 8 mil. Segundo estudos da empresa, o cliente poderá ter retorno de seu investimento entre 8 a 10 anos, assumindo uma TIR (Taxa Interna de Retorno) entre 6 e 8% (Basterra, et al., 2020).

Outro modelo de negócio a ser destacado é o desenvolvido pela empresa Iberdrola, multinacional espanhola criada em 1992, atuante nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia. Entre os serviços oferecidos aos consumidores residenciais, há a solução *Smart Solar*. Em síntese, este produto baseia-se na instalação de uma unidade solar na residência do cliente cuja energia

produzida servirá para o autoconsumo do usuário, reduzindo sua fatura de energia e contribuindo para uma matriz elétrica mais limpa (Basterra, et al., 2020).

Entre os serviços oferecidos dentro do produto *Smart Solar* estão: (i) estudos de viabilidade técnica das instalações; (ii) montagem e manutenção necessárias para o sistema; e (iii) monitoramento online 24 horas, observando os níveis de geração da unidade distribuída e de injeção de energia na rede da distribuidora. A Iberdrola deve, conforme estabelecido no regulamento atual – Decreto Real 244/2019 –, compensar os clientes pelo excedente de energia produzido nas instalações solares domésticas e injetado na rede, aplicando o valor correspondente como fator redutor na fatura de energia.

A Iberdrola também oferece produtos específicos para o carregamento de veículos elétricos, conforme descrito na seção inicial deste país para ilustrar a atuação das distribuidoras como facilitadoras na Itália.

Por fim, outro modelo de negócio que pode ser elencado é o desenvolvido pelo grupo Naturgy, multinacional atuante em mais de 30 países e atendendo mais de 20 milhões de clientes. Em síntese, foi desenvolvida uma ferramenta digital cujo principal objetivo é o de desenvolver uma plataforma que permita realizar o dimensionamento e o *design* de soluções de valor agregado vinculadas a serviços de energia, a partir de operacionalidade baseada em nuvem. Em linhas gerais, o sistema denominado PIDIM permitirá a mensuração de instalação de possíveis sistemas de geração de energia renovável, a partir da coleta de dados climáticos e meteorológicos e da análise do perfil de consumo do usuário (Basterra, et al., 2020).

O projeto foi co-financiado pela Corporação Tecnológica da Andaluzia (CTA) e realizado em colaboração com o grupo de pesquisa em Termotecnologia da Universidade de Sevilha. O público alvo deste serviço são prédios e edifícios comerciais e/ou residenciais que possuem um alto consumo mensal de energia elétrica. O objetivo da Naturgy com este projeto é o de possuir uma ferramenta própria que permita oferecer serviços de energia com alto valor agregado, com instalações que incluem geração e armazenamento distribuído (Basterra, et al.,

2020). O serviço é remunerado a partir da venda propriamente dita das soluções de geração e armazenamento de energia.

2.7.4 Regulação Econômica

O regime regulatório aplicado na Espanha é o *Revenue-Cap* com ciclos tarifários de seis anos (CEER, 2019) e com reconhecimento plurianual dos custos na tarifa. As distribuidoras recebem receitas pelos investimentos de capital, custos com operação e manutenção e por outros custos regulamentados, tais como apoio ao faturamento e realização de medições, atendimento às solicitações dos usuários e planejamento da rede.

O setor de distribuição é regulado sob um regime baseado em incentivos, que podem resultar em aumento ou redução da receita permitida, a depender do desempenho das distribuidoras. Basicamente, há quatro tipos de incentivos para:

- i. redução de perdas, cujo componente de incentivo é inserido no cálculo da remuneração permitida e corresponde ao incremento ou penalização devido às perdas de energia na rede ocorridas entre os anos $n-4$ e $n-2$ anteriores ao ano n (CNMC, 2019)⁹⁴;
- ii. melhoria na qualidade do serviço, cujo componente é repassado à distribuidora na forma de penalidade ou bonificação, sendo calculado com base nos índices de tempo de interrupção do fornecimento (TIEPI) e no número de interrupções (NEIPI) (CNMC, 2019);
- iii. redução do custo real de investimento, comparativamente aos custos do investimento das unidades de referência (REFE, 2015); e
- iv. melhoria da eficiência nos gastos com operação e manutenção (REFE, 2015).

Os incentivos são determinados a partir da comparação dos valores realizados das distribuidoras com valores de referência, obtidos através do *benchmarking* de uma rede real em relação a uma rede ideal desenhada. O modelo de rede de referência

⁹⁴ Disponível em: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2782095_20.pdf

espanhol (RNM) obtém uma empresa eficiente e bem administrada, através da minimização dos custos de investimentos, operação e manutenção e perdas técnicas, de forma a obter a melhor qualidade do serviço.

De acordo com a Circular 03/2020⁹⁵, da CNMC, um modelo RNM é utilizado para alocação da parcela da remuneração da rede de distribuição, em determinado ano base, reconhecida nos encargos de energia e potência cobrados nas tarifas reguladas. O modelo considera o custo da rede associado à energia fornecida e o custo da rede justificado pela energia que circula nela. O desenho da rede do modelo depende dos consumidores conectados ao nível da própria tensão e daqueles conectados em níveis mais a jusante.

Duas redes são desenhadas. A primeira rede considera apenas um critério de potência de ponta, da qual se extrai o custo ideal para cada nível de tensão referente à potência. A segunda rede desenhada calcula o custo ideal a ser recuperado para cada nível de tensão com base na: (i) potência de ponta; (ii) energia consumida, que considera o custo associado a uma rede projetada para satisfazer o pico de energia do sistema, respeitando a restrição de queda de tensão; e (iii) critérios de qualidade relacionados à energia, tais como os índices TEIPI, NIEPU e as perdas da rede. Através da relação entre os custos de referência obtidos nas duas redes projetadas, é realizado o cálculo do custo a ser recuperado nos componentes de energia e demanda das tarifas (CNMC, 2020).

A partir dos custos obtidos nos dois modelos RNM, são calculados os percentuais do custo de cada nível de tensão que deve ser recuperado pelas distribuidoras e repassado aos componentes de demanda e de energia das tarifas. Os percentuais são, então, aplicados ao custo total em cada nível de tensão para obtenção dos custos permitidos a serem recuperados na parcela de demanda (potência) e na parcela de energia.

⁹⁵ Disponível em: < https://www.cnmc.es/sites/default/files/2875531_3.pdf>.

Na Espanha, o regulador aplica modelos tanto do tipo *greenfield* quanto do tipo *brownfield*. O modelo *greenfield* é utilizado para determinar a eficiência da rede, sendo um indicativo da configuração da rede mais adequada caso todos os pontos de demanda fossem conectados ao mesmo tempo. Já o modelo *brownfield* é aplicado para determinar os investimentos em expansões e reforços da rede mais eficientes com base na rede existente (NVE, 2019). O processo de construção dos modelos foi apresentado no Relatório 1.

Há um limite máximo para o investimento reconhecido anualmente na receita permitida, com dois anos de antecedência ao recebimento da remuneração. Caso a distribuidora exceda o valor de referência máximo de investimento em menos de 15%, a remuneração do ano “n” pelo excesso de investimento entre os anos “n-4” e “n-2” será reduzida em 5%. A penalidade sobre a remuneração permitida de distribuidoras que excedam o valor de investimento de referência entre 15% e 25% será de 25% de redução de receita. Caso o volume máximo de investimento de referência for excedido em 25% ou mais, a remuneração permitida será penalizada em 50% (CNMC, 2019).

Entre os investimentos reconhecidos na receita permitida, estão aqueles direcionados à digitalização e automação das redes necessárias à transição energética, associadas a sistemas de Rede Inteligente (*Smart Grids*) e gerenciamento remoto e sistemas (CNMC, 2019). As distribuidoras devem apresentar seus planos de investimentos, anual e plurianual, ao *Ministério para La Transición Ecológica* para aprovação.

A taxa de remuneração de capital é calculada com base na metodologia do custo médio ponderado de capital (WACC), introduzida pela Circular 2/2019⁹⁶ para ser aplicada no novo ciclo tarifário, que se iniciou em janeiro de 2020. O WACC definido é aplicado sobre a base de ativos regulatória (BAR).

⁹⁶ Disponível em: <<https://www.boe.es/boe/dias/2019/11/20/pdfs/BOE-A-2019-16639.pdf>>.

A BAR é calculada com base no custo de reposição dos ativos e na comparação entre os custos auditados e declarados pelas distribuidoras e os valores de referência dos investimentos. Os ativos adicionados no ano “n” são os ativos construídos no ano “n-2”. A BAR é atualizada anualmente, adicionando novos investimentos e subtraindo a depreciação, cuja abordagem é linear e considera uma vida útil de 40 anos para a maioria dos ativos (CEER, 2019).

Considera-se a duração da vida útil de instalações na remuneração permitida, a fim de incentivar a extensão da operação de instalações que excederam sua vida útil regulamentar e ainda estejam em serviço (CNMC, 2019). As distribuidoras recebem uma provisão para operação e manutenção (OPEX) que é calculada a partir da multiplicação do número de ativos físicos pelos valores de referência do OPEX. Logo, as empresas têm um incentivo para operar e manter a rede abaixo dos valores de referência definidos (CEER, 2019).

Estrutura Tarifária

Na Espanha, as chamadas “Tarifas de Acesso” (*peajes de acceso*) repassam os custos das redes a todos os consumidores de acordo com os níveis de tensão e a potência contratada. As tarifas de acesso são únicas em todo o território espanhol, independentemente das particularidades geográficas das redes (CNMC, 2019).

Consumidores de baixa e alta tensão pagam tarifas binomiais, compostas por uma componente de demanda em €/kW (potência contratada) e uma componente volumétrica em €/kWh.

As componentes de energia e de potência das tarifas para alta tensão e baixa tensão com potência contratada superior a 15 KW (modalidade 3.0A) variam de acordo com o horário e o período em que a energia é consumida. Os demais clientes da baixa tensão pagam por uma componente de demanda que não tem sinais temporais, enquanto o componente de energia pode variar segundo horário de consumo. A sinalização horária é feita também segundo o dia da semana e a estação do ano (temporada alta, média e baixa) (CNMC, 2019).

A estrutura tarifária espanhola considera também a possibilidade de cobrança de energia reativa, expressa em €/kVA_{rh}, com exceção das fontes conectadas de baixa tensão com potência contratada igual ou inferior a 15kW e das importações e exportações de energia de produtores de energia que utilizam as redes de transporte ou distribuição ou através das interconexões, independente do país de origem (consumo/importação) ou de destino (exportação da energia).

A Tabela 41 sintetiza a composição tarifária de acesso aplicada em cada modalidade, segundo os níveis de tensão e potência contratada. As tarifas de acesso são cobradas de todos os consumidores, independente da energia ser adquirida do mercado livre ou do mercado regulado.

Tabela 41 - Estrutura Tarifária na Espanha

Nível de tensão	Potência Contratada	Modalidade Tarifária	Medição	Demanda (€/kW)	Energia (€/kWh)
Baixa Tensão Abaixo de 1kV	≤10kW	2.0A	Medição de potência sem distinção horária de energia	Invariante no tempo	Invariante no tempo
		2.0DHA	Medição de potência com distinção horária de energia	Invariante no tempo	2 bandas horárias
		2.0DHS	Medição de potência com distinção horária de energia	Invariante no tempo	3 bandas horárias
	> 10kW e ≤ 15kW	2.1A	Medição de potência sem distinção horária de energia	Invariante no tempo	Invariante no tempo
		2.1DHA	Medição de potência com distinção horária de energia	Invariante no tempo	2 bandas horárias
		2.1DHS	Medição de potência com distinção horária de energia	Invariante no tempo	3 bandas horárias
	> 15kW	3.0A	Medição de potência com distinção horária de energia	3 bandas horárias	3 bandas horárias
Alta Tensão Igual ou superior a 1kV e menor do que 30kV	< 450kW	3.1A	Medição de potência com distinção horária de energia	3 bandas horárias	3 bandas horárias
	> 450kW	6.1A	Medição de potência com distinção horária de energia	6 bandas horárias	6 bandas horárias
Alta Tensão Igual ou superior a 30kV e menor do que 72,5kV		6.2 (AT2)	Medição de potência com distinção horária de energia	6 bandas horárias	6 bandas horárias
Alta Tensão Igual ou superior a 72,5kV e menor do que 145kV		6.3 (AT3)	Medição de potência com distinção horária de energia	6 bandas horárias	6 bandas horárias
Alta Tensão Igual ou superior a 145kV		6.4 (AT4)	Medição de potência com distinção horária de energia	6 bandas horárias	6 bandas horárias

Fonte: Elaboração própria.

Os consumidores que optam pelo mercado livre pagam a tarifa regulada *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC). A tarifa do mercado regulado é válida apenas para consumidores cuja potência contratada seja inferior a 10 kW.

De forma semelhante às tarifas do mercado livre, o PVPC inclui cobrança de impostos, as tarifas de acesso e o preço de produzir a eletricidade. A diferença entre os preços cobrados nos mercados reside apenas no valor da produção da eletricidade (ENDESA, 2019). Os medidores devem ser do tipo *smart meters* para que a tarifa seja variante no tempo, com duas ou três bandas horárias. Caso não possua o medidor inteligente, a categoria correspondente do usuário será 2.0A.

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Em relação à geração distribuída, as modalidades de autoconsumo estão definidas no Real Decreto 244/2019⁹⁷ e descritas na seção de Regulamentações e Políticas para Integração dos RED. A modalidade de autoconsumo com excedentes de energia exportados à rede que possuem potência instalada de até 100 kW e possuem fontes renováveis, é contemplada pelo esquema de *net billing*, no qual a energia injetada é utilizada pelos sistemas para reduzir as despesas com faturas de energia elétrica cobradas pelo varejista, sendo que não há compensação referente aos componentes da tarifa de acesso.

Neste caso, é considerada a simultaneidade de geração e consumo, ou seja, a energia gerada e imediatamente consumida pelas unidades consumidoras. A energia injetada, ou seja, a energia não consumida e enviada à rede é valorada por um valor diferente do habitualmente cobrado pelo consumo, conforme ilustrado na Figura 60 que compara as faturas de um usuário sem geração e a de um usuário inscrito na categoria de autoconsumo com compensação.

⁹⁷ Disponível em: < <https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5089-consolidado.pdf>>.


CONSUMIDOR

Potencia contratada = 5,75 kW.
 Tarifa 2.0A
 PVPC = 0,1134 €/kWh.
 Peaje de acceso = 0,0440 €/kWh
 Coste energía = 0,069€/kWh
 Consumo mensual = 400 kWh


INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO

Generación = 500 kWh
 Precio excedentes = 50 €/MWh
 Precio mercado pool = 52 €/MWh
 Simultaneidad = 30%
 Autoconsumo = 120 kWh
 Excedentes = 380 kWh

Factura SIN Instalación FV

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	5,75	38,043	17,98 €
Margen comercialización	5,75	3,113	1,47 €
TOTAL Término FIJO			19,45 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste energía	400	0,069	27,60 €
Peaje de acceso	400	0,044	17,60 €
TOTAL Término VARIABLE			45,20 €
Subtotal			64,65 €
Impuesto eléctrico (5,11%)			3,31 €
Alquiler contador	30 días		0,81 €
Subtotal			68,77 €
IVA (21%)		21%	14,44 €
TOTAL FACTURA			83,21 €

ACOGIDA A COMPENSACIÓN
Factura CON Instalación FV

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	5,75	38,043	17,98 €
Margen comercialización	5,75	3,113	1,47 €
TOTAL Término FIJO			19,45 €
Energía consumida	kWh	€/kW	€/mes
Coste energía	280	0,069	19,32 €
Peaje de acceso	280	0,044	12,32 €
Excedentes FV	380	0,050	-19,00 €
Cuántia uso de red próxima	0	(*)	0 €
TOTAL Término VARIABLE			12,64 €
Subtotal			32,09 €
Impuesto eléctrico (5,11%)			1,64 €
Alquiler contador	30 días		0,81 €
Subtotal			34,54 €
IVA (21%)		21%	7,25 €
TOTAL FACTURA			41,79 €

AHORRO: 50%

Fonte: Merodio (2020).

Figura 60 - Exemplo de fatura por meio de compensação

As valorações dos preços de energia consumida e injetada variam segundo o tipo de mercado escolhido pelo *prosumidor* (livre ou regulado), conforme indicado na Tabela 42.

Tabela 42 – Mecanismo de compensação simplificado na Espanha

	Mercado Livre	Mercado Regulado
Energia consumida	Avaliada pelo preço por hora acordado entre as partes	Avaliada pelo custo da energia horária do PVPC em cada hora
Energia injetada	Avaliada pelo preço por hora acordado entre as partes	Avaliada pelo preço médio horário, obtido a partir dos resultados do mercado diário e intradiário, subtraído do custo dos desvios horários por MWh consumido pelos comercializadores de referência ⁹⁸

Fonte: Elaboração própria.

Em relação aos veículos elétricos, o consumidor residencial pode optar por tarifas específicas para a recarga ou pela modalidade 2.0DHS sugerida pela distribuidora Endesa, que possui encargos de demanda e energia, com 3 bandas horárias (ponta, fora ponta e super fora ponta), de forma a incentivar o carregamento do veículo durante a madrugada (1h-7h). Já a tarifa específica, denominada “Tempo Zero”, pode ser aplicada quando o consumo for de até 200kWh e é composta por uma volumétrica (kWh) com duas bandas horárias e uma componente de demanda contratada (kW). A Iberdrola também oferece planos com preços específicos que incentivam o carregamento em horários de menor pico.

A recarga fora da residência pode ser feita de forma gratuita em hotéis, supermercados e restaurantes, que instalam em seus estacionamentos pontos de recarga para os veículos elétricos. Recentemente, a Circular 3/2020 da CNMC estabeleceu as tarifas de aplicação a pontos de recarga de acesso público, com cobrança de encargos com sinalização horária de demanda e de energia nas modalidades 3.0A e 6.1A.

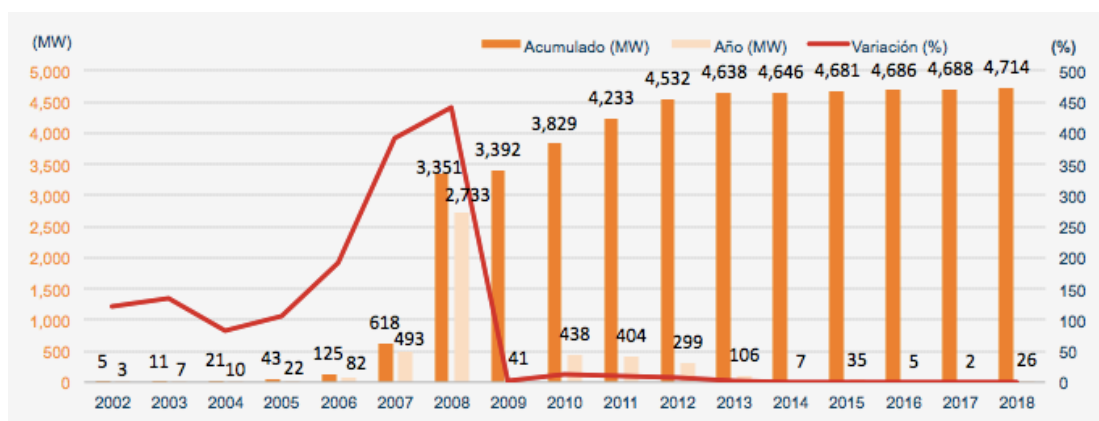
⁹⁸ Corresponde ao CDSVh, de acordo com o Real Decreto 216/2014, de 28 de março de 2014, sendo definido como o preço por hora do desvio por MWh consumido dos comercializadores de referência, cujo valor é estimado pelo operador do sistema mensalmente e publicado diariamente para cada uma das 24 horas do dia seguinte, considerando dados históricos.

2.7.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

A política de redução da dependência de combustíveis fósseis por fontes de energia limpa obteve êxito na Espanha. Segundo Fernández-González et al. (2020), em 2000, 74% da energia gerada no país era proveniente de combustíveis fósseis, enquanto em 2012, essa participação havia se reduzido para 52%. A queda de 22 p.p. foi resultado de políticas ativas implementadas pelo Governo, cujo foco na promoção de energias renováveis esteve direcionado à energia solar fotovoltaica, especialmente devido à condição climática favorável do país.

Neste contexto, os incentivos do Governo espanhol foram decisivos na difusão da geração solar fotovoltaica. O autoconsumo, principalmente oriundo da energia solar fotovoltaica (PV), permanece como foco da política do Governo. O PNIEC (*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*), formulado em 2019, reconhece o autoconsumo, a eficiência energética e os veículos elétricos como os principais pilares para a transição energética no país (Unión Española Fotovoltaica, 2019b).

Em 2018, a capacidade acumulada de painéis fotovoltaicos atingiu 4.714 MW, distribuídos em um total de 61.384 instalações (APPA, 2019); (Endesa, 2020); (Red Eléctrica de España, 2019). Apesar de seu pioneirismo durante a década de 1990 no mercado fotovoltaico, a Espanha vivenciou uma difusão notoriamente desequilibrada, que pode ser observada na Figura 61. Cerca de 71,08% da capacidade total instalada de 2018 foi adquirida apenas no ano de 2008.



Fonte: Red Eléctrica de Españã (2019)

Figura 61 – Evolução da Potência Acumulada de Projetos de Energia Solar Fotovoltaica na Espanha

A evolução da potência acumulada de instalações de geração de energia solar fotovoltaica na Espanha é resultado de mudanças políticas repentinas e recorrentes (Prol, 2018). Tais políticas tiveram impacto também sobre a difusão do armazenamento distribuído. Segundo (IEEE, 2019), limitações impostas por regulamentos para frear a difusão das instalações de energia renovável a partir de 2011 impediram a instalação em massa de painéis fotovoltaicos combinados com dispositivos de armazenamento por consumidores domésticos. Estas limitações são descritas mais adiante no texto.

As principais opções de armazenamento na Espanha são estações de bombeamento e tecnologia térmica em projetos de grande escala. Em 2017, a capacidade acumulada de armazenamento foi de 9,1 GW, com participação majoritária (88%) da tecnologia de bombeamento (Fernández Gómez, et al., 2019). Com os projetos de armazenamento, o PNIEC prevê atingir 6 GW de armazenamento de energia até 2030, sendo 3,5 GW de tecnologia de bombeamento e 2,5 GW a partir do uso de baterias.

As políticas que impactaram o autoconsumo a partir da energia solar fotovoltaica e o armazenamento distribuído podem ser divididas em três momentos: (i) até 2011, caracterizado pelo período de *boom* de investimentos em projetos de geração solar fotovoltaica devido aos incentivos e subsídios por tarifas *Feed-In*; (ii) a partir de

2012, marcado pela reforma tarifária e o RDL nº 900 de 2015, devido ao esgotamento da política de subsídios; e (iii) a partir de 2018, com a promulgação dos RDL nº 15/2018 e nº 244/2019.

No primeiro período, a expansão significativa da geração distribuída solar no país foi resultado, principalmente, dos esquemas de incentivo do Governo a partir de Tarifas *Feed-In* (FIT) e *Feed-In premium*. O esquema FIT aplicado na Espanha obteve sucesso em promover a difusão de energia renováveis, em particular, a solar fotovoltaica (Energía y Sociedad, 2019). Ao oferecer um preço superior ao preço de varejo da eletricidade, o Decreto 661/2007 foi um dos responsáveis por promover incentivos pela energia produzida nas instalações.. Além do elevado prêmio, o esquema *feed-in* garantia estabilidade aos investidores, devido à evolução previamente definida, estimulando ainda mais o *boom* nas instalações entre 2007 e 2008.

Embora o esquema *feed-in* aplicado na Espanha tenha promovido as energias renováveis e, em particular, a geração solar fotovoltaica, o esquema teve impacto sobre o déficit tarifário, que atingiu 24 bilhões de euros em 2008. O Governo atribuiu às políticas de incentivo a principal razão para o déficit tarifário⁹⁹ (European Union, 2019). A crise econômica no período reforçou o impacto no déficit, uma vez que maiores custos provenientes das políticas de incentivo seriam recuperados em uma base de receita menor, dada a retração na demanda de energia diante da crise. Como consequência, o governo espanhol começou a introduzir uma série de regulamentos¹⁰⁰ para inibir o autoconsumo e as instalações de energia solar, caracterizando o segundo momento da difusão da geração distribuída e autoconsumo no país.

⁹⁹ O déficit tarifário ocorre quando as receitas do sistema elétrico são insuficientes para cobrir seus custos.

¹⁰⁰ Já em 2008, o Governo começou a aplicar estratégias que limitavam o esquema *feed-in*. O Real Decreto (RD) 1578/2008, por exemplo, limitou o valor dos prêmios *feed-in*. Contudo, o esquema foi totalmente finalizado apenas em 2012.

O segundo momento, portanto, é marcado pela estagnação no crescimento da capacidade instalada de 2012 até 2018. Por ter subestimado o custo dos incentivos através do esquema FiT ocorridos até 2011¹⁰¹, o Governo espanhol deixou de focar na difusão da geração fotovoltaica ao tornar como objetivo de política evitar custos adicionais a partir de 2012 (Fernández-González, et al., 2020).

Diante da elevada transferência de recursos públicos para os investidores em energia fotovoltaica e à pressão das grandes distribuidoras de energia, que alegavam o aumento no custo do sistema devido às tarifas *feed-in*, o Governo aboliu este esquema em 2012. O efeito do fim do esquema de incentivo foi notório: a capacidade acumulada das instalações cresceu apenas 1,46% entre 2014 e 2018 (Figura 59) (Fernández-González, et al., 2020).

Além do fim do esquema, outra política importante de redução de incentivos ao à geração distribuída foi o RDL nº 900/2015, de 2015, com a criação do “*peaje de respaldo*”. Segundo López Prol et al. (2017), o imposto desestimulou o autoconsumo residencial e a geração distribuída de usuários comerciais e industriais. As instalações de autoconsumo residenciais eram pouco atraentes, dado que o pagamento da taxa era exigido pela eletricidade gerada e consumida, mesmo que o excedente não fosse injetado na rede (PVP4GRID, 2018).

Embora as instalações com menos de 10 kW estivessem isentas do “*peaje de respaldo*”, a impossibilidade de vender os excedentes para a rede inviabilizava o autoconsumo residencial.

Os setores comercial e industrial também tiveram o incentivo reduzido para instalar geração fotovoltaica, devido ao imposto solar reduzir a rentabilidade do projeto. De acordo com López Prol et al. (2017), o setor industrial, frequentemente, considerava mais lucrativo desconectar a instalação fotovoltaica da rede e descartar os excedentes ao invés de injetá-los na rede.

¹⁰¹ Em nível agregado, o regime especial de energia recebeu recursos públicos por um valor superior a 6 bilhões de euros, o que representou dois bilhões a mais do que o valor inicialmente estimado.

Contudo, tais barreiras e empecilhos foram reduzidos por meio da aplicação do RDL 15/2018, dando início ao terceiro momento de caracterização da difusão de energia solar fotovoltaica na Espanha. O RDL 15/2018 foi responsável por remover quaisquer taxas ou cobranças sobre a energia autoconsumida renovável, eliminando a aplicação do “*peaje de respaldo*”, e garantiu o direito ao autoconsumo coletivo.

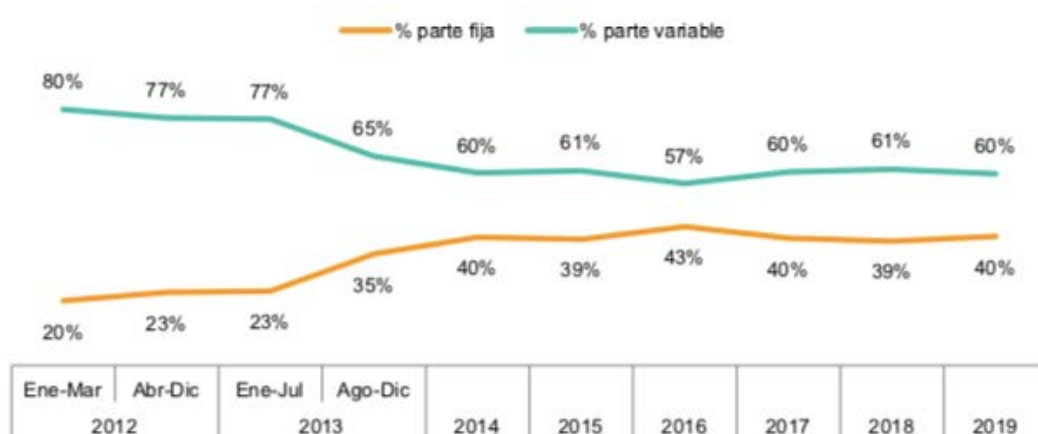
Além disso, o Real Decreto-Lei também simplificou os processos técnicos de conexão de sistemas de autoconsumo à rede, tais como: (i) isenção de registro das instalações de autoconsumo com excedentes de energia injetados na rede e potência inferior a 100 kW; (ii) reconhecimento do direito ao autoconsumo compartilhado por mais de um consumidor, permitindo que a instalação de geração da energia esteja localizada próxima ao ponto de suprimento, sem precisar estar na residência ou prédio de consumo e (iii) fim da necessidade de trâmite das permissões de acesso e conexão para instalações de autoconsumo sem injeção de energia na rede com potência inferior a 15 kW.

Em 2019, o RDL 244/2019 completou o quadro regulamentar promovido pelo RDL 15/2018, cujas principais medidas foram permitir a incorporação de sistemas de armazenamento nas instalações e estabelecer as regras da compensação financeira para energia injetada na rede, através do *net-billing*. De acordo com IEEE (2019), tais medidas adotadas com os decretos de 2018 e 2019 mudarão o nível de difusão da geração distribuída fotovoltaica no país no curto prazo, assim como de dispositivos de armazenamento em nível residencial.

Além das medidas adotadas em 2018 e 2019, o Governo espanhol estabeleceu leilões competitivos de energias renováveis em 2017. De um total de 8.037 MW de capacidade, 3.910 MW foram alocados à energia fotovoltaica (Prol, 2018). Segundo Prol (2018), a experiência da Espanha com as tarifas *feed-in* e o desenvolvimento de leilões reforçam uma tendência de predominância desse modelo sobre esquemas *feed-in* para apoio às energias renováveis.

Apesar da expectativa de as medidas recentes representarem uma mudança disruptiva em favor da difusão da geração distribuída, o formato das tarifas

reguladas aplicadas no país pode ser entendido como um inibidor de uma maior difusão do RED. Para a associação do setor fotovoltaico, a Unión Fotovoltaica Española (2019b), o aumento cobrado na parcela fixa da tarifa para os consumidores residenciais nos últimos anos desencoraja o autoconsumo. A Figura 62 apresenta a evolução da distribuição dos componentes fixos e variáveis nas tarifas de um consumidor residencial.



Fonte: UNEF (2019)

Nota: Potência contratada de 4,6 kW e energia consumida de 2.240 kWh/ano.

Figura 62 – Evolução da Distribuição entre Termo Fixo e Termo Variável da Fatura Residencial na Espanha

Para Unión Española Fotovoltaica (2019b), o aumento da parcela fixa da tarifa, referente ao encargo de demanda, pode ser entendido como uma restituição do “*peaje de respaldo*” para o *prosumidor*. Um elevado termo de potência (fixo) reduz a capacidade do consumidor de reduzir sua conta de eletricidade. Ou seja, ao observar que o custo de seu fornecimento não é sensível ao seu consumo, o usuário residencial não tem incentivo para reduzi-lo (Unión Española Fotovoltaica, 2019b).

Adicionalmente, embora haja um esquema de compensação pela energia injetada na rede que possa estimular a adoção de GD na Espanha, o *prosumidor* compensa o excedente de energia produzida apenas sobre a parcela volumétrica da fatura (kWh) relacionada à compra de energia e, portanto, continua arcando integralmente

com a parcela de potência. Logo, para Unión Española Fotovoltaica (2019b), o aumento na parcela fixa da tarifa nos últimos anos pode reduzir o incentivo criado pelo *net-billing*.

Por outro lado, o componente de demanda é responsável pela recuperação de parte relevante dos custos da rede relacionados ao suprimento da carga (kW). Por esse motivo, a CNMC, na Circular 02/2019¹⁰², considerou apropriado manter o desenho tarifário com um elevado componente de demanda (kW), o qual é fixo para os consumidores residenciais. Contudo, a Comissão reconhece a possibilidade de alteração na estrutura tarifária, de forma a adequá-la ao contexto futuro de penetração mais elevada de geração distribuída.

Entre os motivos que justificam a escolha da Comissão para manter a parcela de demanda acima de 40% do total da tarifa estão:

- i. o risco de ocorrência de subsídios cruzados caso a recuperação majoritária dos custos ocorra na parcela volumétrica da tarifa em cenários de alta penetração de GD e armazenamento. Enquanto o *prosumidor* teria sua conta reduzida devido à queda de seu consumo da rede, os demais consumidores arcariam com os custos de rede de forma a garantir a recuperação da receita;
- ii. incentivo ao uso eficiente da rede e a evitar investimentos desnecessários com a maior diferenciação no componente de demanda por períodos horários, inclusive para consumidores residenciais.
- iii. o fato de que os custos de rede são de natureza principalmente fixa e, por isso, são melhor alocados na parcela fixa da tarifa. Além disso, a Europa está evoluindo na direção de aumento do componente fixo nas tarifas de rede¹⁰³, segundo a CNMC.

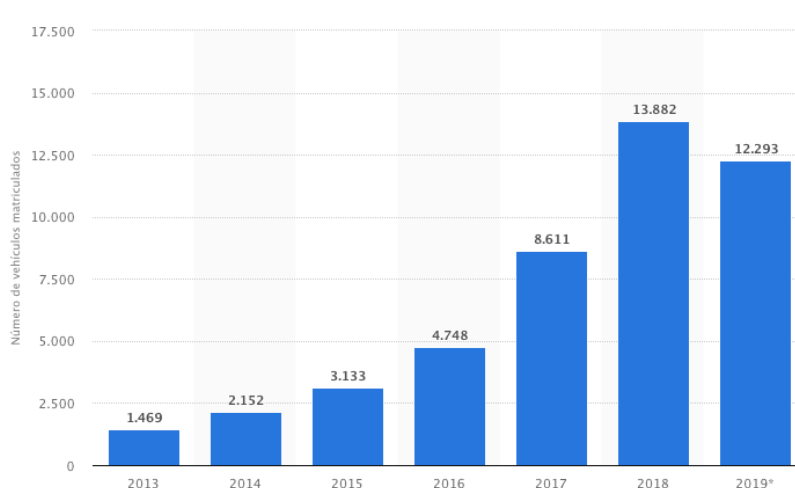
¹⁰² Disponível em: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/2765489_80.pdf>.

¹⁰³ Como exemplo, a CNMC cita o caso da Itália. Ao considerar a eliminação da progressividade (*inclining blocks*) de suas tarifas reguladas, a reguladora italiana pretende recuperar os custos da rede através de um componente fixo por potência contratada.

Ainda em relação à estrutura tarifária espanhola, ISCI (2020) questiona o preço PVPC aplicado aos pequenos consumidores no ambiente regulado. O consumidor precisa estar ciente do preço a cada dia ou saberá o custo de energia apenas quando sua fatura chegar. Ao variar hora a hora por estar atrelado à evolução dos preços da energia no mercado atacadista, o PVPC estimulou a migração de consumidores ao mercado livre: em 2015, 47,7% dos clientes tinham eletricidade fornecida por comercializadores livres e, em 2018, 57,4% dos consumidores já estavam no mercado livre. Ao mesmo tempo, a instabilidade do PVPC pode conduzir à adoção do autoconsumo e da GD, na medida em que demanda a necessidade de adaptação do consumo pelo usuário.

A aplicação de tarifas volumétricas com sinais horários e, em particular, a tarifa “Tempo Zero” incentivam a adoção de veículos elétricos no país. Contudo, a aplicação de tarifa reduzida ou mesmo grátis para recarga residencial pode onerar os demais consumidores, que devem arcar com os custos da rede.

A adoção dos veículos elétricos (VE) na Espanha tem seguido uma trajetória de crescimento. Entre 2017 e 2018, o número de novos veículos aumentou em 81%. Atualmente, existem mais de 46 mil VE em circulação no país. O número de novos veículos elétricos adotados na Espanha é mostrado na Figura 63.



Fonte: Statista (2019).

Figura 63 – Número de Veículos Elétricos Registrados na Espanha

Além da tarifa com diferenciação horária específica para Veículo Elétrico, a recarga gerenciável de VE fora do horário de pico, como a realizada pela empresa Iberdola, é uma oportunidade de redução de custo para o consumidor e de aumento da eficiência do sistema. Adicionalmente, a infraestrutura de recarga pública também impulsiona a adoção dos VE no país. Até o final de 2019, a Espanha apresentava 4.500 estações de recarga lenta ($< 22\text{kW}$) e 1.003 estações de recarga rápida ($>22\text{kW}$) (EAFO, 2020).

Em relação ao modelo regulatório adotado pela Espanha, um importante fator é o reconhecimento de novos investimentos necessários para a inclusão de energias renováveis e a digitalização da rede na receita permitida das distribuidoras. Segundo CNMC (2019), ao tornar os investimentos rentáveis para as distribuidoras e indicar o limite de investimento necessário para uma rede eficiente, o modelo regulatório promove benefícios para o consumidor e para o sistema como um todo.

De acordo com Vallés et al. (2016), o esquema de compartilhamento de lucros/penalizações para remuneração de novos investimentos utilizado pelo regulador espanhol permite mitigar as incertezas enfrentadas pelas distribuidoras, que tendem a serem intensificadas quando são consideradas alternativas inovadoras aos reforços de rede. O esquema também incentiva as reduções de custos com investimentos desnecessários, devido à possível penalização quando os custos realizados pelas distribuidoras são comparados àqueles estimados pelo desenho de uma rede ideal (Vallés, et al., 2016).

Outra característica do modelo regulatório espanhol é a extensão da vida útil de instalações na remuneração permitida. O regulador oferece, portanto, incentivos para minimizar as necessidades de investimentos nas redes de transmissão e distribuição, devido à possibilidade de aproveitamento de infraestrutura existente que excedeu sua vida útil regulamentar, mas permanece em serviço.

As políticas de difusão de GD na Espanha trilharam um caminho de oscilação e os impactos causados pelas recentes medidas adotadas no país a partir de 2018 serão observados apenas nos próximos anos. Contudo, é possível destacar a preocupação do regulador com a equidade e com o uso eficiente da rede na recente

reforma, apesar da elevada componente fixa da tarifa ainda ser visualizada como um possível obstáculo à maior difusão da GD. No lado da receita, o reconhecimento de investimentos relacionados à RED pode incentivar as distribuidoras a promoverem a adoção destes recursos e o modelo de rede de referência, que combina o modo *brownfield* com o *greenfield* favorece a redução de custos, pode considerar os RED no planejamento dos custos de rede e não conduz a um descolamento abrupto entre a rede da distribuidora e a rede ideal.

2.8 ITÁLIA

A Autoridade de Regulação para Energia, Redes e Meio Ambiente (*Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* - ARERA) é um órgão regulatório independente que atua em mercados de energia da Itália. A ARERA foi fundada em 1995 e tem como objetivo proteger os interesses dos consumidores, promover a competição e garantir a eficiência e qualidade dos serviços prestados pelo setor de energia elétrica e gás (Montello, 2018).

A ARERA é responsável por estabelecer as tarifas e os índices de qualidade que serão aplicados às empresas envolvidas nos serviços de transporte e distribuição de energia elétrica/gás natural. A ARERA também possui a função de aconselhar o governo e o parlamento italiano em questões que dizem respeito ao setor (Montello, 2018). Adicionalmente, Burger et al. (2020) afirmam que a ARERA é responsável por estabelecer a regulação aplicada aos RED e o país também segue as diretrizes e políticas estabelecidas pelo Parlamento Europeu.

As atividades desenvolvidas no setor de transmissão de energia elétrica da Itália normalmente são executadas em níveis de tensão compreendidos entre 150 e 380 kV. No que diz respeito à responsabilidade operacional sobre os ativos de transmissão de energia elétrica, estes devem ser gerenciados pela *Terna Rete Elettrica Nazionale* (Terna SPa - Terna) (Sferuzza, et al., 2018).

O Gestor de Mercados Energéticos (*Gestore dei Mercati Energetici* SpA - GME) é o agente responsável pela supervisão e registro das operações de compra e venda

de energia elétrica, organizando leilões e operações diárias, intradiárias e do dia seguinte (Montello, 2018). Além disso, o GME também opera uma plataforma destinada à contratação de serviços ancilares (GME, 2020).

Os processos de compra e venda de energia elétrica na Itália são realizados na Bolsa de Energia Italiana (Borsa dell'Energia Elettrica). No entanto, é possível que os agentes envolvidos na compra e venda possam realizar operações alternativas por meio da utilização de acordos bilaterais.

O mercado atacadista italiano foi aberto em 2004 e o varejista em 2007. Atualmente, a Enel é a principal empresa de distribuição de energia elétrica no país, concentrando cerca de 85% do volume de energia distribuída por meio de sua subsidiária *E-Distribuzione*.

O mercado elétrico de varejo na Itália é estruturado em três tipos: (i) mercado aberto, (ii) mercado de proteção reforçada¹⁰⁴ e (iii) mercado protegido¹⁰⁵.

No mercado aberto os clientes podem escolher livremente o varejista de energia elétrica. O mercado de proteção reforçada é destinado a domicílios e pequenas e médias empresas que não optaram por um contrato de fornecimento de energia no mercado aberto e tem os preços das tarifas regulados pela ARERA. Neste mercado existe a figura de um varejista único (AU)¹⁰⁶ que é responsável pelo fornecimento de energia elétrica no ambiente regulado, comprando energia no mercado atacadista e vendendo aos varejistas. O mercado protegido destina-se aos usuários finais que não estão qualificados para o mercado de proteção reforçada e estão temporariamente sem varejista de energia no mercado livre. Os varejistas deste caso são selecionados a partir de um leilão para fornecer energia àqueles consumidores que não se enquadram no mercado de proteção reforçada.

¹⁰⁴ *Enhanced protection market*, em inglês.

¹⁰⁵ *Safeguarded Market*, em inglês.

¹⁰⁶ *Acquirente Único*, na sigla em italiano.

2.8.1 Políticas para Integração dos RED

As distribuidoras italianas podem ser consideradas como facilitadoras em processos de implementação de RED. Um exemplo, é a alta implementação de medidores inteligentes que possibilita que os usuários tenham maior controle sobre o consumo e possam tomar decisões eficientes em relação à utilização de RED.

Os consumidores podem ser agregados por meio de uma organização denominado Unidade Virtual Ativada (*Unità Virtuali Abilitate* – UVA). Os processos de agregação realizados nas UVA¹⁰⁷ devem ser realizados de maneira limitada por meio de projetos pilotos desenvolvidos em regiões específicas do território italiano conforme as classificações abaixo:

- UVA-C: agregação de unidades consumidoras situadas em uma mesma área (área definida pela Terna);
- UVA-P: agregação de fontes de geração programáveis/não programáveis e sistemas de armazenamento situadas em uma mesma área;
- UVA-M: agregação de fontes de geração programáveis/não programáveis, unidades consumidoras situadas e sistemas de armazenamento em uma mesma área;
- UVA-P: agregação de fontes convencionais e não convencionais de geração e unidades consumidoras conectadas ao mesmo nó do sistema de transmissão.

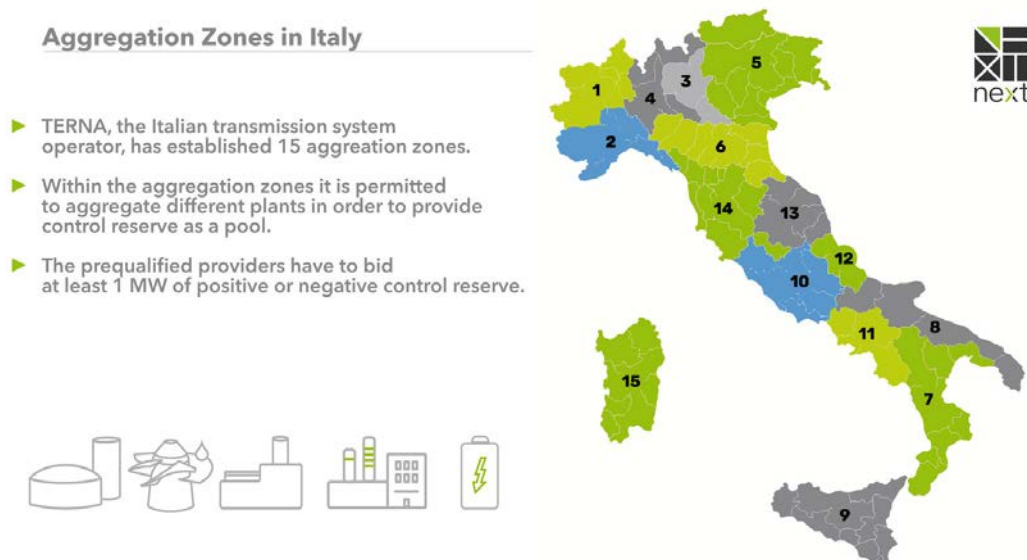
Terna (2019)¹⁰⁸ acrescenta que a remuneração oferecida aos usuários da UVA é baseada na quantidade de energia utilizada para o balanceamento energético (€/MWh) e pela capacidade disponível (€/MW). No que diz respeito à remuneração

¹⁰⁷ As regras técnicas de cada agregação UVA são listadas na seção 2.8.2

¹⁰⁸ Segundo Terna (2019), os usuários normalmente têm custos fixos com os equipamentos necessários para a prestação do serviço (medição, por exemplo) e com as equipes envolvidas. Essas componentes são utilizadas pois a componente volumétrica relacionada à volatilidade dos preços de energia mercados é muitas vezes insuficiente para cobrir os custos da prestação do serviço.

referente à capacidade disponível (€/MW), esta visa cobrir os custos fixos dos usuários participantes.

A Figura 64 mostra a localização geográfica das Zonas de Agregação da Itália.



Fontes: PV Europe (2019).

Figura 64 - Zonas de Agregação na Itália

Veículos Elétricos

Em relação aos veículos elétricos, os usuários do setor elétrico da Itália estão autorizados a instalar e utilizar estações de recarga de natureza pública e privada. No que concerne à utilização de V2G, este tipo de tecnologia também se encontra em estágio inicial, contando com instalações desenvolvidas pela Enel X e Nissan nas cidades de Milão (ENEL X, 2019). Além disso, a Fiat Chrysler e a Terna estão testando o V2G no complexo da fabricante de veículos em Turim (INSIDEEVS, 2019), conforme descrito no Apêndice II – Projetos Pilotos.

2.8.2 Regulamentações Técnicas para RED

Segundo Vélez (2019), a Itália é o país da União Europeia com a maior quantidade de medidores inteligentes instalados. Conforme ilustrado na da seção 2.7 é

possível observar que quase todas¹⁰⁹ as 36,7 milhões de unidades consumidoras e pontos de fornecimento do país são atendidos por algum tipo de medidor inteligente.

Rizzo (2019) afirma que o processo de instalação da primeira geração medidores inteligentes na Itália foi iniciada no começo dos anos 2000. Os medidores foram instalados no lugar dos tradicionais medidores eletromecânicos, possibilitando a leitura e o controle remoto e são capazes de realizar a leitura de energia de maneira bidirecional e em intervalos distintos no tempo. Foram instalados mais de 30 milhões de medidores inteligentes da primeira geração.

O setor elétrico italiano passa por um novo processo de renovação do parque de medidores. Os medidores inteligentes que foram instalados previamente estão sendo substituídos, à medida que se aproximam do fim de sua vida útil, por novos medidores inteligentes, denominados de segunda geração.

De acordo com E-Distribuzione (2020b), atualmente existem 13 milhões de medidores inteligentes de segunda geração instalados em sua área de atuação. Além disso, os medidores inteligentes de segunda geração têm capacidade de medir de maneira bidirecional a energia consumida e gerada em intervalos de 15 minutos e também conseguem realizar as atividades de leitura e controle remoto de maneira mais acurada.

Geração Distribuída

Os usuários com sistemas de geração distribuída de até 10 MW devem solicitar conexão à distribuidora de energia elétrica responsável pela prestação de serviço na área em que o usuário está conectado. Neste caso, os sistemas deverão seguir as normas descritas pelo Comitê Elétrico Italiano (Comitato Elettrico Italiano-CEI).

Os sistemas de geração conectados à rede de baixa tensão, ou seja, até 1 kV, deverão seguir as normas descritas na CEI-16. Os empreendimentos conectados à rede de média (entre 15 e 20 kV) ou alta tensão (entre 35 e 150 kV), deverão

¹⁰⁹ Cerca de 98,5% das unidades consumidoras possuem medidores inteligentes no país.

obedecer às normas da CEI-21. Os sistemas com capacidade superior a 10 MW devem solicitar conexão ao operador da rede de transmissão do sistema elétrico italiano, ou seja, a Terna SpA (E-Distribuzione, 2020a).

Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento também podem ser conectados e injetar energia na rede do sistema elétrico italiano. Para tanto, é necessário que estes tipos de sistemas também sigam os requerimentos expressos nas normas CEI-16 e CEI-21 para as conexões realizadas em baixa e média/alta tensão, respectivamente (Anie Federazione, et al., 2016). Mais detalhes destas normas estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

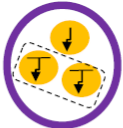
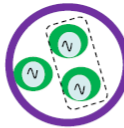
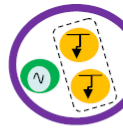
Usinas Virtuais e Resposta da Demanda

Segundo Burger et al. (2020), o processo de liberalização das atividades de agregação de unidades consumidoras, fontes de geração não programáveis e sistemas de armazenamento com o objetivo de realizar a prestação de serviços ancilares foi iniciada na Itália no ano de 2017 por meio da Resolução de número 300 da ARERA.

Conforme Energy Storage News (2020), os projetos desenvolvidos nas UVA mostram capacidade de prestar serviços ancilares relacionados ao balanceamento de energia, descongestionamento de rede e regulação terciária. Além disso, a Terna vem estudando a possibilidade de utilizar as UVA para regulação secundária de frequência/potência.

Marchisio et al. (2019) acrescentam que as agregações realizadas na UVA devem ter capacidade mínima de 1 MW. Cada ponto da UVA deverá conter um dispositivo capaz de registrar o consumo e a geração de energia elétrica. Além disso, essas informações de consumo e geração deverão ser enviadas à Terna em intervalos de

4 segundos¹¹⁰. A Figura 65 mostra os requisitos técnicos e os serviços que podem ser prestados por cada UVA.

	UVAC 	UVAP 	UVAM 
Minimum size	• 1<MW<10	• 1<MW<10	• 1<MW<10; storage also
Services	• Tertiary reserve upward • Balancing upward	• Tertiary reserve • Balancing • Congestion solutions	• Tertiary reserve • Balancing • Congestion solutions
Execution time (from order received)	• 15 minutes	• 15 minutes	• 15 minutes
Minimum service time	• 3 hours	• 3 hours	• 4 hours

Fonte: The Fichtner Group (2018).

Figura 65 - Serviços e Critérios Técnicos das UVA

2.8.3 Modelos de Negócios

Em termos de modelos de negócios para os diversos tipos de recursos energéticos distribuídos aplicados na Itália, destaca-se a atuação do Grupo Edison no mercado de serviços para geração distribuída. O segmento de energia do Grupo, conhecido por Edison Energia, desenvolveu produtos específicos para clientes que desejem obter seus próprios painéis fotovoltaicos.

O produto conhecido por *Edison My Sun* é baseado na especificação¹¹¹ de um sistema fotovoltaico de geração integrado a um sistema de armazenamento. Além do *My Sun*, há também o serviço *Edison My Sun Luce*, em que, além da especificação do sistema de GD, a empresa também realiza o monitoramento 24 horas do sistema. Os serviços descritos são remunerados juntamente com a venda do painel por um financiamento em um período de até 10 anos (Edison, 2017).

¹¹⁰ Unidades consumidoras com carga ajustável e capacidade menor a 1 MW e Geradores com carga ajustável e capacidade inferior a 250 kW devem enviar informações em intervalos de até 60 segundos.

¹¹¹ Entre as especificações está qual a potência máxima permitida para o sistema solar e qual a capacidade dos outros equipamentos que devem estar associados a ele.

Outro modelo de negócio que pode ser destacado é o desenvolvido pela empresa Enel X envolvendo resposta da demanda. Em síntese, o serviço oferecido pela empresa, atuando como um agregador, permite que consumidores comerciais e industriais tenham acesso ao mercado livre de energia, modulando seu próprio consumo. O serviço tem por objetivo atender aos picos de oferta/demanda do sistema, gerando maior flexibilidade e estabilidade para a rede (Enel X, 2020a). A seguir é descrito um passo a passo do serviço de resposta da demanda executado pela Enel X:

- a. a empresa Terna, como operadora da rede de transmissão, prevê um problema com a estabilidade da rede e emite uma ordem de balanceamento ao agregador (Enel X);
- b. o agregador (Enel X) modula a carga e/ou geração de sua carteira de clientes para aumentar ou diminuir o uso de energia;
- c. os clientes implementam (manual ou automaticamente) os planos de modulação de carga;
- d. a redução ou aumento de carga é utilizada pelo operador de rede (Terna);
- e. os clientes recebem remuneração por qualquer modulação realizada.

Os serviços de resposta da demanda oferecidos pela Enel X são personalizados de acordo com as características de cada cliente. O esquema de remuneração previsto atualmente é composto por dois itens: (i) uma remuneração fixa diretamente proporcional à capacidade disponibilizada para modulação, concedida em leilão; e (ii) uma remuneração variável decorrente de operações no mercado de serviços ancilares (*Dispatching Services Market - MSD*) (Enel X, 2020a).

Outro serviço oferecido pela Enel X no mercado italiano de energia elétrica está relacionado à eletromobilidade. A empresa oferece uma série de produtos que viabilizam a recarga de veículos elétricos em locais públicos e privados. Um exemplo de produto é o Box Station 2.0. Este carregador fornece uma potência máxima de 3,7 kW (16A, 230V) e possui conector Tipo 2, o mais usado na Europa para carregamento em corrente alternada.

O pacote de serviços, quando o cliente adquire o Box Station 2.0, inclui: (i) o carregador Box Station; (ii) instalação especializada, com emissão de certificado de conformidade; (iii) garantia de 2 anos, incluindo recuperação, reparo ou substituição da unidade defeituosa; e (iv) assistência técnica 24 horas.

Para o usuário residencial, o Box Station 2.0 deve ser conectado ao medidor de energia doméstico, sendo aplicada, para fins de faturamento, a tarifa de uso residencial. A Enel X é remunerada pelo produto a partir da venda dos equipamentos (Enel X, 2020b).

Por fim, vale também ressaltar a atuação da empresa Next-Kraftwerke no cenário de usinas virtuais na Itália. A descrição dos serviços e do modelo de remuneração deste RED já foram apresentados no capítulo referenciado à Alemanha. Ademais, outro exemplo de modelo de negócio envolvendo RED é o desenvolvido pela Senec, atuante no mercado de sistemas de armazenamento distribuído. Segundo Bastera, et al. (2020), esta empresa iniciou sua atuação no cenário italiano a partir de 2017. Seus serviços, produtos e modelo de remuneração também já foram descritos no capítulo referenciado à Alemanha.

2.8.4 Regulação Econômica

O ciclo tarifário atual definido pelo Regulador Italiano (ARERA) é de 8 anos, embora seja dividido em dois subperíodos com duração de 4 anos cada. O primeiro subperíodo teve início em 2016 e finalizou em 2019, enquanto o segundo se iniciou em 2020 e será finalizado em 2023. O modelo regulatório é, então, determinado para cada subperíodo. A estrutura “4+4” está em vigor para os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica.

O modelo regulatório aplicado no primeiro subperíodo (2016-2019) foi híbrido, caracterizado pela aplicação de esquemas de regulação por incentivo para os custos operacionais (OPEX) através do regime *Price-Cap* e do regime *Rate-of-Return* para os custos de capital (CAPEX) (ARERA, 2019a). Portanto, os custos operacionais e de capital são reconhecidos separadamente.

Os custos permitidos pelo Regulador são agregados em uma receita limitada nacional, cujo cálculo é dado pela Equação 5. Com base nessa receita, uma tarifa de referência é obtida.

Equação 5 – Cálculo da Receita Permitida

$$Receita_{(a,m)} = \rho 1_{(a,m,u)} \times N_c + \rho 3_{(a,m,u)} \times E$$

Em que:

N_c = número de clientes;

E = energia;

a = atividade

m = companhia de distribuição

u = classe de usuário;

ρ (distribuição) = componentes são diferenciados por companhia de distribuição e classe de usuário, sendo: $\rho 1$ = €/cliente/ano e $\rho 3$ = €/kWh.

Em relação ao OPEX, o arcabouço vigente considera um compartilhamento de lucros (*profit sharing*) 50/50, isto é, as distribuidoras retêm 50% dos ganhos de produtividade, além do mínimo estabelecido pela regulação, provenientes do ciclo tarifário imediatamente anterior (ENEL, 2016). Através do Fator X, o OPEX permitido é ajustado para o primeiro ano em relação ao valor do OPEX atual, com o acréscimo de 50% dos ganhos de eficiência auferidos no ciclo anterior. No cálculo do Fator X, o regulador considera também a transferência total de ganhos extras de produtividade, acumulados ao longo de períodos tarifários anteriores (REFE, 2015).

O CAPEX é remunerado com base nos custos efetivamente incorridos pelas distribuidoras. O cálculo da base de ativos regulatória (BAR) baseia-se nos custos históricos contábeis corrigidos (Mercedes Vallés, 2016). O valor da base de ativos é atualizado anualmente através do índice de preços dos bens de investimento (REFE, 2015).

Os novos investimentos realizados no ano “n” são reconhecidos na base de ativos no ano “n+2”. O regulador considera ativos não onerosos¹¹² na BAR das distribuidoras, o que, segundo (CEER, 2019) constitui uma particularidade do modelo de regulação italiano. Outra característica desse modelo refere-se ao reconhecimento de investimentos em inovação, tais como redes inteligentes (*smart grids*)¹¹³. Baseado em esquemas de regulação de incentivos, a ARERA inclui custos com sistemas de medição inteligente no CAPEX reconhecido das distribuidoras¹¹⁴.

Segundo (ARERA, 2019b), em 2018, uma provisão referente a investimentos em medidores inteligentes 2G (de segunda geração) foi necessária para distribuidoras que ainda não haviam apresentado um plano de instalação massiva de sistemas de medição inteligente para consumidores da baixa tensão. Tais distribuidoras incorreram em custos inesperados com os medidores 2G devido à falta de medição de primeira geração. Os custos seriam reconhecidos nas tarifas a partir de 2019.

