

NOTA TÉCNICA EPE DEA-SEE 014/2022

Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2032

Outubro de 2022



**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Adolfo Sachsida

Secretário Executivo
Hailton Madureira de Almeida

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**
José Guilherme de Lara Resende

Secretário de Energia Elétrica
Ricardo Marques Alves Pereira

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**
Rafael Bastos da Silva

**Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**
Lília Mascarenhas Sant'agostino



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitoria Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central
Praça Pio X, nº 54
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

NOTA TÉCNICA EPE DEA-SEE

014/2022

Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2032

Coordenação Geral
Giovani Vitoria Machado

Coordenação Executiva
Carla da Costa Lopes Achão
Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica
Gabriel Konzen
Thiago Toneli Chagas

Nº EPE-DEA-SEE NT 014/2022
Data: 11 de outubro de 2022

SUMÁRIO

SUMÁRIO	1
AGRADECIMENTOS.....	2
1. INTRODUÇÃO	2
2. OBJETIVO	3
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	4
4. CARACTERÍSTICAS GERAIS.....	6
4.1. Fontes consideradas.....	6
4.2. Resolução espacial	7
4.3. Resolução temporal e Horizonte de análise	8
4.4. Segmentação dos consumidores.....	8
4.5. Ambiente de programação	9
4.6. Resumo da metodologia	9
5. ESTIMATIVA DO MERCADO POTENCIAL.....	10
5.1. Avaliação Socioeconômica	10
5.1.1. Residencial.....	10
5.1.2. Outros segmentos de consumo	11
5.2. Crescimento do Mercado Potencial	12
5.3. Mercado Potencial Final.....	12
5.3.1. Tempo de <i>payback</i>	14
6. DIFUSÃO DO MERCADO	16
6.1. Definição dos parâmetros de inovação e imitação	16
6.1. Cálculo dos adotantes	18
6.2. Abertura por fonte	19
7. POTÊNCIA E ENERGIA.....	19
7.1. Capacidade instalada anual.....	19
7.2. Capacidade instalada mensal.....	19
7.3. Geração mensal.....	20
8. A Lei 14.300 e seu efeito no 4MD	22
8.1. O ajuste em 2022	26
9. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	27
10. REFERÊNCIAS.....	28

AGRADECIMENTOS

A EPE agrade as contribuições do GT MMGD do Subcomitê Temático para Dados, Processos e Regulação do Comitê Técnico PMO/PLD, coordenado pelo ONS e pela CCEE. A metodologia apresentada para a abertura da geração anual em geração mensal (seção 7.3) foi desenvolvida em conjunto com o GT.

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED)¹, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle e pelo papel mais ativo dos consumidores.

Dentre os diferentes RED, a micro e minigeração distribuída (MMGD) têm papel de destaque, sendo uma modalidade de geração que cresce exponencialmente no país. A MMGD foi regulamentada no Brasil em 2012 pela ANEEL através da Resolução Normativa (REN) n° 482, que instituiu o modelo de *net-metering* no país. Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. No início de 2022, foi aprovada a Lei n° 14.300, estabelecendo o marco legal da microgeração e minigeração distribuída no Brasil. Essa lei oferece mais segurança jurídica aos investidores, apresentando aprimoramentos em relação à regulamentação da ANEEL, e estabelecendo um mecanismo gradual de remuneração da energia injetada na rede de acordo com um cálculo de custos e benefícios.

Além do potencial de transformar profundamente os sistemas elétricos, que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente, a inserção dos RED exige novas práticas de planejamento, conforme detalhado em nota específica da EPE (2018). Nesse sentido, projetar a difusão da geração distribuída é um dos desafios que precisa ser enfrentando. Além disso, é importante ter estimativas precisas, pois caso o planejador projete um cenário de baixo desenvolvimento da geração distribuída e, na verdade, se materialize um cenário “alto”, haverá um sobreinvestimento na matriz elétrica centralizada. Por outro lado, caso seja assumido que haverá elevada penetração de geração distribuída e, na prática, se realize um cenário de “baixo” desenvolvimento, a confiabilidade do sistema pode ficar comprometida ou os custos de suprimento podem ser encarecidos. Esse dilema do planejador está ilustrado no diagrama a seguir.

¹ Inclui i) geração distribuída (GD), ii) armazenamento de energia, iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, iv) eficiência energética e v) gerenciamento pelo lado da demanda (GLD).



