

CADERNOS

**FGV ENERGIA**

MAIO 2016 | ANO 3 | N° 7 | ISSN 2358-5277

# RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS



# RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS



---

#### **DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

#### **EQUIPE TÉCNICA**

*Coordenação Editorial*

Lavinia Hollanda

*Autores*

Tatiana Bruce da Silva

Lavinia Hollanda

Paulo César Fernandes da Cunha

#### **EQUIPE DE PRODUÇÃO**

*Coordenação Operacional*

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

*Diagramação*

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

[bruno@bmmaisdesign.com.br](mailto:bruno@bmmaisdesign.com.br)

---



#### PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

#### PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

#### VICE-PRESIDENTES

Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque

#### CONSELHO DIRETOR

##### Presidente

Carlos Ivan Simonsen Leal

##### Vice-Presidentes

Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque

##### Vogais

Armando Klabin, Carlos Alberto Pires de Carvalho e Albuquerque, Ernane Galvêas, José Luiz Miranda, Lindolpho de Carvalho Dias, Marcílio Marques Moreira e Roberto Paulo Cezar de Andrade

##### Suplentes

Antonio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto, Eduardo Baptista Vianna, Gilberto Duarte Prado, Jacob Palis Júnior, José Ermírio de Moraes Neto e Marcelo José Basílio de Souza Marinho.

#### CONSELHO CURADOR

##### Presidente

Carlos Alberto Lenz César Protásio

##### Vice-Presidente

João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos e Cia)

**Vogais** - Alexandre Koch Torres de Assis, Angélica Moreira da Silva (Federação Brasileira de Bancos), Ary Oswaldo Mattos Filho (EDESP/FGV), Carlos Alberto Lenz Cesar Protásio, Carlos Moacyr Gomes de Almeida, Eduardo M. Krieger, Fernando Pinheiro e Fernando Bomfiglio (Souza Cruz S/A), Heitor Chagas de Oliveira, Jaques Wagner (Estado da Bahia), João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos & Cia), Leonardo André Paixão (IRB – Brasil Resseguros S.A.), Luiz Chor (Chozil Engenharia Ltda.), Marcelo Serfaty, Marcio João de Andrade Fortes, Orlando dos Santos Marques (Publicis Brasil Comunicação Ltda.), Pedro Henrique Mariani Bittencourt (Banco BBM S.A.), Raul Calfat (Votorantim Participações S.A.),

Ronaldo Mendonça Vilela (Sindicato das Empresas de Seguros Privados, de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro e do Espírito Santo), Sandoval Carneiro Junior (DITV – Depto. Instituto de Tecnologia Vale) e Tarso Genro (Estado do Rio Grande do Sul).

**Suplentes** - Aldo Floris, José Carlos Schmidt Murta Ribeiro, Luiz Ildefonso Simões Lopes (Brookfield Brasil Ltda.), Luiz Roberto Nascimento Silva, Manoel Fernando Thompson Motta Filho, Roberto Castello Branco (Vale S.A.), Nilson Teixeira (Banco de Investimentos Crédit Suisse S.A.), Olavo Monteiro de Carvalho (Monteiro Aranha Participações S.A.), Patrick de Larragoiti Lucas (Sul América Companhia Nacional de Seguros), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A.), Sérgio Lins Andrade (Andrade Gutierrez S.A.) e Victório Carlos de Marchi (AMBEV).



#### DIRETORIA

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

#### COORDENAÇÃO DE PESQUISA

Lavinia Hollanda

#### COORDENAÇÃO DE RELAÇÃO INSTITUCIONAL

Luiz Roberto Bezerra

#### COORDENAÇÃO DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

#### COORDENAÇÃO OPERACIONAL

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

#### PESQUISADORES

Bruno Moreno R. de Freitas  
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz  
Mariana Weiss de Abreu  
Michelle Bandarra  
Mônica Coelho Varejão  
Rafael da Costa Nogueira  
Renata Hamilton de Ruiz  
Tatiana Bruce da Silva

#### ESTAGIÁRIA

Júlia Febraro F. G. da Silva

#### AUXILIAR ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

#### CONSULTOR

Paulo César Fernandes da Cunha

PRAIA DE BOTAFOGO, 190, RIO DE JANEIRO – RJ – CEP 22250-900 OU CAIXA POSTAL 62.591 – CEP 22257-970 – TEL: (21) 3799-5498 – WWW.FGV.BR

Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

# Agradecimentos

---

Esse caderno traz uma reflexão sobre Recursos Energéticos Distribuídos (RED) e sua inserção no mercado de energia elétrica brasileiro. A geração distribuída, a eficiência energética, o gerenciamento de demanda e o armazenamento de energia compõem esse elenco de recursos que, atuando proxima-mente ao uso final da energia, é capaz de oferecer soluções – tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda – que contribuam para o equilíbrio no atendimento energético.

O entendimento sobre Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil muito tem a ganhar na interação entre os centros de pesquisa nacionais e com pesquisadores e profissionais do exterior. Assim, agra-decemos à colaboração recebida de diversos profissionais do Brasil e de outros países na realização desse caderno. Acreditamos que as experiências pesquisadas na realização dessa publicação, e agora compartilhadas com o público em geral, auxiliarão a melhor entender e desenvolver os RED no Brasil.

Em nome da **FGV Energia**, agradecemos a todos aqueles que disponibilizaram seu tempo para a realização de conversas sobre o tema, além da viabilização e produção dos artigos inclusos nesse caderno: Ahmad Faruqui, Alex Sandro Feil, Dirk Uwe Sauer, Jorge Luiz Stark Filho, Julia Badeda, Juliana Leão, Kai-Philipp Kairies, Kateri Callahan, Kevin Lucas, Lori B. Brutton, Lucas Bressan, Luiz Moraes Jr., Manuella Lion, Márcio Venício Pilar Alcântara, Matt Stokes, Neil Gerber, Néelson Leite, Richard Kauffman, Ryan Hledik, Solange Bezerra, Tiago Correia, Tais Palácio e outros profissionais que também contribuíram para o projeto.

Aproveitamos também para expressar nossa gratidão aos nossos colegas da FGV Energia. A manuten-ção de um ambiente de pesquisa colaborativo, onde o debate e o questionamento das questões mul-tidisciplinares que afetam o setor energético são atividades cotidianas, é de primordial importância no melhor entendimento das políticas que afetam não apenas o setor, mas o país como um todo.

---

**TATIANA BRUCE DA SILVA**

Pesquisadora FGV Energia

**LAVINIA HOLLANDA**

Coordenadora de Pesquisa FGV Energia

**PAULO CÉSAR FERNANDES DA CUNHA**

Consultor Sênior FGV Energia

---

# Índice

---

6

INTRODUÇÃO

---

9

O CONCEITO DE RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

---

41

ASPECTOS ECONÔMICOS E  
REGULATÓRIOS PARA INSERÇÃO  
DOS RED NA MATRIZ ELÉTRICA

---

53

TECNOLOGIAS PARA  
DESENVOLVIMENTO DOS RED

---

71

INCENTIVOS PARA O  
DESENVOLVIMENTO DOS RED

---

88

CONCLUSÕES

---

90

LISTA DE SIGLAS

---

92

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

# Introdução

---

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem aprofundando a discussão sobre o *trade off* entre preocupação ambiental e climática e segurança energética. Com a redução da capacidade de regularização dos reservatórios e o consequente despacho quase contínuo das termelétricas desde 2012, a busca por soluções energéticas capazes de diversificar a matriz brasileira de maneira segura e limpa se tornou um desafio primordial no âmbito das políticas energéticas nacionais.

No cenário mundial, o acordo aprovado na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 21), em dezembro de 2015 - e sua posterior assinatura em abril de 2016 - fortalece a necessidade de uma maior discussão no Brasil sobre fontes energéticas mais limpas. Além disso, a crescente mudança no comportamento dos consumidores de eletricidade em diversos países sinaliza para uma nova tendência mundial na demanda por energia que, cedo ou tarde, vai chegar ao Brasil. O

consumidor, que antes era um agente passivo no modelo do setor elétrico, vem mostrando comportamento cada vez mais ativo na maneira como ele demanda sua energia e em relação aos serviços que ele pode extrair do seu consumo de eletricidade. As evoluções tecnológicas, principalmente no lado da demanda, têm um papel importante nessa mudança de comportamento do consumidor.

Essas tendências mundiais e nacionais, além das peculiaridades do SEB – geração predominantemente hidrelétrica e de grande porte, operação centralizada e sistema integrado de transmissão em praticamente todo o país – apontam para a importância do planejamento e da inclusão mais efetiva de outros recursos energéticos disponíveis. Dentre esses recursos, destacamos os Recursos Energéticos Distribuídos.

Os Recursos Energéticos Distribuídos atuam tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta, e englobam<sup>1</sup>:

---

1. Bradford et. al., 2013.

- 
- i. Geração Distribuída<sup>2</sup>
  - ii. Armazenamento de energia
  - iii. Eficiência Energética e
  - iv. Gerenciamento de Demanda

Do ponto de vista da operação da rede, esses recursos levam de modo geral ao mesmo resultado: eles reduzem ou transformam a carga que a rede precisa atender. Essa característica, por si só, já é suficiente para levantar a necessidade de estudos sobre os RED, uma vez que eles promovem alterações na estrutura econômica de todo o sistema<sup>3</sup>. Do ponto de vista do consumidor, os RED permitem uma maior partici-

pação na geração e gestão do consumo da sua própria energia.

O desafio de incorporar os RED aos modelos elétricos existentes é estrutural, pois a mudança deve ocorrer na maneira de se pensar esses modelos. Apenas introduzir alguns elementos de RED nos modelos vigentes não só pode gerar várias ineficiências, como também desperdiçar os benefícios potenciais que esses recursos podem trazer. Em suma, a eventual entrada de todos os elementos dos RED no SEB implicará em perturbações na estrutura do atual modelo. Esse caderno, portanto, terá como objetivo promover a discussão sobre os recursos energéticos distribuídos e como sua inserção pode alterar o setor de energia elétrica brasileiro.

---

2. Nem toda energia distribuída advém de fontes renováveis. Geradores a diesel, por exemplo, podem gerar mais poluentes do que a tradicional energia centralizada. Esse caderno, contudo, focará na inserção da energia distribuída limpa na matriz de energia elétrica.

3. Bradford et. al., 2013.



# O conceito de Recursos Energéticos Distribuídos

---

## GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Ao mesmo tempo em que a geração distribuída é uma novidade nos mercados de energia elétrica, ela também é um conceito antigo, que caiu em desuso a partir da evolução da geração de energia para um sistema centralizado. No início do desenvolvimento da eletricidade, a geração de energia acontecia por meio de pequenas centrais geradoras que se encontravam próximas das unidades consumidoras. Dessa forma, pode-se argumentar que a geração distribuída não está sendo inserida no modelo de energia elétrica; ela está, sim, sendo reintroduzida, dado que o atual modelo não responde mais completamente a todas as necessidades dos agentes nele envolvidos. Em particular, as recentes evoluções tecnológicas vêm contribuindo para transformar a relação do consumidor final com a energia.

A geração distribuída pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou situada no próprio consumidor<sup>4</sup>. No Brasil, a definição de GD é feita a partir do Artigo 14º do **Decreto Lei nº 5.163/2004**:

“Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: (i) hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; (ii) termelétrico<sup>5</sup>, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.”

---

4. Ackerman et. al., 2001.

5. Empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética de 75%.



Além disso, o Decreto estabelece que a distribuidora interessada na contratação de energia proveniente de geração distribuída deverá promover a abertura de uma chamada pública para informar aos demais agentes possivelmente interessados. Conforme Art. 15 do mesmo decreto, o limite para essa contratação, no entanto, é de 10% da carga do agente de distribuição<sup>6</sup>.

Além desse Decreto, o arcabouço regulatório brasileiro associado à geração distribuída

está representado através de três importantes Resoluções:

- A **Resolução Normativa nº 167/2005**, que estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente da geração distribuída;
- A **Resolução Normativa nº 482/2012**, responsável por instituir as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica; e

---

6. Brasil, 2004. Para empreendimentos próprios não há o limite de 10%.

## A rede elétrica disponível é utilizada como backup quando a energia gerada localmente não é suficiente para satisfazer as necessidades de demanda do “prosumidor”

---

- A **Resolução Normativa nº 687/2015**, que aprimora a Resolução 482 com vistas à redução de barreiras para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil.

A geração distribuída no Brasil tem como base o *net metering*, no qual o consumidor-gerador (ou “prosumidor”, palavra derivada do termo em inglês *prosumer – producer and consumer*), após descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e inserida na rede (sistema de compensação de energia). Sempre que existir esse saldo positivo, o consumidor recebe um crédito em energia (em kWh) na próxima fatura e terá até 60 meses para utilizá-lo. No entanto, os “prosumidores” não podem comercializar o montante excedente da energia gerada por GD entre eles<sup>7</sup>. A rede elétrica disponível é utilizada como ba-

ckup quando a energia gerada localmente não é suficiente para satisfazer as necessidades de demanda do “prosumidor” - o que geralmente é o caso para fontes intermitentes de energia, como a solar.

O sistema de *net metering*, contudo, é alvo de críticas por diversos agentes. Os “prosumidores” argumentam que o benefício que eles trazem para o sistema não é totalmente mensurado, como a redução de emissões de gases poluentes devido à maior utilização de fontes renováveis, por exemplo. Já os distribuidores e os consumidores que não usam geração distribuída alegam que os custos de manter a rede como *backup* para a GD são repassados de maneira desproporcional para eles, em função do atual desenho da tarifa. Essa questão será discutida em mais detalhe no capítulo seguinte.

---

7. Na nova resolução há a possibilidade de consumidores se unirem em consórcio para adquirir a energia por geração distribuída de um terceiro micro produtor independente. Os termos do consórcio, entretanto, não podem permitir que o pagamento varie com o volume de energia comercializada. O contrato do consórcio deve estipular um valor fixo a ser pago pela energia.

# Geração distribuída é iniciativa que conjuga economia e sustentabilidade

Tiago Correia, diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Desde abril de 2012, com a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede da sua concessionária de distribuição. Essa geração, conectada à rede por meio de unidades consumidoras, é denominada microgeração distribuída (potência instalada de até 75 kW) ou minigeração distribuída (potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW).

Tanto o sistema de compensação quanto as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição foram estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, regulamento que possibilitou o avanço nas relações entre o consumidor e sua distribuidora e conjuga inovação tecnológica, economia financeira, consciência socioambiental e sustentabilidade.

O sistema de compensação, também conhecido pelo termo em inglês *net metering*, per-

mite que a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração seja cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Os créditos de energia gerados são válidos por 60 meses.

Esse sistema incentiva a geração de energia elétrica próxima à carga, implicando potenciais benefícios para o setor elétrico brasileiro, tais como: a diversificação da matriz energética, com baixo impacto ambiental; a criação de empregos diretos e indiretos associados à instalação; e a promoção da indústria nacional. Outras vantagens da geração distribuída sobre a centralizada tradicional são, por exemplo, a economia dos investimentos em transmissão, a redução das perdas nas redes e a melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica.

Com o objetivo de reduzir barreiras existentes à implantação da geração distribuída, eu tive a oportunidade de relatar o processo de revisão dessa norma, aprovado por unanimidade pela Diretoria colegiada da ANEEL em novembro de 2015.

Na revisão da resolução 482, que entrou em vigor em 1º de março de 2016, foram estabelecidas quatro formas diferentes de configuração para utilização da energia gerada pela micro ou

minigeração distribuída: uso no local, autoconsumo remoto, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. As duas primeiras configurações (uso local e autoconsumo remoto) consistem, respectivamente, na geração de energia elétrica na mesma unidade consumidora onde os créditos serão utilizados para abater o consumo e na utilização de créditos excedentes de uma determinada unidade consumidora em outra instalação do mesmo titular (mesmo CPF ou mesmos CNPJ). Essas duas possibilidades já existiam no texto original da Resolução Normativa nº 482/2012 e foram apenas aprimoradas na revisão realizada em 2015.

Uma terceira forma de participação no Sistema de Compensação se dá em empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras pela instalação de micro ou minigeração num condomínio com rateio dos créditos entre os condôminos em porcentagens previamente definidas pelo próprio condomínio. A quarta e última possibilidade de arranjo para participação é por meio da geração compartilhada. Nesse esquema, um grupo de consumidores de uma determinada área de concessão pode se reunir em um consórcio ou cooperativa, instalar uma micro ou minigeração distribuída em nome desse consórcio/cooperativa e repartir os créditos de energia entre todos os associados para redução de suas faturas.

A redução do fluxo de caixa das distribuidoras também foi estimada na análise de impacto regulatório, a partir da variação de receita do mercado de baixa tensão em 2024 sem geração

distribuída e a receita que esse mercado teria para cada cenário de inserção de microgeração. Contudo, como haverá aumento na conta dos consumidores, abate-se parte da redução percebida pelas distribuidoras. A redução na conta de energia para os consumidores com geração distribuída foi calculada a partir do somatório da economia média obtida por esses consumidores para cada cenário em 2024. Com isso, concluiu-se que a medida traz baixo custo econômico para as concessionárias de distribuição e médio ganho econômico para os consumidores – o que a torna vantajosa.

As simulações realizadas pela Agência mostraram, no cenário mais otimista, a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019. A grande aceleração na quantidade de novos sistemas ocorreria somente a partir de 2020, quando se espera a conexão de mais um milhão de unidades consumidoras e a instalação de 4.000 MW adicionais. Nesse sentido, foi estabelecida a necessidade de uma nova revisão da norma, com foco no aspecto econômico, a ser realizada até o final de 2019. Quando essa revisão ocorrer, a ANEEL certamente deverá preservar o princípio da segurança regulatória e manter o regime jurídico dos consumidores que vierem a aderir ao sistema de geração distribuída na vigência da versão atual da norma.

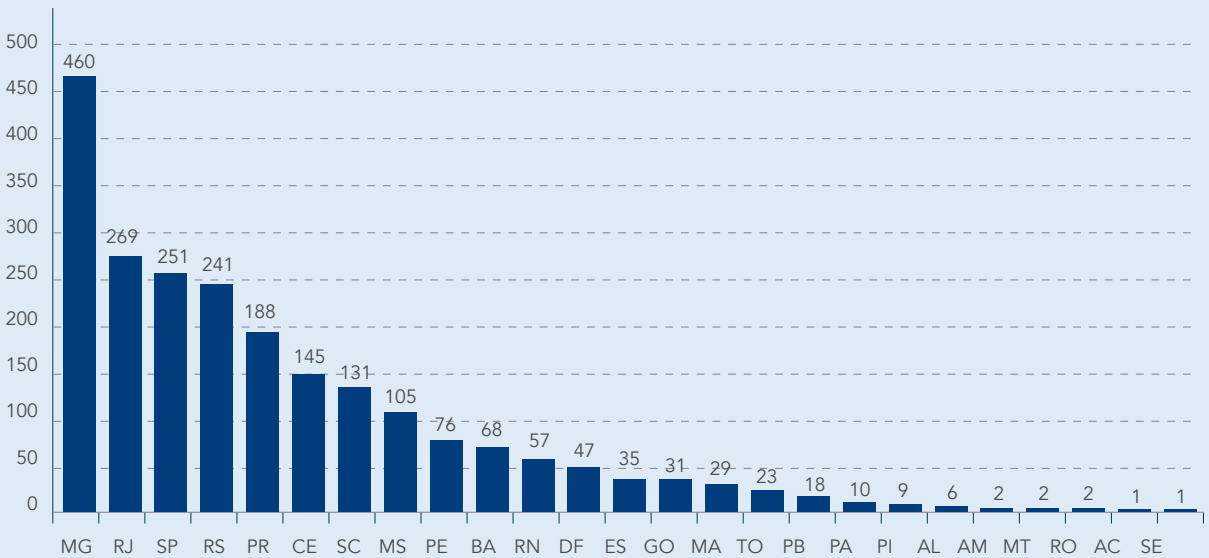
Entretanto, nem todas as barreiras à implantação da geração distribuída estão na competência do órgão regulador. A questão tributária, por exemplo, implicou amplo diálogo da

ANEEL com o Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz). A iniciativa resultou no convênio ICMS 16/15 que tem, atualmente, a adesão de 15 unidades da Federação (SP, PE, GO, AC, AL, MG, RJ, RS, RN, CE, TO, BA, MA, MT, DF). É importante ressaltar que, além de aderir ao convênio, é necessário que cada estado publique seu decreto para incorporar a isenção para que o consumidor receba esse benefício. O gráfico a seguir mostras as conexões por UF, até janeiro de 2016.

Além da aplicação do ICMS, há ainda outros desafios enfrentados atualmente pela microgeração distribuída. Especial destaque deve ser dado à necessidade de divulgação e à falta de linhas de financiamento amplas e atrativas.

Apesar disso, a ANEEL estima um forte crescimento da geração distribuída. Em uma projeção para 2024, as quase 2.000 instalações atuais podem ultrapassar 1,2 milhão de consumidores, com uma capacidade instalada superior a 4.500

FIGURA 1: NÚMERO DE CONEXÕES POR UF

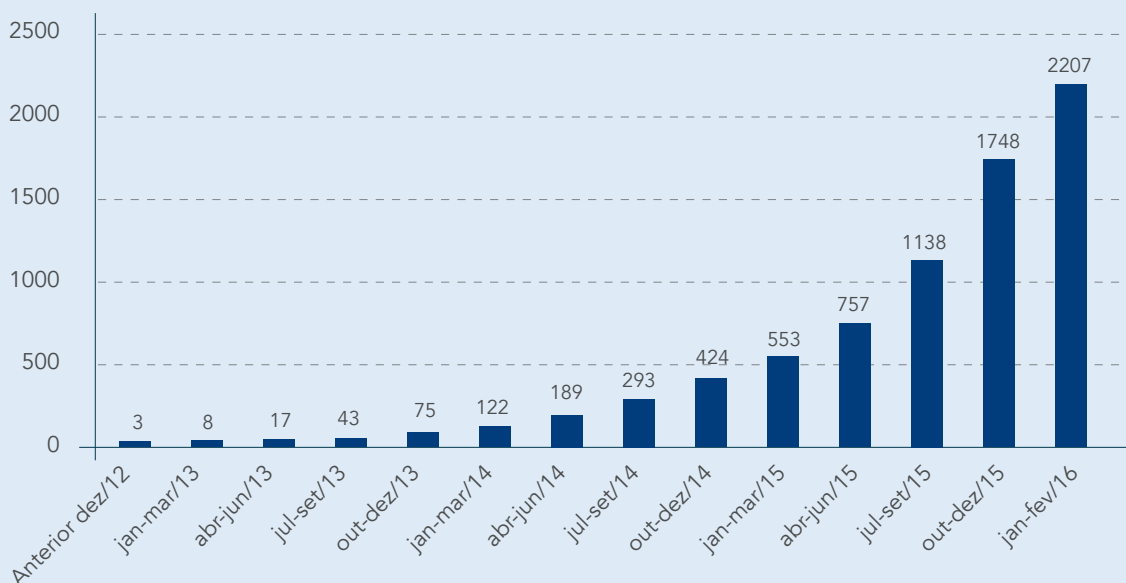


megawatts (MW) – o que corresponde ao abastecimento de um estado como Santa Catarina – conforme demonstra o gráfico abaixo. Com esse nível de adesão à geração distribuída, será possível obter ganho de escala nas instalações e, conseqüentemente, o possível desenvolvimento de uma indústria nacional.

Eu aderi e estou implantando em minha casa

uma instalação de 2.040 Watts-pico (Wp, medida de potência energética, normalmente associada a células fotovoltaicas). É um bom negócio, que proporcionará uma economia de cerca de R\$ 1.900 por ano e uma expectativa de retorno do investimento perto de sete anos, sem considerar o impacto positivo no valor do imóvel e, principalmente, a iniciativa que aponta para uma nova atitude, mais consciente e sustentável.

FIGURA 2: NÚMERO DE CONEXÕES ACUMULADO



## Os dilemas da Geração Distribuída no Brasil

**Nelson Fonseca Leite,**  
presidente da Associação  
Brasileira de Distribuidores  
de Energia Elétrica  
(ABRADEE)

O segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil vem enfrentando um sobressalto atrás do outro. Nos anos de 2013 a 2015 ocorreu a mistura explosiva de uma situação hidrológica desfavorável com distribuidoras subcontratadas resultando em um desequilíbrio financeiro, cujas consequências perduram até hoje.

Em 2013 e 2014, a estratégia foi de se evitar que houvesse repasse dos custos elevados para as tarifas, o que levou num primeiro momento aos aportes do tesouro e posteriormente à contratação de empréstimos através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, com a garantia de pagamento quando tais custos fossem repassados às tarifas. O que se iniciou em 2015, com o realismo tarifário. Em virtude da retração da economia, o mercado desabou e o setor passou a vivenciar uma realidade completamente oposta. Passou a sobrar energia contratada pelas distribuidoras, ao mesmo tempo em que os preços da energia no chamado mercado de curto prazo desabaram.

As distribuidoras são obrigadas a comprar energia em leilões regulados. No atual modelo do setor elétrico brasileiro, a expansão do parque gerador é garantida por meio de financiamentos das novas usinas, lastreadas nos contratos de longo prazo que os geradores estabelecem com as distribuidoras, que, por força de seus contratos de concessão, devem garantir o fornecimento a uma determinada área na qual exercem o monopólio do fornecimento. Para tanto, recebem contratos de compra de energia de longo prazo com os geradores, que utilizam a garantia dos recebíveis para financiar seus empreendimentos e assim expandirem o segmento. O modelo prevê ainda que cada distribuidora pode atender até 10% do seu mercado com energia adquirida de geração distribuída em sua área de concessão. A grande discussão é por que as distribuidoras usam muito pouco esse recurso. A resposta está no repasse para as tarifas, que ficaria dependendo de valores máximos estabelecidos em função de leilões do passado e trazem incerteza, podendo ocasionar prejuízo às distribuidoras.

Discute-se muito, hoje, também os conceitos de micro e minigeração distribuída. Parece de fato que elas são tendências e auxiliarão na expansão da geração, na medida em que alguns consumidores poderão gerar parcela da energia que consomem, injetando ou demandando da rede elétrica os valores residuais do seu consumo. No entanto, da mesma forma, é preciso

definir como remunerar as redes elétricas para que elas estejam em condições de realizar estes serviços com qualidade cada vez maior.

Recentemente, a diretoria da ANEEL aprovou alterações na Resolução nº 482/12, com a publicação da Resolução nº 687/15, que regulamenta o processo de compensação de energia para esses geradores. Dentre as alterações aprovadas, está a ampliação das fontes que podem ser utilizadas; a ampliação do limite da central geradora de 1 MW para 5 MW; o aumento do prazo de validade dos créditos de 36 para 60 meses; a possibilidade de instalação de geração em condomínios; a possibilidade de diversos consumidores se unirem para implantar uma geração compartilhada; a instituição de formulários padrão para a solicitação de acesso e a redução dos prazos envolvidos neste processo. A expectativa da diretoria da Agência é de que as alterações facilitem a ampliação da utilização da energia solar fotovoltaica.

Durante a discussão realizada sobre as alterações propostas, a ABRADÉE apresentou suas contribuições para um desenvolvimento sadio e sustentável dessa sistemática que, entretanto, não foram acolhidas. Nossa visão de sustentabilidade é coerente com os seus três pilares: ambiental, econômico e social.

Não há controvérsias sobre a sustentabilidade ambiental dessa sistemática de incentivos às fontes alternativas, em especial na mini e micro geração. No final do ano passado, dirigentes de mais de 180 países do mundo se reuniram em Paris para a Conferência do Clima. No evento, foram

discutidas as metas de redução das emissões de carbono até 2030. Um dos vilões da emissão desses gases que provocam o aumento da temperatura na terra é o setor de geração de energia elétrica, que queima combustíveis fósseis nas usinas termoeletricas. O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo. Mais de 80% da energia elétrica gerada no nosso país é proveniente de fontes renováveis. Agregar mais geração de fontes renováveis contribuirá para tornar a matriz energética do Brasil ainda mais limpa.