Além da metodologia de incentivo *price cap* aplicada ao OPEX, o modelo regulatório italiano contempla incentivos do tipo *output-based* e do tipo *input-based*, os quais são destinados, principalmente, à promoção de melhoria da qualidade do serviço e ao fomento de investimentos em projetos pilotos de redes inteligentes (REFE, 2015). Os incentivos à qualidade do serviço garantem bonificação ou penalidades de acordo com a manutenção da tensão ideal da rede e com a continuidade do serviço (ARERA, 2017).

¹¹² Taxas de conexão (pagas pelo consumidor), contribuições de instituições públicas e financiamento da União Europeia.

¹¹³ No período regulatório anterior, de 2012 a 2015, o regulador italiano aplicou uma remuneração extra de 2% sobre o WACC da remuneração da distribuidora, válida por 12 anos. Investimentos relacionados a mecanismos de automação; projetos pilotos de instalação de baterias para armazenamento e redes inteligentes de média tensão são alguns dos investimentos aptos para a remuneração extra (Benedettini, 2013).

¹¹⁴ Critérios estabelecidos na Resolução nº 646/2016/R/eel, de 10 de novembro de 2016.

Os custos permitidos definidos pelo Regulador são recuperados através de um mecanismo de equalização entre a receita obtida e a receita requerida aprovada previamente pela ARERA. A receita obtida é auferida a partir das tarifas de referência ou ideais, pelas quais as tarifas aplicadas devem convergir. O anexo A da Deliberação 654/2015/R/EEL detalha o regime de equalização. Para a receita do serviço de distribuição, o mecanismo de reconhecimento dos saldos a serem equalizados tem base bimestral.

A conta UC3, estabelecida no art. 48.1, é destinada à compensação do mecanismo de equalização. Caso o valor disponível da conta (UC3) não for suficiente para liquidar o montante que cada empresa deve receber, o Fundo de Equalização do Setor Elétrico (Cassa) realiza pagamentos proporcionais aos reivindicados pelas empresas de distribuição.

Segundo o art. 32.9., se o montante a ser recebido pela empresa não for pago em até 3 meses após o prazo final (dezembro do ano $t+1$, no caso das compensações anuais), o Fundo (Cassa) deve remunerar a empresa com uma taxa de juros igual a Taxa de Referência do Banco Central Europeu – no mínimo 0,5% - calculada a partir de 1º de janeiro do segundo ano subsequente àquele a que se referem os montantes de equalização.

O cálculo do montante das receitas a ser equalizado relacionado ao serviço de distribuição ($PD_{m,t}$) é feito através da Equação 6.

Equação 6 – Equalização da receita para o Serviço de Distribuição

$$PD_{m,t} = RA_{m,t} - RE_{m,t}$$

Em que:

$RA_{m,t}$: Receita que será obtida pela empresa m , no ano t , a partir da aplicação da tarifa de referência pelo serviço de distribuição;

$RE_{m,t}$: Receita decorrente da aplicação das tarifas obrigatórias para cobrir os custos relacionados ao serviço de distribuição; tarifa D1 sem os componentes σ_1 (medição) e σ_3 (transporte); taxas de retirada de energia

reativa¹¹⁵ e diferença entre receita e custo de aplicação das taxas de transmissão (TRAS).

Para o segundo subperíodo tarifário, o anexo A da Deliberação 568/2019/R/EEL¹¹⁶, de 27 de dezembro de 2019, detalha o regime de equalização.

Para o segundo subperíodo tarifário, em vigor entre 2020 e 2023, o regulador italiano planeja uma adoção gradual da abordagem TOTEX. A proposta de mudança de modelo regulatório foi feita no âmbito da Consulta 683/2017/R/EEL, de 12 de outubro de 2017. Na Resolução 119/2019/R/EEL, o regulador confirmou sua intenção da aplicação desta abordagem para o setor de transmissão a partir do último ano do subperíodo tarifário atual (2023), com extensão para as maiores empresas do setor de distribuição posteriormente (ARERA, 2019b). O objetivo é o desenvolvimento do novo modelo regulatório em um horizonte plurianual, visando à transição gradual dos mecanismos tarifários vigentes para a nova abordagem por TOTEX (ARERA, 2019a). A proposta e a justificativa para o novo modelo regulatório serão apresentadas na seção de Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas.

Estrutura Tarifária

A tarifa de referência utilizada no mecanismo de equalização da receita, conhecida como tarifa D1, não é aplicada efetivamente no país. Sua formulação tem o objetivo de cobrir os custos da medição através de um componente fixo e custos da rede, através dos componentes de capacidade e energia. As tarifas finais, pagas pelos consumidores, possuem um ajuste em relação à tarifa D1, para consideração dos subsídios e para recuperar a receita permitida.

As contas de eletricidade dos consumidores na Itália têm 4 componentes: (i) tarifa de serviços de rede (*network services tariff*); (ii) tarifa geral do sistema (*system charges tariff*); (iii) impostos sobre a conta e (iv) tarifa de energia (*selling service*).

¹¹⁵ Conforme artigo 24, são aplicadas aos clientes não domésticos com potência acima de 16,5 kW.

¹¹⁶ Disponível em: < <https://www.arera.it/allegati/docs/19/568-19alla.pdf>>.

Os componentes regulados são as tarifas de serviços de rede, que cobrem os custos relacionados às atividades de transmissão, distribuição e medição, e as tarifas gerais do sistema, cujo objetivo é refletir custos de cobertura dos serviços de manutenção e operação do sistema, incluindo despesas com políticas de incentivo a fontes renováveis e ações para promover a adoção de medidas de eficiência energética. A composição de ambas tarifas reguladas é trinomial com aplicação de uma componente fixa (€/cliente/ano), volumétrica (€/kWh) e de capacidade (€/kW/ano), sendo que cada uma das componentes apresenta especificidades.

A tarifa de serviços de rede é obrigatória e igual para todos os clientes residenciais. A reforma tarifária, iniciada a partir da Resolução nº 654/2015 para o ciclo tarifário 2016-2023, eliminou a estrutura progressiva da tarifa de serviços de rede a partir de 2017 e estipulou que a (i) componente fixa da tarifa (€/cliente/ano) recuperasse custos com medição e comercialização; (ii) a componente de capacidade recuperasse os custos de distribuição; e (iii) a componente volumétrica recuperasse os custos de transmissão.

Já a tarifa geral do sistema varia segundo o tipo de consumidor residencial, o nível tensão e a potência contratada. A parcela volumétrica da tarifa apresentava, até o final de 2019, uma estrutura progressiva aplicada para os consumidores domésticos¹¹⁷. Foi considerada uma estrutura de 2 blocos de consumo anual com tarifas crescentes (*inclining-block*): (i) consumo anual de até 1.800 kWh e (ii) consumo anual superior a 1.800 kWh. Adicionalmente, as tarifas volumétricas para os usuários residenciais podem ser do tipo *Time of Use* (TOU) com dois ou três períodos.

¹¹⁷ O fim da estrutura progressiva, com blocos crescentes, nas tarifas gerais do sistema estava previsto para o ano de 2018. Contudo, a ARERA prorrogou a reforma nestas tarifas (ARERA, 2019b). As tarifas gerais do sistema para os clientes residenciais deixaram de ter blocos crescentes por faixa de consumo em 2020.

Os clientes residenciais e demais usuários da baixa tensão pagam tarifas gerais do sistema diferenciadas de acordo com a potência contratada. Os valores para cada nível de potência são diferenciados nos três componentes da tarifa (fixo, volumétrico e de demanda). São considerados 6 níveis de potência, que variam entre potência menor ou igual a 1,5kW e superior a 16,5 kW para a baixa tensão.

Os usuários da média tensão também pagam tarifas gerais diferenciadas conforme o nível de potência contratado. Nesse caso, apenas 3 níveis são estipulados: potência disponível (i) de até 100 kW; (ii) superior a 100 kW e menor ou igual a 500 kW e (iii) superior a 500 kW. Quanto maior o nível de potência, menores são os encargos fixos, de capacidade e volumétrico. Para usuários da extra alta tensão, apenas as tarifas volumétricas variam de acordo com o nível de tensão (se inferior ou superior a 380 kV).

A Tabela 43 sintetiza a estrutura de tarifas reguladas aplicada aos usuários na Itália.

Tabela 43 – Estrutura de Tarifas Reguladas na Itália

Classificação			Componentes Tarifários	
Categoria	Tensão	Infraestrutura	Fixo	Variável
Residencial normal	Baixa	-Medição de Energia -Medição de Demanda	€/cliente/ano e Demanda (€/kW/ano)	Volumétrico em blocos crescentes* (€/kWh)
Residencial com medidor eletrônico	Baixa	- TOU -Medição de Energia -Medição de Demanda	€/cliente/ano e Demanda (€/kW/ano)	Energia em três postos tarifários (TOU)
Iluminação Pública	Baixa Média	-Medição de Energia -Medição de Demanda	€/cliente/ano e Demanda (€/kW/ano)	Volumétrico (€/kWh)
Outros	Baixa Média	-Medição de Energia -Medição de Demanda	€/cliente/ano e Demanda (€/kW/ano) em blocos decrescentes conforme nível de potência	Volumétrico (€/kWh) em blocos decrescentes conforme nível de potência
Industrial	Alta	-Medição de Energia -Medição de Demanda	€/cliente/ano e Demanda (€/kW/ano)	Volumétrico (€/kWh)
Outros	Extra Alta	-Medição de Energia -Medição de Demanda	€/cliente/ano e Demanda (€/kW/ano)	Volumétrico (€/kWh) em blocos decrescentes conforme nível de tensão

Fonte: Elaboração própria com base em informações da ARERA e OFGEM.

Nota: Os blocos crescentes por nível de consumo (kWh) foram aplicados até 2019 para tarifas gerais do sistema. Em 2020, nenhuma tarifa regulada apresenta estrutura progressiva para nível de consumo (kWh).

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Na Itália, coexistem múltiplos mecanismos de incentivos para projetos de geração de eletricidade a base de fontes renováveis. Os principais mecanismos são as tarifas *Feed-in* e o *Net-Metering*. As pequenas instalações fotovoltaicas, em particular, têm a opção de adquirirem o esquema *Net-Metering*, denominado “*Scambio Sul Posto*”. O esquema de compensação é válido para sistemas com capacidade de até 500 kW.

Para incentivar as demais fontes renováveis, podem ser aplicadas as tarifas *all-inclusive feed-in*, *feed-in premium* ou o *net-metering*. A Tabela 44 apresenta as características dos esquemas utilizados no país.

Tabela 44 – Feed-in Tariff e Net Metering na Itália

Tipo	Classificação	Característica
<i>All-inclusive Feed-in (Onnicompresiva)</i>	Para instalações com fontes renováveis, exceto solares fotovoltaicas, que entraram em operação antes de 31 de dezembro de 2012, com capacidade instalada de até 1 MW (200 kW para usina eólica).	Prevê o pagamento de uma quantidade fixa para cada kWh produzido, por 15 anos, sendo diferenciado conforme a fonte.
<i>Feed-In</i>	- Para todas as instalações com fontes renováveis, exceto fotovoltaicas, com capacidade instalada de até 500 kW e que entraram em operação a partir de 01 de janeiro de 2013; - Para instalações de energia solar, que entraram em operação entre 27 de agosto de 2012 e 6 de julho de 2013 e têm capacidade instalada inferior a 1 MW.	O incentivo pela energia injetada na rede inclui a venda da eletricidade produzida, que, portanto, não permanece à disponibilidade do produtor.
<i>Feed-in Premium</i>	- Para as instalações com fontes renováveis, exceto fotovoltaicas, com capacidade instalada superior à 500 kW e que tenham entrado em operação após 01 de janeiro de 2013; - Para instalações de energia solar que entraram em operação antes de 26 de agosto de 2012; - Para instalações de energia solar que entraram em operação entre 27 de agosto de 2012 e 6 de julho de 2013 e têm capacidade instalada superior a 1 MW.	- O incentivo não inclui a venda de eletricidade, que permanece à disponibilidade do produtor. - Instalações de energia solar fotovoltaicas recém-construídas não podem mais acessar esse tipo de incentivo.
<i>Net-Metering (Scambio Sul Posto)</i>	Opção para todas as instalações de que produzem energia de fontes renováveis. Válido para pequenas instalações, com capacidade de até 500 kW (para hidrelétricas CHP, a capacidade máxima é de 200 kW).	A eletricidade consumida da rede é compensada pela eletricidade injetada na rede.
<i>Retiro Dedicato</i>	Opção para instalações de energias de baixo carbono.	Pequenas instalações são remuneradas pelo Preço Mínimo Garantido (PMG) e instalações maiores recebem o preço médio zonal do mercado atacadista.

Fonte: Elaboração própria com base em (ARERA, 2019c) e em (Burger, et al., 2020).

O Preço Mínimo Garantido (PMG) é estabelecido por fonte de energia e varia conforme a quantidade de energia produzida. Os valores para os PMG foram definidos inicialmente pela Deliberação ARG/elt 103/11 a partir dos custos de geração das fontes renováveis de até 1 MW coletados e analisados pelo *Politecnico di Milano*. Os PMG para as hidrelétricas são calculados pela Equação 7:

Equação 7 – Preço Mínimo Garantido para Hidrelétricas

$$PMG_t = (PMG_{t-1} - 25) \times \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right) + 25$$

Em que:

PMG_t: Preço mínimo garantido para o ano *t*;

PMTG_{t-1}: Preço mínimo garantido para o ano *t-1*;

FOI_{t-1}: é a taxa de variação anual nos preços ao consumidor para famílias de trabalhadores e empregados detectados pelo Instituto Nacional de Estatística no ano anterior, com arredondamento para a primeira casa decimal de acordo com o critério comercial.

Para as demais fontes de energia os preços mínimos são estabelecidos pela Equação 8.

Equação 8 - Preço Mínimo Garantido para Fontes Renováveis

$$PMG_t = (PMG_{t-1}) \times \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right)$$

Na Itália, os *prosumidores* pagam encargos para cobrir os custos incorridos por eles devido à injeção de energia na rede. O Decreto nº 24, de dezembro de 2014, estabeleceu taxas para os *prosumidores* que participam do esquema *feed-in premium*, a fim de cobrir os custos de gerenciamento, verificação e controle por parte do Gestor do Serviço de Energia (GSE), que atua como um intermediador entre os *prosumidores* e o mercado. Os *prosumidores* devem pagar uma taxa que varia de acordo com o tipo de fonte de energia e a potência do sistema, como mostra a Tabela 45. Um limite anual de € 10 mil é estabelecido para valores pagos por esses clientes.

Tabela 45 – Tarifas Pagas pelos Prosumidores aos GSE no Esquema *Feed-in*

Fonte	1 kW < P ≤ 20 kW (€/kW)	20 kW < P ≤ 200 kW (€/kW)	P < 200 kW (€/kW)	Máximo (€/ano)
Solar	0,7	0,65	0,6	10.000
Eólica	0,9	0,8	0,7	10.000
Hidráulica	1,1	0,9	0,8	10.000
Outros	1,2	1,0	0,9	10.000

Fonte: GSE (2018a).

Clientes que alocados no sistema *net metering* também devem pagar ao GSE uma tarifa para cobrir os custos de gestão, verificação e controle. Contudo, as instalações com potência de até 3kW que utilizam este esquema estão isentas do pagamento da taxa. No caso de sistemas com potência entre 3 kW e 20 kW, há uma cobrança fixa por ano e, para instalações com capacidade entre 20 kW e 500 kW, existe, adicionalmente, uma cobrança que varia de acordo com a potência, conforme apresentado na Tabela 46.

Tabela 46 – Tarifas pagas pelos prosumidores aos GSE no esquema *Net Metering*

Potência (kW)	Fixo (€/ano)	Variável (€/kW)
P < 3 kW	0	0
3 KW < P ≤ 20 kW	30	0
20 KW < P ≤ 500 kW	30	1

Fonte: GSE (2018b).

Adicionalmente à cobrança de uma tarifa pelos custos de gestão, verificação e controle, cobra-se também uma taxa de € 4/ano por cada ponto de medição do *prosumidor* em esquemas *net metering*.

Para a recarga de veículos elétricos em pontos de acesso público, a ARERA definiu, desde 2012, uma estrutura tarifária monomial, que considera apenas a cobrança de tarifas volumétricas (€ / kWh) sem diferenciação horária. Essa estrutura foi definida pela Resolução 654/2015/R/EEL para o primeiro subperíodo tarifário (2016-2019) e é aplicável a pontos de carregamento de baixa tensão (ARERA, 2020). As tarifas, que têm o objetivo de recuperar os custos com distribuição, transmissão e medição, são indicadas na Tabela 47.

Tabela 47 – Tarifa para Serviços de Rede Destinada a Recarga de Veículos Elétricos (BTVE) para 2020

Preço Da Energia Consumida	€/kWh
Tarifa Obrigatória pelo serviço de Distribuição	0,04969
Componente Tarifário pelo serviço de Leitura (MIS)	0,00152
Componente Tarifário pelo serviço de Transmissão (TRAS)	0,00761
Total	0,05882

Fonte: DEVAL (2020).

Além disso, postos de recarga de acesso público pagam também por tarifas gerais do sistema. O regulador define tarifas gerais do sistema volumétricas sem diferenciação horária para os postos de recarga pública. Em 2019, essa tarifa foi de 0,036461 €/kWh¹¹⁸.

Contudo, a regulação italiana não apresenta, até o momento, uma cobrança específica para recarga residencial de veículo elétrico. O custo da recarga, portanto, dependerá da tarifa aplicada ao fornecimento de energia elétrica da residência do usuário.

2.8.5 Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

As políticas de incentivo utilizadas pelo governo e as práticas regulatórias contribuíram para a difusão da Geração Distribuída (GD) na Itália. Em 2017, a geração de energia pelas instalações de GD no país representou 21,7% (64,2 TWh) da matriz elétrica nacional total¹¹⁹. Em termos de números de projetos, os sistemas fotovoltaicos têm participação expressiva na GD: 98% dos sistemas instalados de GD no país em 2017 geravam energia solar fotovoltaica, com uma participação de 35,1% da capacidade total das instalações de geração distribuída (ARERA, 2019c). O resultado da política de incentivo *feed-in* aplicada entre 2009 e 2011 em conjunto com a redução no custo das instalações fotovoltaicas foi um aumento significativo

¹¹⁸ Disponível em: <<https://www.arera.it/it/prezzi.htm>>.

¹¹⁹ Estão incluídos neste cálculo as instalações de fontes hidrelétricas, termoeletricas, geotermicas, eólicas e solares.

na potência instalada e no número de projetos de GD. Os custos dos painéis fotovoltaicos reduziram mais rapidamente que os prêmios pelas tarifas *feed-in* (FiT) (Burger, et al., 2020). Como consequência, a partir de 2012, o governo italiano reduziu ano a ano a participação da aplicação do esquema *feed-in* para os projetos de energia solar fotovoltaica e diferenciou os valores da tarifa pelo tamanho da instalação, incentivando sistemas menores utilizados em residências (P.Lazzeroni, et al., 2017).

A Figura 66 apresenta a evolução na capacidade instalada e no número de projetos de geração distribuída por energia solar fotovoltaica na Itália. Com efeito, entre 2010 e 2011, a capacidade instalada mais que triplicou, enquanto no período de 2013 a 2018, houve um crescimento mais gradual da capacidade instalada, ao contrário do que ocorre com o crescimento no número de instalações. Tal fato indica que os incentivos atuais têm sido eficientes para promover a difusão da Geração Distribuída de pequena escala. P.Lazzeroni et al. (2017) atribuem ao *net-metering* o impulso econômico para o mercado fotovoltaico de pequena escala no país.



Fonte: GSE (2019).

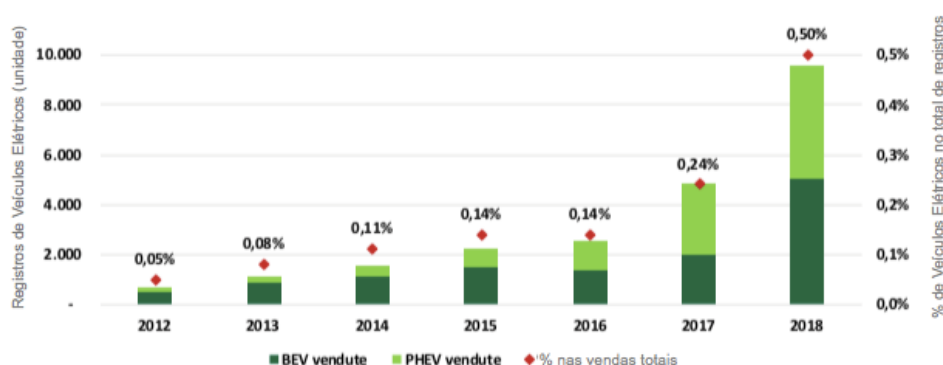
Figura 66 – Evolução da Geração Distribuída Fotovoltaica na Itália

Durante 2018, cerca de 48 mil plantas fotovoltaicas foram instaladas. Segundo GSE (2019), pequenas instalações (com potência menor ou igual a 20 kW), as quais atendem principalmente usuários residenciais, representaram aproximadamente

90% do total das instalações em 2018, mas apenas 21% em termos de potência total instalada. Em relação aos sistemas de geração distribuída, a capacidade média das plantas de energia solar fotovoltaica na Itália é de 24,5 kW, enquanto a capacidade média dos sistemas de todos os tipos de fontes foi de 8,8 kW em 2018. Da geração distribuída fotovoltaica, 44% está concentrada na região norte do país, 37% na região sul e 19% na Itália central (GSE, 2019).

A predominância da geração solar fotovoltaica no âmbito residencial reflete sobre a difusão do armazenamento distribuído. De acordo com ANIE Federazione (2019), até março de 2019, 18.036 sistemas de armazenamento haviam sido instalados, dos quais 15.449 estavam conectados até o final de 2018, com uma potência instalada total de 80,2 MW. Dos sistemas, 99% tinham capacidade inferior a 20 kWh para armazenar energia e estavam combinados com sistemas fotovoltaicos residenciais. Contudo, a Federação estima que apenas 2,6 em cada 100 projetos fotovoltaicos estão equipados com um sistemas de armazenamento.

Quanto aos veículos elétricos, a Itália ainda apresenta baixa difusão. Segundo estudo da Energy & Strategy (2019), o tamanho do mercado italiano de VE é pequeno quando comparado ao mercado europeu. A evolução do número de registros de VE é exibida na Figura 67. Em 2018, cerca de 22 mil veículos elétricos circulavam, o que representou apenas 0,5% das vendas totais de veículos no país. Em relação à infraestrutura de recarga, a Itália conta com 8.200 estações de recarga pública e privada de acesso público.



Fonte: Energy & Strategy (2019).

Figura 67 – Evolução no Número de Registros de Veículos Elétricos na Itália

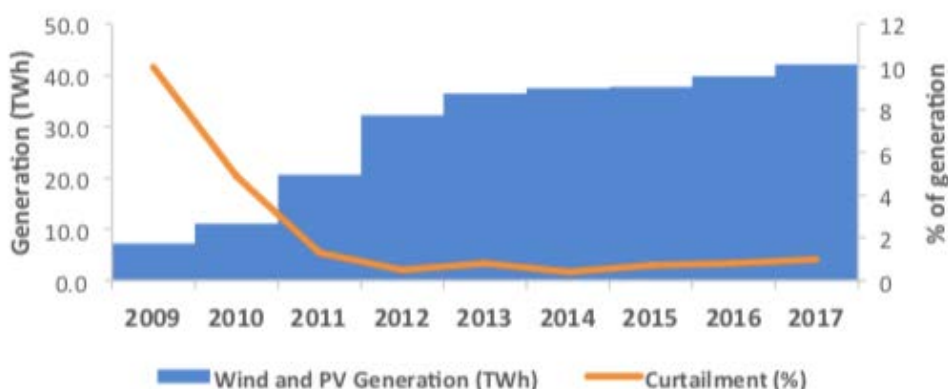
Apesar de incipiente, a adoção de veículos elétricos na Itália aumentou significativamente entre 2017 e 2018. Energy & Strategy (2019) destacam a importância de políticas de incentivo para adoção do VE, principalmente no curto prazo. Atualmente, todas as regiões no país aplicam algum tipo de isenção do pagamento de imposto de circulação para VE. Adicionalmente, a Itália está iniciando testes para usar VE na prestação de serviços de rede (*vehicle-to-grid*, V2G), os quais devem possibilitar sua participação de forma agregada no Mercado de Serviços Ancilares (MSD).

A possibilidade de utilização do V2G na Itália de forma a contribuir com a flexibilidade da rede deve ser um passo importante na transição energética do país, especialmente devido aos efeitos ocasionados pela difusão da geração distribuída a partir de energia renovável intermitente, tais como eólica e solar. A evolução da geração distribuída, especialmente a solar fotovoltaica, representou desafios relacionados à integração das fontes renováveis intermitentes à rede.

O avanço da GD solar fotovoltaica entre 2008 e 2010, predominado por usinas de grande escala, resultou em congestionamento nas linhas de transmissão e em instabilidades da rede de distribuição durante o verão (P.Lazzeroni, et al., 2017); (IRENA, 2019). O problema de congestionamento foi ocasionado pelo excesso de capacidade no período, proveniente do aumento significativo na capacidade instalada de energias renováveis intermitentes, especialmente a eólica e a solar (Kolokathis, et al., 2019). Os impactos na rede devido à GD foram maiores na região sul do país, onde a carga total do sistema é menor e, portanto, tende a sofrer mais com os efeitos de uma elevada difusão de instalações de energia renovável como a solar (LO SCHIAVO, et al., 2019). Como resultado, os padrões de fluxo de eletricidade no país mudaram nos últimos anos, principalmente na região sul (IRENA, 2019).

Contudo, a resposta do operador do sistema de transmissão (Terna) quanto ao congestionamento da rede parece ter sido satisfatória. Segundo IRENA (2019), um conjunto de medidas foi aplicado de forma a facilitar o corte devido às restrições na rede de transmissão, tais como (i) a utilização do *Dynamic Line Rating* (DLR),

responsável por conter o nível de redução/cortes (*curtailment*) de geração entre valores de 1 a 2% durante curtos períodos de tempo; (ii) a expansão da rede de transmissão; e (iii) o desenvolvimento atual de redes inteligentes na região da Puglia (sul). A Figura 68 mostra que desde 2012, mesmo com o aumento da geração de energia solar e eólica, os níveis de *curtailment* permaneceram estáveis no país.



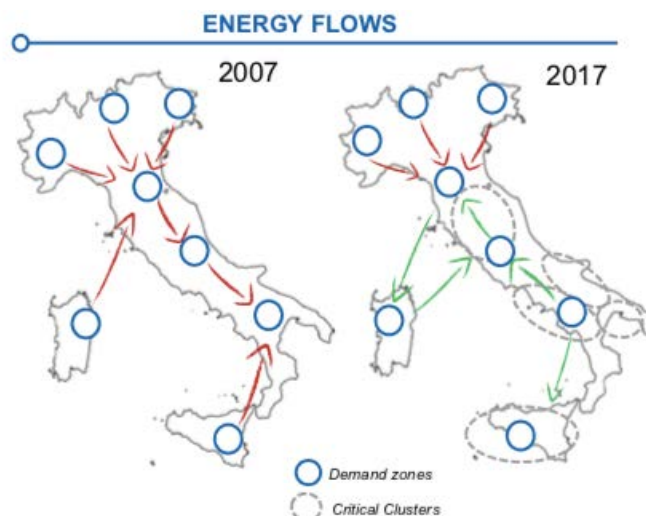
Source: Carlini (2018).

Fonte: IRENA (2019).

Figura 68 – Geração Eólica e Solar X *Curtailment* na Itália

Na média tensão, em particular, os problemas de congestionamento não são frequentes. Segundo Lo Schiavo et al. (2019), os recursos energéticos distribuídos têm sido conectados somente após o reforço adequado da rede. Contudo, ressalta que essa abordagem pode conduzir ao excesso de custo no longo prazo para investimento no desenvolvimento da rede.

Os sistemas de GD solar fotovoltaico e de energia eólica foram instalados, em grande parte, nas regiões ao sul do país (ARERA, 2019c), enquanto os principais centros de carga permanecem nas cidades do meio norte (IRENA, 2019). Assim, os padrões de fluxo de potência foram alterados, especialmente na rede de transmissão, como indicado na Figura 69, o que ocasionou problemas de congestionamento e redução de energia.



Fonte: IRENA (2019).

Nota: Linhas verdes representam os ativos de transmissão que tiveram seus fluxos dominantes alterados de 2007 para 2017. Linhas vermelhas em 2017 representam os fluxos cujas direções permaneceram inalteradas em relação a 2007.

Figura 69 – Alteração do Fluxo de Energia na Itália

Embora o problema do excesso de capacidade sobre a rede tenha se reduzido nos últimos anos, Kolokathis et al. (2019) argumentam que a Itália ainda possui um excedente significativo de capacidade em relação ao pico de demanda, o qual pode ser atribuído à difusão da GD a partir de fontes solares e eólicas. No primeiro trimestre de 2019, os excedentes de capacidade ainda estavam em torno de 30% em todo o país. Para aumentar os níveis de segurança do fornecimento no futuro, as distribuidoras e o governo devem tomar medidas tais como o reforço da rede doméstica; o desenvolvimento da capacidade de interconexão; e a implantação de armazenamento adicional em larga e pequena escala (Kolokathis, et al., 2019) .

Não obstante, a crescente difusão de fontes intermitentes produziu também uma mudança significativa no perfil horário da curva de demanda. Segundo (ENEA, 2019), devido à concentração da produção fotovoltaica durante o dia, o aumento da GD acentuou a distância entre a carga residual mínima¹²⁰ durante o dia e a carga

¹²⁰ Diferença entre a demanda de energia e a produção das instalações de energia renovável intermitente. A tendência da demanda residual se diferencia da demanda total especialmente nos

máxima à noite. Por esse motivo, ações de balanceamento fornecidas por sistemas programáveis com alta capacidade de modulação estão se tornando cada vez mais necessárias, com vistas a satisfazer oscilações de demanda durante o período matinal e noturno.

Como resultado, o mercado de serviços ancilares¹²¹ (MSD) assumiu importância crescente no mercado de eletricidade. ENEA (2019) atribui a crescente complexidade do gerenciamento do sistema de energia à difusão das energias solar e eólica, o que conduziu ao aumento nos custos incorridos pela Terna no MSD. A agência reconhece uma tendência recente de aumento no uso de requisições *ex ante* por parte da Terna no MSD, mercado no qual o operador realiza a fase de planejamento, de forma a lidar com qualquer produção renovável abaixo do esperado. Em 2018, os custos de transação entre os mercados MSD para lidar com o planejamento e o equilíbrio da demanda em tempo real aumentaram pelo quinto ano consecutivo e o ônus recai sobre os consumidores (ENEA, 2019).

A qualidade do serviço, bem como a eficiência produtiva, são incentivadas através do modelo regulatório. Um dos focos da regulação para o atual ciclo tarifário (2016-2023) é o aumento da resiliência das redes de transmissão e distribuição (LO SCHIAVO, et al., 2019). A reguladora, ARERA, analisa, através da Consulta Pública 683/2017/R/eel, a aplicação de incentivos adicionais para a resolução dos problemas de congestionamentos na transmissão, ocasionados, em parte, pela geração distribuída (ARERA, 2017).

Em geral, o mecanismo de incentivo aplicado pela ARERA estimulou investimentos em inovação, associada à integração dos recursos energéticos distribuídos à rede.

dias caracterizados por baixa demanda e alta produção de energia solar, por exemplo, quando a curva de carga residual assume o tipo “*duck curve*” (ENEA, 2019).

¹²¹ Os principais fornecedores de serviços de flexibilidade são as grandes usinas de combustíveis fósseis. Contudo, a TERNA tem promovido a abertura progressiva do MSD para recursos energéticos distribuídos. Agregações de consumo e/ou de geração e sistemas de armazenamento, conectados à rede em qualquer nível de tensão, podem participar do mercado MSD (Terna, 2018).

A remuneração extra sobre o WACC para novos investimentos garantiu a implantação de projetos de redes inteligentes. A Terna, por exemplo, instalou 35 MW de unidades de armazenamento na região sul do país, com vistas a aumentar a flexibilidade do sistema e absorver o excesso de energia gerada pela GD, cujo despacho não é imediato, em horários de baixa demanda (Terna, 2016). Além disso, ao reconhecer custos de capital com a implantação de sistemas de medição inteligente, a reguladora torna viável o uso da resposta da demanda para gerenciamento da rede. Mais de 95% dos consumidores da baixa tensão têm acesso à medição inteligente na Itália (Kolokathis, et al., 2019).

Contudo, a combinação de mecanismos de *Price Cap* (aplicado ao OPEX) com Custo de Serviço (aplicado ao CAPEX) tende a promover um incentivo moderado a ganhos de eficiência, especialmente devido à abordagem *ex post* de tratamento aos custos de capital. Ao ajustar a base regulatória em função dos investimentos realizados, o modelo regulatório italiano não induz à eficiência de custos, apesar de mitigar as incertezas na projeção.

A falta de equalização nos incentivos ao CAPEX e OPEX pode desencorajar as distribuidoras a evitarem ou adiarem investimentos, com potencial efeito sobre o incentivo à utilização da resposta da demanda (Vallés, et al., 2016). A própria reguladora reconhece a necessidade de um mecanismo para coordenação das estratégias para aproveitamento da flexibilidade da demanda.

De acordo com (ARERA, 2017), a transição energética e os investimentos relacionados às novas tecnologias, associados com a crescente importância da digitalização no gerenciamento de redes exigem a revisão do modelo regulatório. A reguladora destacou os limites da abordagem híbrida (*Price Cap* e *Cost of Service*), a qual favorece grandes recuperações do custo de capital em detrimento de custos operacionais e não fornece incentivos adequados para redução do custo geral do serviço, possibilitando investimentos desnecessários cujo custo recai sobre o consumidor.

A fim de tornar os incentivos da regulamentação consistente com os objetivos de melhor seletividade de investimento, a ARERA planeja adotar uma nova

abordagem regulatória de incentivos, baseada: (i) no controle total dos custos (abordagem TOTEX); (ii) na avaliação dos planos de investimentos propostos pelas distribuidoras de acordo com a demanda esperada e a necessidade de desenvolvimento do sistema, através de uma orientação prospectiva (*forward looking*); e (iii) na regulação *output based* (ARERA, 2017).

A opção pela regulação por TOTEX foi pautada na experiência do Reino Unido. Uma das justificativas da ARERA para adotar a abordagem de custo total é sua neutralidade em relação às escolhas tecnológicas, a qual poderia favorecer soluções mais inovadoras, como redes inteligentes associadas aos RED, em comparação a soluções tradicionais de desenvolvimento da rede, que requerem maior uso de capital (ARERA, 2017).

Não obstante, ao considerar o cenário de evolução futura da rede tanto para custos operacionais quanto para custos de capital, a abordagem *forward looking* considera um planejamento de expansão e melhorias da rede de forma mais detalhada, capturando mais adequadamente o processo de difusão dos RED. Para lidar com a assimetria de informação dos planos de investimento, a ARERA considera aplicar incentivos através do menu de contrato baseado na matriz IQI¹²², que combina incentivos de eficiência com incentivos para formulação de previsões mais acuradas com auxílio das distribuidoras. Para prever os custos permitidos a serem recuperados na receita, a matriz IQI proposta atribui um peso de 75% da previsão de custos da autoridade regulatória e 25% da previsão da distribuidora. Portanto, três aspectos da regulação proposta merecem destaque:

- i. os planos de negócios, que devem conter, entre outros fatores, os meios da empresa para alcançar a segurança do sistema, a qualidade do serviço, a eficiência energética e a inovação na gestão da infraestrutura, a qual deve estimular o apoio da distribuidora à adoção de RED. O horizonte considerado nos planos deve ser de 5 a 10 anos;

¹²² O menu de contrato proposto é baseado na matriz IQI (*Information Quality Incentive- IQI*) aplicada pela OFGEM no Reino Unido. Os detalhes da matriz britânica foram apresentados no Relatório 1.

- ii. a aplicação de mecanismos para lidar com a incerteza, devido à abordagem *ex ante* da trajetória dos custos totais intensificar o risco para a distribuidora;
- iii. a política de incentivos à eficiência, definidos em relação ao custo total (TOTEX) e gerenciados com base em menus de contratos. A equalização dos incentivos entre CAPEX e OPEX podem promover maior adoção de *Non Wire Alternatives*, em detrimento de investimentos tradicionais intensivos em capital.

Em relação à estrutura tarifária, segundo Burget et al. (2020), a principal preocupação da AREGA está relacionada ao pagamento das tarifas de uso do sistema em um contexto de crescente penetração da GD. Ao reduzir o consumo da rede e, conseqüentemente, sua participação no pagamento relacionado aos custos do sistema, o *prosumidor* ainda aproveita os serviços da rede, mesmo não pagando a tarifa de uso do sistema, o que pode induzir à ocorrência de subsídios cruzados. Contudo, a cobrança de custos administrativos, comerciais e de medição para os *prosumidores* suaviza os efeitos dos subsídios cruzados causados por eles.

O reconhecimento do custo incorrido pelas distribuidoras para promover a adoção de medidores inteligentes deve estimular a difusão de RED, uma vez que favorece a aplicação de tarifas com sinais temporais. A sinalização temporal na tarifa pode ser, particularmente, vantajosa para estimular a recarga de veículos elétricos em períodos de baixa demanda, quando os preços estão mais baixos. Adicionalmente, a eliminação da estrutura progressiva das tarifas residenciais na reforma tarifária recente deve promover efeitos positivos sobre a difusão de VE, uma vez que níveis mais altos de consumo (kWh) não são “penalizados” com uma tarifa mais cara.

Com a reforma tarifária, a AREGA pretende adotar uma estrutura tarifária na qual a maior parte dos custos de rede seja recuperada através dos componentes fixo e de demanda (kW). Entretanto, o custo incorrido para cobrir o transporte de energia, que deve se tornar cada vez mais relevante devido ao efeito das fontes de energia intermitentes nas operações de rede, é recuperado na parcela volumétrica da tarifa de rede.

Ademais, Burget et al. (2020) entendem que esta nova estrutura, com aumento da parcela fixa da fatura, deve ser prejudicial para clientes residenciais com um consumo anual inferior à média de consumo no país e que possuem acesso à geração distribuída local. Com elevados componentes fixos na tarifa, a capacidade do usuário em reduzir sua conta de eletricidade é limitada e, assim, ele é desestimulado a adotar medidas de eficiência energética. Para AREG, por outro lado, a nova estrutura não deve desestimular os consumidores a adotarem iniciativas relacionadas à RED, em razão do componente de energia (volumétrico) das tarifas ainda representar cerca de 70% da fatura total dos consumidores (Burger, et al., 2020).

3 Análise Comparativa

A experiência internacional mostrou diferentes resultados dos modelos regulatórios adotados em cada país. Em geral, as regulações técnicas impactam o grau de difusão dos RED e a confiabilidade da rede, o que, consequentemente, afeta os serviços prestados ao consumidor. No caso da regulação econômica, além do impacto no nível de disseminação dos RED e no uso eficiente da rede, outros efeitos são na sustentabilidade financeira das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores.

Em relação à regulação técnica, a Tabela 48 mostra o estágio atual em sobre os aspectos gerais que são permitidos nas regulamentações de cada país quanto ao uso dos RED e os casos que ainda estão em fase inicial ou de testes ou de discussão para instituição do marco regulatório. Nota-se que, em geral os países desenvolvidos possuem regulamentações mais avançadas do que nos países emergentes, o que possibilita mais facilmente a integração dos RED em níveis mais elevados. Em especial, jurisdições como Alemanha, Reino Unido, Califórnia e Nova Iorque já possuem regulamentação para atuação de agregadores. Serviços ancilares já são prestados pelo armazenamento distribuído na Califórnia, Nova Iorque e Austrália. O V2G está em fase inicial ou de testes nos países desenvolvidos, assim como as microrredes. No caso dos países emergentes, destacam-se o Chile, pela recente regulamentação que possibilita a prestação de serviços ancilares por RED, e a Colômbia, pela existência de uma regulamentação para agregadores.

Tabela 48 – Aspectos Gerais Permitidos nas Regulamentações de Cada País Quanto ao Uso dos RED

Parâmetros		Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália
Geração Distribuída	Autoconsumo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Injeção de energia na rede	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Armazenamento Distribuído	Autoconsumo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	o	✓	✓	✓
	Injeção de energia na rede	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	o	✓	✓
	Serviços ancilares	✓	✓	✓	✓	✓	o	x	x	x	o	o
Veículo Elétrico	Recarga residencial com medidor exclusivo	✓	✓	x	✓	x	x	x	✓	o	✓	x
	Injeção de energia na rede (V2G)	o	o	o	o	-	x	x	x	x	o	o
Resposta da Demanda /	Regulamentação para agregadores	✓	✓	✓	✓	o	-	x	-	✓	o	o
Microrredes	Regulamentação	o	-	o	o	o	o	o	o	o	-	-

Legenda: (✓) – RED / serviço identificado / praticado no país; (x) – RED / serviço não praticado no país; (o) – RED /estágio inicial/ serviço em fase de testes / projeto piloto; (-) – RED / serviço não identificado para o país.

As melhores práticas quanto a regulação técnica podem ser encontradas nos países desenvolvidos, como na Austrália, onde a difusão dos RED impôs importantes desafios à rede local e na Alemanha. No primeiro país, a ampla penetração dos recursos energéticos distribuídos gerou a necessidade de aplicação de mecanismos de restrições, tais como o limite de exportação de energia pela GD de forma a garantir a segurança da rede, e de controle de tensão, devido aos problemas crescentes de não conformidade de tensão. Apesar da determinação de limites de exportação pelas distribuidoras australianas, a regulação técnica tem exigido inversores com capacidade de resposta Volt-Watt e Volt-Var como requisito para conexão à rede por novos sistemas de recursos distribuídos, o que contribui para reduzir a necessidade da restrição à exportação de energia.

Também devido à elevada difusão de RED especialmente nas redes de baixa tensão, a regulação alemã é mais rigorosa quando comparada às práticas em outros países europeus. Quando a interface de conexão é realizada por equipamento de eletrônica de potência, este equipamento deve seguir estratégias de controle dos inversores que garantem potência ativa e reativa. Além disso, obrigatoriamente, as instalações superiores a 100 kW devem ser equipadas com medidores inteligentes para permitir o acesso remoto e permanente do DSO à central geradora, flexibilizando a operação da rede e assim garantir a estabilidade e confiabilidade da rede.

As jurisdições analisadas dos Estados Unidos também estão entre as que apresentam melhores práticas de regulação técnica. Para o caso californiano, é possível observar um longo histórico de aplicação, uma vez que a Electric Rule 21 existe de 1982 e contempla a interconexão de sistemas de geração distribuída desde o ano de 1999. Os programas de *net metering* desenvolvidos na Califórnia vem sofrendo alterações à medida que a capacidade instalada de geração distribuída vem aumentando na área de atuação das IOU. Neste caso, é possível citar a exigência de que os sistemas instalados no NEM 2.0 sejam dimensionados de acordo com a carga dos usuários. Ademais, para os casos em que a bateria

pode injetar energia na rede, é exigido que estes equipamentos sejam recarregados apenas pela energia produzida pelos painéis.

No que concerne a outras práticas recentemente adotadas em resposta à alta difusão de RED, a Electric Rule 21 exige, desde 2014, que todos os novos sistemas conectados à redes das IOU utilizem inversores inteligentes¹²³. Desde então, todos os sistemas fotovoltaicos e de armazenamento instalados a partir dessa data devem oferecer resposta Volt-Var, de realizar processos de *soft start*, dar suporte ao controle do fator de potência e de possuir maior capacidade de suportar distúrbios de rede (Hinson, 2019).

Para os inversores instalados a partir do 1º semestre de 2019 é necessário que estes equipamentos tenham sistemas de comunicação com capacidade TCP/IP para permitir que o sistema seja controlado pela distribuidora ou agregador. Além disso, No que se refere aos planos futuros, a CPUC vem trabalhando para desenvolver novas regras e ferramentas para aprimorar os critérios de conexão de RED estabelecidos pela Electric Rule 21.

A regulação técnica aplicada em processos de instalação de equipamentos de geração distribuída de Nova Iorque também teve início no ano de 1999. A regulação técnica aplicada pelo Standardized Interconnection Requirements (SIR) tem sofrido modificações ao longo dos últimos anos à medida que a difusão de RED aumenta no Estado. Segundo Gordon et al. (2016), as principais mudanças aplicadas pelo SIR foram devido à implementação do REV. Neste caso é possível citar como exemplo de mudança o aumento de capacidade dos sistemas de geração distribuída de 2 para 5 MW. Esta ação fez com que a quantidade de aplicações para conexão de GD passassem de 2.000 em 2011 para 11.000 em 2015.

¹²³ Inversor inteligente é um tipo de inversor que, quando ativado, pode realizar autonomamente funções relacionadas à capacidade Volt-Watt e Volt-Var. Além disso, esses equipamentos também contam com sistemas de comunicação com capacidade de aceitar comandos externos e outras funções (SDG&E, 2017),

A utilização de sistemas de armazenamento de energia foram contemplados no Standardized Interconnection Requirements apenas no ano de 2018 (DSIRE, 2019). No que diz respeito à utilização de inversores inteligentes, a adoção deste tipo não é obrigatória no sistemas de geração distribuída instalados na área de atuação das IOU de Nova Iorque, mas as IOU Nova Iorquinas vem buscando entender o impacto dessa tecnologia em seus alimentadores de rede (Febowitz, 2019).

Por outro lado, em países como Chile e México, as regulações técnicas são insuficientes e afetam a difusão dos RED. No primeiro país, a ausência de procedimentos de permissão, padrões técnicos e regras de conexão à rede representam barreiras à ampla adoção de geração distribuída. Já no México, falta um conjunto uniforme nacional de certificação e instalação com requisitos e processos padronizados de equipamentos relacionado ao RED.

No que se refere aos impactos no sistema elétrico, a maioria das jurisdições analisadas apresentaram melhorias na qualidade do serviço prestado quando da difusão dos recursos energéticos distribuídos. Na Alemanha, Reino Unido, Austrália, México, Índia e na Califórnia houve aumento na confiabilidade da rede, a partir de reduções no número das interrupções de energia. As empresas de rede (IOU) na Califórnia, por exemplo, apresentaram medidas de confiabilidade superiores à média norte americana.

O Regulador do Reino Unido, em particular, observou um aumento na satisfação do cliente em relação ao serviço prestado pelas empresas de rede na região, em parte associado ao estímulo à inovação garantido pela regulação econômica (RIIO). Destaca-se também a jurisdição de Nova Iorque, cujas alternativas NWA contribuíram para a redução da demanda de pico no sistema e os RED ainda não geraram impactos negativos significativos sobre o sistema elétrico.

Apesar de gerar problemas de congestionamento, os recursos energéticos distribuídos na Alemanha têm contribuído para a flexibilidade da rede. O país apresenta um dos maiores níveis de segurança no fornecimento de eletricidade da Europa. Adicionalmente, os RED, especialmente sistemas de armazenamento, microrredes e programas de resposta da demanda, têm possibilitado melhorias na

qualidade dos serviços prestados ao tornarem as redes mais resilientes a efeitos climáticos e atípicos na Austrália, Colômbia, Califórnia e Nova Iorque.

Os piores resultados acerca dos efeitos dos RED sobre os sistemas elétricos podem ser atribuídos ao Chile e à Itália, dado que não foram apresentados qualquer impacto positivo sobre a rede devido à difusão desses recursos. No Chile, o aumento da capacidade de geração de energia limpa intermitente em conjunto à redução da demanda por energia da rede gerou necessidade de cortes na geração de algumas usinas de energia renovável. Na Itália, as usinas de grande escala provocaram problemas de congestionamento nas linhas de transmissão e instabilidade na rede de distribuição. Os impactos dos RED sobre a rede de cada país/jurisdição são sintetizados na Tabela 49.

Tabela 49 – Impactos dos RED sobre os Sistemas Elétricos dos Países

País	Impacto positivo na rede	Impacto negativo na rede
 Alemanha	- Confiabilidade - Flexibilidade - Segurança no fornecimento	- Congestionamentos
 Reino Unido	- Confiabilidade	x
 Estados Unidos (Califórnia)	- Confiabilidade - Resiliência	- Imprevisibilidade e complexidade para o sistema devido à característica de Curva de Pato da Demanda
 Estados Unidos (Nova York)	- Redução da demanda de pico - Resiliência	x
 Austrália	- Confiabilidade - Resiliência	- Aumento de tensão
 Chile	x	- Necessidade de cortes na geração de energia
 Espanha	x	x
 Itália	x	- Congestionamentos e instabilidade na rede
 México	- Confiabilidade - Redução nas perdas de energia	x
 Colômbia	- Resiliência	x
 Índia	- Confiabilidade	- Congestionamentos

Legenda: (x) – impacto sobre a rede de RED não identificado no país/região.

Fonte: Elaboração própria.

Em relação às regulações econômicas adotadas, a ausência de incentivos à melhoria de desempenho afeta a internalização dos serviços de RED pela distribuidora mexicana e contribui para a operação ineficiente das distribuidoras na Índia. Já a Austrália tem considerado a introdução de mecanismos de incentivo financeiro para as distribuidoras aumentarem a margem de exportação de energia à rede através dos programas DEIP e OpEN, dado que a regulação atual não incentiva a maximização da capacidade da rede para integração da energia injetada pelos RED.

O uso do *Revenue-Cap* e do *decoupling* tem sido importantes mecanismos para garantir a sustentabilidade financeira das distribuidoras em um contexto de queda de consumo e da necessidade de elevados investimentos para adaptar a rede a maior presença de RED. Tal necessidade tem sido apontada por reguladores de jurisdições como Alemanha, Austrália, Itália e Califórnia para assegurar maior confiabilidade e flexibilidade da rede, destacando-se o caso deste último, que vem executando investimentos significativos para este fim, conforme mencionado na seção 2.3.

Por outro lado, esses regimes tem resultado em aumentos nas tarifas dos consumidores como verificado principalmente na Alemanha e na Califórnia. O próprio regulador de Nova Iorque avalia que o uso de *decoupling* em conjunto com tarifas volumétricas podem onerar ainda mais os consumidores que não possuem RED, especialmente os de baixa renda. Para mitigar este efeito, são aplicadas tarifas que possuem componentes fixas. Nesta jurisdição destaca-se o incentivo ao uso de NWA com a distribuidora sendo protagonista neste processo por meio da DSP, o qual tem sido um fator preponderante tanto para a difusão dos RED como para a redução das tarifas. O uso de NWA também tem sido levado em consideração na avaliação de novos investimentos na Austrália.

O modelo RIIO, aplicado pelo OFGEM no Reino Unido, tem obtido sucesso na difusão dos RED, na melhoria da sustentabilidade financeira das distribuidoras e do sistema elétrico. Na Espanha, o modelo de rede de referência combinando os modos *brownfield* e *greenfield* contribui para a redução de custos por parte da

distribuidora e não conduz a um descolamento entre a rede da distribuidora e a rede ideal.

A Tabela 50 mostra os principais aspectos relacionados à definição da receita regulatória em cada país analisado. Observa-se maior presença de modelos com *Revenue-Cap*, em uma abordagem *Forward Looking*, com custos plurianuais reconhecidos na tarifa e ciclos tarifários de 5 anos, sendo que na Itália o regulador já indicou que modificará o seu modelo para uma abordagem *Forward Looking*. Além disso, apenas o Reino Unido aplica uma abordagem TOTEX, voltada para uma equalização dos incentivos entre CAPEX e OPEX e alguns países como Itália e Austrália estudam a implantação desta abordagem.

A influência dos RED nos custos de rede em geral é mais alta nos países desenvolvidos, exceto na Alemanha, onde a consideração de parâmetros de GD são apenas opcionais nos modelos de *benchmarking*. Já para os países emergentes, não há influência dos RED nos custos de rede, exceto no caso do Chile onde a GD é levada em consideração para a projeção do modelo de rede de referência.

Por sua vez, os mecanismos de incerteza para mitigação de erros de projeção são empregados apenas no Reino Unido, na Califórnia e em Nova Iorque de forma associada às alterações causadas pela difusão dos RED, como é o caso do *decoupling* nos EUA. Em outros países, como Alemanha e Colômbia, por exemplo, são feitos ajustes anuais nos investimentos para considerar os desembolsos realizados pelas próprias distribuidoras, mas não foram verificadas menções de que tal prática seja em função dos RED, ao mesmo tempo que, denotam um esquema que não induz à eficiência, tendo uma característica similar a de custo do serviço. Ainda sobre os mecanismos de incerteza, destaca-se a sinalização do regulador italiano para sua consideração em um futuro próximo.

Tabela 50 – Comparação de Aspectos Relacionados à Receita Regulatória

Parâmetro	Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália
Regime de Regulação	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Híbrido¹</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Price Cap</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Híbrido²</i>
Ciclo	5 anos	8 anos	3 anos	3 anos	5 anos	4 anos	5 anos	3 anos	5 anos	6 anos	8 anos
Reconhecimento de Custos	Plurianual	Plurianual	Anual	Plurianual	Plurianual	Plurianual	Plurianual	Anual	Plurianual	Plurianual	Anual
Influência dos REDs nos Custos	Baixa	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	-	-	-	Alta	Alta
Equalização CAPEX / OPEX	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Abordagem OPEX	<i>Backward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>	<i>Forward Looking</i>	<i>Backward Looking</i>
Mecanismo de Incerteza	Não	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não

2. Custo do Serviço + *Performance Based Rate*; 2. *Price Cap* + *Rate of Return*.

Em relação à estrutura tarifária, observa-se na Tabela 51 a presença de componentes fixos/demanda na maioria dos países tanto para a alta/média como para baixa tensão. Estas tarifas têm sido utilizadas para reduzir os subsídios cruzados causados pelo menor uso da rede por parte dos *prosumidores*, assegurando o pagamento destes agentes sobre os custos de rede. Na Austrália, a tarifa de demanda também é citada pela distribuidora como um mecanismo que pode melhorar o gerenciamento do consumo durante os horários de pico. No entanto, é importante ressaltar que a cobrança fixa não pode ser tão elevada a ponto de afastar a presença dos *prosumidores* como na Espanha e onerar consumidores baixa renda.

Quanto aos sinais temporais, verifica-se que a maioria dos países também os aplicam, apresentando uma granularidade maior na média/alta tensão. Na Austrália, por exemplo, a aplicação de tarifas com sinalização temporal é defendida pela distribuidora Ausgrid para imputar os custos incorridos no sistema por cada usuário e sinalizar os benefícios causados pelo autoconsumo durante os horários de pico do sistema. Já na Alemanha, IEA (2020) sinaliza que, embora tarifas interrompíveis auxiliem no alívio da carga do sistema, a falta de tarifas variantes no tempo pode impactar a implantação planejada da infraestrutura de recarga de veículos elétricos, enquanto a ausência de sinais locais na tarifa implica que *prosumidores* e agregadores não são estimulados a gerar e adquirir energia renovável em áreas cujas redes não estão congestionadas.

O congestionamento na rede ou problemas de conformidade de tensão em locais onde há elevada difusão de RED já vem ocorrendo em países como a própria Alemanha, Itália e Austrália, sendo que neste último há atualmente o *Moving to a Two Sided Market* para mitigar esta questão, visando, entre outras medidas, tornar o mercado australiano efetivamente bidirecional e, encerrar a necessidade de restrição atual do nível de eletricidade pelo qual o RED pode exportar para a rede, conforme descrito na seção 2.5. Por outro lado, no caso da Califórnia, apesar da alta complexidade e imprevisibilidade da rede devido a significativa penetração de RED, elevados investimentos têm sido executados para aumentar a confiabilidade

da rede. Como já descrito, estes investimentos autorizados na receita permitida, entretanto, estão onerando sobremaneira os usuários da rede.

Para auxiliar no uso eficiente da rede também existem, atualmente, remunerações com sinais temporais e/ou locacionais para energia injetada, como é o caso do mecanismo VDER em Nova Iorque que possui ambas sinalizações, incentivando o prosumidor a injetar energia na rede nos momentos e locais que a rede mais necessita. Outro exemplo, é o caso da *feed in* com sinalização temporal aplicada na Austrália.

Tabela 51 – Comparação de Aspectos Relacionados à Estrutura Tarifária

Parâmetro	Alemanha	Reino Unido	Califórnia	Nova Iorque	Austrália	Chile	Índia	México	Colômbia	Espanha	Itália
Usuários BT	Fixo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓
	Volumétrica	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Demanda	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	-	✓	✓
	Excedente Reativo	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-
	Temporal	Interrompível	TOU	TOU / CPP / RTP	TOU	TOU	TOU	TOU	-	TOU	TOU
	Postos Tarifários	2	2 / 3	3	2 / 3	3	2	4	-	2 / 3	3
Usuários MT/AT	Fixo	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓
	Volumétrica	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Demanda	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓
	Excedente Reativo	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-
	Temporal	-	TOU	TOU / CPP / RTP / Interrompível	TOU	TOU	TOU	TOU	TOU	TOU	-
	Postos Tarifários	-	2 / 3	3/+	2 / 3	3	2	4	3	6	-

Legenda: Time of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) e Real Time Pricing (RTP)

Os efeitos da regulação econômica sobre a conta dos consumidores e sobre a sustentabilidade financeira das distribuidoras são apresentados Tabela 52. Observou-se aumento nas contas dos consumidores na Alemanha, Califórnia, Austrália, Itália e Colômbia. Já em Nova Iorque, a política do REV e o estímulo à adoção de RED em detrimento dos tradicionais gastos de capital com rede reduziram a diferença entre as tarifas do estado e as tarifas médias nacionais. No Reino Unido, as práticas adotadas pelo OFGEM têm contribuído para a redução das contas médias dos consumidores.

No caso da sustentabilidade financeira os impactos têm sido quase sempre positivos. A exceção é a Índia em que a regulação econômica não garante a sustentabilidade financeira das distribuidoras, uma vez que as tarifas de energia estão muito abaixo dos custos de fornecimento.

Tabela 52 – Impactos dos RED sobre a Conta dos Consumidores e na Sustentabilidade Financeira das Distribuidoras

País	Impacto sobre a Conta dos Consumidores	Impacto sobre Sustentabilidade Financeira das Distribuidoras
 Alemanha	-	+
 Reino Unido	+	+
 Estados Unidos (Califórnia)	-	+
 Estados Unidos (Nova York)	+	+
 Austrália	-	+
 Chile	0	+
 Espanha	0	+
 Itália	-	+
 México	0	0
 Colômbia	-	0
 Índia	0	-

Legenda: (+) – impacto positivo no país; (-) – impacto negativo no país; (0) – impacto não identificado no país.

Fonte: Elaboração própria.

4 Conclusão

A análise da experiência internacional realizada neste relatório permitiu a identificação dos resultados dos modelos regulatórios e das políticas de difusão desenvolvidas em diversos países para integração dos recursos energéticos distribuídos. Para cada país buscou-se observar os impactos dos modelos e políticas na difusão dos RED, nas tarifas dos consumidores, na sustentabilidade financeira das distribuidoras e no sistema de energia elétrica.

De forma geral, os países desenvolvidos iniciaram mais cedo a integração dos RED com a criação de regulamentações para utilização desses recursos e políticas voltadas para uma difusão mais rápida, por meio de subsídios que poderiam onerar os demais consumidores. Nos últimos anos, esses países têm promovido reformas e ajustes no ambiente regulatório de forma a: (i) reduzir estes subsídios; (ii) garantir a sustentabilidade financeira das distribuidoras, impactada pela queda no consumo decorrente da eficiência energética e da difusão dos RED; e (iii) intensificar a adaptação do marco legal e regulatório para permitir a utilização dos RED em maior nível, mas de forma mais equitativa e eficiente.

As normas para conexão de RED têm se aperfeiçoado para adequação ao contexto de aumento da penetração desses recursos, que podem ocasionar desvios na segurança e na qualidade do sistema de energia elétrica. Os aprimoramentos das normas podem ser verificados com as mudanças de diretrizes que ampliam as funcionalidades dos equipamentos, como por exemplo, a IEEE 1547 em 2013 recomendou que os equipamentos não deveriam regular a tensão, o que foi modificado em 2018. Logo, as normas estão sendo ajustadas para que os RED aumentem a sua função e assim contribuam de forma mais ativa na estabilidade do sistema, garantindo a confiabilidade e segurança da rede.

Além dos ajustes nas regulamentações e nas normas para conexão de RED, os países desenvolvidos também têm realizado, nos últimos anos, aprimoramentos no modelo de regulação econômica a fim de se adaptarem ao novo contexto de um sistema que conta com maior penetração de RED. Embora esses países tenham obtido êxito na disseminação desses recursos, as evidências apontadas ao longo da seção 2 mostram que ainda são necessários aperfeiçoamentos nos modelos

regulatórios de todos esses países, principalmente quanto aos seus impactos nas tarifas dos consumidores e no sistema de energia elétrica.

Um exemplo é o modelo RIIO aplicado pelo OFGEM. Apesar do RIIO estar apresentando bons resultados, o regulador britânico já avalia a necessidade de aperfeiçoamentos para o próximo ciclo tarifário, de forma a aumentar a eficiência das distribuidoras e, conseqüentemente, viabilizar uma maior redução das tarifas para os consumidores. Entre os ajustes a serem realizados no modelo regulatório destacam-se: (i) o abandono do esquema de incentivo à qualidade da informação (IQI), que levou a um fácil alcance de metas propostas pelas próprias distribuidoras; (ii) a redução da duração do ciclo tarifário, em que foi observado que os benefícios de um ciclo longo são superados pelo aumento do risco de incerteza com a transição para um sistema com alta difusão de RED; e (iii) a intensificação do uso de mecanismos de incertezas para mitigar os desvios de previsões em relação ao realizado, que se elevam em contexto de maior penetração de RED.

Quanto ao mecanismo de incentivo à qualidade da informação (IQI), observa-se, por outro lado, que o regulador italiano indicou que deverá adotá-lo em conjunto com o menu de contratos para os próximos anos. A Itália é outro exemplo de país que está adequando o seu modelo regulatório em função dos RED. Além do IQI e do menu de contratos a ARERA aponta para o uso de uma abordagem *Forward Looking* e do modelo de remuneração TOTEX para os próximos anos.

Especificamente sobre impactos na rede, observa-se que países que tem apresentando problemas quanto ao congestionamento da rede ou conformidade de tensão em locais de elevada difusão dos RED, sinalizam a necessidade de um modelo (ex: *Revenue Cap*) que permita à distribuidora realizar os investimentos necessários para garantir a confiabilidade e flexibilidade da rede, além da introdução de sinais locais na tarifa.

Em relação aos países emergentes, destaca-se a autoavaliação do regulador chileno, que aponta para uma mudança do regime *Price-Cap* para o *Revenue-Cap* com objetivo de possibilitar que as distribuidoras realizem mais investimentos na rede para adaptá-las à crescente penetração dos RED. Adicionalmente, o regulador indica para um futuro próximo a alteração do modelo de rede de referência de um

modo *greenfield*, baseado em uma rede virtualmente concebida a partir do zero, para um modo *brownfield*, com vistas a promover projeções mais próximas à realidade dos ativos presentes na rede de cada distribuidora, que podem ter diferentes penetrações de RED.

Diante do exposto, as conclusões obtidas com a análise da experiência internacional serão insumos importantes para as propostas que serão realizadas no âmbito do subproduto 1.3 para o modelo regulatório do caso brasileiro.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ropuszyńska-Surma Edyta e Węglarz Magdalena The Virtual Power Plant – A Review Of Business [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - https://www.researchgate.net/publication/334258203_The_Virtual_Power_Plant_-_A_Review_Of_Business_Models.

Acciona Chile Power System Outlook [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/Flexibility-Solutions-for-High-Renewable-Energy-Systems-Chile-Outlook.pdf>.

Addison John Building Resilience with Microgrids and Smart Energy [Online] // Meeting of the Minds. - Meeting of the Minds, 23 de 07 de 2018. - 12 de 06 de 2020. - <https://meetingoftheminds.org/building-resilience-with-microgrids-and-smart-energy-27740>.

AEMC About Us [Online] // AEMC. - AEMC, 2020b. - 11 de 05 de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/about-us>.

AEMC Distributed energy resources [Online] // AEMC. - AEMC, 2020d. - 26 de 05 de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/distributed-energy-resources>.

AEMC ECONOMIC REGULATORY FRAMEWORK REVIEW: INTEGRATING DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES FOR THE GRID OF THE FUTURE [Online]. - 2019a. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-09/Final%20report%20-%20ENERFR%202019%20-%20EPR0068.PDF>.

AEMC National Electricity Rules [Online] // AEMC. - AEMC, 2020c. - 11 de 05 de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/regulation/energy-rules/national-electricity-rules>.

AEMC National Electricity Rules Version 138 [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/energy-rules/national-electricity-rules/national-electricity-rules-version-138>.

AEMC National energy governance [Online] // AEMC. - AEMC, 2020a. - 05 de 05 de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/regulation/regulation-1>.

AEMC Review of stand-alone power systems — priority 2 [Online] // AEMC. - AEMC, 31 de 10 de 2019b. - 06 de 06 de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-10/AEMC%20SAPS%20priority%202%20info%20sheet%20final%20report%2031%20October%202019.pdf>.

AEMC REVIEW OF THE REGULATORY FRAMEWORKS FOR STAND-ALONE POWER SYSTEMS - PRIORITY 1 [Online] // AEMC. - AEMC, 31 de 05 de 2019a. - 13 de 07 de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-05/SAPS%20Priority%201%20Final%20Report%20-%20FOR%20PUBLICATION.pdf>.

AEMC REVIEW OF THE REGULATORY FRAMEWORKS FOR STAND-ALONE POWER SYSTEMS - PRIORITY 2 [Online] // AEMC. - AEMC, 31 de 10 de 2019. - 13 de 07 de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-10/AEMC%20SAPS%20priority%202%20final%20report%2031%20October%202019.pdf>.

AEMC What next for a two-sided energy market? The implications of venturing behind the meter [Online] // AEMC. - AEMC, 20 de 04 de 2020. - 2020 de 05 de 27. - <https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/what-next-two-sided-energy-market-implications-venturing-behind-meter>.

AEMC Wholesale demand response mechanism final rule [Online] // AEMC. - AEMC, 11 de 06 de 2020b. - 13 de 07 de 2020. - https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/information_sheet_-_for_publication.pdf.

AEMO AEMO Virtual Power Plant [Online] // AEMO. - AEMO, 03 de 2020b. - 06 de 06 de 2020. - <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/der/2020/aemo-knowledge-sharing-stage-1-report.pdf?la=en>.

AEMO Annual Report [Online]. - 2019b. - 20 de Julho de 2020. - <https://aemo.com.au/about/corporate-governance/annual-reports>.

AEMO GUIDE TO SCHEDULED LOADS [Online] // AEMO. - AEMO, 2019a. - 27 de 05 de 2020. - https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-

consultations/2019/5ms-dispatch-non-rules-procedures/guide-to-scheduled-loads.pdf?la=en&hash=E68AF0298AE4D88E78A582992AF6D12F.

AEMO Infographic: Governance in Australia's energy sector [Online] // AEMO. - AEMO, 06 de 11 de 2017. - 25 de 05 de 2020. - <https://aemo.com.au/news/governance-in-australias-energy-sector>.

AEMO Reliability and Emergency Reserve Trader (RERT) Quarterly Report Q4 2019 [Online]. - Fevereiro de 2020. - 24 de Julho de 2020. - https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/emergency_management/rert/2020/rert-quarterly-report-q4-2019.pdf?la=en.

AEMO Small Generation Aggregators in the NEM [Relatório]. - 2020.

AEMO Wholesale demand response mechanism [Online] // AEMO. - AEMO, 11 de 06 de 2020b. - 16 de 07 de 2020. - <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/wholesale-demand-response-mechanism>.

AER Capital expenditure incentive guideline - November 2013 [Online]. - 2013. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.aer.gov.au/system/files/1.%20AER%20explanatory%20statement%20-%20capital%20expenditure%20incentive%20guideline%20-%20November%202013.DOCX>.

AER Efficiency benefit sharing scheme - November 2013 [Online]. - 2013. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.aer.gov.au/networks-pipelines/guidelines-schemes-models-reviews/efficiency-benefit-sharing-scheme-ebss-%E2%80%93-november-2013>.

AER Overview of the Better Regulation reform package [Online]. - 2014. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20Overview%20of%20the%20Better%20Regulation%20reform%20package.pdf>.

AER Regulatory investment test for distribution [Relatório]. - 2018.

AER Smart meters and you [Online] // AER. - 2019. - 06 de 06 de 2020. - https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20factsheet%20-%20Smart%20meters%20and%20you_0.pdf.

AES México AES México [Online] // AES México. - 2015. - 23 de Março de 2020. - <http://www.aesmex.com/inicio/nuestras-plantas/>.

AGL AGL launches new product offer to make home batteries more affordable for customers [Online] // ConnectEd. - ConnectEd, 21 de 08 de 2019. - 08 de 05 de 2020. - <https://www.agl.com.au/about-agl/media-centre/asx-and-media-releases/2019/august/agl-launches-new-product-offer-to-make-home-batteries-more-affordable-for-customers>.

AGL Get more from your solar battery [Online] // AGL. - AGL, 2020. - 07 de 05 de 2020. - <https://www.agl.com.au/solar-renewables/solar-energy/bring-your-own-battery>.

AGL Trading sunshine with AGL Solar Exchange [Online] // AGL. - AGL, 12 de 12 de 2018. - 27 de 05 de 2020. - <https://thehub.agl.com.au/articles/2018/12/trading-sunshine-with-agl-solar-exchange>.

AGL Virtual Power Plant in South Australia Stage 2 Public Report [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://arena.gov.au/assets/2017/02/virtual-power-plants-in-south-australia-stage-2-public-report.pdf>.

AHEAD The response of market and policy design to increasing shares of renewables in California and Germany [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.rff.org/publications/reports/response-market-policy-design-increasing-shares-renewables-california-and-germany/>.

Alliance for an Energy Efficient Economy Dissecting India's Electricity Tariff Landscape for EV [Online]. - Janeiro de 2020. - 23 de Julho de 2020. - <https://www.aeee.in/wp-content/uploads/2020/01/thought-leadership.pdf>.

Álvarez Ángela Inés Cadena y Daniel Muñoz Informe 2 de la Consultoría para definir el alcance de la Misión de transformación energética [Online]. - 2019. -

https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf.

Amaya Laura Juliana Cuadros Derivex: "Una Herramienta para Contratar la Energía de Consumo Industrial" [Online]. - Fevereiro de 2012. - 23 de Julho de 2020. - <https://repository.cesa.edu.co/handle/10726/891>.

AMIA Asociación Mexicana de la Industria Automotriz [Online]. - 2019. - <http://www.amia.com.mx/>.

ANAC Informe del Mercado Automotor [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2020/01/12-ANAC-Mercado-Automotor-Diciembre-2019.pdf>.

ANDEMOS Asociación Nacional de Movilidad Sostenible [Online] // Asociación Nacional de Movilidad Sostenible. - 2 de Janeiro de 2020. - 27 de Março de 2020. - <https://www.andemos.org/index.php/2020/01/02/diciembre-2019-sector-cierra-el-ano-con-un-crecimiento-del-2-7/>.

ANIE FEDERAZIONE Osservatorio Sistemi di Accumulo [Online] // ANIE FEDERAZIONE. - ANIE FEDERAZIONE, 31 de 03 de 2019. - 2020 de 06 de 18. - <https://anie.it/osservatorio-sistemi-di-accumulo-dati-al-31-marzo-2019/?contesto-articolo=/sala-stampa/comunicati-stampa/#.XusBBWpKhp8>.

Anie Federazione, Confindustria e Anie Energia GUIDA TECNICA SUI SISTEMI DI ACCUMULO CONNESSI ALLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE [Online] // Anie Federazione. - Anie Federazione, 29 de 03 de 2016. - 15 de 06 de 2020. - https://anie.it/wp-content/plugins/acd-attach-document/acd-get-document.php?post_ID=23984&file_name=guida_tecnica_web.pdf.

APPA Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España [Relatório]. - 2019.

APPM GmbH German Charging Infrastructure Regulations [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. -

https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/04/German%20charging%20infrastructure%20regulations%20report%20march%202019_0.pdf.

ARENA AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY KEY STATISTICS 2012-2019 [Online]. - ARENA, 2019. - 11 de 05 de 2020. - <https://arena.gov.au/assets/2019/07/arena-at-a-glance.pdf>.

ARENA Demand Response [Online] // ARENA. - ARENA, 2020. - 11 de 05 de 2020. - <https://arena.gov.au/renewable-energy/demand-response/>.

ARENA Demand Response RERT Trial Year 1 Report [Online]. - 2019. - 24 de Julho de 2020. - <https://arena.gov.au/assets/2019/03/demand-response-rert-trial-year-1-report.pdf>.

ARENA Distributed Energy Resources Integration Program – Access and pricing [Online] // ARENA. - ARENA, 09 de 04 de 2020b. - 06 de 06 de 2020. - <https://arena.gov.au/assets/2020/03/distributed-energy-resources-integration-program-access-and-pricing-reform-options.pdf>.

ARERA [Online] // ARERA. - ARERA, 2019c. - 18 de 06 de 2020. - <https://www.arera.it/allegati/docs/19/207-19.pdf>.

ARERA APPLICAZIONE DELL'APPROCCIO TOTEX NEL SETTORE ELETTRICO. Primi orientamenti per l'introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati sul controllo complessivo della spesa [Online] // ARERA. - ARERA, 12 de 10 de 2017. - 22 de 07 de 2020. - <https://www.arera.it/allegati/docs/17/683-17.pdf>.

ARERA CONSULTAZIONE 683/2017/R/EEL: APPLICAZIONE DELL'APPROCCIO TOTEX NEL SETTORE ELETTRICO. Primi orientamenti per l'introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati sul controllo complessivo della spesa [Online]. - 2017. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.arera.it/allegati/docs/17/683-17.pdf>.

ARERA Mobilità elettrica [Online]. - 2020. - 21 de Julho de 2020. - https://www.arera.it/it/elettricità/veicoli_ele.htm.

ARERA RELAZIONE ANNUALE 2019 [Online]. - 2019a. - 2020. - <https://www.arera.it/it/eventi/19/ra19.htm>.

ARERA RELAZIONE ANNUALE STATO DEI SERVIZI [Online]. - 2019c. - 21 de Julho de 2020. - https://www.arera.it/it/relaz_ann/19/19.htm.

ARERA Report 332/2019/l: ANNUAL REPORT TO THE AGENCY FOR COOPERATION BETWEEN EUROPEAN ENERGY REGULATORS AND THE EUROPEAN COMMISSION ON THE BUSINESS CARRIED OUT AND THE TASKS OF THE ITALIAN REGULATORY AUTHORITY FOR ENERGY, NETWORKS AND THE ENVIRONMENT [Online]. - 2019b. - 21 de Julho de 2020. - https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/19/AnnualReport2019.pdf.

ASF EVALUACIÓN NÚMERO 1589-DE "REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD" [Online]. - Fevereiro de 2019. - 23 de Julho de 2020. - https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2017c/Documentos/Auditorias/2017_1589_a.pdf.

Aura Energia ¿CÓMO FUNCIONA EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA? [Online] // Aura Energia. - Aura Energia, 2020. - 08 de 06 de 2020. - <https://www.aura-energia.com/como-funciona-el-sector-electrico-en-espana/>.

AURORA SOLAR The Ultimate Guide to NEM 2.0 : Non-Bypassable Charges Explained [Online] // AURORA SOLAR. - AURORA SOLAR, 17 de 06 de 2017. - 23 de 03 de 2020. - <https://blog.aurorasolar.com/the-ultimate-guide-to-nem-2-0-part-1-non-bypassable-charges/>.

Ausgrid Attachment 10.01 – Tariff Structure Statement [Online] // Ausgrid. - Ausgrid, Abril de 2019. - 07 de 05 de 2020. - <https://www.ausgrid.com.au/-/media/Documents/Regulation/Reports-plans/Ausgrid-approved-TSS-2019-24.pdf>.

Ausgrid Network Price List 2019-2020 [Online] // Ausgrid. - Ausgrid, 2020. - 08 de 05 de 2020. - <https://www.ausgrid.com.au/-/media/Documents/Regulation/Pricing/PList/Ausgrid-Network-Price-List-FY201920.pdf>.

Ausgrid Regulatory investment test process [Online] // Ausgrid. - Ausgrid, 2019. - 11 de 05 de 2020. - <https://www.ausgrid.com.au/Industry/Regulation/Network-planning/Regulatory-investment-test-projects/Regulatory-investment-test-process>.

Bali Atul Smart Grid Developments in India [Online]. - Abril de 2018. - 24 de Julho de 2020. - <https://events.development.asia/system/files/materials/2018/04/201804-smart-grid-developments-india.pdf>.

Basterra Macarena Larrea e Ozamiz Maider Bilbao Modelos de Negócios em Recursos Distribuidos de Electricidade [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orquestra/200006-modelos-negocio-castellano.pdf>.

BCN Ley 20.805 [Processo]. - Biblioteca del Congreso Nacional de Chile : [s.n.], Janeiro de 2015.

BDEW Energy Market: Germany 2019 [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20190603_Energy-Market-Germany-2019.pdf.

BEIS Statistics of Solar Photovoltaics Deployment [Online]. - 2020. - 2020. - <https://www.gov.uk/government/statistics/solar-photovoltaics-deployment>.

Benedettini S. e Pontoni, F. Italian Regulation of Electricity Distribution and its Impact on Efficiency, Investments and Innovation: a Qualitative Assessment. Competition and Regulation in Network Industries, [Relatório]. - 2013.

BMWi Discussion Paper - Electricity 2030 [Online]. - 2016. - 20 de Julho de 2020. - https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/discussion-paper-electricity-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

BMWi Second Progress Report on the Energy Transition: The Energy of the Future (Reporting Year 2017 – Summary) [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/second-progress-report-energy-transition.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BNAmericas BNAmericas [Online]. - 13 de Setembro de 2019. - 27 de Março de 2020. - <https://www.bnamericas.com/es/noticias/colombia-publica-reglas-para-expansion-de-almacenamiento-de-energia>.

BNetzA [Online]. - 2020b. - 25 de Maio de 2020. - https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/SecurityOfSupply/QualityOfSupply/QualityOfSupply_node.html.

BNetzA Jahresbericht 2019: Netze für die digitale Welt [Online]. - 2020a. - 20 de Julho de 2020. - https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Jahresberichte/JB2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA Monitoring Report 2017 [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. - https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Bonett Laura Molano [Online]. - CIDET, Dezembro de 2019. - 26 de 05 de 2020. - <https://cidet.org.co/integracion-de-los-recursos-energeticos-distribuidos-en-el-sistema-electrico-colombiano/>.

BP Statistical Review Statistical Review of World Energy [Online]. - BP Statistical Review, Junho de 2019. - 17 de Março de 2020. - <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

Bridge to India India Solar Rooftop Map [Online]. - Dezembro de 2019. - 23 de Julho de 2020. - <https://bridgetoindia.com/report/india-solar-rooftop-map-december-2019/>.

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz Erneuerbare Energien Gesetz [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. - https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf.

Bundesnetzagentur Monitoring Report [Online]. - 2016. - 20 de Julho de 2020. - https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2016/MonitoringReport_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Burger Andrew Microgrid Media [Online]. - 05 de Março de 2017. - 03 de Abril de 2020. - <http://microgridmedia.com/tennet-ibm-launch-pilot-distributed-energy-blockchain-projects-germany-netherlands/>.

Burger Christoph [et al.] Decentralised Energy: A Global Game Changer [Livro]. - Londres : Ubiquity Press, 2020.

Burger Scott e Luke Max Business Models for Distributed Energy Resources: A Review and Empirical Analysis [Relatório]. - Cambridge : [s.n.], 2016.

CAISO [et al.] COORDINATION OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION OPERATIONS IN A HIGH DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE ELECTRIC GRID [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. - https://www.caiso.com/Documents/MoreThanSmartReport-CoordinatingTransmission_DistributionGridOperations.pdf.

CAISO COORDINATION OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION OPERATIONS IN A HIGH DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE ELECTRIC GRID [Relatório]. - 2017.

CAISO Demand Response Market Participants [Online] // CAISO. - CAISO, 26 de 11 de 2019. - 26 de 03 de 2020. - <http://www.caiso.com/Documents/ListofDemandResponseParticipants.pdf>.

CAISO Distributed Energy Resource Provider Market Participants [Online] // CAISO. - CAISO, 18 de 7 de 2018. - 26 de 03 de 2020. - <http://www.caiso.com/Documents/ListofDistributedEnergyResourceProviderMarketParticipants.pdf>.

CAISO Distributed Energy Resource Provider Participation Guide with Checklist [Online] // CAISO. - CAISO, 2016. - 19 de 03 de 2020. - <https://www.caiso.com/Documents/DistributedEnergyResourceProviderParticipationGuideandChecklist.pdf>.

CAISO PDR-DERP-NGR Summary Comparison Matrix [Online] // CAISO. - CAISO, 18 de 09 de 2019. - 19 de 05 de 2020. - <http://www.caiso.com/Documents/ParticipationComparison-ProxyDemand-DistributedEnergy-Storage.pdf>.

California Distributed Generation Statistics Statistics and Charts [Online] // California Distributed Generation Statistics. - California Distributed Generation Statistics, 2020. - 17 de 03 de 2020. - <https://www.californiadgstats.ca.gov/charts/>.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION Differences Between Publicly and Investor-Owned Utilities [Online] // CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. - CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2019. - 19 de 03 de 2020. - https://www2.energy.ca.gov/pou_reporting/background/difference_pou_iou.html.

Callmepower How did energy deregulation happen in New York? [Online] // Callmepower. - Callmepower, 30 de 04 de 2015. - 20 de 04 de 2020. - <https://callmepower.com/ny/market-liberalization>.

Camino Solar Camino Solar [Online] // Camino Solar. - 2016. - 18 de Março de 2020. - <http://www.caminosolar.cl/nuestra-propuesta/>.

CAPSTONE Energy Basics [Online] // CAPSTONE. - CAPSTONE, 2020. - 29 de 04 de 2020. - https://www.capstoneenergyservices.com/energy_basics_delivery.php.

CARL TIM e CARL MACKENZIE The rise of the microgrids in California [Online] // Napa Valley Register. - Napa Valley Register, 07 de 02 de 2020. - 22 de 05 de 2020. - https://napavalleyregister.com/wine/the-rise-of-the-microgrids-in-california/article_79a5b875-3a5a-5790-b411-bc683ad8880c.html.

CEA Draft - notificação [Online]. - 2019. - 2020. - http://cea.nic.in/reports/others/god/gm/notified_regulations.pdf.

CEA Notificação 2019(2) [Online]. - 2019. - 2020. - http://cea.nic.in/reports/others/god/gm/notified_regulations.pdf.

CEA Technical Standars for Connectivity of the Distributed Generation Resources 2013 [Online]. - Setembro de 2013. - 2020. - http://cea.nic.in/reports/regulation/distributed_gen.pdf.

CEC THE DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES REVOLUTION A ROADMAP FOR AUSTRALIA'S ENORMOUS ROOFTOP SOLAR AND BATTERY POTENTIAL [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.cleanenergycouncil.org.au/resources/resources-hub/the-distributed->

energy-resources-revolution-a-roadmap-for-australias-enormous-rooftop-solar-and-battery-potential.

CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019 [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9665e39a-3d8b-25dd-7545-09a247f9c2ff>.

CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019 [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9665e39a-3d8b-25dd-7545-09a247f9c2ff>.

Celsia Celsia [Online]. - 2020. - 30 de Março de 2020. - <https://www.celsia.com/es/energia-solar>.

CEN Objetivos y funciones [Online] // CEN. - CEN, 2020. - 04 de 06 de 2020. - <https://www.coordinador.cl/nosotros/objetivos-y-funciones/>.

Central Electricity Authority All India Installed Capacity (in MW) of Power Stations [Relatório]. - Nova Delhi : [s.n.], 2019.

CEPA [Online]. - 2018. - 2020. - https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/03/cepa_review_of_the_riio_framework_and_riio-1_performance.pdf.

CFE CFE [Online] // CFE. - 2019. - 23 de Março de 2020. - <https://www.cfe.mx/productos/electrolineras/Pages/Electrolineras.aspx>.

CFE CFE [Online]. - 2020. - 15 de Abril de 2020. - <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>.

Chile Estrategia Nacional de Electromovilidad: Un camino para los vehículos eléctricos [Online]. - Ministerio de Energía, 2017. - 12 de Março de 2020. - http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf.

CIDET Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico [Online] // CIDET. - 17 de Dezembro de 2019. - 27 de Março de 2020. -

<https://cidet.org.co/integracion-de-los-recursos-energeticos-distribuidos-en-el-sistema-electrico-colombiano/>.

Clean Energy Council CHARGING FORWARD: POLICY AND REGULATORY REFORMS TO UNLOCK THE POTENTIAL OF ENERGY STORAGE IN AUSTRALIA [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. -

<https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/unlocking-energy-storage-in-australia.pdf>.

CLEAN ENERGY COUNCIL CLEAN ENERGYAUSTRALIA REPORT 2020 [Online] // CLEAN ENERGY COUNCIL. - CLEAN ENERGY COUNCIL, 2020. - 22 de 07 de 2020. - <https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/clean-energy-australia/clean-energy-australia-report-2020.pdf>.

Clean Energy Council Impact of Storage Installation on feed-tariff eligibility [Relatório]. - 2015.

Clean Energy Regulator Postcode data for small-scale installations [Online] // Clean Energy Regulator. - Clean Energy Regulator, 2020. - 30 de 04 de 2020. - <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Forms-and-resources/Postcode-data-for-small-scale-installations>.

Climate Works The state of electric vehicles in Australia [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - <https://arena.gov.au/knowledge-bank/the-state-of-electric-vehicles-in-australia/>.

Climatescope Global Climatescope [Online] // Climatescope New Energy Finance. - BloombergNEF, 2017. - 03 de Março de 2020. - <http://global-climatescope.org/>.

Club des Régulateurs - Université Paris-Dauphine BNetzA's role in energy infrastructure regulation and planning/permitting [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - <http://chairgovreg.fondation-dauphine.fr/sites/chairgovreg.fondation-dauphine.fr/files/attachments/Groebel%20ok.pdf>.

CNE Anuario Estadístico de Energía 2018 [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/04/Anuario-CNE-2018.pdf>.

CNE APRUEBA REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS A LOS QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 72°-7 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS [Online] // CNE. - CNE, 27 de 03 de 2019a. - 04 de 06 de 2020. - https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_113_2017_publicado_do_27-03-2019.pdf.

CNE Bases para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución [Online]. - 2020b. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/vad-2020-2024-y-servicios-asociados/>.

CNE Diagnóstico de la regulación del sector de distribución eléctrica en Chile [Relatório]. - [s.l.] : Pontificia Universidad Católica de Chile, 2017.

CNE Energy Efficiency [Online] // Energy Efficiency. - 1 de Outubro de 2018. - 25 de Março de 2020. - <https://ee-ip.org/article/is-an-energy-revolution-underway-in-chile-1173>.

CNE Implementación Nuevo Régimen SSCC [Online] // CNE. - CNE, 30 de 12 de 2019b. - 13 de 04 de 2020. - <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/implementacion-nuevo-regimen-sscc/>.

CNE La Regulación del Segmento de Distribución en Chile [Online]. - 2006. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/Regulaci%C3%B3n%20segmento%20distribuci%C3%B3n%20.pdf>.

CNE La Regulación del Segmento Distribución en Chile [Online]. - 2006a. - 17 de 07 de 2020. - <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/Regulaci%C3%B3n%20segmento%20distribuci%C3%B3n%20.pdf>.

CNE Metodología y Definición de las Áreas Típicas de Distribución 2020 - 2024 [Online]. - 2020a. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/BTP-VAD-y-SSAA-2020-2024.zip>.

CNE Ministerio de Energía realiza Seminario “Nueva Distribución Eléctrica en Chile” [Online] // CNE. - CNE, 22 de 01 de 2019. - 25 de 07 de 2020. - <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2019/01-enero/ministerio-de-energia-realiza-seminario-nueva-distribucion-electrica-en-chile/>.

CNE NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN EN BAJA TENSIÓN [Online]. - 2019a. - 21 de Julho de 2020. - https://www.cne.cl/archivos_bajar/Norma-Tecnica.pdf.

CNE NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PMGD EN INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN [Online]. - 2019b. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/NTCO-PMGD-Julio-2019.pdf>.

CNMC CIRCULAR 3/2020 DE 15 DE ENERO POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD [Online]. - 2020. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00219>.

CNMC CIRCULAR 6/2019 DE 5 DE DICIEMBRE POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00919>.

COAG Energy Security Board [Online] // COAG. - COAG, 2017. - 11 de 05 de 2020. - <http://www.coagenergycouncil.gov.au/market-bodies/energy-security-board>.

COAG ENERGY SECURITY BOARD MOVING TO A TWO-SIDED MARKET [Online] // COAG. - COAG, 2020. - 06 de 06 de 2020. - <https://prod-energycouncil.energy.slicedtech.com.au/sites/prod.energycouncil/files/Two-sided%20markets%20-%20ESB%20COAG%20Paper-%20Consultation.pdf>.

COAG ENERGY SECURITY BOARD MOVING TO A TWO-SIDED MARKET [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - <https://prod-energycouncil.energy.slicedtech.com.au/sites/prod.energycouncil/files/Two-sided%20markets%20-%20ESB%20COAG%20Paper-%20Consultation.pdf>.

COAG National Principles for Feed-in Tariff Schemes [Online]. - 29 de 11 de 2008. - 26 de 05 de 2020. - https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/National_principles_fits.pdf.

Colvin Michael Extreme weather is driving the energy storage boom [Online] // Environmental Defense Fund. - Environmental Defense Fund, 05 de 09 de 2019. - 12 de 06

de 2020. - <https://www.edf.org/blog/2019/09/05/extreme-weather-driving-energy-storage-boom>.

Comissão Europeia Electricity market design [Online] // Comissão Europeia. - Comissão Europeia, 03 de 05 de 2019. - 20 de 07 de 2020. - https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_en.

Condesa Mercado de Energía y Tarifas [Relatório]. - Bogotá : [s.n.], 2014.

Congreso de Colombia Ley n° 1964 [Online]. - 11 de Julho de 2019. - 23 de Julho de 2020. - <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%201964%20DEL%2011%20DE%20JULIO%20DE%202019.pdf>.

Congreso Nacional de Chile Biblioteca del Congreso Nacional de Chile [Online]. - 20 de Julho de 2016. - 25 de Março de 2020. - <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695>.

Consolidated Edison Business Incentive Rate [Online] // Consolidated Edison. - Consolidated Edison, 2020. - 14 de 04 de 2020. - <https://www.coned.com/en/commercial-industrial/economic-development/business-incentive-rate>.

Consolidated Edison Con Edison Non-Wires Solution Prescriptive Incentive Offering – Energy Storage System Brooklyn Queens Demand Management (BQDM) [Online] // Consolidated Edison. - Consolidated Edison, 08 de 2019. - 20 de 04 de 2020. - <https://www.coned.com/-/media/files/coned/documents/save-energy-money/rebates-incentives-tax-credits/rebates-incentives-tax-credits-for-commercial-industrial-buildings-customers/non-wires-solutions-energy-storage/brooklyn-and-queens-energy-storage-program>.

Consolidated Edison Distributed System Implementation Plan [Online] // Consolidated Edison. - Consolidated Edison, 31 de 07 de 2018. - 20 de 04 de 2020. - <https://www.coned.com/-/media/files/coned/documents/our-energy-future/our-energy-projects/distributed-system-implementation-plan.pdf?la=en>.

Consolidated Edison Electric Bus V2G [Online] // REV. - REV, 2020. - 01 de 06 de 2020. - <https://nyrevconnect.com/utility-profiles/consolidated-edison/>.

Consolidated Edison Frequently Asked Questions about Smart Meters [Online] // Consolidated Edison. - Consolidated Edison, 2020. - 01 de 06 de 2020. - <https://www.coned.com/en/our-energy-future/technology-innovation/smart-meters/faq>.

Consolidated Edison Save \$135+ With Your Smart Thermostat [Online] // Consolidated Edison. - Consolidated Edison, 2020. - 09 de 04 de 2020. - [https://www.coned.com/en/save-money/rebates-incentives-tax-credits/rebates-incentives-tax-credits-for-residential-customers/bring-your-thermostat-and-get-\\$85](https://www.coned.com/en/save-money/rebates-incentives-tax-credits/rebates-incentives-tax-credits-for-residential-customers/bring-your-thermostat-and-get-$85).

Consolidated Edison Smart Meter Installation [Online] // Consolidated Edison. - Consolidated Edison, 2020. - 01 de 06 de 2020. - <https://www.coned.com/en/our-energy-future/technology-innovation/smart-meters/when-will-i-get-my-smart-meter>.

Consolidated Edison Solar Energy Installation FAQ [Online] // Consolidated Edison. - Consolidated Edison, 2020. - 13 de 04 de 2020. - <https://www.coned.com/en/save-money/using-private-generation-energy-sources/solar-energy/solar-energy-installation-faq>.

Costa José Adriano da A Nova Reforma do Setor Elétrico do México: uma Análise Comparativa com a Reforma Brasileira [Online]. - 2017. - 23 de Julho de 2020. - https://www.researchgate.net/publication/328389418_A_NOVA_REFORMA_DO_SETOR_ELETRICO_DO_MEXICO_UMA_ANALISE_COMPARATIVA_COM_A_REFORMA_BRASILEIRA_In_XVII_CONGRESSO_BRASILEIRO_DE_ENERGIA_2017_RIO_DE_JANEIRO_ANAIS_DO_XVII_CONGRESSO_BRASILEIRO_DE_ENERGIA_20.

CPFL Aspectos Conceituais da Regulação Econômica, Modelo Tarifário e Mecanismo de Formação de Tarifas nos 25 Países Estudados [Online]. - 2015. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/aspectos-conceituais.pdf>.

CPUC 2019 Demand Response Monthly Reports [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6442460587>.

CPUC 2019 Demand Response Monthly Reports [Online] // CPUC. - CPUC, 2020i. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6442460587>.

CPUC Actions to limit utility costs and rate increase [Online] // CPUC. - CPUC, 2016. - 19 de 03 de 2020. - https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy/Reports_and_White_Papers/CPUC%202016%20Section%20913-1%20and%20SB695%20LEG%20report.pdf.

CPUC Actions to Limit Utility Costs and Rate Increases [Online]. - 19 de 05 de 2019b. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6442461186>.

CPUC Actions to Limit Utility Costs and Rates [Online]. - 2018a. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442457283>.

CPUC Alternative-Fueled Vehicles Proceeding [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=7728>.

CPUC Alternative-Fueled Vehicles Proceeding [Online] // CPUC. - CPUC, 2020f. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=7728>.

CPUC California Customer Choice An Evolution of Regulatory Frameworks Option for an Evolving Electricity Market [Online] // CPUC. - CPUC, 08 de 2018b. - 22 de 07 de 2020. - https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy_-_Electricity_and_Natural_Gas/Cal%20Customer%20Choice%20Report%208-7-18%20rm.pdf.

CPUC CALIFORNIA SMART GRID ANNUAL REPORT TO THE GOVERNOR AND THE LEGISLATURE [Online] // CPUC. - CPUC, 02 de 2020j. - 13 de 07 de 2020. - https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUCWebsite/Content/About_Us/Organization/Divisions/Office_of_Governmental_Affairs/Legislation/2020/2019%20Smart%20Grid%20Annual%20Report.pdf.

CPUC COMPLIANCE FILING OF PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY (U 39 E), SOUTHERN CALIFORNIA EDISON COMPANY (U 338 E) AND SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY (U 902 M) [Relatório]. - SÃO FRANCISCO : [s.n.], 2019.

CPUC COMPLIANCE FILING OF PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY (U 39 E), SOUTHERN CALIFORNIA EDISON COMPANY (U 338 E) AND SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY (U 902 M) [Online]. - 2019a. - 2020. - <https://efiling.energy.ca.gov/GetDocument.aspx?tn=228787-14&DocumentContentId=60075>.

CPUC Decision 14-05-033 [Online] // CPUC. - CPUC, 23 de 5 de 2014. - 24 de 03 de 2020. - <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M091/K251/91251428.PDF>.

CPUC DRP Registration Information [Online] // CPUC. - CPUC, 2020g. - 19 de 05 de 2020.

CPUC Energy Storage [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3462>.

CPUC Energy Storage [Online] // CPUC. - CPUC, 2020d. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3462>.

CPUC Net Energy Metering (NEM) [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 23 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3800>.

CPUC Net Energy Metering (NEM) [Online] // CPUC. - CPUC, 2020c. - 23 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3800>.

CPUC Rebates and Incentives [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 25 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/rebates.aspx>.

CPUC Rebates and Incentives [Online] // CPUC. - CPUC, 2020b. - 25 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/rebates.aspx>.

CPUC Residential Rate Reform / R.12-06-013 [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 26 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12154>.

CPUC Residential Rate Reform / R.12-06-013 [Online] // CPUC. - CPUC, 2020f. - 26 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12154>.

CPUC Resiliency and Microgrids [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/resiliencyandmicrogrids/>.

CPUC Resiliency and Microgrids [Online] // CPUC. - CPUC, 2020h. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/resiliencyandmicrogrids/>.

CPUC Self-Generation Incentive Program (SGIP) - Energy Storage Rebates for Your Home Available NOW! [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 25 de 03 de 2020. - https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Test_Calendar/SGIP_residential_web_031320.pdf.

CPUC Self-Generation Incentive Program (SGIP) - Energy Storage Rebates for Your Home Available NOW! [Online] // CPUC. - CPUC, 2020a. - 25 de 03 de 2020. - https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Test_Calendar/SGIP_residential_web_031320.pdf.

CPUC The Benefits of Smart Meters [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 04 de 06 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4853#:~:text=In%20California%2C%20the%20CPUC%20authorized,million%20electric%20meters%20and%204.2>.

CPUC Zero-Emission Vehicles [Online] // CPUC. - CPUC, 2020. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/zev/>.

CPUC Zero-Emission Vehicles [Online] // CPUC. - CPUC, 2020e. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/zev/>.

CRE Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de Enero de 2016 y hasta el 31 de dic [Online]. - Fevereiro de 2016. - 23 de Julho de 2020. - <https://www.cre.gob.mx//documento/5846.pdf>.

CREG COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS RESOLUCIÓN No. 030 DE 2018 [Online] // CREG. - CREG, 26 de 02 de 2018a. - 22 de 07 de 2020. - <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>.

CREG El futuro desarrollo de los sistemas de distribución: Rol de las microrredes y lecciones aprendidas de sistemas aislados. [Online]. - Setembro de 2017. - 23 de Julho de 2020. - https://www.creg.gov.co/sites/default/files/conferencia_1.pdf.

CREG Metodología para la Remuneración de la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional [Relatório]. - Bogotá : [s.n.], 2018.

CREG Metodología para la Remuneración de la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional [Relatório]. - Bogotá : [s.n.], 2018a.

CREG Resolución n° 030 de 2018 [Online]. - 26 de Fevereiro de 2018b. - 23 de Julho de 2020. -

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>.

CREG Resolución n° 063 de 2010 [Online]. - 27 de Abril de 2010. - 23 de Julho de 2020. - <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1b8ad1b4ea9d21660525785a007a72b3?OpenDocument>.

CREG Resolución n° 098 de 2019 [Online] // CREG. - CREG, 30 de 08 de 2019a. - 14 de 07 de 2020. -

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/28669c6087eb69be0525846c006e9690/\\$FILE/D-064-19%20MECANISMO%20PARA%20INCORPORAR%20SISTEMA%20DE%20ALMACENAMIENTO%20CON%20BATER%3%8DAS%20EN%20EL%20SIN.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/28669c6087eb69be0525846c006e9690/$FILE/D-064-19%20MECANISMO%20PARA%20INCORPORAR%20SISTEMA%20DE%20ALMACENAMIENTO%20CON%20BATER%3%8DAS%20EN%20EL%20SIN.pdf).

CREG Resolución n° 70 [Online]. - 28 de Maio de 1998. - 23 de Julho de 2020. - https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/esp%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/resolucion_070_de_1998.pdf.

CREG Visión de la Comercialización de Energía Eléctrica [Relatório]. - Bogotá : [s.n.], 2019.

CREG Visión de la Comercialización de Energía Eléctrica [Relatório]. - Bogotá : [s.n.], 2019b.

CREO Investing in Distributed Generation in India [Online]. - Setembro de 2017. - 23 de Julho de 2020. -

https://static1.squarespace.com/static/53b153bde4b0eb409786a288/t/59d6988f3e00be1d0c1766de/1507235993632/CREO_IndiaReport_FINAL_LO.pdf.

De Castro Nivaldo e Dantas Guilherme Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf.

Deloitte Sector Energía II: Mercado Eléctrico e Inversiones en Chile [Online]. - 2016. - 21 de Julho de 2020. - <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte2.pdf>.

Department of Energy & Climate Change Electricity Market Reform: policy overview [Online]. - 2012. - 20 de Julho de 2020. - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65634/7090-electricity-market-reform-policy-overview-.pdf. - CM 8498 .

Department of Energy & Climate Change Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity [Relatório]. - [s.l.] : The Stationery Office Limited , 2011. - CM 8099.

Department-for-Transport-UK Road to Zero [Online]. - Julho de 2018. - 2020. - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/739460/road-to-zero.pdf.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Demand Response in Germany: Technical Potential, Benefits and Regulatory Challenges [Online]. - 2016. - 20 de Julho de 2020. - https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.532827.de/diw_roundup_96_en.pdf.

DEVAL Tariffa per l'alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici [Online]. - 2020. - 21 de Julho de 2020. - <http://www.devalspa.it/asset/tariffa-per-ricarica-veicoli-elettrici-anno-2020.pdf>.

DGRV Potencial de las Cooperativas de Energías Renovables en América Latina [Online]. - 2018. - 21 de Julho de 2020. - https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/est-coopenergia-final.

Diario Oficial de la Federación Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW [Online]. - 15 de Dezembro de 2016. - 23 de Julho de 2020. - http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016.

Diário Oficial de la Federación Secretaria de Gobernación [Online] // Secretaria de Gobernación. - 15 de Dezembro de 2016. - 24 de Março de 2020. - http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016.

DNP Energy Demand Situation in Colombia [Online]. - 2017. - 23 de Julho de 2020. - <https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Demand%20Situation%20VF.pdf>.

DOE Confronting the Duck Curve: How to Address Over-Generation of Solar Energy [Online] // DOE. - DOE, 12 de 10 de 2017. - 29 de 05 de 2020. - <https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy>.

DOF [Online]. - 2020. - 24 de Julho de 2020. - https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020.

DPS In the Matter of the Value of Distributed Energy Resources [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/8A5F3592472A270C8525808800517BDD>.

DSIRE Net Metering [Online] // DSIRE. - DSIRE, 2019. - 13 de 04 de 2020. - <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453>.

E.ON Dados referentes à tarifas aplicáveis a sistemas fotovoltaicos [Online]. - 2016. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.eon.de/>.

E.ON E.ON eMobility [Online] // E.ON. - 2020. - 14 de Abril de 2020. - <https://www.eon.de/de/pk/e-mobility.html>.

E4 Non Wires Alternatives: Report Final [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - https://e4thefuture.org/wp-content/uploads/2018/11/2018-Non-Wires-Alternatives-Report_FINAL.pdf.

EAFO NORMAL AND FAST PUBLIC CHARGING POINTS (2020) [Online] // EAFO. - EAFO, 2020. - 18 de 06 de 2020. - <https://www.eafo.eu/countries/spain/1754/infrastructure/electricity>.

EDF Driving Environmental Outcomes Through Utility Reform: Lessons from New York REV [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.edf.org/sites/default/files/documents/driving-environmental-outcomes.pdf>.

Edie Frequency Response [Online]. - Janeiro de 2018. - 11 de Março de 2020. - https://flexitricity-20180813151206046800000002.s3.amazonaws.com/live/media/filer_public/be/14/be14292d-15ab-4a81-b9af-9ef20dbcad9c/edie-explains-frequency-response-2018-updated_final.pdf.

Edison Edison My Sun [Online]. - Edison Group, Julho de 2017. - 15 de Junho de 2020. - <https://edisonenergia.it/edison/casa/servizi/edison-my-sun/offerta>.

E-Distribuzione Open Meter, quello che per te conta [Online] // E-Distribuzione. - E-Distribuzione, 2020b. - 15 de 06 de 2020. - <https://www.e-distribuzione.it/open-meter/open-meter-quello-che-per-te-conta.html>.

E-Distribuzione Regole tecniche per le connessioni [Online] // E-Distribuzione. - E-Distribuzione, 2020a. - 16 de 06 de 2020. - https://www.e-distribuzione.it/connessione-alla-rete/Regole_tecniche.html.

EDP Sector Eléctrico en España [Online] // EDP. - EDP, 2020. - 08 de 06 de 2020. - <https://espana.edp.com/en/sector-electrico-en-espana>.

EIA U.S. Energy Information Administration [Online]. - Maio de 2020. - 10 de Junho de 2020. - https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_3.

Electric Vehicle Council Huge jump in Aussie EV sales underscores massive untapped potential [Online] // Electric Vehicle Council. - Electric Vehicle Council, 06 de 02 de 2020. -

04 de 05 de 2020. - <https://electricvehiclecouncil.com.au/huge-jump-in-aussie-ev-sales-underscores-massive-untapped-potential/>.

Electricidad El mapa de los puntos de carga para la electromovilidad en Chile [Online] // Electricidad La Revista Energética de Chile. - 3 de Junho de 2019. - 18 de Março de 2020. - <http://www.revistaei.cl/2019/06/03/el-mapa-de-los-puntos-de-carga-para-la-electromovilidad-en-chile/>.

Electromaps Electromaps [Online]. - 2020. - 27 de Março de 2020. - <https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/colombia>.

Elementenergy Vehicle to Grid Britain [Online]. - Junho de 2019. - 2020. - <http://www.element-energy.co.uk/wordpress/wp-content/uploads/2019/06/V2GB-Public-Report.pdf>.

ENA DPC9 [Online]. - Setembro de 2018. - 2020. - http://www.dcode.org.uk/assets/uploads/D_Code_v34_clean_-_Published_070918.pdf.

ENA ENA - Engineering Recommendation G99 Issue 1 Amendment 6 [Online]. - 9 de Março de 2020. - 2020. - [https://www.energynetworks.org/assets/files/ENA_EREC_G99_Issue_1_Amendment_6_\(2020\).pdf](https://www.energynetworks.org/assets/files/ENA_EREC_G99_Issue_1_Amendment_6_(2020).pdf).

ENA Energy Storage - V2G [Online]. - 2020. - 2020. - <https://www.energynetworks.org/electricity/engineering/energy-storage/vehicle-to-grid.html>.

ENA G99 [Online]. - 2018. - 2020. - <https://www.energynetworks.org/assets/files/electricity/engineering/distributed%20generation/DG%20Connection%20Guides/2019/G99%20for%20Type%20A%20Full.pdf>.

ENA Open Energy Networks Project [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.energynetworks.com.au/projects/open-energy-networks/>.

ENA Open Networks Project [Online]. - 2017. - 31 de Março de 2020. - https://www.energynetworks.org/assets/files/electricity/futures/Open_Networks/14574_ENA_Open%20Networks%20Report_AW_v9_Web.pdf.

Endesa El contador inteligente [Online] // Endesa. - Endesa, 2020. - 12 de 06 de 2020. - <https://www.endesa.com/es/conoce-la-energia/energia-y-mas/contador-inteligente>.

ENDESA ENDESA [Online]. - 2019. - 11 de Junho de 2020. - <https://www.endesa.com/es/conoce-la-energia/energia-y-mas/pvpc-precio-voluntario-pequeno-consumidor>.

Endesa Endesa - Transición Energética [Online] // Endesa. - 09 de Junho de 2017. - 16 de Junho de 2020. - <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/smartnet-generacion-distribuida#>.

Endesa Endesa lanza productos fotovoltaicos de autoconsumo eléctrico para hogares [Online] // Endesa. - Endesa, 18 de 11 de 2016. - 08 de 06 de 2020. - <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/sector-energetico/endesa-lanza-productos-fotovoltaicos-de-autoconsumo-elctrico-para-hogares>.

ENEA Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano>.

Enel - Codensa Procedimiento para la Conexión de Autogeneración y Generación Distribuida [Online]. - Enel, 2018. - 23 de Julho de 2020. - <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/esp/C3%B1ol/personas/1-11-9-resoluci%C3%B3n-creg-030/procedimiento-para-conectar-proyectos-autogeneracion-generacion-distribuida.pdf>.

Enel - Condesa Enel - Condesa - Emgesa [Online]. - Março de 2020. - 15 de Abril de 2020. - <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/esp/C3%B1ol/personas/1-17-1/2020/Tarifario-marzo-2020.pdf>.

ENEL 2016-23: New regulatory period for electricity distribution in Italy [Online]. - 2016. - 21 de Julho de 2020. - https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2016/new-regulatory-period-for-electricity-distribution-in-italy_2016-2023.pdf.

ENEL X [Online] // ENEL X. - ENEL X, 24 de 05 de 2019. - 16 de 06 de 2020. - <https://www.enelx.com/en/news-and-media/press/2019/05/electric-mobility-enel-x-nissan-and-rse-launch-italys-first-test-of-vehicle-to-grid-technology-applied-to-innovative-services>.

Enel X Electric mobility: Enel X, Nissan and RSE launch Italy's first test of Vehicle-to-Grid technology applied to innovative services [Online]. - 2019a. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.enelx.com/en/news-and-media/press/2019/05/electric-mobility-enel-x-nissan-and-rse-launch-italys-first-test-of-vehicle-to-grid-technology-applied-to-innovative-services>.

Enel X Enel Condesa-Emgesa [Online]. - Dezembro de 2019. - 30 de Março de 2020. - <https://www.enel.com.co/es/prensa/news/d201912-aprende-a-recargar-un-vehiculo-electrico.html>.

Enel X Enel X - Demand Response [Online] // Enel X. - 2020a. - 15 de Junho de 2020. - <https://www.enelx.com/it/en/business/products/flexibility/demand-response>.

Enel X Enel X - e-Mobility [Online]. - 2020b. - 15 de Junho de 2020. - <https://www.enelx.com/it/en/electric-mobility/products/companies/box-station-2-0>.

Enel-Emgesa Enel-Emgesa [Online]. - 20 de Maio de 2019. - 27 de Março de 2020. - <https://www.enel.com.co/es/prensa/news/d201905-enel-emgesa-instalara-la-primera-bateria-de-almacenamiento-de-energia-de-colombia.html>.

Energía Abierta Datos Refentes a Generación Distribuída. - Santiago : [s.n.], 2019.

Energía Estratégica Energía Estratégica [Online]. - 28 de Setembro de 2019. - 30 de Março de 2020. - <https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-de-colombia-expide-su-primera-regulacion-para-la-acumulacion-de-renovables-mediante-baterias/>.

Energía y Sociedad DISTRIBUCIÓN [Online] // Energía y Sociedad. - Energía y Sociedad, 2020. - 08 de 06 de 2020. - <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/4-3-distribucion/>.

Energía y Sociedad Manual de la Energía [Relatório]. - 2019.

Energy & Commerce Energy & Commerce [Online] // Energy & Commerce. - 17 de Fevereiro de 2020. - 13 de Março de 2020. - <https://energyandcommerce.com.mx/tecnologia-de-almacenamiento-novedad-del-solar-power-mexico-2020/>.

Energy & Strategy Smart Mobility Report 2019 [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <http://www.energystrategy.it/report/smart-mobility-report.html>.

Energy Innovation Performance Incentive Mechanisms for Strategic Demand Reduction [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - <https://energyinnovation.org/publication/performance-incentive-mechanisms-for-strategic-demand-reduction/>.

Energy Matters Battery Storage And Solar Feed In Tariffs – State Of Play [Online] // Energy Matters. - Energy Matters, 18 de 09 de 2015. - 14 de 07 de 2020. - <https://www.energymatters.com.au/renewable-news/solar-fit-batteries-em5074/>.

Energy Networks Australia Distributed Energy Resources Grid Connection Guidelines [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - https://www.energynetworks.com.au/assets/uploads/distributed_energy_resources_grid_connection_guidelines_framework_and_principles.pdf.

Energy Post Energy Post [Online]. - Outubro de 2019. - 9 de Junho de 2020. - <https://energypost.eu/non-wires-alternatives-for-grid-expansion-what-the-u-s-can-teach-europe/>.

ENERGY STAR Energy Efficiency and Electric Infrastructure in the State of New York [Online] // ENERGY STAR. - ENERGY STAR, 2015. - 09 de 04 de 2020. - https://www.energystar.gov/ia/partners/downloads/mou/state_resources/State_Profiles_New_York_508.pdf.

Energy Storage News #SmartSolarStorage2020: Sonnen, Centrica complete 100-battery phase of UK virtual power plant [Online]. - 22 de Janeiro de 2020. - 25 de Março de 2020. - <https://www.energy-storage.news/news/smartsolarstorage2020-sonnen-centrica-complete-100-battery-phase-of-uk-virt>.

Energy Storage News After bushfires, batteries seen as wise investment in Australia [Online] // Energy Storage News. - Energy Storage News, 2020. - 06 de 06 de 2020. - <https://www.energy-storage.news/news/after-bushfires-batteries-seen-as-wise-investment-in-australia>.

Energy Storage News Enel X awarded Italy contracts as grid operator ramps up energy storage commitment [Online] // Energy Storage News. - Energy Storage News, 08 de 01 de 2020. - 16 de 26 de 2020. - <https://www.energy-storage.news/news/enel-x-awarded-italy-contracts-as-grid-operator-ramps-up-energy-storage-com>.

ENERGYSAGE How does ConEdison's net metering work ? [Online] // ENERGYSAGE. - ENERGYSAGE, 2020. - 13 de 04 de 2020. - <https://www.energysage.com/net-metering/con-edison/>.

ENERGYSAGE Solar Leasing Companies [Online] // ENERGYSAGE. - ENERGYSAGE, 2020. - 30 de 03 de 2020. - <https://www.energysage.com/solar/financing/leasing-companies/>.

ENERGYSAGE VDER: NY's replacement to net metering [Online] // ENERGYSAGE. - ENERGYSAGE, 2018. - 13 de 04 de 2020. - <https://news.energysage.com/vder-ny-replacement-net-metering/>.

EnerNOC The Demand Response business model and barriers in the German market [Online]. - 2014. - 20 de Julho de 2020. - https://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/diw_01.c.492564.de/bsec_fla mm.pdf.

ENWL What is CLASS? [Online]. - 2020. - 31 de Março de 2020. - <https://www.enwl.co.uk/zero-carbon/innovation/key-projects/class/what-is-class/>.

Ergon Energy Chapter 3: Revenue building blocks for Standard Control Services [Online]. - 2015. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.aer.gov.au/system/files/Ergon%20Energy%20-%2003%20Revenue%20building%20blocks%20for%20SCS%20-%20October%202014.pdf>.

Ernst & Young LLP Propelling Electric Vehicles in India [Online]. - 2019. - 23 de Julho de 2020. - <https://beeindia.gov.in/sites/default/files/2019%20-%20EY%20to%20BEE%20-%20Technical%20study%20on%20EVs%20%26%20Charging%20Infrastructure.pdf>.

ESB The National Energy Guarantee: Consultation Regulation Impact Statement [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - <http://www.coenergycouncil.gov.au/publications/energy-security-board-%E2%80%93-national-energy-guarantee-consultation-regulation-impact>.

European Union PV Status Report 2019 [Relatório]. - 2019.

EVAoption EV Market Share – California [Online] // EVAoption. - EVAoption, 2020. - 19 de 03 de 2020. - <https://evadoption.com/ev-market-share/ev-market-share-california/>.

Everoze [Online]. - Outubro de 2018. - 08 de Abril de 2020. - <http://everoze.com/app/uploads/2019/02/UKPN001-S-01-J-V2G-global-review.pdf>.

FEDESARROLLO Mercado Eléctrico en Colombia: Transición Hacia una Arquitectura Descentralizada [Online]. - 15 de Outubro de 2018. - 23 de Julho de 2020. - https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3673/Repor_Octubre_2018_Benavides_y_Cadena.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

FERC CAISO [Online] // FERC. - FERC, 2020. - 19 de 03 de 2020. - <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto/caiso.asp#orders>.

FERC New York Independent System [Online] // FERC. - FERC, 2010. - 05 de 06 de 2020. - <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto/metrics/nyiso-rto-metrics.pdf>.

FERC What FERC Does [Online] // FERC. - FERC, 14 de 08 de 2018. - 19 de 03 de 2020. - <https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>.

Fernández Gómez Jorge e Álvaro Hermana Roberto EL SECTOR DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CAPV [Relatório]. - 2019.

Fernández-González Raquel [et al.] Spanish Photovoltaic Solar Energy: Institutional Change, Financial Effects, and the Business Sector [Online]. - 2020. - 21 de Julho de 2020. - https://www.researchgate.net/publication/339627501_Spanish_Photovoltaic_Solar_Energy_Institutional_Change_Financial_Effects_and_the_Business_Sector.

Finkel Alan [et al.] Independent Review into the Future Security of the National Electricity Market [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/independent-review-future-nem-blueprint-for-the-future-2017.pdf>.

FIRST ECONOMICS A Review of Recent UK Price Review Innovations [Online]. - Setembro de 2015. - 31 de Março de 2020. - <https://publicapps.caa.co.uk/docs/33/Regulatory%20innovations.pdf>.

Fleetcarma Smartcharge New York [Online] // Fleetcarma. - Fleetcarma, 2020. - 28 de 04 de 2020. - <https://www.fleetcarma.com/smartchargenewyork/>.

Flego G [et al.] Cost-benefit analysis of Smart Grid projects: Isernia [Online]. - 2018. - 24 de Julho de 2020. - <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC111852/kj1a29222enn.pdf>.