Contudo, a atual regulamentação não atende aos dois outros quesitos de sustentabilidade. Primeiro porque depende de subsídios tarifários, ou seja, não é sustentável no quesito econômico; e, segundo, é um subsídio perverso, pois irá reduzir valor compulsoriamente do segmento de distribuição de energia elétrica e, em momento posterior, aumentará as tarifas dos demais consumidores, inclusive dos consumidores de baixo poder aquisitivo. Ou seja, também não é sustentável do ponto de vista social, pois aqueles que possuem condições de adquirir os equipamentos para a micro geração fotovoltaica serão beneficiados, mas os consumidores que não podem fazer tal aquisição terão de arcar com uma tarifa de uso da rede mais elevada para compensar o que os outros deixarão de pagar.

A experiência internacional mostra que arranjos desse tipo são insustentáveis no longo prazo. Diversos países europeus estão revisitando suas políticas por uma combinação de restrições fiscais (quesito econômico) e de impacto tarifário aos demais consumidores (quesito social da sustentabilidade).

## Uma sugestão de simples implementação regulatória seria aplicação da tarifação binômia, na qual se separa a componente de uso dos fios da de energia na Baixa Tensão, como já ocorre para os usuários da Média Tensão.

---

A existência deste subsídio não é uma mera ilação. Está reconhecida na documentação desenvolvida pela ANEEL, inclusive com uma estimativa dos valores envolvidos.

Várias propostas foram construídas visando tornar sustentável o desenvolvimento do sistema de compensação. Uma sugestão de simples implementação regulatória seria aplicação da tarifação binômia, na qual se separa a componente de uso dos fios da de energia na Baixa Tensão, como já ocorre para os usuários da Média Tensão. Não há restrição técnica para isso, pois o medidor bidirecional que será instalado para medir o balanço de consumo e injeção de energia tem essa funcionalidade

Apesar dos sólidos argumentos de que o Decreto nº 86.463/81 deu poderes ao então DNAEE

(Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) para estabelecer tarifas diferenciadas em função de sua destinação, o entendimento da Agência é de que é necessária uma alteração no Decreto nº 62.724/68 para possibilitar esta cobrança da parcela do uso do sistema para os atendimentos em baixa tensão. O curioso foi observar que a regulamentação em que se propõem estimular o novo sob condições insustentáveis teve que recorrer ao antigo, de uma época em que as placas fotovoltaicas pertenciam aos satélites artificiais e aos homens do espaço.

Não adianta promovermos a sustentabilidade apenas em sua vertente ambiental se negligenciarmos as outras duas, pois estaremos deixando como legado às futuras gerações um sistema que não se sustenta nas suas dimensões econômica e social.

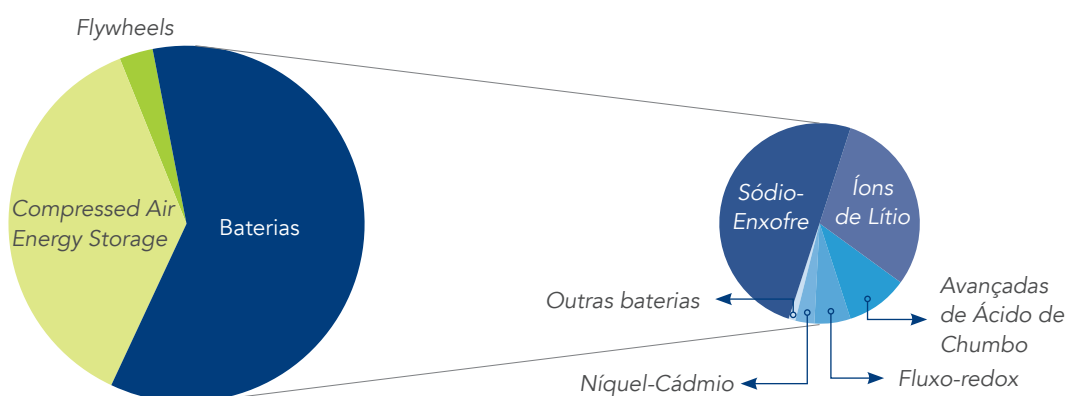
## ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Sabendo-se que as energias renováveis complementares<sup>8</sup>, como a solar e a eólica, apresentam um grande desafio associado à sua intermitência<sup>9</sup> e despachabilidade, parte dos entraves para sua disseminação está relacionada ao avanço das tecnologias de armazenamento junto ao consumidor. Esses sistemas permitem aproveitar os momentos de excesso de geração de energia e armazená-la, para que seja utilizada em momentos de escassez.

Atualmente é possível classificar<sup>10</sup> os sistemas de armazenamento de energia elétrica de três formas diferentes: armazenamento mecânico

(*pumped-storage hydropower* - PSH, *compressed air energy storage* (CAES) e *flywheels*); armazenamento elétrico (*superconducting coils* e *capacitors*); e armazenamento eletroquímico (tecnologias de hidrogênio e baterias)<sup>11</sup>. As tecnologias de armazenamento nos sistemas globais somaram 143 GW de capacidade instalada até 2014. A grande maioria desta capacidade (mais do que 99%) é composta por tecnologias de armazenamento mecânico (PSH, com 142 GW, CAES, com 440 MW, e *flywheels*, com apenas 25 MW), sendo o restante (Figura 3) composto por armazenamento eletroquímico, através de um *mix* de baterias (801 MW).<sup>12</sup>

FIGURA 3: CAPACIDADE INSTALADA DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO - EXCETO PUMPED STORAGE HYDROPOWER (MW) EM 2014



Fonte: Adaptado de IRENA, 2015b.

8. Maiores informações em FGV Energia, 2015.

9. Intermitência: quando a energia não pode ser fornecida continuamente devido a fatores não controláveis (Fonte: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/glossario>).

10. dena, 2016.

11. Para uma maior descrição sobre sistemas de armazenamento, consultar IEA (2014), Pág.20.

12. O armazenamento de energia elétrica como um recurso energético distribuído encontra-se ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento ao redor do mundo. A base de dados do Departamento de Energia dos Estados Unidos traz uma relação atual dos projetos de armazenamento no mundo (Fonte: *DOE Global Energy Storage Database*).



No entanto, os recentes avanços associados às tecnologias de armazenamento eletroquímico, em especial as baterias de lítio, indicam uma nova tendência para o setor. As baterias são atrativas em virtude da possibilidade de implementação próximas ao consumidor (*consumer-sited storage* ou *consumer-loc-*

*ated storage*<sup>13</sup>), proporcionando benefícios no curto prazo e em áreas remotas e não atendidas pela rede. Além disso, as baterias são interessantes para os agentes interessados em diversificar o seu uso energético, seja em veículos elétricos ou em geração distribuída (GD) e intermitente.

---

13. Bradford et al., 2013.

## A evolução de tecnologias de armazenamento encontra-se em estágio mais avançado no exterior, sendo, portanto, importante para o Brasil acompanhar e trazer para o país esse progresso à medida que ele for avançando.

---

O investimento em baterias vem aumentando significativamente nos últimos anos. Para 2017, está prevista a abertura da *Gigafactory*, a super fábrica da Tesla em parceria com a Panasonic, que poderá contribuir ainda mais para uma redução do preço das baterias recarregáveis de íons de lítio e para um aumento da capacidade de armazenamento total desse tipo de tecnologia até 2020<sup>14</sup>. Outra iniciativa que pode contribuir para o crescimento no mercado de armazenamento é o lançamento do *Honda Power Exporter 9000*, aparelho que possibilita que a energia armazenada na bateria de veículos elétricos seja transferida para a rede elétrica (*vehicle-to-grid system*). Quando plugado à bateria de um carro, o *Power Exporter 9000* fornece até 9kW de energia por uma semana. Seu preço deverá ser anunciado no primeiro semestre de 2016<sup>15</sup>.

O desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento de energia próximas ao consumi-

dor é complementar ao da geração distribuída. Com a evolução e redução do custo das baterias e dos veículos elétricos, os “prosumidores” poderão armazenar a energia gerada que não for consumida. Dependendo da quantidade de energia armazenada, eles poderão até ocasionalmente se desconectar da rede.

No Brasil, o desenvolvimento de tecnologias para armazenamento de energia ainda é incipiente. De acordo com informações da ANEEL<sup>16</sup>, foi lançado recentemente programa de pesquisa e desenvolvimento (P&D) estratégico voltado para estudos de armazenamento de energia no país, para todas as tecnologias de armazenamento. A evolução de tecnologias de armazenamento encontra-se em estágio mais avançado no exterior, sendo, portanto, importante para o Brasil acompanhar e trazer para o país esse progresso à medida que ele for avançando.

---

14. IRENA, 2015b.

15. Stevens, 2015 e EV Expert, 2015.

16. Fonte: Consulta realizada com especialista da ANEEL.

# Sistemas de Armazenamento de Energia: Tendências atuais e o impacto da COP21

Julia Badeda <sup>a,b,c</sup>,

Luiz Moraes Jr. <sup>b,c</sup>,

Kai-Philipp Kairies <sup>b,c</sup>,

Dirk Uwe Sauera <sup>a,b,c</sup>

## 1. AS DECISÕES DA COP21 E SUAS IMPLICAÇÕES SOBRE O DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A 21ª Conferência das Partes (COP 21) estabeleceu um novo contexto, definido por uma vontade política de eliminar progressivamente a era dos combustíveis fósseis no setor de energia, com o apoio de muitos e importantes países e empresas. O acordo foca em todas as ações que ajudem a manter o aumento médio de temperatura abaixo dos 2 °C, com esforços

para limitar esse aumento a 1.5 °C. Isto inclui a redução das emissões de CO<sub>2</sub>, que pode ser alcançada com medidas que incluem o aumento da participação dos sistemas de energias renováveis na geração de eletricidade.

Importantes investidores enxergam as oportunidades decorrentes das energias renováveis e da consequente necessidade de soluções de armazenamento.<sup>17</sup> A *International Energy Agency* (IEA) estabeleceu em seu recente relatório sobre a transição do mercado para um futuro com baixo carbono que "(...) o armazenamento e a resposta de demanda têm o potencial de transformar os mercados tradicionais de energia"<sup>18</sup>. Enormes fundos de investimento estão começando a se desfazer de suas participações em empresas voltadas para combustíveis fósseis. Entre os exemplos, o fundo da família Rockefeller, que vem reduzindo sua participação na Exxon Mobil<sup>19</sup>, além do fundo de pensões da Noruega<sup>20</sup> e a seguradora Allianz<sup>21</sup>.

a. Electrochemical Energy Conversion and Storage Systems Group, Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen University, Germany

b. Institute for Power Generation and Storage Systems (PGS), E.ON ERC, RWTH Aachen University, Germany

c. Jülich Aachen Research Alliance, JARA-Energy, Germany

17. Breakthrough Energy Coalition, 2016.

18. IEA, 2016.

19. Wade & Driver, 2016.

20. Carrington, 2015.

21. Associated Press, 2015.

O acordo da COP21 provê um seguro de longo prazo para investidores e vai levar ao aumento no impulso financeiro para tecnologias limpas e para os Sistemas de Armazenamento de Energia (*Energy Storage Systems*-ESS). O aumento do apoio financeiro também pode ser observado na emissão de *green bonds* no valor de cerca de US\$ 50 bilhões por ano.<sup>22</sup>

Dentro desse contexto global, há grande probabilidade de que a rede elétrica média futura inclua uma grande proporção de sistemas de energias renováveis complementares (ERC ou *Fluctuating Renewable Energy Systems* - FRE). A geração eólica e fotovoltaica - com custos atuais de geração competitivos de 0,04 e 0,08 €/kWh - desempenhará papel importante no mercado elétrico, o qual terá maior participação no consumo de energia primária dos países. Nesses sistemas em que demanda e geração não estão totalmente alinhados, os ESS trazem uma solução para a flexibilização no tempo. Os ESS compensam a ausência de armazenamento em térmicas, que hoje é feito com depósitos de carvão ou tanques de gás. Além da habilidade de incorporar as ERC ao sistema elétrico, os ESS oferecem soluções para a estabilização da rede e proveem assistência em períodos de transição – como em acionamento após um *blackout*.

## 2. CATEGORIZAÇÃO GERAL DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os ESS já estão implantados em todos os mercados de energia - desde o setor automobilístico, passando por climatização, até eletricidade. No futuro, estes mercados e suas aplicações de armazenamento estarão cada vez mais interconectados. Os ESS podem ser categorizados devido à física, à duração de descarga e à faixa de potência. Alguns exemplos de classificação e das opções de armazenamento associadas estão na Tabela 1. Uma descrição detalhada de várias tecnologias de armazenamento e classificações pode ser encontrada em outras fontes.<sup>23</sup>

As opções para armazenar energia podem ser divididas em quatro categorias principais, que se referem à física por trás do procedimento de armazenamento:

1. Elétrica, tais como capacitores
2. Eletroquímica, como as baterias
3. Mecânica, como *flywheels* e *pumped storage*
4. Térmica, como tanques de água quente

<sup>22</sup>. Volcovici, 2016.

<sup>23</sup>. Fuchs et al., 2012.

A dimensão do sistema de armazenamento é geralmente escolhida com base na sua eficiência para armazenar energia por curtos, médios ou longos períodos – definidos conforme a duração máxima de sua descarga. Esse dimensionamento dá também uma ideia do período em que seria economicamente viável a implementação dessa tecnologia.

Com base no tamanho do sistema e no seu objetivo, os ESS terão diferentes potências e serão instalados em diferentes níveis da rede. Sistemas de grande escala serão conectados às redes de alta e média tensão, enquanto que unidades fotovoltaicas de pequena escala para armazenamento doméstico serão colocadas na rede de distribuição de baixa tensão.

TABELA 1: EXEMPLOS DE CATEGORIZAÇÃO DOS ESS NO MERCADO DE ELETRICIDADE

Exemplos de ESS no mercado de eletricidade		Curto prazo	Médio prazo	Longo prazo
	Duração da descarga	Até 15 min	1 – 10 horas	Dias a semanas
	Potência			
Sistemas de armazenamento central	100MW – 1GW		Bombeamento de água	Sistemas de armazenamento de gás
Sistemas de armazenamento modular	1kW – 10MW	<i>Flywheels, Supercapacitores</i>	Sistema de Armazenamento em Baterias Baterias <i>Redox-Flow</i>	
Sistemas de armazenamento modular multiuso	1kW – 1MW	Veículos elétricos	Armazenamento doméstico fotovoltaico	

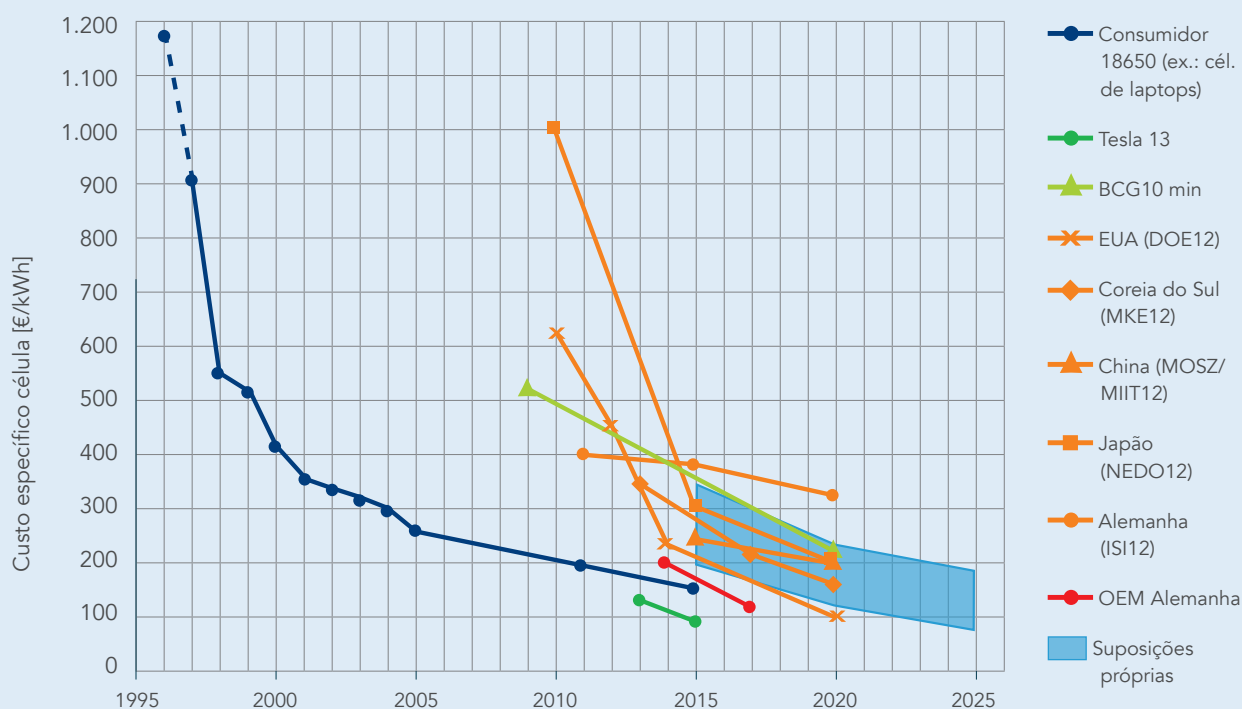
Fonte: Elaboração própria

### 3. TENDÊNCIAS ATUAIS

O mercado para ESS vem se desenvolvendo fortemente. O *Department of Energy* (DOE) mapeia no seu banco de dados os ESS mais reconhecidos no mundo. Desde 2006 a potência instalada quase triplicou (de 1.4 GW em 2006 para 3.8 GW em 2015).<sup>24</sup> A maior parte da potência existente está em sistemas de bombeamento de água (*pumped hydro*), enquanto que a maioria dos projetos no mundo se concentra em arma-

zenamento eletroquímico. A tecnologia *pumped hydro* já é bem estabelecida e pode armazenar energia por várias horas, sendo normalmente usada para ciclos diários. Soluções de armazenamento para curtos ou médios prazos vêm se tornando cada vez mais importantes, como ocorre na Alemanha, onde a participação das ERC chega a 20 % da geração de energia.<sup>25</sup> Com a drástica queda dos preços das células (Figura 4), as baterias de íons de lítio aparecem como uma solução competitiva neste campo de aplicação.

FIGURA 4: EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS CÉLULAS DE ÍONS DE LÍTIO E PREÇOS ANUNCIADOS PELAS EMPRESAS, BEM COMO ANTIGAS E FUTURAS EXPECTATIVAS DE PREÇOS PARA AS BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO\*



Fonte: Elaboração própria

\* A legenda informa o nome da instituição e o ano da publicação das estimativas.

24. Department of Energy, 2016.

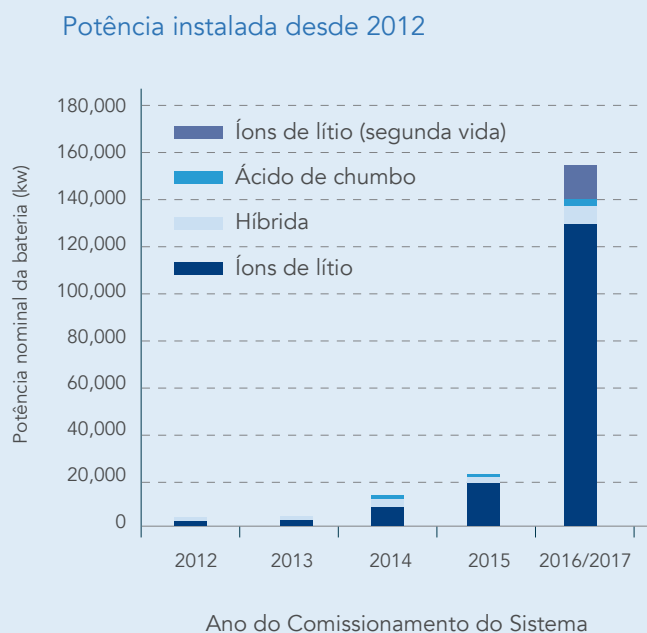
25. BMWi, 2016.

A redução de preços é principalmente impulsionada por uma superprodução de baterias para o setor automotivo, que não atingiu o número esperado de veículos elétricos no mercado. Os preços das células foram pressionados para abaixo de 150 €/kWh em 2015. As empresas automotivas, assim como as empresas de Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), estão agora investindo no mercado estacionário, com produtos de armazenamento por baterias de médio e pequeno porte.

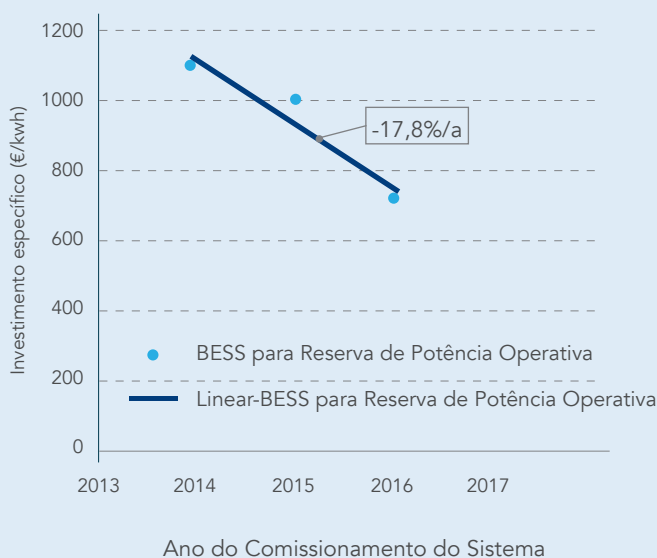
### 3.1 MERCADOS

A corrida por baterias para armazenamento de curto e médio prazos pode ser ilustrada com o exemplo da Alemanha. Em particular, o mercado alemão para controle primário de frequência é considerado uma opção lucrativa para os ESS<sup>26</sup> - em 2016 e 2017 um adicional de 120 MW será instalado unicamente com este objetivo (Figura 5). Os preços do sistema, que foram anunciados para três importantes projetos, caíram a uma taxa de 17,8 % ao ano nos últimos dois anos.

FIGURA 5: DESENVOLVIMENTO DA INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA DE BATERIAS NO MERCADO ALEMÃO PARA CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA.



Redução de preços com base nos três projetos anunciados publicamente<sup>27</sup>



Fonte: Fleer, et al., 2016

26. Fleer et al., 2016.

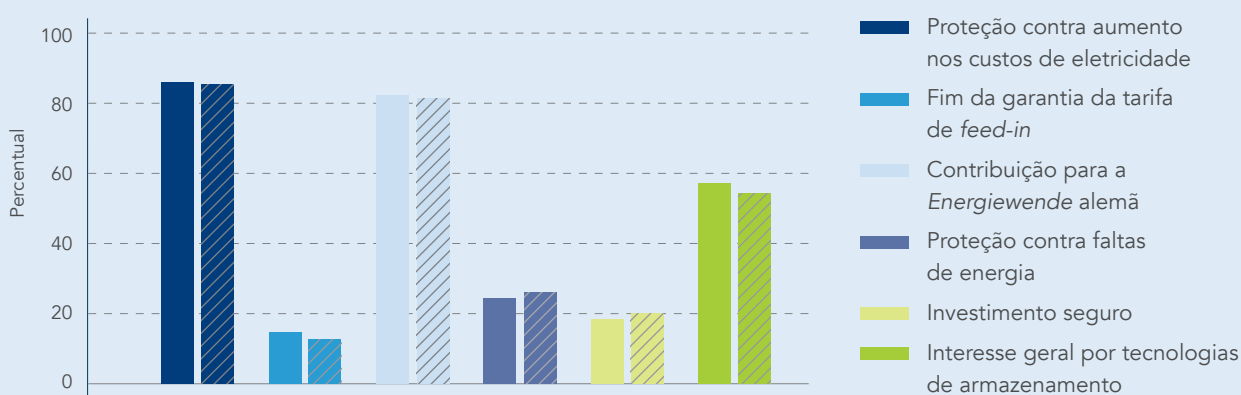
27. *Ibid.*

Este rápido desenvolvimento dos sistemas de baterias em grande escala pode também ser observado no Reino Unido. Em 2016, a *National Grid Utility* do Reino Unido ofereceu 200 MW para melhorar a capacidade de resposta de frequência. Os projetos com baterias representaram 68,3 % do total de 1.300 MW em projetos apresentados. Adicionalmente, o mercado dos Estados Unidos já é significativo e operacional, com 400 MW de armazenamento eletroquímico em operação.<sup>28</sup>

Outro impulsionador dos sistemas de armazenamento de baterias são os sistemas de armazenamento doméstico fotovoltaicos, assim como o mercado dos veículos elétricos (EV). Em particular, as possibilidades de sinergias entre aplicações multiusos, onde baterias compradas por um motivo acabam sendo implementadas em outro mercado (ex. controle de frequência), atraem in-

vestimentos.<sup>29</sup> Enquanto o mercado alemão de veículos elétricos não está se desenvolvendo tão rapidamente quanto esperado, o segmento de armazenamento doméstico fotovoltaico supera as expectativas, com quase 35.000 instalações desde 2013.<sup>30</sup> Com o tamanho médio de baterias em cerca de 6 kWh, elas somam um sistema virtual de armazenamento de 100 MW/200 MWh. Entretanto, até o momento seus objetivos principais são o aumento de autonomia do operador e o alívio de carga para a rede de distribuição - objetivos que são assegurados através da restrição da potência de pico para o sistema de geração fotovoltaica. Atualmente, o investimento dos domicílios particulares e de pequenos negócios em sistemas domésticos fotovoltaicos é principalmente motivado por fatores não-econômicos, tais como o desejo de apoiar a "*Energiewende*" alemã, assim como o interesse na própria tecnologia (Figura 6).

FIGURA 6: MOTIVAÇÃO PARA A INSTALAÇÃO DE SISTEMAS DOMÉSTICOS FOTOVOLTAICOS (PESQUISA REALIZADA COM TODOS OS CONSUMIDORES REGISTRADOS).



Fonte: Elaboração própria

Maio de 2013 até Dezembro de 2014

Janeiro de 2015 até Dezembro de 2015

28. Strategen Consulting LLC, Department of Energy Storage Database, 2016.

29. IEA, 2016.

30. Kairies et al., 2015.

## EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Eficiência energética significa usar menos energia para fornecer o mesmo serviço<sup>31</sup>, podendo atuar tanto no lado da oferta como da demanda<sup>32</sup>. Do lado da demanda, os programas de eficiência energética dão maior ênfase à redução do consumo de energia durante um longo período, de forma a envolver mudanças de hábitos e comportamentos dos consumidores. Assim como a geração distribuída, o avanço dos programas de eficiência energética pode reduzir a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição de energia. Além disso, os investimentos em equipamentos eficientes costumam representar uma das melhores formas de inserção dos RED, já que reduzem emissões de forma eficaz.<sup>33</sup>

O Brasil tem apresentado alguns avanços associados à implementação de medidas de eficiência energética. O Procel, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, instituído em 1985, recebeu um impulso maior com a publicação da Lei de Eficiência Energética em 2001<sup>34</sup> e tem atuado em diferentes áreas. Como

exemplo, o selo Procel tem o objetivo de melhor informar o consumidor a respeito da eficiência energética de equipamentos. Apenas os equipamentos que passam em testes de laboratórios indicados pela Eletrobras recebem o selo, mas a escolha final sobre comprar ou não um equipamento com o selo Procel permanece com o consumidor.<sup>35</sup>

Outras medidas atuam mais diretamente na promoção da eficiência energética junto ao consumidor final, como a troca de equipamentos pouco eficientes por outros que gastam menos energia ou a troca de lâmpadas incandescentes (que deixarão de ser fabricadas no país até 2016). Essas medidas são realizadas pelas distribuidoras locais de eletricidade, para atender a um requerimento regulatório.<sup>36</sup>

A promoção da eficiência energética nas edificações, por sua vez, é feita através do Procel Edifica, que instituiu a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) para imóveis que atendem a padrões eficientes de edificações. A adesão ao

---

31. Napp et al., 2012.

32. Eficiência energética (EE) do lado da oferta ocorre, por exemplo, quando uma usina termelétrica se torna mais eficiente na sua produção de energia. Esse caderno discutirá a atuação da EE do lado da demanda, por ela exigir uma mudança nas políticas existentes e no comportamento dos consumidores.