Flexitricity Revenue Sources [Online]. - 2020. - 11 de Março de 2020. - <https://www.flexitricity.com/demand-response-revenue-sources/>.

FRAUNHOFER CHILE RESEARCH Investigación, Desarrollo y Aplicación de Redes Inteligentes de Energía (Smart Grid): Proyecto SmartCity Santiago [Online]. - Janeiro de 2014. - 24 de Julho de 2020. - <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201401-version-final-informe-avance-chilectra-30.1.13-V-Final.pdf>.

Fundación Instituto de Ecología Política Cooperativas para la Generación Distribuida en Chile [Online] // Solar Tracker. - Novembro de 2018. - 17 de Março de 2020. - <https://www.solartracker.cl/2018/11/01/ley-netbilling-generacion-distribuida/>.

GEF Net-metering mechanism for the promotion of the decentralized electricity generation from renewable sources in Latin America and the Caribbean [Online]. - 2017. - 23 de Julho de 2020. - <http://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2018/06/Net-metering-in-LAC-Factor-2017.pdf>.

Germany Trade & Invest GTAI - Germany Trade & Invest [Online]. - Dezembro de 2019. - 22 de Julho de 2020. - <https://www.gtai.de/resource/blob/64514/5e629c11f7d8ea20e814d95d84a866d6/fact-sheet-energy-storage-market-germany-en-data.pdf>.

GERZA ADAM California Utilities now Accepting Applications for Net Energy Metering (NEM) – Paired Storage [Online] // energy toolbase. - energy toolbase, 16 de 12 de 2019. -

19 de 05 de 2020. -

<https://www.energytoolbase.com/newsroom/PolicyUpdates/california-utilities-now-accepting-applications-for-nem-net-energy-metering-paired-storage>.

Ghadessi Maryam e Zafar Marzia Utility General Rate Case - A Manual for Regulatory Analysts [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. - [https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Organization/Divisions/Policy_and_Planning/PPD_Work/PPD_Work_Products_\(2014_forward\)/PPD%20General%20Rate%20Case%20Manual.pdf](https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Organization/Divisions/Policy_and_Planning/PPD_Work/PPD_Work_Products_(2014_forward)/PPD%20General%20Rate%20Case%20Manual.pdf).

Gimecol Solar Gimecol Solar [Online]. - 2020. - 31 de Março de 2020. - <http://www.gimecol.com/sistemas-solares-residenciales/>.

Gimecol Solar Gimecol Solar [Online]. - 2019. - 31 de Março de 2020. - <http://www.gimecol.com/work/>.

GIZ Opportunities for Virtual Power Plants in India [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/publications/20191121_Virtual_Power_Plants/Virtual_Power_Plants__Report.pdf.

GIZ, CNE e Federal Ministry for the Environment Nature Conservation and Nuclear Safety Non-conventional Renewable Energies in the Chilean Electricity Market [Online]. - 2018. - 21 de Julho de 2020. - https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ncre_in_chile.pdf.

GJETC Digitalization and the Energy Transition: Virtual Power Plants and Blockchain [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - http://www.gjetc.org/wp-content/uploads/2020/07/GJETC_Digitalization-Study-I_VPP-and-Blockchain.pdf.

Global Transmission Report Global Transmission Report [Online]. - 12 de Março de 2020. - 03 de Abril de 2020. - <https://www.globaltransmission.info/archive.php?id=38977>.

GME GME's profile [Online] // GME. - GME, 2020. - 12 de 06 de 2020. - <https://www.mercatoelettrico.org/En/GME/Info/ProfiloAziendale.aspx>.

Gobierno de España Preguntas frecuentes sobre autoconsumo [Online] // Gobierno de España. - Gobierno de España, 2020. - 09 de 06 de 2020. -

<https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.aspx>.

Gobierno de España Proyecto Movele: Proyecto piloto de demostración de viabilidad del vehículo eléctrico [Online]. - 2011. - 24 de Julho de 2020. - https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Cuadriptico_MOVELE_Final_fac4a8ee.pdf.

GoFLEX Demand Side Management, Opportunities and Restrictions in the European Market [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.goflex-project.eu/Down.asp?Name=%7BMJRHNPNBR-712201810540-GPZIBWBPWV%7D>.

GOV UK Innovate UK [Online]. - 12 de Dezembro de 2017. - 08 de Abril de 2020. - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/681321/Innovation_in_Vehicle-To-Grid__V2G__Systems_-_Real-World_Demonstrators_-_Competition_Results.pdf.

GOV UK London pioneers first 'virtual power station' [Online]. - 6 de Março de 2020a. - 9 de Abril de 2020. - <https://www.gov.uk/government/news/london-pioneers-first-virtual-power-station>.

GOV UK Trading electricity from 1 January 2021 [Online]. - 6 de Novembro de 2019a. - 14 de Maio de 2020. - <https://www.gov.uk/government/publications/trading-electricity-if-theres-no-brexit-deal/trading-electricity-if-theres-no-brexit-deal>.

GOV UK UPGRADING OUR ENERGY SYSTEM [Online]. - Outubro de 2018a. - 31 de Março de 2020. - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/756051/ssfp-progress-update.pdf.

Government of South Australia South Australia's Home Battery Scheme [Online] // Government of South Australia. - Government of South Australia, 2020. - 20 de 05 de 2020. - <https://homebatteryscheme.sa.gov.au/about-the-scheme>.

Government of South Australia Smart meters [Online] // SA. - SA, 12 de 09 de 2018. - 06 de 06 de 2020. - <https://www.sa.gov.au/topics/energy-and-environment/meters/smart->

meters#:~:text=Your%20smart%20meter%20records%20the,the%20information%20your%20meter%20collects..

Government of South Australia Solar feed-in payments [Online] // Government of South Australia. - Government of South Australia, 27 de 11 de 2018. - 14 de 07 de 2020. - <https://www.sa.gov.au/topics/energy-and-environment/energy-bills/solar-feed-in-payments>.

Government of South Australia South Australia's Home Battery Scheme [Online] // Government of South Australia. - Government of South Australia, 2020. - 2020. - <https://homebatteryscheme.sa.gov.au/about-the-scheme>.

Green Nation [Online]. - Green Nation, 2020. - 11 de Março de 2020. - <https://www.greennation.co.uk/investing/#solar>.

Gridserve Gridserve. Electric Forecourts. [Online]. - 2020. - 11 de Março de 2020. - <https://www.gridserve.com/electric-vehicle-charging>.

GRTGAZ Deutschland [Online]. - 01 de Janeiro de 2020. - 14 de Abril de 2020. - <https://www.grtgaz-deutschland.de/en/networkaccess>.

GSE [Online] // Gestore Servizi Energetici. - 2018a. - 14 de Junho de 2020. - <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato>.

GSE [Online] // Gestore Servizi Energetici. - 2018b. - 14 de Junho de 2020. - <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto/tempistiche-e-pagamenti>.

GSE Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico [Online]. - 2019. - 18 de 06 de 2020. - https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202019.pdf.

Haryana Haryana Electricity Regulatory Commission [Online]. - Outubro de 2019. - 2020. - <https://herc.gov.in/WriteReadData/Pdf/R20191025.pdf>.

HERBOLD Legal Update German Renewable Energy Sources Act 2014. Renewable Energy Sources Act 2014 - Overview of the most important changes [Relatório]. - Cologne : [s.n.], 2014.

HERC Haryana Electricity Regulatory Commission (Rooftop Solar Grid Interactive Systems Based on Net Metering) Regulations, 2019 [Online]. - 2019. - 2020. - <https://herc.gov.in/WriteReadData/Pdf/R20191025.pdf>.

Hernandez Kevin, Sturgill Chris e Lozier Benjamin New York Energy Storage Order [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.scottmadden.com/insight/new-york-energy-storage-order/>.

HERNÁNDEZ ROBERTO Micro-redes en comunidades indígenas de Chile: análisis antropológico de estas experiencias [Online]. - Dezembro de 2015. - 24 de Julho de 2020. - <https://panambi.uv.cl/index.php/margenes/article/viewFile/1016/1017>.

Hilson Zoe e Cunsolo Aylin Electricity regulation in Australia: overview [Online] // Thomson Reuters. - Thomson Reuters, 2019. - 16 de 07 de 2020. - [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-010-9549?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-010-9549?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1).

House of Commons House of Commons [Online] // Energy Smart Meters. - House of Commons, 7 de Outubro de 2019. - 16 de Março de 2020. - <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-8119/CBP-8119.pdf>.

House of Commons House of Commons Library [Online] // Electric vehicles and infrastructure. - House of Commons Library, 31 de Janeiro de 2020. - 16 de Março de 2020. - <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-7480/CBP-7480.pdf>. - CBP07480.

IBERDROLA Smart Mobility [Online] // IBERDROLA. - IBERDROLA, 2020. - 08 de 06 de 2020. - <https://www.iberdrola.es/servicios/vehiculo-electrico/punto-recarga>.

IDAE Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <http://docs.salvadorescoda.com/es/ver-catalogo/idae/2019/eb2f8c65/guia-profesional-tramitacion-autoconsumo.pdf>.

IEA Energy Policy [Online]. - 2020. - 23 de Julho de 2020. - https://niti.gov.in/sites/default/files/2020-01/IEA-India%202020-In-depth-EnergyPolicy_0.pdf.

IEA Germany 2020: Energy Policy Review [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.iea.org/reports/germany-2020>.

IEA Smart Metering Implementation Programme [Online]. - IEA, 5 de Novembro de 2017. - 07 de Abril de 2020. - <https://www.iea.org/policies/1376-smart-metering-implementation-programme>.

IEA The California Duck Curve [Online] // IEA. - IEA, 19 de 12 de 2019. - 29 de 05 de 2020. - <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/the-california-duck-curve>.

IEEE Impact Evaluation of the New Self-Consumption Spanish Scenario on the Low-Voltage Terminal Distribution Network [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8701465>.

IGov Energy Networks and Distributed Energy Resources in Great Britain [Online]. - Outubro de 2014. - 2020. - <http://projects.exeter.ac.uk/igov/wp-content/uploads/2014/10/WP11-Energy-networks-and-distributed-energy-resources-in-Great-Britain.pdf>.

IISD India Energy Transition 2020 [Online]. - 2020. - 2020. - <https://www.iisd.org/sites/default/files/publications/india-energy-transition-2020.pdf>.

India Ministry of Power - Charging Infrastructure for Electric Vehicles [Online]. - Dezembro de 2018. - 2020. - <https://powermin.nic.in/sites/default/files/webform/notices/scan0016%20%281%29.pdf>.

INEEL Transición Energética [Online]. - Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, 20 de Setembro de 2018. - 24 de Março de 2020. - <http://transicionenergetica.ineel.mx/Revista.mvc/R1n1v1>.

INSIDEEVS Fiat To Launch V2G Trial Project In Italy For 600-700 EVs [Online] // INSIDEEVS. - INSIDEEVS, 24 de 09 de 2019. - 16 de 26 de 2020. - <https://insideevs.com/news/372291/flat-v2g-trial-project-600-700-evs/>.

Institute for Energy Economics and Financial Analysis Pumped Hydro Storage in India [Online]. - Março de 2019. - 23 de Julho de 2020. - https://ieefa.org/wp-content/uploads/2019/03/IEEFA-India_Pumped-Hydro-Storage_Mar-2019.pdf.

IPART Solar feed-in tariffs The value of electricity from small-scale solar panels in 2018-19 [Online] // IPART. - IPART, 02 de 07 de 2018. - 11 de 05 de 2020. - <https://www.ipart.nsw.gov.au/files/sharedassets/website/shared-files/pricing-reviews-energy-services-publications-solar-feed-in-tariffs-201819/final-report-solar-feed-in-tariff-benchmarks-201819-june-2018.pdf>.

IPSE Audiencia Pública de Rendición de Cuentas [Online]. - 2016. - 24 de Julho de 2020. - <http://www.ipse.gov.co/atencion-al-ciudadano/rendicion-de-cuentas/category/291-rendicion-de-cuentas-2018?download=1331:informe-de-gestion-2017-2018>.

IRENA Behind-the-Meter Batteries [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BT_M_Batteries_2019.pdf.

IRENA EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLOMBIA [Online]. - Outubro de 2018. - 23 de Julho de 2020. - https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Oct/FLEXTOOL_Colombia.pdf.

IRENA Innovation landscape brief: Behind-the-meter batteries [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BT_M_Batteries_2019.pdf.

IRENA INNOVATIVE ANCILLARY SERVICES. Innovation Landscape Brief. [Online]. - 2019. - 31 de Março de 2020. - https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovative_ancillary_services_2019.pdf.

IRENA SCALING UP VARIABLE RENEWABLE POWER: THE ROLE OF GRID CODES [Online]. - Maio de 2016. - 24 de Julho de 2020. - https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Grid_Codes_2016.pdf.

IRENA SOLUTIONS TO INTEGRATE HIGH SHARES OF VARIABLE RENEWABLE ENERGY [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.irena.org/publications/2019/Jun/Solutions-to-integrate-high-shares-of-variable-renewable-energy>.

ISCI Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_definitivo.pdf.

Isla Lorena ANÁLISIS De Tecnología, Industria, y Mercado PARA Vehículos eléctricos en AMÉRICA LATINA y el CARIBE [Online]. - Março de 2019. - 23 de Julho de 2020. - https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/An%C3%A1lisis_de_tecnolog%C3%ADa_industria_y_mercado_para_veh%C3%ADculos_el%C3%A9ctricos_en_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe_es_es.pdf.

IUSA IUSA Electro Movilidad [Online] // Grupo IUSA. - 2019. - 23 de Março de 2020. - <http://iusa-em.com/index.html>.

Jiménez Karen Dimensionamento Óptimo con Micro-Redes Basadas en Energías Renovables [Online]. - 2017. - 24 de Julho de 2020. - <https://pdfs.semanticscholar.org/c203/15af10db704c8c57c506188e3f62071c1df9.pdf>.

JULIA-RD Experiencia en Respuesta de la Demanda [Relatório]. - Bogotá : [s.n.], 2019.

Khan Ari White Plains Electric School Bus Vehicle to Grid (V2G) Project [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - <https://northeastdiesel.org/pdf/v2g/white-plains-electric-school-bus-v2g-project-a-kahn.pdf>.

Kolokathis Christos e Hogan Michael Market reform options for a reliable, cost-efficient and decarbonised Italian power system [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.raponline.org/knowledge-center/market-reform-options-italian-power-system/>.

LADISCH MARK e HAGOOD BUCK 20 Years of Net Energy Metering in California [Online]. - 2017 de 2017. - 20 de Julho de 2020. - https://www.scottmadden.com/wp-content/uploads/2017/05/ScottMadden_NEM_in_California_2017_0531.pdf.

Laffont Jean-Jacques e Tirole Jean A Theory of Incentives in Procurement and Regulation [Livro]. - 1993.

Larrea Basterra Macarena e Bilbao Ozamiz Maider MODELOS DE NEGOCIO EN RECURSOS DISTRIBUIDOS DE ELECTRICIDAD [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. -

<https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuaderno-s-orquestra/200006-modelos-negocio-castellano.pdf>. - ISSN 2340-7638.

LAZAR JIM Electricity Regulation In the US: A Guide [Online]. - 2016. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.raponline.org/knowledge-center/electricity-regulation-in-the-us-a-guide-2/>.

LAZAR JIM, WESTON FREDERICK e SHIRLEY WAYNE Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application [Online]. - 2016. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.raponline.org/knowledge-center/revenue-regulation-and-decoupling-a-guide-to-theory-and-application-incl-case-studies/>.

Lexology Lexology [Online] // Lexology. - 23 de Setembro de 2019. - 22 de Julho de 2020. - <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c4fed358-82b8-4a24-9e90-55461e286df8>.

Limejump Products [Online]. - 2020. - 12 de Março de 2020. - <https://limejump.com/capacity-market/>.

LO SCHIAVO Luca , TURCONI Carlo e VILLA Ferruccio REGULATORY INCENTIVES FOR IMPROVING THE RESILIENCE OF ELECTRICITY DISTRIBUTION GRIDS IN ITALY [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.cired-repository.org/bitstream/handle/20.500.12455/760/CIRED%202019%20-%202192.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

López Prol J. e Steininger K Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes [Online]. - 2017. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517303750>.

Lozzornio Eduardo Jonan Cervantes A Reforma Energética do México – Uma Análise Crítica Sob a Perspectiva da Sustentabilidade [Periódico]. - Florianópolis : Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental, 2019. - 3 : Vol. VIII. - 10.19177/rgsa.v8e3201944-66.

Marchisio Luca, Genoese Fabio e Raffo Francesca Distributed Resources in the Italian Ancillary Services Market: taking stock after two years [Online] // Terna. - Terna, 2019. - 17 de 06 de 2020. - <https://download.terna.it/terna/0000/1224/90.PDF>.

Matschoss Patrick The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems [Periódico]. - Potsdam : Elsevier, 2018. - 8 : Vol. I.

Mercados Consultores Revisión de las Metodologías de Remuneración de las Actividades de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica [Online]. - 2014. - 21 de Julho de 2020. - [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/57f23dde3a9f52a705257cf900799780/\\$FILE/Circular034-2014%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/57f23dde3a9f52a705257cf900799780/$FILE/Circular034-2014%20Anexo.pdf).

Mercedes Vallés Javier Reneses, Rafael Cossent e Pablo Frías Regulatory and market barriers to the realization of demand response in electricity distribution networks: A European perspective. [Artigo] // Electric Power Systems Research. - 2016. - Vol. 140.

Merchán Ana María León Propuesta de Mapa de Ruta para Implementar un Programa de Respuesta a la Demanda Tipo Precio en el Sector Residencial Colombiano [Online]. - 2015. - 24 de Julho de 2020. - <http://biblioteca.uniandes.edu.co/acepto201699.php?id=8653.pdf>.

Merodio Marta LA HISTORIA EN ESPAÑA DEL AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES COMPENSADOS [Online] // Magnus Commodities. - Magnus Commodities, 22 de 01 de 2020. - 10 de 06 de 2020. - <https://www.magnuscmd.com/es/la-historia-en-espana-del-autoconsumo-con-excedentes-compensados/>.

Metering Dynamics Operating Regions [Online] // Metering Dynamics. - Metering Dynamics, 2020. - 05 de 05 de 2020. - <https://www.meteringdynamics.com.au/about-us/operating-regions/>.

Microgrids at Berkeley Lab [Online]. - 2017. - 03 de Abril de 2020. - <https://building-microgrid.lbl.gov/mannheim-wallstadt>.

Millán Idi Amín Isaac Desarrollo de soluciones integrales y sostenibles para comunidades humanas basadas en el concepto de Micro redes inteligentes, prueba piloto campus Laureles, Universidad Pontificia Bolivariana [Online]. - 2015.

Ministerio de Energía del Chile Normas Generales. Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican. [Online]. - 2017. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1106886>.

Ministerio de Energía Estrategia Nacional de Eletromovilidad [Online]. - 2016. - 21 de Julho de 2020. - https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf.

Ministerio de Energía Ley 20/25 [Processo]. - Santiago : Suprema Corte, 2013.

Ministerio de Energía Plataforma de Electromovilidad [Online] // Ministerio de Energía. - 2019. - 17 de Março de 2020. - <https://em.consumovehicular.cl/preguntas-frecuentes?p=27#p27>.

Ministério de Minas y Energía Foco 3, fase I: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda [Online]. - 26 de Novembro de 2019. - 23 de Julho de 2020. - <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24166201/3.+Fase+I+Descentralizaci%C3%B3n+y+Digitalizaci%C3%B3n+de+la+Industria+y+la+Gesti%C3%B3n+Eficiente+de+la+Demanda.pdf>.

Ministry of New and Renewable Energy Renewable Energy in India: Progress, Vision and Strategy [Online]. - 2010. - 23 de Julho de 2020. - <https://mnre.gov.in/img/documents/uploads/fafb7d5750d641228c13987ae62d8f3b.pdf>.

Ministry of Power UDAY [Online]. - 2020. - 2020. - <https://www.uday.gov.in/home.php>.

Mission Innovation Smart Grids Smart Grids Innovation Challenge Country Report 2019 [Online]. - Maio de 2019. - 24 de Julho de 2020. - https://www.mi-ic1smartgrids.net/wp-content/plugins/dms/pages/file_retrieve.php?obj_id=154.

MME [Online]. - 2020. - 26 de Maio de 2020. - <https://energiaevolucionaria.org/transformacion>.

Montello Carlo Electricity Regulation in Italy: Overview [Online] // orrick. - Thomson Reuters Practical Law - Energy and Natural Resources Global Guide, 25 de 06 de 2018. - 12 de 06 de 2020. - <https://www.orrick.com/en/Insights/2018/06/Electricity-Regulation-in-Italy-Overview>.

MoP Tariff Policy 2016 [Online]. - Janeiro de 2016. - 2020. - <http://www.wberc.gov.in/sites/default/files/tariff-policy-28.01.2016.pdf>.

Morgan Lewis California Initiates Microgrid Rulemaking Proceeding [Online] // JDSUPRA. - JDSUPRA, 10 de 2019. - 20 de 03 de 2020. - <https://www.jdsupra.com/legalnews/california-initiates-microgrid-16516/>.

MSEDCL [Online]. - Abril de 2020. - 2020. - https://www.mahadiscom.in/consumer/wp-content/uploads/2020/04/Commercial_Circular_for_MYT_Order-3.pdf.

Mundo Eléctrico Mundo Eléctrico [Online]. - 20 de Dezembro de 2018. - 27 de Março de 2020. - <http://www.mundoelectrico.com/index.php/component/k2/item/247-la-respuesta-de-la-demanda-el-complemento-ideal-de-la-eficiencia-energetica>.

NAO Electricity Networks [Online] // NAO. - 2020. - 2020. - <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2020/01/Electricity-networks.pdf>.

National Grid DISTRIBUTED SYSTEM PLATFORM REV DEMONSTRATION [Relatório]. - 2019.

National Grid DISTRIBUTED SYSTEM PLATFORM REV DEMONSTRATION PROJECT – Q3 2018 REPORT [Relatório]. - 2018.

National Grid Earnings Adjustment Mechanisms [Online] // National Grid. - National Grid, 15 de 03 de 2018. - 06 de 05 de 2020. - <https://us.ournationalgrid.com/news-article/earnings-adjustment-mechanisms/>.

National Grid ESO The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) project closing down report [Online]. - Abril de 2019. - 24 de Julho de 2020. - <https://www.nationalgrideso.com/document/144566/download>.

National Grid Power Potential [Online]. - 2020. - 25 de Março de 2020. - <https://www.nationalgrideso.com/innovation/projects/power-potential>.

National Grid Proposed REV Demonstration Project Revised Scope [Online]. - 17 de Junho de 2016. - 24 de Julho de 2020. - <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B1FDA82B8-ACDE-42B3-BC71-7E9B69D7F0BC%7D>.

National Grid The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) Project [Online]. - 2020. - 25 de Março de 2020. - <https://www.nationalgrideso.com/innovation/projects/enhanced-frequency-control-capability-efcc>.

National Grid The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) project closing down report [Relatório]. - 2019.

National Institution for Transforming India Report of the expert Group on 175 GW RE by 2022 [Relatório]. - Nova Delhi : [s.n.], 2015.

New York Battery and Energy Storage Energy Storage Guide [Online] // NY-BEST. - NY-BEST, 03 de 2018a. - 15 de 04 de 2020. - <https://www.ny-best.org/sites/default/files/resources/Energy%20Storage%20Guide%205.17.pdf>.

New York Battery and Energy Storage New York Energy Storage Services Fact Sheet [Online]. - 2018b. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/Programs/Energy-Storage/Energy-Storage-Vendor-Fact-Sheet.pdf>.

New York Government Reforming the Energy Vision [Online] // New York Government . - New York Government , 2016. - 20 de 04 de 2020. - <https://www.ny.gov/sites/ny.gov/files/atoms/files/WhitePaperREVMarch2016.pdf>.

New York State Energy Research and Development Authority Electric Vehicle Registration Map [Online] // New York State Energy Research and Development Authority. - New York State Energy Research and Development Authority, 02 de 03 de 2020. - 07 de 04 de 2020. - <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/ChargeNY/Support-Electric/Map-of-EV-Registrations>.

New York State Government REV Initiatives [Online] // New York State Government . - New York State Government , 2020. - 29 de 04 de 2020. - <https://rev.ny.gov/rev-initiatives>.

Next Kraftwerke Next Kraftwerke [Online]. - 2019. - 02 de Abril de 2020. - <https://www.next-kraftwerke.com/company>.

Norton Rose Fulbright Norton Rose Fulbright [Online]. - Março de 2017. - 22 de Julho de 2020. -

[https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/1d322179/energy-storage-in-germany---what-you-should-](https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/1d322179/energy-storage-in-germany---what-you-should-know#:~:text=Power%20to%20gas%2Fliquid%20systems%20usually%20require%20a%20permit%20under,transport%20system%20operators%20(TSOs).)

[know#:~:text=Power%20to%20gas%2Fliquid%20systems%20usually%20require%20a%20permit%20under,transport%20system%20operators%20\(TSOs\).](https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/1d322179/energy-storage-in-germany---what-you-should-know#:~:text=Power%20to%20gas%2Fliquid%20systems%20usually%20require%20a%20permit%20under,transport%20system%20operators%20(TSOs).)

NREL A Report on the Implementation of Smart Grids in Mexico [Online]. - Janeiro de 2019. - 23 de Julho de 2020. - <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72699.pdf>.

Nuvve UVVE LAUNCHES VEHICLE-TO-GRID (V2G) OPERATIONS IN BARCELONA, SPAIN [Online] // Nuvve. - Nuvve, 2020. - 11 de 06 de 2020. - <https://nuvve.com/2019/05/07/nuvve-launches-vehicle-to-grid-v2g-operations-in-barcelona-spain/>.

NVE Power distance as an output parameter for grid companies [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - http://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2019/rme_eksternrapport2019_01.pdf.

NY SOLAR MAP Solar Statistics for New York State [Online] // NY SOLAR MAP. - NY SOLAR MAP, 31 de 03 de 2020. - 01 de 06 de 2020. - <https://nysolarmap.com/>.

NYDERSA Demand Response Programs [Online] // NYDERSA. - NYDERSA, 2020. - 09 de 04 de 2020. - <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/Energy-Storage/Energy-Storage-for-Your-Business/Demand-Response-Programs>.

NYISO Annual Report on Demand Response Programs NYISO 2019 [Online]. - 2019b. - <https://www.nyiso.com/documents/20142/10360921/NYISO-2019-Annual-Report-on-Demand-Response-Programs.pdf/25a998b4-d134-f5f5-2a27-a17568e9b3c7>.

NYISO Power Trends Report [Online]. - 2019a. - <https://www.nyiso.com/power-trends>.

NYS Department of Public Service New York State Net Metering - Legislative Changes [Online] // NYS Department of Public Service. - NYS Department of Public Service, 09 de 2009. - 30 de 03 de 2020. - https://www1.nyc.gov/assets/buildings/pdf/Net_Metering.pdf.

NYSERDA 03-E-0640: Revenue Decoupling Mechanism - Electric [Online] // NYSERDA. - NYSERDA, 2012. - 14 de 04 de 2020. - <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/A0227F4885E1769485257687006F38C2?OpenDocument>.

NYSERDA About NYSERDA [Online] // NYSERDA. - NYSERDA, 2020. - 09 de 04 de 2020. - <https://www.nyserda.ny.gov/About>.

NYSERDA Business and Legal [Online] // NYSERDA. - NYSERDA, 2020. - 01 de 06 de 2020. - <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Prize/Resources-for-applicants/FAQs#billing-issues>.

NYSERDA Characteristic Data [Online] // NYSERDA. - NYSERDA, 2020. - 20 de 04 de 2020. - <https://der.nyserda.ny.gov/data/characteristic/>.

NYSERDA Distributed Energy Resources - Integrated Data System [Online] // New York State Energy Research and Development Authority. - New York State Energy Research and Development Authority, 2020. - 30 de 03 de 2020. - <https://der.nyserda.ny.gov/data/characteristic/>.

NYSERDA New York Independent System Operator (NYISO) [Online] // NYSERDA. - NYSERDA, 18 de 12 de 2015. - 05 de 06 de 2020. - <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/298372E2CE4764E885257687006F39DF?OpenDocument>.

NYSERDA NY Prize [Online] // NYSERDA. - NYSERDA, 2020. - 01 de 06 de 2020. - <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Prize>.

OFGEM [Online]. - OFGEM, 2010. - 08 de Abril de 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2010/07/rec-glossary.pdf>.

OFGEM [Online]. - 2020b. - 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/network-indicators>.

OFGEM About Smart Export Guarantee SEG [Online]. - 2020f. - 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/smart-export-guarantee-seg/about-smart-export-guarantee-seg>.

Ofgem About the RO [Online]. - 2020g. - 25 de Março de 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro>.

Ofgem Applicants. Which technologies are eligible for FITs? [Online]. - 2020e. - 24 de Março de 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/applicants>.

OFGEM DNO voltage control DRS8 Direction [Online]. - 31 de Março de 2016. - 31 de Março de 2020. -

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/04/dno_voltage_control_drs8_direction.pdf.

OFGEM DSO: Ofgem regulatory principles and priorities workshop [Online]. - 10 de Junho de 2019b. - 31 de Março de 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/152914>.

OFGEM Enabling the competitive deployment of storage in a flexible energy system: changes to the electricity distribution licence [Online]. - 29 de Setembro de 2017a. - 31 de Março de 2020. - https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/10/storage_ownership_publications_policy_consultation_final.pdf.

Ofgem Feed-In Tariff (FIT) rates [Online]. - 2020b. - 24 de Março de 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates>.

OFGEM Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control [Online]. - 18 de Janeiro de 2017b. - 31 de Março de 2020. - https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/guide_to_riioed1.pdf.

OFGEM Implications of the Transition to Electric Vehicles [Online]. - 2018a. - 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/136142>.

OFGEM Microgeneration Certification Scheme (MCS): Small installations [Online]. - 2020c. - 24 de Março de 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/applicants/microgeneration-certification-scheme-mcs-small-installations>.

OFGEM Network Indicators [Online] // OFGEM. - 2020i. - 2020. - <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/network-indicators>.

OFGEM OFGEM [Online]. - 18 de Jan de 2017c. - 17 de Março de 2020. - https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/guide_to_riioed1.pdf.

OFGEM OFGEM [Online] // Network Performance Summary 2018-2019. - 2019b. - 12 de Março de 2020. - https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/02/riio-ed1_network_performance_summary_2018-19.pdf.

OFGEM Open Letter Consultation on the RIIO2 Price Control [Online] // OFGEM. - 2019c. - 2020. -

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/08/open_letter_consultation_on_the_riio-ed2_price_control.pdf.

OFGEM Price Controls Financial Model (PCFM) [Online]. - 2020b. - 31 de Março de 2020. -

<https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/current-network-price-controls-riio-1/price-controls-financial-model-pcfm>.

OFGEM Regulatory treatment of CLASS as a balancing service in RIIO-ED2 network price control [Online]. - 10 de Fevereiro de 2020a. - 31 de Março de 2020. -

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/02/regulatory_treatment_of_class_as_a_balancing_service_in_riio-ed2_network_price_control_1.pdf.

OFGEM RIIO- 2 Framework Decision [Online] // OFGEM. - OFGEM, 2018b. - 16 de 07 de 2020. -

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/riio-2_july_decision_document_final_300718.pdf.

OFGEM RIIO1 Network Performance Summary 2018-19 [Online] // OFGEM. - 2020h. - 2020. -

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/02/riio-ed1_network_performance_summary_2018-19.pdf.

Ofgem ROO-FIT: Large installations [Online]. - 2020d. - 24 de Março de 2020. -

<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/applicants/roo-fit-large-installations>.

OFGEM State of the Market 2019 [Online] // OFGEM. - 2019a. - 13 de Março de 2019. -

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/20191030_state_of_energy_market_revised.pdf.

OFGEM UPGRADING OUR ENERGY SYSTEM Smart Systems and Flexibility Plan: Progress Update [Online] // OFGEM. - OFGEM, 10 de 2018. - 16 de 07 de 2020. -

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/756051/ssfp-progress-update.pdf.

OFGEM UPGRADING OUR ENERGY SYSTEM Smart Systems and Flexibility Plan: Progress Update [Online] // OFGEM. - OFGEM, 10 de 2018b. - 16 de 07 de 2020. - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/756051/ssfp-progress-update.pdf.

Oliveira Gonzalo e Artés Alberto Electricity Regulation in Spain [Online] // Lexology. - Lexology, 2018. - 08 de 06 de 2020. - <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=b2da7bb9-2810-4a32-936a-0e1e0597137b>.

OMIE Introducción [Online] // OMIE. - OMIE, 2020. - 08 de 06 de 2020. - <http://www.omel.es/inicio/informacion-de-la-compania>.

O'Neill Brendon Who Is My Energy Distributor? [Online] // Canstar Blue. - Canstar Blue, 05 de 07 de 2019. - 05 de 05 de 2020. - <https://www.canstarblue.com.au/electricity/who-is-my-energy-distributor/>.

Orange & Rockland 2018 Distributed System Implementation Plan [Online] // Orange & Rockland. - Orange & Rockland, 31 de 07 de 2018. - 20 de 04 de 2020. - <https://www.oru.com/-/media/files/oru/documents/our-energy-projects/distributed-system-implementation-plan.pdf?la=en>.

Orange & Rockland Demand Response Incentives [Online] // Orange & Rockland. - Orange & Rockland, 2020. - 09 de 04 de 2020. - <https://www.oru.com/en/save-money/rebates-incentives-credits/incentives-for-business-customers/demand-response-incentives>.

Orange & Rockland STATEMENT OF VALUE OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES VALUE STACK CREDITS [Online] // Orange & Rockland. - Orange & Rockland, 01 de 04 de 2020. - 15 de 04 de 2020. - https://www.oru.com/_external/orurates/documents/ny/valuestackcredits/STATVDER_CRED30.pdf.

OVEMS LEGISLACIÓN Y NORMATIVA [Online] // OVEMS. - OVEMS, 2020. - 11 de 06 de 2020. - <https://evobservatory.iit.comillas.edu/legislacion-y-normativa>.

P.Lazzeroni, S.Olivero e M.Repetto Economic perspective for PV under new Italian regulatory framework [Online]. - 17 de 05 de 2017. - 18 de 06 de 2020. - <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211631111X>.

PA Consulting Aggregators: Barriers and External Impacts: a report by PA Consulting [Online] // Ofgem. - Ofgem, 10 de 11 de 2016. - 16 de 07 de 2020. - https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/07/aggregators_barriers_and_external_impacts_a_report_by_pa_consulting_0.pdf.

País Circular País Circular [Online]. - 21 de Março de 2019. - 25 de Março de 2020. - <https://www.paiscircular.cl/ciudad/electrolineras-a-domicilio-aumenta-oferta-de-infraestructura-de-carga-privada-pero-el-parque-de-autos-electricos-frena-crecimiento/>.

Palit Debajit e Sarangi, Gopal Renewable energy-based rural electrification: The mini-grid experience from India [Online]. - Setembro de 2014. - 23 de Julho de 2020. - https://www.researchgate.net/publication/265589187_Renewable_energy-based_rural_electrification_The_mini-grid_experience_from_India/link/5412de570cf2bb7347db1015/download.

Pérez D.M. Impacto en la Remuneración del uso de la Infraestructura de Transporte de Electricidad con la Nueva Metodología Regulatoria en Colombia [Periódico]. - Foz do Iguaçu : Cigré, 2019. - 18.

PGE About Us [Online] // LinkedIn. - LinkedIn, 2020. - 06 de 04 de 2020. - <https://www.linkedin.com/company/pacific-gas-and-electric-company>.

Photovoltaic Magazine Photovoltaic Magazine [Online] // Photovoltaic Magazine. - 25 de Agosto de 2016. - 23 de Março de 2020. - <https://www.pv-magazine-latam.com/2016/08/25/mexico-inauguran-micro-red-hbrida-aislada-en-baja-california/>.

Photovoltaic Magazine Photovoltaic Magazine [Online]. - 14 de Março de 2019. - 24 de Março de 2020. - <https://www.pv-magazine-mexico.com/2019/03/14/la-generacion-distribuida-en-las-casas-mexicanas-un-proyecto-piloto-en-la-ciudad-de-mexicali-baja-california/>.

PowerGrid Dados de PowerGrid [Relatório]. - 2017.

Powermag Blockchain Pilot Shows Promise for Grid Balancing [Online] // Powermag. - Powermag, 31 de 05 de 2019. - 22 de 07 de 2020. - <https://www.powermag.com/blockchain-pilot-shows-promise-for-grid-balancing/>.

Prayas Energy Group Demand Side Management in India: An Overview of State Level Initiatives [Online]. - Setembro de 2014. - 23 de Julho de 2020. - <https://www.prayaspune.org/peg/publications/item/281-demand-side-management-in-india-an-overview-of-state-level-initiatives.html>.

Prol Javier López Regulation, profitability and diffusion of photovoltaic grid-connected systems: A comparative analysis of Germany and Spain [Online]. - 2018. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118302594>.

PSC Standardized Interconnection Requirements and Application Process For New Distributed Generators and Energy Storage Systems 5 MW or Less Connected in Parallel with Utility Distribution Systems [Online] // PSC. - PSC, 12 de 2019. - 01 de 06 de 2020. - [http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/dcf68efca391ad6085257687006f396b/\\$FILE/December%202019%20SIR%20-%20FINAL%20-%20Clean.pdf](http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/96f0fec0b45a3c6485257688006a701a/dcf68efca391ad6085257687006f396b/$FILE/December%202019%20SIR%20-%20FINAL%20-%20Clean.pdf).

PSC Con Edison Outcome-based EAM Collaborative: Emissions Metric Report [Online] // PSC. - PSC, 23 de 08 de 2018. - 01 de 06 de 2020. - <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B94BBA2C4-53DF-4545-B47A-E50E83490C5E%7D>.

PSC New York State Department of Public Service [Online]. - 2016. - 10 de Junho de 2020. - <http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=14-m-0101>.

PSC REFORMING THE ENERGY VISION NYS DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE STAFF REPORT AND PROPOSAL [Online] // PSC. - PSC, 24 de 04 de 2014. - 2020 de 04 de 14. - <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B5A9BDBBD-1EB7-43BE-B751-0C1DAB53F2AA%7D>.

PSC Schedule for Electricity Service [Online] // Consolidated Edison. - Consolidated Edison, 2020. - 13 de 04 de 2020. - <https://www2.dps.ny.gov/ETS/jobs/display/download/6568706.pdf>.

Punto Solar Punto Solar [Online] // Punto Solar. - 2018. - 12 de Março de 2020. - <https://puntosolar.cl/>.

PV Europe Next Kraftwerke provides balancing energy in Italy [Online] // PV Europe. - PV Europe, 13 de 12 de 2019. - 16 de 06 de 2020. - <https://www.pveurope.eu/installation/next-kraftwerke-provides-balancing-energy-italy>.

PV MAGANIZE NEM 2.0 – COAG sets out for two-sided market [Online] // PV MAGANIZE. - PV MAGANIZE, 23 de 04 de 2020. - 27 de 05 de 2020. - <https://www.pv-magazine-australia.com/2020/04/23/nem-2-0-coag-sets-out-for-two-sided-market/>.

PV Magazine Capacidade Solar [Online]. - 2019. - 2020. - <https://www.pv-magazine.com/2020/05/01/india-installed-1-53-gw-of-rooftop-solar-in-2019/>.

pv magazine Moixa to build virtual power plant as first phase of UK smart energy project [Online]. - 18 de Abril de 2019. - 25 de Março de 2020. - <https://www.pv-magazine.com/2019/04/18/moixa-to-build-virtual-power-plant-as-first-phase-of-uk-smart-energy-project/>.

PV Magazine PV Magazine Global [Online]. - 5 de Junho de 2020b. - 16 de Junho de 2020. - <https://www.pv-magazine.com/2020/06/05/ev-batteries-providing-grid-stabilization-services-at-italian-car-factory/>.

PVP4GRID INFORME SOBRE CONCEPTOS Y BARRERAS AL AUTOCONSUMO, PROYECTO PVP4GRID [Online]. - 2018. - 21 de Julho de 2020. - https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2018/08/8.-PVP4Grid_WP2_D2.4_Report_Final_ES.pdf.

PWC Electricity Market Reform in Germany as an Insight to Japan's Future Reform [Online]. - 2014. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.pwc.com/jp/ja/japan-service/electricity-system-reform/assets/pdf/energy-market-in-germany-e1406.pdf>.

Raman Aishwarya, Sahay Richa e Samantray Shilpi EV-Ready India Part 1: Value Chain Analysis of State EV Policies [Online]. - Outubro de 2019. - 23 de Julho de 2020. - http://www3.weforum.org/docs/WEF_EV_Ready_India.pdf.

REA Energy Storage in the UK. An Overview. [Online]. - 2016. - 08 de Abril de 2020. - <https://www.r-e-a.net/wp-content/uploads/2019/10/Energy-Storage-FINAL6.pdf>.

Real Academia de Ingeniería El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro [Online]. - 2017. - 19 de Março de 2020. - http://www.raing.es/sites/default/files/ALMACENAMIENTO_ENERGIA%20FINAL%20B.pdf.

Red Eléctrica de España Las energías renovables en el sistema eléctrico español [Relatório]. - 2019.

REFE Study on tariff design for distribution systems: Final Report [Online]. - 2015. - 21 de Julho de 2020. - https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina_revREF-E.PDF.

Regulators Forum of Draft Model Regulation for Grid Interactive Distributed Renewable Energy Sources [Online]. - 2019. - 2020. - <http://www.forumofregulators.gov.in/Data/Reports/DMR-for-GIDRES-08-05-19.pdf>.

Reimer Leiren e Historical Institutional perspective on the shift from feed-in tariffs towards auctioning in German renewable energy policy [Periódico]. - 2018. - Vol. 43.

RENEWABLES GRID INITIATIVE e CAISO ENERGY STORAGE Perspectives from California and Europe [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.caiso.com/Documents/EnergyStorage-PerspectivesFromCalifornia-Europe.pdf>.

RES/142/2017 RES/142/2017 [Online] // Diário Oficial da Federação . - 07 de Março de 2017. - 23 de Julho de 2020. - http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017.

RESEARCH FRAUNHOFER CHILE Investigación, Desarrollo y Aplicación de Redes Inteligentes de Energía (Smart Grid): Proyecto SmartCity Santiago [Online]. - Janeiro de 2014. - 24 de Julho de 2020. - <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201401-version-final-informe-avance-chilectra-30.1.13-V-Final.pdf>.

REVCONNECT [Online] // Government of New York. - Government of New York, 2020. - 29 de 04 de 2020. - <https://nyrevconnect.com/utility-profiles/national-grid/#tab-bnmc-dsp-engagement-tool-997>.

REVCONNECT Track Two: REV Financial Mechanisms [Online] // REVCONNECT. - REVCONNECT, 2019. - 14 de 04 de 2020. - <https://nyrevconnect.com/rev-briefings/track-two-rev-financial-mechanisms/>.

Rizzo Vitor E-Distribuzione [Online] // Smart Grid. - Enel, 10 de 09 de 2019. - 15 de 06 de 2020. - http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2019/vito_rizzo.pdf.

RMI Electric Vehicles as DERs [Online]. - Junho de 2016. - 2020. - https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/04/RMI_Electric_Vehicles_as_DERs_Final_V2.pdf.

RMI THE NON-WIRES SOLUTIONS IMPLEMENTATION PLAYBOOK: A PRACTICAL GUIDE FOR REGULATORS, UTILITIES, AND DEVELOPERS [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - <https://rmi.org/insight/non-wires-solutions-playbook/>.

Roberts Environmental Center Policy and Financial Barriers to Micro-Grid Development in India [Online]. - 16 de Maio de 2019. - 23 de Julho de 2020. - <https://cpb-us-w2.wpmucdn.com/sites.cmc.edu/dist/c/13/files/2019/12/Barriers-to-Micro-Grid-Development-in-India.pdf>.

Rocha Joaquim Eloir QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA [Online]. - 2016. - 24 de Julho de 2020. - http://paginapessoal.utfpr.edu.br/joaquimrocha/qualidade-da-energia-eletrica/Qualidade%20da%20Energia%20Eletrica%20_%20Apostila.pdf/view.

Rolls-Royce Rolls-Royce Holding [Online] // Rolls-Royce. - 18 de Junho de 2020. - 22 de Julho de 2020. - <https://www.rolls-royce.com/media/press-releases/2020/18-06-2020-rr-expands-berlin-start-up-qinuous-into-microgrid-competence-center.aspx>.

Runyon Jennifer Installations of residential energy storage in Germany hit new record in 2019 [Online] // Renewable World Energy. - Renewable World Energy, 21 de 04 de 2020. - 23 de 07 de 2020. - <https://www.renewableenergyworld.com/2020/04/21/installations-of-residential-energy-storage-in-germany-hit-new-record-in-2019/#gref>.

Ruta N Ruta N Medellín [Relatório]. - [s.l.] : Medellín, 2015.

Savenije Davide NY regulators propose groundbreaking new utility models under landmark REV order [Online] // Utility Dive. - Utility Dive, 29 de 07 de 2015. - 14 de 04 de 2020. - <https://www.utilitydive.com/news/ny-regulators-propose-groundbreaking-new-utility-models-under-landmark-rev/403111/>.

SCE 2019 ANNUAL REPORT [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.edison.com/home/investors/sec-filings-financials/annual-reports.html>.

SCE Solar Energy | Applying for Interconnection and Net Energy Metering [Online] // SCE. - CE, 2020. - 21 de 05 de 2020. - https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/NEM_Fact_Sheet_0119_WCAG_1.pdf.

SCE Southern California Edison Supports CPUC Decision for Customer Choice on Edison SmartConnect Meters [Online] // SCE. - SCE, 19 de 04 de 2012. - 04 de 06 de 2020. - <https://newsroom.edison.com/releases/southern-california-edison-supports-cpuc-decision-for-customer-choice-on-edison-smartconnect-meters#:~:text=Edison%20SmartConnect%20meters%20are%20digital,usage%20data%20through%20SCE.com..>

SDE México SDE México [Online] // SDE México. - 2020. - 23 de Março de 2020. - <https://info.sde.mx/servicios-especializados>.

SDG&E 2019 Annual Report and 2020 Annual Plan Document [Online]. - 2020. - 20 de Julho de 2020. - https://www.sdge.com/sites/default/files/documents/SDG%26E_Annual_Report_Partnerg_to_Build_a_Better_Business-2019.pdf.

SDG&E RULE 21 GENERATING FACILITY INTERCONNECTIONS [Online] // SDG&E. - SDG&E, 30 de 03 de 2017. - 04 de 06 de 2020. - http://regarchive.sdge.com/tm2/pdf/ELEC_ELEC-RULES_ERULE21.pdf.

SEC Datos sobre Puntos de Recarga para Vehículos Eléctricos.. - 2019.

Secretaría de Energía Nueva Era de la Energía en México [Online]. - Maio de 2018. - 23 de Julho de 2020. - https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexico_ESP.pdf.

Secretaría de Energía Prospectiva del Sector Eléctrico 2017 - 2031 [Online]. - 2017. - 23 de Julho de 2020. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325640/Prospectiva_del_Setor_Elctrico_2017-2031.pdf.

SEDC Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017 [Online] // SEDC. - SEDC, 06 de 04 de 2017. - 16 de 07 de 2020. - <https://www.smartem.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>.

SEDC Mapping Demand Response in Europe Today 2015 [Online]. - 2015. - 2020. - <http://www.smartem.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf>.

Senec Senec [Online]. - Janeiro de 2019. - 19 de Junho de 2020. - <https://senec.com/de/produkte/senechome-stromspeicher>.

SENER Política pública para promover la generación distribuida en México [Online]. - 2018. - 23 de Julho de 2020. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/411515/Politica_Publica_Generacion_Distribuida_en_Mexico.pdf.

SENER PRODESEN - Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional [Relatório]. - Ciudad del México : [s.n.], 2017.

SEPA 51st State DISTRIBUTED ENERGY Distributed Energy Resources Integration: Policy, Technical, and Regulatory Perspectives from New York and California [Online]. - 2016. - 20 de Julho de 2020. - https://www.scottmadden.com/wp-content/uploads/2016/12/SEPA-ScottMadden-51st-State-Report_DER-Integration-CA-NY.pdf.

Sferuzza Arturo e Biadico Ginevra Electricity Regulation in Italy [Online]. - 03 de 11 de 2018. - 12 de 06 de 2020. - <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=cb00a2fa-6d51-4dfb-aa86-cef8ac7c4ad9>.

SIE [Online]. - 2020. - <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>.

Simshauser Paul Lessons from Australia's National Electricity Market 1998-2018: the strengths and weaknesses of the reform experience [Artigo] // Cambridge Working Papers in Economics. - 2019. - Vol. 1972.

Smart Energy International UK's most advanced Virtual Power Plant announced [Online]. - 21 de Janeiro de 2020. - 25 de Março de 2020. - <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/storage/uks-most-advanced-virtual-power-plant-announced/>.

SMMT EVs and AFVs Registrations [Online]. - 2020. - 2020. - <https://www.smmmt.co.uk/vehicle-data/evs-and-afvs-registrations/>.

Society of Manufacturers of Electric Vehicles Electric Vehicle Sales in India Up 20% in 2019-2020 [Online]. - Abril de 2020. - 2020. - <https://www.livemint.com/companies/news/electric-vehicle-sales-in-india-up-20-in-2019-20-11587370389230.html>.

Society of Manufacturers of Electric Vehicles Society of Manufacturers of Electric Vehicles [Online]. - 2019. - 03 de Março de 2020. - <https://www.smev.in/>.

Solar Choice Which electricity retailer is giving the best solar feed-in tariff? [Online] // Solar Choice. - Solar Choice, 26 de 04 de 2020. - 13 de 07 de 2020. - <https://www.solarchoice.net.au/blog/which-electricity-retailer-is-giving-the-best-solar-feed-in-tariff/>.

Solar Quote SOLAR POWER SYSTEM GRID CONNECTION PROCESSES – STATE BY STATE [Online] // Solar Quote. - Solar Quote, 2020a. - 13 de 07 de 2020. - <https://www.solarquotes.com.au/grid-connection/>.

Solarcentury Solarcentury [Online]. - 2020. - 12 de Março de 2020. - <https://www.solarcentury.com/>.

SOM ENERGIA El nuevo Real Decreto sobre la autoproducción y cómo nos afecta [Online] // SOM ENERGIA. - SOM ENERGIA, 10 de 05 de 2019. - 09 de 06 de 2020. - <https://blog.somenergia.coop/tarifas-electricidad-y-sector-electrico/2019/05/el-nuevo-real-decreto-sobre-la-autoproduccion-y-como-nos-afecta/>.

Southern California Edison Public Charging [Online] // Southern California Edison . - Southern California Edison , 2019. - 26 de 03 de 2020. - <https://www.sce.com/business/electric-cars/Public-Charging>.

Southern California Edison Edison International and Southern California Edison 2017 Annual Report [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.edison.com/content/dam/eix/documents/investors/corporate-governance/2017-eix-sce-annual-report.pdf>.

Southern California Edison EV Charging and Home Installation [Online] // Southern California Edison. - Southern California Edison, 2019. - 26 de 03 de 2020. - <https://www.sce.com/residential/electric-vehicles/charging-ev>.

Southern California Edison Net Energy Metering Interconnection Handbook [Online] // Southern California Edison. - Southern California Edison, 03 de 2018. - 24 de 07 de 2020. - <https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/5599-NEM-Handbook-final.pdf>.

Southern California Edison RATE SCHEDULES TOU-EV-7, TOU-EV-8, TOU-EV-9 . [Online] // Southern California Edison. - Southern California Edison, 2018. - 24 de 03 de 2020. - [https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/TOU-EV-7_8_9%20Rate%20Fact%20Sheet_WCAG%20\(2\).pdf](https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/TOU-EV-7_8_9%20Rate%20Fact%20Sheet_WCAG%20(2).pdf).

Southern California Edison Rates [Online] // Southern California Edison. - Southern California Edison, 2020. - 24 de 03 de 2020. - <https://www.sce.com/business/rates>.

Southern California Edison Time-of-Use Rate: TOU-D-PRIME [Online] // Southern California Edison. - Southern California Edison, 2019. - 24 de 03 de 2020. - [https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/TOU-D-PRIME%20Fact%20Sheet_WCAG%20\(1\).pdf](https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/TOU-D-PRIME%20Fact%20Sheet_WCAG%20(1).pdf).

Stapleton Geoff Overview of Revised AS/NZS4777 [Online]. - 2016. - 24 de Julho de 2020. - <http://www.ipsconnect.org/wp-content/uploads/2017/12/IPS-Connect-2017-Overview-of-ASNZS4777-.pdf>.

Statista [Online]. - Março de 2020. - 25 de Maio de 2020. - <https://www.statista.com/statistics/497549/solar-photovoltaic-power-electricity-production-volume-in-germany/>.

Statista Evolución anual del número total de matriculaciones de vehículos eléctricos en España entre 2013 y 2019 [Online] // Statista. - Statista, 2019. - 18 de 06 de 2020. - <https://es.statista.com/estadisticas/729638/numero-anual-de-vehiculos-electricos-matriculados-espana/>.

Statista Statista [Online]. - Outubro de 2019. - 2 de Abril de 2020. - <https://www.statista.com/statistics/932998/number-of-electric-vehicle-charging-stations-germany/>.

Sternkopf Tim Feed-in tariff (EEG feed-in tariff) [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-eeg-feed-in-tariff/lastp/135/>.

Strategy Industrial SSFP Progress Update [Online]. - 2018. - 2020. - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/756051/ssfp-progress-update.pdf.

Stromnetz Stromnetz [Online] // Stromnetz. - Dezembro de 2019. - 24 de Abril de 2020. - <https://www.stromnetz.berlin/en/feed-in/micro-grids>.

Stromvergleich Strom-Report Blog [Online]. - 2016. - 14 de Abril de 2020. - <https://1-stromvergleich.com/solar-power-germany/>.

Sullivan Michael [et al.] California Statewide PEV Submetering Pilot – Phase 2 Report [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442461657>.

Sunrun How to Read Your Con Edison NEM Bill [Online] // Sunrun. - Sunrun, 2020. - 13 de 04 de 2020. - <https://www.sunrun.com/utility/ny/con-edison/how-to-read-your-con-edison-nem-bill>.

Swedish Smart Grid Smart Grid Market Analysis: Germany [Relatório]. - Stockholm : [s.n.], 2019.

Terna [Online]. - 2016. - 18 de Junho de 2020. - <https://www.terna.it/it-it/azienda/chiamo/ternastorage.aspx>.

Terna Distributed Resources in the Italian Ancillary Services Market: taking stock after two years [Online]. - 2018. - 21 de Julho de 2020. - <https://download.terna.it/terna/0000/1224/90.PDF>.

Terna FIVE THINGS YOU NEED TO KNOW ABOUT UVAM [Online] // Terna. - Terna, 11 de 06 de 2019. - 16 de 06 de 2020. - <https://lightbox.terna.it/en/distributed-resources-UVAM>.

The Fichtner Group Apertura Mercato MSD e Produttori di Energia: [Online] // Power News. - Power News, 3 de 10 de 2018. - 17 de 06 de 2020. - https://power-news.it/wp-content/uploads/2018/10/Fichtner-Demand-Response_Building-Energy.pdf.

The Law Reviews The Energy Regulation and Markets Review [Online]. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://cms.law/en/pol/publication/the-law-reviews-the-energy-regulation-and-markets-review>.

The Mobility House The Mobility House [Online] // The Mobility House. - 13 de Março de 2018. - 21 de Maio de 2020. - https://www.mobilityhouse.com/int_en/magazine/press-releases/tennet-the-mobility-house-nissan-work-together-on-stabilising-the-power-grid.html.

Trabish Herman California utilities prep nation's biggest time-of-use rate rollout [Online] // UTILITY DIVE. - UTILITY DIVE, 06 de 12 de 2018. - 26 de 03 de 2020. -

<https://www.utilitydive.com/news/california-utilities-prep-nations-biggest-time-of-use-rate-roll-out/543402/>.

U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS [Online]. - Junho de 2020. - 11 de Junho de 2020. - <https://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?bls>.

UASLP Universidad Autónoma de San Luis Potosí [Online]. - 21 de Novembro de 2018. - 24 de Março de 2020. - <http://www.uaslp.mx/Paginas/Noticias/2018/noviembre/La-UASLP-obtiene-Premio-PRODETES-2018-que-convoca-el-Banco-Mundial-y-la-Sener.aspx>.

UC Berkeley UCSD [Online] // UC Berkeley. - UC Berkeley, 2019. - 22 de 05 de 2020. - <https://building-microgrid.lbl.gov/ucsd>.

UK Department for Transport Road to Zero [Online]. - Julho de 2018. - 2020. - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/739460/road-to-zero.pdf.

UK GOV Automated and Electric Vehicles Act 2018 - Part 2 [Online]. - 2018. - 2020. - <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2018/18/part/2/enacted>.

UK GOV IA for FITs Closure [Online]. - 2018b. - 2020. - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/727193/IA_for_FITs_closure.pdf.

UK Power Networks FutureSmart A smart grid for all: Our transition to Distribution System Operator [Online]. - 2017. - 31 de Março de 2020. - https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/about-us/documents/FutureSmart_ConsultationReport_.pdf.

UK Power Networks London Power Networks plc Use of System Charging Statement [Online]. - 2019. - 09 de Abril de 2020. - <https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/asset/2a59c6ce-5c38-4b81-a16d-47fca8714fdC/London+Power+Networks+LC14+Statement+2019+-+V1.0.pdf>.

UKEVSE A Guide on Electric Vehicle Charging and DNO Engagement for Local Authorities [Online]. - 2018. - 2020. - <https://www.westernpower.co.uk/downloads/15766>.

União Europeia DIRETIVA (UE) 2019/944 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO [Online] // União Europeia. - União Europeia, 05 de 06 de 2019b. - 21 de 07 de 2020. - <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>.

União Europeia REGULAMENTO (UE) 2019/943 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO [Online] // União Europeia. - União Europeia, 05 de 06 de 2019a. - 21 de 07 de 2020. - <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>.

Unión Española Fotovoltaica GUÍA PARA EL AUTOCONSUMO [Online]. - 2019. - 21 de Julho de 2020. - https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2019/08/1905_PVP4Grid_Bericht_Spain_RZ_web_BSW.pdf.

Unión Española Fotovoltaica POSICIONAMIENTO DE UNEF RESPECTO A LA DEFINICIÓN DE PEAJES Y CARGOS [Online]. - 2019b. - 21 de Julho de 2020. - https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2019/07/unef_informe-sobre-la-definicion-de-peajes-y-cargos.pdf.

UPME Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) [Online]. - 30 de Dezembro de 2019. - 23 de Julho de 2020. - http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Informacion_Base_PIEC_Dic302019.pdf.