33. Como dizem Faruqui & Faruqui, 2016: "O quilowatt-hora mais limpo é aquele não consumido. O próximo quilowatt-hora mais limpo é aquele produzido a partir de uma fonte renovável".

34. Brasil, 2001.

35. Fonte: Procel Info.

36. As distribuidoras de energia elétrica no Brasil devem aplicar o mínimo de 0,5% da sua receita operacional líquida em programas de eficiência energética.

programa ainda é opcional, mas será mandatória em novas edificações a partir de 2020 para prédios públicos, 2025 para prédios comerciais e 2030 para prédios residenciais.<sup>37</sup>

O Procel também atua junto ao setor público, realizando a substituição de equipamentos e melhorias na iluminação pública e sinalização semafórica, além de promover programas de treinamento e auxílio ao poder público. Sua atuação junto aos setores industriais e comerciais acontece por meio de programas de treinamento e otimização de sistemas produtivos. Por fim, o Procel também atua por meio de campanhas educativas para a população.

A despeito das diferentes linhas de atuação do Procel, a análise de políticas de eficiência energética em diferentes países do mundo permite constatar que o alcance de tais medidas vai muito além daquele contemplado no Brasil atualmente. Análises técnicas e políticas mais profundas, que sejam capazes de alavancar as medidas de eficiência energética, já têm sido discutidas em muitos países do mundo, em especial nos Estados Unidos. Segundo o *American Council for an Energy – Efficient Economy* (ACEEE)<sup>38</sup>, os Estados Unidos têm o

potencial de reduzir entre 40 e 60% o uso energético até 2050 através de iniciativas de eficiência energética. Para isso, há o reconhecimento de que esforços nas esferas estaduais e nacionais serão imprescindíveis. Ainda segundo o ACEEE, a intensidade energética<sup>39</sup> nos Estados Unidos reduziu em 50% entre 1980 e 2014, indicando o sucesso das políticas de eficiência energética no país.

Apesar do consenso mundial de que programas de eficiência energética são importantes para o uso sustentável de energia elétrica, em vários países do mundo, inclusive no Brasil, esses programas são desenvolvidos pelas distribuidoras para obedecer a alguma exigência regulatória. Por outro lado, o desenho da tarifa faz com que o faturamento das distribuidoras seja função do volume de energia consumido. Desse modo, não há incentivo para que as distribuidoras promovam iniciativas de eficiência energética, a não ser para o cumprimento da regulação. Infere-se, então, que os incentivos do modelo de energia elétrica devem ser realinhados para que a eficiência energética, e também os outros recursos energéticos distribuídos, sejam incorporados como produtos a serem efetivamente desenvolvidos pelas empresas distribuidoras de energia elétrica.

---

37. Eletrobras/Procel et al., 2014; MME, 2010. Para edificações públicas federais, a adesão passou a ser compulsória a partir de 05/08/2014.

38. ACEEE, 2015. Organização sem fins lucrativos criada em 1980 com o objetivo de garantir a segurança energética e reduzir os impactos ambientais da matriz energética norte-americana.

39. Consumo Final de Energia/PIB Real da Economia (ACEEE, 2015).

# Energizando o futuro do Brasil com Eficiência Energética

Kevin Lucas, Diretor de Pesquisa, Alliance to Save Energy

O uso de eletricidade e outras fontes de energia no Brasil tem aumentado de maneira constante por décadas, apesar da recente queda de consumo de energia no último ano causada pela desaceleração da economia. Entre 2001 e 2013, o uso de eletricidade cresceu a uma média de 4,2% ao ano, resultando num aumento acumulado de 63%. Quando a economia se recuperar, as famílias voltarão a comprar geladeiras e aparelhos de ar condicionado, e os produtores industriais e agrícolas aumentarão seu uso de bombas e motores. Este período de desaceleração é uma oportunidade para que o Brasil elabore uma estratégia para atender as necessidades futuras de energia.

Enquanto uma abordagem tradicional para atender a essas necessidades envolveria construir novas usinas geradoras de eletricidade, há uma alternativa mais eficiente, que oferece significativos benefícios associados e pode levar a um melhor resultado para todos os brasileiros. Priorizando investimentos em eficiência energética, todos os consumidores brasileiros - governo, empresas e residências - serão capazes

de lidar com os desafios energéticos enfrentados pelo país. Além disso, há fortes razões para fazer esses investimentos e fortalecer a economia *agora*.

Eficiência energética significa "fazer mais com menos". Como um recurso de menor custo, sua implementação pode melhorar o crescimento econômico do Brasil e aumentar sua competitividade internacional, ao mesmo tempo em que reduz a emissão de gases de efeito estufa, melhorando a qualidade do ar e aumentando a segurança energética. Produtos, serviços e tecnologias eficientes permitem que o consumidor obtenha o mesmo valioso serviço sem precisar utilizar tanta energia. Um bom exemplo são as lâmpadas: ao trocar uma lâmpada incandescente pouco eficiente por uma lâmpada LED eficiente, os consumidores recebem a mesma quantidade de luz usando 83% menos energia, poupando energia e dinheiro para gastar em outros itens. Outro exemplo é a evolução das geladeiras. Comparando com a tecnologia de trinta anos atrás, hoje as geladeiras comuns são muito maiores e utilizam 50 por cento menos energia elétrica.

Embora existam custos associados com a mudança para tecnologias mais eficientes energeticamente, novos modelos de negócios têm surgido para ajudar os consumidores a fazer investimentos acessíveis em produtos ener-

geticamente eficientes em suas empresas. Os contratos de desempenho de economia de energia (*Energy savings performance contracts*) têm revolucionado as instalações comerciais de equipamentos de alta eficiência. No lugar de uma empresa ter que pagar por equipamentos de climatização (*Heating, Ventilating and Air Conditioning* – HVAC) ou outros equipamentos de alta eficiência, uma Empresa de Serviços de Energia (ESCO) pagará e instalará este novo equipamento e garantirá economia de energia em comparação com o equipamento antigo. A empresa então paga a ESCO com uma parcela da economia que tem na sua conta de energia - e o valor final das contas após repagar a ESCO ainda é menor que antes. Após o equipamento ser pago totalmente, a empresa continua a se beneficiar de menores custos de energia.

Para pequenos consumidores, incluindo pequenos negócios e residências, programas de descontos patrocinados por empresas de energia (*utilities*) podem ser uma ferramenta mais acessível para gerenciar o consumo de energia. Tais programas podem oferecer aos consumidores preços com descontos para equipamentos eficientes, tais como lâmpadas LED, ou oferecer desconto para compensar uma parte do custo de uma geladeira mais eficiente. Uma pequena taxa nas contas de energia dos consumidores pode pagar por estes programas. Apesar deste custo inicial maior, a diminuição do uso de energia faz que os consumidores economizem mais no final.

O estabelecimento e a obrigatoriedade de códigos de construção e normas para eletro-

domésticos são outra solução crítica de política pública. Estes regulamentos especificam o desempenho mínimo que todo equipamento deve atender e são geralmente atualizados em ciclos plurianuais. À medida que a tecnologia melhora, as normas para eletrodomésticos ajudam a consolidar a economia de energia ao aumentar a eficiência média do equipamento no mercado. Os códigos de construção cobrem todo o desempenho estrutural e são igualmente importantes para assegurar baixos níveis de uso de energia por décadas.

As empresas particulares, principalmente nos setores agrícola e industrial, consomem uma tremenda quantidade de eletricidade em bombas e motores. Dados da *International Energy Agency* mostram que o uso de energia nos setores industrial e agrícola no Brasil tem crescido numa média anual de 3,5% e 5,7%, respectivamente, entre 2001 e 2013. Quando combinada com o aumento das compras de aparelhos de ar condicionado e geladeiras, não surpreende que a demanda de energia tenha tido uma trajetória crescente de longo prazo.

O Brasil tem três escolhas para atender à demanda energética futura: i) construir mais usinas, ii) aumentar a importação de energia ou iii) implementar tecnologias e práticas generalizadas de eficiência energética. Todas as opções podem atender ao aumento da demanda de energia, mas a eficiência energética é mais barata, mais flexível e melhor para o meio ambiente.

Para que a eficiência energética se torne a primeira escolha para os consumidores e forneça

os benefícios esperados, ela deve ser valorada adequadamente no mercado. Embora o setor energético do Brasil tenha uma estrutura diferente da dos Estados Unidos, a valoração da eficiência energética pode ser a mesma. Tanto as entidades públicas como as privadas devem considerar os múltiplos benefícios associados à eficiência energética, comparando os benefícios líquidos financeiros e não financeiros da eficiência com as alternativas.

A lista seguinte é uma compilação básica, não exaustiva, de uma miríade de benefícios energéticos e não energéticos da eficiência energética. Enquanto alguns benefícios energéticos sejam mais fáceis de serem expressos monetariamente, os benefícios não energéticos são reais e valiosos. Muitos desses benefícios energéticos, como a economia de energia e a redução de perdas de transmissão, são fáceis de valorar e expressar monetariamente. Alguns dos benefícios não energéticos, como melhoria da segurança, conforto, produtividade dos ocupantes de uma edificação e melhoria da qualidade do ar são mais difíceis de valorar. No entanto, se os formuladores de políticas não os incluem em suas avaliações, eles lhes estão atribuindo um valor zero.

Benefícios associados à eficiência energética:

- Economia de energia
- Redução de demanda de pico
- Redução das perdas de transmissão
- Custo evitado de construção de usinas

- Custo evitado de construção de transmissão e distribuição
- Reduções de gases do efeito estufa (GEE)
- Aumento da segurança energética
- Redução de preços
- Criação de postos de trabalho
- Benefícios à saúde
- Melhoria da segurança e conforto dos consumidores
- Melhoria da qualidade do ar local
- Aumento da produção econômica
- Aumento da competitividade do setor industrial

Entender os enormes benefícios que eficiência energética trará a todos os brasileiros - não somente aqueles que usam muita eletricidade - pode ajudar no desenvolvimento de políticas energéticas. Esforços devem ser feitos para quantificar os benefícios da eficiência energética para dar suporte a amplas campanhas públicas de educação, programas de eficiência energética gerenciados pelas distribuidoras e padrões de eletrodomésticos e códigos de construção. A indústria privada desempenhará um papel importante reduzindo seu próprio uso de energia, o que aumentará a segurança energética e a competitividade internacional.

O Brasil enfrenta escolhas reais de políticas para atender sua crescente demanda energética. Escolhendo a eficiência energética como o primeiro recurso para o futuro energético do Brasil, o país pode tomar decisões para otimizar os benefícios para a indústria, negócios e seus cidadãos.

## GERENCIAMENTO DE DEMANDA

Assim como a eficiência energética, os programas de gerenciamento da demanda estimulam os consumidores a reduzirem seu consumo de energia. No entanto, enquanto os programas de eficiência energética dão ênfase a uma redução estrutural na demanda, os programas de gerenciamento da demanda atuam no sentido de mudar o comportamento do consumidor em relação ao seu consumo de energia, buscando incentivar que o consumidor desloque parte da sua demanda para um horário em que haja menor consumo agregado de energia – ou fora de pico.

As práticas convencionais associadas ao gerenciamento de demanda podem atuar diretamente no controle da energia consumida ou através de mecanismos tarifários.<sup>40</sup> Exemplos de mecanismos de atuação direta incluem o *Direct Load Control*, em que, com o consentimento prévio do consumidor, equipamentos que consomem energia são diretamente controlados pela distribuidora, podendo ser desligados ou sua utilização realocada para outro horário; e as *Interruptible Tariffs*, em que os consumidores concordam em reduzir seu consumo em determinados horários para um nível pré-determinado - ou em um montante também previamente acordado - em troca de um incentivo monetário.

Já os mecanismos tarifários de gerenciamento de demanda consistem em desenhos de tarifas que sinalizem a demanda por energia em determinado período para os consumidores. Como exemplo, no *Time of Use Rate (ToU)*, a tarifa de energia é fixada com antecedência para um período de tempo específico (por exemplo, horários diários de pico e fora de pico). A revisão da tarifa, geralmente, ocorre algumas vezes por ano. Já no *Dynamic Pricing* a tarifa muda constantemente a fim de refletir as necessidades do sistema. Os consumidores são notificados sobre a mudança tarifária um dia antes ou algumas horas antes, de forma que eles possam ajustar o seu comportamento adequadamente.<sup>41</sup>

O estudo de programas de gerenciamento de demanda em alguns estados norte-americanos evidencia o potencial de resposta dos consumidores a tais incentivos. Na Califórnia, por exemplo, foi implementado em 2003 um programa<sup>42</sup> com o intuito de estimar os impactos de diferentes formas de tarifação sobre o consumo. Observou-se, após adoção dessas diferentes tarifas, uma elasticidade-preço da demanda relevante, em especial por parte dos consumidores de baixa tensão, que reduziram a demanda no horário de pico sob o regime de tarifação dinâmica.

40. Faruqui, 2010.

41. Para outras práticas de gerenciamento de demanda, consultar: IEA, 2011a.

42. Fonte: *California Statewide Pricing Pilot (SPP)*. Foram testados 4 desenhos de tarifas: (i) Tarifa Básica, com sazonalidade tarifária mensal; (ii) *Time of Use (ToU)*, com período de pico entre 14h e 19h e variação sazonal; (iii) *Critical Peak Pricing – Fixed (CPP-F)* – tarifa ToU durante todo o ano, com valor muito maior durante 15 dias de pico e notificação no dia anterior; e (iv) *Critical Peak Pricing – Variable (CPP-V)* – aplicável a um nicho da população, com tarifação de pico por período de 2 a 5 horas e notificação apenas 4 horas antes.

É importante notar que o alcance do potencial completo de práticas de gerenciamento da demanda depende do desenvolvimento das redes inteligentes, já que tal tecnologia contempla dispositivos que permitem o controle direto de equipamentos, a medição mais frequente de consumo e o maior acesso dos consumidores à informação sobre seu próprio consumo. Cabe ressaltar ainda que o gerenciamento de demanda pode ser encarado como uma medida de eficiência de custos, na medida em que evita volumes consideráveis de investimentos em geração e, em alguns casos, na distribuição.<sup>43</sup>





Com relação às práticas relacionadas ao gerenciamento de demanda no Brasil, cabe destacar a implementação das Bandeiras Tarifárias inseridas nas contas de luz dos consumidores brasileiros, desde janeiro de 2015 (Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013). O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa medi-

da atua como uma sinalização para o consumidor, indicando o custo de geração de energia em função das condições de geração de eletricidade. O sistema possui quatro bandeiras (Figura 7).

Embora sejam uma maneira de sinalizar para o consumidor os custos associados à geração de energia em determinado período do ano, as Bandeiras Tarifárias não são uma política de gerenciamento de demanda propriamente dita, uma vez que os agentes não têm a escolha de deslocar sua demanda no curto prazo para horários nos quais a energia seja menos custosa. Dessa forma, as bandeiras tarifárias têm o efeito de reduzir a demanda, não o de gerenciar.

Outra proposta de tarifa que busca influenciar os hábitos de consumo de energia elétrica para o consumidor de baixa tensão no Brasil é a Tarifa Branca, que possibilita que o consumidor pague valores diferentes pela energia consumida de acordo com a hora e do dia da semana.<sup>44</sup> Nos dias

FIGURA 7: BANDEIRAS TARIFÁRIAS

	<b>Bandeira verde</b> – condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo
	<b>Bandeira amarela</b> – condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada kWh consumidos
	<b>Bandeira vermelha, patamar 1</b> – condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada kWh consumidos
	<b>Bandeira vermelha, patamar 2</b> – condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada kWh consumidos

Fonte: Elaboração própria, com base em ANEEL

43. Bradford & Jennings, 2014.

44. Para uma maior discussão sobre a Tarifa Branca, seus benefícios e desafios de implementação, consultar editorial do Boletim de Conjuntura da FGV Energia, edição Novembro de 2014.

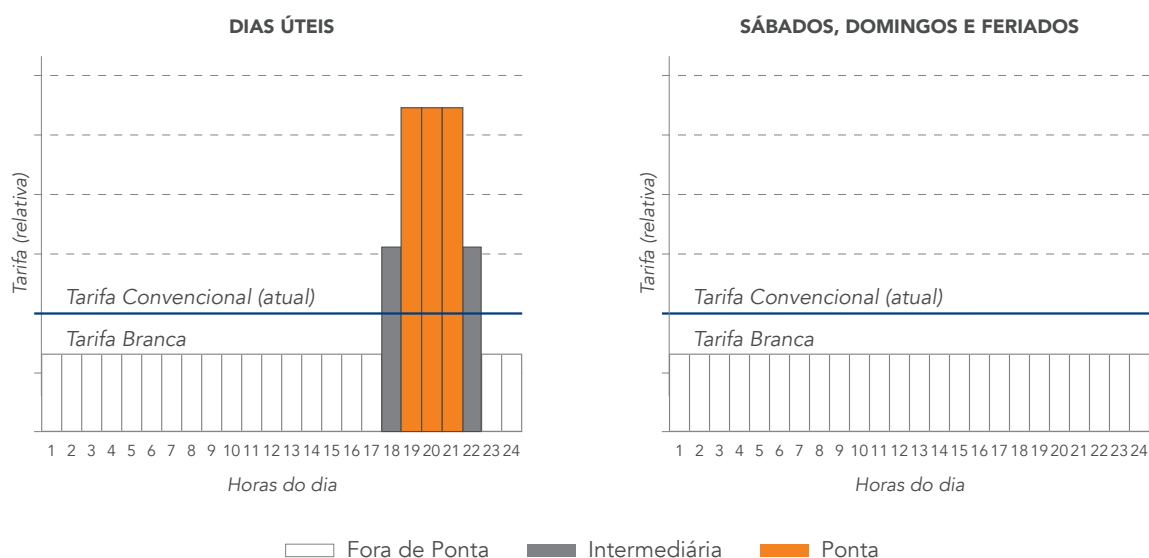
úteis haverá três tipos de tarifa (Figura 8). As tarifas Intermediária e de Ponta, por serem mais elevadas que a tarifa Fora de Ponta, desincentivam o consumo de energia na faixa horária de maior demanda (das 18h às 22h). Com isso, há um incentivo maior para mudar o consumo de energia dos horários de ponta para períodos em que a distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa.

Os consumidores que optarem pela Tarifa Branca devem formalizar sua adesão junto à sua distribuidora. Até o momento, contudo, sua implantação ainda não ocorreu porque nenhum modelo de

medidor inteligente, necessários para a concretização da Tarifa Branca, conseguiu ser regulamentado junto ao INMETRO.<sup>45</sup>

As iniciativas existentes são tentativas ainda tímidas de tentar sinalizar e gerenciar a demanda por energia e o Brasil ainda possui oportunidades consideráveis no que tange ao avanço de tais medidas. Entre outros aspectos, a adoção dos medidores inteligentes no país, que depende da aprovação de regulamentação para seu funcionamento, precisa evoluir para que técnicas de gerenciamento de demanda sejam mais efetivas.

FIGURA 8: COMPARATIVO ENTRE A TARIFA BRANCA E A TARIFA CONVENCIONAL



Fonte: ANEEL

Quanto maior a diferença entre Tarifa Convencional e Tarifa Branca fora de ponta, maior o incentivo à adesão à Tarifa Branca e vice-versa.

45. Segundo o INMETRO "...até o momento nenhum fabricante conseguiu obter sucesso nos testes a que foram submetidos, principalmente nos de segurança de *software*. Os requisitos de segurança de *software* têm por objetivo dotar o projeto de tarifa branca das condições adequadas para que nasça sem a ameaça de intrusão indevida nem ocorrência de fraudes que, se implementadas em parâmetros de data e hora, iria virtualmente arruinar todo o esforço até agora empregado para concepção e implantação do projeto de tarifa branca".

# Tendências e Oportunidades Potenciais em Resposta da Demanda

Lucas Bressan, Ahmad Faruqui e Ryan Hledik, The Brattle Group

*Os pontos de vista expressados neste artigo são estritamente aqueles dos autores e não necessariamente refletem os pontos de vista do The Brattle Group ou seus clientes.*

Resposta da demanda (*Demand Response-DR*) é uma ferramenta que tem por objetivo equilibrar a equação oferta-demanda, reduzindo ou aumentando a demanda. DR pode proporcionar muitos benefícios, incluindo o adiamento de investimentos em geração, transmissão e distribuição; a redução dos preços do mercado atacadista; e a melhoria da confiabilidade no sistema.<sup>46</sup> Sendo assim, DR pode beneficiar governos, empresas de energia e consumidores.

## VÁRIOS FATORES ESTÃO MOLDANDO O FUTURO DA RESPOSTA DA DEMANDA

Durante os últimos anos, o cenário da DR esteve caracterizado pelo domínio dos mercados ata-

cadistas, com grande parte das reduções provenientes de cortes de cargas não residenciais. A Figura 9 mostra a participação e a economia obtida com programas de DR nos EUA em 2014. Enquanto os clientes residenciais constituíam a maioria dos inscritos, o setor industrial contribuiu com mais da metade da economia de demanda de pico. No entanto, parece haver uma mudança de direção no segmento residencial, com programas baseados no preço e no comportamento do consumidor ganhando força e mostrando potencial para fornecer importantes reduções na demanda de pico.<sup>47</sup>

## A VENDA DE ELETRICIDADE DEVE CRESCER NAS NAÇÕES EM DESENVOLVIMENTO

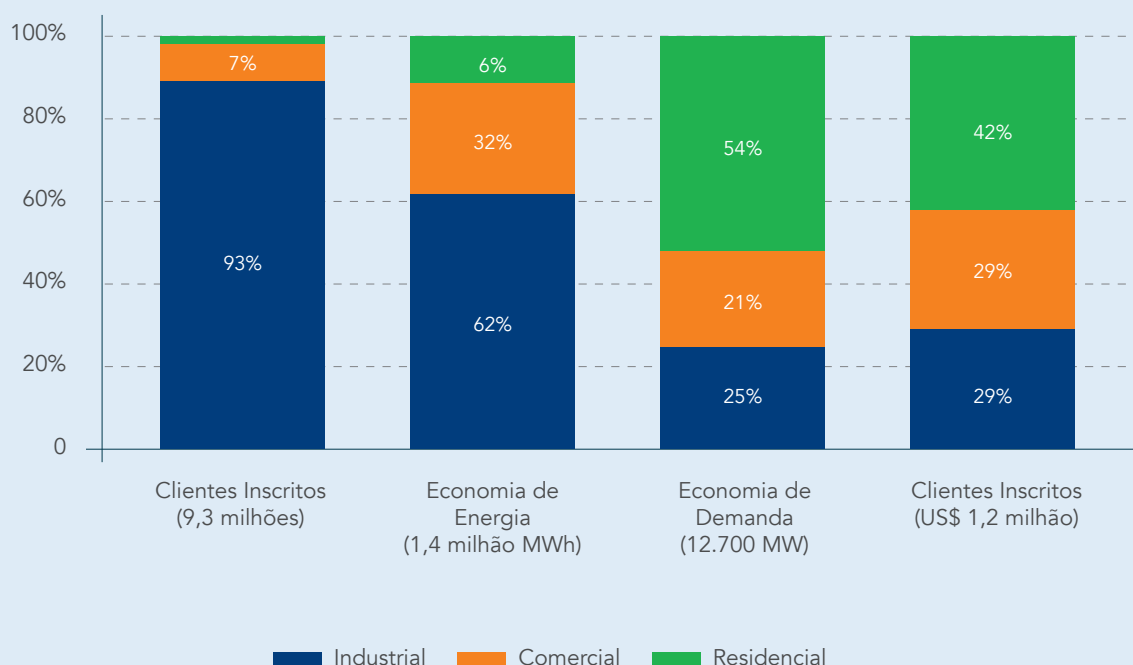
A venda de eletricidade continuará a crescer em muitas regiões do mundo, particularmente nos países em desenvolvimento. Isto é um forte contraste com o que ocorre nos EUA e Europa, onde o crescimento da venda parece ter atingido um “novo normal” de crescimento muito pequeno - ou mesmo crescimento nulo.

Em muitos lugares da América do Sul, o desenvolvimento econômico tem sido acompanhado por um aumento da demanda por energia

46. Para uma maior discussão destes benefícios, ver Faruqui et al., 2007.

47. FERC, 2009.

FIGURA 9: COMPOSIÇÃO DO PROGRAMA DR NOS EUA POR SETOR – 2014



Fonte: U.S. Energy Onformation Administration, Electric power sales, revenue, and energy efficiency Form EIA-861

elétrica. Os avanços tecnológicos e a queda de preços de eletrodomésticos e eletrônicos fizeram com que aparelhos de ar condicionado, computadores pessoais e outros dispositivos se tornassem usuais em todos os lares. Esse fator, acoplado com a expansão da rede elétrica, sem dúvida criará a necessidade de investimentos na capacidade de geração, transmissão e distribuição. Estas tendências, por sua vez, criarão oportunidades únicas de DR.

### A GERAÇÃO DESCENTRALIZADA ESTÁ FORÇANDO REGULADORES A REPENSAR O DESENHO DA TARIFA

A geração distribuída (GD) deve crescer significativamente nas próximas décadas. Os setores residencial e de pequenos negócios provavelmente serão dominados por painéis solares, enquanto que nos setores comerciais e industriais a GD consistirá principalmente de fontes de

cogeração (*Combined Heat and Power* - CGH). A chegada da geração distribuída tem o potencial de mudar e mesmo reduzir a demanda de pico, e é provável que conduza a mudanças significativas na tarifação residencial.

Isto pode ter importantes implicações no futuro da DR. A maioria das distribuidoras usam uma tarifa composta por duas partes - uma cobrança fixa e outra que depende do volume de energia. Tipicamente a cobrança fixa é muito pequena (em alguns casos, até zero) e não recupera os custos fixos da distribuidora. A introdução de tarifa de demanda nas tarifas residenciais e a adoção de tarifas dinâmicas dará novos incentivos para a expansão de programas de DR.<sup>48</sup>

## OS CONSUMIDORES ESTÃO SE ENGAJANDO MAIS

Alguns países estão testemunhando a chegada de uma geração de "consumidores orgânicos".<sup>49</sup> Estes consumidores são apaixonados por controlar seu uso de energia - e não somente para poupar dinheiro, mas para diminuir seu impacto no meio ambiente. A disponibilidade de dispositivos eletrônicos inteligentes - medidores inteligentes, termostatos inteligentes e outros dispositivos relacionados - está fazendo

com que seja muito fácil ajustar o uso de energia em resposta à informação.

Muitas empresas de energia nos Estados Unidos estão apoiando este conjunto de consumidores engajados através do lançamento de programas de Resposta da Demanda Comportamental (*Behavioral Demand Response*-BDR), que visam aumentar o engajamento dos clientes no gerenciamento da energia.<sup>50</sup> Tipicamente, os clientes são contatados através de comunicação personalizadas quando o sistema está sob estresse, e solicitados a reduzir seu consumo de energia. A implementação destes programas é relativamente barata e eles são mais fáceis de mensurar, se comparados a outros programas de DR que exigem a instalação de dispositivos nas casas.

## A TECNOLOGIA ESTÁ PERMITINDO UMA RESPOSTA DA DEMANDA RÁPIDA E FLEXÍVEL

As novas tecnologias têm o potencial de transformar DR em uma ferramenta que pode ser usada para aumentar ou diminuir a carga a qualquer momento, e com um curto prazo de notificação ao consumidor, para facilitar a integração de recursos intermitentes, como energia eólica e solar. O aquecimento elétrico da água

48. Vide Hledik, 2014, e Brown et al., 2015.

49. Hledik et al., 2015.

50. Por exemplo, o Departamento de Energia dos EUA financiou uma série de estudos comportamentais dos consumidores. Vide: [https://www.smartgrid.gov/recovery\\_act/overview/consumer\\_behavior\\_studies.html](https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/consumer_behavior_studies.html)

e o resfriamento comercial são dois usos finais que têm o potencial de fornecer uma quantidade importante de carga flexível.<sup>51</sup> Vários projetos de demonstração estão sendo conduzidos nos Estados Unidos, onde foram instalados dispositivos para modificar a carga e programar a complementação com geração eólica. Outra área de aplicação é a dos veículos elétricos, onde a bateria pode ser usada como dreno ou como fonte de energia elétrica. À medida que os preços caírem com o aumento da geração eólica ou solar, as cargas dos consumidores aumentarão automaticamente - enquanto que as cargas diminuirão em resposta a preços altos.