Urrego Daniella Rodriguez Urrego & Leonardo Rodriguez Photovoltaic energy in Colombia: current status, inventory, policies and future prospects. [Online]. - Maio de 2018. - 23 de Julho de 2020. - https://www.researchgate.net/publication/324865928_Photovoltaiic_energy_in_Colombi_a_Current_status_inventory_policies_and_future_prospects/link/5ae9d64aaca2725dabb62aba/download.

USLEGAL New York Energy Regulations [Online] // USLEGAL. - USLEGAL, 2020. - 09 de 04 de 2020. - <https://energylaw.uslegal.com/state-energy-regulations/new-york/>.

Ustun Taha Selim Recent developments in microgrids and example cases around the world [Periódico]. - Melbourne : Elsevier, 2011.

Valdes Javier [et al.] [Online] // Industry, flexibility, and demand response: Applying German energy transition lessons in Chile. - 2019. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629618306054>.

Vallés Mercedes [et al.] Regulatory and market barriers to the realization of demand response in electricity distribution networks: A European perspective [Online]. - 2016. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779616301523>.

Vélez Antonio M. España lidera la instalación de contadores inteligentes de la luz en la UE sin haber analizado sus beneficios [Online] // El Diario. - El Diario, 06 de 11 de 2019. - 12 de 06 de 2020. - https://www.eldiario.es/economia/Espana-instalacion-contadores-inteligentes-UE_0_960654724.html.

Verband der Automobilindustrie Verband der Automobilindustrie [Online]. - Novembro de 2019. - 02 de Abril de 2020. - <https://www.vda.de/en/topics/innovation-and-technology/electromobility/Electric-Mobility-in-Germany.html>.

Vitale Cristina Spain towards the famous demand aggregator [Online] // Magnus Commodities. - Magnus Commodities, 14 de 01 de 2020. - 10 de 06 de 2020. - <https://www.magnuscmd.com/spain-towards-the-famous-demand-aggregator/>.

Westernpower Smart Energy Isles [Online]. - Novembro de 2019. - 2020. - <https://www.westernpower.co.uk/projects/smart-energy-isles>.

Windandsun Isle of Eigg microgrid [Online]. - Fevereiro de 2008. - 2020. - <http://www.windandsun.co.uk/case-studies/islands-mini-grids/isle-of-eigg,-inner-hebrides,-scotland.aspx#.Xsfdd2hKjIW>.

Wohlfarth Katharina, Klobasa Marian e Eßer Anke Setting course for demand response in the service sector [Online]. - 2018. - 20 de Julho de 2020. - <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s12053-018-9728-3.pdf>.

Wolak Shaun D. McRae & Frank A. Retail Pricing in Colombia to Support the Efficient Deployment of Distributed Generation and Electric Vehicles [Online]. - Fevereiro de 2020. - 23 de Julho de 2020. -

https://publications.iadb.org/publications/english/document/Retail_Pricing_in_Colombia_to_Support_the_Efficient_Deployment_of_Distributed_Generation_and_Electric_Vehicles_en.pdf.

Wood Elisa Microgrids Aren't Being Built Fast Enough: Hurricane Matthew [Online] // Microgrid Knowledge. - Microgrid Knowledge, 12 de 10 de 2016. - 12 de 06 de 2020. - <https://microgridknowledge.com/microgrids-hurricane-matthew/>.

Wood Elisa Military Microgrids: Four Examples of Innovation [Online] // Microgrid Knowledge. - Microgrid Knowledge, 03 de 12 de 2019. - 22 de 05 de 2020. - <https://microgridknowledge.com/military-microgrids-four-examples/>.

XM XM Filial de ISA [Online]. - Fevereiro de 2020a. - 27 de Março de 2020. - <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/Agentes-del-mercado.aspx>.

XM XM Filial de ISA [Online]. - Março de 2020b. - 30 de Março de 2020. - <https://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/sistema-de-transmision-nacional.aspx>.

Yuan-Kang Wu Jhih-Hao Lin, Huei-Jeng Lin Standards and Guidelines for Grid-Connected Photovoltaic Generation Systems: A Review and Comparison [Online]. - 2017. - 24 de Julho de 2020. - <https://ieeexplore.ieee.org/document/7875112>.

Zap Map Ecotricity Network [Online]. - 2020. - 25 de Março de 2020. - <https://www.zap-map.com/charge-points/public-charging-point-networks/ecotricity-network/>.

Zap Map EV energy tariffs [Online]. - 2020. - 25 de Março de 2020. - <https://www.zap-map.com/charge-points/ev-energy-tariffs/>.

Zap Map Polar Network [Online]. - 2020. - 25 de Março de 2020. - <https://www.zap-map.com/charge-points/public-charging-point-networks/polar-network/>.

Zap Map Tesla Network [Online]. - 2020. - 25 de Março de 2020. - <https://www.zap-map.com/charge-points/public-charging-point-networks/tesla-network/>.

ZHOU SHENGRU An Introduction to Retail Electricity Choice in the United States [Online]. - 2017. - 20 de Julho de 2020. - <https://www.osti.gov/biblio/1398875-introduction-retail-electricity-choice-united-states>.

Zinaman Owen [et al.] Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics [Online]. - 2017. - 21 de Julho de 2020. - <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>.

Apêndice I – Experiências de Países Emergentes

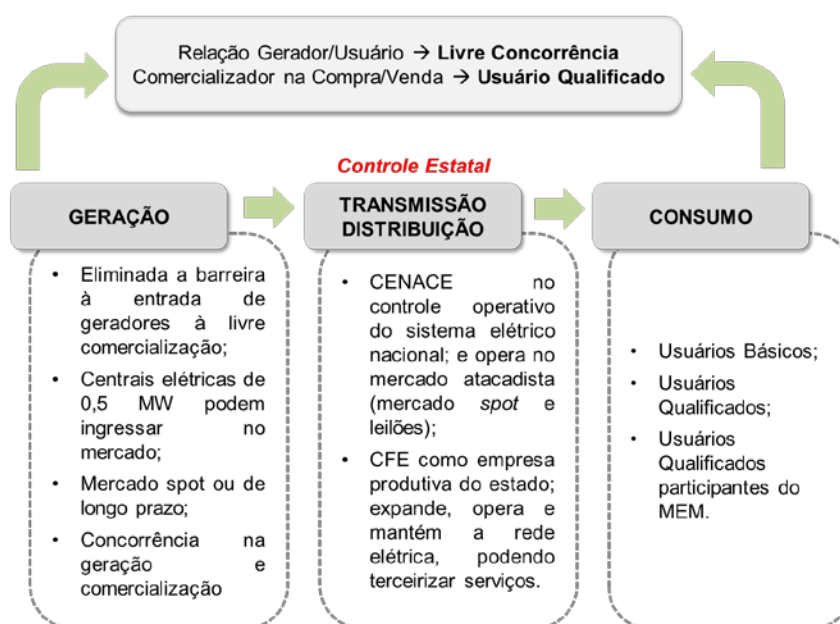
A seguir são descritas experiências de alguns países emergentes com a integração de RED.

México

Assim como em diversos outros países, o México passou por várias reestruturações políticas, operacionais e regulamentares em seu setor elétrico. A mais recente reforma setorial ocorreu entre os anos de 2013 e de 2014, em que o novo marco legal modificou os Art. 25, 27 e 28 da *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, colocando fim ao monopólio estatal na exploração dos segmentos de geração e de comercialização de energia.

A reforma resultou na criação do *Centro Nacional de Control de Energía* (CENACE), responsável pela operação e despacho de carga do sistema de transmissão e comercialização de energia elétrica. Apesar da criação deste agente, os segmentos de transmissão e de distribuição permaneceram sob operação e controle estatal da *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), atuante no mercado desde 1932, a qual participa como fornecedora de energia elétrica no mercado regulado e também atua no novo mercado atacadista competitivo (Costa, 2017).

A Figura 70 ilustra, esquemática e resumidamente, a estrutura do setor elétrico mexicano pós reforma setorial 2013-2014.



Fonte: Adaptado de Costa (2017).

Figura 70 - Nova Estrutura do Setor Elétrico Mexicano Pós Reforma 2013-2014

O México, por meio das unidades de negócios da *CFE Distribución*, fornece o serviço de distribuição de energia através de linhas de baixa e média tensão a mais de 40 milhões de usuários. Segundo dados de 2016, existem 16 unidades de negócios atendidas pela subsidiária da CFE (Secretaría de Energía, 2018).

No cenário de disseminação dos recursos energéticos distribuídos, a *CFE Distribución* fornece os requisitos técnicos básicos para conexão dos pontos de geração distribuídas à rede de distribuição de média e baixa tensão. As normas estão dispostas em uma plataforma digital criada especificamente para registros de centrais geradoras distribuídas, bem como em um manual elaborado pela *Secretaría de Energía* (SENER), também disponível para acesso *online* (Diário Oficial de la Federación, 2016).

Em relação aos tipos de usuários que operam no mercado de energia mexicano, conforme demonstrado na Figura 70, existem três diferentes tipos: (i) usuário básico¹²⁴ – sendo aqueles que compram energia diretamente dos provedores de

¹²⁴ Segundo dados de 2016, o mercado elétrico mexicano é composto majoritariamente por usuários básicos (41,9 milhões). São apenas 68 usuários classificados como “qualificados” e apenas 1 usuário classificado como “qualificado participante do MEM”, sendo este último representado pelo

serviços básicos locais; (ii) usuário qualificado – sendo os que podem celebrar contratos diretamente com agentes geradores, desde que verifiquem demanda mínima de 1MW; e (iii) usuário qualificado participante do *Mercado Eléctrico Mayorista* (MEM) – sendo aqueles que podem participar do MEM, desde que possuam uma demanda mínima de 5 MW e um consumo anual superior a 20 GWh (Secretaría de Energía, 2018).

Em termos do segmento de transmissão, também de responsabilidade do Estado, a *Red Nacional de Transmisión* (RNT) está dividida em 53 regiões, entre as quais, 45 encontram-se interconectadas ao *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN), enquanto que as 8 restantes permanecem como sistemas isolados. Segundo dados de 2016, as linhas de transmissão mexicanas perfaziam 52 mil km com tensão entre 161 kV e 400 kV, além de 30 mil km de linhas com tensão entre 69 kV e 138 kV (Secretaría de Energía, 2018).

Políticas para Integração dos RED

Após a Reforma Energética, ocorrida entre os anos de 2013 e 2014, a produção de energia elétrica a partir de fontes limpas teve o direcionamento de importantes incentivos. A promulgação da *Ley de la Industria Eléctrica* (LIE)¹²⁵, de 2014, foi reflexo da necessidade de integração das diretrizes da sustentabilidade com as obrigações de produção de energia a partir de fontes renováveis. Desde então, a produção de energia a partir de geração distribuída já possui reconhecimento regulatório, sendo definida como a geração de energia elétrica realizada por um gerador isento¹²⁶ em uma usina interconectada a um circuito de distribuição.

Sistema Mulegé (pequeno sistema isolado localizado na região *Baja Califórnia*) (Secretaría de Energía, 2018).

¹²⁵ A *Ley de la Industria Eléctrica* (LIE) foi promulgada com a finalidade de promover o desenvolvimento sustentável do setor elétrico e garantir a sua manutenção em funcionamento eficiente e seguro aos usuários, além de cumprir as obrigações de serviço público e universal, produção de energia limpa e redução de emissões de carbono.

¹²⁶ Proprietário ou detentor de uma ou mais usinas que não requerem permissão para gerar eletricidade nos termos da LIE.

Geração Distribuída

A Regulação determina que a venda de energia produzida pelos sistemas de geração distribuída deverá ser realizada com dois contratos junto a CFE *Distribución*: (i) o primeiro está relacionado à interconexão com a rede de distribuição; e (ii) o segundo está vinculado ao tipo de contraprestação de serviço que a central elétrica GD irá desempenhar. Os sistemas devem, também, cumprir determinados requisitos técnicos, os quais são especificados a seguir na seção de “Regulamentações Técnicas para RED”, para estarem habilitados à realizar injeção de energia na rede.

Em relação ao contrato de contraprestação, existem três tipos previstos em regulação associados a interconexão de uma central elétrica de GD: (i) *Net Metering*; (ii) *Net Billing*; ou (iii) venda total de energia. Aos usuários cuja produção oriunda da central GD será para autoconsumo, sendo estes caracterizados como usuários finais, são aplicados os contratos *Net Metering* ou *Net Billing*. Já para centrais cuja energia é destinada a terceiros ou a usuários intermediários, aplica-se o contrato de venda total (Secretaría de Energía, 2018).

O monitoramento do cumprimento destas Disposições estará sujeito às bases regulatórias emitidas pelo CRE a este respeito, para autorizar unidades de inspeção especializadas em Geração Distribuída. Eles estabelecerão indicadores e outros mecanismos para avaliar o desempenho do Sistema Elétrico Nacional. O CRE pode realizar atos de verificação e inspeção que considere necessário. No caso de qualquer violação das disposições, a Geração Distribuída não poderá ser interconectada às redes de distribuição.

Em dezembro de 2015, com vistas a atender às projeções realizadas pela SENER, cuja previsão era de verificar 35% do total de eletricidade sendo produzida a partir de fontes limpas de energia até 2024, o Governo do México aprovou a *Ley de Transición Energética* (LTE) com o objetivo de regular o uso sustentável de energia e as obrigações com a utilização de fontes limpas, bem como intensificar a redução de emissões de poluentes, mantendo a competitividade dos setores produtivos (Secretaría de Energía, 2017).

A aprovação da LTE criou um ambiente propício para o estabelecimento de políticas, regulamentos e procedimentos técnicos com vistas a incentivar o crescimento do mercado de GD no México. Um mecanismo que pode ser destacado é a possibilidade de emissão de certificados de energia limpa pela CRE, com o objetivo de fomentar o crescimento da utilização de energias limpas pelas geradoras.

Ademais, outro mecanismo oriundo da lei LTE está relacionado ao desenvolvimento de estudos para integração de novas tecnologias ao mercado de energia elétrica mexicano. Neste cenário, planejamentos de médio e longo prazo são realizados, traçando metas a serem alcançadas em 4 frentes: (i) produção de energia elétrica; (ii) consumo de energia elétrica; (iii) eficiência energética; e (iv) armazenamento de energia (Secretaría de Energía, 2017). Ainda, a LTE estabelece três linhas gerais de ação para o setor de transporte para a transição tecnológica. A primeira em tecnologias eficientes de veículos. A segunda, em infraestrutura que facilita a integração de vários modos de transporte e, finalmente, na urbanização, planejamento urbano e redução da necessidade de mobilidade.

Veículos Elétricos

Atualmente, a infraestrutura para recarga dos veículos elétricos é fornecida pela CFE Electrolíneas, subsidiária da CFE. A empresa oferece três tipos de postos de recargas. (i) Uso estritamente doméstico com recarga lenta; (ii) Uso doméstico, público e corporativo e (iii) Uso público com recarga rápida com alta tensão, cujas regras técnicas são elencadas na seção subsequente.

Prevê-se, para os próximos anos, incentivos para desenvolvimento de novos marcos regulatórios para a completa integração, ao mercado de energia elétrica mexicano, dos diversos recursos distribuídos, principalmente veículos elétricos, sistemas de armazenamento distribuído e de microrredes.

Regulamentações Técnicas para RED

Até o momento, as principais regras técnicas de conexão e integração determinadas no México referem-se à Geração Distribuída e estações de recarga de Veículos Elétricos.

Geração Distribuída

A fim de evitar distúrbios à rede, foram elaborados os requisitos técnicos para a conexão da GD,. Em dezembro de 2016, o Ministério de Energia emitiu o manual de interconexão de geração distribuída. A Tabela 53 ilustra a classificação das usinas por nível de tensão e capacidade de geração.

Tabela 53 - Classificação de usinas por nível de tensão e capacidade de geração

Nível de Tensão	Capacidade Líquida de Geração da Usina (kW)		Classificação
Baixa Tensão (Menor ou igual a 1kV)	Sistema Trifásico	$P \leq 50$	Tipo BT
	Sistema Monofásico	$P \leq 30$	
Média Tensão (Maior que 1kV e menor do que 35kV)	$P \leq 250$		Tipo MT1
	$250 < P < 500$		Tipo MT2

Fonte: Adaptado do Diário Oficial da Federação (2016).

Com base na classificação mencionada no manual de interconexão, os seguintes esquemas de interconexão deverão ser utilizados:

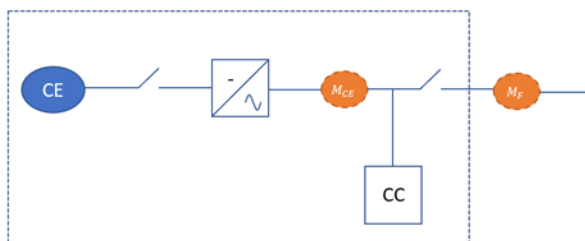


Figura 71 - Esquema de interconexão do Tipo BT

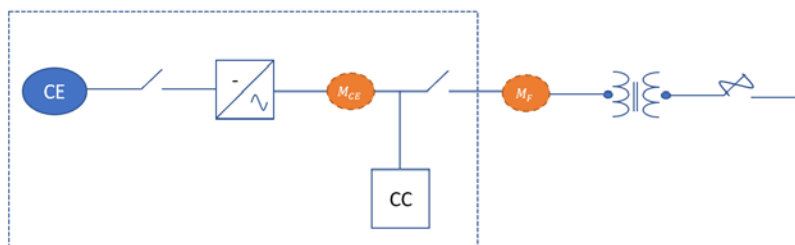


Figura 72 - Esquema de interconexão do Tipo MT1

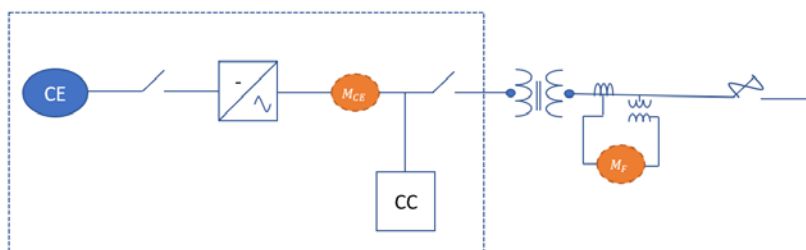


Figura 73 - Esquema de interconexão do Tipo MT2

Em que:

CE: Central elétrica e / ou equipamento de armazenamento de energia;

CC: Centro de Carga;

M_F : Medidor para registrar o fluxo de potência¹²⁷;

M_{CE} : Medidor (opcional) para registrar a energia elétrica gerada.

Ainda, a LIE estabelece que a energia produzida a partir da geração distribuída, além de atender ao autoconsumo do produtor, também pode ser comercializada no mercado regulado, desde que o trâmite seja realizado por meio de um agente Fornecedor de Serviços Básicos, sendo este representado pela subsidiária CFE *Distribución*. Para operar sob o esquema GD, a *Comisión Reguladora de Energía* (CRE), órgão regulador do segmento de energia elétrica, é responsável pela: (i) emissão dos contratos; (ii) divulgação da metodologia de cálculo da energia gerada e consumida; e (iii) especificação técnica geral para operação da unidade de GD (Secretaría de Energía, 2018).

Os requisitos técnicos têm como objetivo garantir as condições de eficiência, qualidade, confiabilidade, continuidade, segurança e sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional. Esses requisitos foram estabelecidos na resolução N° (RES/142/2017) e devem ser atendidos no ponto de interconexão, tanto para uma única usina de energia quanto a várias usinas interconectadas no mesmo circuito de distribuição. A seguir são sintetizadas as principais especificações técnicas para GD:

¹²⁷ Quando o medidor M_F está associado a um contrato de fornecimento de eletricidade, os custos de medidores serão de responsabilidade da prestadora do serviço de energia. Quando o M_F é exclusivo para a Usina, os custos será coberto pelo Requerente.

- **Sincronia:** a Geração Distribuída entrará em paralelo com as redes de distribuição sem causar flutuação de tensão maior que 5% dos níveis de tensão no ponto de interconexão;
- **Energização do circuito de distribuição:** a GD não deve energizar o circuito de distribuição quando estiver desenergizado ou fora de serviço;
- **Fator de Potência:** na média tensão, a geração deve operar com um fator de potência na faixa de 0,95 em atraso;
- **Proteções:** as usinas com capacidade inferior a 0,5 MW, assíncrona e síncrona, devem cumprir as proteções como: (i) Dispositivo geral de desconexão das redes de distribuição, (ii) Dispositivo de sobre corrente, (iii) Dispositivo de desconexão do gerador, (iv) Desarme por sobretensão, (v) Desarme por baixa tensão, (vi) Desarme por sobre e baixa frequência, (vii) Sincronismo (automático de preferência) e (viii) Anti-ilhamento;
- **Tensão:** a geração distribuída não deve regular a tensão no ponto de interconexão. Assim como a tensão no ponto de interconexão não pode ultrapassar os limites de operação da rede. A proteção no ponto de interconexão deve detectar o valor eficaz de rms ou a frequência fundamental da tensão fase a fase, exceto quando o transformador para a conexão entre o circuito de distribuição e a geração distribuída estiver aterrado em Y-Y, ou monofásica, onde a tensão fase a neutro deve ser detectada. Os tempos máximos de desconexão estão determinados conforme a norma IEEE 1547;
- **Frequência:** quando a frequência do sistema estiver dentro das faixas da norma IEEE 1547, a proteção no ponto de interconexão deve operar dentro dos tempos de desconexão indicados no mesmo.

Após uma perturbação na rede, a GD não deve se reconectar até que a tensão no ponto de interconexão esteja dentro dos limites normais de operação e a frequência esteja entre 59,3 Hz e 60,5 Hz. Em relação aos limites de distorção harmônica e de injeção de corrente contínua são estabelecidos de acordo com a norma IEEE 1547. Mais detalhes destas normas estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

Veículos Elétricos

Os postos de recarga oferecidos pela distribuidora CFE não possuem em sua descrição a especificação do uso bidirecional de potência. A instalação do ponto de recarga do âmbito residencial deve cumprir a NOM-001-SEDE. Esta norma possui diretrizes para a aplicação das especificações em instalações elétricas. Além disso, o medidor deverá cumprir as normas IEC/CISPR25 e IEC-107, recomendando também que a distorção harmônica total de corrente não seja superior a 5%.

Modelos de Negócios

Em termos de modelos de negócios para os diversos tipos de recursos energéticos distribuídos aplicados ao México, destaca-se a performance da empresa SDE México (anteriormente denominada Solar Depot) no ramo de projetos para geração distribuída, uma empresa nacional atuante no setor desde 2007.

Em síntese, o negócio baseia-se no desenvolvimento de projetos de geração de energia solar-fotovoltaica para instalações comerciais e industriais. A empresa, pioneira no ramo, possui técnicos e especialistas em painéis solares, oferecendo, inclusive, serviços de consultoria para projeção de usinas de grande porte (mais de 10.000 painéis solares). Como forma de custeio, a SDE México trabalha com a venda propriamente dita de seus serviços, em que o cliente será o proprietário final do sistema projetado (SDE México, 2020).

Quanto a modelos de negócios vinculados às microrredes, pode-se destacar a microrrede *off grid* instalada na cidade Puertecitos, na região de *Baja Califórnia*. A chamada “Microrrede Sustentável de Serviços Comunitários de Energia”, que entrou em operação em 2016, foi desenvolvida pelo Centro de Estudo de Energias Renováveis (Ceener) da Universidade Autônoma de *Baja California* (UABC), com financiamento do Fundo Setorial de Sustentabilidade Energética do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia (Conacyt) e da Secretaria de Energia (SENER).

O projeto consiste em um sistema fotovoltaico de 55 kW, uma turbina eólica de 5 kW, um banco de baterias com capacidade para armazenar 550 kWh e um gerenciador de energia que também dá lugar ao gerador a diesel de 75 kW. O sistema foi projetado para funcionamento *off grid* e atendimento de cerca de 20

famílias. A microrrede é operada pela *Comisión Federal de Electricidad* que oferece aos consumidores uma tarifa reduzida pelo consumo da energia produzida localmente pela microrrede (Photovoltaic Magazine, 2016).

Em termos de modelos de negócios relacionados a veículos elétricos, a *Comisión Federal de Electricidad* (CFE) criou uma subsidiária, denominada CFE *Electrolíneas*, para ser responsável pelo atendimento de pontos de recarga instalados em locais públicos e pela instalação de medidores individuais para recarga de veículos em residências. Desta forma, a CFE *Electrolíneas* atua como administradora dos pontos de recarga. Para os usuários que optem por ter seu próprio medidor, estes devem abrir um requerimento junto à CFE *Electrolíneas* e aguardar a instalação do medidor em sua residência. À ele, será atribuído uma tarifa reduzida à parcela de energia destinada a recarga de veículos (CFE, 2019).

Regulação Econômica

O regime regulatório aplicado no México é o de *Rate of Return* combinado com a metodologia de Valor Novo de Reposição (VNR) para avaliação dos ativos. Os ciclos tarifários atualmente possuem 3 anos de duração, sendo aplicável a todas as divisões administrativas atendidas pela CFE *Distribución* (CRE, 2016). A remuneração da atividade de distribuição é determinada a partir do cálculo da Receita Requerida, identificando: (i) os custos de exploração dos serviços de distribuição; e (ii) o custo de capital associado à atividade de distribuição.

Os custos de exploração incluem os conceitos de operação, manutenção e administração (OMA), custos comerciais, corporativos, financeiros e impostos. Para estes componentes o regulador reconhece os custos incorridos pela distribuidora. Já o custo de capital é determinado a partir da estimação da Base de Remuneração Regulatória (BRR), ou seja, o valor dos ativos utilizados para a atividade de distribuição, e da taxa de remuneração do capital.

A BRR é estimada a partir da aplicação do VNR adaptado. No VNR adaptado¹²⁸, respeita-se o histórico tecnológico dos investimentos efetuados pela prestadora de serviços, por meio da consideração do valor de um bem novo, idêntico ou similar ao existente, obtido por cotações de mercado. Os ativos são valorados apenas no ano de revisão tarifária, ou seja, a cada 3 anos, sendo que os principais são: (i) quantidade de subestações AT/MT; (ii) extensões (km) de rede MT; (iii) quantidade de transformadores MT/BT; e (iv) extensões (km) de rede BT.

Para tanto, utiliza-se um VNR calculado em 2008, por meio de estudo realizado por uma consultoria especializada, cujo valor é atualizado até o ano base da revisão tarifária segundo catálogo de preços da CFE. Ao final, esse valor é ainda ajustado a partir da consideração dos investimentos verificados realizados pela CFE entre os anos de 2008 e ano base da revisão.

Uma vez obtido o VNR, calcula-se o retorno à BRR utilizando um Fator de Recuperação de Capital (FRC). Este fator permite incorporar a depreciação de ativos como mais um componente do custo de capital, sendo calculado conforme Equação 9.

Equação 9 – Cálculo do Fator de Recuperação de Capital

$$FRC = \frac{r * (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

Em que:

r = taxa de retorno de capital.

n = vida útil dos ativos.

Para determinar a vida útil dos ativos, considera-se um horizonte de 30 anos, normalmente utilizado internacionalmente por outras agências reguladoras nos processos tarifários de distribuição.

¹²⁸ Diferente do VNR puro aplicado no Chile. No modelo chileno é redesenhada a infraestrutura da prestadora de serviços, considerando os ativos que seriam operados por um novo provedor hipotético e eficiente. Este provedor deve apresentar custos eficientes e tecnologias mais atuais.

Em relação à taxa de retorno do capital, esta é estimada a partir da utilização da metodologia CAPM / WACC, a qual permite determinar o custo do capital próprio, além de fazer um comparativo com empresas pertencentes ao mesmo setor que realizam atividades em condições de risco semelhantes. Atualmente, a aplicação da metodologia CAPM / WACC retorna uma taxa de 10,07% e, conseqüentemente, um FRC de 10,67% (CRE, 2016).

Vale ressaltar ainda que, para a composição da receita, dois importantes fatores são considerados, quais sejam: (i) fator de eficiência dos custos; e (ii) fator de economia de escala. Em relação ao primeiro, o Regulador analisa os custos contábeis da distribuidora, ou seja, da *CFE Distribución*, e faz uma ponderação, realocando o valor entre as 16 regiões administrativas atendidas para o 1º ano do ciclo. Em seguida, para os demais anos, o Regulador faz uso de uma análise de *benchmarking* de eficiência aplicando os métodos de fronteira estocástica (SFA) e de envoltória de dados (DEA) para definição de uma trajetória de custos eficientes. O segundo fator, o de economia de escala, é definido como 1% para todas as 16 áreas de atendimento da CFE e cumpre o papel de equalizar os incentivos para as distintas regiões da empresa.

Por fim, ressalta-se que a metodologia de remuneração da atividade de distribuição do México não cita tratamento específico para o reconhecimento de ativos específicos associados à geração distribuída e a outros recursos energéticos distribuídos.

Estrutura Tarifária

No que tange à estrutura tarifária aplicada aos consumidores do México, pode-se observar que são dispostas tarifas diferenciadas para usuários classificados como “Residencial”, atendidos no nível de tensão BT, e como “Negócio/Indústria”, sendo a tensão de suprimento variando entre MT e AT. Em síntese, os usuários residenciais são faturados apenas pela componente de energia, sendo aplicável uma parcela adicional nos meses referentes à estação verão. Já os consumidores atribuídos à classe Negócio ou Indústria, estes são faturados considerando uma componente de demanda acrescida da de energia. A Tabela 54 ilustra resumidamente a estrutura tarifária do México.

Tabela 54 – Estrutura Tarifária Aplicada aos Usuários do México

Categoria	Nível de Tensão	Fixo	Variável	Adicional
Residencial	BT	\$/mês	Volumétrica (\$/kWh)	Adicional de Verão
Negócio / Indústria	AT/MT	\$/mês	Volumétrica (\$/kWh) + Demanda Contratada (\$/kW) + Demanda TOU (\$/kW)	-

Fonte: Elaboração própria com base nas informações do site da CFE (2020).

A regulação mexicana define preços horários diferenciados para usuários atendidos em média tensão e que possuem uma demanda contratada superior a 100 kW. As tarifas variam segundo: (i) postos (ponta, intermediário e fora ponta); (ii) regiões do país; (iii) meses do ano; e (iv) dias da semana (CFE, 2020). A Tabela 55 ilustra os postos horários praticados atualmente pela CFE.

Tabela 55 – Definição de Postos Horários para Tarifas no México

Região Baja Califórnia (01/05 – 30/10)			
Dia da Semana	Fora-Ponta	Intermediário	Ponta
Segunda – Sexta	-	00h – 14h 18h – 00h	14h – 18h
Sábado	-	00h – 23h	-
Domingos e Feriados	-	00h – 23h	-
Região Baja Califórnia (31/10 – 30/04)			
Dia da Semana	Fora-Ponta	Intermediário	Ponta
Segunda – Sexta	00h – 17h 22h – 00h	17h – 22h	-
Sábado	00h – 18h 21h – 00h	18h – 21h	-
Domingos e Feriados	00h – 23h	-	-
Região Baja Califórnia Sur (02/04 – 30/10)			
Dia da Semana	Fora-Ponta	Intermediário	Ponta
Segunda – Sexta	-	00h – 12h 22h – 00h	12h – 22h
Sábado	-	00h – 19h 22h – 00h	19h – 22h
Domingos e Feriados	-	00h – 23h	-
Região Baja Califórnia Sur (31/10 – 01/04)			
Dia da Semana	Fora-Ponta	Intermediário	Ponta
Segunda – Sexta	00h – 18h 22h – 00h	18h – 22h	-
Sábado	00h – 18h 21h – 00h	18h – 21h	-
Domingos e Feriados	00h – 19h 21h – 00h	19h – 21h	-
Regiões Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular e Sur (02/04 – 30/10)			
Dia da Semana	Fora-Ponta	Intermediário	Ponta
Segunda – Sexta	00h – 06h	06h – 20h 22h – 00h	20h – 22h

Sábado	00h – 07h	07h – 00h	-
Domingos e Feriados	00h – 19h	19h – 00h	-
Regiões Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular e Sur (31/10 – 01/04)			
Dia da Semana	Fora-Ponta	Intermediário	Ponta
Segunda – Sexta	00h – 06h	06h – 18h 22h – 00h	18h – 22h
Sábado	00h – 08h	08h – 19h 21h – 00h	19h – 21h
Domingos e Feriados	00h – 18h	18h – 00h	-

Fonte: Adaptado de CFE (2020).

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Segundo diretrizes da lei LIE, prevê-se a aplicação de mecanismos de incentivos diferenciados para usuários que possuem instalações de geração distribuída em sua propriedade (Secretaría de Energía, 2018). No México, os mecanismos diferenciam-se a depender do destino final da energia produzida:

- Usuários Finais: aplicam-se os mecanismos de *Net Metering* ou *Net Billing*;
- Usuários Terceiros e Intermediários: aplica-se mecanismo de venda total de energia.

Em relação ao primeiro grupo, o esquema *Net Metering* considera a troca de fluxos de energia entre a usina GD e um ou mais pontos de consumo, compensando a energia fornecida ao sistema com aquela recebida durante o período em que os serviços são faturados. Este sistema é aplicável somente quando a central elétrica GD e o ponto de consumo estão conectados ao mesmo ponto de interconexão com a rede de distribuição.

Já o esquema *Net Billing* considera a entrega de energia pela central GD às redes de distribuição, independentemente da energia fornecida ao usuário final pela CFE *Distribución*. Nesse esquema, o contrato de interconexão com a rede de distribuição deve estar relacionado a um contrato de fornecimento. Cabe ressaltar que, sobre a energia fornecida à rede, é aplicada a tarifa regulada associada ao usuário final.

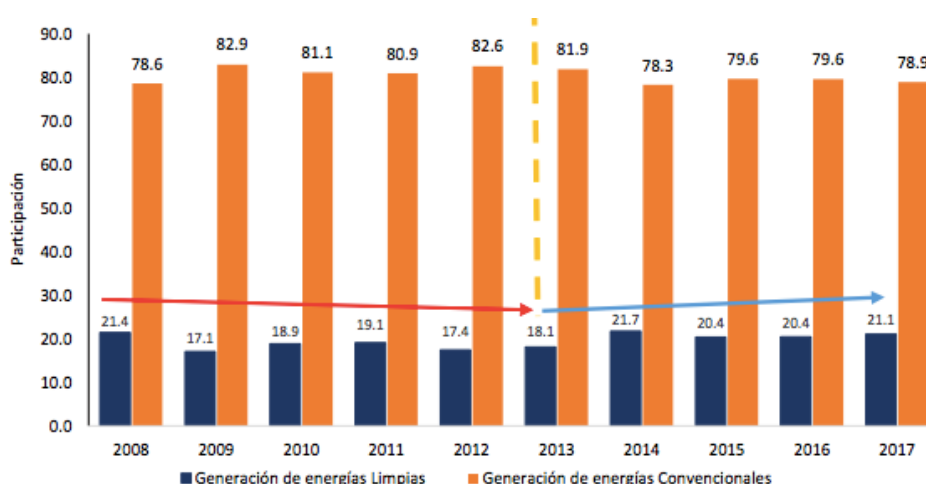
Por fim, o mecanismo aplicado ao segundo grupo, representado pelo contrato de venda total, considera o fluxo de energia elétrica entregue à rede de distribuição ao qual um valor de venda é atribuído. Este mecanismo é aplicável quando não há contrato de fornecimento de energia elétrica para o mesmo ponto de interconexão

da central elétrica GD. A energia fornecida pela CFE *Distribución* ao usuário final no ponto de interconexão é liquidada pelo valor da taxa contratada de fornecimento (Secretaría de Energía, 2018).

No México ainda não há uma regulamentação específica que define tarifas para recarga de veículos elétricos. Contudo, a subsidiária CFE *Electrolíneas* desenvolveu um esquema especial para tarifação de usuários que possuem VE e que desejam efetuar a recarga das baterias em suas residências. A companhia de eletricidade oferece o serviço de instalação de um medidor individual apenas para mensurar a energia utilizada para a recarga dos veículos elétricos. Desta forma, é possível a aplicação de uma tarifa diferenciada daquela utilizada para o consumo da classe residencial. Cabe ressaltar que, postos de recarga em locais públicos, como supermercados e *shopping centers*, não oferecem custos ao usuário (CFE, 2019).

Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

A Reforma Energética no México, cuja primeira política importante foi a LIE de 2014, transformou o setor de energia elétrica no país. As leis, regulamentações e estrutura de mercado contribuíram para a entrada de novos participantes no mercado e a produção de novos níveis de energia limpa (NREL, 2019). Nos anos anteriores, entre 2008 e 2013 a proporção de energia renovável na matriz elétrica mexicana caiu 3,3 p.p. no período, passando de 21,4% pra 18,1%.. A partir da Reforma Energética, a proporção das fontes renováveis mostra uma tendência ascendente e atinge uma participação de 21,1% em 2017 (ASF, 2019). Os efeitos da Reforma são apresentados na Figura 74.



Fonte: Auditoria Superior de la Federación (ASF, 2019).

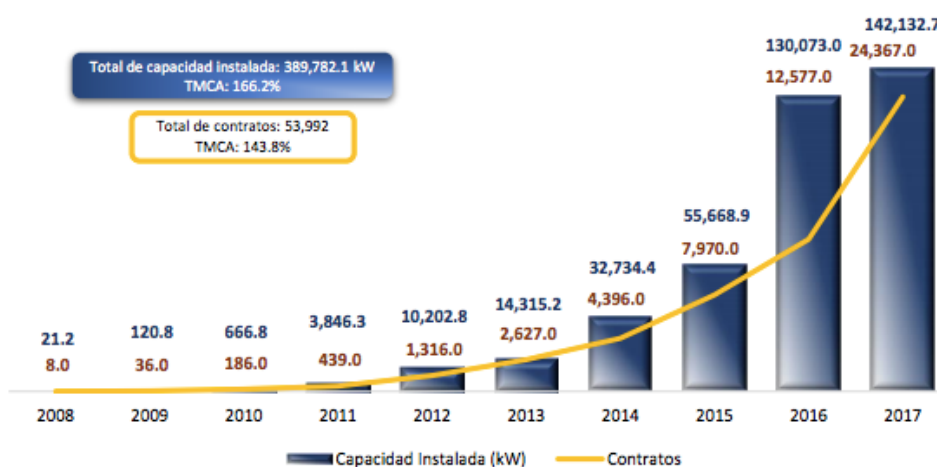
Figura 74 – Percentual de Geração de Energia por Tipo de Fonte no México

A participação da energia solar sobre o total de capacidade de energia limpa¹²⁹ ainda é baixa. Em 2017, apenas 3,5% desse total correspondeu à geração por energia solar. Apesar de baixa, a energia solar está entre as tecnologias limpas que mais crescem no país. Em média, as tecnologias solar e eólica cresceram anualmente, até 2017, 47,6% e 43,2% (DOF, 2020).

Uma das prioridades da Reforma Energética no país foi o desenvolvimento da geração distribuída (GD). A Figura 75 mostra a evolução do crescimento da capacidade instalada deste recurso, bem como da quantidade de contratos. Segundo (ASF, 2019), até 2017, o país possuía um total de mais de 53 mil contratos de geração distribuída e mais de 389 MW de capacidade instalada total. Entre 2008 e 2017, foi registrada uma taxa média de crescimento anual de 166,2% na capacidade instalada. Em 2018, a capacidade adicionada foi de 142.132,7 MW.

¹²⁹ No contexto mexicano, energia limpa contempla, além de recursos renováveis, sistemas de cogeração, energia nuclear e geração de combustível fóssil com captura e armazenamento de carbono (GEF, 2017).

CAPACIDAD INSTALADA Y NÚMERO DE CONTRATOS, 2008-2017
(Kilowatts, número de contratos y TMCA (%))



Fonte: Auditoria Superior de la Federación (ASF, 2019).

Nota: TMCA corresponde à taxa média de crescimento anual.

Figura 75 – Evolução Anual da Geração Distribuída no México

Antes de 2014, as políticas aplicadas não obtiveram resultados significativos. GEF (2017) aponta as lições aprendidas com a baixa difusão da GD nesse período. Entre elas, estão (i) a falta de informação e conscientização da população, o que dificulta o acesso a financiamentos; (ii) a falta de medidores avançados e bidirecionais; (iii) a aplicação de tarifas altamente subsidiadas, cujos valores mais baixos aplicados às classes subsidiadas (usuários residenciais, agrícolas e de serviços) podem não estimular a adoção de GD; e (iv) a capacidade insuficiente da CFE em certificar as instalações de maneira adequada e no prazo.

Após esse período, no entanto, observa-se crescimento exponencial na capacidade instalada e no número de contratos. Um impulso maior desse crescimento ocorre entre 2015 e 2016, em decorrência das leis LIE, de 2014, e LTE, de 2015. Com a criação do Mercado *Mayorista* (MEM), a reforma obteve sucesso em estimular o desenvolvimento da GD, particularmente a solar.

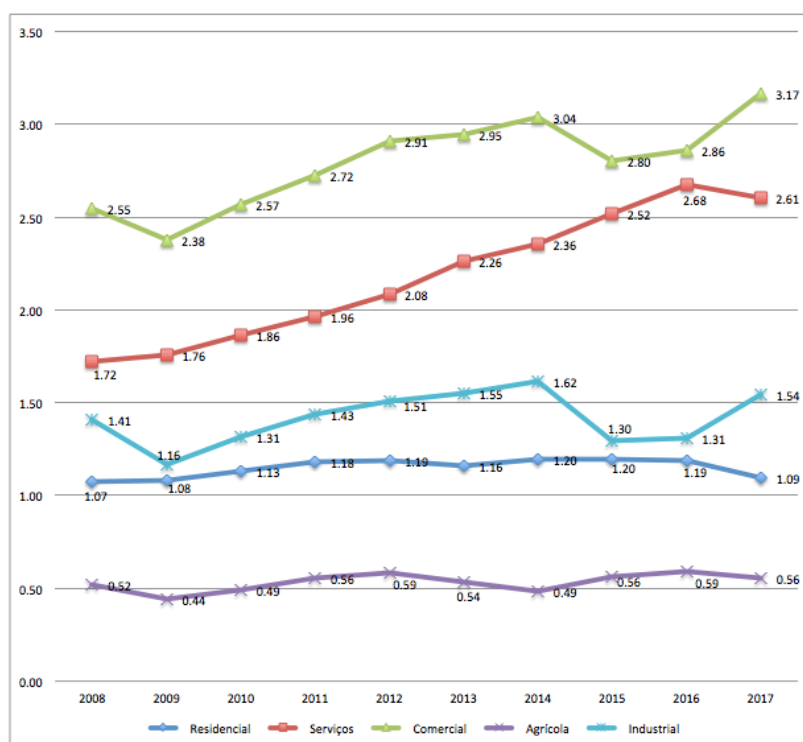
Os resultados promissores das políticas e leis aplicadas no país estão associados à adoção do *net-metering*, aos leilões de eletricidade renovável e aos incentivos fiscais e financiamentos. A reforma priorizou a promoção da geração distribuída por meio de sinais baseados no mercado, em detrimento de subsídios mais diretos, como ocorreria caso a opção do país fosse pelas tarifas *feed-in*.

Quanto aos leilões (*subastas*), em particular, os resultados até 2017 mostram que o país alcançou preços significativamente baixos para energias limpas¹³⁰. Os baixos preços alcançados nos três leilões realizados mostraram que a energia limpa, especificamente solar e eólica, pode ser competitiva no mercado e o Governo mexicano pode incentivar projetos em áreas onde a geração por fontes não renováveis é menos disponível, por meio de ajustes nos preços marginais nodais que desestimularam projetos pertos de nós onde há excedente de oferta (NREL, 2019).

Apesar do crescimento da GD entre 2014 e 2017, o nível de penetração deste RED ainda é baixo. Por esse motivo, não deve haver impactos de curto prazo da difusão da GD sobre a receita da CFE (SENER, 2018). Embora as políticas atuais de incentivo à energia renovável tenham promovido o crescimento da GD, SENER (2018) enfatiza que as regulamentações precisam ser modernizadas, de forma a viabilizar níveis mais altos de penetração da GD e outros RED.

A estrutura tarifária do país é um fator que contribui para esta baixa difusão. De acordo com SENER (2018), as tarifas reguladas no México podem influenciar o acesso à Geração Distribuída por potenciais *prosumidores*, como os usuários residenciais. Devido à baixa tarifa praticada pela distribuidora, que é altamente subsidiada, e aos elevados custos de instalação do sistema de GD, esses usuários têm um incentivo reduzido para incorporar este recurso. Entre 2008 e 2017, a tarifa residencial foi uma das mais baixas aplicadas pela CFE, de acordo com a Figura 76. Ao comparar as tarifas aplicadas neste período, os usuários dos setores comercial e de serviços tiveram o maior aumento, de 51% e 24%, respectivamente. As tarifas residenciais variaram relativamente pouco no período em comparação com a evolução tarifária dos demais usuários. Entre 2016 e 2017, o maior aumento tarifário, de 17%, foi observado na classe industrial.

¹³⁰ Informações detalhadas dos preços obtidos nos leilões estão disponíveis em: <https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Mexico_s_New_Energy_Era_-_Web2.pdf>.



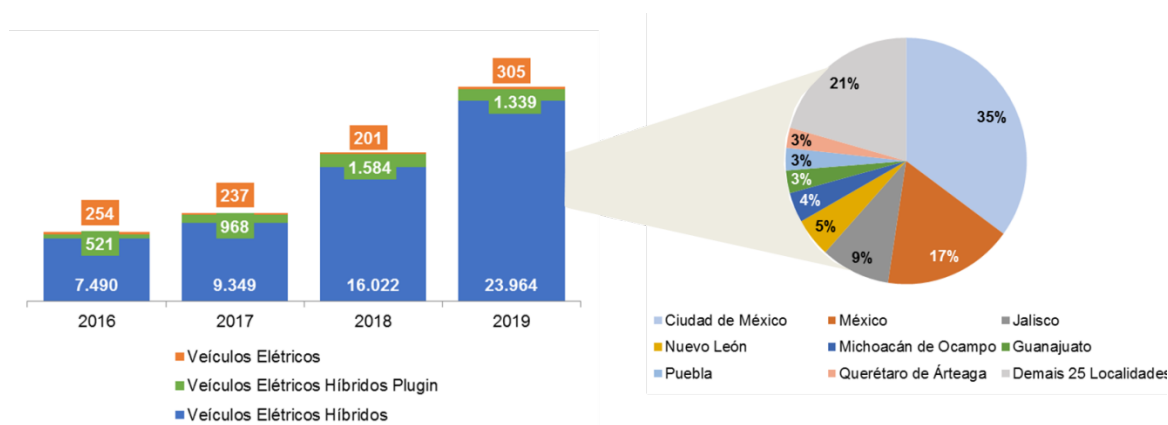
Fonte: Elaboração própria com base em dados do Sistema de Información Enérgica (SIE, 2020).

Figura 76 – Evolução das Tarifas Médias por Classe de Consumo no México (Pesos/kWh)

Devido à ausência de cobrança de uma tarifa ao *prosumidor* pelo uso da rede quanto à injeção de energia no sistema, os demais usuários arcam com os custos de rede causados pela GD, ampliando ainda mais os subsídios cruzados existentes na estrutura tarifária da CFE. Não obstante, a aplicação de tarifas invariantes no tempo para consumidores da baixa tensão dificulta o gerenciamento adequado da demanda, ao não enviar sinais temporais eficientes capazes de incentivar o autoconsumo em horários de pico.

Em relação aos Veículos Elétricos (VE), segundo dados de AMIA (2019), este mercado verifica ascendente crescimento, com vendas de modelos puramente elétricos, híbridos e híbridos com tecnologia *plug in*. De acordo com dados de 2019, a região da *Ciudad de México* é a que representa o maior mercado de veículos movidos a eletricidade, com cerca de 35% da frota de VE vendida no ano no país.

A Figura 77 apresenta a evolução do mercado de veículos elétricos e híbridos no México (à esquerda), bem como a participação das regiões no mercado de VE para o ano de 2019.



Evolução da Venda de Veículos Elétricos e Híbridos

Venda de Veículos Elétricos e Híbridos por Região – 2019

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da AMIA (2019).

Figura 77 – Crescimento do Mercado de Veículos Elétricos e Híbridos no México

Em 2018, havia cerca de 900 estações de recarga no país, cuja infraestrutura foi implementada tanto pelo setor privado quanto pela CFE. Isla et al. (2019) apontam dois fatores que estimulam a adoção de veículos elétricos no México: o nível de preços de veículos em geral, devido à isenção de impostos oriunda de acordos de livre comércio e a disponibilidade de rede de infraestrutura de recarga.

Contudo, Isla et al. (2019) reconhecem que o mercado de VE no país está aquém de seu potencial de crescimento. Entre as barreiras para a maior difusão de VE estão a baixa adoção de diretrizes de instalação e padronização das infraestruturas de recarga e a legislação da cobrança para os carregamentos. Além da necessidade de aplicação de tarifas com sinais temporais para os usuários residenciais durante a recarga doméstica, de forma a promover resultados favoráveis à alocação da demanda do sistema, há ausência de uma legislação que defina e permita modelos de negócios específicos para agregadores e estações de recargas de uso público.

Quanto às tarifas para VE, observa-se que a atual política tarifária intensifica os subsídios cruzados. A aplicação de uma tarifa reduzida para a recarga residencial

e a ausência de custos para os proprietários de VE em estações de recarga, por um lado incentivam a sua difusão, mas por outro tende a onerar os demais consumidores.

O potencial de crescimento dos veículos elétricos no México, associado à difusão crescente de GD, aumenta a necessidade da definição de políticas para o armazenamento de energia, capaz de possibilitar o melhor aproveitamento da rede pelos VE e pela energia solar. O México figura-se como um mercado de grande potencial para o armazenamento, porém com pouco desenvolvimento até o momento (Energy & Commerce, 2020). Em relação a plantas já instaladas no país, verificam-se três sob responsabilidade da empresa AES Gener (filial mexicana): duas com capacidade instalada de 275 MW e uma com capacidade de 505 MW (AES México, 2015). A Figura 78 apresenta a localização dos três sistemas de armazenamento distribuído atualmente em operação no México.



Fonte: AES Gener – México (2015).

Figura 78 – Localização dos Sistemas de Armazenamento de Energia no México

Apesar do potencial de difusão de veículos elétricos e armazenamento e da crescente adoção de geração distribuída, SENER (2018) reconhece a necessidade de mudanças nas políticas de apoio às energias renováveis no país. Algumas mudanças sugeridas estão relacionadas à reforma tarifária, regulação técnica e à expansão da disponibilidade de financiamento, para incentivar a adoção significativa da GD em vários segmentos. Para SENER (2018), o governo mexicano deve incentivar modelos de negócios de GD alternativos, como de propriedade de terceiros e *leasing*, e incluir programas direcionados a clientes subsidiados, de forma a aumentar o incentivo para instalação desses sistemas.

Em relação à reforma tarifária, NREL (2019) e DOF (2020) sugerem uma estrutura de tarifas dinâmicas aplicadas gradualmente aos usuários de forma a garantir opções de reposta da demanda pelo cliente e valorizar a contribuição energética dos sistemas distribuídos em termos de potência e energia. As opções de tarifas consideradas são a *Time-of-Use* (TOU) ou *Real Time Pricing* (RTP), que podem melhorar a confiabilidade do sistema, ao servirem como um recurso para reduzir o pico de carga.

Quanto aos financiamentos, DOF (2020) cita o estabelecimento de recursos direcionados às microrredes com geração por energia solar. Para a regulação técnica, SENER (2018) reconhece a falta de um conjunto uniforme de certificação e instalação nacional de requisitos e processos padrão de equipamentos relacionados à GD; falta de instaladores certificados de cada programa e de conhecimento de normas e padrões mínimos por parte dos *prosumidores*. DOF (2020) sugere o desenvolvimento de regulamentação específica para tecnologias e serviços de armazenamento de energia, e de um planejamento para a integração dos recursos energéticos distribuídos à rede de forma segura, confiável e competitiva. Enfatiza também a necessidade de realização de estudos e projetos pilotos para armazenamento de energia, geração distribuída e fornecimento isolado (microrredes).

No que tange ao modelo regulatório, a atenção dada à geração distribuída nas políticas de governo reforça a necessidade de uma distribuidora produtiva e eficiente, devido à demanda por uma modernização nas redes de distribuição capaz de integrar os sistemas de GD e outros RED (DOF, 2020). Contudo, o tipo de regulação aplicada no país, através do regime *Rate of Return*, não contribui para a geração de incentivos à melhoria de performance das empresas, o que pode afetar a internalização dos serviços de RED pela distribuidora.

Apesar da falta de incentivos nas melhorias da rede, o sistema de energia mexicano tem vivenciado melhorias na confiabilidade da rede e quedas consecutivas no índice de perdas de energia CFE (2019). A redução nas perdas de energia é uma das principais motivações políticas para a promoção da geração distribuída no México. Segundo CFE (2019), a distribuidora continua avançando em seu objetivo

de redução das perdas de energia, através da modernização de aparelhos de medição, construção de novas infraestruturas de transmissão e distribuição e atenção às conexões irregulares. Em 2018, a CFE Distribuição verificou uma redução no percentual de perdas nas redes de média e baixa tensão de 3,72% e de 8,75% em relação à 2017 e 2016, respectivamente.

A CFE Distribuição deve continuar investindo em esforços para modernização e projetos de reforço de rede, para permitir a integração de recursos energéticos distribuídos, em especial da GD, a qual, juntamente com Redes Inteligentes, corresponde a uma das prioridades das políticas energéticas no país. As características geográficas do México têm potencial para geração de energia solar fotovoltaica, que impulsiona a GD, o desenvolvimento de redes inteligentes e contribui para o uso de veículos elétricos. Contudo, segundo DOF (2020), o processo de integração das tecnologias de comunicação à operação dos mercados de energia e da descentralização da geração de energia ainda é incipiente no México e, por conseguinte, representa um dos desafios mais relevantes para o futuro de seus sistemas de energia.

Colômbia

Em 1994, o setor elétrico da Colômbia era inviável. As limitações do regime estatal para gestão do setor abrangiam diversas dimensões: (i) as tarifas não recuperavam os custos do serviço; (ii) o Governo ficou endividado em níveis superiores a 50% do total da dívida pública; (iii) os níveis de cobertura não foram significativos; (iv) a qualidade do serviço era ruim; e (v) a oferta não pôde ser assegurada entre 1991-1992, anos em que o país sofreu grandes perdas econômicas devido ao racionamento (FEDESARROLLO, 2018).

A crise de fornecimento destacou a insustentabilidade do modelo estatal e ajudou a precipitar seu colapso. Os problemas do modelo vigente à época levaram a um movimento de reforma para permitir o investimento privado no setor, recuperar custos, introduzir disciplina financeira nas empresas, formar preços mais eficientes e melhorar qualidade e a segurança do suprimento.

As leis nº 142 e nº 143 promulgadas em 1994, frutos da reforma, introduziram: (i) um mercado *spot*, no qual o preço de geração é estabelecido por concorrência entre os participantes; (ii) uma regulação por incentivos aos monopólios naturais de transmissão e distribuição; (iii) a proibição de integração vertical para empresas de qualquer segmento da cadeia; e (iv) uma comissão reguladora. Cabe destacar que a atividade de comercialização também foi introduzida, porém com caráter mais dependente aos demais segmentos (FEDESARROLLO, 2018).

Em síntese, o novo marco legal setorial alterou o papel do Estado, que deixou de exercer o monopólio sobre os segmentos, para atuar somente nos âmbitos da direção, do planejamento e da regulação do setor elétrico. Para tanto, foram criadas instituições de forma a estruturar um arcabouço organizacional no qual cada entidade desempenharia um papel bem definido (Amaya, 2012).

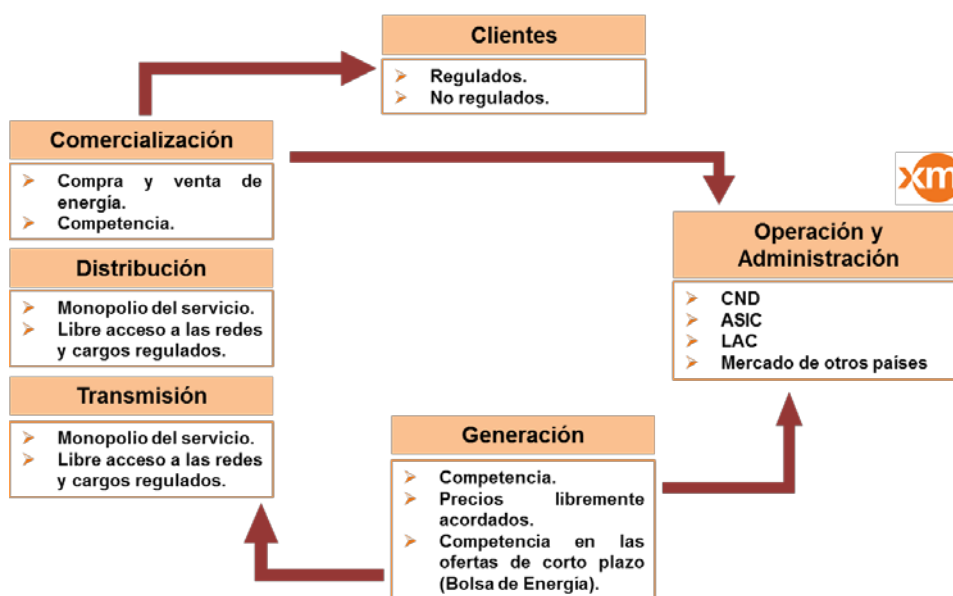
A *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (CREG), vinculada ao *Ministerio de Minas y Energía* (MME), é a encarregada por regular os serviços públicos de eletricidade, no que tange aos segmentos de transmissão e de distribuição de energia elétrica, e de gás natural. O regulador também é o responsável, juntamente com a *Unidad de Planeación Minero Energética* (UPME), por monitorar a participação dos diversos tipos de recursos energéticos distribuídos no mercado elétrico colombiano. Já a fiscalização é de responsabilidade dos operadores de rede (transmissoras e distribuidoras), os quais anualmente enviam informações técnicas ao regulador e à UPME para fins de acompanhamento do *status* de difusão (CREG, 2018b).

Em termos de operadores e de administradores do setor, tem-se as seguintes instituições:

- Centro Nacional de Despacho (CND): responsável pelo planejamento, supervisão e controle da operação integrada dos recursos de geração, interconexão e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).
- Administrador do Sistema de Intercâmbio Comercial (ASIC): responsável pelo registros comerciais e contratos de energia de longo prazo; da liquidação, do faturamento, da cobrança e do pagamento dos contratos de energia.

- Liquidatário e Administrador de Contas (LAC): participa da administração do *Mercado Eléctrico Mayorista* (MEM) e é encarregado de liquidar e faturar os encargos pelo uso das redes do SIN que lhe são atribuídas, de determinar a receita regulamentada dos transportadores e de administrar as contas de uso das redes pelos agentes do mercado atacadista.

A Figura 79 apresenta esquemática e resumidamente a estrutura do mercado elétrico colombiano.



Fonte: Adaptado de Amaya (2012).