## O PODER DOS CINCO POR CENTO

A redução de 5% na demanda de pico, que tem sido alcançada em outras jurisdições, incluindo muitos mercados de eletricidade nos Estados Unidos, pode ter um tremendo impacto na necessidade de investimentos em infraestrutura do sistema elétrico. Esta redução de demanda

pode ter múltiplos benefícios: pode ser usada para adiar a necessidade de investimentos na capacidade de geração; pode evitar altos custos marginais de energia, especialmente em anos secos, dada a grande dependência do Brasil na geração hidroelétrica; e, se implementada geograficamente, pode ser usada para reduzir a necessidade de investimentos em melhorias de redes de transmissão e distribuição. Usando dados de demanda de pico e preços de eletricidade brasileiros e hipóteses ilustrativas de custos evitados de capacidade, **estimamos que uma redução de 5% da demanda de pico do sistema pode se traduzir em uma economia de mais de R\$ 10 bilhões nos próximos dez anos.**<sup>52</sup>

Mesmo que a evolução de muitos desses serviços pareça distante, são os países onde os programas de DR estão ganhando força que irão se beneficiar mais. Assim, o Brasil está numa posição sem precedentes para aplicar as lições aprendidas em outros países e começar a projetar as políticas e programas que irão maximizar o valor da resposta da demanda.

51. Hledik et al., 2016.

52. A estimativa está baseada em uma demanda de pico anual do sistema de 85 GW. A capacidade de geração evitada está baseada em um custo de turbina de combustão de R\$270/kW-y. Custos evitados de transmissão e distribuição utilizados foram de R\$90/kW-y, com base em uma revisão de estudos de outras jurisdições. Custos evitados de energia pressupõem dez eventos de cinco horas que mudam a carga de períodos de pico para períodos fora do pico, com uma diferença de preço de pico/fora do pico de R\$25/MWh. O valor líquido presente de economia é computado usando uma taxa de desconto de 8%. Esta estimativa fornece uma ordem de magnitude estimada do valor de uma redução de 5% na demanda de pico. Uma análise mais aprofundada deve ser conduzida para refinar esta estimativa e avaliar o potencial da DR em um nível mais detalhado.



# Aspectos econômicos e regulatórios para inserção dos RED na matriz elétrica

---

Grande parte da geração de eletricidade no mundo acontece por meio de sistemas centralizados, em que a energia gerada em grandes usinas é levada ao consumidor final através de linhas de transmissão e de distribuição. A manutenção e expansão dessa infraestrutura necessitarão de investimentos elevados, principalmente em países em desenvolvimento, que têm expectativa de forte aumento da demanda por energia. Dados da *International Energy Agency* (IEA) indicam que até 2040 os países não membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) serão responsáveis por sete em cada oito unidades adicionais de demanda por eletricidade.<sup>53</sup>

---

Em um cenário de mudanças climáticas e necessidade de redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE), a busca por uma geração e consumo de energia mais eficientes é crescente. Nesse contexto, o financiamento da infraestrutura necessária para a ampliação do acesso à energia a um custo que caiba no bolso do con-

sumidor representa um desafio para os países em desenvolvimento. Entre outros aspectos, o modelo atual do sistema elétrico foi formulado para atender à demanda de pico, o que significa que vultosos investimentos precisam ser executados para tal, mas em grande parte do tempo a capacidade instalada permanece inutilizada.

---

53. IEA, 2015a.



A inserção dos recursos energéticos distribuídos (RED) no modelo de geração e consumo de energia elétrica pode contribuir para a ampliação do acesso à energia atendendo às exigências de descarbonização estabelecidas no Acordo de Paris. No entanto, além do evidente desafio financeiro e tecnológico, a inclusão dos RED traz a necessidade de reformular o modelo e o papel dos agentes envolvidos.

Como seria esse novo modelo do setor elétrico? Alguns países, como Alemanha e Estados Unidos, onde os RED são mais desenvolvidos, já vêm discutindo sobre a necessidade de modificações nos seus modelos. Nos Estados Unidos, o estado de Nova York está implementando um novo modelo regulatório e de negócios para a ampliação dos recursos energéticos distribuídos no estado, chamado *Reforming the Energy Vision* (box).<sup>54</sup>

---

54. Para mais informações sobre o plano do estado de Nova York, consultar: <http://www.ny.gov/programs/reforming-energy-vision-rev>

## Reforming the Energy Vision

O governo do estado de Nova York lançou em 2014 *Reforming the Energy Vision*, um plano que visa a melhorar a confiabilidade do sistema elétrico por meio da sua reformulação e da maior inserção dos RED.

Com a implementação das reformas, as *utilities companies* (distribuidoras de energia) terão o seu papel completamente reformulado: elas se tornarão *Distributed System Platform Providers*, sendo as responsáveis por coordenar o sistema de recursos energéticos distribuídos. O plano “não elimina o monopólio natural do operador da rede de distribuição; em vez disso, o locus do monopólio natural é deslocado da pura entrega física de eletricidade para a gestão de um sistema complexo de inputs e outputs de energia...”<sup>55</sup>. As *utilities* não poderão ser proprietárias de recursos distribuídos, seu papel será o de operar a plataforma.

De acordo com o plano, com as *utilities* desempenhando uma nova função no modelo, o temido *utility death spiral*, no qual se prevê a extinção das distribuidoras de energia, não se materializará.<sup>56</sup> As *utilities* vão otimizar o sistema e promover mercados competitivos para recursos energéticos distribuídos - e vão ser pagas por isso.<sup>57</sup>

Além da reformulação do setor elétrico, várias iniciativas estão em andamento para que o estado alcance suas metas de produzir energia mais limpa, acessível e resiliente até 2030: ações para aumentar a eficiência energética em edificações; modernização da infraestrutura de energia; investimentos em inovação e P&D (armazenamento de energia, por exemplo); e projetos no setor de transportes. Outra inovação do plano é o *NY Green Bank*, que tem como objetivo conceder empréstimos para projetos em energias renováveis.

55. *Reforming the Energy Vision*, 2014.

56. Em relatório de outubro de 2015, a Moody's avalia as reformas introduzidas pelo *Reforming the Energy Vision* como “neutras” do ponto de vista de classificação de risco de crédito das *utilities*. Ao mesmo tempo em que há incerteza sobre como as distribuidoras irão desempenhar o seu novo papel (o que influencia suas notas de crédito), a mudança para um novo modelo que incorpora novas tecnologias - que seriam introduzidas no sistema mais cedo ou mais tarde - de uma maneira ordenada e planejada é um benefício que mitiga o risco de tais mudanças. Mais informações em: Moody's, 2015.

57. Kauffman, 2016.

No caso da Alemanha, o Governo Federal estabeleceu em sua política energética suas metas de redução de emissão de GEE e de recomposição da matriz energética, mas o papel das *utilities* no novo contexto não foi reformulado abertamente. Com a implantação das *feed-in tariffs* nos anos 1990, e com a priorização das energias renováveis em relação à energia elétrica convencional (nuclear e fóssil), o número de cidadãos comuns que passaram a produzir energia através de pequenas cooperativas<sup>58</sup> cresceu de tal forma que, no final de 2012, apenas 12% do mercado de energia renovável do país era administrado por *utilities* alemãs. Isso ilustra a significativa perda por parte das distribuidoras de uma fatia importante do mercado total de eletricidade da Alemanha.<sup>59</sup>

Os resultados das empresas alemãs do setor refletem os impactos dessa política. Em 2014, a RWE AG, uma das maiores produtoras e distribuidoras de energia da Alemanha, reportou prejuízo líquido de €2.76 bilhões. No entanto, ao mesmo tempo que as *utilities* alemãs reconhecem que precisam se readaptar à nova realidade, seus esforços no mercado de renováveis estão voltados para empreendimentos de grande escala, principalmente em energia eólica, que utiliza a rede centralizada para a entrega da energia gerada. Não parece haver um entendimento mais amplo de que uma mudança no modelo de negócios para acomodar a geração distribuída poderia ser uma alternativa.<sup>60</sup>

A partir das experiências internacionais, é possível observar que a transição para um novo modelo de negócios que incorpore os RED deve incluir uma reformulação do papel do governo, dos reguladores e até mesmo dos consumidores. Nota-se ainda que a iniciativa para introdução dos RED nos modelos de energia elétrica parte, primeiramente, de diretrizes governamentais, com a implementação sendo realizada pelos reguladores em conjunto com os outros agentes envolvidos, incluindo os consumidores. O papel das distribuidoras nesse processo, contudo, é mais difuso, dado que a experiência internacional não é uniforme nesse aspecto.

Partindo-se da premissa que a inserção dos RED é uma realidade cada vez mais presente, o contraste das experiências da Alemanha e do estado de Nova York deixa clara a importância de uma redefinição do papel das distribuidoras no mercado de energia elétrica por meio da reformulação dos seus modelos de negócio, de forma que elas deixem de ser meras fornecedoras de eletricidade e se tornem amplas provedoras de soluções energéticas. Dentro do contexto do mercado brasileiro, isso significa que o sistema regulatório brasileiro precisaria ser repensado e aprimorado para permitir que as distribuidoras possam atuar como facilitadoras da maior inserção dos RED no país.

A literatura e estudos de caso sobre mudanças nos modelos de negócios com a inserção de um

---

58. Buchan, 2012.

59. Richter, 2013. Em 2014, a participação de energias renováveis na geração total de eletricidade na Alemanha foi de 27.4%. (Fonte: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2015).

60. *Ibid.*

ou vários recursos distribuídos<sup>61</sup> identifica algumas novas possibilidades de atuação das distribuidoras: planejamento de novas mini e micro geradoras de energia; instalação e manutenção das plantas geradoras; instalação de medidores inteligentes; oferta de serviços de consultoria para potenciais “prosumidores” com o objetivo de auxiliar o gerenciamento de sua geração e de sua demanda; entre outros. A receita para as distribuidoras advém da cobrança pelos servi-

ços prestados. Em adição à receita obtida com esses serviços, ao auxiliar os consumidores a extraírem maior valor dos elétrons, as distribuidoras aumentam a satisfação e lealdade da sua base consumidora.

Algumas distribuidoras em outros países também atuam no financiamento para investimentos em energia solar para a geração distribuída (ver box seguinte).

### Exemplo de Financiamento na Geração Distribuída: *Solar Loan Program, Public Service Electric & Gas Company (PSE&G)* do estado de Nova Jersey<sup>62</sup>

Maior *utility* do estado de Nova Jersey, a *Public Service Electric & Gas Company* (PSE&G) oferece financiamento de sistemas de energia solar para consumidores residenciais, comerciais e do setor público, financiando entre 40% e 60% dos custos de investimento.

O benefício para o “prosumidor” é que, em vez de pagar o empréstimo em dinheiro, como em um empréstimo bancário comum, os *Solar Loans* podem ser pagos usando *Solar Renewable Energy Certificates* (SREC). Esses certificados são créditos de energia limpa emitidos sob a forma de certificados negociáveis pelo regulador, o *New Jersey Board of Public Utilities*. Toda vez que 1000kWh de energia é gerada, o “prosumidor” recebe um certificado.

SREC existem em estados americanos que passaram legislação para incentivar a produção de energia por fontes renováveis (estados com *Renewable Portfolio Standards* - RPS). Nesses estados, as *utilities* devem ou produzir uma certa quantidade de energia solar ou comprar SREC a fim de evitar uma multa.<sup>63</sup>

Os outros benefícios para a *utility* são os juros ganhos e o tratamento dado aos custos com o programa, como taxas administrativas, de publicidade e instalação de medidores, que são tratados como ativos regulatórios e incluídos na taxa base da distribuidora.

61. Richter, 2012.

62. *Ibid.*

63. Para maiores informações, consultar: <http://www.solsystems.com/our-resources/srec-prices-and-knowledge/srec-faq>.

## Entre os benefícios que os RED podem trazer, destaca-se a redução das emissões de gases poluentes, a maior eficiência para o sistema elétrico de forma geral e uma maior racionalidade no consumo de energia,

---

Em suma, para que a inserção dos RED na matriz elétrica brasileira traga os benefícios desejados, alterações na regulação que possibilitem mudanças no atual modelo de negócios precisam ser realizadas. A decisão inicial em relação a essas mudanças, no entanto, precisa partir das lideranças governamentais, como parte de uma política energética mais ampla, a exemplo do estado de Nova York. Com base em diretrizes dessa política, o regulador e os diversos *stakeholders* do setor podem discutir e avaliar como cada agente atuará no novo modelo e quais serão as modificações regulatórias necessárias para que todos possam cumprir efetivamente o seu papel.

### VALORAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Um tema recorrente no estudo do cenário de disseminação dos Recursos Energéticos Distribuídos está relacionado à dificuldade de valoração desses recursos. Um dos maiores desafios neste sentido está na capacidade dos mecanismos de

preços de refletir os reais custos e benefícios das opções distribuídas.

Entre os benefícios que os RED podem trazer, destaca-se a redução das emissões de gases poluentes, a maior eficiência para o sistema elétrico de forma geral (já que a proximidade à carga reduz as perdas e otimiza o sistema de transmissão e distribuição) e uma maior racionalidade no consumo de energia, com consumidores aprendendo a gerenciar sua demanda de uma forma mais eficiente.

Do lado dos custos, a ampliação da inserção dos RED - em especial a GD - dificulta o planejamento das distribuidoras de energia elétrica e impõe desafios associados à alocação dos custos de investimento e operação da rede. A aquisição de energia distribuída também pode trazer riscos para as distribuidoras, como incerteza na contratação da energia. Outra questão que deve ser considerada está relacionada às dificuldades operacionais impostas pela ampliação da geração distribuída intermitente.

Além disso, em modelos que utilizam a tarifa monômnia, com a maior penetração da GD e o consequente aumento na geração própria de energia, os custos de transporte e uso do sistema de distribuição acabam sendo compartilhados por uma base menor de consumidores, dado que essa tarifa não separa esses custos daqueles relacionados à aquisição de energia.

Dessa forma, para que a valoração dos RED ocorra de uma maneira eficiente, os benefícios e custos que esses recursos trazem para o sistema elétrico e para a sociedade como um todo precisam ser devidamente considerados. Discutiremos a seguir as alternativas encontradas até então para a valoração dos RED e o caso do Brasil.

## EXPERIÊNCIAS DE VALORAÇÃO DOS RED EM OUTROS PAÍSES

Em vários países do mundo, o cenário de ampla disseminação dos recursos energéticos distribuídos colocou em pauta o desafio de precificação e de novas estruturas tarifárias. Mesmo em países mais avançados no tema, como Estados Unidos e alguns países da Europa, a dificuldade em refletir de forma apropriada os

benefícios e custos dos RED aparece como um dos maiores desafios.

A primeira iniciativa de valoração nos Estados Unidos aconteceu através do *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA), em 1978. A PURPA foi implementada em meio à crise energética, com o objetivo de reduzir a dependência do petróleo externo através da conservação de energia e da promoção da geração independente e do uso de fontes alternativas. Uma das suas medidas mais importantes foi a criação de um mercado para a energia gerada por empresas que não eram *utilities* - os produtores independentes de energia (IPP). A partir de sua promulgação, as *utilities* passaram a ter que comprar energia dos IPP que produzissem a um custo inferior ao que custaria para as *utilities* gerarem aquele volume de energia – o chamado custo evitado (*avoided cost*).<sup>64</sup>

Com a ampliação da competição nos mercados de energia em diversos estados ao longo dos anos - e também com a significativa redução dos custos evitados -, algumas *utilities* de energia vêm buscando alternativas para a precificação da geração distribuída.<sup>65</sup> Algumas dessas iniciativas buscam incluir na precificação benefícios das renováveis não contemplados na PURPA, como a redução de emissões.

64. Os custos evitados referiam-se em geral ao custo de aquisição de energia ou de construção e de operação de uma térmica adicional pela *utility*. Cada estado podia definir de maneira discricionária a metodologia de cálculo dos custos evitados. Para maiores informações, consultar: Bradford et al., 2013.

65. O Departamento de Energia Norte-Americano não impõe aos estados estruturas de preços na precificação dos RED, mas exerce papel relevante na coordenação das políticas de preços, além de contribuir com o *funding* para avanços tecnológicos do setor. Apesar de transferir o planejamento e monitoramento da geração distribuída para os estados, o *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) permanece como uma figura importante na precificação correta dos RED (Bradford et al., 2013).

Um exemplo é o da distribuidora municipal de Austin, *Austin Energy*, que substituiu o *net metering* pela abordagem *Value of Solar Tariff* (VOST). O VOST diferencia as medições do consumo e da produção de energia, separando o valor que o consumidor precisa pagar para a *utility* por eventualmente utilizar a rede do valor que o consumidor recebe por gerar energia solar. O consumo é cobrado pelas tarifas convencionais da distribuidora, enquanto a produção é creditada a partir do valor da energia solar - um valor fixo que é calculado e atualizado anualmente.

Este valor da energia solar a ser creditado incorpora os benefícios que a GD gera para a *utility* - como, por exemplo, a redução de custos com combustíveis fósseis - e os benefícios gerados para a sociedade de uma forma geral, como redução de emissão de gases poluentes. Além disso, o recebimento de um valor fixo baseado na produção de energia por parte do investidor na GD facilita a obtenção de financiamentos no mercado de crédito.

Na Califórnia, o modelo vigente de precificação dos RED é o *Market Price Referent*, ou preço nivelado. A determinação do preço neste modelo é feita através de um fluxo de caixa, em que as receitas igualam os custos do investidor - ou seja, o Valor Presente Líquido é igual a zero. Os componentes fixos e variáveis interagem atra-

vés de uma função de otimização, indicando o valor dos projetos associados aos recursos distribuídos, mas não necessariamente contemplam os custos evitados das distribuidoras.<sup>66</sup> Ou seja, enquanto o *Austin Energy VOST* é um mecanismo de precificação de curto prazo, com atualizações anuais, o *Market Price Referent* da Califórnia estabelece um preço a ser aplicado em um horizonte de mais longo prazo, englobando períodos de 10 a 25 anos.

A partir desses exemplos mencionados, verifica-se que não há uma receita única para a correta precificação dos RED. O que se busca, contudo, é a mensuração mais adequada de custos e benefícios.

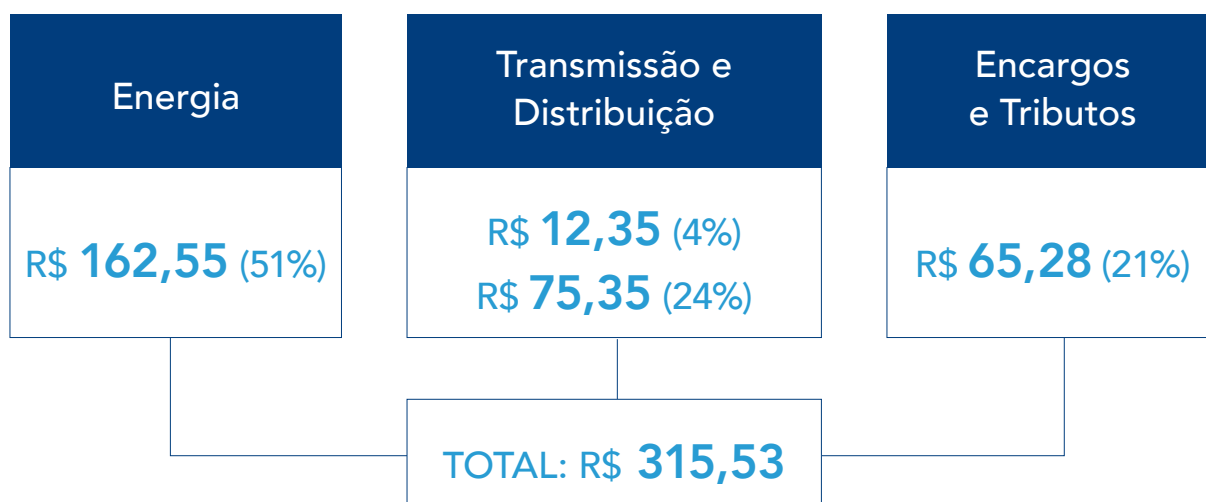
## VALORAÇÃO DOS RED NO BRASIL

No Brasil, a tarifa de energia para o consumidor cativo em baixa tensão é monômnia<sup>67</sup>, cobrindo os custos de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Isso significa que, ao pagar a sua conta de energia, esse consumidor está remunerando em uma mesma tarifa: a energia consumida, o transporte da energia até a sua casa (transmissão e distribuição) e encargos e tributos. A inserção da geração distribuída e dos outros recursos energéticos distribuídos no modelo do setor elétrico traz alguns desequilíbrios com esse *design*.

66. Para uma maior discussão do *Value of Solar* e do *Market Price Referent*, vide Bradford et al., 2013.

67. Para o consumidor de alta tensão, a tarifa de energia é binômnia, separando a energia do uso da rede.

FIGURA 10: COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL PARA O CONSUMIDOR – TARIFA MÉDIA R\$/MWh EM 2015<sup>68</sup>



Fonte: Elaboração própria e ANEEL, 2016.

A visualização dos componentes ajuda a ilustrar esses potenciais desequilíbrios. Para os consumidores da baixa tensão, a tarifa monômnia aplicada no Brasil não separa o custo da energia do uso da rede. Esse desenho é problemático para a geração distribuída, principalmente com a rede sendo utilizada como *backup* pelos “prosumidores”. Em outras palavras, esse desenho de tarifa significa que os “prosumidores” não arcam completamen-

te com o custo de usar a rede para *backup*. A adoção de uma tarifa que separasse esses componentes no Brasil seria uma melhor opção para a geração distribuída. Com sua adoção, um “prosumidor” que não estiver usando a energia fornecida através da distribuidora permaneceria pagando pela disponibilização da rede, e a utilizaria quando necessário. Esse seria um primeiro passo para melhor apurar os custos da GD.

68. Para o consumidor de baixa tensão, a participação de Transmissão e Distribuição na tarifa fica em torno de 40%.

Outro problema do atual sistema de tarifação empregado no Brasil advém do fato que o atual modelo regulatório – regulação por preço-teto, ou *price-cap* – privilegia o volume.<sup>69</sup> Isso significa que as distribuidoras incorrem em risco de quantidade; conseqüentemente, à medida que mais consumidores aderirem à geração distribuída, o volume consumido cairá, o que impactará no faturamento das distribuidoras. O mesmo raciocínio vale para projetos de eficiência energética, que têm como objetivo tornar o consumo mais eficiente – por conseguinte, reduzindo o volume consumido.

A disseminação da geração distribuída tende a evidenciar os pontos negativos da estrutura tarifária baseada em tarifas volumétricas, como ocorre no Brasil.<sup>70</sup> Enquanto o fluxo de receita for variável, o aumento da penetração da GD ameaça a saúde financeira das distribuidoras de energia elétrica em um cenário no qual o modelo de negócios permanece inalterado. Adicionalmente, a tarifa atual claramente não traduz completamente os benefícios que a GD pode trazer ao SEB. Um desses benefícios está relacionado por exemplo à contribuição da GD como uma medida de resiliência,<sup>71</sup> ao complementar as necessidades de demanda do sistema, aumentando a confiabilidade e segurança

no abastecimento. No caso do Brasil, esse benefício é relevante em função das dificuldades observadas na construção de linhas de transmissão e de novas hidrelétricas com reservatórios.

Com relação à compra de energia proveniente de geração distribuída, a ANEEL autoriza as distribuidoras a comprarem até 10% de sua demanda dessas fontes. O valor atribuído à GD na parcela de energia da tarifa do consumidor é definido como o maior valor entre o Valor Anual de Referência (VR) e o Valor Anual de Referência Específico (VRES).<sup>72</sup> O VRES foi estabelecido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a pedido do Ministério de Minas e Energia (MME), em R\$ 454/MWh para energia fotovoltaica e R\$ 329/MWh para cogeração qualificada. A metodologia de cálculo do VRES busca avaliar qual seria o preço mais adequado para a viabilização dos projetos de energia solar e cogeração no Brasil.

Quanto aos encargos e tributos que incidem sobre a tarifa de energia, para incentivar a GD o Governo Federal realizou a desoneração do PIS/PASEP e da COFINS sobre a geração distribuída. Em relação ao imposto estadual ICMS, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), através do Convênio ICMS 16/2015, concedeu a isenção do pagamento do tributo

69. Como *price-caps* incentivam a minimização do custo médio, esse esquema pode incentivar a maximização de volume, como forma de diluir custos fixos (Stoft, 1995).

70. Faruqi, 2015.

71. Bradford et al., 2013.

72. Brasil, 2015a.



sobre a energia compensada (energia gerada menos energia consumida) proveniente de geração distribuída. Contudo, nem todos os estados aderiram ao novo Convênio, fazendo com que a geração distribuída seja mais vantajosa ao consumidor nos estados que o fizeram.<sup>73</sup>

Os pontos colocados acima ilustram a necessidade de uma reformulação da regulação e do

sistema de tarifas para que os RED se desenvolvessem integralmente no SEB, pois a inclusão de elementos de RED a um modelo centralizado pode trazer mais custos do que benefícios. A reformulação tarifária, levando em consideração as lições aprendidas a partir de casos que ocorreram no exterior, é importante em um cenário de maior inserção da GD e dos outros RED na matriz elétrica brasileira.

---

73. O CONFAZ resolveu deixar à cargo dos estados a decisão de como cobrar o ICMS para a energia compensada na geração distribuída. Para uma lista completa do status quo da cobrança do ICMS em cada estado, vide: <http://www.greenpeace.org/brasil/pt/O-que-fazemos/Clima-e-Energia/energia-solar/icms/>



# Tecnologias para desenvolvimento dos RED

---

Do ponto de vista tecnológico, a inserção dos RED está fortemente relacionada com o desenvolvimento de novas tecnologias, principalmente de geração e armazenamento. Além disso, a integração dos RED ao sistema elétrico de maneira mais ampla contempla ainda a utilização de tecnologias avançadas de rede, que permitam extrair dos RED todo o seu potencial – as chamadas redes inteligentes, ou *smart grids*.

---

Mesmo em um cenário onde não há um sistema de redes inteligentes, ou mesmo na ausência de tecnologias de armazenamento próximas ao consumidor, ainda assim é possível obter benefícios a partir da inserção de RED no sistema, através de outros mecanismos. O mecanismo do *net metering*, por exemplo, implementado no Brasil e em vários outros países, utiliza a própria rede como uma bateria virtual, demandando energia da rede quando a geração não é suficiente. Este mecanismo tem se mostrado importante para viabilizar a geração distribuída enquanto não há o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento descentralizadas a preços acessíveis para o consumidor. Da mesma forma, também é possível obter benefícios

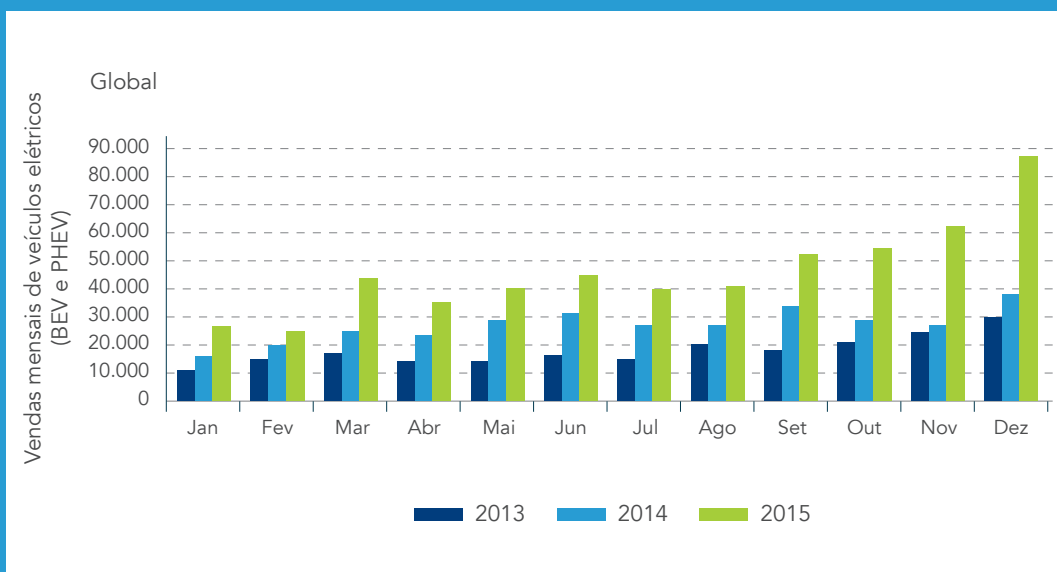
a partir de iniciativas de eficiência energética nesse cenário.