Figura 79 – Estrutura do Mercado Eléctrico da Colômbia

Segundo dados da *Compañía de Expertos en Mercado XM*, o setor elétrico colombiano conta com 31 distribuidoras e 110 comercializadoras. Vale ressaltar que, devido a estrutura organizacional do mercado, quase a totalidade das distribuidoras (99%) também atuam no segmento de comercialização (apenas o *Grupo Energía Bogotá AS ESP* não atua simultaneamente nos dois segmentos) (XM, 2020a).

Conforme aponta CREG (2019b), mais de 14 milhões de usuários estão conectados ao SIN, sendo atendidos por um dos agentes comercializadores de energia registrados na XM. Em média, 480 mil novos clientes são conectados ao sistema nacional por ano, sendo que 64 mil são atendidos por um comercializador diferente.

Em relação aos tipos de usuários que operam no mercado de energia colombiano, conforme demonstrado na Figura 79, existem dois diferentes tipos: (i) regulado, sendo representado basicamente pela classe residencial, cujas tarifas são reguladas pela CREG; e (ii) não regulado, representado pelas demais classes de consumo (industrial, comercial, agricultura, etc.), cuja tarifa é negociada diretamente com o agente comercializador.

O usuário que deseja fazer parte do mercado não regulado deve apresentar as seguintes características: (i) demanda mensal superior a 0,1 MW, ou 55 MWh / mês, em média nos últimos 6 meses; e (ii) equipamento de medição com telemetria, a fim de determinar a energia negociada de hora em hora. Cabe destacar que, o usuário não regulado pode entrar no mercado regulado, desde que permaneça neste por um período mínimo de três anos (Condesa, 2014).

Acerca do segmento de transmissão colombiano, este é representado por 21 agentes e por três principais sistemas: (i) o Sistema de Transmissão Nacional (STN) – conjunto de linhas, com seus respectivos módulos de conexão, operando em tensões iguais ou superiores a 220 kV; (ii) o Sistema de Transmissão Regional (STR) – constituído por linhas de transmissão regionais ou inter-regionais que operam em tensões inferiores a 220 kV e que não pertencem a um Sistema de Distribuição Local (SDL); e (iii) o Sistema de Interconectado Nacional (SIN) – composto pelo STN e STR, sendo representado por um conjunto de linhas e subestações, incluindo interconexões internacionais (XM, 2020b).

Em termos de extensão, segundo dados da XM (2020b), o STN atualmente possui 1.560 mil quilômetros de linhas com tensões de 220 kV, 230 kV e 500 kV; o STR é representado por 1.124 mil quilômetros de redes em 110 kV, 115 kV e 138 kV; por fim, o SIN possui 2.684 mil quilômetros de linhas, atendendo cerca de 49% do país. Os demais 51% do território compõem a Zona Não Interconectada (ZNI), representada basicamente por regiões com baixa densidade populacional, densa vegetação e climas adversos, fatores que dificultam a instalação de infraestrutura e carecem de serviços relacionados à oferta de energia. A Figura 80 ilustra a distribuição espacial do SIN e da ZNI no território colombiano.



Fonte: IPSE (2016).

Figura 80 – Localização da região do SIN e da ZNI na Colômbia

Políticas para Integração dos RED

Após a promulgação das leis nº 142 e nº 143 de 1994 no contexto da crise de fornecimento, da deterioração financeira e administrativa do setor e de mudanças tecnológicas incentivando o aumento da competitividade do segmento de geração, algumas importantes transformações focadas na evolução do sistema elétrico nacional ocorreram no regulamento.

Resposta da Demanda

Em 2006, por meio da Resolução CREG nº 071, são definidos alguns mecanismos para aumentar a confiabilidade do setor, introduzindo o conceito de Demanda Desconectada Voluntária (DDV), uma primeira versão colombiana do programa de resposta da demanda. Um melhor desenho deste mecanismo foi definido na Resolução CREG nº 063 de 2010, em que foram estabelecidas as obrigações dos agentes e dos operadores, quais sejam:

- Do gerador:
 - o Registrar junto ao ASIC o contrato de demanda desconectável celebrado com o comercializador de energia.

- o Informar ao comercializador o despacho da demanda desconectável, indicando claramente a data de início e sua finalização; entre outros.
- Do comercializador:
 - o Garantir que os medidores a serem utilizados na instalação do cliente possuam tecnologia que permita o acesso remoto da carga.
 - o Registrar, junto ao ASIC, os usuários participantes do programa de DDV; entre outros.
- Do administrador setorial (ASIC) e do regulador (CND):
 - o Verificar, em cada contrato de DDV, o cumprimento de todos os requisitos necessários dispostos na Regulação CREG nº 063 de 2010; entre outros.

Os contratos de DDV, celebrados entre um agente comercializador e um usuário ou um grupo de usuários, regulamentados ou não, são requisitos necessários para a participação do programa (CREG, 2010).

Em 2014, a Lei nº 1.715, do Governo Federal, definiu alguns importantes aspectos relacionados à resposta da demanda, quais sejam: (i) sistemas avançados de medição; (ii) uso de fontes de energia não convencionais tanto no SIN, quanto na ZNI; e (iii) regulamentação de resposta da demanda. O principal objetivo desta lei foi o de promover a eficiência energética e o gerenciamento da demanda, além de fornecer diretrizes para que os autogeradores possam fornecer seu excedente de energia à rede, através da medição bidirecional. A partir dos medidores bidirecionais, as distribuidoras poderão ter controle da quantidade de energia injetada na rede pelos autogeradores e geradores distribuídos, além de identificar o crescimento gradual de conexão destes tipos de usuários no sistema de distribuição de energia elétrica (Ministério de Minas y Energía, 2019).

Geração Distribuída

Em 2017, por meio do Decreto nº 348, as diretrizes de políticas públicas relativas à gestão eficiente da energia e à entrega de excedentes de autogeração em pequena escala foram modificadas. À CREG, são atribuídas responsabilidades com vistas a implementar um procedimento simplificado para a conexão e entrega de superávits

oriundos da geração dos autogeradores de pequena escala, bem como definir os mecanismos de remuneração para os autogeradores.

Veículos Elétricos

Em julho de 2019, a Lei nº 1.964 foi decretada com vistas a incentivar o uso de veículos elétricos na Colômbia, contribuindo com uma mobilidade mais sustentável e com a redução de emissões poluentes e de gases de efeito estufa. A Lei estabelece, entre outros pontos, metas graduais de aquisição de novos veículos elétricos para fins residenciais e para sistemas de transporte em massa, além de projeções de instalação de estações de recarga rápida em locais públicos. Em relação às estações de recarga, a referida lei cita que a construção e a instalação das infraestruturas destas é de responsabilidade dos municípios, sendo as distribuidoras locais as responsáveis pelo suprimento energético (Congreso de Colombia, 2019).

Regulamentações Técnicas para RED

A Resolução nº 40.072 de janeiro de 2018 e a Resolução nº 40.483 de maio de 2019, ambas do MME, estabelecem as diretrizes de política energética para sistemas avançados de medição. Entre os objetivos fundamentais, destaca-se a necessidade de facilitar esquemas de eficiência energética, resposta da demanda e modelos tarifários horários, permitindo a maior incorporação de tecnologias de geração própria, armazenamento, geração distribuída e veículos elétricos. A promulgação destas resoluções direcionam uma atenção maior aos recursos energéticos distribuídos e à necessidade de sua incorporação em massa ao sistema elétrico nacional.

No cenário de disseminação dos recursos energéticos distribuídos, segundo a Resolução CREG nº 030 de 2018, os Operadores de Rede (caracterizados como agentes atuantes no segmento de distribuição) devem fornecer os requisitos técnicos necessários para que o usuário com autogeração ou geração distribuída possa se conectar ao Sistema de Distribuição Local (SDL). Os requisitos podem variar de acordo com o tamanho da central geradora a ser conectada e com o padrão de rede do Operador local (Enel - Codensa, 2018).

Geração Distribuída

A Resolução CREG n° 030 teve por finalidade regulamentar as atividades de autogeração e de geração distribuída dentro do Sistema Interconectado Nacional (SIN). Foram estabelecidas as condições gerais para a integração destes atores ao SIN, sendo definidos alguns requisitos técnicos básicos, quais sejam:

- (i) a conexão destas atividades somente poderá ser realizada no nível de tensão 1 (inferior a 1 kV);
- (ii) a capacidade instalada do sistema distribuído deve ser igual ou inferior a 15% da capacidade nominal do circuito ao qual ele será conectado;
- (iii) a quantidade de energia injetada na rede pelos sistemas distribuídos que não possuem sistema de armazenamento deve ser menor ou igual a 50% em relação a média anual de energia verificada no sistema, no período de fora-ponta, nos doze meses anteriores a sua conexão.

A Resolução CREG n° 030 de 2018 também determina que os Operadores de Rede devem disponibilizar, através de seus respectivos *websites*, as informações necessárias e suficientes para que os autogeradores e os geradores distribuídos possam ter conhecimento das características da rede onde desejam realizar a conexão. Os parâmetros elétricos do circuito de conexão devem estar informados, obrigatoriamente, por meio de sistemas georreferenciados (CREG, 2018b).

Além dos requisitos supracitados, a CREG também determina um limite máximo de injeção de harmônicos na rede segundo critérios definidos na norma IEEE 519 do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). Ademais, o regulador também faz referência à norma IEEE 1159 como padrão para regular os níveis de flutuações na rede causada por conexão de novos geradores no sistema de distribuição (CREG, 1998). Mais detalhes destas normas estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

Armazenamento de Energia

Em agosto de 2019, a Resolução CREG n° 098 foi estabelecida e definiu mecanismos para incorporação de sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias (SAEB) no SIN. Na referida Resolução são mencionados alguns requisitos necessários para a instalação de tais sistemas, quais sejam: (i) deverá

haver indicação do operador de rede ou da UPME da necessidade de conexão de um sistema de armazenamento por meio de baterias, com vistas a reduzir a insuficiência das redes de transmissão e/ou de distribuição; (ii) os projetos de SAEB que receberam indicação pelo operador de rede para serem instalados deverão ser listados em um plano de expansão do SIN; e (iii) deverá ser celebrado um contrato de conexão do SAEB com o operador do sistema de transmissão e/ou distribuição (CREG, 2019a).

Adicionalmente, a Resolução CREG nº 098/2019 também define alguns aspectos construtivos dos sistemas de armazenamento como generalidades¹³¹ e planejamento e cronograma de execução. Além disso, dita sobre a remuneração dos SAEB conectados no sistema de distribuição, em relação à energia utilizada e injetada, garantias, supervisão e outras disposições (Energia Estratégica, 2019).

Microrredes

Cabe ressaltar que, apesar de sua recorrente atuação nas zonas não interconectadas (ZNI), as microrredes não possuem regulamentação específica por parte do regulador e/ou do Ministério de Energia. Atualmente, seu planejamento é realizado pela UPME, que considera possíveis cenários de crescimento da demanda nessas regiões e consequente necessidade de incremento na capacidade de geração das fontes supridoras dessas localidades. Segundo informe da CREG (2017), uma futura regulamentação para microrredes está sendo discutida e elaborada.

Modelos de Negócios

Em termos de modelos de negócios para os diversos tipos de recursos energéticos distribuídos aplicados à Colômbia, destaca-se a performance da empresa Celsia no ramo de projetos de geração de energia por meio de fontes renováveis não convencionais, uma empresa do Grupo Argos, atuante no cenário de geração distribuída desde 2012.

¹³¹ Aspectos gerais a respeito dos sistemas de armazenamento, tais como: padrões construtivos, tensões de funcionamento, tipo de acoplamento de saída e entrada de carga, entre outros.

Em síntese, o ramo de negócio relacionado à GD baseia-se no desenvolvimento de projetos de geração de energia solar-fotovoltaica para indústrias, complexos logísticos, construtoras e comércios. A empresa, pioneira no ramo de energia solar na Colômbia, é responsável pela primeira fazenda solar do país. Como forma de custeio, a Celsia trabalha com contrato do tipo PPA (*Power Purchase Agreement*), em que o cliente pode pagar pela energia consumida a um preço *standard* pelo tempo de contrato (Celsia, 2020).

Outra empresa de destaque no ramo de geração distribuída na Colômbia é a Gimacol Solar, uma companhia líder em projetos solares em todo o país, atuante há 8 anos no mercado, com forte presença no departamento de *Santander* e na região *Magdalena Medio*. A Gimacol Solar oferece serviços de planejamento, instalação e monitoramento de sistemas de geração distribuído com fonte solar-fotovoltaica. Além disso, também realiza a legalização do sistema junto ao Operador de Rede da região, facilitando a venda de excedente de energia produzida pela central geradora. Seus principais clientes são consumidores residenciais, industriais e alguns centros educativos. A empresa custeia seus projetos por meio da venda propriamente dita, em que o usuário final será o proprietário do empreendimento (Gimacol Solar, 2020).

Já no ramo de recarga de veículos elétricos, pode-se destacar a performance da Enel X, uma linha de negócio da Enel-Condesa voltada para o mercado da eletromobidade. Até dezembro de 2019, a empresa já havia instalado mais de 50 pontos de recarga em locais públicos e mais de 350 em residências e empresas. Os usuários de VE que desejarem obter sua estação de recarga domiciliar devem entrar em contato com a Enel X e requisitar o serviço. A empresa realiza a instalação do carregador vinculado ao medidor do cliente. Neste caso, a energia faturada mensal da residência estará considerando a parcela de energia vinculada à recarga do veículo (Enel X, 2019).

Em relação a modelos de negócios relacionados às microrredes, pode-se destacar a presença dessa tecnologia em grande parte do território colombiano que se encontra desconectado do SIN. Segundo UPME (2019), as microrredes existentes na Colômbia utilizam usinas de geração à diesel, algumas combinadas com

geração renovável (solar ou eólica), permitindo que os usuários recebam um nível de serviço equivalente ao fornecido pelo SIN, embora a um custo mais alto. Os sistemas geradores são operados por entidades jurídicas independentes que produzem a energia, injetando-a nas redes de baixa tensão, e vendem-na para um agente comercializador que, por sua vez, repassará os custos aos usuários finais.

Por fim, no que tange à resposta da demanda, pode-se destacar a atuação da empresa JULIA-RD E.S.P, uma filial do Grupo HELM. A companhia, atuante no mercado desde 2018, é um agente agregador de demanda cujo modelo de negócio é baseado na integração de usuários com a capacidade de modular sua carga para participar do mercado atacadista de energia na Colômbia. Entre os serviços, a JULIA-RD oferece desenho de mecanismos de medição de demanda para que os clientes possam integrar ao programa de resposta da demanda. Em termos de remuneração, há a participação direta no mercado de confiabilidade (remuneração em condição crítica), além de aplicação de tarifas TOU disponíveis para o segmento de distribuição. Os consumidores participantes recebem diretamente uma remuneração relativa a sua disponibilidade (JULIA-RD, 2019).

Regulação Econômica

O segmento de distribuição de energia elétrica colombiano possui ciclos tarifários de 5 anos. A partir da Resolução CREG n° 015 de 2018, o regime regulatório da atividade de distribuição foi modificado, passando do modelo *price cap* para o *revenue cap*. Adicionalmente, o tratamento aplicado à base de ativos dos Operadores de Rede (OR) se alterou do método VNR (*Valor Nuevo de Reemplazo*) para o DRC (*Depreciated Optimization Cost*). Estas mudanças foram motivadas pela necessidade de incentivar os OR a realizarem mais aportes financeiros em: (i) investimentos de rede; (ii) AOM (administração, operação e manutenção); (iii) qualidade do serviço; e (iv) perdas técnicas e não técnicas (Pérez, 2019).

A nova metodologia para base de remuneração de ativos busca fortalecer os sinais para a renovação da infraestrutura existente, integração de novas tecnologias ao sistema, estabilidade da remuneração do investimento e melhoria da qualidade do serviço. Cabe destacar que a remuneração de capital é diretamente dependente do

plano de investimentos elaborado pelas distribuidoras e aprovado pelo Regulador, estando estes relacionados segundo a Equação 10.

Equação 10 – Cálculo da Remuneração e Reintegração dos Investimentos

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} * r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t}$$

Em que:

$IAA_{j,n,t}$ = investimento anual em ativos do OR j no nível de tensão n para o ano t.

$BRA_{j,n,t}$ = base regulatória de ativos do OR j no nível de tensão n para o ano t.

r = taxa de retorno reconhecida para a atividade de distribuição, sendo igual a 13,9% para o Sistema de Distribuição Local (SDL) e de 13,0% para o Sistema de Transmissão Regional (STR).

$RC_{j,n,t}$ = recuperação de capital reconhecida para os ativos remunerados na BRA do OR j no nível de tensão n para o ano t.

$BRT_{j,n,t}$ = base regulatória de terrenos do OR j no nível de tensão n para o ano t.

Na Base Regulatória de Ativos (BRA), a metodologia de custo de reposição depreciado (DRC) é aplicada considerando os demais fatores de capital remanescente de ativo (*Capital Remaining Asset - CRA*)¹³² e o efeito de depreciação dos ativos (Pérez, 2019). A Figura 81 ilustra as categorias de ativos considerados na metodologia vigente, bem como os distintos fatores CRA aplicados pelo Regulador.

¹³² Fator que determina a parcela percentual do capital investido em um determinado ativo que ainda não foi depreciado.

CATEGORIA DE ACTIVOS <i>l</i>	DESCRIPCIÓN CATEGORIA DE ACTIVOS	$CRA_{1,l}$	$CRA_{2,l}$	$CRA_{3,l}$	$CRA_{4,l}$
1	Transformadores de potencia	-	0,94	0,94	0,94
2	Compensaciones	-	0,94	0,94	0,94
3	Bahías y celdas	-	0,94	0,94	0,94
4	Equipos de control y comunicaciones	-	0,00	0,00	0,00
5	Equipos de subestación	-	0,94	0,94	0,98
6	Otros activos subestación	-	0,94	0,94	0,94
7	Líneas aéreas	-	0,94	0,99	0,98
8	Líneas subterráneas	-	0,94	0,99	0,98
9	Equipos de línea	-	0,94	0,94	-
10	Centro de control	-	0,00	0,00	0,00
11	Transformadores de distribución	0,79	-	-	-
12	Redes de distribución	0,94	-	-	-

Fonte: Pérez (2019).

Figura 81 – Categorias de Ativos e Fatores CRA

A BRA é calculada considerando a base regulatória de ativos elétricos (BRAE) dos OR e a base regulatória de ativos não elétricos (BRANE). Segundo a regulação vigente, a base de ativos elétricos é calculada considerando a base de ativos elétricos existentes e novos, excluindo a recuperação de capital e a base de ativos elétricos fora de operação. A Equação 11 ilustra o equacionamento para determinação da BRA.

Equação 11 – Cálculo da Base de Remuneração de Ativos

$$BRA_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t} + BRANE_{j,n,t}$$

Em que:

$BRA_{j,n,t}$ = base regulatória de ativos do OR j no nível de tensão n para o ano t.

$BRAE_{j,n,t}$ = base regulatória de ativos elétricos do OR j no nível de tensão n para o ano t.

$BRANE_{j,n,t}$ = base regulatória de ativos não elétricos do OR j no nível de tensão n para o ano t.

A Base Regulatória de Ativos Elétricos Novos (BRAEN) corresponde aos investimentos realizados anualmente pelos ORs de acordo com o plano de investimentos, que equivale ao comissionamento de ativos para substituição, para

expansão do sistema e melhoria da confiabilidade, além de reduzir os níveis de perdas e incorporar novas tecnologias. A BRAEN pode ser determinada a partir da Equação 12.

Equação 12 – Cálculo da Remuneração de Ativos Elétricos Novos

$$BRAEN_{j,n,t} = IAPA_{j,n,t} * \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t} + \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t-1}$$

Em que:

$BRAEN_{j,n,t}$ = base regulatória de ativos elétricos novos do OR j no nível de tensão n para o ano t.

$IAPA_{j,n,t}$ = índice de ajuste por execução do plano de investimentos do OR j no nível de tensão n para o ano t.

$INVA_{j,n,l,t}$ = investimento aprovado pelo regulador no plano de investimentos do OR j no nível de tensão n na categoria de ativos l para o ano t.

$INVR_{j,n,l,t}$ = investimentos realizados, de fato, no âmbito do plano de investimentos do OR j no nível de tensão n na categoria de ativos l durante o ano t.

l = categoria de ativos (Figura 81).

L_n = quantidade de categoria de ativos no nível de tensão n.

Em relação à remuneração dos custos operacionais, o Regulador adota a fórmula disposta na Equação 13 para determinação da receita referida ao AOM.

Equação 13 – Cálculo da Remuneração dos Custos Operacionais (AOM)

$$IAAOM_{j,n,t} = AOMbase_{j,n} + AOMNI_{j,n,t}$$

Em que:

$IAAOM_{j,n,t}$: receita anual devido ao AOM do Operador de Rede (OR) j, para o ano t, no nível de tensão n, expresso em Pesos da data de corte.

$AOMbase_{j,n}$: Valor do AOM base a ser reconhecido do OR j, para o ano t, no nível de tensão n.

$AOMNI_{j,n,t}$: Valor do AOM para novos investimentos do OR j, para o ano t, no nível de tensão n.

O AOM classificado como “base” é definido a partir do valor de AOM do Operador de Rede destinado aos programas de redução de perdas e aumento da eficiência, bem como da base de ativos elétricos para cada nível de tensão atendido pelo Operador. Já o AOM de novos investimentos (NI) é determinado com base no valor acumulado, até o ano t , dos investimentos em operação em cada nível de tensão atendido pelo Operador, além de considerar a base de ativos elétricos novos do Operador.

Segundo a Resolução CREG nº 015 (2018a), o nível eficiente de custos operacionais, ou seja, o valor de referência, é definido por meio de aplicação de modelo fronteira estocástica (SFA), o qual relaciona o AOM remunerado de todos os Operadores de Rede no período concebido entre os anos de 2012 e de 2016, com o valor de AOM demonstrado anualmente por cada Operador, considerando o mesmo período.

Em relação aos recursos energéticos distribuídos, embora haja a menção de reconhecimento de investimentos para a integração de novas tecnologias à rede de distribuição no momento de definição da remuneração de ativos, não há descrição explícita de quais os ativos, de fato, são reconhecidos.

Estrutura Tarifária

No que tange à estrutura tarifária aplicada aos consumidores da Colômbia, pode-se observar que são disponibilizadas tarifas diferenciadas para usuários classificados como “residencial”, cuja tensão de atendimento é obrigatoriamente inferior a 1 kV, e como “não residencial”, sendo a tensão de suprimento variando até 220 kV. Em síntese, os usuários são faturados por uma componente fixa (\$/mês) e uma volumétrica (\$/kWh), sendo que esta pode variar entre “medição simples” para usuários residenciais e medição *Time of Use* (TOU), aplicável apenas para consumidores não residenciais. A Tabela 56 ilustra resumidamente a estrutura tarifária da Colômbia.

Tabela 56 – Síntese da Estrutura Tarifária Aplicada aos Usuários da Colômbia

Classificação			Componentes Tarifários	
Categoria	Nível de Tensão	Infraestrutura	Fixo	Variável
Residencial	< 1kV	- Medição de energia simples	\$/mês	Volumétrica única
Não Residencial	0 kV - 220 kV	- Medição de Energia simples ou - TOU	\$/mês	- Volumétrica única ou -Energia em dois postos tarifários (TOU)

Fonte: Elaborado a partir de informações do CREG (2018a).

Em relação às tarifas diferenciadas por bandas horárias (TOU) e segundo informações da Enel-Condesa (2020), os períodos de ponta e fora ponta são discriminados segundo a tensão de atendimento do cliente. A Tabela 57 demonstra os intervalos horários considerados para cada período e nível de tensão.

Tabela 57 – Horários Considerados para Efeito da Determinação do Perfil de Consumo: Usuários não Residenciais em Março de 2020

Nível	Níveis 1 e 2 (entre 0 kV e 30 kV)	Nível 3 (entre 30 kV e 57,5 kV)	Nível 4 (entre 57,5 kV e 220 kV)
Ponta	09:00 - 12:00 18:00 - 21:00	06:00 - 21:00	01:00 - 21:00
Fora Ponta	00:00 - 09:00 12:00 - 18:00 21:00 - 00:00	00:00 - 06:00 21:00 - 00:00	00:00 - 01:00 21:00 - 00:00

Fonte: Adaptado de Enel - Condesa (2020).

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

No cenário de incentivos à produção de energia a partir de fontes renováveis não convencionais, a Colômbia possui dois conceitos distintos para unidades de geração distribuída de energia. A primeira definição está vinculada à autogeração, sendo classificada como a atividade realizada por pessoas físicas ou jurídicas que produzem energia principalmente para atender ao autoconsumo. O segundo conceito diz respeito ao gerador distribuído, sendo este a pessoa jurídica que gera energia elétrica perto dos centros de consumo e está conectado, necessariamente, ao Sistema de Distribuição Local (SDL), cujo sistema gerador possui potência instalada menor ou igual a 100 kW.

No que tange à comercialização da energia produzida pelos geradores distribuídos e pelo excedente proveniente dos autogeradores, também são aplicados mecanismos um pouco distintos para cada tipo de agente. Segundo definido na Lei nº 142 de 1994, os geradores distribuídos não estão aptos ao consumo da energia gerada, pois são figuras jurídicas cujo objetivo é a produção de energia para oferta ao SIN. Neste sentido, a remuneração da energia comercializada por tais agentes deve estar alinhada com as regras estabelecidas pela Resolução CREG nº 086 de 1996, quais sejam: (i) a energia poderá ser vendida ao comercializador do mercado regulado ao preço corrente de bolsa, desde que não exista vinculação econômica entre o comprador e vendedor; ou (ii) a energia poderá ser vendida aos usuários não regulados, geradores e comercializadores a um preço pactuado livremente, desde que a energia seja destinada a usuários não regulados.

No caso da energia ser vendida ao comercializador do mercado regulado, cuja operação está vinculada ao sistema de distribuição local onde o gerador distribuído se encontra, Segundo (CREG, 2018a) este deverá pagar o preço de venda (PV) de acordo com a Equação 14 definida abaixo.

Equação 14 – Cálculo do Preço de Venda da Energia Produzida pelos Geradores Distribuídos

$$PV_{h,m,n,i,j} = PB_{h,m} + Ben$$

Em que:

$PV_{h,m,n,i,j}$ = preço de venda do excedente gerado na hora h do mês m no nível de tensão n ao comercializador i no mercado de comercialização j, em \$ / kWh.

$PB_{h,m}$ = preços do mercado de energia durante a hora h no mês m, em \$ / kWh.

Ben = montante reconhecido dos benefícios da geração distribuída na rede de distribuição devido a sua localização próxima a um centro de consumo, sendo calculado com base na metade das perdas técnicas (em %) existentes no nível de tensão n.

Já a comercialização do excedente de energia produzido pelos autogeradores dá-se a partir da aplicação de uma tarifa de consumo variante conforme a capacidade

instalada da central geradora: (i) aos autogeradores de pequena escala (AGPE)¹³³ são cobrados apenas o custo de comercialização variável (em \$/kWh), que diz respeito aos custos de aquisição de energia; (ii) aos autogeradores de grande escala (AGGE)¹³⁴ são cobrados por kWh, além do custo variável de comercialização e dos demais custos variáveis de transmissão, distribuição e perdas. Em ambos os casos os autogeradores estão isentos do componente fixo da tarifa (\$/mês).

Por fim, em relação à recarga de veículos elétricos, ainda não há normativas específicas que regulem esse serviço. Entretanto, e conforme mencionado anteriormente, empresas de energia, como a Enel X, já atuam no mercado de eletromobidade realizando instalações de recarga em pontos públicos, sem custo para o usuário, e em pontos privados. Neste último, a energia consumida para a recarga do VE é faturada junto ao mesmo medidor instalado na residência (Enel X, 2019).

Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições Aprendidas

A Colômbia possui um cenário de crescimento constante da demanda de energia elétrica, com incremento médio de 2% a.a. para os próximos 11 anos (CIDET, 2019). Para atender a este crescimento da demanda de energia, o Governo colombiano vem promovendo incentivos à utilização de fontes de energia renovável não convencional (FERNC)¹³⁵ como uma alternativa à matriz elétrica nacional, reduzindo assim a dependência da fonte hidráulica, comumente afetada por fenômenos meteorológicos, como o *El Niño*.

Em termos de sistemas de armazenamento distribuído de energia, a *Comisión de Regulación de Energía e Gás* (CREG) publicou, em 2019, uma resolução para regulamentar os sistemas de armazenamento por meio de baterias vinculados a

¹³³ Sistemas com capacidade instalada igual ou inferior a 1 MW.

¹³⁴ Sistemas com capacidade instalada superior a 1 MW.

¹³⁵ Tais como biomassa, pequenas centrais hidroelétricas (PCH), eólica, geotérmica, solar e marítima.

centrais de geração distribuída. Este movimento do regulador está vinculado ao receio de incapacidade de suprimento de demandas futuras a partir das centrais hidroelétricas, atualmente responsáveis pela geração de 75% do total de energia do país (BNAmericas, 2019). O serviço a ser prestado a partir da utilização de sistemas de armazenamento pode ser exercido por qualquer agente, entre os transmissores nacionais ou regionais, operadores de rede, geradores, comercializadores ou terceiros. O agente é responsável pela construção, operação e manutenção do projeto de armazenamento.

Em 2019, a empresa Enel-Emgesa foi responsável pela inauguração do primeiro sistema de armazenamento de energia por meio de baterias na Colômbia. O sistema, localizado a 60 km da capital Bogotá, possui uma potência de 7 MW/3,9 MWh e usa tecnologia de baterias de íons de lítio (Enel-Emgesa, 2019).

Como cerca de 51% do território colombiano não está conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), estas localidades são atendidas por sistemas isolados e esquemas de microrredes com geração térmica e solar-fotovoltaica (Ruta N, 2015). Segundo dados do *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica* (PIEC 2019 – 2023), desenvolvido pela UPME (2019), 48% dos investimentos planejados para o horizonte do plano estão alocados em projetos de soluções isoladas com microrredes híbridas¹³⁶.

Embora a maior parte do território não esteja conectado ao SIN, 54% da infraestrutura fotovoltaica estava instalada neste sistema e 46% nas zonas interconectadas (ZNI) em 2017. Por outro lado, a implementação dos sistemas no país permitiu o acesso de 2% da população que vivia em áreas sem fornecimento de energia elétrica, com projetos focados no setor rural, o que reforça a importância da geração distribuída e das microrredes. No período, a infraestrutura total na Colômbia contava com cerca de 20 mil painéis solares, com capacidade de 5,28

¹³⁶ Microrredes classificadas como híbridas são aquelas que possuem uma geração base a partir de uma fonte não renovável (diesel) e uma geração complementar a partir de energia solar-fotovoltaica.

MW. No SIN, 60% dos projetos fotovoltaicos eram pequenos ou médios, cujas instalações não superam 100kWp (Urrego, 2018).

A resposta da demanda no cenário energético colombiano também desempenha um importante papel frente à necessidade de redução da dependência da fonte hidráulica para geração de energia elétrica. Desde 2006, este recurso já teve seu processo de regulamentação junto ao Ministério de Minas e Energia da Colômbia iniciado, devido à incapacidade de suprimento da carga nacional frente aos fenômenos meteorológicos que impactam o ciclo hidrológico.

O próprio governo colombiano reconhece a importância dos recursos energéticos distribuídos como soluções para melhoria da resiliência climática no país. Segundo IRENA (2018), as pesquisas do governo mostram que, em cenários de problemas decorrentes do fenômeno El Niño, a geração de energia solar e eólica pode complementar a geração hidrelétrica em até 90% do tempo em que as precipitações são insuficientes quando o nível de instalações destes recursos for mais elevado.

Em 2016, durante a atuação do fenômeno *El Niño*, o Governo intensificou a promoção do programa de Demanda Desconectável Voluntária (DDV)¹³⁷, com vistas a impedir a ocorrência de uma situação de racionamento no país. Como resultado, houve a redução de 500 MW de potência demandada, representando uma diminuição de 5% da demanda de energia naquele momento crítico.

Em relação aos veículos elétricos, o mercado na Colômbia é pequeno, embora esteja em crescimento. Em 2018, 390 veículos elétricos (VE) a bateria e 273 veículos *plug-in* foram vendidos no país. As vendas foram 2,86 e 4,78 vezes maiores em relação à 2017. Ambos VE representaram 0,26% das vendas totais de veículos em 2018, indicando a baixa difusão no país (Wolak, 2020).

Apesar de avanços na estrutura regulatória e na legislação de incentivo para integração dos RED, sua difusão na Colômbia ainda é muito baixa. Segundo Bonett

¹³⁷ Os grandes usuários, com usinas de geração de backup, podem ser registrados no programa durante todo o ano. Os usuários declaram a capacidade de reduzir a demanda ou gerar backup de energia para disponibilizá-la ao sistema elétrico quando necessário e são contratados pela disponibilidade de fornecer esses serviços, mesmo que não sejam sempre acionados.

(2019), as instalações de geração distribuída e armazenamento distribuído nas residências, a penetração de veículos elétricos e a participação da resposta da demanda não são significativas. Uma avaliação qualitativa do nível de adoção dos RED no país, apresentada na Figura 82, mostra que sua difusão ainda é baixa.



Fonte: Adaptado de Bonett (2019).

Figura 82 – Estágio de Adoção dos RED na Colômbia

Segundo dados de IRENA (2018), a energia fotovoltaica e a eólica representavam apenas 0,1% da capacidade instalada na Colômbia em 2018. Mesmo com a adoção de leis de incentivo e programas para incentivar e ampliar a adoção de RED, em particular com a Lei 1.715 de 2014 e a Resolução 030 de 2018, os recursos energéticos distribuídos ainda enfrentam barreiras para uma implantação massiva. Bonett (2019) enfatiza que mudanças políticas e regulatórias e a eliminação de barreiras tecnológicas são necessárias para acelerar a difusão desses recursos no sistema.

A baixa difusão de RED pode ser associada a quatro fatores: (i) alto custo de investimento inicial na tecnologia solar fotovoltaica, custos de operação e manutenção, devido à imaturidade do mercado e à falta de regulação específica (Wolak, 2020); (ii) à insuficiência de incentivos fiscais oferecidos; (iii) ao domínio de poucas empresas nos modelos de negócio, o que dificulta a entrada de *players*

menores e (iv) à falta de interesse do consumidor, o qual não reconheceu ainda as vantagens de um mercado de energia diversificado (IRENA, 2018)¹³⁸.

Outro fator com potenciais efeitos sobre a difusão dos RED é a atual regulamentação aplicada no país. O Ministério de Minas e Energia reconhece a necessidade de esforços de forma a garantir um suprimento de energia a preços eficientes, obter maior qualidade do serviço e aumentar a resiliência frente aos eventos climáticos (MME, 2020).

Entre os problemas identificados no país estão a atuação do comercializador, os contratos, a ausência de medidores avançados e a estrutura tarifária. As políticas de incentivo à criação do comercializador não obtiveram sucesso em promover a competitividade e melhorar os resultados para o usuário através de preços mais baixos, uma vez que o agente não tem competido com geradoras e distribuidoras. Os contratos de energia, por sua vez, têm altos custos de transação, cujo problema é evidenciado pela ocorrência frequente de preços maiores cobrados de usuários regulamentados em comparação àqueles cobrados de usuários não regulamentados (Álvarez, 2019).

Quanto à estrutura tarifária, o principal problema é a presença de altos subsídios cruzados das faixas de alta renda e usuários comerciais para usuários de baixa renda. Tais subsídios impedem sinais de preços eficientes. O impacto sobre as tarifas dos consumidores e sobre o orçamento do Governo com os subsídios é cada vez maior. O número de clientes nas faixas de baixa renda cresceu 80% entre 2004 e 2018, aumentando a quantidade de consumo subsidiado (Wolak, 2020).

Wolak (2020) enfatiza que o problema dos subsídios cruzados sobre a geração distribuída, por exemplo, tem dois efeitos. O primeiro é a redução da contribuição de 20% ao subsídio pelas classes residenciais de renda mais alta, por serem os principais adotantes iniciais da GD. Ao produzirem sua própria eletricidade e não pagarem a tarifa ao SIN, o subsídio financiado por essas classes desaparece. Segundo, o aumento das tarifas reguladas para compensar a queda na

¹³⁸ De acordo com IRENA (2018), o Mercado de energia da Colômbia e as diferenças regionais tornam difícil antecipar os impactos dos RED no país como um todo.

recuperação dos custos de rede expande o tamanho do subsídio pago pelos consumidores remanescentes de renda mais elevada às classes desfavorecidas.

Embora os subsídios cruzados sejam em parte reduzidos devido à cobrança de custos referentes à comercialização para *prosumidores* (pessoas físicas) com capacidade instalada igual ou inferior a 1 MW e à cobrança de custos associados à comercialização, disponibilidade e perdas dos *prosumidores* (pessoas físicas) com capacidade instalada maior que 1 MW, os *prosumidores* que sejam entidades jurídicas estão isentos destas cobranças.

Outro problema relacionado à estrutura tarifária colombiana diz respeito à aplicação limitada de tarifas com sinais horários, o que dificulta o gerenciamento adequado da demanda. DNP (2017) reconhece que a falta de um esquema regulatório com tarifas horárias para os clientes residenciais é uma barreira regulatória para a gestão eficiente da energia, especialmente para a difusão de veículos elétricos.

Não obstante, à medida que a geração distribuída e outros RED forem sendo incorporados à rede, espera-se aumento nos custos de capital para adequação da rede de distribuição ao fluxo bidirecional de energia. Embora a mudança recente para o regime *Revenue Cap* auxilie na promoção de investimentos em renovação, melhoria e expansão da infraestrutura de rede para suporte aos RED, esse regime deve onerar ainda mais os usuários.

Diante das falhas e problemas encontrados, o Ministério de Minas e Energia (MME) convocou a Missão de Transformação Energética (*Misión de la Transformación Energética*)¹³⁹, para elencar os desafios e propor melhorias à regulamentação de forma a possibilitar ao governo um setor de energia mais moderno, eficiente, confiável, sustentável e com tarifas que enviem melhores sinais econômicos.

¹³⁹ O estabelecimento de focos das políticas e apontamento de gargalos foram feitos por um grupo de empresas nacionais e internacionais. O segundo informe para a construção de um roteiro para o setor de energia na Colômbia está disponível em:<
https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2_Mision+Transformacion+-+Español.pdf>.

Apesar da cobertura do serviço de fornecimento de energia elétrica ser superior a 97% atualmente, mais de 431 mil residências ainda não têm acesso à eletricidade no país. Com a Missão, a atenção do governo está direcionada à ampliação da cobertura e à qualidade do serviço de suprimento, de forma a garantir a expansão da rede e seu vínculo aos RED. Os quatro focos da Missão para energia elétrica foram discutidos e selecionados pelo MME com apoio da consultoria contratada pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). São eles:

- i. Foco 1: concorrência, participação e estrutura do mercado de eletricidade. Um dos pontos é a reformulação do design de mercados de curto prazo para serviços ancilares e de energia, para que incluam um despacho obrigatório no dia seguinte e um mercado *intra day* em tempo real;
- ii. Foco 2: descentralização, digitalização do setor e gerenciamento eficiente da demanda. Envolve o redesenho de tarifas para envio de sinais de consumo eficiente e que permita sinais de preços nodais na transmissão e a implantação de infraestrutura de medição avançada, para facilitar o envio de sinais de preço com maior granularidade temporal;
- iii. Foco 3: preenchimento de lacunas, melhoria na qualidade e melhor formulação de subsídios. Considera as diretrizes para o aumento da cobertura através da extensão de rede, da eletrificação a partir de microrredes e instalações de sistemas solares individuais. Prevê também a melhoria na medição dos indicadores de confiabilidade da rede e incentivos para o cumprimento das metas de qualidade.
- iv. Foco 4: revisão do quadro institucional e regulatório. Propõe facilitar mercados onde tanto usuários quando *prosumidores* possam negociar energia de maneira direta (*peer-to-peer*), o que incentivaria o surgimento de usinas virtuais, por exemplo.

Com base na Agenda Regulatória de 2020, o Regulador, CREG, já pretende definir, entre outros assuntos, novas regras relacionadas ao mercado *intra day*, resposta da demanda, revisão das métricas de confiabilidade e das regras de autogeração e geração distribuída no SIN, implantação de medição inteligente, regras para auditoria na qualidade dos serviços e microrredes.

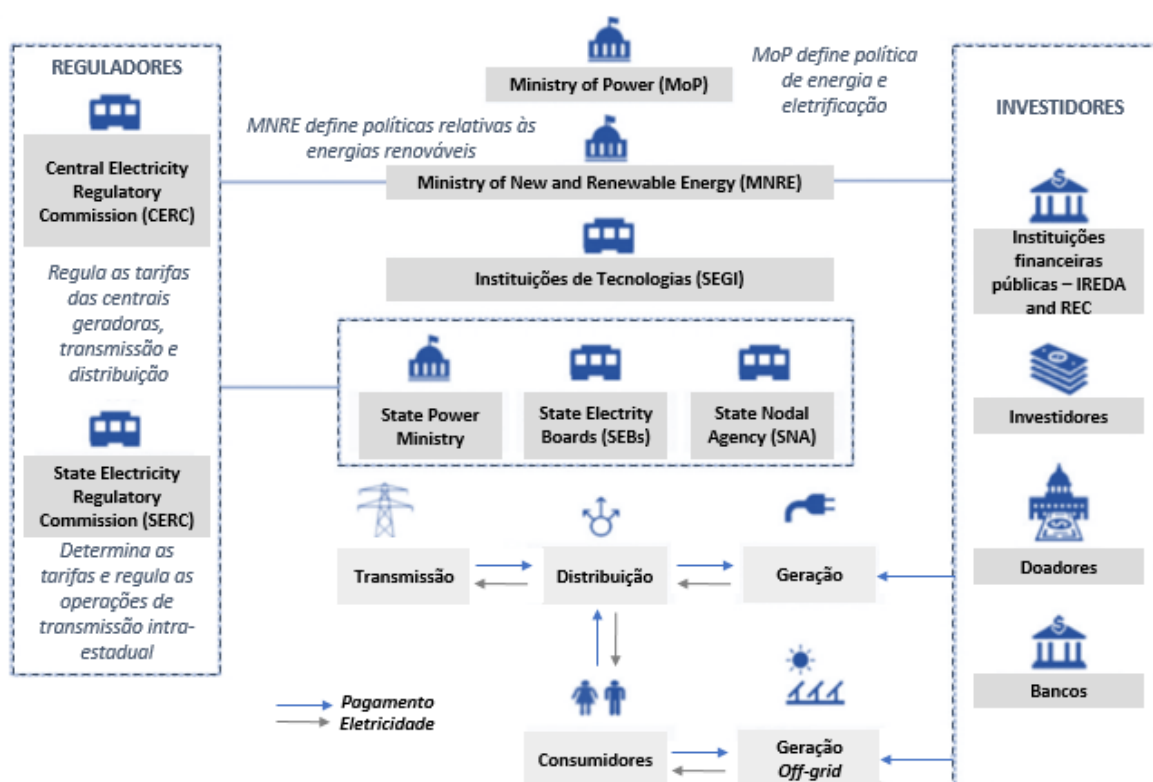
Apesar da baixa difusão de RED, a Colômbia tem grande potencial de geração desses recursos, especialmente energia solar fotovoltaica e eólica, devido às suas características geográficas e meteorológicas. Além disso, com uma regulação adequada e mais específica aos RED, o país pode aproveitar o mercado consolidado dos comercializadores, o qual já favorece a conexão dos consumidores de pequena escala ao mercado de energia. Por outro lado, os elevados subsídios cruzados na estrutura tarifária demandam cautela na determinação de novas regulações para RED, de forma a evitar aumentos de desigualdade social e, ao mesmo tempo, garantir preços mais eficientes.

Índia

Até 1991, o setor elétrico indiano era verticalizado e a geração, transmissão e distribuição eram estatais. A partir desse ano, em consonância com a tendência mundial, a Índia anunciou uma política de liberalização do setor elétrico com uma maior participação privada no setor de energia elétrica e sua desverticalização.

Em 1998, foi promulgada a Lei das Comissões Reguladoras de Eletricidade (ERC), que criou Comissões Reguladoras no âmbito nacional e estadual. De acordo com as disposições desta Lei, o Governo Central constituiu a Comissão Reguladora de Eletricidade Central (CERC) em julho de 1998. Posteriormente, a Comissão Estadual de Regulação de Eletricidade (SERC) foi sendo constituída nos estados. A Lei ERC de 1998 foi substituída pela *Electricity Act*, elaborada em 2003.

As principais responsabilidades da CERC são regular as tarifas de geração de energia elétrica das empresas controladas pelo governo e determinar as tarifas para transmissão entre estados. No âmbito regional, a regulação da tarifa de energia elétrica é de responsabilidade da comissão reguladora de cada estado. A regulação estadual determina a tarifa de geração e transmissão nos casos não regulados pela CERC, inclusive a tarifa de distribuição, além de regulamentar o processo de aquisição de energia pelas distribuidoras. A Figura 83 ilustra a estrutura atual do setor de energia elétrica na Índia.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CREO (2017).

Figura 83 - Setor de Energia Elétrica na Índia

Atualmente, o setor de energia elétrica é composto por uma rede de transmissão que considera conexão de cinco áreas, conforme apresentado na Figura 82. Desta forma, o país possui 27 comissões regulatórias regionais e 73 empresas de distribuição. Os consumidores são basicamente classificados como cativos, representados por clientes residenciais com tarifa regulada, e como livres, estes sendo representados por usuários com demanda contratada igual ou superior a 1MW.



Fonte: PowerGrid (2017).

Figura 84 - Áreas do Sistema Elétrico da Índia

No âmbito da fiscalização e monitoramento, as licenciadas de distribuição, ou seja, *Distribution Companies* (DISCOM) ficam responsáveis por registrar novos empreendimentos de RED e em alguns casos operá-los. A Central Electricity Authority (CEA) desempenha um papel de determinar os requisitos técnicos das conexões e recebe os dados das DISCOM para planejamento do sistema, assim como a Central Transmission Utility (CTU).

Políticas para Integração dos RED

No que se refere à integração de RED ao sistema de distribuição, verificam-se ações facilitadoras apenas do lado governamental. O Ministério de Energia Nova e Renovável (Ministry of New and Renewable Energy - MNRE) facilita a implementação de programas que incluem aproveitamento de energia renovável, principalmente em áreas rurais. Além disso, apoia a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias, produtos e serviços relacionados à energia renovável (Ministry of New and Renewable Energy, 2010).

Para o desenvolvimento do mercado e o financiamento de projetos de energia renovável, uma instituição financeira pública denominada Agência Indiana de Desenvolvimento de Energias Renováveis (IREDA) foi criada para fornecer o

financiamento institucional exclusivamente no campo de energias renováveis e eficiência energética. A IREDA fomenta o investimento privado e expande o mercado de energia limpa, porém ainda enfrenta grandes desafios para o quarto maior consumidor de eletricidade do mundo.

Geração Distribuída

Além de diversas políticas e regulamentos implementados na Índia desde 2005, a Lei de Energia Renovável de 2015 alterou a Lei de Eletricidade de 2003, impulsionando à promoção de fontes de energia renovável no país. A seguir são sintetizadas as políticas relacionadas à promoção de energias renováveis e de RED no país:

- **Electricity Act, 2003:** determinou a formulação da Política de Eletricidade, Política Tarifária Nacional e do Plano Nacional de Eletricidade para garantir utilização de todos os recursos, incluindo fontes renováveis de energia. Além disso, também forneceu o desenvolvimento da estrutura legal do mercado de eletricidade.
- **National Electricity Policy, 2005:** estipula, progressivamente, a parcela de eletricidade proveniente de fontes renováveis pelas empresas de distribuição que deverá ser adquirida através de processo de licitação competitiva. Além disso, os SERCs devem especificar tarifas apropriadas para promover metas para energia renovável.
- **Tariff Policy, 2006:** determina que os SERCs fixem uma porcentagem mínima de fontes de energia renováveis.
- **National Action Plan on Climate Change (NAPCC):** recomenda medidas regulatórias para cumprir a meta de compra de 5% de energia renovável para o período de 2009. O NAPCC lançou em janeiro de 2010, metas para estabelecer a Índia como líder global em energia solar com o objetivo de implantar 20 GW de energia solar conectada à rede até 2022.
- **Indian Electricity Grid Code, 2010 (IEGC):** especificou o conjunto de regras técnicas e comerciais para todas as distribuidoras conectadas que utilizam o sistema de transmissão interestadual (ISTS). Além disso, o código determina que a Central Transmission Utility (CTU) realize as processo de

planejamento de transmissão, incluindo no plano a adição de energia renovável.

- **CERC (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-State Transmission and related matters) Regulations, 2009:** este regulamento prevê que projetos de energia renovável com capacidade instalada de 50 MW ou mais podem ter conexão com a rede do Sistema de Transmissão Interestadual (ISTS).
- **CERC Renewable Energy Certificate Regulations 2010:** teve objetivo de promover fontes renováveis de energia e desenvolver o mercado de eletricidade. O mecanismo do Certificado de Energia Renovável (REC) foi um instrumento elaborado baseado no mercado para promover a energia renovável e facilitar as obrigações de compra renovável (RPO).
- **Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) (Third Amendment) Regulations, 2015:** os projetos de energia eólica e solar datados anteriormente à 30 de junho de 2017 ficarão isentos do pagamento de encargos de transmissão e aplicação de perdas de transmissão.
- **Tariff Policy, 2016:** determina que microrredes devem ser usadas para tornar a energia elétrica acessível a aldeias remotas até que o sistema nacional chegue até elas. Houve também alterações no RPO para incentivar a energia solar ao determinar que 8% do consumo total de eletricidade, excluindo a energia hidrelétrica, seja proveniente da energia solar até março de 2022 (MoP, 2016).

Em 5 de Novembro de 2015 foi introduzido o esquema *Ujwal DISCOM Assurance Yojana* (UDAY), promovido pelo *Ministry of Power – India*, para recuperar (financeiramente via processo de *turnaround*) e melhorar os resultados das DISCOM a fim de reduzir custos e desenvolver o setor de energias renováveis no país. Em contrapartida as licenciadas passam a informar dados operacionais e financeiros para que o ministério possa fiscalizar e monitorar tais empresas. Seus dados são exibidos em um portal online (Ministry of Power, 2020).

Em linha com a *Tariff Policy* de 2016, surgiu o plano *Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana* (DDUGJY), em 2017, para eletrificação do meio rural e o programa

Power for All que representa uma iniciativa conjunta do Governo da Índia e dos Governos estaduais com o objetivo de fornecer energia continuamente para locais que não tinham acesso à rede. Poderiam ser incluídos no programa, projetos de microrredes para tornar a eletricidade acessível à regiões remotas e também ampliação da geração distribuída (GD) através de fontes renováveis para garantir o suprimento de energia para todos.

Armazenamento de Energia

O Governo da Índia segue incentivando o armazenamento de energia como, por exemplo, o projeto para a instalação da Missão Nacional de Armazenamento de Energia (NESM), com o objetivo de atingir a liderança neste setor. A política, de fevereiro de 2018, foi criada pelo Ministério de Energia Nova e Renovável para incentivar a fabricação, implantação, inovação e redução de custos para os sistemas de armazenamento de energia (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2019).

Usinas Virtuais

Quanto às usinas virtuais, em alguns estados já existem diretrizes, que podem facilitar as bases para a sua implementação no país. Como exemplo, tem-se a política do *Net Metering* no estado de Uttar Pradesh, que inclui transações *peer-to-peer* (P2P), usando a tecnologia *blockchain* com provisão para compra e venda da energia. Em alguns estados, a exigência de uma “Agência de Coordenação Qualificada” (ACQ) para previsão e programação em nível estadual estabelece um precedente para o surgimento de usinas virtuais, em que as ACQ seriam os operadores dessas usinas (GIZ, 2019). Outra política favorável às usinas virtuais é o regulamento de gerenciamento do lado da demanda no estado Delhi, emitido em 2014, que define programas de resposta da demanda para redução de carga, a qual pode ser ativada pelas usinas.

Regulamentações Técnicas para RED

Visando impulsionar as fontes de energia renováveis no país, o *Forum of Regulators*¹⁴⁰ (2019), por exemplo, formulou um documento de regulação para os

¹⁴⁰ O *Forum of Regulators* foi constituído pelo Governo da Índia nos termos da seção 166 do *Electricity Act*, 2003. Ele é composto pelo presidente da CERC e pelos presidentes das SERCs.

estados indianos onde previa que as distribuidoras devem comprar 0,25%, 0,50% e 0,75% de sua energia total em fontes de energia renováveis nos anos 2020, 2021 e 2022, respectivamente.

Geração Distribuída

O documento ainda determina que um Sistema Independente de Energia Renovável Distribuída (IDRES¹⁴¹) ou um Sistema de Energia Renovável Distribuída de Prosumidores (PDRES¹⁴²) são obrigados a assumir as seguintes responsabilidades:

- Manter equipamentos e instalações de acordo com as normas técnicas definidas pela *Central Electricity Authority* (CEA) (Tabela 58);
- Operar, realizar manutenção e reparos de seu ponto de geração até o medidor inteligente (medidor bidirecional) conectado à rede;
- Garantir que o sistema de geração não opere ilhado.

Tabela 58 - Requisitos técnicos para conexão de geração distribuída (GD) na rede (frequência nominal de 50Hz) segundo CEA

Variável	Valores	Origem da mudança na variável	Observação
Frequência	49,50 – 50,50Hz	Rede	A GD deve ser capaz de operar normalmente mesmo com essa variação da rede
Frequência	49,90 – 50,05Hz	GD	Limite de operação da GD
Tensão	0,90 – 1,10pu	Rede	A GD deve ser capaz de operar normalmente mesmo com essa variação da rede
Tensão	0,15 – 0,90pu ou 1,10 – 1,30pu	Rede	A GD deve ser capaz de operar durante períodos de tempo em torno de 10s a 0,2s após variação da rede

¹⁴¹ Sistema de energia renovável criado por qualquer pessoa, conectado a uma distribuidora e que venda energia à distribuidora sob um acordo de compra e venda de energia.

¹⁴² Sistema de energia renovável estabelecido por um *prosumidor* sob medição líquida ou faturamento líquido feito pelo licenciado em distribuição.

Tensão	$\pm 5\%$ da tensão nominal	GD	Limite de operação da GD

Fonte: CEA (2019).

É importante ressaltar que a distribuidora local pode desconectar o cliente caso o mesmo traga riscos a rede como o caso de operação fora dos limites estabelecidos na Tabela 58 ou durante falhas na rede de distribuição de acordo com a proibição de sistemas ilhados.

Segundo CEA (2013), outros requisitos para conexão de GD na rede são:

- Limitar a injeção de corrente a 0,5% da capacidade nominal de corrente do ponto de interconexão à frequência nominal de 50Hz e tensão de operação nominal (para GD são consideradas as tensões inferiores a 33kV, mas com a atualização da CEA (2019) as tensões superiores a 33kV foram incluídas);
- Limitar a injeção de harmônicos na rede segundo critérios definidos na *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) 519;
- GDs com capacidade igual ou superior a 500MW passam a pertencer aos esquemas de despacho central.

Em complemento a esses requisitos, algumas SERCs definem regras específicas para alguns RED como é o caso da HERC (2019), que determina capacidades mínima e máxima de geração através de painéis solares a serem conectados à rede. O mínimo é de 1kW e o máximo não deve exceder a carga conectada em caso de cliente em baixa tensão e contrato de demanda em caso de conexão de alta tensão, sujeita ao máximo de 2MW. Mais detalhes estão descritos no APÊNDICE III – NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE RED.

Cabe ainda ressaltar a respeito dos sistemas solares que o MNRE oferece um serviço de cadastro online para esses projetos como parte do processo de regularização e registro da instalação dos clientes, o que também é ofertado por alguns estados que possuem controle e acompanhamento próprios.

Armazenamento de Energia

Embora a Índia tenha programas para incentivo à adoção de sistemas de armazenamento de energia, ainda não há uma regulamentação central para estes

sistemas. Segundo CEA (2013), o uso de baterias junto a GD é opcional, porém uma vez instaladas elas podem fornecer energia para a rede seguindo as mesmas regras de fornecimento e qualidade definidas para a GD. Regras específicas para o armazenamento distribuído ainda não foram bem definidas por uma entidade central. Isto abriu margem para que cada estado definisse sua própria regulamentação como é o caso de Haryana (2019) que determina que o *prosumidor* tenha obrigatoriamente 25% de armazenamento de energia para qualquer capacidade de geração acima de 1 MW e até 2 MW.

Veículos Elétricos

Em relação aos veículos elétricos, o governo da Índia divulgou recentemente diretrizes para construção de uma infraestrutura de carregamento. A instalação de Estações Públicas de Carregamento foi licenciada e qualquer indivíduo ou entidade é livre para instalar estações de carregamento públicas, desde que as estações atendam aos padrões técnicos e de desempenho estabelecidos, conforme mostra a Tabela 59.

Tabela 59 - Modelos de carregadores a serem implementados nos pontos de recarga públicos

Tipo de recarga	Tipo de conector	Tensão nominal (V)
Rápido	CCS (mín 50kW)	200-1000
	CHAdeMO (mín 50kW)	200-1000
	Type-2 AC (mín 22kW)	380-480
Lento/Moderado	Bharat DC-001 (15kW)	72-200
	Bharat AC-001 (10kW)	230

Fonte: Elaboração própria com base em *Ministry of Power - India* (2018).

Modelos de Negócios

Para promover a adoção da energia solar, os setores público e privado foram orientados pelo Ministério das Finanças a oferecer um empréstimo com uma taxa de juros mínima em investimentos solares para incentivar as residências, empresas, escritórios e outros estabelecimentos locais.

Atualmente, existem dois modelos de negócios solares na Índia para geração distribuída fotovoltaica. No primeiro modelo, o cliente geralmente contrata uma empresa solar que realiza a instalação de todo o sistema e o proprietário arca tanto

com investimentos iniciais quanto com os custos de operação do sistema. Como o custo inicial de investimento é elevado¹⁴³, alternativamente existe o modelo de negócio que o usuário não precisa fazer o investimento inicial. Nesse modelo de propriedade de terceiros, as empresas contratadas serão proprietárias e operarão o sistema, vendendo energia aos clientes por meio do contrato de energia denominado *Power Purchase Agreement* (PPA). No ano de 2017, foram registrados mais de 100 instaladores de painéis solares operando em mercados regionais em todo o país (CREO, 2017).

Os sistemas de microrredes na Índia normalmente utilizam uma ou mais fontes locais de geração, sendo mais comum a energia solar. A *Cleantech, Renewable Energy and Environmental Opportunities* comparou os custos por geração no país da distribuidora local, das microrredes e do diesel. O estudo mostra o desafio para investidores comerciais nesse segmento, pois o custo por kWh das microrredes não é competitivo quando comparado com a geração a diesel ou até mesmo com a energia fornecida pela distribuidora local (CREO, 2017).

Entretanto, algumas empresas criaram seus modelos de negócios para pequenas empresas e organizações comunitárias, com suporte contínuo dos subsídios governamentais ou de investidores estrangeiros. Para atrair investidores, muitas empresas no país utilizam métodos variados, tais como contratos de *Power Purchase Agreements* (PPA), contratos de serviços de energia (*Energy as a Service*) e propriedade direta (*Ownership*) segundo Roberts Environmental Center (2019). Apesar da necessidade de financiamento, muitas empresas de microrredes na Índia obtiveram sucesso em termos de garantia de pagamentos e apelo aos investidores.

Segundo Roberts Environmental Center (2019), contudo, há uma clara falta de modelos de negócios padronizados para as empresas de microrredes no país. As empresas construídas em áreas com redes da distribuidora local, por exemplo, podem considerar várias possibilidades de negócio, como continuar operando

¹⁴³ Um sistema típico de 20kW na Índia custa cerca de US\$ 15.000. Para projetos menores, cerca de 40-50% dos custos do sistema são para o painel, 20-25% para o inversor e o restante para montagem do sistema e demais componentes.

conectada com a distribuidora, vender a energia excedente ou ainda vender toda a energia exclusivamente à essa distribuidora.

Na Índia, há empresas de microrredes cujos modelos de negócio são por tipo de propriedade, com destaque para o modelo *Microgrid-as-a-Service*. Empresas responsáveis pela construção, propriedade, operação e manutenção (modelo DBOOM) são, particularmente, comuns no estado de Uttar Pradesh, o qual estabelece que as empresas não podem transferir suas infraestruturas de redes (REC, 2019). Palit et. al (2014) citam a empresa MGP como exemplo, a qual é responsável desde o projeto da microrrede à prestação do serviço, em troca de uma taxa semanal de pagamento. A Husk Power System (HPS) e a OMC Power são outros exemplos de empresas que seguem o modelo (Roberts Environmental Center, 2019).

Embora existam empresas de microrredes responsáveis por toda a atividade Palit et al. (2014) ressaltam que a maioria das microrredes na Índia está estruturada em modelos baseados na comunidade local, cuja responsabilidade, em geral, é manter e operar o projeto. O desenvolvedor opera por um período de tempo definido para acumular receitas adicionais antes de transferir para uma entidade local. Portanto, nesse caso, o modelo *Ownership* pode ser associado a esse tipo de negócio e o modelo O&M (descrito no Relatório 1), quando o comitê local se torna encarregado do projeto.

Segundo Palit et al. (2014), a comunidade local pode ser responsável pela manutenção e operação da microrrede, além de custear o sistema de produção de energia, embora o custo de capital seja quase inteiramente subsidiado. As tarifas são estabelecidas de forma a cobrir as despesas operacionais e de manutenção. A empresa HPS também aplica esse tipo de modelo em algumas comunidades no país.

Em relação ao tipo de serviço, Roberts Environmental Center (2019) ressalta a existência de empresas de suporte às microrredes, que podem fornecer desde painéis solares até aplicativos auxiliares para o monitoramento, operação e otimização dos serviços pela microrrede (*Software as a Service*). O projeto elaborado pela Fundação SELCO é um exemplo do modelo de negócio aplicado na

Índia, o qual busca associar a infraestrutura existente à tecnologia descentralizada de geração e armazenamento para fornecer energia às aldeias rurais.

Por tipo de pagamento, o modelo *Pay-As-You-Go* é utilizado por algumas empresas na Índia. A Gram Power é uma delas. Seu modelo é baseado na energia sob demanda, cujo fornecimento é feito de acordo com a recarga pré-paga do consumidor. Palit et al. (2014) argumentam que, no país, microrredes movidas a energia fotovoltaica solar recebem o serviço inicialmente dos clientes através de cartões pré-pagos, embora a instalação seja investida lentamente pelos próprios clientes, que a pagam, em geral, em um período de 3 a 5 anos.

Regulação Econômica

Para análise do modelo regulatório foi selecionada a empresa Maharashtra State Electricity Distribution Company Limited (MSDCL) devido à sua representatividade no país. Trata-se da maior distribuidora de energia elétrica da Índia, com um faturamento de 7,7 bilhões de dólares em 2017. Sua área de atuação é regulada pela Comissão Reguladora de Eletricidade de Maharashtra (MERC) que foi estabelecida pelo Governo do Estado sob a Seção 14 da Lei da Comissão Reguladora de Eletricidade de 1998.

O regime de regulação aplicado é o de *Rate of Return* com incentivos à eficiência em componentes de custos e a duração do ciclo tarifário é de 5 anos. Os três principais componentes tarifárias são:

- i. Custo de compra da energia, que incorpora os custos de geração e transmissão;
- ii. Custo de operação e manutenção, que considera os custos das distribuidoras em operação, manutenção do sistema e administração.
- iii. Custos financeiros que englobam a depreciação dos ativos das distribuidoras, a remuneração dos ativos e impostos estabelecidos pelo governo.

Os custos incorridos de operação e manutenção do sistema de distribuição são calculados com base na média dos investimentos que foram recuperados devido a eficiência do sistema, principalmente em função da diminuição das perdas de

energia elétrica. Entretanto, as despesas de operação e manutenção que não foram previstas inicialmente são excluídas pela MERC.

Em relação aos custos financeiros, a distribuidora deverá apresentar o plano de investimento, plano de financiamento e metas físicas anuais para reforçar e expandir sua rede de distribuição, atendendo aos requisitos de crescimento de carga, redução de perdas de distribuição, melhoria na qualidade do fornecimento e confiabilidade no sistema. Esse plano de negócios deverá ser enviado para aprovação da MERC e a periodicidade de reconhecimento de custos na tarifa é plurianual.

Estrutura Tarifária

As tarifas de distribuição no estado de Maharashtra são predominantemente compostas por uma parcela fixa ou de demanda e uma parcela volumétrica, que cobre a compra de energia e os custos relacionados à rede. As tarifas volumétricas referentes ao uso da rede não são cobradas apenas de usuários residenciais de baixa renda. A Tabela 60 resume a estrutura tarifária no estado indiano de Maharashtra.

Tabela 60 – Síntese da Estrutura Tarifária da Índia

Aplicação			Variáveis de Faturamento		
Tarifa	Classe Tarifária	Condição	Componente fixa/Demanda	Componente Variável	
				Uso de Rede	Compra de Energia
Residencial	Baixa Renda	Carga sancionada de até 0,25 kW e consumo de até 30 kWh/mês	\$/Mês	-	Tarifa de energia única (Rs./kWh)
	Baixa e Média Tensão	Consumo destinado a residência	\$/Mês	Tarifa de energia única (Rs./kWh)	Tarifa de energia em blocos crescentes (Rs./kWh)
Comercial	Baixa e Média Tensão	Abaixo de 20kW	\$/Mês	Tarifa de energia única (Rs./kWh)	Tarifa de energia em blocos crescentes (Rs./kWh)
	Baixa e Média Tensão	Acima de 20kW ou abaixo de 20kW com medidor de TOU	\$/kW/Mês	Tarifa de energia única (Rs./kWh)	Tarifa de energia em blocos crescentes e 4 bandas horárias (kWh)
	Alta Tensão	Consumo comercial	\$/Mês	Tarifa de energia única (Rs./kWh)	Tarifa de energia em blocos crescentes e 4 bandas horárias (kWh)
Agricultura	Baixa e Média Tensão	Consumo destinado a agricultura	\$/kW/Mês	Tarifa de energia em blocos crescentes (Rs./kWh)	-
Industrial	Baixa e Média Tensão	Consumo destinado a indústria	\$/Mês	Tarifa de energia única (Rs./kWh)	Tarifa de energia em blocos crescentes e 4 bandas horárias (Rs./kWh)
	Alta Tensão	Consumo destinado a indústria	\$/kVA/Mês	Tarifa de energia única (Rs./kVAh)	Tarifa de energia única e 4 bandas horárias (Rs./kVAh)

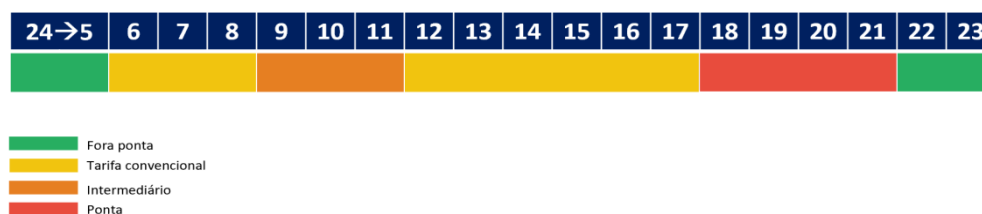
Fonte: Elaboração própria a partir de Circular nº 323 (MSEDCL, 2020).

As tarifas industriais referentes à compra de energia aplicadas a partir de 2020 variam conforme a banda horária e o tipo de indústria, se geral ou sazonal¹⁴⁴. Os valores das tarifas para as bandas horárias independem do tipo de indústria, enquanto a componente volumétrica única é diferente para cada indústria.

Em geral, a componente volumétrica da tarifa referente ao uso da rede é única, enquanto a parcela volumétrica que cobre a compra de energia é dada por blocos crescentes- os quais estabelecem valores mais altos à medida que as faixas de consumo crescem- e preços *Time-of-Use* (TOU). No caso das tarifas de energia para consumidores residenciais, as faixas são dadas por (i) abaixo de 100 kWh; (ii) entre 101 e 300 kWh; (iii) entre 301 e 500 kWh e (iv) acima de 500 kWh.

¹⁴⁴ As indústrias são definidas sazonais quando operam durante no máximo 9 meses do ano. Já as indústrias gerais são aquelas que operam durante todo o ano.

O MERC foi uma das primeiras comissões que aprovou a tarifa *Time of Use* (TOU) para consumidores industriais de Alta Tensão no país (Prayas Enegy Group, 2014). Atualmente, o TOU é obrigatório para diversas categorias de consumidores de alta tensão e é aplicado por algumas das empresas para a baixa tensão. A Figura 85 mostra os postos tarifários aplicados em componente volumétrica (\$/kWh) pela MSDCL para os consumidores industriais e para clientes comerciais com potência acima de 20 kW. As tarifas se diferenciam em 4 períodos ao longo do dia (fora ponta, tarifa convencional, intermediário e ponta). Além da aprovação da tarifa TOU, o MERC também aprovou incentivos e sanções para determinadas categorias de consumidores com base no fator de potência e no fator de carga.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 85 - Horários das Tarifas Aplicadas pela MSDCL aos Consumidores

Tarifas e Esquemas de Incentivos Específicos para RED

Atualmente, é aplicado o sistema de compensação *net metering* para geração distribuída por energia solar fotovoltaica para consumidores residenciais da MSDCL. Caso a geração seja maior do que o consumo em um determinado mês, esse valor será gerado como crédito para ajuste nos períodos de faturamento subsequentes. Os primeiros 300kWh gerados durante o período de cobrança serão compensados com o consumo de energia do usuário. Qualquer unidade gerada acima desse valor será comprada pela distribuidora, utilizando o valor da “Tarifa Genérica” que foi aprovada pela MERC para a respectiva tecnologia no ano de sua instalação. O pagamento é efetuado após apuração do saldo de crédito anual.

Até o momento, não existe na Índia uma tarifa designada para o carregamento dos veículos elétricos em residências ou em estação privadas de acesso público, como restaurantes ou lojas de conveniência. Entretanto, são aplicadas tarifas específicas

para cobrança de carregamento de VE nas estações de carregamento públicas, como indicado na Tabela 61.

Tabela 61 - Quadro Tarifário Comparativo entre Tarifa para Veículos Elétricos e Tarifas Residenciais e Comerciais

ESTADO	TARIFA EV		TARIFA RESIDENCIAL		TARIFA COMERCIAL	
	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA
Andhra Pradesh	₹ 5/kWh and ₹ 5/kVAh	Nil	₹ 1.45 to ₹ 9.05/kWh	Nil	₹ 5.4 to ₹ 10.15/kVAh	₹ 55 to ₹ 75/kW per month
Bihar	Same tariff for EV as the respective category rate	Nil	₹ 6.15 to ₹ 8.60/kWh	₹ 20 to ₹ 40/kW per month	₹ 6.4 to ₹ 7.5/kWh	₹ 30 to ₹ 180/kW per month
Chhattisgarh	₹ 5/kWh	Nil	₹ 1.0 to ₹ 2.45/kWh	₹ 2.40 to ₹ 4.85/kWh	₹ 5.40 to ₹ 7.25/kWh	₹ 50 to ₹ 180/kW per month
Delhi	₹ 4.5/kWh and ₹ 4.0/kVAh	Nil	₹ 3 to ₹ 7.75/kWh	₹ 125 to ₹ 250/kW per month	₹ 8.0/kVAh	₹ 250/kVA per month
Gujarat	₹ 4 to ₹ 4.1/kWh	₹ 25 per month per installation ₹ 25 to ₹ 50 per kVA per month	₹ 1.5 to ₹ 5.2/kWh	₹ 15 to ₹ 70 per month	₹ 4.35 to ₹ 4.65/kWh	₹ 50 to ₹ 195/kW per month
Haryana	₹ 5.58 to ₹ 6.2/kVAh	₹ 100/kW per month	₹ 2.7 to ₹ 7.1 /kWh	Nil	₹ 6.35 to ₹ 7.05/kVAh	₹ 160/kW per month
Karnataka	₹ 5.00/kWh	₹ 60/kW per month and ₹ 190/kVA per month	₹ 7.02 to ₹ 7.80/kWh	₹ 45 to ₹ 70/kW per month	₹ 6.40 to ₹ 9.0/kWh	₹ 65 to ₹ 95/kW per month
Maharashtra	₹ 5.06/kWh	₹ 70/kVA/ Month	₹ 4.6/kWh	₹ 190/kVA per month	₹ 3.9 to ₹ 4.35/kVAh	₹ 190 to ₹ 220/kVA per month
Madhya Pradesh	₹ 5.9 to ₹ 6.0/kWh	₹ 100 per kVA to ₹ 120 per kVA of Billing Demand	₹ 3.1 to ₹ 6.3/kWh	₹ 35 to ₹ 90 per connection	₹ 6.1 to ₹ 8.5/kWh	₹ 55 to ₹ 260/kW per month
Orissa	₹ 4.2 to ₹ 5.7/kWh	Nil	₹ 2.5 to ₹ 5.7/kWh	Nil	₹ 5.4 to ₹ 7.1/kWh	₹ 200 to ₹ 250/kVA per month
Punjab	₹ 6/kVAh	Nil	₹ 4.99 to ₹ 7.41/kWh	₹ 35/kW to ₹ 80/kVA per month	₹ 6.32 to ₹ 7.29/kWh	₹ 45/kW to ₹ 110/kVA per month

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Alliance for an Energy Efficient Economy (2020).

No estado de Maharashtra as componentes tarifárias são divididas em demanda (\$/kW) e energia (\$/kWh). O valor de demanda é mais baixo em relação ao de energia nas tarifas residenciais. Neste estado, há ainda uma tarifa do tipo *Time of Use* (TOU) para o veículo elétrico. O usuário possui um acréscimo de 0,80/kWh e 1,1/kWh nos horários de 09h às 10h e de 18h às 22h, respectivamente e o desconto de 1,5/kWh para o uso entre 22h e 6h (Alliance for an Energy Efficient Economy,

2020). No estado de Karnataka, também são cobradas tarifas TOU para os VE (Ernst & Young LLP, 2019).

Ainda em Maharashtra, é concedido um subsídio de 25% para o capital investido (com alguns limites máximos) para infraestrutura de recarga pública. Já no estado de Andhra Pradesh é oferecido um reembolso do imposto de energia elétrica durante cinco anos e são estabelecidos testes para o uso de descontos especiais em tarifas quando a recarga é feita durante a noite (Raman, et al., 2019). Em Karnataka, foram estabelecidos subsídios às instalações das 100 primeiras estações de recarga de acesso público. Além disso, são fornecidas isenções fiscais nas tarifas de energia elétrica (Raman, et al., 2019).

Em relação à geração distribuída por energia eólica e ao armazenamento distribuído de energia, o Regulador compreende a relevância de uma regulação tarifária, porém ainda não foram estabelecidos esquemas de tarifação. Atualmente, há uma discussão com os agentes do setor sobre os pontos mais relevantes para introdução de tarifas relacionadas a esses tipos de tecnologia nos próximos anos.

Impactos do Modelo Regulatório e das Políticas de Difusão e Lições

Aprendidas

Segundo Bridge to India (2019), a classe industrial representa 65% da geração solar fotovoltaica do país. Em face a este cenário, o Ministério de Nova e Renovável Energia (MNRE) adotou medidas para incentivar a geração solar fotovoltaica nas demais classes, especialmente, nos âmbitos residenciais e comerciais. As principais diretrizes foram: (i) assistência financeira para edifícios residenciais, institucionais, sociais e governamentais; (ii) aconselhar os Estados a implementar regulamentos de *net metering* e políticas tarifárias; (iii) fornecer uma descrição dos modelos de negócios, como contrato de compra de energia (PPA) ou contrato de CAPEX¹⁴⁵; e (iv) nomear especialistas para apoiar empreendimentos do setor

¹⁴⁵ Ao estabelecer o contrato PPA, o usuário do sistema solar fotovoltaico contrata uma empresa que será responsável pela instalação e manutenção do sistema. Já o contrato CAPEX é definido como um modelo de negócio no qual o próprio usuário é responsável pelos custos de capital e instalação do projeto ou o custo de capital é financiado e o usuário é responsável pela manutenção do sistema.

público na implementação de projetos de cobertura nos ministérios e departamentos. Simultaneamente, em fevereiro de 2019, a Comissão de Gabinete de Assuntos Econômicos (CCEA) aprovou um apoio financeiro total de US\$ 6,5 bilhões até 2022 para promover o uso de energia solar entre os agricultores, entre outros programas como *Atal Jyoti Yojana* (AJAY – dezembro de 2018) e o esquema PM-KUSUM (fevereiro de 2019).

A utilização do esquema *net metering* na GD fotovoltaica, implementado em 28 estados, permitiu a rápida expansão deste recurso no país. Apenas em 2019 foi adicionado 1,53 GW de capacidade de geração o que representa um aumento de cerca de 39,53% em relação a 2018 (IEA, 2020); (IISD, 2020); (PV Magazine, 2019).

Segundo IISD (2020), o *net metering* e a política PM-KUSUM na agricultura com apoio do MNRE, que estabelece tarifas *feed-in* pré-determinadas, devem aliviar a pressão sobre as distribuidoras quanto à capacidade do sistema. Por outro lado, para IEA (2020), o a remuneração por tarifas *feed-in* no âmbito do PM-KUSUM, aplicado a um número muito grande de instalações fotovoltaicas na agricultura, pode ser um desafio às finanças das distribuidoras, caso elas não possam reduzir os valores dessas tarifas.

Sobre o armazenamento de energia, o IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis) menciona que as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR)¹⁴⁶ desempenham um papel fundamental para garantir a expansão do sistema elétrico de forma econômica e sustentável. Essa tecnologia já possui capacidade instalada na Índia superior a 5 GW, como ilustra a Tabela 62.

Tabela 62 - Lista de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) Instaladas na Índia

Nome do Projeto	Estado	Capacidade Instalada (MW)	Status
Kadamparai	Tamil Nadu	400	Em operação
Bhira	Maharashtra	150	Em operação

¹⁴⁶ Esse tipo de usina permite o armazenamento energético, bombeando de água entre os reservatórios. Assim, a água do reservatório inferior é bombeado para o superior, armazenando energia em períodos de baixo consumo e restituindo a energia armazenada em períodos de elevado consumo.

Srisailem	Andhra Pradesh	900	Em operação
Ghatgar	Maharashtra	250	Em operação
Purlia	West Bengal	900	Em operação
Poithan (Jayakwadi Dam)	Maharashtra	12	Em operação
Sardar Sarovar	Gujarat	1.200	Em construção
Tehri	Uttarakhand	1.000	Em construção
Kadana St.I & II	Gujarat	240	Em construção
Nagarjuna Sagar	Telangana	705	Em construção

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2019).

O armazenamento de energia a partir de usinas reversíveis tende a aumentar, uma vez que recentemente a Índia alterou sua política de forma a permitir outras tecnologias de armazenamento de energia além da bateria em sistemas híbridos que incluem a utilização de UHR, ar comprimido e *flywheel*. Entretanto, até o momento, os projetos de bateria foram pequenos e limitados. A implantação de baterias em escala começou em 2017 com o Powergrid, projeto de instalação de 10MW de bateria realizado pela AEAS e a Mitsubishi. A instalação desse primeiro sistema de armazenamento de energia foi concluída em fevereiro de 2019. O projeto fornecerá estabilidade para a rede, melhor gerenciamento de pico de carga e maior flexibilidade do sistema, aprimorando a confiabilidade para 2 milhões de consumidores, permitindo futuras aplicações da tecnologia de armazenamento de energia em grande escala no país.

Em relação aos veículos elétricos, o desenvolvimento heterogêneo nas áreas urbanas, a grande população, a baixa disponibilidade de infraestrutura pública e a baixa acessibilidade colocam várias barreiras à adoção em massa destes veículos (Ernst & Young LLP, 2019). Contudo, a *Society of Manufacturers of Electric Vehicles*¹⁴⁷ enxerga um futuro promissor principalmente devido às medidas governamentais como o Plano Nacional de Missão de Mobilidade Elétrica (NEMMP) e a Adoção e Fabricação Mais Rápida de Veículos Híbridos e Elétricos (FAME), que foram primordiais para fomentar a participação do setor privado na mobilidade de veículos elétricos.

¹⁴⁷ Associação que representa os fabricantes indianos de veículos elétricos e seus componentes.

Entre os tipos de veículos elétricos utilizados na Índia destacam-se os veículos de duas e três rodas, que correspondem à maior parte do total da frota elétrica no país, conforme demonstra a Figura 86. A maioria desses veículos funciona com baterias de chumbo, diminuindo seu custo. Por outro lado, estes veículos apresentam baixa vida útil devido ao efeito de memória da bateria, o qual reduz a sua tensão a cada utilização.



SEGMENTO DE VEÍCULOS	2018-2019	2017-2018
2 RODAS 	126.000	54.800
3 RODAS 	630.000	520.000
4 RODAS 	3.600	1.200
TOTAL	759.600	576.000

Fonte: Adaptada de Society of Manufacturers of Electric Vehicles (2019).

Figura 86 – Evolução da Quantidade de Veículos Elétricos na Índia

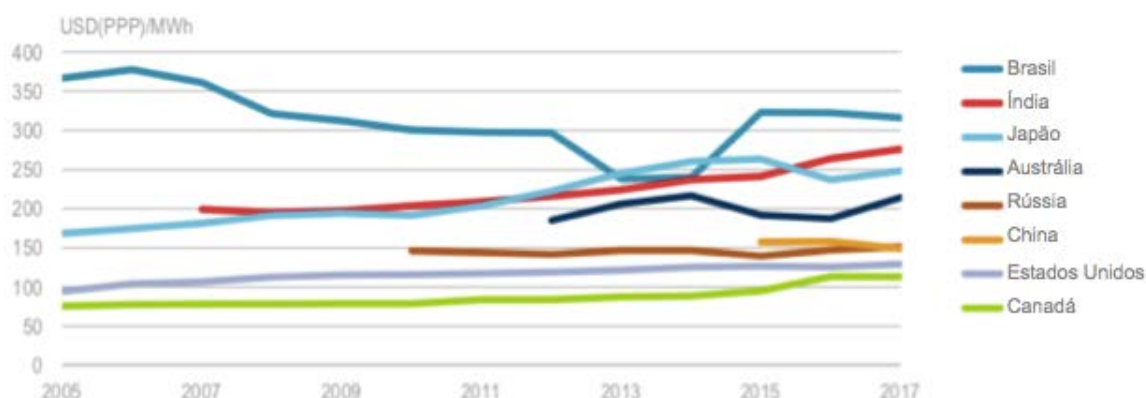
O crescente número de veículos elétricos (Society of Manufacturers of Electric Vehicles, 2020) no sistema causa congestionamento da rede e desequilíbrios na tensão, que demandam serviços de estabilidade e controle e podem ser minimizados com a utilização de usinas virtuais no país. Além da transição para a mobilidade elétrica, GIZ (2019) elencam outro fator relevante para a ascensão de modelos de negócios de usinas virtuais na Índia: a tendência de crescimento dos volumes de energia atendidos pelos mercados de curto prazo, a qual implica na necessidade do desenvolvimento de serviços ancilares de forma a manter a confiabilidade do sistema.

A mudança no tempo de liquidação nos mercados de curto prazo tende a demandar melhores sistemas de agendamento, liquidação e previsão, atualmente indisponíveis na Índia, mas que podem ser proporcionados pelas usinas virtuais. A transição para o mercado em tempo real apresenta, portanto, uma oportunidade para os modelos de negócio dessas usinas virtuais no país, ao tornar os serviços ancilares controláveis e visíveis para o mercado (GIZ, 2019).

No que diz respeito ao modelo regulatório, a aplicação do regime *Rate of Return* não favorece a geração de incentivos à melhoria no desempenho das distribuidoras na Índia e tampouco para integração dos RED, a qual contribuiria para a flexibilidade da rede. Segundo IEA (2020), as soluções alternativas para redes de energia, como resposta da demanda e armazenamento, ainda não são totalmente utilizadas no país. Para impulsionar um conjunto diversificado de opções de flexibilidade, reformas deveriam ser implementadas para alterar o modelo regulatório e enviar sinais de preço adequados.

Não obstante, a prática regulatória indiana não garante a sustentabilidade financeira das distribuidoras, uma vez que as tarifas de energia elétrica estão muito abaixo dos custos de fornecimento (IEA, 2020). A maioria das distribuidoras opera ineficientemente e tem custos superiores às receitas, o que indica a necessidade de aplicação de uma regulação baseada no desempenho.

Devido à ineficiência das empresas de distribuição no país e da limitação de uma regulação que não se baseia na performance, as tarifas para um consumidor residencial na Índia estão entre as mais caras do mundo, quando avaliadas pela paridade do poder de compra (PPP). A Figura 87 mostra a evolução dos valores médios das tarifas residenciais na Índia, em relação às de outros países. Apesar da tendência crescente entre 2007 e 2017, IEA (2020) enfatiza que mais recentemente o preço médio da tarifa de eletricidade residencial está diminuindo, em termos de PPP.



Fonte: Adaptado de IEA (2020).

Figura 87 – Evolução Comparativa da Tarifa Residencial da Índia

Com o intuito de minimizar os impactos de uma regulação que não remunera eficientemente as distribuidoras, o Governo anunciou medidas de financiamento para reduzir as perdas reais no setor de distribuição. Estabeleceu uma meta para que as tarifas residenciais pudessem ser definidas como $\pm 20\%$ do custo médio de fornecimento. Apesar de o esquema ter demonstrado algum sucesso, a maioria das distribuidoras ainda sofre com perdas financeiras significativas nas tarifas residenciais (IEA, 2020) e muitas delas passaram pelo processo de *turnaround* dentro do esquema UDAY.

Em relação à qualidade do serviço, IEA (2020) afirma que até o momento a qualidade é baixa no nível da distribuição e muitos projetos de GD não são registrados. Apesar disso, a confiabilidade¹⁴⁸ do sistema de energia no país melhorou, especialmente na última década, devido, em parte, à sincronização das redes norte, leste, oeste e nordeste (IEA, 2020).

De acordo com IISD (2020), nos últimos anos o interesse crescente nos RED tem sido associado mais à melhoria na confiabilidade do sistema e menos ao acesso à energia. Esse motivo é reforçado pelo fato de que altas tarifas para o setor industrial¹⁴⁹ em conjunto com a baixa confiabilidade do sistema incentivam as indústrias e o comércio a gerarem energia elétrica para autoconsumo, deixando parte dos custos de rede a ser pago pelas demais unidades industriais ou comerciais (IEA, 2020).

Na Índia, há uma contradição entre espaço para ampla capacidade de geração e demanda não atendida, a qual induz as distribuidoras a usarem a redução da demanda como uma ferramenta de balanceamento do sistema. (IEA, 2020) afirma

¹⁴⁸ Segundo a (IEA, 2020), não há dados confiáveis disponíveis sobre as interrupções de energia, dado que as distribuidoras indianas não são obrigadas a medirem interrupções no fornecimento.

¹⁴⁹ Ao contrário dos clientes residenciais, os clientes industriais e comerciais pagam tarifas mais altas e, por isso, são financeiramente mais atraentes para as distribuidoras. O valor mais alto cobrado desses usuários tende a cobrir os custos de fornecimento e compensam parte das perdas financeiras provenientes das tarifas residenciais (IEA, 2020) .

que esse movimento das distribuidoras tornou a demanda de eletricidade no país altamente sensível a variações nos preços da energia.

Consequentemente, a aplicação de tarifas *Time-of-Use* (TOU) tende a ampliar as respostas dos usuários aos sinais de preço. Devido à alta elasticidade-preço da demanda por eletricidade na Índia, os resultados da aplicação da TOU aos clientes industriais são ainda mais significativos para induzir a resposta da demanda e reduzir a carga no sistema.

A aplicação das tarifas TOU na recarga de veículos elétricos no país também deve trazer benefícios ao sistema, como reduzir pico de capacidade em horários de alta demanda. Contudo, sua utilização ainda precisa ser expandida. Segundo dados da (IEA, 2020), apenas 4 dos 13 estados com tarifas específicas de recarga de VE optaram pela TOU.

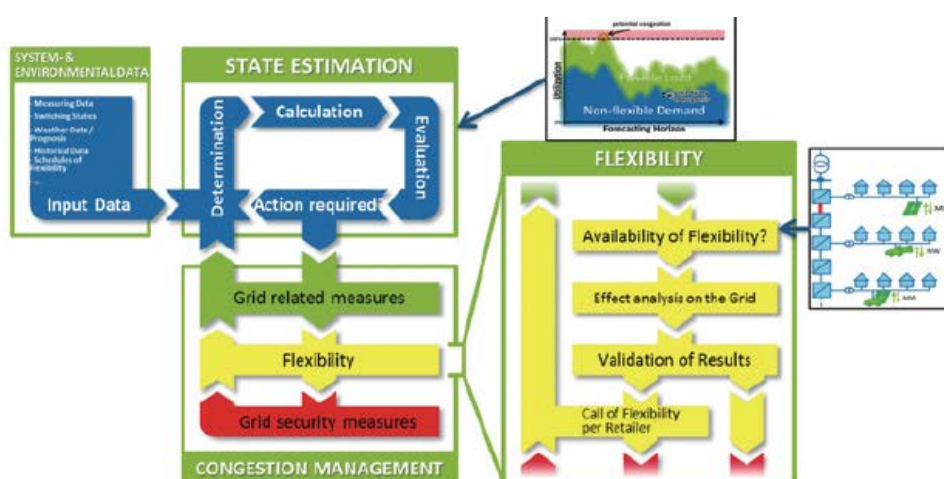
Apêndice II – Projetos Pilotos com RED

A seguir são descritos alguns projetos pilotos realizados com RED nos países analisados e seus resultados.

Alemanha

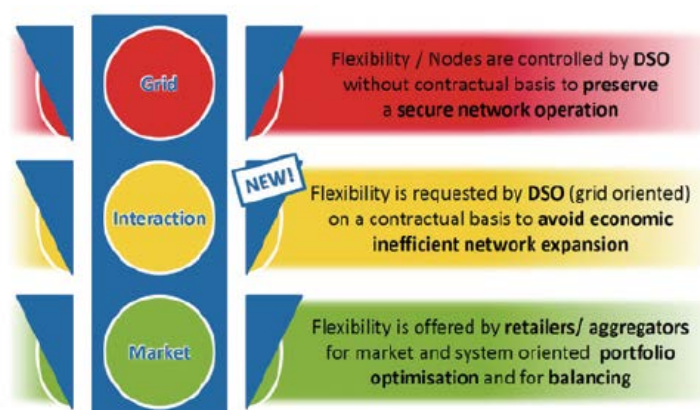
Em termos de estudos e de projetos desenvolvidos para implementação de modelos de negócios para recursos energéticos distribuídos, pode-se destacar um piloto financiado pelas empresas Innogy SE, BTC AG, Venios GmbH, TU Dortmund, RWTH Aachen e OFFIS, em 2014, cujo objetivo era o de criar mecanismos para flexibilização da rede, integrando os sistemas distribuídos de geração solar.

Em síntese, foi desenvolvida uma plataforma inteligente de mercado para flexibilizar as opções de distribuição, a partir de conexão com a infraestrutura do Operador. O conceito de “plataforma inteligente de mercado” baseia-se em uma ideia de semáforo de flexibilidade, que descreve a interação entre o mercado e a rede. Durante a operação regular, todos os serviços e produtos são comercializados através da plataforma, sem qualquer restrição. No caso de congestionamento, os serviços de flexibilidade requeridos são negociados de forma prioritária, enquanto que, em situações de emergência, o controle da rede é totalmente assumido pelo DSO (Mission Innovation Smart Grids, 2019). A Figura 88 e a Figura 89 ilustram os conceitos trabalhados no piloto.



Fonte: Mission Innovation Smart Grids (2019).

Figura 88 – Integração de Mercado e Rede Permite um Ambiente de Mercado Flexível



Fonte: Mission Innovation Smart Grids (2019).

Figura 89 – Conceito de Semáforo Aplicado à Operação da Rede

Como resultados, o piloto permitiu observar o comportamento das fontes renováveis dentro de uma nova estrutura organizacional de operação dos sistemas de rede. O gerenciamento ideal de problemas relacionados ao congestionamento foi facilitado pela determinação de faixas de potência individuais por empresa, dado que cada empresa é capaz de selecionar os horários adequados de flexibilidade para seus portfólios. Como exemplo, a (Mission Innovation Smart Grids, 2019) argumenta que os custos podem ser reduzidos em 80% caso a provisão de flexibilidade baseada no mercado seja utilizada, em detrimento da expansão convencional da rede. Portanto, o projeto possibilitou o aumento da proporção de energia renovável em redes inteligentes sem exceder os custos de investimento (Mission Innovation Smart Grids, 2019).

Outro projeto que pode ser destacado foi desenvolvido pelas empresas TenneT, Sonnen Group e IBM, em 2017, e implementado nas cidades fronteiriças entre Alemanha e Holanda. O piloto é parte do programa *TenneT Energy Community* e teve por objetivo utilizar a tecnologia *blockchain* para criar uma rede que pudesse facilitar a integração de veículos elétricos e de sistemas de armazenamento de energia.

Em síntese, o piloto é baseado na implementação de uma plataforma de gerenciamento de recursos, a partir de tecnologia *blockchain*, para garantir a verificabilidade e a transparência das transações entre os sistemas distribuídos de armazenamento, por meio de baterias, e dos veículos elétricos de pequena escala.

O objetivo é assegurar que o processamento da transação seja distribuído de maneira ideal entre todos os operadores e participantes da rede administrada. Usuários portadores de veículos elétricos foram recrutados para participação do piloto e são mantidos informados acerca do progresso do projeto a partir de oficinas de consulta e boletins mensais (Burger, 2017).

Em termos técnicos, o projeto visa a construção de uma rede de sistemas de armazenamento descentralizados, a partir da conexão de 6.000 de baterias domésticas, com vistas à equilibrar a produção intermitente de energia renovável. Inicialmente, o sistema terá capacidade de armazenamento de 24 MW.

O projeto foi finalizado em maio de 2019 e os resultados foram promissores. O piloto demonstrou que as baterias de armazenamento doméstico descentralizadas conectadas à rede através da tecnologia *blockchain* podem estabilizar a rede elétrica, sendo capazes de contribuir tanto com o balanceamento primário quanto com o redespacho. Além disso, o piloto incentivou a participação de consumidores no mercado de energia, uma vez que as empresas participantes do projeto compartilhavam os ganhos com o fornecimento de serviços ancilares à TenneT com os consumidores (Powermag, 2019). Frente ao sucesso do projeto e à expansão dos recursos energéticos distribuídos, a qual tem imposto problemas de congestionamento e capacidade cujo custos de redespacho são repassados ao consumidor, a TenneT pretende examinar outros projetos de *blockchain*.

Outro projeto piloto a ser destacado envolve a tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G). O projeto, iniciado em 2018 e financiado pelas empresas TenneT, The Mobility House e Nissan, está atualmente em fase de testes e envolve a participação de 10 veículos pré-selecionados da marca Nissan.

Em resumo, o piloto tem por objetivo avaliar a eficácia da implementação de tecnologia bidirecional de recarga, aproveitando o potencial das baterias dos veículos elétricos para armazenar eletricidade produzida localmente e alimentá-la de volta à rede para estabilizá-la. Os VE da Nissan são utilizados como sistemas móveis de armazenamento na área de atuação da TenneT, reduzindo diretamente os níveis de carregamento e as sobrecargas locais do sistema elétrico quando são reconectados à rede. Os principais resultados almejados com esse piloto é a

possibilidade de otimizar ainda mais a rede elétrica alemã, reduzindo níveis de carregamento e custos adicionais aos consumidores finais (The Mobility House, 2018).

Por fim, destaca-se o projeto piloto de microrredes realizado na comunidade alemã Mannheim-Wallstadt, em 2016. O piloto foi desenvolvido pela empresa estatal MVV e financiado pelo programa “*More Microgrids Project*” do *European FP 6* – grupo de empresas e investidores alemães que incentivam o desenvolvimento de projetos para inserção de novas tecnologias no setor elétrico.

O principal objetivo do projeto foi o desenvolvimento de um sistema de microrrede capaz de realizar o chaveamento, rápido e eficaz, do modo *on grid* para o *off grid*. Além disso, a microrrede foi projetada para integrar outros recursos energéticos distribuídos, como veículos elétricos, e realizar testes para adequabilidade do sistema para atendimento das novas demandas.

Em termos técnicos, o piloto foi modelado para atendimento de cargas residenciais e comerciais, com uma demanda total variando entre 80 kW e 230 kW. Para a geração, algumas tecnologias foram combinadas e implantadas no local:

- Uma célula de combustível de 4,7 kW.
- Um sistema solar-fotovoltaico de 3,8 kW e cinco sistemas instalados por investidores privados com um total de 30, kW.
- Uma unidade de armazenamento de 1,2 kW.
- Duas unidades elétricas cogeração de 9 kW e 5,5 kW.

Como principais resultados, observou-se que a microrrede foi capaz de realizar a troca dos modos operativos perfeitamente, com aumento de 2 Hz de frequência nos momentos de troca de conexão, devido à variação das cargas. Apesar do ligeiro aumento de frequência, o sistema foi capaz de realizar o pronto reestabelecimento da frequência assim que foi reconectado à rede principal.

Além disso, a aceitação social para a implantação do projeto na comunidade Mannheim-Wallstadt foi fundamental, permitindo concluir que a geração renovável pode ser adotada por pequenas comunidades, bem como contribuir para uma geração de energia elétrica mais limpa (Microgrids at Berkeley Lab, 2017).

Reino Unido

Em abril de 2019, foi publicado Relatório de Encerramento do Projeto de Capacidade de Controle de Frequência Aprimorado (*Enhanced Frequency Control Capability*, EFCC). Este projeto consistiu no desenvolvimento e aplicação de sistema de controle e monitoramento (MCS) para gerenciamento da frequência do sistema a nível regional. O projeto viabilizado pela Competição de Inovação de Redes (NIC), teve início em 2014 e contou com apoio de 6 empresas e 2 universidades. Entre as empresas que participaram estão Belectric, Centrica e Flexitricity. O orçamento total do projeto foi de £8,5 milhões National Grid (2019). O MCS demonstrou uma resposta de frequência rápida e coordenada, ao fornecer a resposta de energia ativa apropriada para a área da rede onde ocorreu uma perturbação de frequência na ausência de recursos suficientes nesta região, utilizando diferentes tecnologias de energia para estabilizar o sistema, como por exemplo: instalações solares fotovoltaicas, energia eólica e armazenamento (National Grid ESO, 2019).

Os resultados do projeto mostraram que o MCS é capaz de conter os eventos de problemas de frequência na rede mais efetivamente, em um período mais rápido, do que a tradicional resposta primária e secundária. Em geral, as tecnologias responderam positivamente às necessidades de controle de frequência:

- i. Sistemas solares fotovoltaicos: os testes mostraram que os sistemas com inversores podem fornecer serviços de resposta para a frequência, atingindo tempos de reação às solicitações de 880ms em média. Contudo, este tempo foi considerado mais lento que o esperado, devido a limitações como: tempos de resposta assimétricos do inversos; taxas de rampa planas e volatilidade da energia disponível;
- ii. Sistemas de armazenamento integrados aos sistemas solares: já os sistemas solares fotovoltaicos com baterias de armazenamento demonstraram reações mais rápidas, fornecendo suporte adicional ao controle de frequência;
- iii. Sistemas de energia eólica: foram capazes de fornecer uma resposta mais rápida em comparação com os requisitos do Código de Rede existente

(testes atingiram um tempo-alvo de 0,5 segundo). O projeto demonstrou um potencial de 0% a 5% de energia adicional das usinas eólicas para uso no controle de frequência, embora a integração dessa capacidade necessite de coordenação com outros serviços de resposta, devido ao período de recuperação das usinas dependente da velocidade do vento. O MCS permite a coordenação da resposta de outros provedores de serviços para compensar este período de recuperação dos rotores das turbinas.

Atualmente, está em aplicação o Projeto Potencial de Energia, iniciativa da National Grid e UK Power Networks, que tem como objetivo criar um mercado de energia reativa para fontes de energia distribuída conectados à rede de distribuição de forma que estas fontes sejam capazes de promover serviços de energia ativa e reativa para o sistema. Este projeto foi selecionado para o 14º Prêmio de Sustentabilidade Britânico de Energia Renovável (National Grid, 2020).

De acordo com GOV UK (2020a), a UK Power Networks iniciou o projeto que tem como objetivo utilizar baterias domésticas para apoiar a rede em Londres a fim de balancear os picos na demanda durante o inverno. Para este projeto a UKPN pagou 45 famílias para armazenar energia em baterias domésticas e utilizou a energia armazenada durante os momentos necessários. A partir deste projeto, a empresa observou que o pico de demanda reduziu cerca de 60% e as emissões de carbono em 20%.

Outro projeto piloto é o Electric Forecourts, destinado ao desenvolvimento do serviço de recarga para veículos elétricos com energia 100% de renovável (Gridserve, 2020). Espera-se que sejam desenvolvidas mais de 100 estações de recarga com energia gerada através de instalações solares e grande capacidade de armazenamento. Com a instalação dos parques solares necessários às estações de recarga e o uso de baterias para armazenamento será possível inclusive prestar serviços de rede que auxiliem no balanço energético. As estações contarão com espaço *wi-fi* e lojas de conveniência e as recargas devem demorar menos de 10 minutos.

Em 2017 Innovate UK, que faz parte da UK Research and Innovation¹⁵⁰, lançou a competição *Innovation in Vehicle-To-Grid (V2G) Systems: Real-World Demonstrators*. A Tabela 63 apresenta os projetos que foram implementados com sucesso.

Tabela 63 – Projetos de Sucesso V2G

Nome do Projeto	Aplicante Principal	Categoria	Custo do Projeto (£)	Financ. Solicitado (£)
PowerLoop: Domestic V2G Demonstrator Project	OCTOPUS ENERGY LIMITED	Doméstico: implementação de sistemas V2G com todos os fornecedores	6.993.133	3.127.489
e4Future	NISSAN MOTOR (GB)	Validação de serviços V2G em diversos cenários	9.864.302	6.000.379
SMARTHUB S Demonstrator	FLEXISOLAR	Integração do carregador V2G, bateria e controlador fotovoltaico em carregador Smart Hub	2.241.214	1.386.000
V2GO	EDF	Testes baseados em frota, incluindo perfil do cliente e adequação para serviços V2G	4.138.313	3.046.784
Bus2Grid	SSE Services	Avaliação da prestação de serviços V2G para ônibus	2.431.835	774.028
Sciurus	OVO ENERGY	Doméstico: Implementação de VPP e combinação de serviços de energia com locação de veículos	4.775.791	3.138.829
E-FLEX - Real-world Energy Flexibility	CISCO	Frotas habilitadas para V2G em áreas urbanas	5.290.958	3.664.687
EV-elocity	AT Kearney	Frotas e Aeroporto: validação da aceitação do cliente	5.622.154	3.899.284

Fonte: Adaptado de Everoze (2018) e GOV UK (2017).

¹⁵⁰ Órgão financiado pelo governo britânico que tem como objetivo fomentar o desenvolvimento de novas ideias ao longo do país.

De acordo com Energy Storage News (2020), as empresas Centrica e Sonnen terminaram um projeto de Usina Virtual no sul da Inglaterra. Foram instaladas e conectadas 100 baterias na nuvem da Centrica. Este projeto foi anunciado em 2019 e está aprovado pela National Grid para atuar na Resposta à Frequência. Segundo a Smart Energy International (2020), a usina virtual tende a ser a mais avançada e tem como objetivo aumentar a capacidade de armazenamento para estabilização da rede.

Outro projeto de usina virtual deve ser desenvolvido no Reino Unido. Segundo PV Magazine (2019), a empresa Moixa sediada em Londres tem como objetivo desenvolver uma usina virtual que combine energia fotovoltaica, armazenamento e veículos elétricos. Este projeto faz parte de outro projeto – *Smart Hubs smart local energy system* (SLES) – que tem duração de 3 anos e conta com cerca de £40 milhões de financiamento.

Há também projetos de microrredes dos tipos On-Grid e Off-Grid. O projeto desenvolvido na Ilha de Eigg (Windandsun, 2008), por exemplo, conseguiu construir um sistema Off-Grid baseado nas energias solar, eólica, hidráulica (pequenas usinas) e de baterias, mantendo apenas alguns geradores a diesel como backup. Os moradores acompanham seus dados de consumo através de medidores inteligentes e têm direito a até 5kW e as empresas locais à 10kW. O controle de tensão e frequência do sistema é realizado pelo conjunto inversores + banco de baterias. Já no campo dos sistemas On-Grid tem-se o *Smart Energy Islands* nas Ilhas Scilly (Westernpower, 2019), com previsão de entrega de resultados em Julho de 2020. Este se diferencia do projeto anterior pois é conectado ao sistema nacional (via cabos submarinos) e apresenta um programa de resposta da demanda.

Califórnia

De acordo com Sullivan et al. (2019), o projeto Plug-In Electric Vehicle Submetering Pilot foi realizado durante o período compreendido entre 2014 e 2017. O projeto consistiu basicamente em fazer com que alguns usuários residenciais com VE fossem submetidos a uma tarifa unicamente destinada ao carregamento de seus veículos, sendo o resto do domicílio faturado por uma tarifa à parte.

A tarifa à parte consistia em oferecer preços especiais para o carregamento de veículos, sobretudo ao oferecer preços mais atrativos durante os horários de fora ponta. O processo de medição e faturamento consistiam basicamente em fazer com que os dados de consumo de energia elétrica do medidor utilizado para o veículo elétrico fosse subtraído dos dados de consumo do medidor utilizado para todo o domicílio. Dessa forma, tanto a residência quanto os veículos são faturados de acordo com a sua tarifa.

Em relação aos resultados do projeto, mais de 90% dos participantes registraram algum tipo de satisfação, apontando como motivo principal a redução de despesas com o carregamento, enquanto que menos de 5% dos usuários expressaram insatisfação. Entre as razões apontadas para a insatisfação é possível citar problemas de faturamento e a sensação de que a redução de preços não era suficiente.

Apesar do resultado, Sullivan et al. (2019) ressaltam que a viabilidade técnica do projeto é prejudicada por desafios associados à precisão e processamento dos dados medidos e automatização do processo de entrada dos usuários. Além disso, pode ser necessário que as IOU façam investimentos que podem ir até US\$ 4,5 milhões para garantir a aplicação em larga escala.

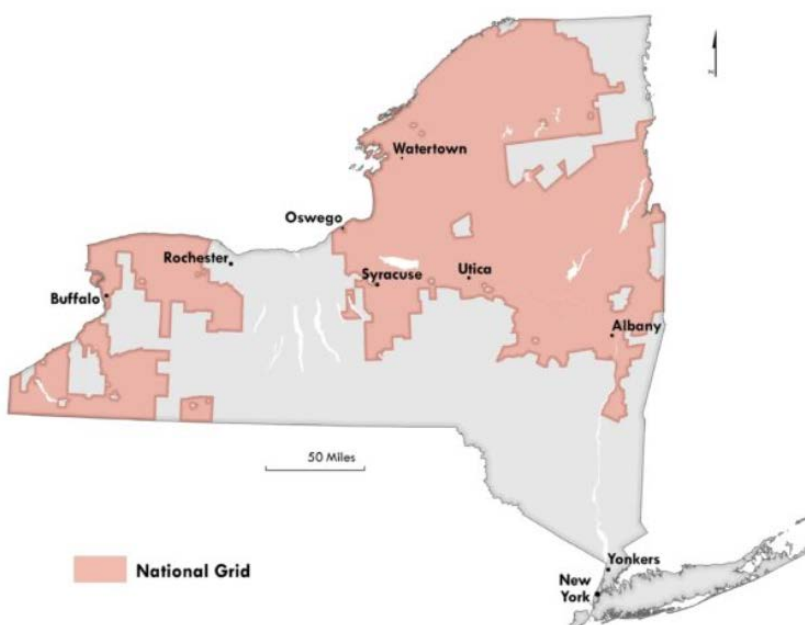
O California Statewide Opt-in Time-of-Use Pricing Pilot, projeto piloto de reposta da demanda, consistiu em fazer com que grupos de consumidores residenciais localizados nas áreas de atuação das IOU fossem remanejados para tarifas TOU. Os consumidores então poderiam escolher se ficariam na tarifa TOU para qual foram transferidos ou se retornariam para a tarifa inicial. Além disso, os consumidores também poderiam comparar quanto gastariam em cada opção tarifária. Segundo Trabish (2018), mais de 90% os usuários em todas as IOU testadas decidiram permanecer em categorias TOU.

A partir dos resultados do programa, a CPUC decidiu em 2018 que os usuários residenciais das IOU seriam automaticamente colocados em tarifas TOU. No caso da SDG&E os usuários deveriam ser transferidos até março de 2019. Para PG&E e SCE a data de migração de categoria corresponde a Outubro de 2020 (Trabish, 2018).

Nova Iorque

Como exemplo de projeto demonstrativo do REV, é possível citar o desenvolvimento de um mecanismo de remuneração de RED por meio da implementação de DSP no complexo universitário da Buffalo Niagara Medical Campus (BNMC). A escolha da BNMC foi parcialmente justificada pelos seus cerca de 34 MW de capacidade instalada em ativos de RED (National Grid, 2016).

O projeto foi desenvolvido entre 2016 e 2018 pela National Grid, distribuidora responsável pelo fornecimento de energia elétrica em Buffalo e em outras áreas do Estado de Nova Iorque. Além disso, o projeto também contou com a parceria da Opus One, empresa especializada no desenvolvimento de *software*. A Figura 90 mostra a área de atuação da National Grid.



Fonte: REVCONNECT (2020).

Figura 90 – Área de Atuação da National Grid

No que concerne à metodologia de remuneração utilizada no projeto, foi testada uma maneira de precificar a energia injetada pelo RED. Esta metodologia de precificação foi denominada “LMP+D+E”, uma vez que a remuneração foi baseada na soma de três componentes distintos. O primeiro deles, componente LMP, foi

baseado nos preços zonais do mercado atacadista do NYISO, além de também levar em consideração restrições de capacidade e perdas energéticas.

O segundo componente, denominado D, foi baseado nos benefícios causados pelos RED ao sistema de distribuição de energia elétrica por meio do alívio de carga em subestações e alimentadores. Seu cálculo é baseado em uma estimativa dos custos médios evitados no sistema de distribuição devido à presença de RED. O valor desta componente foi avaliado no projeto e espera-se que seja suficiente para incentivar a participação de RED na DSP desenvolvida pela distribuidora (National Grid ESO, 2019).

Por fim, a componente E faz referência aos benefícios ambientais causados por RED que não foram considerados pelas componentes LMP e D. Como exemplo de benefício ambientais é possível citar a redução de emissões de CO₂. É importante considerar que o uso desta componente não foi considerada durante o estágio inicial do projeto, mas esta foi inserida posteriormente para incentivar o uso de fontes renováveis.

De maneira geral, o projeto teve sucesso, uma vez que o modelo de DSP desenvolvido em Buffalo está em estado operacional e almeja realizar a expansão para outras regiões da distribuidora, como, por exemplo, a cidade de Utica. No entanto, os desenvolvedores estão realizando melhorias na plataforma, uma vez que o projeto foi desenvolvido para uma área, cliente e RED específicos.

Adicionalmente, National Grid (2018) sinalizou que o processo de expansão da plataforma para novos usuários e mercados foi prejudicado, pois é comum que muitos proprietários de RED já estejam sendo remunerados por algum tipo de contrato de venda de energia (Power Purchase Agreement – PPA) de longo prazo.

Austrália

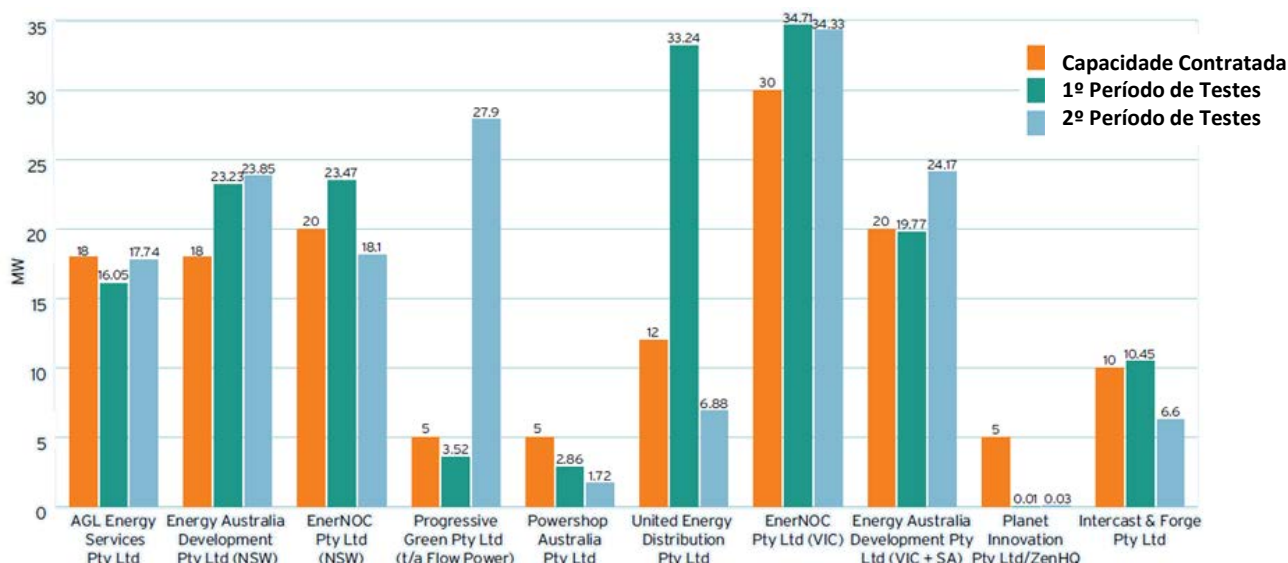
Como exemplo de projetos desenvolvidos pela ARENA, é possível citar a parceria realizada em 2017 com o AEMO e Entidades Governamentais para elaboração de 10 programas de resposta da demanda nos Estados de Victoria, Nova Gales do Sul e Austrália Meridional. A iniciativa busca atender às necessidades do *Reliability and Emergency Reserve Trader* (RERT) e possui duração de cerca de 3 anos (ARENA, 2020).

O RERT é um mecanismo de intervenção previsto na NER que prevê que o AEMO utilize reservas energéticas emergenciais por meio da contratação de unidade geradoras ou programas de resposta da demanda que não estão disponíveis no mercado. O objetivo do RERT é oferecer segurança energética em casos de previsão de grande queda nas reservas energéticas emergenciais. Neste sentido, o RERT é acionado em casos que não há mais oferta disponível no mercado, sendo utilizado geralmente durante períodos críticos de demanda (AEMO, 2020).

ARENA (2020) acrescenta que o RERT almeja provar a efetividade da resposta da demanda em períodos críticos causados no sistema elétrico australiano por picos de demanda durante o verão, além de também acrescentar 200 MW em capacidade de resposta da demanda para a Austrália.

O RERT envolveu a participação dos seguintes agentes: residenciais, comerciais, industriais, varejistas e agregadores. Os varejistas e os agregadores foram responsáveis por recrutar os usuários que estavam dispostos a reduzir o consumo de energia em um intervalo de 10 ou 60 minutos caso fossem notificados pelos varejistas e agregadores e recebessem incentivos financeiros (ARENA, 2019). A primeira etapa de teste foi realizada em dois períodos distintos durante o ano de 2018 e consistiu na contratação de 163,6 MW de capacidade.

ARENA (2020) considerou que os resultados do RERT durante a primeira etapa foram bem-sucedidos. Os varejistas, agregadores de serviços de resposta da demanda e indústrias foram capazes de gerenciar seus programas em um curto período de tempo com resultados positivos e, embora o desempenho variasse entre os proponentes individuais, no geral, o portfólio excedeu a capacidade contratada combinada. O Gráfico 6 mostra o desempenho dos agentes durante o primeiro ano do RERT.



Fonte: Adaptado de ARENA (2019).

Gráfico 6 - Desempenhos dos agentes durante o 1º ano do RERT

Chile

Sobre os estudos e projetos desenvolvidos para implementação de modelos de negócios para recursos energéticos distribuídos, pode-se destacar um projeto piloto implementado pela empresa Chilectra na capital Santiago. O piloto, desenvolvido pela Enel e pela Chilectra, começou no final de 2011, constituindo uma demonstração de um projeto de rede inteligente semelhante ao de Málaga e Barcelona, na Espanha.