Em um horizonte temporal mais amplo, no entanto, à medida que ocorrer a ampliação da penetração da geração distribuída, o avanço das tecnologias voltadas para armazenamento se tornará crucial para alavancar ainda mais o potencial da geração distribuída. Se os custos de tais tecnologias declinarem suficientemente, em alguns casos a solução geração distribuída + armazenamento pode se tornar mais interessante do ponto de vista econômico do que os investimentos adicionais em infraestrutura de transmissão e distribuição. Em paralelo, a evolução dos veículos elétricos sinaliza um potencial adicional para as baterias descentralizadas (box).

## Veículos Elétricos (EV)

Embora ainda incipiente, os veículos elétricos (EV) - que incluem PHEV, BEV e FCEV<sup>74</sup> - vêm cada vez mais aumentando sua participação na indústria automotiva mundial. Em 2015, foram vendidos mais de 500 mil veículos elétricos no mundo e a tendência futura é cada vez mais crescente. Por exemplo, até abril de 2016 cerca de 400 mil pessoas já haviam feito reserva para adquirir o Tesla Model 3, que será lançado no final de 2017.<sup>75</sup> A evolução recente de vendas de BEV e PHEV é ilustrada na Figura 11.

FIGURA 11: EVOLUÇÃO MENSAL DAS VENDAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS (BEV E PHEV)



Fonte: Ayre, 2016.

CONTINUA ►

74. PHEV: *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*, veículo híbrido movido a bateria em que um motor a combustão interna auxilia a recarregar a bateria ou serve de backup quando a bateria está vazia; BEV: *Battery Electric Vehicle*, veículo completamente elétrico, que utiliza uma fonte elétrica para acionar um motor elétrico; FCEV: *Fuel Cell Electric Vehicle*, funciona com uma célula de combustível que gera corrente elétrica através da conversão da energia química de um combustível (como o hidrogênio) em eletricidade. Fonte: IEA, 2011b e IEA, 2013.

75. Fehrenbacher, 2016.

Vários modelos de veículos elétricos, de diferentes fabricantes, estão disponíveis atualmente.<sup>76</sup> Modelos mais caros de BEV têm maior capacidade de armazenamento, percorrendo distâncias mais longas sem precisar de recarga (o Tesla Model S, que custa US\$71.000, percorre 265 milhas antes de necessitar de outra recarga).

Apesar do crescimento recente na popularidade dos EV, sua efetiva inserção na indústria automotiva ainda encontra entraves. As principais barreiras para maior disseminação dos EV são: custo das baterias, que implica em carros mais caros; baixo alcance das baterias em quilômetros percorridos; disponibilidade de infraestrutura de abastecimento, principalmente nos locais de trabalho e em grandes cidades; e padronização das tecnologias de recarga e infraestrutura de abastecimento, para que qualquer EV seja recarregado em qualquer lugar.<sup>77</sup>

Já as vantagens dos EV em relação a veículos comuns são várias, destacando-se o menor nível de emissões de GEE e o reduzido barulho do motor.<sup>78</sup> Além da evidente contribuição para o atingimento das metas de emissões dos países estabelecidas no Acordo de Paris, a maior inserção dos EV pode ainda reduzir a poluição do ar e sonora, trazendo potenciais benefícios para saúde e qualidade de vida da população, particularmente em grandes cidades.

Os veículos elétricos (BEV e PHEV) têm outra vantagem, o fato de poderem ser conectados à rede elétrica de uma residência, o chamado sistema *vehicle-to-grid* (V2G).<sup>79</sup> Nesse sistema, veículos elétricos e suas baterias podem ser considerados recursos distribuídos valiosos para a rede elétrica. Por exemplo, pode-se utilizar a energia armazenada na bateria dos veículos em horários de maior demanda por energia, contribuindo para estabilizar a rede em horários de pico, como em um mecanismo de gerenciamento de demanda. Outro benefício viria da utilização das baterias dos EV como alternativa de armazenamento descentralizado para fontes geradoras intermitentes, como a geração solar e eólica de pequeno porte.

Os EV em sistemas V2G são mais uma opção que contribuem para a maior disseminação dos recursos energéticos distribuídos. Contudo, para que os EV possam desempenhar plenamente esse papel, o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes (*smart grids*) também precisa evoluir.

76. <http://www.plugincars.com/cars>

77. IEA, 2013.

78. IEA, 2011b

79. BEV e PHEV com *grid capacity* podem operar em sistemas *vehicle-to-grid*. Contudo, quando a Honda lançar o *Power Exporter 9000* esse ano, qualquer EV com tecnologia CHAdeMO poderá fornecer eletricidade para o grid. Fonte: EV Expert, 2015. CHAdeMO é o nome comercial de um método de carregamento rápido para veículos elétricos a bateria que fornece até 62,5 kW de corrente contínua de alta tensão através de um conector elétrico especial.

Da mesma forma, as redes elétricas inteligentes compreendem tecnologias que são, de certa forma, complementares aos RED, pois permitem ampliar o alcance dos seus benefícios. Desse modo, é importante uma avaliação mais detalhada sobre as tecnologias associadas às *smart grids*, os custos relativos à sua implementação e sua relação com os RED.

### SMART GRIDS E SUA CONTRIBUIÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO DOS RED

O termo *smart grid* – ou redes elétricas inteligentes - refere-se a uma rede elétrica que utiliza tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas para monitorar e gerenciar o transporte da eletricidade gerada a partir de diferentes fontes, para atender à variação de demanda dos consumidores finais.<sup>80</sup> A implementação de redes elétricas inteligentes vem ocorrendo em diversos países, a partir de diferentes motivações - dentre elas, a necessidade de gerir mais eficientemente e de forma mais flexível e segura uma rede elétrica que conta com a crescente participação da geração descentralizada de energia.

Do lado das concessionárias de distribuição de energia elétrica, o avanço das redes inteligentes é capaz de aumentar a eficiência operacional, otimizar investimentos, aumentar a confiabilidade da rede, reduzir perdas e melhorar indicadores

de qualidade como DEC<sup>81</sup> e FEC<sup>82</sup>. Do lado do consumidor, as *smart grids* podem atuar de forma complementar aos RED. Os mecanismos de gerenciamento de demanda discutidos no capítulo de Conceitos, por exemplo, podem atingir seu potencial pleno em conjunto com a infraestrutura de *smart grids*.

A evolução dos RED, contudo, é factível mesmo em um cenário sem o desenvolvimento integral de redes inteligentes. A instalação de um medidor inteligente, em conjunto com a definição de uma tarifa diferenciada por período, já permite que o consumidor desloque seu consumo para um horário de tarifa mais baixa, suavizando seu uso de eletricidade ao longo do tempo. No caso brasileiro, isso significa que a utilização de medidores inteligentes nas residências de consumidores que optarem por aderir à Tarifa Branca torna possível que esses consumidores gerenciem sua demanda.

Da mesma forma, a geração distribuída, principalmente no seu início, quando o número de “prosumidores” ainda não é tão elevado, pode evoluir sem a utilização de um *grid* integrado que informe em tempo real sobre a variabilidade da produção descentralizada.<sup>83</sup> Ou seja, apesar de atuarem de maneira complementar, a ausência de uma rede inteligente em certa medida não representa um impedimento à expansão de recursos energéticos distribuídos.

80. IEA, 2011c.

81. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

82. Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

83. No entanto, é necessária a instalação de medidor que permita a medição do fluxo bidirecional da energia.

No entanto, com a ampliação da utilização de recursos inteligentes no sistema é possível extrair maiores benefícios dos RED. O uso de monitores e *displays* de consumo, por exemplo, facilita o acesso do consumidor a informações sobre o seu próprio uso de eletricidade, aprimorando os resultados de mecanismos de eficiência energética e gestão de demanda. Com o uso de outros dispositivos inteligentes é possível implementar um conjunto ainda mais amplo de mecanismos de gerenciamento de demanda, que podem atuar diretamente na carga, através de termostatos e controles de equipamentos domésticos.

As tecnologias de redes inteligentes permitem ainda uma maior integração das baterias com as fontes geradoras de energia que as alimentam. Em um cenário de crescente eletrificação do transporte, os dispositivos inteligentes permitirão informar a um proprietário de EV sobre os melhores horários diários para recarga de sua bateria, por exemplo. No longo prazo, as redes inteligentes poderão também permitir que os veículos elétricos alimentem a rede de uma residência a partir da sua bateria.<sup>84</sup>

## EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS EM SMART GRIDS

Atualmente, o nível de penetração de tecnologias de redes inteligentes é bastante heterogê-

neo entre os diversos países e regiões do mundo. Nos Estados Unidos, os investimentos em redes inteligentes estão alinhados com os objetivos da política energética do país em alcançar a autossuficiência e segurança energética. Com esta intenção, o governo americano<sup>85</sup> elegeu como uma das suas prioridades o desenvolvimento das redes inteligente e de mecanismos que pudessem incentivar a responsabilidade da demanda por parte dos consumidores.

No entanto, mesmo com uma diretriz nacional do regulador federal (FERC), a regulação do setor elétrico norte-americano é, em grande parte, determinada por órgãos estaduais, de maneira que o avanço das redes inteligentes é muito heterogêneo entre os estados americanos. Dentre os estados com mais recursos investidos e maior desenvolvimento em programas de *smart grid* destacam-se a Carolina do Norte, Califórnia, Texas, Florida e Pensilvânia. Os estados com menos recursos investidos são Missouri, Nebraska e Arkansas.<sup>86</sup>

Na Europa, o desenvolvimento das redes inteligentes está fortemente relacionado com as metas do *European Union Climate and Energy Package*, adotadas em 2008 e atualizadas em 2014. Dentre as principais metas a serem atingidas até 2030 nas últimas negociações pelo Parlamento Europeu, destacam-se: a redução de 40% das emissões de GEE em comparação com os níveis de 1990;

84. IEA, 2011c.

85. O FERC, através do Energy Independence and Security Act (2007) e do American Recovery and Reinvestment Act (2009).

86. Fonte: [https://www.smartgrid.gov/recovery\\_act/project\\_information.html](https://www.smartgrid.gov/recovery_act/project_information.html).

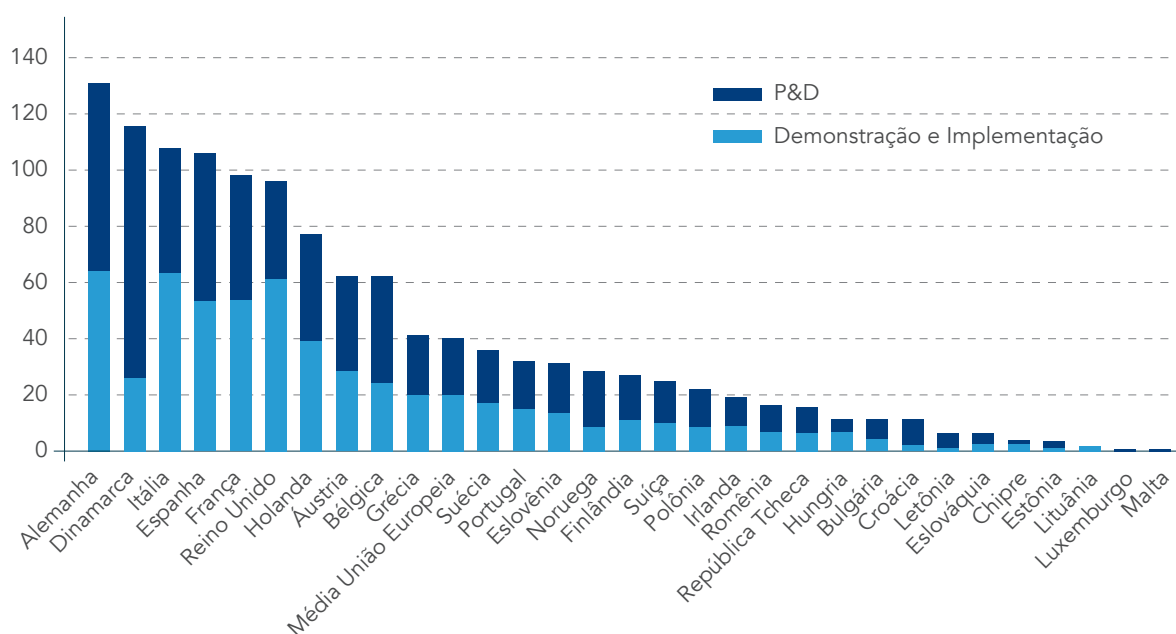
o aumento em 27% da participação das fontes de energia renováveis; e o aumento da meta de eficiência energética para 27%.<sup>87</sup>

Tendo em vista a necessidade de alcance dessas metas, a Plataforma Tecnológica Europeia (ETP – SG) publicou, em abril de 2015, uma cartilha com as principais iniciativas de redes inteligentes do continente europeu, tanto em nível regional como nacional. O objetivo da cartilha é abordar os principais desafios regulatórios e tecnológi-

cos no tema de *smart grids*, com o objetivo de ampliar a informação e obter maior coordenação entre os diversos países envolvidos.<sup>88</sup>

O nível de penetração das redes elétricas inteligentes também é bastante diverso em cada país da Europa. Alguns países já têm vários projetos no estágio de demonstração e implementação, como é o caso de Alemanha, Itália e Reino Unido. Em outros países, grande parte dos projetos ainda estão em estágio de pesquisa e desenvolvimento.<sup>89</sup>

FIGURA 12: NÚMERO DE PROJETOS DE *SMART GRIDS* NA UNIÃO EUROPEIA, POR ESTÁGIO DE DESENVOLVIMENTO



Fonte: Smart Grid Projects Outlook 2014.

<sup>87</sup>. European Commission, 2014 e <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency>. A meta de eficiência energética será revista em 2020, visando aumento de 30%. Essas metas foram estabelecidas antes da COP 21, mas estão alinhadas com os objetivos de médio prazo do Acordo de Paris. <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/EN/1-2016-110-EN-F1-1.PDF>.

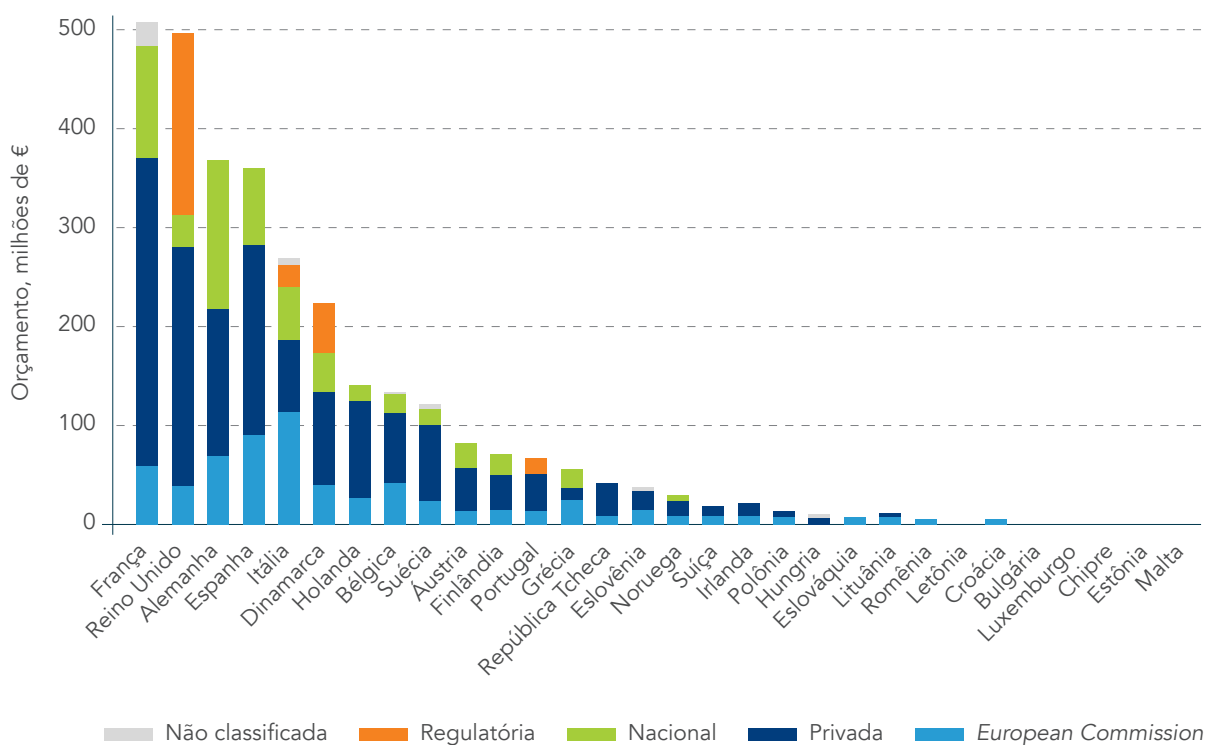
<sup>88</sup>. ETP-SG, 2015.

<sup>89</sup>. Covrig et al., 2014.

Com relação às fontes de financiamento dos projetos de *smart grids* na União Europeia,<sup>90</sup> os recursos disponíveis provêm em grande parte do setor privado. Na França, por exemplo, empresas particulares, investidores privados ou grupos de capital privados financiam grande parte dos projetos. No entanto, a *European Commission* também realiza investimentos para a implemen-

tação de projetos de redes inteligentes em quase todos os países membros, com destaque para a Itália. Governos nacionais também investem em projetos de *smart grids*, com destaque para a Alemanha. Já no Reino Unido, parte considerável do financiamento para os projetos de redes inteligentes vem de um fundo regulatório (nesse caso, o *Low Carbon Network Fund* - LCNF).

FIGURA 13: DISTRIBUIÇÃO DAS FONTES DE RECURSOS PARA PROJETOS DE *SMART GRIDS* NA UNIÃO EUROPEIA<sup>91</sup>



Fonte: Smart Grid Projects Outlook 2014.

90. *Ibid.*

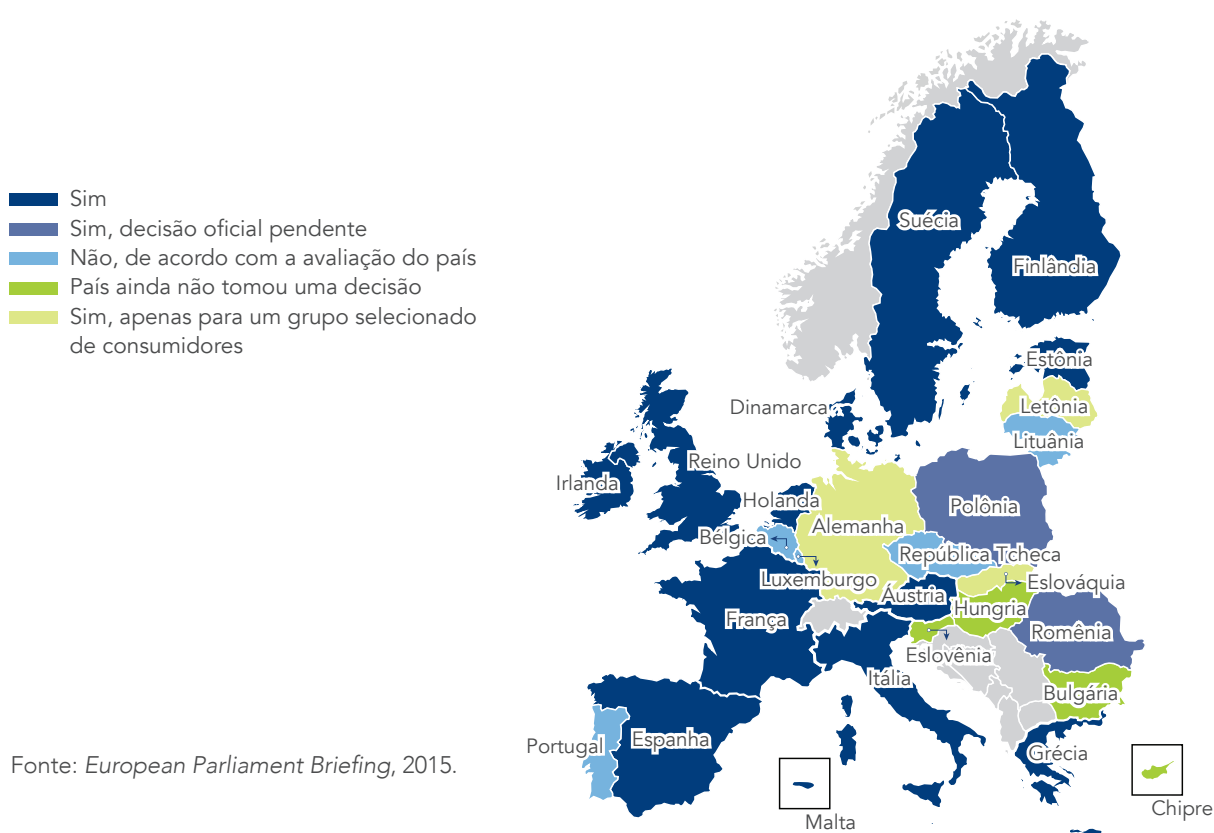
91. Fonte de financiamento não classificada: informação sobre a fonte de financiamento inexistente.

Levando em consideração a heterogeneidade na implementação das redes inteligentes, o Parlamento Europeu lançou recomendações<sup>92</sup> para realização de um processo de transição para redes elétricas inteligentes - sem, contudo, estipular um prazo para sua execução.<sup>93</sup> A indicação é que todos os membros realizem a transição, mas a decisão final cabe a cada país, com base em uma análise custo-benefício de implementação. Se a análise realizada for positiva, é esperado que pelo

menos 80% dos consumidores no país recebam medidores inteligentes até 2020.<sup>94</sup>

Alguns casos individuais merecem destaque. Apesar de ter a intenção de implementar medidores inteligentes no país até 2020, os governos da Polônia e Romênia ainda não tomaram uma decisão oficial a respeito. A Espanha resolveu implementar os medidores inteligentes mesmo sem ter completado a análise custo-benefício. O mesmo

FIGURA 14: IMPLEMENTAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE NOS PAÍSES MEMBROS DA UNIÃO EUROPEIA ATÉ 2020



92. Essas recomendações também são de ordem técnica, com diretrizes para garantir a operacionalidade dos sistemas entre países e a possibilidade de atualizações tecnológicas posteriores dos sistemas.

93. Mesmo sem estipular prazo, a Diretiva 2009/72/EC estabelece que os países membros na União Europeia devem assegurar a implementação dos medidores inteligentes. Mais informações: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>.

94. Wilson, 2015.

ocorreu na Itália, o que pode ser explicado pelo fato de o país já vir substituindo medidores convencionais por medidores inteligentes há alguns anos.<sup>95</sup> Na França, a instalação de medidores inteligentes tornou-se compulsória a partir de 2010, com a publicação do *Décret* nº 2010 – 1022. No Reino Unido, a implementação dos *smart meters* começará no segundo semestre de 2016.<sup>96</sup>

Em outros países, as análises custo-benefício apresentaram resultado negativo ou foram inconclusivas (Bélgica, República Tcheca, Alemanha, Letônia, Lituânia, Portugal e Eslováquia). Alemanha, Letônia e Eslováquia, contudo, concluíram que a instalação de *smart meters* justifica-se economicamente apenas para um grupo selecionado de consumidores.<sup>97</sup> Por fim, Bulgária, Chipre, Hungria e Eslovênia não realizaram a análise custo-benefício nem têm planos de implementação. A União Europeia continuará a monitorar o processo de implementação dos medidores inteligentes e pedirá aos países que optaram pela não implementação para reverem suas análises custo-benefício, para que o processo se inicie o quanto antes.

A implementação das redes inteligentes mostra-se muito diversa nos Estados Unidos e na Europa. Entretanto, embora tanto a União Europeia quanto o governo americano deixem a cargo dos países ou estados a decisão de quando e como começar a transição para *smart grids*, há ênfase no fato de que ela deve ocorrer e tam-

bém diretrizes e coordenação centralizadas para a concretização desse fato.

## INICIATIVAS TECNOLÓGICAS PARA DESENVOLVIMENTO DOS RED NO BRASIL

No Brasil, a evolução tecnológica necessária para a inserção dos RED, com todo o seu potencial, ainda caminha lentamente. No caso brasileiro, a implementação de tecnologias inteligentes no segmento de distribuição ainda é bastante incipiente.<sup>98</sup> Desse modo, a modernização do sistema de distribuição do país é fundamental para a integração de recursos energéticos distribuídos.

Com o objetivo de promover a migração tecnológica do setor elétrico brasileiro e viabilizar a adoção de redes elétricas inteligentes, a ANEEL lançou em 2010 o Projeto de P&D Estratégico denominado “Programa Brasileiro de Redes Inteligentes”. Mais recentemente, o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) lançou um relatório fazendo um paralelo entre os projetos de *smart grids* na Europa e no Brasil visando contribuir para o desenvolvimento dos *smart grids* no país.<sup>99</sup> Como resultado, algumas distribuidoras vêm investindo em projetos de demonstração, que auxiliarão a implementar os *smart grids* no país. Os principais projetos piloto, que foram realizados com recursos que as distribuidoras devem investir em P&D, de acordo com a regulação, ainda estão em fase de desenvolvimento (box).

95. Projeto *Telegestore*, implementado pela Enel.

96. <http://www.smartdcc.co.uk/implementation/programme/>.

97. A expectativa desses países é implementar *smart meters* para 23% dos consumidores residenciais.

98. Embora os sistemas de geração e transmissão no Brasil apresentem um grau de monitoramento e controle razoavelmente avançado. Fonte: Brasil, 2014.

99. *Ibid.*

## Projetos Piloto em *Smart Grid* no Brasil<sup>100</sup>

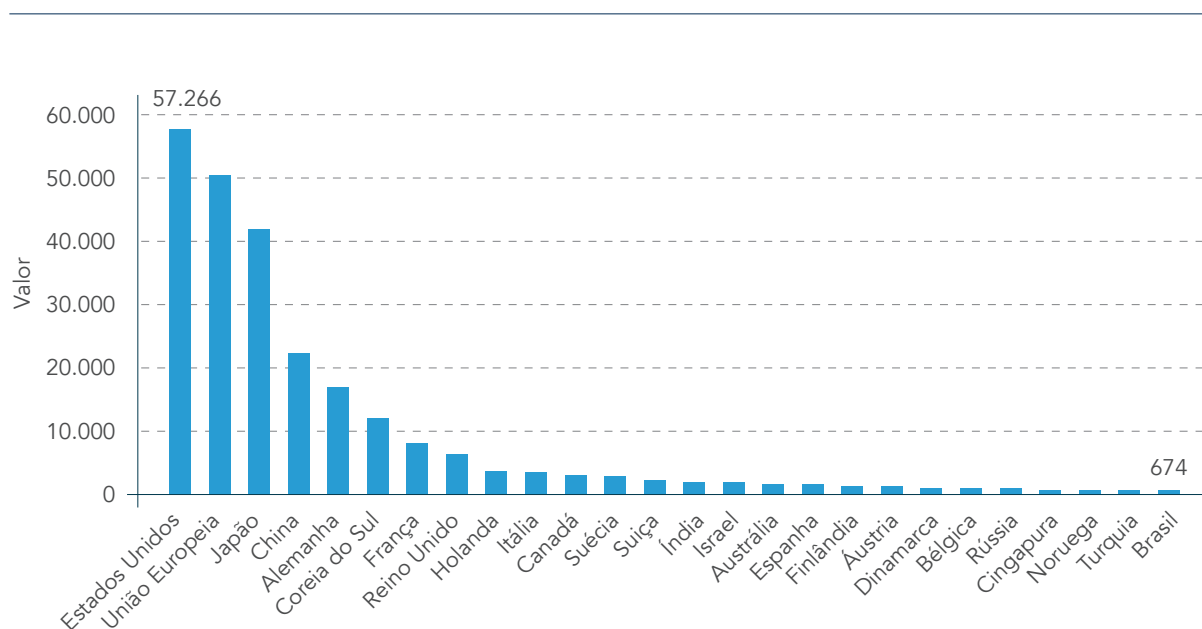
Nome do Projeto	Empresa	Número de Consumidores atendidos	Local	Estágio atual
Eletropaulo Digital	AES Eletropaulo	84.000	Barueri, Vargem Grande e Caucaia do Alto	Em desenvolvimento
Cidade Inteligente Búzios	Ampla	10.000	Armação dos Búzios	Em desenvolvimento
Caso Ilha de Fernando de Noronha (IFN)	CELPE	847	Ilha de Fernando de Noronha	Em desenvolvimento
Cidades do Futuro	CEMIG	8.000	Sete Lagoas, Baldim, Funilândia, Jequitibá, Prudente de Moraes, Santana de Pirapama, Santana do Riacho	Fase operacional concluída. Fase de internalização de procedimentos em andamento
Cidade Inteligente Aquiraz	COELCE	19.177	Aquiraz, Katu, Picão, Prainha, Japão, Porto Das Dunas, Tupuiú, Timbú e Mangabeira, Tapuio- Catolé, Coaçu	Em desenvolvimento
Paraná Smart Grid	COPEL	10.000	Curitiba	Em desenvolvimento
InovCity	EDP Bandeirante	35.000	100% do município de Aparecida, SP	Em desenvolvimento
Projeto Smart Grid	Light	400.000	Área metropolitana do Rio de Janeiro	Em desenvolvimento
Projeto Parintins	Eletrobras AM	14.500	Parintins	Concluído, porém será necessária uma etapa complementar.
Smart Grid CPFL	CPFL Energia	25.000 (Grupo A)	Municípios do interior do estado de São Paulo	Em desenvolvimento
Projeto Cidade Inteligente	Elektro	6.000	São Luiz do Paraitinga, SP	Em desenvolvimento

100. Fonte: <http://redesinteligentesbrasil.org.br/produtos/category/22-consolidados-projetos-piloto.html>, [http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Projetos\\_PED-ANEEL\\_\(Res\\_Norm\\_316-2008\)\\_Ver2016.01.28.xls](http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Projetos_PED-ANEEL_(Res_Norm_316-2008)_Ver2016.01.28.xls) e Brasil, 2014.

No entanto, apesar dos esforços realizados até então, tanto o projeto de P&D da ANEEL quanto os projetos pilotos não desencadearam um Programa Nacional de Redes Inteligentes por parte do Governo Federal.<sup>101</sup> Dado o avanço que *smart grids* já vêm apresentando ao redor do mundo, seria importante que o governo brasileiro estruturasse esse programa o quanto antes, para que a transição fosse realizada de forma planejada e controlada.

Investir no desenvolvimento de redes inteligentes e das tecnologias necessárias para sua implementação e dos outros RED no país não é uma tarefa fácil - dentre outros fatores, porque o Brasil não é um país com tradição em inovação. De acordo com a última edição do *Global Competitiveness Report*,<sup>102</sup> o Brasil encontra-se na 84ª posição dentre 140 países na avaliação do quesito "Inovação". A Figura seguinte mostra o número de patentes por país em 2013.

FIGURA 15: NÚMERO DE PEDIDOS APRESENTADOS AO TRATADO DE COOPERAÇÃO EM MATÉRIA DE PATENTES EM 2013



Fonte: OCDE

<sup>101</sup>. Alcântara, 2014. Enquanto o Programa Nacional de Redes Inteligentes não é implementado, a ANEEL vem regulamentando as tecnologias relacionadas às redes inteligentes disponíveis no país, como os medidores eletrônicos e inteligentes. Estes últimos, contudo, apesar de terem sido regulamentados pela ANEEL, ainda não foram homologados pelo INMETRO.

<sup>102</sup>. *The Global Competitiveness Report*, publicado anualmente pelo *World Economic Forum*, avalia a competitividade de 140 economias. Na última edição do relatório (2015-2016), o Brasil encontra-se na 75ª posição do *ranking* geral.

Considerando esse cenário de pouco fomento à inovação, um ponto de partida para estimular atividades de pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D) seria avaliar as opções de financia-

mento para a pesquisa de novas tecnologias. Em particular, para o desenvolvimento de tecnologias ligadas aos RED, existem algumas opções de financiamento disponíveis no país (Tabela 2).

TABELA 2: RECURSOS PARA DESENVOLVIMENTO DE TECNOLOGIAS LIGADAS AOS RED

Fonte de recursos	Órgão gestor	Objetivo	Recursos
Inova Energia <sup>103</sup>	FINEP, com apoio do BNDES e da ANEEL	Promover a pesquisa e inovação nas seguintes áreas: <b>Linha 1:</b> Redes Elétricas Inteligentes ( <i>Smart Grids</i> ) e Transmissão em Ultra-Alta Tensão (UAT) <b>Linha 2:</b> Geração de Energia por meio de Fontes Alternativas <b>Linha 3:</b> Veículos Híbridos e Eficiência Energética Veicular	<b>FINEP:</b> R\$1,2 bilhão <b>BNDES FUNTEC:</b> R\$ 1,2 bilhão <b>ANEEL</b> (Recursos de P&D obrigatórios): R\$ 600 milhões <b>Total:</b> R\$ 3 bilhões, para os anos de 2013 a 2016; Financiamento de até 90% do valor total do projeto
CT-ENERG <sup>104</sup>	FINEP e CNPq	Financiar programas e projetos na área de energia, especialmente na área de eficiência energética no uso final.	Encargo setorial P&D - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética: 0,75% a 1% sobre o faturamento líquido anual de empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
BNDES Finem - linha Eficiência Energética <sup>105</sup>	BNDES	Apoiar projetos para redução do consumo de energia ou aumento da eficiência do sistema energético nacional.	O Banco financia até 80% do valor dos itens financiáveis. O valor mínimo do financiamento é de R\$ 5 milhões.

103. Fonte: FINEP – Inova Energia.

104. Fonte: FINEP – CT-ENERG.

105. Fonte: BNDES Finem.

A disponibilidade das linhas de financiamento listadas oferece uma possibilidade para a evolução das tecnologias que deem suporte ao desenvolvimento dos RED. O estímulo a essas tecnologias necessita de recursos que, se não puderem ser integralmente proporcionados pelo governo, podem ser complementados por meio de agendas em parceria com a iniciativa privada, como instituições de pesquisa do país ou até mesmo do exterior, ou por meio de uma agenda multilateral de fomento à energia distribuída.

Além disso, a formação de profissionais de qualidade e uma maior interação entre os setores de pesquisa e a indústria são fatores importantes a serem considerados pelos tomadores de decisão que contribuirão para o avanço tecnológico no setor. Por fim, é necessário que o aparato regulatório seja compatível com o incentivo à inovação e com o cenário hipotético de aumento da inserção dos RED, na medida em que a sua penetração impacta o modelo de negócios atual.



# O surgimento do papel do Integrador de Energia na indústria de eletricidade\*

Neil Gerber - Diretor de Estratégia, Energia e Meio Ambiente da IBM e membro do Conselho de Administração do Conselho Americano de Energia Renovável

Uma grande transformação no setor de energia elétrica é a chegada de substitutos viáveis que impulsionam mudanças estruturais, técnicas e comerciais no setor. Esses substitutos, como energia solar, armazenamento e gerenciamento de demanda despachável, estão surgindo fora do domínio da regulação e operam facilmente sem os obstáculos jurídicos e operacionais das empresas de energia tradicionais. Outros setores têm visto transformações semelhantes, com *start-ups* como Uber e Airbnb.

Em meio a essas transformações surgiu uma necessidade estratégica para a função do **integrador de energia**. Essa função pode ser desempenhada pelas distribuidoras de energia, por novos participantes ou por novos atores técnicos. Qualquer que seja o futuro da rede de energia, no entanto, a função do integrador de energia será essencial.

## MOTIVAÇÕES PARA A FUNÇÃO DO INTEGRADOR DE ENERGIA

### A REDE ESSENCIAL

Alguns dizem que a rede elétrica de hoje não será necessária no futuro, que com a produção de energia distribuída e o surgimento de novas tecnologias de armazenamento os usuários podem se desconectar da rede. Embora a produção centralizada de eletricidade provavelmente vá diminuir percentualmente em comparação com as médias históricas, uma rede ainda será necessária para levar energia aos consumidores. A função de uma entidade estruturada para operar a rede, embora modificada, ainda será necessária, e essa entidade é o integrador de energia.

### MERCADOS

Grandes parcelas do fornecimento de energia elétrica continuam a ser administradas por meio de mecanismos regulamentados das empresas de energia tradicionais. No entanto, a direção em muitas partes do mundo - inclusive no Brasil - é no sentido de criar mercados de energia em substituição a parcelas do monopólio das empresas de energia tradicionais. O integrador de energia utilizará esses mecanis-

mos para respaldar um mercado robusto de eletricidade e serviços associados.

## SUSTENTABILIDADE

A sustentabilidade como objetivo social e imperativo político está cada vez mais sendo adotada em âmbito global, impulsionando uma migração de combustíveis fósseis para outros recursos, e o Brasil não é exceção. Para o integrador de energia, adotar e até promover a sustentabilidade é um conceito essencial. Trata-se de uma oportunidade para que a inovação seja exercida com estruturas de recompensa financeira que não precisam ser tradicionalmente de natureza regulatória.

## A REDE DE ENERGIA DA ERA MODERNA

Essa transformação no setor de energia estabelece as bases para uma nova era no desenho, na gestão e na utilização da rede de energia. O setor está rapidamente deixando para trás a Rede de Energia da Era Industrial (*Industrial Era energy Grid* - IEeG) e está planejando e construindo a Rede de Energia da Era Moderna (*Modern Era energy Grid* - MEeG).

A IEeG foi planejada para a eletrificação direcionada principalmente pelo fornecimento centralizado. A MEeG respaldará uma economia que é mais elétrica do que no passado, fornecida por meio de uma infraestrutura que é mais distribuída e variável na operação. Será planejada para a sustentabilidade e para a conexão

de um conjunto diversificado de recursos de oferta e demanda, que serão otimizados para lidar com a incerteza técnica inerente às tecnologias de energia mais novas. E as estruturas de financiamento e recompensa subjacentes serão cada vez mais baseadas no mercado, em vez de baseadas em regulamentações e ativos.

Como em outros setores operacionais que passaram por transformações, alguns elementos das operações, onde segurança e confiabilidade são fundamentais, são mais propícios a inovações menos rigidamente controladas do que outros. No setor aéreo, por exemplo, o voo de uma aeronave é rigidamente controlado, com possibilidades de inovação projetadas e regulamentadas com extrema dedicação. Ainda assim, a inovação tem sido implementada com sucesso (por exemplo, uma cabine de “vidro” moderna). Por outro lado, o processo de administração de passageiros fica em grande parte livre dos aspectos relativos à engenharia e à regulamentação, portanto mais receptivo a inovações menos direcionadas.

O setor de energia elétrica provavelmente seguirá um padrão semelhante, com as operações de rede evoluindo em um regime de inovação mais rigidamente controlado, enquanto que nas operações voltadas para o cliente as inovações provavelmente serão vitalizadas por meios mais empreendedores. É esse equilíbrio entre os métodos bem estabelecidos do fornecimento de eletricidade segura e confiável e as inovações necessárias para atender às exigências futuras que estabelece as bases para o integrador de energia.

Um integrador de energia não é necessariamente uma entidade única, mas mais provavelmente uma constelação de entidades que administram de acordo com um conjunto de processos comuns e coordenados.

## ESFERAS DE OPERAÇÃO DO INTEGRADOR DE ENERGIA

### ESFERA DA OPERAÇÃO DA REDE: SEGURANÇA E CONFIABILIDADE

As expectativas de consumidores e órgãos reguladores de que a rede forneça eletricidade segura e confiável precisam continuar a ser atendidas. Embora grande parte da estrutura tradicional das empresas de energia da IEeG seja preservada nessa esfera, ela será transformada pela transição para a MEeG, e pela maior complexidade que a MEeG introduz. É provável que uma métrica análoga às medidas de estabilidade do sistema no nível da transmissão seja desenvolvida para a operação da distribuição, à medida que a complexidade, a interconexão e a variabilidade da oferta e da demanda aumentem.

### ESFERA DA INOVAÇÃO: SEGURANÇA E SUSTENTABILIDADE

A importância da segurança cibernética na MEeG é um fator cada vez mais importante para a gestão confiável da rede. A gestão das

ameaças cibernéticas tradicionalmente ficou limitada às fronteiras internas das subestações e das empresas. A MEeG, no entanto, enfrentará ameaças que alcançam as unidades físicas dos clientes – ou delas se originam. Assim, a gestão dessa ameaça se torna função fundamental do integrador de energia.

Também nessa esfera de operação está um papel consideravelmente ampliado para a integração de recursos de energia sustentável na rede de distribuição. Isso engloba a geração distribuída, bem como geração renovável centralizada, resposta da demanda, armazenamento, eficiência energética e inovações ainda a serem definidas.

As funções abordadas nessa esfera geralmente não são da competência da regulamentação das empresas de energia tradicionais e, portanto, estão abertas a oportunidades comerciais para aqueles que assumirem o papel de integrador de energia. Elas serão bem atendidas pela inovação empresarial, noção que os órgãos reguladores tradicionais estão começando a entender. Sendo assim, a autorização para o integrador de energia inovar comercialmente pode ser bastante grande.

Muitas das tecnologias necessárias para conduzir essa inovação já existem e estão sendo industrializadas. Muitas das inovações necessárias podem de fato ocorrer no âmbito dos modelos de negócios e das políticas públicas, permitindo que essas tecnologias e essas inovações sejam desencadeadas.

## ESFERA DO MERCADO: PREÇO E LIQUIDEZ

Os mercados deverão definir os preços de uma variedade de serviços por meio de um conjunto de mecanismos que permitam que todos os recursos energéticos participem, independentemente da fonte. A esfera do mercado oferece aos integradores de energia a oportunidade para operar comercialmente, por meio de mecanismos regulatórios não tradicionais. É provável que sujam terceiros que operem nessa função de integração de energia, em conjunto com entidades mais tradicionais.

O desenvolvimento de um conceito de câmara de compensação de energia, que permita aos participantes identificar mercados viáveis, fornecer serviços de energia e realizar transações com a completa variedade dos mercados dis-

poníveis, é crucial para o sucesso da função do integrador de energia.

## CONCLUSÃO

O conceito de integrador de energia incorpora de maneira sucinta os principais desafios, capacidades e oportunidades que surgirão à medida que o modelo da empresa de energia tradicional se transforme. Haverá transformações do mercado, das políticas públicas e das tecnologias em graus variados. Novos participantes - sejam empresas estabelecidas de outros setores, sejam novas empresas - competirão com empresas de energia inovadoras para ganhar esse espaço de alto valor. O único denominador comum nessa disputa será a inovação.



# Incentivos para o desenvolvimento dos RED

---

Cada país desenha o mecanismo de incentivo adequado para alcançar os objetivos traçados em suas políticas energéticas em função das peculiaridades de cada local. A velocidade da inserção dos RED é resultante da política de incentivo, definida de acordo com o ambiente onde ocorre a execução, e da sua implementação adequada. Para fazer frente aos altos custos associados à implementação dos RED, a definição de políticas de incentivos financeiros ou fiscais têm sido importantes para o seu desenvolvimento.

---

Os financiamentos viabilizam os investimentos iniciais daqueles agentes que querem começar a gerar sua própria energia, por exemplo. A oferta de financiamentos pode se dar por meio de instituições financeiras privadas ou o setor público pode atuar para complementar o mercado de financiamento em energia distribuída. O *Green Bank*, do estado de Nova York, é um exemplo de como o setor público atua para complementar o mercado de crédito em ener-

gias renováveis, mobilizando recursos do setor privado para investimento nesses projetos.

Outro mecanismo que tem sido utilizado para estimular a maior adoção de RED são incentivos fiscais. O governo americano, por exemplo, através do *Business Energy Investment Tax Credit* (ITC), permite o abatimento de 30% do valor investido em painéis solares fotovoltaicos<sup>106</sup> do imposto de renda federal. Esse

---

106. <http://energy.gov/savings/business-energy-investment-tax-credit-itc>

incentivo fiscal é visto como um dos grandes responsáveis pelo crescimento da geração solar nos Estados Unidos<sup>107</sup>. Outros incentivos fiscais, dessa vez para melhorar a eficiência energética em residências, são os *Residential Energy Efficiency Tax Credit* e *Residential Renewable Energy Tax Credit*, nos quais o consumidor também pode abater do seu imposto de renda um percentual do valor investido nas suas casas.<sup>108</sup>

Além disso, as políticas de incentivo adotadas dependem do tipo de RED em questão. Para a geração distribuída, em particular, os incentivos para o seu desenvolvimento são, em geral, parte de uma política mais ampla de estímulo a fontes renováveis de energia. Os principais esquemas de incentivos vistos ao redor do mundo no desenvolvimento da geração distribuída são *Feed-in-Tariff* (FiT), *Renewable Obligation* (RO), Incentivos Fiscais e *Net Metering* (NEM).



107. Mooney, 2016.

108. Casey, 2016.

## Políticas de incentivo para a geração distribuída

**Feed-in-Tariff (FiT)** – são contratos de longo prazo (10 a 25 anos) de compra de energia renovável impostos às *utilities*. Tais contratos garantem o acesso ao *grid* e, em geral, têm preços predeterminados acima do preço de mercado da energia, definidos com base nos custos da tecnologia de geração utilizada. Os preços são desenhados para acompanhar a redução de custos decorrentes do avanço da tecnologia.

**Renewable Portfolio Standards<sup>109</sup>/Renewable Energy Certificates (REC)** – Trata-se de uma política definida pelo governo, que estabelece que uma cota da energia elétrica fornecida pelas *utilities* deve ser oriunda de fontes renováveis. As geradoras recebem certificados negociáveis de energia para cada unidade de energia gerada a partir da fonte renovável elegível. Esses certificados podem ser comprados por distribuidoras que precisam atingir uma meta de geração por fontes renováveis, por exemplo.

**Incentivos Fiscais** – Abatimento da contribuição de impostos que podem vir de diversas formas, dependendo da regulação.

**Net Metering (NEM)** – sistema de contabilização da energia retirada e injetada na rede de distribuição, em que o consumidor/gerador recebe créditos se houver sobregeração, ou somente abatimento da sua conta de luz se não houver. Dependendo da regulação adotada, o crédito de energia pode ser monetizado, podendo haver um prazo de utilização de tais créditos.

**Public BeneFIT Funds** – são um conjunto de recursos criados mediante a cobrança de uma pequena taxa (ou sobretaxa) sobre as tarifas de eletricidade, com o intuito de se investir no fornecimento de energia limpa.

**Leilões de energia renovável** – mecanismos de leilão para contratação de longo prazo de energia renovável. Têm sido utilizados para a expansão de capacidade em alguns países, em particular o Brasil. Apesar de bem-sucedidos na ampliação da capacidade instalada de renováveis, os leilões do Brasil, até o momento, foram direcionados para a expansão da capacidade de geração centralizada.

109. Outros nomes utilizados são *Renewable Electricity Standard* (RES) ou *Renewables Obligation* (RO). Fonte: Maurer e Barroso, 2011.

## A política de incentivo para a geração distribuída mais popular mundialmente é a FiT, sendo empregada em vários países da Europa, em alguns estados dos Estados Unidos e da Índia, no Japão e na China.

---

A política de incentivo para a geração distribuída mais popular mundialmente é a FiT, sendo empregada em vários países da Europa, em alguns estados dos Estados Unidos<sup>110</sup> e da Índia, no Japão e na China. Outros países adotam combinações de incentivos, como Itália e Grã-Bretanha, que utilizam FiT e REC (ou *Renewable Obligation – RO*). Incentivos Fiscais e o *Net Metering* também são muito populares nos Estados Unidos, enquanto a Índia também utiliza NEM e REC.

A principal vantagem da FiT está nos contratos de longo prazo, onde há uma redução considerável do risco para o investidor. Além disso, os

custos de capital de fontes renováveis observados nos países que adotaram a FiT são menores do que em países que adotaram outros instrumentos que envolvem riscos mais elevados de rentabilidade futura dos investimentos.<sup>111</sup> No entanto, a FiT deve estar de acordo com os custos de cada tecnologia para evitar um crescimento descontrolado do mercado, de maneira que a tarifa deve ser adaptada constantemente conforme o grau de expansão da capacidade em relação à meta do governo.<sup>112</sup> Alguns países já substituíram a FiT por outros tipos de incentivos, como o NEM, ou pretendem abolir a FiT completamente (box).

---

**110.** Os incentivos para a GD nos EUA são definidos pelos estados. A falta de uma política nacional para a GD é criticada por alguns autores, como Zhang et al. (2013).

**111.** Zachariadis et al., 2013.

**112.** Telaretti, 2015.

## A FiT na Alemanha<sup>113</sup>

Em 2000, com a publicação da Lei das Energias Renováveis - *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) - a Alemanha escolheu oficialmente a FiT como incentivo para aumentar a participação das fontes renováveis<sup>114</sup> na sua matriz elétrica. A EEG foi atualizada em 2004, 2009 e 2012 para refletir as mudanças das condições de mercado e a maior inserção das renováveis ao longo dos anos.

As principais características da EEG são:

- Proteção dos investimentos em renováveis por meio de tarifas FiT fixas, com prazo de 20 anos;
- Garantia de conexão das fontes renováveis à rede elétrica;
- Prioridade na utilização dessas fontes renováveis pelo operador do sistema;
- Valores decrescentes da FiT, que diminuem anualmente para novas instalações (o objetivo é dar incentivo para os proprietários de renováveis reduzirem seus custos); e
- Financiamento pelos consumidores por meio das taxas EEG: o subsídio à FiT é completamente financiado pelos consumidores. A geração de energia renovável é comercializada nos mercados atacadistas e recebe o preço de mercado. A diferença entre o preço de mercado e o valor da FiT predeterminado pelo governo é paga pelos consumidores, como parte de suas contas de energia elétrica, através da taxa EEG - taxa de energia renovável ou sobretaxa -, que é aplicada de maneira diferenciada aos consumidores (industriais pagam apenas uma fração e energo-intensivos estão isentos).

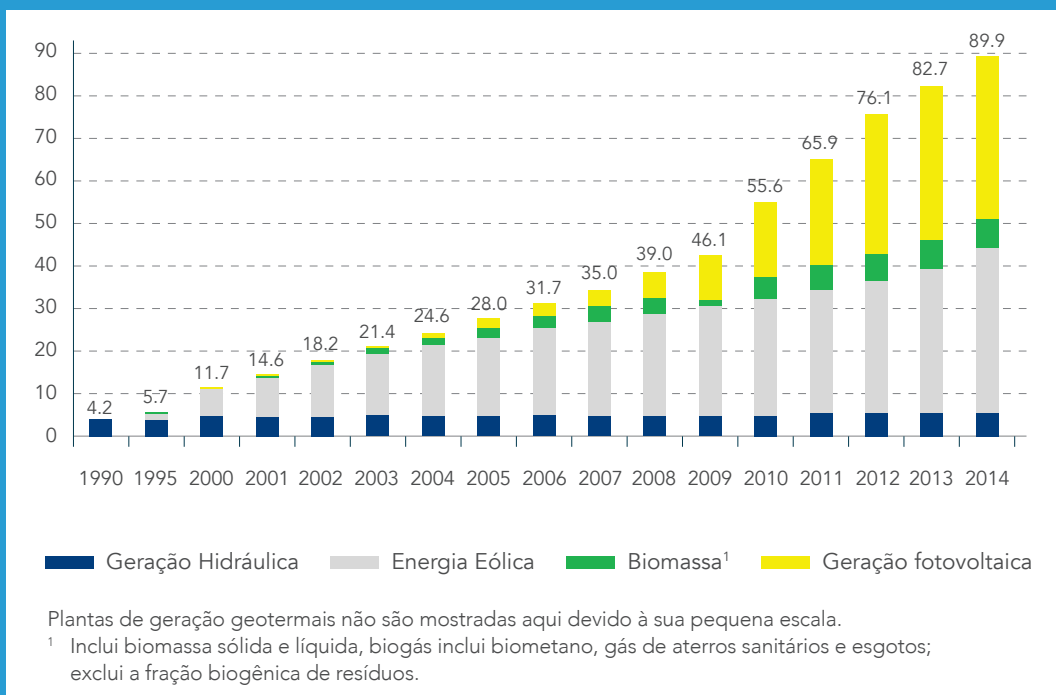
A expansão das renováveis na matriz elétrica alemã foi significativa, em particular a participação da geração solar fotovoltaica, a fonte renovável mais beneficiada pela FiT.

CONTINUA ►

<sup>113</sup>. Poser et al., 2014.

<sup>114</sup>. O objetivo do EEG é aumentar a participação tanto de renováveis de grande porte, como grandes usinas eólicas *onshore* e *offshore*, quanto renováveis distribuídas, como a solar

FIGURA 16: DESENVOLVIMENTO DA CAPACIDADE INSTALADA RENOVÁVEL NA ALEMANHA (GW)

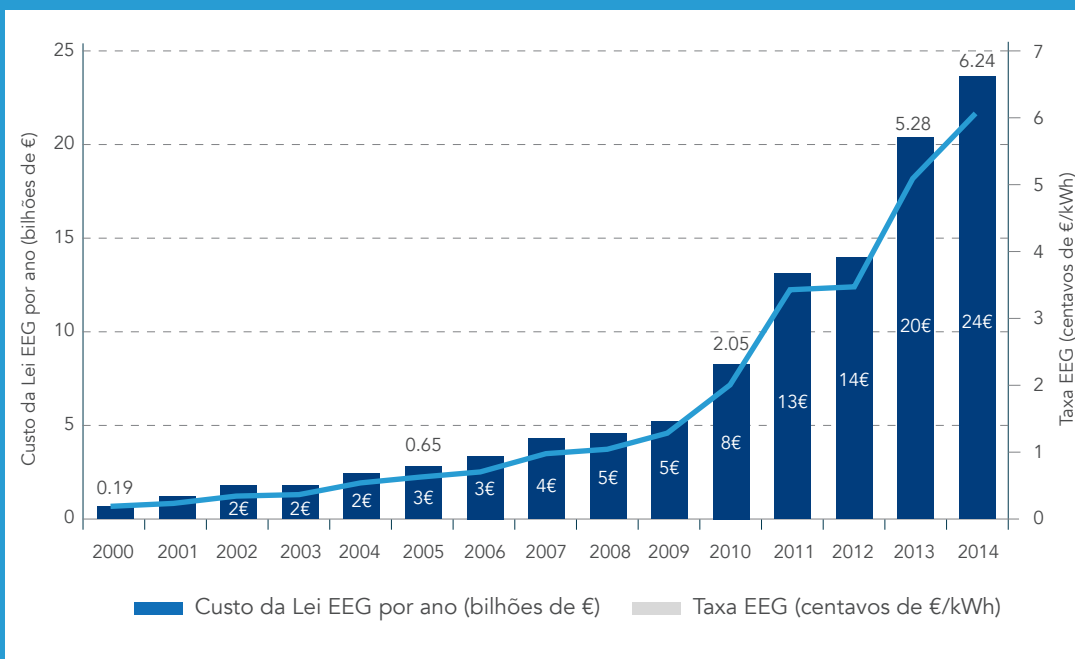


Fonte: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2015

O custo total do programa de FiT deve atingir €680 bilhões em 2022, de acordo com estimativas do Ministério do Meio Ambiente alemão<sup>115</sup>. Em termos absolutos, o subsídio alemão para energias renováveis aumentou dramaticamente ao longo dos anos. Enquanto que entre os anos 2000 e 2003 o montante total de subsídio para as energias renováveis foi de cerca de €1 bilhão por ano, ele superou a marca de €20 bilhões em 2013 (Figura 17).