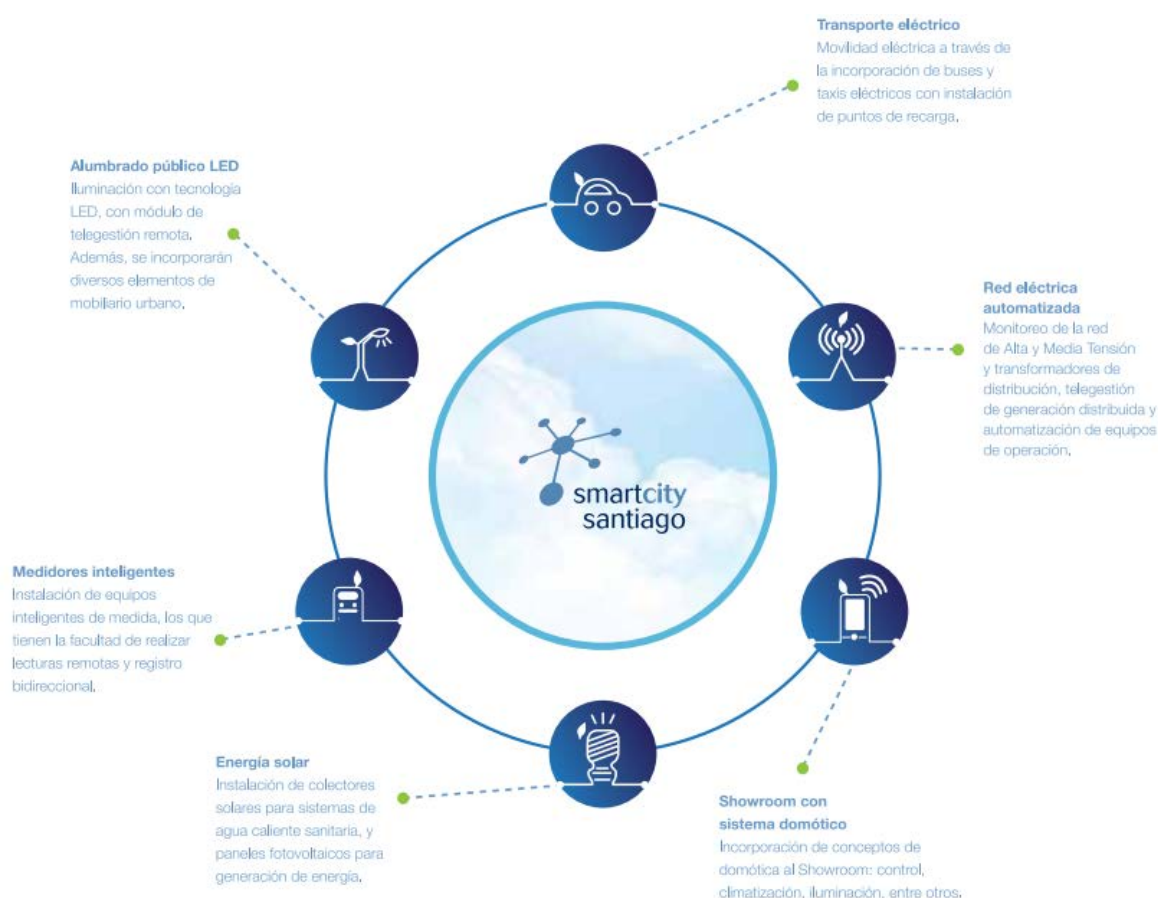
A Smartcity Santiago, primeira cidade inteligente no Chile, considerou: (i) a instalação de cerca de 100 medidores inteligentes em residências de usuários; (ii) a habilitação de um *showroom* de implantação de tecnologia; (iii) a instalação de sistemas de automação de redes de distribuição de média tensão; e (iv) um projeto de transporte elétrico com emissão zero e tudo complementado com acesso a instalações de TI.

O objetivo deste projeto piloto foi o de testar, em um ambiente de rede real no Chile, o conceito de *Smart Grid* em várias dimensões, para estudar sua aplicação e projeção em escalas maiores no ambiente urbano (FRAUNHOFER CHILE RESEARCH, 2014).

O objetivo da iniciativa é conscientizar as partes interessadas locais sobre os benefícios de tecnologias pioneiras, como medição inteligente, automação de redes de média tensão, iluminação urbana eficiente e mobilidade elétrica e *ecoenergia* ou energia renovável. Além disso, esse modelo de cidade tende a melhorar a qualidade de vida dos habitantes.

Neste sentido, cabe destacar as principais tecnologias incorporadas ao projeto piloto para sua efetiva realização: (i) implantação de casa inteligente com sistema de automação residencial; (ii) transporte público elétrico e instalação de eletrovias; (iii) instalação de medidores inteligentes com comunicação bidirecional; (iv) incorporação de infraestrutura elétrica com controle remoto ou automação de rede; (v) instalação de sistemas de geração fotovoltaica; e (vi) redes *wi-fi* gratuitas (FRAUNHOFER CHILE RESEARCH, 2014).

A Figura 91 demonstra as expectativas de resultados da *Smartcity* Santiago, ou seja, a projeção das características das cidades do futuro, aumento da eficiência energética para redução das perdas de energia, diminuição das emissões de gases poluentes e dos níveis de poluição sonora (ruídos), entre outros.



Fonte: Fraunhofer Chile Research (2014).

Figura 91 – Esquemático da Smartcity Santiago

Os principais produtos do piloto Smartcity Santiago foram os mapeamentos realizados para a incorporação de novas tecnologias na rede da distribuidora focando na capacidade de carregamento da rede, nos medidores utilizados, no cálculo dos benefícios auferidos para a distribuidora e para os clientes, entre outros.

Outra experiência que pode ser destacada está relacionada à primeira microrrede instalada no Chile, baseada em energia renovável (solar e eólica), designada como projeto ESUSCON (*Electrificación Sustentable Cóndor*) pelo Centro de Energia da Universidade do Chile (CE-FCFM), na comunidade Quíchua de Huatacondo. Essa iniciativa, pioneira na América Latina, entrou em operação em 2010. Seu objetivo inicial era eletrificar a comunidade com um sistema inteligente que permitisse suprir as necessidades energéticas por 24 horas.

Antes da chegada da microrrede, a comunidade Huatacondo era suprida por um gerador a diesel que funcionava apenas 10 horas por dia. O projeto piloto foi

financiado principalmente pela Empresa Minera Collahuasi, a partir de um modelo de financiamento privado com retorno previsto, após 5 anos de execução, sob duas modalidades: mista (pública e comunitária) ou autofinanciada (comunitária). (HERNÁNDEZ, 2015)

A Figura 92 ilustra a comunidade Quíchua de Huatacondo, do Chile, atendida pelo sistema de microrrede implementado pela empresa minera Collahuasi.



Fonte: Roberto Hernández (2015).

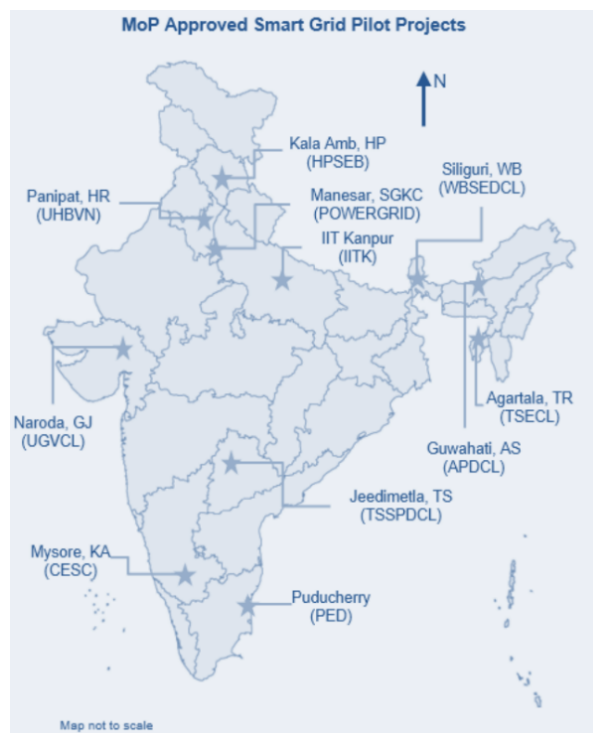
Figura 92 - Comunidade de Huatacondo

Após 5 anos de desenvolvimento do projeto, observou-se importantes mudanças sociais, econômicas e culturais, das quais destacam-se: (i) elevação do consumo de energia elétrica, a partir do aumento na quantidade de eletrodomésticos; (ii) acesso aos meios de comunicação e informação (TV via satélite e telefones celulares, especialmente); e (iii) surgimento de novos empreendimentos comerciais.

Índia

O ministério da energia sancionou projetos pilotos que são monitorados pela Missão Nacional de Rede Inteligente (NSGM) desde 2016. Atualmente, os 12 projetos possuem a finalidade de monitorar os recursos distribuídos e assim

verificar as necessidades da rede elétrica em seus pontos de conexões, como ilustra a Figura 93.



Fonte: Missão Nacional de Rede Inteligente.

Figura 93 - Projetos Pilotos na Índia

A Tabela 64 sintetiza a situação e suas respectivas funcionalidades, custos e número de consumidores dos 12 projetos pilotos a Índia.

Tabela 64 - Projetos Pilotos de Smart Grid na Índia

PROJETO	FUNCIONALIDADES	CUSTO	NÚMERO DE CONSUMIDORES	STATUS
CESC, Mysore	AMI, OMS, PLM, MG/DG	32.59	21.824,00	20496 meters installed
HPSEB, Himachal Pradesh	AMI, OMS, PLM, PQ	19.45	1.554,00	1346 meters installed
UHBVN, Haryana	AMI, PLM, OMS	NA	11.000,00	7044 meters installed
APDCL, Assam	AMI, PLM, OMS, PQ, DG	29.94	15.083,00	13598 meters installed
PSPCL, Punjab	AMI, PLM	10.11	2.737,00	Own Implementatio
WBSEDCL, West Bengal	AMI, PLM	7.03	5.265,00	Integrated FAT completed
TSECL, Tripura	AMI, PLM	63.43	45.029,00	15049 meters installed
TSSPDCL, Telangana	AMI, PLM, OMS, PQ	41.82	10.397,00	DLMStesting in progress
PED, Puducherry	AMI	46.11	33.499,00	2281 meters installed
UGVCL, Gujarat	AMI, OMS, PLM, PQ	23.18	23.760,00	250 meters installed
IIT Kanpur Smart City	AMI, HAS, SCADA, RE	12.50	20 households	Installation completed
Smart Grid Knowledge CentreLab	AMI, OMS, RE, CyberSecurity	5.04	Laboratory	Installation completed

Legenda					
AMI	Advanced Metering Infrastructure	DG	Distributed Generation	SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
OMS	Outage Management System	PQ	Power Quality	HAS	Home Automation System
PLM	Peak Load Management	MG	Micro Grids	FAT	Factory Acceptance Testing
HAS	Home Automation Solution	RE	Renewable Energy	DLMS	Device Level Message Specification

O projeto em Mysore possui uma infraestrutura avançada de medição com a finalidade de gerenciar o pico de demanda, interrupções, geração distribuída e microrrede. O projeto envolve mais de 21.824 consumidores nos âmbitos residenciais, comerciais, industriais e agrícolas, incluindo 512 conjuntos de bombas de irrigação. Além disso, a automatização e o monitoramento da rede de distribuição preveem uma significativa redução de perdas do sistema. Em relação à resposta da demanda, os programas de engajamento do consumidor foram iniciados antes da finalização de medidores inteligentes utilizando panfletos e anúncios públicos, além do desenvolvimento de um aplicativo para os consumidores (Bali, 2018).

Com a estratégia de infraestrutura de energia da Índia, especialmente em relação à geração distribuída, mobilidade elétrica e às microrredes, o armazenamento de energia torna-se um dos componentes mais cruciais para essa estratégia, por atuar em conjunto com outros RED. Assim, a implantação de projetos de armazenamento de energia de larga escala em baterias na Índia começou em 2017, com a empresa Power Grid instalando seus primeiros projetos piloto para regulação de frequência e posteriormente para outros serviços de rede, como os ancilares.

Segundo estudo da Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2019), os projetos piloto de armazenamento de energia devem ser implementados nas redes das distribuidoras do país em áreas urbanas e os resultados devem ser comparados às regiões com energia solar fotovoltaica instalada. O estudo espera que a maioria dos projetos propostos venha de locais onde é necessária a redução da dependência do uso de diesel. Além disso, a Corporação de Energia Solar da Índia (SECI) está avaliando projetos de armazenamento de energia juntamente com projetos de energia solar e eólica e inicia um esquema híbrido de 160 MW no estado de Andhra Pradesh.

Em relação às usinas virtuais, há um projeto piloto na cidade de Kayathar, em Tamil Nadu. Sua implementação está associada a outros projetos de geração de energia

na cidade, tais como a instalação de usinas eólica e de energia solar fotovoltaica. Uma usina de biomassa próxima à cidade também pode ser incluída na usina virtual.

México

Em termos de estudos e de projetos desenvolvidos para implementação de modelos de negócios para recursos energéticos distribuídos, pode-se destacar um projeto piloto implementado na cidade de Mexicali, na região da *Baja Califórnia*. O projeto foi desenvolvido, em 2018, pelo *Instituto Mexicano para la Competitividad* (IMCO) com vistas a reduzir a fatura de energia e, conseqüentemente, os subsídios tarifários, criando a possibilidade de canalizar estes recursos para outros objetivos estratégicos do Governo.

A ideia central do projeto é a de utilizar os subsídios tarifários aplicados aos usuários de baixa renda para financiar a instalação de painéis solares nas residências para o autoconsumo da energia produzida e para a venda de excedentes à rede da distribuidora. Neste projeto, além do benefício social referente à redução da fatura, a CFE *Distribución*, responsável pelos serviços associados à distribuição de energia, também seria beneficiada, a partir da possibilidade de realocação de investimentos dado a não aplicação de ônus a longo prazo devido aos subsídios (Photovoltaic Magazine, 2019).

Outro projeto piloto a ser destacado foi o dimensionamento, em 2017, de uma microrrede para suprimento, a partir de geração solar-fotovoltaica, da demanda da empresa Daltile México, indústria do ramo de manufaturas de produtos cerâmicos. O projeto teve como objetivo principal a redução do consumo de energia proveniente da rede da distribuidora e, conseqüentemente, da fatura mensal. Desta forma, o sistema projetado para funcionamento *off grid* proveria energia para suprimento de parte da demanda da empresa durante o seu período de funcionamento. A microrrede foi dimensionada com painéis solares de 330 W, inversores, reguladores de potências e baterias (Jiménez, 2017).

Por fim, destaca-se o projeto piloto elaborado pela Faculdade de Engenharia da *Universidad Autónoma de San Luis Potosí* denominado “*Piloto de una Planta Virtual Fotovoltaica Basada en Inversores Inteligentes y una Nube Digital*”. O projeto foi

desenvolvido, em 2018, no âmbito de um programa financiado pela Secretaria de Energia (SENER), com apoio do Banco Mundial (BM) e do Fundo Mundial para o Meio Ambiente (FMAM).

O projeto tem como objetivo a implementação de uma usina fotovoltaica virtual de 100 kW, formada a partir de 20 instalações fotovoltaicas residenciais de 5 kW, baseadas em inversores inteligentes. Por concepção, a planta será controlada por uma nuvem digital comercial que atuará no despacho dos painéis solares instalados a depender da demanda das residências. Este projeto piloto foi pioneiro na aplicação do conceito de usinas virtuais no mercado mexicano de geração distribuída.

Segundo apontado pela UASLP, o projeto possibilitou o mapeamento de possíveis aprimoramentos aos sistemas inteligentes de geração de energia, com vistas a facilitar a realização de serviços de suporte que contribuem para solucionar problemas devido à penetração massiva de energia renovável nas redes de distribuição (UASLP, 2018).

Colômbia

Em termos de estudos e de projetos desenvolvidos para implementação de modelos de negócios para recursos energéticos distribuídos, pode-se destacar um projeto piloto de microrrede implementado, em 2015, no *Campus de Laureles* da *Universidad Pontificia Bolivariana* (UPB), localizado em Medellín. O projeto foi desenvolvido pelo Grupo de Investigação em Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica da própria universidade com vistas a criar um campus universitário sustentável. Para tanto, almejava-se: (i) reduzir gradualmente a dependência dos operadores de rede; (ii) alcançar uma produção mais limpa de energia; (iii) aumentar a eficiência energética; (iv) expandir o gerenciamento limpo de água e de resíduos; e (v) controlar os níveis de perdas.

A microrrede implementada é a de maior capacidade operativa da Colômbia, contando com 10 subsistemas integrados: (i) três sistemas geradores fotovoltaicos instalados em telhados dos prédios do *campus*; (ii) três estações meteorológicas para avaliação da disponibilidade dos recursos solar e eólico; (iii) sistema automático para controle de temperatura e de iluminação; (iv) um biodigestor para

processamento de resíduos orgânicos; (v) um circuito de iluminação pública LED; (vi) uma estação de recarga para veículos elétricos; e (vi) um centro de controle para acompanhamento das variáveis de cada subsistema.

O projeto da UPB foi financiado a partir de parcerias realizadas entre a Faculdade de Engenharia da UPB e mais outros três departamentos acadêmicos, cinco parceiros comerciais e uma organização internacional (Millán, 2015).

Outro projeto piloto a ser destacado foi o dimensionamento de um sistema de geração distribuída para a empresa Madoco XXI, localizada na região de *Barrancabermeja*. O projeto, desenvolvido em 2019, teve como objetivo a redução do consumo da eletricidade proveniente da rede do OR local e, consequentemente, da fatura de energia. O sistema solar foi projetado pela empresa Gimacol Solar e conta com um total de 105 painéis solares, totalizando uma capacidade de 35 kWp. Em média, o sistema produz 142 kWh por dia, gerando uma redução de mais de \$ 2,5 milhões de pesos ao mês. Cabe destacar que o projeto foi o primeiro sistema solar com micro inversores inteligentes conectados à rede elétrica na Colômbia (Gimacol Solar, 2019).

Por fim, pode-se destacar o projeto piloto de resposta da demanda desenvolvido pela Empresa de Serviços Públicos de Medellín (EPM), em 2008. O projeto consistia na instalação de medidores inteligentes para consumo de energia pré-paga. A EPM desenvolveu um programa para que os usuários de baixa renda pudessem adquirir, de forma antecipada, créditos para consumo mensal de energia. Desta forma, esperava-se observar um controle maior de seus usuários e uma tendência de redução da demanda destes usuários nos horários de ponta do sistema, visto que o preço horário em posto de ponta é mais caro do que o de fora-ponta. Inicialmente, o piloto previa a conexão de 35 mil famílias em até 5 anos, sendo esse objetivo alcançado em apenas 3 anos (Merchán, 2015).

Espanha

Em termos de estudos desenvolvidos para implementação de modelos de negócios para recursos energéticos distribuídos, pode-se destacar o piloto SmartNet, realizado na cidade de Barcelona, Espanha.

O projeto SmartNet, finalizado em 2018, foi desenvolvido em conjunto com as empresas Endesa, Tecnalia, One e Vodafone. O objetivo principal do estudo era o de desenvolver possíveis serviços para um agente agregador dentro de um cenário de ampla difusão de recursos energéticos distribuídos no país. Este projeto também foi realizado paralelamente na Itália e na Dinamarca, com seus respectivos agentes envolvidos.

Segundo Endesa (2017), a Vodafone foi a responsável pela instalação de equipamentos repetidores de sinal em diversos pontos da rede de distribuição da cidade de Barcelona, região atendida pelos serviços da Endesa Distribuição. O objetivo era que, a partir de uma sinalização do operador de transmissão de necessidade de descongestionamento da rede, a distribuidora (que atuou como agregadora neste projeto) pudesse enviar um sinal para a desconexão de cargas do sistema, visando a recuperação e manutenção da estabilidade da rede.

Como resultado deste projeto, o mercado elétrico espanhol pode desenvolver um alicerce para que o papel dos agregadores de demanda pudesse ser amplamente difundido no país, contribuindo para uma rede mais flexível e mais renovável (Endesa, 2017).

Outro estudo que pode ser destacado é o projeto Movele, desenvolvido pelo Governo da Espanha em conjunto com o *Ministério de Indústria, Turismo y Comércio* e com o *Instituto para la Diversificación de Ahorro de la Energía* (IDAE).

Em síntese, o projeto, finalizado em 2011, visava a introdução, no período de 2 anos e em ambientes urbanos, de 2 mil veículos elétricos de várias categorias e tecnologias, bem como a instalação de cerca de 500 pontos de recarga pública para esses automóveis. O piloto foi financiado pelo Governo Federal com um orçamento total de 10 milhões de euros (Gobierno de España, 2011).

Entre os objetivos gerais do projeto, pode-se destacar: (i) demonstração da viabilidade técnica e energética da mobilidade elétrica em ambientes urbanos; (ii) criação, dentro das administrações locais envolvidas, de medidas para promover esse tipo de mobilidade, tais como o desenvolvendo uma infraestrutura de cobrança pública, a cultura de reserva de vagas em estacionamentos, a permissão de circulação em faixas exclusivas, etc.; e (iii) identificação e promoção de medidas

regulatórias que favoreçam a tecnologia dos veículos elétricos, tais como (a) medidas fiscais e econômicas na compra ou utilização de VE, (b) tarifas preferenciais no suprimento de energia, (c) modificação de normas que impeçam sua evolução, etc.

Como resultados, a promoção do estudo permitiu identificar e mensurar as principais barreiras técnicas e regulamentares que dificultavam o desenvolvimento do mercado de veículos elétricos na Espanha (Gobierno de España, 2011).

Itália

Em termos de estudos desenvolvidos para implementação de modelos de negócios para recursos energéticos distribuídos, pode-se destacar um piloto realizado na região da Isérnia, Itália.

Segundo Flego, et al. (2018), o projeto, iniciado em 2011, tinha como objetivo principal a criação de um novo modelo de proteção, de automação e de gerenciamento de sistemas de geração e de distribuição de energia elétrica com base em princípios de *smart grids*, considerando condições reais de operação. O estudo envolveu o Grupo Enel e englobou milhares de consumidores da cidade de Isérnia. O montante total de investimento estimado para a realização do estudo foi de cerca de 7,4 milhões de euros.

O projeto piloto englobou, entre outros fatores, os seguintes recursos inovadores: (i) infraestrutura avançada de monitoramento de variação da geração (solar e biogás) e do sistema de distribuição; (ii) monitoramento do impacto da participação dos geradores distribuídos no fluxo de potência do sistema; (iii) instalação de sistemas de armazenamento utilizando tecnologia de baterias a lítio, com capacidade de 1MW; (iv) criação de pontos de recarga para veículos elétricos; e (v) instalação de medidores inteligentes nas residências dos consumidores participantes do projeto.

Entre os principais resultados alcançados com o estudo, após 3 anos de acompanhamento, destaca-se a possibilidade de avaliar uma nova abordagem para os recursos energéticos distribuídos, em especial para a GD e para os sistemas de armazenamento distribuído. Em relação a este último, a cidade de

Isérnia foi a primeira localidade da Itália a verificar um sistema de armazenamento instalado e conectado à rede de distribuição (Flego, et al., 2018).

Outro estudo que pode ser destacado é o desenvolvido pela empresa Fiat Chrysler, em parceria com a Engie e com a Terna, em Piedmont, no norte da Itália. O projeto baseia-se na construção de um piloto envolvendo tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G) na unidade fabril da Fiat em Mirafiori, Turim (PV Magazine, 2020b).

Em linhas gerais, o projeto, iniciado em 2019, consiste em modificar a infraestrutura da rede de distribuição para que as baterias dos veículos elétricos possam injetar energia na rede, contribuindo para a estabilização do sistema. Na fase inicial do projeto, a ser finalizada em julho de 2020, a Engie deverá ter instalado 32 estações de V2G para atender uma demanda de 64 VE. Contudo, a Fiat Chrysler planeja expandir o horizonte de instalação, visando a interconexão de até 700 VE até o final de 2021.

Além disso, está previsto, no escopo do projeto, a inclusão de cerca de 20 MW de capacidade instalada em centrais distribuídas de geração solar, contribuindo para aumentar a representatividade desta fonte na matriz elétrica italiana. De acordo com a Fiat, espera-se que a fábrica de Mirafiori, selecionada para este projeto piloto, funcione como uma usina virtual, oferecendo uma ampla gama de serviços à operadora de rede local – Terna –, como a regulação ultra-rápida de frequência, por exemplo (PV Magazine, 2020b). Juntos, os projetos da planta solar e V2G têm um investimento estimado da ordem de 5 bilhões de euros, sendo financiado pela Fiat Chrysler (PV Magazine, 2020b).

Apêndice III – Normas Técnicas Internacionais para Conexão de RED

As normas técnicas internacionais foram criadas com o objetivo de definir os procedimentos e as regras necessárias para realizar a conexão de carga e de unidades geradoras ao sistema de distribuição. Estes procedimentos devem ser atendidos para a conexão de um novo cliente, visando a manutenção da qualidade, da estabilidade e da segurança do sistema.

O aumento da penetração dos diversos tipos de recursos energéticos distribuídos nos sistemas de distribuição ocasionou a necessidade de adaptação das normas técnicas de conexão até então existentes. Tal atualização visa incorporar as particularidades inerentes aos RED quando estes são conectados à rede de distribuição, sendo a conexão realizada comumente por meio de equipamentos relacionados à eletrônica de potência.

Dado que as normas técnicas visam a mitigação de distúrbios elétricos, para que haja uma correta integração dos RED à rede, estes devem atender minimamente a alguns requisitos pré-estabelecidos relacionados à: (i) conexão e operação, (ii) qualidade de energia; e (iii) segurança. A Tabela 65 sintetiza algumas normas que são utilizadas como referência em cada país pesquisado neste estudo.

Tabela 65 – Normas adotadas nos países

País	Norma Técnica
 Alemanha	VDE-AR-N 4105
 Reino Unido	EREC G98 e G99
 Estados Unidos (Califórnia)	IEEE 1547
 Estados Unidos (Nova York)	IEEE 1547
 Austrália	AS/NZS 61000 e AS/NZS 4777
 Chile	IEEE 1547/ VDE-AR-N 4105 ¹⁵¹
 Índia	IEEE 1547
 México	IEEE 1547
 Colômbia	IEEE 1547

¹⁵¹ Os requisitos técnicos estabelecidos no Chile obedecem às normas internacionais IEEE 1547 e VDE-AR-N 4105.

País	Norma Técnica
 Espanha	RDE 1699
 Itália	CEI 0-21

Fonte: Elaboração própria.

Conforme pode ser observado, o padrão mais reconhecido e utilizado internacionalmente é a norma 1547 do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), a qual inclui especificações e testes técnicos para conexão de recursos energéticos distribuídos com capacidade instalada inferior a 10 MVA.

Além das normas técnicas elencadas na Tabela 65, os países europeus também fazem referência às normas da *International Electrotechnical Commission* (IEC), as quais definem diretrizes relacionadas aos limites de qualidade e à segurança do sistema. Como exemplo, tem-se a norma IEC 61727, cujo escopo define padrões de conexão à rede de baixa tensão de distribuição de unidades de geração fotovoltaica com capacidade instalada inferior à 10 kVA.

Em especial, vale destacar que os requisitos técnicos de conexão ao segmento de distribuição na Alemanha são mais rigorosos devido à difusão elevada da energia solar-fotovoltaica na rede de baixa tensão, conforme aponta IRENA (2016). Neste sentido, a *German Association for Electrical, Electronic & Information Technologies* identificou a necessidade de definir regras mais exigentes para conexão, fato que resultou na publicação, em agosto de 2011, da norma VDE-AR-N 4105, que contém os principais aspectos para conexão de unidades geradoras à rede de distribuição.

A seguir, serão detalhados os principais requisitos técnicos definidos nas normas utilizadas como referência pelos países estudados.

Conexão e Operação

As principais variáveis observadas durante o monitoramento do sistema elétrico são a tensão e a frequência. A identificação de desvios em relação ao limite um permitido para qualquer uma dessas duas variáveis já caracteriza uma condição anormal de operação. Logo, os RED devem ser capazes de detectar tais variações anormais em regime permanente, cessando, desta forma, o fornecimento de

energia elétrica à rede conectada. Em geral, os parâmetros de tensão e frequência são medidos no ponto comum de conexão (PCC).

Em relação à **tensão**, é definido que o equipamento conectado à rede de uma distribuidora deve realizar a desconexão em um tempo máximo de desligamento¹⁵² permitido quando é identificada uma condição anormal de operação. A Tabela 66 e a Tabela 67 apresentam a comparação entre as faixas permitidas de atuação segundo cada norma identificada.

Tabela 66 – Resposta às condições anormais de tensão (1)

IEEE 1547		VDE-AR-N 4105 ¹⁵³		AS/NZS 61000	
Tensão (p.u.)	Tempo (s)	Tensão (p.u.)	Tempo (s)	Tensão (p.u.)	Tempo (s)
> 1,20	0,16	> 1,1	0,1	> 1,15	0,1
> 1,10	13,0	0,80 < V < 1,1	-	1,10 < V < 1,15	0,9
0,88 < V < 1,1	-	< 0,80	0,1	0,90 < V < 1,10	-
< 0,88	21,0	-	-	0,80 < V < 0,90	5,0
< 0,50	2,0	-	-	< 0,70	2,0

Fonte: Elaboração própria.

¹⁵² O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação para interrupção do fornecimento de energia. Logo, para que o sistema opere quando as condições normais forem reestabelecidas é necessário o monitoramento contínuo dos parâmetros da rede.

¹⁵³ Valores para PV de baixa tensão.

Tabela 67 – Resposta às condições anormais de tensão (2)

EREC G98 e G99		EREC G99 (>50MW)		RDE 1699		CEI 0-21 ¹⁵⁴	
Tensão (p.u.)	Tempo (s)	Tensão (p.u.)	Tempo (s)	Tensão (p.u.)	Tempo (s)	Tensão (p.u.)	Tempo (s)
> 1,19	0,5	> 1,10	1,0	> 1,15	0,2	> 1,15	0,2
> 1,14	1,0	$0,8 < V < 1,1$	-	> 1,10	0,6	$0,80 < V < 1,15$	-
$0,80 < V < 1,14$	-	< 0,80	2,5	$0,85 < V < 1,1$	-	< 0,80	0,4
< 0,80	2,5			< 0,85	1,5		

Fonte: Elaboração própria.

Vale destacar que, na Espanha, os usuários que possuem unidade de geração distribuída, conectados à baixa tensão, podem optar por não realizar injeção de energia na rede de distribuição. Nesses casos, as normas técnicas de conexão são regulamentadas pela ITC-BT-40, a qual é comum a todos os consumidores ligados à rede da distribuidora. Entretanto, para aqueles prosumidores que desejam injetar seu excedente na rede, devem cumprir os aspectos técnicos estabelecidos no Real Decreto 1.699/2011.

Já em termos da **frequência**, é definido que esta mantenha-se constante durante todo o período de operação do equipamento, sinalizando um equilíbrio entre a geração e a carga. Os requisitos técnicos para a frequência dependem do nível de tensão em que o equipamento de geração está conectado, sendo: (i) desconexão imediata para equipamentos conectados na BT; (ii) desconexão variável para MT/AT, a depender de estratégias para controle da estabilidade do sistema.

A Tabela 68 e a Tabela 69 ilustram os intervalos permitidos de operação dos equipamentos conectados à rede, bem como o tempo máximo permitido para sua desconexão quando da identificação de uma anormalidade.

¹⁵⁴ Potência Inferior a 800W

Tabela 68 – Resposta às condições anormais de frequência (1)

RDE 1699		VDE-AR-N 4105 / CEI 0-21		AS/NZS 61000	
Frequência (Hz)	Tempo (s)	Frequência (Hz)	Tempo (s)	Frequência (Hz)	Tempo (s)
> 51	0,2	> 51,5	0,1	> 52	0,2
48 < f < 51	-	47,5 < f < 51,5	-	47 < f < 52	-
f < 48	3	< 47,5	0,1	< 47	2

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 69 – Resposta às condições anormais de frequência (2)

EREC G98/G99		IEEE 1547 ¹⁵⁵	
Frequência (Hz)	Tempo (s)	Frequência (Hz)	Tempo (s)
> 52	0,5	> 62,0	0,16
47,5 < f < 52	-	> 61,2	300
< 47,5	20	58,5 < f < 61,2	-
< 47	0,5	< 58,5	300
		< 56,5	0,16

Fonte: Elaboração própria.

Qualidade de Energia

A qualidade da energia está relacionada à manutenção das características ideais do produto e do serviço de fornecimento de energia elétrica, prezando pela mitigação de desvios produzidos pela interação da rede e com os usuários finais (Rocha, 2016). Na regulação brasileira, a Seção 8.1 Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) contém as diretrizes que definem os aspectos e padrões técnicos do produto que devem ser seguidos pelas empresas de distribuição.

Para avaliar a qualidade do produto, ou seja, da energia que está sendo entregue aos clientes finais, além da observabilidade da frequência e da tensão, descritos anteriormente, outros parâmetros devem ser observados, quais sejam: harmônicos, desequilíbrio e flutuação de tensão e fator de potência.

¹⁵⁵ Valores padrão para os cenários de alta penetração de RED.

Harmônicos

Os harmônicos, também conhecidos como harmônicos de correntes, podem ser produzidos durante o chaveamento de equipamentos e cargas vinculados à eletrônica de potência. Essas cargas, chamadas de “não lineares” geram correntes não-senoidais, as quais provocam distorções na forma de onda de tensão e de corrente entregue aos usuários finais. Para mensurar a presença desta distorção, um dos indicadores utilizados é a Distorção Harmônica Individual (DHI), calculada pela relação entre a amplitude da corrente de ordem “h” e a corrente de ordem fundamental. A Equação 15 ilustra esta relação.

Equação 15 – Distorção harmônica individual

$$DHI = \frac{I_H}{I_1} \times 100 (\%)$$

Em que:

I_H : Valor eficaz da corrente harmônica da corrente de ordem h;

I_1 : Valor eficaz da corrente fundamental da corrente.

As Tabelas que se seguem apresentam os limites de distorções definidos em cada norma identificada neste estudo.

Tabela 70 – Limites de distorção harmônica de corrente de ordem ímpar – IEEE 1547

Harmônica	$h < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$35 \leq h \leq 50$	<i>Total Rated – current Distortion (TRD) (%)</i>
(%)	4	2	1,5	0,6	0,3	5

Fonte: Elaboração própria

Tabela 71 – Limites de distorção harmônica de corrente de ordem par – IEEE 1547

Harmônica	$h = 2$	$h = 4$	$h = 6$	$8 \leq h \leq 50$
(%)	1	2	3	Intervalo associado especificado na Tabela 64

Fonte: Elaboração própria

Tabela 72 – Limites de distorção harmônica de corrente de ordem ímpar – VDE-AR-N 4105

Harmônicas Ímpar	Corrente permitida (A/MVA)
3	3,00
5	1,50
7	1,00
9	0,70
11	0,50
13	0,40
17	0,30
19	0,25
23	0,20
25	0,15
$25 < h < 40$	$0,15 - 25/h$
$42 < h < 178$	$4,50/h$

Fonte: Adaptado de (Yuan-Kang Wu, 2017)

Tabela 73 – Limites de distorção harmônica de corrente de ordem par – VDE-AR-N 4105

Harmônicas Par	Corrente permitida (A/MVA)
$h < 40$	$1,50/h$
$40 < h < 178$	$4,50/h$

Fonte: Elaboração própria

Tabela 74 – Limites de distorção harmônica – EREC G98

Harmônica Individual	Corrente permitida (A)	Harmônica Individual	Corrente permitida (A)	Harmônica Individual	Corrente permitida (A)	Harmônica Individual	Corrente permitida (A)
2	1,080	12	0,153	22	0,084	32	0,058
3	2,300	13	0,210	23	0,098	33	0,068
4	0,430	14	0,131	24	0,077	34	0,054
5	1,140	15	0,150	25	0,090	35	0,064
6	0,300	16	0,115	26	0,071	36	0,051
7	0,770	17	0,132	27	0,083	37	0,061
8	0,230	18	0,102	28	0,066	38	0,048

Harmônica Individual	Corrente permitida (A)	Harmônica Individual	Corrente permitida (A)	Harmônica Individual	Corrente permitida (A)	Harmônica Individual	Corrente permitida (A)
9	0,400	19	0,118	29	0,078	39	0,058
10	0,184	20	0,092	30	0,061	40	0,046
11	0,330	21	0,107	31	0,073		

Fonte: Elaboração própria

Tabela 75 – Limites de distorção harmônica – EREC G99

Harmônica Individual	Harmônica – 1 fase (%)	Harmônica – 3 fases (%)
2	8	8
3	21,6	-
4	4	4
5	10,7	10,7
6	2,67	2,67
7	7,2	7,2
8	2	2
9	3,8	-
10	1,6	1,6
11	3,1	3,1
12	1,33	0,33
13	2	2

Fonte: Elaboração própria

Tabela 76 – Limites de distorção harmônica de corrente – AS/NZS 4777.2

Harmônicas Ímpar	Corrente permitida (%)	Harmônicas Par	Corrente permitida (%)
3, 5 e 7	4	2, 4, 6 e 8	1
9, 11 e 13	2	10 ao 32	0,5
15, 17 e 19	1		
21 a 33	0,6		

Fonte: Elaboração própria

Tabela 77 – Limites de distorção harmônica de corrente de ordem ímpar – RD 1699

Harmônicas Ímpar	Corrente permitida (%)
3	5
≥ 5	25/h

Fonte: Elaboração própria

Tabela 78 – Limites de distorção harmônica de corrente de ordem par – RD 1699

Harmônicas Par	Corrente permitida (%)
h	4/h

Fonte: Elaboração própria

Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado pela diferença entre as amplitudes da forma de onda da tensão ou entre as defasagem de cada fase do sistema. Esta anomalia pode afetar significativamente os sistemas de distribuição, em especial o segmento de baixa tensão.

A respeito desta anormalidade, as normas técnicas identificadas neste estudo estabelecem, em média, um limite máximo de 3% para variações da amplitude da tensão verificada nos terminais do consumidor final.

Flutuação de Tensão (Flicker)

Flicker é o fenômeno resultante da variação da tensão no ponto de suprimento do sistema, geralmente ocasionada pela variação de corrente de cargas elevadas.

Para a mensuração desta anomalia, faz-se necessária a utilização de um tratamento estatístico visto que a variação do flicker apresenta caráter aleatório. Para tanto, realiza-se uma medição da severidade da flutuação durante um período de observação de 10 minutos. O resultado desta observação é definido como o indicador de probabilidade em curto prazo, denominado *Probability Short Term* (P_{ST}). A partir do P_{ST} , calcula-se o P_{LT} (*Probability Long Term*), considerando um intervalo de 2 horas. A Equação 16 ilustra o cálculo do indicador P_{LT} .

Equação 16 – Cálculo do indicador P_{LT}

$$P_{LT} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{STi}^3}{N}}$$

Em que:

P_{STi} = valores consecutivos de P_{ST} .

A Tabela 79 resume os limites máximos definidos para os indicadores de flutuação de tensão segundo a norma especificada.

Tabela 79 – Limites de *flicker*

Indicador	IEEE 1547	VDE -AR-N 4105	CEI EN 50160
P_{LT}	0,70	0,80	0,65
P_{ST}	0,90	1,00	1,00

Fonte: Elaboração própria.

Fator de Potência (FP)

O fator de potência é um indicador que permite mensurar a eficácia de um sistema em termos da potência através da indicação do quanto da potência elétrica consumida pela carga está de fato sendo convertida em trabalho útil. Em linhas gerais, o FP é definido pela relação entre a potência ativa – expressa em kW – e a potência aparente – expressa em kVA.

Dada a interpretação deste indicador dentro de um sistema elétrico, fica evidente sua importância para o controle da qualidade de energia, sendo expressamente relevante sua manutenção dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas. As faixas de variação do FP são comumente definidas entre 0,95 indutivo ou capacitivo.

Contudo, caso o inversor da unidade geradora conectada à rede elétrica de uma distribuidora seja capaz de realizar o controle de potência reativa, operando com o FP fixo, as faixas de variação permitidas para o fator de potência reduzem para 0,8 atrasado ou adiantado (Stapleton, 2016).

Segurança

Por fim, em termos de padrões relacionados à segurança, alguns requisitos técnicos devem ser atendidos para que seja possível a participação ativa e segura dos RED no sistema elétrico da distribuidora. Além da adequação da instalação, em especial para o aterramento e a proteção elétrica, parâmetros como o tempo de reconexão e a injeção de corrente contínua na rede devem ser observados.

Tempo de Reconexão

No caso de uma desconexão, o RED devem ser capazes de atrasar sua entrada em serviço. A Tabela 80 ilustra os tempos de reconexão definidos segundo cada norma técnica.

Tabela 80 – Limites de reconexão na rede elétrica

VDE-AR-N 4105	EREC G98 e G99	RDE 1699	CEI 0-21	IEEE 1547
60s	20s	180s	300s	600s

Fonte: Adaptado de (Yuan-Kang Wu, 2017).

Injeção de Corrente Contínua (CC)

Em relação à injeção de CC na rede, os RED deve cessar o fornecimento de corrente à rede elétrica quando for verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos nas normas técnicas, conforme ilustra a Tabela 81.

Tabela 81 – Limites de injeção de CC na rede elétrica

IEEE 1574 / CEI 0-21 / AS/NZS 4777.2	EREC (G98 e G99) / RD 1699	VDE-AR-N 4105 ¹⁵⁶
$I_{DC} < 0,5 \text{ (\%)}$	$I_{DC} < 0,25 \text{ (\%)}$	$I_{DC} < 1 \text{ (A)}$

Fonte: Adaptado de (Yuan-Kang Wu, 2017).

¹⁵⁶ A VDE-AR-N 4105 estabelece que o sistema deve ser isolado dentro de 0,2 segundos quando a corrente contínua for superior a 1A.

Apêndice IV – Diretrizes de RED aplicadas aos Estados-Membros da União Europeia

Os Mercados de Energia Elétrica dos Estados-Membros da União Europeia (UE) devem seguir os critérios e diretrizes estabelecidas pela Comissão Europeia (CE). De acordo com CE (2019), o mercado de energia europeu é integrado por meio de projetos de infraestrutura interligada e regras comuns é a forma mais eficiente e barata de garantir um fornecimento de energia elétrica seguro e acessível aos cidadãos da UE. Além disso, estas ações também promovem o aumento de competição e permite maior controle de preços.

No que concerne aos critérios atualmente aplicados, a Regulamento nº 943/2019 e a Diretiva nº 944/2019 são referentes ao Quarto Pacote de Energia, que substituiu o Terceiro Pacote de Energia estabelecido em 2009. A Regulamento nº 943/2019 é responsável por estabelecer limites nos subsídios aplicados à ativos de geração que emitem uma grande quantidade de gases poluentes de acordo com a energia produzida (União Europeia, 2019a). Por sua vez, a Diretiva nº 944/2019 é responsável por estabelecer as regras que fazem com que os usuários tenham papel ativo no processo de mudança energética e por desenvolver um arcabouço que promova a participação desses usuários (União Europeia, 2019b).

O Regulamento nº 943/2019 possui maior foco na elaboração de diretrizes voltadas para o Mercado Interno de Eletricidade dos Estados-Membros, definindo principalmente as novas regras que serão aplicadas às Zonas de oferta¹⁵⁷ (*bidding zones*) e reforça o papel do mercado de energia no processo de fornecer sinais de preços adequados para a realização de investimentos.

No que diz respeito às diretrizes aplicadas aos RED, a Diretiva nº 944/2019 é responsável por estabelecer as regras comuns de geração, transporte, distribuição e armazenamento de energia elétrica para os Estados-Membros da UE. Além disso,

¹⁵⁷ Segundo OFGEM (2014), uma Zona de Oferta é a maior área geográfica em que os participantes de mercado estão aptos a realizar transações de energia sem alocar capacidade. As Zonas de Oferta são divididas de acordo com critérios distintos na Europa, podendo ser limitadas com base na fronteira de um país (ex:França), pode ultrapassar as fronteiras (ex: Alemanha e Áustria) ou até mesmo ser divididas em zonas distintas dentro de um país (ex:Itália).

a Diretiva 944/2019 também aborda regras para a proteção dos consumidores e de comercialização de energia, tendo como objetivo fazer com que mercados de eletricidade da UE sejam verdadeiramente integrados, competitivos, centrados no consumidor, flexíveis, equitativos e transparentes.

O papel desempenhado pelas agências regulatórias também é abordado pela Diretiva nº 944/2019. A Diretiva estabelece que as agências deverão ter autonomia para tomar decisões sobre todas as questões de regulação relevantes, com o objetivo de promover o funcionamento adequado do mercado de eletricidade local. Ademais, as agências deverão ser inteiramente independentes de quaisquer outros interesses públicos ou privados¹⁵⁸.

A Diretiva nº 944/2019 acrescenta que entidades reguladoras também deverão ter a possibilidade de fixar ou de aprovar as tarifas ou a metodologia de cálculo utilizada nas propostas dos operadores das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica. Além disso, as agências reguladoras têm a responsabilidade de assegurar que as tarifas de transporte e distribuição não sejam discriminatórias, reflitam os custos incorridos e levem em consideração os custos marginais a longo prazo que foram evitados devido à implementação de geração distribuída e resposta da demanda.

No que diz respeito à integração entre mercados, gestores de redes de energia elétrica e agências reguladoras dos Estados Membros, a Diretiva nº 944/2019 estabelece as maneiras que estes agentes podem cooperar no sentido da criação de um mercado interno de eletricidade altamente interligado e que aumente a integração da eletricidade de fontes renováveis, a livre concorrência e a segurança do abastecimento.

Apesar da Diretiva nº 944/2019 ser voltada aos países participantes da UE, isto não faz com que os Estados-Membros estejam proibidos de elaborar e lançar a suas próprias políticas energéticas. Dessa forma, dependendo das normas

¹⁵⁸ A Diretriz estabelece, no entanto, que tal fato não impede a fiscalização judicial ou a supervisão parlamentar, em conformidade com o direito constitucional dos Estados-Membros.

constitucionais dos Estados-Membros, estes poderão ser competentes para definir o enquadramento político por trás de suas próprias agências e entidades.

Apesar disso, as orientações gerais de política energética emanadas do Estado-Membro não poderão interferir na independência ou autonomia das entidades reguladoras. A seguir, serão detalhados as principais diretrizes e fundamentos por trás das políticas aplicadas aos RED localizados nos Estados-Membros da UE.

Geração Distribuída

A Diretiva nº 944/2019 estabelece que os Estados-Membros da UE devem assegurar a existência de procedimentos de autorização específicos que atuem de maneira simplificada e racionalizada para a geração descentralizada em pequena escala e/ou a geração distribuída, levando em conta as dimensões dos sistemas e seus potenciais impactos.

Os Estados-Membros da UE também devem estabelecer um quadro regulamentar com a função de permitir e incentivar os operadores das redes a contratar serviços de flexibilidade, incluindo a gestão de redes devido à congestionamentos em seus sistemas, com o objetivo de promover o aumento de eficiência do funcionamento e o desenvolvimento das redes de distribuição. Neste caso, o quadro regulamentar adotado pelos Estados-Membros da EU deve assegurar que os operadores de redes de distribuição possam contratar esses serviços por meio da utilização de geração distribuída, resposta da demanda ou armazenamento de energia. Além disso, também é necessário promover a adoção de medidas de eficiência energética, quando tais serviços possam, de forma eficaz em termos de custos, reduzir a necessidade de atualizar ou substituir a capacidade elétrica e possam apoiar o funcionamento eficaz e seguro da rede de distribuição.

No que concerne ao processo de contratação, os operadores de redes devem contratar esses serviços, de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados nas regras aplicadas ao mercado. No entanto, essas regras podem não ser aplicadas se as agências reguladoras determinarem que a contratação desses serviços não ocorre de maneira economicamente eficiente ou se essa contratação conduz a graves distorções do mercado ou resulta em um maior congestionamento de rede.

Por fim, o Regulamento nº 943/2019 afirma que Estados-Membros devem assegurar que, ao realizar o processo de despacho das instalações de geração de energia, os operadores de redes devem dar prioridade às instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável e que têm uma capacidade de produção de eletricidade instalada inferior a 400 kW, à medida em que a operação segura da rede de eletricidade nacional o permita, devendo sempre atuar com base em critérios transparentes e não discriminatórios.

Armazenamento Distribuído

Os operadores da rede de transporte devem elaborar e publicar procedimentos transparentes, não discriminatórios e eficientes para a conexão de instalações de armazenamento de energia à rede de energia elétrica. Além disso, tais procedimentos de conexão deverão ser submetidos à aprovação das agências de regulação locais.

Adicionalmente, os operadores da rede de transporte dos Estados-Membros da UE também não poderão recusar a ligação de uma instalação de armazenamento de energia com base em uma eventual limitação futura da capacidade disponível da rede¹⁵⁹. Ademais, o operador da rede de transporte também não poderá recusar um novo ponto de conexão e alegar que este processo acarretará custos adicionais relacionados com o necessário aumento da capacidade de elementos da rede nas imediações do ponto de conexão.

Estes fatores não prejudicam a possibilidade de o operador da rede de transporte limitar a capacidade de ligação garantida ou de oferecer ligações sujeitas a limitações operacionais para assegurar a eficácia em termos econômicos de novas centrais elétricas ou de instalações de armazenamento de energia, se essas limitações tiverem sido aprovadas pela entidade reguladora. A agência reguladora assegura que todas as limitações de capacidade de ligação garantida ou as limitações operacionais são introduzidas com base em procedimentos transparentes e não discriminatórios e que não criam obstáculos indevidos à entrada no mercado. Se a central elétrica ou a instalação de armazenamento de

¹⁵⁹ Como um congestionamento em partes afastadas da rede de transporte, por exemplo.

energia suportar os custos relacionados com a garantia da ligação ilimitada, não se aplicam limitações.

No que diz respeito à posse e utilização de ativos de armazenamento por parte dos operadores de rede, a Diretiva nº 944/2019 determina que estes agentes não deverão deter, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento de energia. Além disso, na nova configuração do mercado da eletricidade, os serviços de armazenamento de energia deverão ser competitivos e baseados em soluções oferecidas pelo mercado.

As restrições aplicadas à posse de ativos de armazenamento distribuído por parte das operadoras visam prevenir a distorção da concorrência, eliminar o risco de discriminação, garantir o acesso equitativo de todos os participantes no mercado a serviços de armazenamento de energia e promover a utilização eficaz e eficiente das instalações de armazenamento de energia.

No entanto, caso as instalações de armazenamento de energia sejam componentes de rede plenamente integrados e não sejam utilizadas para fins de balanceamento ou gestão do congestionamento, as mesmas não deverão, mediante aprovação da entidade reguladora, estar sujeitas às mesmas restrições que proíbem os operadores de sistemas de deter, desenvolver, gerir ou explorar estas instalações. Tais componentes da rede plenamente integrados poderão incluir instalações de armazenamento de energia, como super capacitores ou volantes de inércia, que prestam serviços importantes para a segurança e a confiabilidade das redes, e contribuem para a sincronização das diferentes partes do sistema.

O Regulamento nº 943/19 estabelece que os agentes responsáveis pelos operadores do mercado da eletricidade devem apresentar produtos para negociação nos mercados para o dia seguinte e intradiários em lotes que permitam a licitação de 500 kW ou menos, de forma a possibilitar a participação efetiva da resposta da demanda, do armazenamento de energia e da energia renovável de pequena escala, inclusive por meio da participação direta dos usuários.

Agregação e Resposta da Demanda

A Diretiva nº 944/19 estabelece que os Estados-Membros da EU devem assegurar que todos os clientes são livres¹⁶⁰ para comprar e vender serviços de eletricidade, incluindo por meio de serviços de agregação, independentemente do seu contrato de fornecimento de eletricidade e através de uma empresa de eletricidade escolhida por si.

Os Estados-Membros devem assegurar que, caso um cliente final pretenda celebrar um contrato de agregação, este consumidor terá direito a fazê-lo sem o consentimento das empresas de eletricidade. Os Estados-Membros devem assegurar que os participantes do mercado envolvidos na agregação informem plenamente os clientes sobre os termos e as condições dos contratos que lhes oferecem.

Os usuários dos Estados-Membros da UE também deverão ter o direito a receber, gratuitamente, todos os dados pertinentes sobre a resposta da demanda ou sobre a energia elétrica fornecida ou vendida, no mínimo, uma vez por cada período de faturamento, caso solicitem. Além disso, os usuários também não deverão estar sujeitos a requisitos técnicos e administrativos e a procedimentos ou taxas discriminatórias por parte do seu comercializador com base no fato dos usuários terem celebrado um contrato com um participante no mercado envolvido na agregação.

A Resposta da Demanda também é contemplada pela Diretiva nº 944/2019. Segundo a Diretiva, os Estados-Membros devem permitir e fomentar a participação da resposta da demanda através de processos de agregação. Além disso, os usuários que prestam serviços de resposta da demanda por meio de agregação devem participar de forma não discriminatória em todos os mercados de eletricidade.

No que se refere ao papel dos operadores de rede dos Estados-Membros, a Diretiva nº 944/2019 ordena que estes agentes tratem de forma não discriminatória os participantes do mercado envolvidos, sejam eles produtores ou usuários que

¹⁶⁰ Com exceção da comercialização.

participem de processos de agregação da resposta da demanda levando em conta apenas as capacidades técnicas dos participantes.

Em relação às práticas adotadas pelas agências regulatórias, a Diretiva nº 944/2019 estabelece que o quadro regulamentar dos Estados-Membros também deverá assegurar, pelo menos, os seguintes elementos:

- Direito de acesso aos mercados de eletricidade por parte dos participantes no mercado envolvidos na agregação, incluindo os agregadores independentes, sem que haja consentimento dos outros participantes no mercado;
- Regras que sejam transparentes, não discriminatórias e que definam claramente os papéis e as responsabilidades dos usuários e empresas que atuam no setor elétrico;
- Normas e procedimentos transparentes e não discriminatórios para o intercâmbio de dados entre participantes no mercado envolvidos com atividades de agregação e outras empresas de eletricidade, além de garantir fácil acesso aos dados e protegendo simultânea e plenamente informações comercialmente sensíveis e de cunho pessoal;
- Obrigação de os participantes no mercado envolvidos na agregação serem financeiramente responsáveis pelos desvios que causarem na rede de eletricidade. Nessa medida, devem ser responsáveis pela liquidação de desvios ou devem delegar a sua responsabilidade de balanceamento de energia, nos termos do artigo 5º do Regulamento nº 943/2019;
- Uma disposição que estabeleça que os clientes finais que tenham um contrato com agregadores independentes não estão sujeitos a pagamentos indevidos, sanções ou outras restrições contratuais indevidas por parte dos seus comercializadores;
- Procedimento de resolução de litígios entre os participantes no mercado envolvidos na agregação e outros participantes no mercado, incluindo a responsabilidade pelos desvios.

No que diz respeito à regulação e padrões técnicos, os Estados-Membros da UE deverão assegurar que as agências reguladoras ou, caso os sistemas jurídicos dos

Estados-Membros assim o estabeleçam, que os operadores de redes de transporte e distribuição, estabeleçam os requisitos técnicos da participação da resposta da demanda em todos os mercados da eletricidade em colaboração estreita com os participantes no mercado e os clientes finais. Neste caso, o processo deverá ser feito com base nas características técnicas desses mercados e nas capacidades da resposta da demanda com ou sem agregação.

Os Estados-Membros da UE poderão estabelecer que as empresas atuantes no setor elétrico ou os usuários participantes paguem uma indenização aos outros agentes do mercado responsáveis pela realização de serviços de balanceamento de energia, caso esses agentes sejam diretamente afetados pela prestação de serviços de resposta da demanda.

As indenizações aplicadas não podem criar obstáculos para que agregadores entrem no mercado. Nesse caso, a indenização deverá limitar-se a cobrir estritamente os custos incorridos pelos comercializadores dos clientes participantes ou pelos agentes de mercado responsáveis pelos serviços de balanceamento durante a ativação da resposta da demanda.

Por fim, a metodologia de cálculo da indenização poderá levar em conta os benefícios gerados pelos agregadores independentes aos outros participantes no mercado e, nesse caso, os agregadores ou consumidores participantes podem ter que contribuir para essa indemnização, apenas se à medida que os benefícios para todos os comercializadores, clientes e respectivos agentes de mercado responsáveis pelo balanceamento não excedam os custos diretos suportados. Além disso, tal metodologia de cálculo deverá ser submetida à aprovação da entidade reguladora ou de outra autoridade nacional competente.

Sistemas de Medição

A Diretiva nº 944/2019 também aborda tópicos relativos à infraestrutura de medição. Neste caso, o documento afirma que todas as unidades consumidoras dos Estados-Membros da UE poderão solicitar a instalação de medidores inteligentes em suas instalações.

No que diz respeito à capacidade de medição, medidores inteligentes instalados devem ter a capacidade de medir com precisão o consumo real de eletricidade ao

longo do tempo e de fornecer informações aos usuários sobre o período de utilização efetivo. Ademais, a Diretiva nº 944/2019 também afirma que o equipamento instalado deverá ter capacidade de registrar a energia elétrica introduzida na rede a partir das instalações dos prosumidores.

Em relação às informações registradas pelos medidores inteligentes, os dados relativos aos histórico de consumo devem ser registrados de acordo com os intervalos de preço do mercado e também devem ser de fácil acesso e entendimento por parte dos consumidores. A Diretiva nº 944/2019 acrescenta que os medidores inteligentes também devem levar em consideração a privacidade dos usuários e proteger seus dados.

Por fim, para o caso dos usuários que não tenham instalados medidores inteligentes, a Diretiva nº 944/2019 afirma que os Estados-Membros devem assegurar que os usuários tenham medidores convencionais com capacidade de medir com precisão o seu consumo efetivo. Além disso, os Estados-Membros também devem garantir que esses usuários possam proceder com facilidade à leitura dos medidores convencionais.

O Regulamento nº 943/2019 estabelece que os agentes responsáveis pelos operadores do mercado da eletricidade devem disponibilizar produtos para negociação nos mercados para o dia seguinte e intradiários em lotes que permitam a licitação de 500 kW ou menos, de forma a permitir a participação efetiva da resposta da demanda, do armazenamento de energia e da energia renovável de pequena escala, inclusive por meio da participação direta dos usuários.

Comercialização de Energia

Os Estados-Membros da UE deverão garantir que todos os clientes possam comprar livremente eletricidade com o comercializador de sua escolha, devendo assegurar também que todos os clientes são livres para celebrar simultaneamente mais do que um contrato de fornecimento de eletricidade, desde que a conexão e os pontos de medição necessários se encontrem estabelecidos.

Os comercializadores são livres para fixar os preços de comercialização da energia elétrica fornecida aos clientes. Neste caso, cabe aos Estados-Membros tomar todas as medidas adequadas para assegurar a concorrência efetiva entre

comercializadores de energia elétrica. Além disso, os Estados-Membros estão autorizados a tomar medidas de intervenção pública com o objetivo de fixar os preços de comercialização da eletricidade pagos pelos clientes vulneráveis ou em situação de carência energética.

No que tange à granularidade temporal, os Estados-Membros da UE devem garantir que o quadro regulamentar nacional permita aos comercializadores oferecer contratos de eletricidade com preços dinâmicos. Os Estados-Membros devem garantir que os clientes finais que tenham um medidor inteligente instalado podem solicitar a celebração de contratos de eletricidade a preços dinâmicos com pelo menos um comercializador e com todos os comercializadores que tenham mais de 200.000 clientes finais.

Os comercializadores de energia elétrica deverão garantir que os clientes finais estejam plenamente cientes da vantagens, dos custos e dos riscos inerentes dos contratos de eletricidade com preços dinâmicos. Além disso, os comercializadores são obrigados a fornecer informações sobre o que diz respeito à necessidade da existência de um medidor de eletricidade adequado e também devem obter o consentimento dos usuários antes de efetuada a mudança desse usuário para um contrato com preços dinâmicos.