Além disso, com a maior inserção no mercado de plantas geradoras renováveis, o subsídio pago pela taxa EEG cresceu de 0,19 centavos de euro/kWh em 2000 para 6,24 centavos de euro/kWh em 2014. Os principais fatores que levaram ao aumento da taxa EEG ao longo dos anos foi o rápido crescimento das renováveis (em particular, energia solar), as isenções de tributação para a indústria e o preço decrescente das fontes energéticas renováveis no mercado atacadista. Como a taxa EEG é repassada aos consumidores, o preço da eletricidade na Alemanha aumentou de €0,14/kWh em 2000 para €0,29/kWh em 2013.<sup>116</sup>

FIGURA 17: DESENVOLVIMENTO DO SUBSÍDIO E DA TAXA EEG NO PROGRAMA DE FIT ALEMÃO



Fonte: Poser et al., 2014.

Embora a FiT venha cumprindo seu papel na expansão das fontes energéticas renováveis na matriz alemã, ela também trouxe importantes custos<sup>117</sup> para a sociedade. Tendo isso em mente, a União Europeia orientou seus países membros a cessarem a utilização de incentivos para energias renováveis que incluam a FiT a partir de 2017. Efetivamente, esses incentivos serão substituídos por um sistema de leilões (com exceção das tecnologias emergentes e plantas de menor porte) e os preços vão estar diretamente ligados ao mercado atacadista. A Alemanha está, atualmente, atualizando a EEG para efetivar essa mudança.<sup>118</sup>

115. Poser et al., 2014.

116. Além da EEG, outros fatores contribuíram para o aumento do preço da eletricidade na Alemanha – p. ex. a imposição de novas taxas para manutenção da rede devido ao aumento das renováveis no grid.

117. Outras consequências não-previstas da maior inserção das renováveis no mercado alemão: maior utilização de termelétricas como backup; depreciação antecipada das usinas termelétricas, por só serem acionadas quando necessário; queda no custo marginal de operação do sistema (pois as renováveis têm preferência na ordem de mérito), o que inviabiliza a operação das térmicas, de custo marginal mais elevado; impacto no preço da energia para indústrias não isentas da taxa EEG.

118. Appunn, 2016a.

## As políticas de eficiência energética, em praticamente todos os países, são delineadas pelos governos e implementadas pelas distribuidoras para satisfazer requisitos regulatórios.

---

Em relação ao gerenciamento de demanda, a liberalização do mercado de energia colabora para que tais políticas mostrem resultados mais efetivos. No mercado liberalizado, os preços refletem o verdadeiro custo da eletricidade, fazendo com que os consumidores tenham liberdade para alterar o seu consumo quando desejado, inclusive escolhendo de quem eles compram energia.<sup>119</sup> Além disso, o sucesso das políticas de incentivo é diretamente relacionado à elasticidade-preço da demanda dos consumidores. Para consumidores residenciais, políticas de longo prazo tendem a ter mais sucesso, já que a resposta da demanda residencial a variações nos preços de energia é maior em um horizonte temporal mais amplo.<sup>120</sup> Igualmente,

políticas de gerenciamento de demanda idealmente devem ser acompanhadas de melhores tecnologias de medição de eletricidade para que se possa extrair todo o seu potencial benefício.

Já as políticas de eficiência energética, em praticamente todos os países, são delineadas pelos governos e implementadas pelas distribuidoras para satisfazer requisitos regulatórios<sup>121</sup>. Observa-se cada vez mais, contudo, uma maior interação com outros agentes do setor elétrico na realização dessas políticas. Nos países da OCDE, algumas práticas de financiamento para projetos de eficiência energética estão disponíveis para os consumidores. O “financiamento

---

**119.** A liberalização do mercado de energia elétrica pode levar a um aumento ou a uma queda nos preços da energia. A direção dependerá de quão distante os preços regulados estavam dos preços de mercado. No estado de Illinois, nos EUA, com os preços da energia congelados, não refletindo a subida no preço do gás natural, se verificou um aumento nos preços da energia quando houve a liberalização em 2007. Já no Texas, o efeito oposto ocorreu. Para maiores detalhes, ver IEA, 2011a.

**120.** *Ibid.*

to na conta”, por exemplo, é um programa no qual o consumidor tem acesso a financiamento governamental ou das distribuidoras para fazer melhorias que promovam a eficiência energética em sua residência. O pagamento do empréstimo é descontado na conta de energia mensal.<sup>122</sup>

Alterações nos códigos e regulação das edificações, por sua vez, estimulam a maior eficiência energética nas novas construções. Financiamentos também auxiliam na realização de investimentos em eficiência energética para edificações mais antigas.



121. IEA, 2015.

122. IEA, 2015b.

## Políticas de incentivo para estimular a adoção de programas de eficiência energética por parte das distribuidoras<sup>123</sup>

*Decoupling de receita* – rompimento da relação entre receita e volume de energia vendido, fazendo com que o faturamento das distribuidoras não seja impactado com a adoção de políticas de eficiência energética.

*Energy efficiency rate design* – desenho de tarifa que incentive consumidores a fazerem investimentos em eficiência energética. Por exemplo, se consumidores fizerem investimentos em eficiência energética que reduzam a congestão do sistema de distribuição ou a demanda de pico, o operador pode compensar o consumidor pelos benefícios que tais investimentos trazem para o sistema.

*Energy efficiency obligations* – metas de eficiência energética definidas para as distribuidoras, que são alcançadas por meio da economia de energia por parte dos consumidores.

*Performance incentives* – pagamentos, ou ajustes nas tarifas, para as distribuidoras que atingirem determinadas metas. Essa prática de incentivos financeiros pode ser combinada a outros métodos.

*Capacity markets* – precificação do consumo evitado pela adoção de políticas de eficiência energética.

*Integrated resource planning* – processo no qual o regulador obriga as distribuidoras a investir em eficiência energética como parte de seu planejamento energético.

---

123. *Ibid.*

## Enquanto o mundo caminha mais rapidamente em direção aos recursos energéticos distribuídos, o Brasil ainda pouco avança nesse tema.

---

Para as tecnologias de armazenamento, estímulos para seu desenvolvimento estão intimamente ligados à expansão da GD por fontes intermitentes. Incentivos e financiamento para a geração distribuída que incluem tecnologias de armazenamento são uma maneira para melhor desenvolver e integrar esse recurso distribuído. Outras formas de estímulo ao desenvolvimento de tecnologias de armazenamento podem ocorrer por meio de regulação governamental<sup>124</sup>; lançamento de programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) com o objetivo de melhor entender como o armazenamento pode ser desenvolvido; criação de programas piloto; e subsídios diretos (incentivos fiscais).

A implementação de todos esses novos conceitos em energia distribuída precisa de incentivos que levem os agentes a melhor conhecerem e, por fim,

adotarem essas novas tecnologias. Além disso, a implementação deve ocorrer de forma que haja a maior interação possível entre setor público, privado e consumidores, o que garante não apenas transparência nesse processo, mas também a adoção ampla e eficiente desses recursos.

### PERSPECTIVAS PARA O DESENVOLVIMENTO DOS RED NO BRASIL

Enquanto o mundo caminha mais rapidamente em direção aos recursos energéticos distribuídos, o Brasil ainda pouco avança nesse tema. Apesar de possuir uma matriz elétrica relativamente limpa, o mundo da energia descentralizada e distribuída ainda é bastante incipiente no país. A geração distribuída e a eficiência

---

**124.** O estado da Califórnia é um exemplo de sucesso do desenvolvimento de um aparato regulatório favorável à penetração das fontes renováveis e das tecnologias de armazenamento. Com a instalação de 2,4 GW de geração solar e 23 MW de eólica no ano de 2014, os agentes estabeleceram metas para evolução da capacidade de armazenamento, mostrando a eficiência na coordenação e no planejamento do setor elétrico desta região.

energética são os RED que mais evoluíram recentemente no Brasil. Já no gerenciamento de demanda e no armazenamento de energia elétrica, os esforços são mais tímidos.

Em eficiência energética, a trajetória projetada para o Brasil no planejamento de longo prazo da EPE (Plano Nacional de Energia - PNE 2050) prevê ganhos de eficiência acumulados de 331 TWh até 2050. Esse ganho de eficiência representará uma redução de cerca de 17% do consumo total de energia no período. Desse total, os setores residencial e comercial contribuirão com 19% cada e o industrial, com 12% - os 20% restantes correspondem a outras classes de consumo. Segundo a EPE, o atingimento dessas metas depende da melhoria da eficiência energética nos processos produtivos nacionais, da extinção das lâmpadas incandescentes, da melhoria da eficiência dos equipamentos residenciais, e dos programas de etiquetagem e melhoria da eficiência energética da iluminação pública.<sup>125</sup>

A fim de atingir essas metas, existem financiamentos disponíveis para a promoção da eficiência energética no Brasil, que advêm de fontes na-

cionais (BNDES, por exemplo) ou internacionais (Banco Mundial, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento - PNUD e *United States Agency for International Development* - USAID, por exemplo).<sup>126</sup>

No entanto, a meta de eficiência energética estabelecida no PNE para 2050 é tímida quando comparada a outros países do mundo. Na Alemanha, por exemplo, a meta de eficiência energética apenas para o consumo de energia elétrica prevê uma redução de 25% para 2050 em relação a níveis de 2008<sup>127</sup>. A União Europeia como um todo tem uma meta de eficiência energética de 27%, que pode aumentar para 30% quando a meta for revista em 2020.<sup>128</sup>

Nos Estados Unidos, algumas leis ainda em discussão no Congresso têm como objetivo estabelecer uma meta de eficiência energética nacional. Enquanto isso, os estados estabelecem suas próprias metas.<sup>129</sup> O estado da Califórnia, por exemplo, aprovou uma lei recentemente que, se efetivamente implementada, resultará numa redução total das necessidades de eletricidade do estado de aproximadamente 25% até 2030.<sup>130</sup>

125. EPE, 2016.

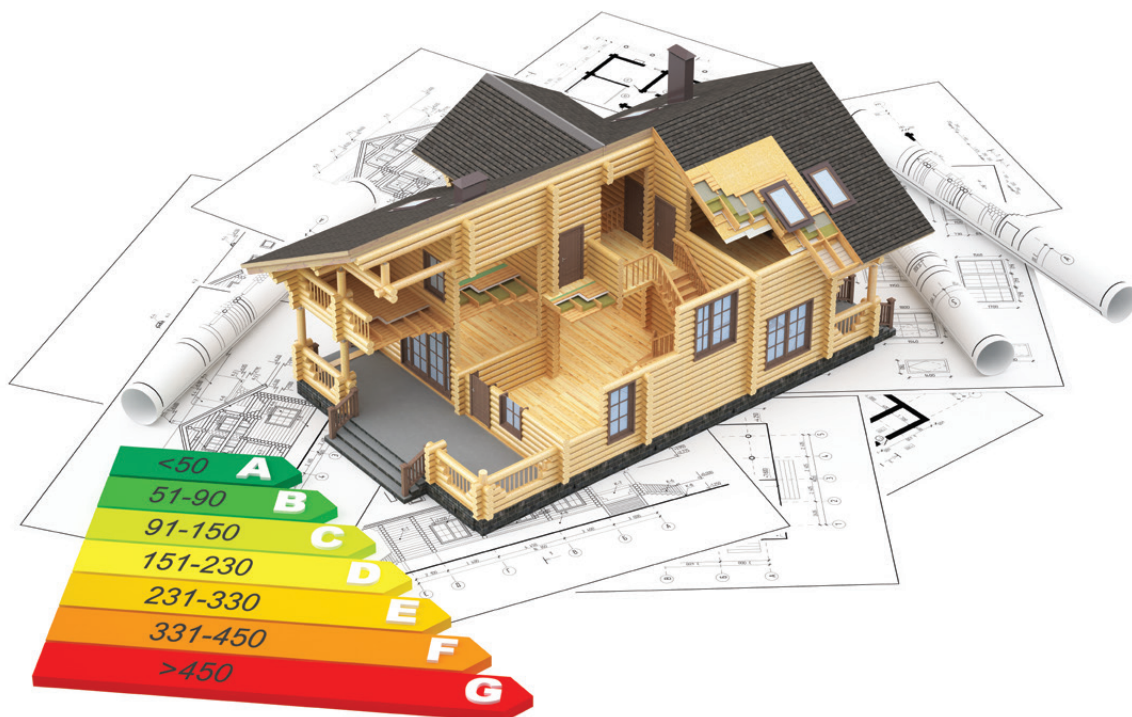
126. Mais informações sobre financiamento para projetos de eficiência energética em: <http://www.Procelinfo.com.br/main.asp?View={9D124FD8-783C-4806-8896-342043A41AB1}>

127. IRENA, 2015a.

128. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency>.

129. Fonte: <http://aceee.org/topics/energy-efficiency-resource-standard-eers>

130. Fontes: <http://focus.senate.ca.gov/sites/focus.senate.ca.gov/files/climate/505050.html> e Borgeson, 2015.



Quanto à geração distribuída, políticas de incentivo ao seu desenvolvimento são as que mais evoluem no Brasil, em comparação aos outros RED. Com o lançamento das novas regras regulatórias, a expectativa do governo e do regulador é que a GD tenha um grande avanço no país (vide artigo “Geração

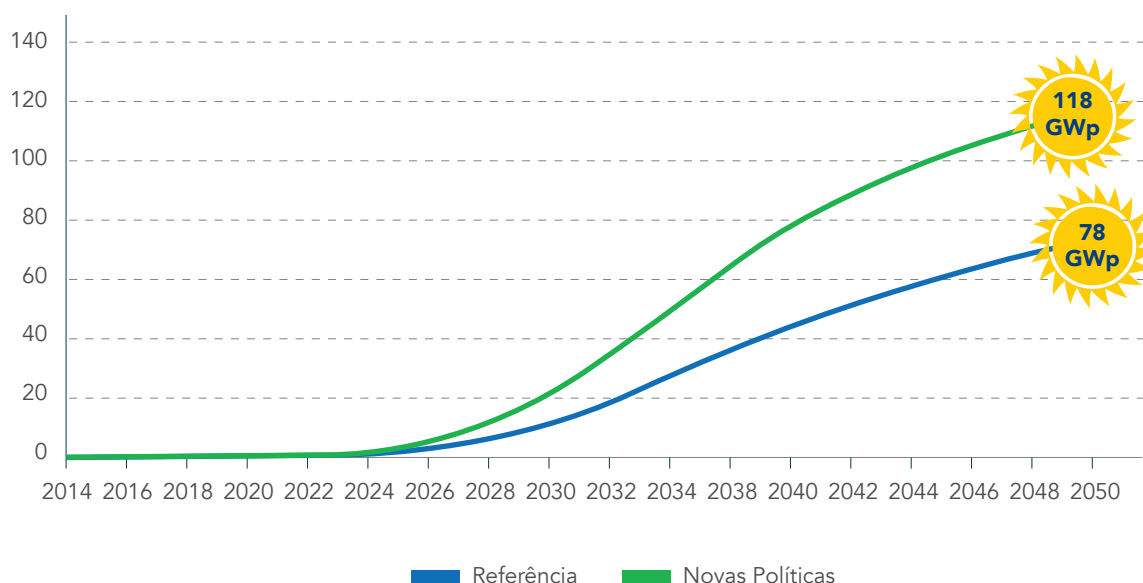
distribuída é iniciativa que conjuga economia e sustentabilidade” na Introdução).<sup>131</sup> No PNE 2050, a estimativa é que até 2050 a geração distribuída fotovoltaica atinja uma capacidade instalada de aproximadamente 118 GWp no cenário Novas Políticas,<sup>132</sup> com o crescimento maior ocorrendo após 2030.<sup>133</sup>

<sup>131</sup>. Outra novidade da nova resolução são os prazos mais curtos para as distribuidoras autorizarem a ligação dos sistemas distribuídos em suas redes. O tempo total do processo de conexão estabelecido na nova resolução caiu de 82 para 34 dias no caso da microgeração, e para 49 dias, no caso da minigeração. Em 2014, a média observada de dias para conexão da GD à rede elétrica era de 180 dias.

<sup>132</sup>. As projeções do PNE 2050 utilizam dois cenários possíveis: (i) Cenário Referência, construído com base em premissas sobre o crescimento das economias mundial e brasileira. A partir dessas premissas, foi projetada a demanda por consumo de energia no horizonte 2050; (ii) Cenário Novas Políticas, que considera que as premissas do Cenário de Referência aconteçam em maior escala, em função de políticas de fomento à geração fotovoltaica descentralizada. A nova resolução (RES 687/2015) está contemplada no Cenário Novas Políticas (EPE, 2016).

<sup>133</sup>. Em abril de 2016, a capacidade instalada de energia solar no país era de 23 MW (0,0152% da capacidade instalada do país). Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG), ANEEL.

FIGURA 18: PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA ACUMULADA NO LONGO PRAZO (EM GW<sub>p</sub>)



Fonte: EPE, 2016.

A maior penetração da GD na matriz brasileira tem potencial para contribuir para que o país alcance as metas colocadas pelo Brasil no Acordo de Paris – que preveem uma participação de 45% de energias renováveis na matriz energética

em 2030.<sup>134</sup> Para atingir essa meta, o país se comprometeu a aumentar a parcela de energias renováveis complementares no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030<sup>135</sup> - hoje, esse valor é de cerca de 15%.<sup>136</sup> Uma vez

<sup>134</sup>. Incluindo hidrelétricas. Esse valor hoje é 40%. Fonte: Brasil, 2015b.

<sup>135</sup>. *Ibid.*

<sup>136</sup>. Banco de Informações de Geração (BIG), ANEEL.

que as projeções mais otimistas da EPE indicam que a inserção da GD fotovoltaica na matriz elétrica só começará a ocorrer de maneira mais difundida após 2030, infere-se que o planejador projeta que tais metas sejam alcançadas por meio da ampliação de outras fontes renováveis.

A Alemanha, por sua vez, tem como meta que 80% do seu consumo de eletricidade em 2050 venha de fontes renováveis, principalmente geração eólica e solar<sup>137</sup> - esse valor atualmente corresponde a cerca de 27%.<sup>138</sup> Já os Estados Unidos preveem que a participação das energias renováveis no consumo final de eletricidade suba de 11,4% em 2010 para 16,3% em 2030.<sup>139</sup>

Comparando o Brasil com outros países do mundo, vê-se que as metas para expansão das energias renováveis complementares, que incluem a geração distribuída de fonte solar fotovoltaica, acompanham as tendências mundiais (à exceção da Alemanha). A dúvida que permanece, contudo, é qual será a efetiva participação da geração distribuída nesse montante. Até o momento, a expansão dessas fontes no país tem ocorrido a partir da geração centralizada, principalmente a eólica, estimulada pelos leilões promovidos pelo governo.

## OUTROS INCENTIVOS PARA A GD

Outro incentivo para o desenvolvimento da GD no Brasil foi a criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD),<sup>140</sup> que prevê investimento de mais de R\$ 100 bilhões até 2030. O programa estabeleceu os Valores de Referência Específicos (VRE) para a geração distribuída solar e por cogeração, como discutido no Capítulo “Aspectos econômicos e regulatórios”. Outras ações a serem propostas no âmbito do ProGD englobam: criação e expansão de linhas de crédito e financiamento; incentivo à indústria de componentes e equipamentos; formação e capacitação de recursos humanos; e promoção e atração de investimentos nacionais e internacionais.

Outras políticas de incentivo à geração de energia por fontes renováveis, que podem ter impacto na geração distribuída, são as seguintes:

- **Projetos de lei para a adoção do IPTU Verde.**  
O IPTU é um imposto municipal que incide sobre a propriedade urbana. O IPTU Verde seria um incentivo de redução do imposto dado aos proprietários de imóveis que adotassem medidas que preservem, protejam e recuperem o meio ambiente. Algumas dessas

<sup>137</sup>. Appunn, 2016b.

<sup>138</sup>. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2015.

<sup>139</sup>. IRENA, 2015c.

<sup>140</sup>. Portaria MME nº 538/2015

## Uma política importante de incentivo seria a consolidação de um mercado de crédito competitivo para o desenvolvimento não só da GD, mas também de todos os RED

---

medidas incluem sistemas de geração provenientes da fonte eólica e solar em escala residencial. Alguns municípios já conseguiram aprovar e sancionar o IPTU Verde, como a cidade de São Carlos – SP.

- **Certificação de edificações** que utilizam energia de fontes renováveis, como o Selo Solar.<sup>141</sup> Este é uma certificação para reconhecer empresas, residências e instituições públicas e privadas cujo consumo anual de eletricidade proveniente da energia solar seja superior a 50%. No entanto, a certificação não possui valor de mercado e nem pode ser comercializada, sendo explorada com viés de *marketing* ambiental.

Em geral, os empréstimos disponíveis para a promoção da GD são direcionados à instalação

de painéis solares fotovoltaicos. Algumas linhas de financiamento estão disponíveis através do BNDES e do Banco do Nordeste (BNB) para pessoas jurídicas. Para pessoas físicas, existem linhas de crédito para melhorias residenciais concedidas pela Caixa Econômica Federal e Banco do Brasil. Alguns bancos privados também oferecem apoio para a aquisição de sistemas fotovoltaicos. Além disso, está em tramitação no Senado o Projeto de Lei 371/2015, que permitirá o uso de recursos do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) na aquisição e na instalação de equipamentos destinados à geração própria de energia elétrica em residências.<sup>142</sup>

O que se verifica em relação a essas iniciativas de financiamento, contudo, é que não há um estímulo mais abrangente para micro “prosumidores”. A instalação de painéis solares fotovoltaicos ainda

---

<sup>141</sup>. O Selo Solar foi criado em 2012 e é uma iniciativa do Instituto Ideal e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); é uma certificação para reconhecer empresas, residências e instituições públicas e privadas que investem em eletricidade solar.

<sup>142</sup>. <http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/121833>

é onerosa e os esforços para a concessão de crédito são isolados e desintegrados. Dessa forma, uma política importante de incentivo seria a consolidação de um mercado de crédito competitivo para o desenvolvimento não só da GD, mas também de todos os RED, a exemplo do que ocorre no estado de Nova York, com o *Green Bank*.

Quanto aos incentivos fiscais, uma medida importante seria a adesão, por todos os estados brasileiros, ao Convênio ICMS 16/2015. De acordo com a Absolar, o impacto da desoneração do ICMS na geração distribuída é de cerca de 30%. Além disso, outras iniciativas fiscais podem ser buscadas, como descontos na aquisição de painéis solares fotovoltaicos, por exemplo.

## PERSPECTIVAS PARA GERENCIAMENTO DE DEMANDA E ARMAZENAMENTO DE ELETRICIDADE

Em relação ao gerenciamento de demanda, como no Brasil o mercado de energia elétrica é regulado para o consumidor cativo, os preços não se ajustam livremente para refletir a demanda e oferta de energia. Mesmo assim, o Governo Federal tem tentado implementar políticas visando um melhor gerenciamento da demanda por parte dos consumidores (Bandeiras Tarifárias e Tarifa Branca). Contudo, como já discutido, a Tarifa Branca ainda não entrou em vigor.

Para o armazenamento de energia, o lançamento do projeto de P&D Estratégico - **"Arranjos Técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro"** - tem o objetivo de desenvolver essa tecnologia no país. A ideia é potencializar todas as tecnologias de armazenamento no país, chegando à fase final de implementação.<sup>143</sup>

O esforço para o melhor entendimento de como poderá se dar a implementação de tecnologias de armazenamento no Brasil vem em boa hora, dada a previsão do crescimento da geração distribuída no país. No exterior, as tecnologias de armazenamento vêm se desenvolvendo com maior rapidez. Dessa forma, as rupturas tecnológicas recentes no mercado internacional de armazenamento também devem ser contempladas nos cenários nacionais, à medida que a geração distribuída for aumentando a sua participação no mercado gerador de energia elétrica brasileiro.

Por fim, um dos melhores incentivos para o desenvolvimento dos recursos energéticos distribuídos no Brasil seria a reformulação do atual modelo do setor - a começar pelas normas regulatórias, passando pelo modelo de negócios e incentivos para as distribuidoras, e chegando na redefinição dos papéis de todos os agentes envolvidos.

---

**143.** Fonte: Consulta realizada com especialista da ANEEL.

# Conclusões

---

O estudo dos Recursos Energéticos Distribuídos mostrou que o desenvolvimento de cada um dos seus pilares (geração distribuída, eficiência energética, gerenciamento de demanda e armazenamento) está fortemente inter-relacionado. A evolução dos RED traduz uma tendência mundial de se gerar e consumir energia de uma maneira mais racional, limpa e sustentável.

---

O desenvolvimento dos RED pode trazer benefícios para toda a sociedade. Do ponto de vista do consumidor individual, os RED trazem valor ao ampliar o leque de escolhas disponíveis para esses agentes, que vão desde a geração e armazenamento da sua própria energia até a gestão eficiente da mesma.

O desenvolvimento da geração distribuída, em particular, ao constituir uma forma de diversificação do mix energético, alivia a geração centralizada, concedendo maior segurança ao sistema nacional. Os avanços tecnológicos tendem a reduzir ainda mais os custos de tecnologias já empregadas na geração distribuída, através de inovações incrementais. Além desse fator, a GD, quando associada a fontes renováveis e tecnologias de armazenamento, minimiza impactos ambientais, além de reduzir conside-

ravelmente a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição, otimizando o sistema elétrico como um todo.

A análise de medidas de gerenciamento de demanda e de eficiência energética evidenciou que, apesar de atuarem de maneiras diferentes, elas estimulam os consumidores a melhor utilizar a energia. Assim, a atuação pelo lado da demanda tem uma repercussão no lado da oferta, já que tende a reduzir a necessidade de energia. Pode-se também dizer que o avanço dos RED constitui uma estratégia eficiente no que tange à superação do *tradeoff* entre preocupação ambiental e segurança energética.

Na análise da evolução dos Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil, contudo, é possível identificar que ainda existem diversas limitações asso-

---

ciadas à sua disseminação – incluindo o acesso à tecnologia e ao financiamento, e os incentivos presentes no modelo regulatório e de negócios vigente no Brasil. Entretanto, o desenvolvimento dos RED, como um todo, muito tem a contribuir para a construção da matriz elétrica do futuro no país.

Em um cenário de crescente preocupação climática, os RED terão papel fundamental para a construção de um setor energético menos intensivo em carbono. A adoção de uma estrutura regulatória que possibilite o desenvolvimen-

to de novos modelos de negócios para o setor elétrico, que incorpore os RED, é um dos passos iniciais nessa transição. Esse Caderno busca apresentar a experiência internacional em RED, além de levantar os principais aspectos (regulação e modelo de negócios, tecnologia, financiamento e incentivos) e possíveis barreiras para o desenvolvimento dos RED no Brasil. O objetivo maior é o de aprofundar a discussão sobre o tema e trazer para a agenda do setor a análise das alternativas possíveis para a ampliação dos RED no Brasil.



# Lista de Siglas

---

**ABRADEE** – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

**ACEEE** – American Council for an Energy-Efficient Economy

**ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica

**BDR** – Behavioral Demand Response

**BEV** – Battery Electric Vehicle

**BNB** – Banco do Nordeste

**BNDES** – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

**CAES** – Compressed air energy storage

**CCEE** – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

**CELPE** – Companhia Energética de Pernambuco

**CEMIG** – Companhia Energética de Minas Gerais

**CMO** – Custo Marginal de Operação

**CNPq** – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

**COELCE** – Companhia Energética do Ceará

**COFINS** – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

**CONFAZ** – Conselho Nacional de Política Fazendária

**COP 21** – 21ª sessão anual da Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas

**COPEL** – Companhia Paranaense de Energia

**CPFL** – Companhia Paulista de Força e Luz

**CPP-F** – Tarifa Critical Peak Pricing – Fixed

**CPP-V** – Tarifa Critical Peak Pricing – Variable

**CT-ENERG** – Fundo Setorial de Energia

**DEC** – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

**DNAEE** – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

**DOE** – Department of Energy

**DR** – Demand Response

**EDF** – Electricité de France

**EE** – Eficiência Energética

**EEG** – Erneuerbare-Energien-Gesetz

**ENCE** – Etiqueta Nacional de Conservação de Energia

**ENEL** – Ente Nazionale per l' Energia Elettrica

**EPE** – Empresa de Pesquisa Energética

**ESCO** – Energy Services Company

**ESS** – Energy Storage Systems

**ETP-SG** – Smart Grid European Technology Platform

**EV** – Electric Vehicle

**FCEV** – Fuel Cell Electric Vehicle

**FEC** – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

**FERC** – Federal Energy Regulatory Commission

**FGTS** – Fundo de Garantia do Tempo de Serviço

**FINEP** – Financiadora de Estudos e Projetos

---

---

**FiT** – Feed-in-Tariff

**FRE** – Fluctuating Renewable Energy Systems

**FUNTEC** – Fundo Tecnológico do BNDES

**GD** – Geração Distribuída

**GEE** – Gases do efeito estufa

**HVAC** – Heating, Ventilation, and Air Conditioning

**ICMS** – Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços

**IEA** – International Energy Agency

**IEeG** – Rede de Energia da Era Industrial

**IFN** – Ilha de Fernando de Noronha

**INMETRO** – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

**IPTU** – Imposto Predial Territorial Urbano

**IRENA** – International Renewable Energy Agency

**ITC** – Investment Tax Credit

**LNCF** – Low Carbon Network Funds

**MCTI** – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

**MEeG** – Rede de Energia da Era Moderna

**MME** – Ministério de Minas e Energia

**NEM** – Net Metering

**OCDE** – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

**OFGEM** – Office of Gas and Electricity Markets

**PBM** – Plano Brasil Maior

**P&D** – Pesquisa e Desenvolvimento

**PD&I** – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

**PDP** – Política de Desenvolvimento Produtivo

**PHEV** – Plug-in Hybrid Electric Vehicle

**PIS/PASEP** – Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público

**PITCE** – Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior

**PNE** – Plano Nacional de Energia

**PNUD** – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento

**PROCEL** – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

**ProGD** – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída

**PSE&G** – Public Service Electric & Gas Company

**PSH** – Pumped-storage hydropower

**PURPA** – Public Utilities Regulatory Policy Act

**REC** – Renewable Energy Certificates

**RED** – Recursos Energéticos Distribuídos

**RGR** – Reserva Global de Reversão

**RO** – Renewable Obligation

**SEB** – Setor Elétrico Brasileiro

**SIN** – Sistema Interligado Nacional

**TIC** – Tecnologia da Informação e Comunicação

**TOU** – Tarifa Time of Use

**TUSD** – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

**TUST** – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

**VOST** – Value of Solar Tariff

**VR** – Valor de Referência

**VRE(S)** – Valor de Referência Específico

**UAT** – Ultra-Alta Tensão

**USAID** – United States Agency for International Development

---

# Referências Bibliográficas

---

ACKERMAN, Thomas; et al. Distributed Generation: a definition. *Electric Power System Research* 57 (2001), pp. 195 – 204. 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005.

\_\_\_\_\_. Por dentro da conta de luz. 2016. 7ª edição. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Por+dentro+da+conta+de+luz/9b8bd858-809d-478d-b4c4-42ae-2e10b514>. Acesso em 11 de maio de 2016.

\_\_\_\_\_. Audiência Pública nº 26/2015.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013.

\_\_\_\_\_. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

\_\_\_\_\_. Tarifa Branca. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em 29 de abril de 2016.

\_\_\_\_\_. Banco de Informações de Geração (BIG). Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>

ALCÂNTARA, Márcio Venício Pilar. Conservação de Energia em Rede Inteligente. 2014. Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?down=000935089>. Acesso em 19 de abril de 2016.

AMERICAN COUNCIL FOR AN ENERGY – EFFICIENT ECONOMY (ACEEE). *Energy Efficient in United States: 35 Years and Counting*. 2015. Disponível em: <http://aceee.org/energy-efficiency-united-states-35-years-and>. Acesso em: 20 de agosto de 2015.

AMERICAN RECOVERY AND REINVESTMENT ACT. Public Law 111-5. 2009. Disponível em: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-111hr1enr/pdf/BILLS-111hr1enr.pdf>. Acesso em 17 de abril de 2016.

APPUNN, Kerstine. EEG reform 2016 – switching to auctions for renewables. 15 de fevereiro de 2016. 2016a. Disponível em: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/eeg-reform-2016-switching-auctions-renewables>. Acesso em: 29 de abril de 2016.

APPUNN, Kerstine. Germany's greenhouse gas emissions and climate targets. 17 de março de 2016. 2016b. Disponível em: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-greenhouse-gas-emissions-and-climate-targets>. Acesso em 29 de abril de 2016.

---

ASSOCIATED PRESS. Allianz to cut investments in companies using coal in favour of renewable energy. The Guardian. 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www.theguardian.com/environment/2015/nov/24/allianz-to-cut-investments-in-companies-using-coal-in-favour-of-renewable-energy>. Acesso em: 06 de abril de 2014.

AYRE, James. Over Half A Million EVs Delivered Globally In 2015. 7 de março de 2016. Disponível em: <http://evobsession.com/over-half-a-million-evs-delivered-globally-in-2015/>. Acesso em: 29 de abril de 2016.

BNDES – Finem- linha Eficiência Energética. Disponível em: [http://www.bndes.gov.br/Site-BNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/FINEM/eficiencia\\_energetica.html](http://www.bndes.gov.br/Site-BNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/eficiencia_energetica.html). Acesso em 29 de abril de 2016.

BORGESON, Merrian. California Legislature Doubles Down on Energy Efficiency. Natural Resources Defense Council: Expert Blog. 11 de setembro de 2015. Disponível em: <https://www.nrdc.org/experts/merrian-borgeson/california-legislature-doubles-down-energy-efficiency>. Acesso em 29 de abril de 2016.

BRADFORD, Travis & JENNINGS, Scott. 2nd Distributed Energy Valuation Roundtable: Toward Technical, Business, and Policy Solutions. Roundtable Summary and Conclusions. Princeton Roundtable. Columbia University. 10 de abril 2014. Disponível em: [http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/Summary%20Paper\\_Distributed%20Energy%20Valuation%20Roundtable%202014\\_102314.pdf](http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/Summary%20Paper_Distributed%20Energy%20Valuation%20Roundtable%202014_102314.pdf). Acesso em: 30 de março de 2016.

BRADFORD, Travis; et. al. Valuing Distributed Energy: Economic and Regulatory Challenges. Event Summary & Conclusions. Princeton Roundtable. Columbia University. 26 de abril de 2013. Disponível em: [http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/Valuing%20Distributed%20Generation\\_Economic%20and%20Regulatory%20Challenges.pdf](http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/Valuing%20Distributed%20Generation_Economic%20and%20Regulatory%20Challenges.pdf). Acesso em: 30 de março de 2016.

BRASIL. Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015. 2015a.

\_\_\_\_\_. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. 2015. 2015b. Disponível em: [http://www.itamaraty.gov.br/images/ed\\_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf](http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf). Acesso em 20 de abril de 2016.

\_\_\_\_\_. Redes Elétricas Inteligentes: Diálogo Setorial Brasil-União Europeia. 2014. Disponível em: <http://www.mcti.gov.br/documents/10179/35540/Redes+EI%-C3%A9tricas+Inteligentes+-+Di%C3%A1logos+Setoriais+Brasil-Uni%C3%A3o+Europa/1928a060-91ff-48e2-8479-ae590f0fd9a9>. Acesso em 18 de abril de 2016.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

\_\_\_\_\_. Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 34.979, de 23 de novembro de 1993.

BRASIL SOLAIR. 2015. Disponível em: <http://www.brasilsolair.com.br/> Acesso em: 20 de junho de 2015.

BREAKTHROUGH ENERGY COALITION. Disponível em: <http://www.breakthroughenergy-coalition.com/en/index.html>. Acesso em 25 de março de 2016.

BUCHAN, David. The Energiewende – Germany’s Gamble. SP 26. The Oxford Institute for Energy Studies. June 2012. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/06/SP-261.pdf>. Acesso em: 30 de março de 2016.

BMW. Erneuerbare Energien auf einen Blick, 2016. Disponível em: <http://www.bmw.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>. Acesso em 25 de março de 2016.

BROWN, Toby, et al. Efficient Tariff Structures for Distribution Network Services. Economic Analysis and Policy, Volume 48, pp. 139-149. 2015.

CALIFORNIA STATEWIDE PRICING PILOT (SPP). Overview and Results 2003-2004. Disponível em: [https://www.smartgrid.gov/files/California\\_Statewide\\_Pricing\\_Pilot\\_200501.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/California_Statewide_Pricing_Pilot_200501.pdf). Acesso em 05 de abril de 2016.

CARRINGTON, Damian. Norway confirms \$900bn sovereign wealth fund’s major coal divestment. The Guardian, 05 de junho de 2015. Disponível em: <http://www.theguardian.com/environment/2015/jun/05/norways-pension-fund-to-divest-8bn-from-coal-a-new-analysis-shows>. Acesso em: 06 de abril de 2016.

CASEY, Allison. Tax Tips for Energy Savers: Get Money Back for Greening Your Home. 11 de

janeiro de 2016. Disponível em: <http://energy.gov/energysaver/articles/tax-tips-energy-savers-get-money-back-greening-your-home>. Acesso em 29 de abril de 2016.

COVRIG, Catalin Felix, et al. Smart Grid Projects Outlook 2014. JRC Science and Policy Reports. Disponível em: [http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2014/report/Id-na-26609-en-n\\_smart\\_grid\\_projects\\_outlook\\_2014\\_-\\_online.pdf](http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2014/report/Id-na-26609-en-n_smart_grid_projects_outlook_2014_-_online.pdf). Acesso em: 11 de abril de 2016.

DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). Energy Storage Database. 2016. Disponível em : <http://www.energystorageexchange.org>. Acesso em 06 de abril de 2016.

DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GmbH (dena), German Energy Agency. Energy Supply with Renewables – Made in Germany: Information on Technologies, Suppliers, Products and Services. 2016 Edition. Disponível em: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/9079\\_Anbieterkatalog\\_renewables\\_Made\\_in\\_Germany\\_2016\\_englisch.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/9079_Anbieterkatalog_renewables_Made_in_Germany_2016_englisch.pdf). Acesso em: 30 de março de 2016.

DOE Global Energy Storage Database. Disponível em: [http://www.energystorageexchange.org/projects/data\\_visualization](http://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization). Acesso em: 29 de abril de 2016.

DUTRA, Joísa; et al. Redes Elétricas Inteligentes no Brasil. Subsídios para um Plano Nacional de Implantação. Synergia Editora. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Nota Técnica DEA 13/15: Demanda de Energia

---

2050. 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>. Acesso em 14 de abril de 2016.

ENERGY INDEPENDENCE AND SECURITY ACT. Public Law 110-140. 2007. Disponível em: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-110publ140/content-detail.html>. Acesso em 17 de abril de 2016.

ENERGY NETWORKS ASSOCIATIONS (ENA). Low Carbon Networks Fund. 2015. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/45703/low-carbon-networks-fund-governance-document-version-6.pdf>. Acesso em: 24 de agosto de 2015.

EUROPEAN COMMISSION (EC). 2030 Climate and Energy Goals for a Competitive, Secure and Low Carbon EU Economy. Bruxelas. 22 de janeiro de 2014. Disponível em: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-54\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-54_en.htm). Acesso em: 24 de agosto de 2015.

\_\_\_\_\_. Case Study. Telegestore ENEL. E-Business Watch. 2009. Disponível em: [http://ec.europa.eu/enterprise/archives/e-business-watch/studies/case\\_studies/documents/Case%20Studies%202009/CS09\\_SmartGrids1\\_ENEL.pdf](http://ec.europa.eu/enterprise/archives/e-business-watch/studies/case_studies/documents/Case%20Studies%202009/CS09_SmartGrids1_ENEL.pdf). Acesso em: 23 de agosto de 2015.

ELETROBRAS/PROCEL, INMETRO, CENTRO BRASILEIRO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFICAÇÕES - CB3e – UFSC. Manual para etiquetagem de edificações públicas, Gestor Público. 2014. Disponível em [http://www.comprasgovernamentais.gov.br/arquivos/sustentabilidade/manual\\_etiquet\\_edific\\_publicas\\_20141010.pdf](http://www.comprasgovernamentais.gov.br/arquivos/sustentabilidade/manual_etiquet_edific_publicas_20141010.pdf). Acesso em 22 de março de 2016.

EV EXPERT. Use Your Electric Car To Power Your Home With Honda Power Exporter. EVObsession. 12 de outubro de 2015. Disponível em: <http://evobsession.com/use-your-electric-car-to-power-your-home-with-honda-power-exporter/>. Acesso em 29 de abril de 2016.

FARUQUI, Ahmad. Demand Response & Energy Efficiency: The Long View. The Brattle Group. Goldman Sachs Tenth Annual Power and Utility Conference. Nova York. 12 de agosto de 2010. Disponível em: [http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/516/original/Demand\\_Response\\_and\\_Energy\\_Efficiency\\_-\\_The\\_Long\\_View\\_Faruqui\\_Aug\\_12\\_2010.pdf?138772111](http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/516/original/Demand_Response_and_Energy_Efficiency_-_The_Long_View_Faruqui_Aug_12_2010.pdf?138772111). Acesso em: 01 de junho de 2015.

\_\_\_\_\_. The Global Movement Towards Cost – Reflective Tariffs. EUCI Residential Demand Charges Summit. Denver, Colorado. 2015. Disponível em: [http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/172/original/The\\_global\\_movement\\_toward\\_cost-reflective\\_tariffs\\_\\_Faruqui\\_EUCI.pdf?1431628764](http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/172/original/The_global_movement_toward_cost-reflective_tariffs__Faruqui_EUCI.pdf?1431628764). Acesso em: 01 de junho de 2015.

FARUQUI, Ahmad & FARUQUI, Nuzhat. Opinion: Solar powering your home? An accountant and an economist weigh in. Los Angeles Times. 15 de março de 2016. Disponível em: <http://www.latimes.com/opinion/livable-city/la-ol-solar-power-energy-efficiency-20160315-story.html>. Acesso em: 30 de março de 2016.

FARUQUI, Ahmad, et al. The Power of Five Percent. The Electricity Journal, Volume 20, Issue 8, pp. 1-98. 2007.

---

FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY, 2015. Renewable Energy Sources and Figures- National and International Development, 2014, Berlim: s.n. Disponível em: <https://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/renewable-energy-sources-in-figures,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>. Acesso em: 31 de março de 2016.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). A National Assessment of Demand Response Potential. Prepared by The Brattle Group, Freeman, Sullivan & Co. and Global Energy Partners, LLC. 2009. Disponível em: <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-09-demand-response.pdf>. Acesso em 06 de abril de 2016.

FEHRENBACHER, Katie. Tesla's Model 3 Reservations Rise to Almost 400,000. Fortune. 15 de abril de 2016. Disponível em: <http://fortune.com/2016/04/15/tesla-model-3-reservations-400000/>. Acesso em 29 de abril de 2016.

FGV ENERGIA. Energias Renováveis Complementares. 2015. Cadernos FGV Energia. Ano 2, nº4. Disponível em: [http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/cadernoenergia\\_fgv-book.pdf](http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/cadernoenergia_fgv-book.pdf). Acesso em 07 de abril de 2016.

FGV ENERGIA. Boletim de Conjuntura. Novembro de 2014. Disponível em: [http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/formatacao\\_03\\_12\\_2014.pdf](http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/formatacao_03_12_2014.pdf). Acesso em 29 de abril de 2016.

FINEP – Inova Energia. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/apoio-e-financiamento-externa/programas-e-linhas/programas-inova/>

[inova-energia/81-apoio-e-financiamento/programas-e-linhas/sobre-programas-e-linhas/inova-energia?layout=blog](http://www.finep.gov.br/apoio-e-financiamento-externa/programas-e-linhas/programas-inova/). Acesso em 29 de abril de 2016.

FINEP – CT-ENERG. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/afinep/66-fontes-de-recurso/fundos-setoriais/quais-sao-os-fundos-setoriais/28-ct-energ>. Acesso em 29 de abril de 2016.

FLEER, J., et al. The 10th International Renewable Energy Storage Conference – IRES 2016 (Ed.), 2016.

FUCHS, Georg, et al. Technology Overview on Electricity Storage. ISEA. 2012. Disponível em: [http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/120628\\_Technology\\_Overview\\_Electricity\\_Storage\\_SEFEP\\_ISEA.pdf](http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/120628_Technology_Overview_Electricity_Storage_SEFEP_ISEA.pdf). Acesso em: 25 de março de 2016.

HLEDIK, Ryan, et al. The Hidden Battery: Opportunities in Electric Water Heating. The Brattle Group. Preparado para NRECA, NRDC e PLMA. 2016. Disponível em: <http://www.nreca.coop/wp-content/uploads/2016/02/The-Hidden-Battery-01-25-2016.pdf>. Acesso em 06 de abril de 2016.

HLEDIK, Ryan, et al. The Emergence of Organic Conservation. The Electricity Journal, Volume 28, Issue 5, pp. 48-58. 2015.

HLEDIK, Ryan. Rediscovering Residential Demand Charges. The Electricity Journal, Volume 27, Issue 7, pp. 82-96. 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. IEA. Re-powering Markets: Market design and regulation

---

during the transition to low-carbon power systems. OECD, IEA. 2016. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf>. Acesso em 17 de março de 2016.

\_\_\_\_\_. World Energy Outlook 2015. OECD, IEA. 2015. 2015a. Disponível em: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2015SUM.pdf>. Acesso em: 29 de março de 2016.

\_\_\_\_\_. Energy Efficiency Market Report 2015. OECD, IEA. 2015. 2015b. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MediumTermEnergyefficiencyMarketReport2015.pdf>. Acesso em: 10 de março de 2016

\_\_\_\_\_. Technology Roadmap: Energy Storage. OECD, IEA. 2014. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>. Acesso em: 02 de julho de 2015.

\_\_\_\_\_. Global EV Outlook. OECD, IEA. 2013. Disponível em: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook\\_2013.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook_2013.pdf). Acesso em: 19 de abril de 2016.

\_\_\_\_\_. Empowering Customer Choice in Electricity Markets. OECD, IEA. 2011. 2011a. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Empower.pdf>. Acesso em: 09 de março de 2016.

\_\_\_\_\_. Technology Roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles. OECD, IEA. 2011. 2011b. Disponível em: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EV\\_PHEV\\_Roadmap.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EV_PHEV_Roadmap.pdf). Acesso em: 12 de abril de 2016.

\_\_\_\_\_. Technology Roadmap: Smart Grids. OECD, IEA. 2011. 2011c. Disponível em: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids\\_roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf). Acesso em: 08 de abril de 2016.

\_\_\_\_\_. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. OECD, IEA. 2002. Disponível em: <http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2016.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. IRENA. Renewable Energy Prospects: Germany. REmap 2030, a Renewable Energy Roadmap. Novembro, 2015. 2015a. Disponível em: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_REmap\\_Germany\\_report\\_2015.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Germany_report_2015.pdf). Acesso em: 20 de abril de 2016.

\_\_\_\_\_. Renewable and Electricity Storage: A Technology Roadmap for Remap 2030. Junho, 2015. 2015b. Disponível em: <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=600>. Acesso em: 19 de julho de 2016.

\_\_\_\_\_. Renewable Energy Prospects: United States of America. REmap 2030, a Renewable Energy Roadmap. Janeiro, 2015. 2015c. Disponível em: [http://www.irena.org/remap/irena\\_remap\\_usa\\_report\\_2015.pdf](http://www.irena.org/remap/irena_remap_usa_report_2015.pdf). Acesso em: 20 de abril de 2016.

---

KAIRIES, K.-P., et al. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher: Jahresbericht 2015. 2015. Disponível em <http://www.speichermonitoring.de/>. Acesso em 25 de março de 2016.

KAUFFMAN, Richard. New York State: Reforming the Energy Vision. Palestra ministrada em 22/02/2016 no Energia em Foco - Estratégias e Desafios para o Futuro: Novos Modelos de Negócios para o Setor de Energia Elétrica. Disponível em: [http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/apresentacao\\_novos\\_modelos\\_energia\\_eletrica\\_22-02\\_vfinal\\_0.pdf](http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/apresentacao_novos_modelos_energia_eletrica_22-02_vfinal_0.pdf). Acesso em: 30 de março de 2016.

MAURER, Luiz & BARROSO, Luiz. Electricity Auctions: an Overview of Efficient Practices. 2011. The World Bank. Disponível em: [http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2011/08/18/000356161\\_20110818032547/Rendered/PDF/638750PUB0Ext00Box0361531B0PUBLIC0.pdf](http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2011/08/18/000356161_20110818032547/Rendered/PDF/638750PUB0Ext00Box0361531B0PUBLIC0.pdf). Acesso em 29 de abril de 2016.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). Plano Nacional de Eficiência Energética. 2010. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1432134/Plano+Nacional+Efici%C3%Aancia+Energ%C3%A9tica+%28PDF%29/74cc9843-cda5-4427-b623-b8d094ebf863?version=1.1>. Acesso em 07 de abril de 2016.

MOODY'S. New York's REV initiative toward greener energy brings long-term uncertainty for state's utilities. 19 de outubro de 2015. Disponível em: <https://www.moody's.com/research/Moodys-New-Yorks-REV-initiative-toward-greener-energy-brings-long-term-uncertainty-for-state-s-utilities>

[ener-energy-brings-long--PR\\_336918](https://www.moody's.com/research/Moodys-New-Yorks-REV-initiative-toward-greener-energy-brings-long-term-uncertainty-for-state-s-utilities). Acesso em: 29 de abril de 2016.

MOONEY, Chris. Solar energy is poised for an unforgettable year. The Washington Post, 02 de março de 2016. Disponível em: <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2016/03/02/solar-energy-is-poised-for-an-unforgettable-year/>. Acesso em: 11 de março de 2016.

NAPP, Tamaryn; et. al. What's energy efficiency and how much can it help cut emissions? The Guardian, 05 de abril de 2012. Disponível em: <http://www.theguardian.com/environment/2012/jun/08/energy-efficiency-carbon-savings>. Acesso em: 30 de março de 2016.

POSER, Hans, et al. Development and Integration Of Renewable Energy: Lessons Learned From Germany. 2014. FAA Financial Advisory AG (Finadvice). Disponível em: [http://www.finadvice.ch/files/germany\\_lessonslearned\\_final\\_071014.pdf](http://www.finadvice.ch/files/germany_lessonslearned_final_071014.pdf). Acesso em 13 de abril de 2016.

PROCEL INFO. Selo Procel. Disponível em: <http://www.Procelinfo.com.br/main.asp?TeamID=%7B88A19AD9-04C6-43FC-BA2E-99B27E-F54632%7D>. Acesso em 29 de abril de 2016.

REFORMING THE ENERGY VISION. NYS Department of Public Service Staff Report and Proposal. CASE 14-M-0101. 4/24/2014. Disponível em: <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B5A9B-DBBD-1EB7-43BE-B751-0C1DAB53F2AA%7D>. Acesso em: 30 de março de 2016.

RICHTER, Mario. 2012. Utilities' business models for renewable energy: A review. Renewable

and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, pp. 2483-2493.

\_\_\_\_\_. 2013. Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy. *Energy Policy*, Volume 62, pp. 1226-1237.

SMART GRID EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM (ETP - SG). National and Regional Smart Grids Initiatives in Europe. 2015. Disponível em: <http://www.smartgrids.eu/Overview%20of%20National%20and%20Regional%20Technology%20Platforms%20in%20Europe.pdf>. Acesso em: 24 de agosto de 2015.

STEVENS, Tim. Honda's Power Exporter 9000 turns your electric car into the ultimate portable generator. Road Show by CNET. 8 de outubro de 2015. Disponível em: <http://www.cnet.com/roadshow/news/hondas-power-exporter-9000/>. Acesso em 29 de abril de 2016.

STOFT, Steven. Revenue Caps vs. Price Caps: Implications for DSM. 1995. Disponível em: <http://stoft.com/metaPage/lib/Stoft-1995-Rev-Caps-Dmnd-Side-Mngmnt.pdf>. Acesso em 29 de abril de 2016.

THE GLOBAL COMPETITIVENESS REPORT. 2015-2016. Disponível em: <http://reports.weforum.org/global-competitiveness-report-2015-2016/>. Acesso em 29 de abril de 2016.

TELARETTI, E. & DUSONCHET, L., 2015. Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 42, pp. 986-998.

VOLCOVICI, Valerie. Apple issues \$1.5 billion in green bonds in first sale. Reuters, U.S. Edition, 17 de fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.reuters.com/article/us-apple-greenbonds-idUSKCN0VQ2K2>. Acesso em: 25 de março de 2016.

WADE, Terry & DRIVER, Anna. Rockefeller Family Fund hits Exxon, divests from fossil fuels. Reuters U.S. Edition. 24 de março de 2016. Disponível em: <http://www.reuters.com/article/us-rockefeller-exxon-mobil-investments-idUSKC-NOWP266>. Acesso em: 06 de abril de 2016.

WILSON, Alex. Smart electricity grids and meters in the EU Member States. European Parliament Briefing September 2015. EPRS - European Parliamentary Research Service. Disponível em: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2015/568318/EPRS\\_BRI\(2015\)568318\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2015/568318/EPRS_BRI(2015)568318_EN.pdf). Acesso em 08 de abril de 2016.

ZACHARIADIS, T; et. al. European energy policy — A review. *Energy Policy*, Volume 62, pp. 1020-1030. 2013.

ZHANG, J; et al. Electricity Generation from Renewables in the United States: Resource potential, current usage, technical status, challenges, strategies, policies and future directions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 24, pp. 454-472, 2013.

ZHANG, J; et al. Interactions between renewable energy policy and renewable energy industrial policy: A critical analysis of China's policy approach to renewable energies. *Energy Policy*, Volume 62, pp. 342-353, 2013.

# Mantenedores

Empresas que acreditam e investem em pesquisa para  
o desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro.






A **FGV Energia** agradece a seus **Mantenedores** o apoio  
dedicado às suas pesquisas e publicações.

# Enel Green Power, por um mundo mais verde.

Presente em   
16 países

Gerando   
38,1 TWh  
de energia anualmente

Mais de   
740 plantas

-  energia eólica
-  energia solar
-  energia hidroelétrica
-  energia geotérmica
-  energia de biomassa

Evitando a emissão de   
22 milhões  
de toneladas de CO<sub>2</sub>

# enel

Green Power



Usina Hidrelétrica de Funil  
Resende - RJ

# Transparência & sustentabilidade

**Furnas representa um complexo de 19 Usinas Hidrelétricas,  
68 subestações e 43 parques eólicos.**

- 40% da Energia do Brasil passa por Furnas.
- Energia para mais 60% dos domicílios brasileiros.
- 24.000 km de linhas de transmissão que interligam o Brasil.
- 100% na geração de energia limpa para o Brasil.

# NA NATUREZA, NADA SE PERDE. TUDO SE TRANSFORMA.

## **ITAIPU GERA MAIS DO QUE A ENERGIA LIMPA QUE VEM DAS ÁGUAS DO RIO PARANÁ.**

Desenvolve também várias iniciativas na área de energias renováveis, como a utilização do biometano obtido a partir dos dejetos de animais e de resíduos orgânicos das propriedades rurais da região. Com isso, combate as emissões de gases do efeito estufa, protege a natureza ao evitar que dejetos cheguem aos rios e proporciona uma alternativa de renda aos produtores locais, além de desenvolver a tecnologia dos veículos movidos com esse biocombustível. Hoje, Itaipu já conta com 36 deles e, em breve, ampliará ainda mais a sua frota a biometano. Resultado da economia já comprovada e fator de geração de renda e desenvolvimento sustentável, para todo o seu território de atuação.



Para saber mais, acesse [www.cibiogas.org](http://www.cibiogas.org)

Mantenedores FGV Energia





---

[www.fgv.br/energia](http://www.fgv.br/energia)