Figura 1 - Dilema do planejador numa matriz com geração distribuída

Cabe ressaltar que a adoção de sistemas de geração distribuída é tomada por diferentes indivíduos e suas decisões nem sempre são economicamente racionais, havendo outros fatores socioculturais e ambientais, por exemplo, que influenciam suas ações. Dessa forma, projetar o mercado de micro e minigeração distribuída não é tarefa trivial.

Sabendo da importância de projetar adequadamente a difusão da micro e minigeração distribuída no Brasil, a EPE vem desde 2013 trabalhando em modelos com essa finalidade. Inicialmente, utilizava-se um modelo baseado em paridade tarifária e em 2015 foi desenvolvido um modelo de Bass, com base no trabalho de Konzen (2014), que foi batizado de Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD). Esse modelo, além de ser utilizado pela EPE, também foi adotado pela ANEEL em seus estudos relacionados à regulamentação da micro e minigeração distribuída no Brasil². Desde então o modelo vem sendo aperfeiçoado e ampliado para incluir mais setores de consumo, fontes e cenários regulatórios.

A novidade desta edição, em relação à versão do PDE 2031, é a adaptação realizada no modelo para capturar o efeito da Lei nº 14.300 no ano de 2022.

Com o intuito de dar transparência ao trabalho desenvolvido pela EPE, estimular a pesquisa no campo das projeções de geração distribuída e de receber contribuições construtivas acerca da metodologia utilizada, a EPE publica este documento com uma descrição do 4MD.

2. OBJETIVO

Descrever a metodologia utilizada no Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD).

² Vide a [Análise de Impacto Regulatório da Audiência Pública 026/2015 e Análise de Impacto Regulatório da Audiência Pública 001/2019](#).

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

As tecnologias de micro e minigeração de energia podem ser classificadas como inovações descontínuas. Envolvem a introdução de um produto inteiramente novo, alterando significativamente os padrões de comportamento do consumidor. Esta classificação permite enquadrar a micro e a minigeração distribuída dentro da estrutura das teorias de inovações e, conseqüentemente, das trajetórias qualitativas de difusão segundo estas teorias (ISLAM, 2014).

Nesse campo de pesquisa, a Teoria da Difusão de Inovações, de Everett Rogers (2003), é a principal referência. O estudo diz que o processo de difusão é sobretudo um processo social, que envolve relações interpessoais para dar suporte às decisões da maioria da população. Essa dinâmica acaba moldando a forma como uma inovação é adotada pela sociedade, que pode ser ilustrada por uma curva “S”, conforme ilustra a Figura 2.

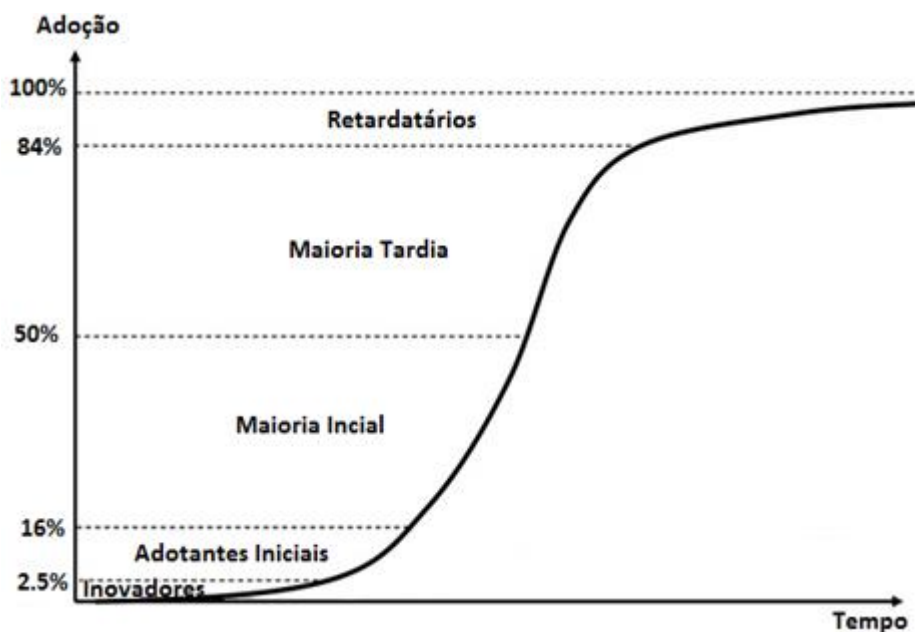


Figura 2 - Curva S - Fonte: Adaptado de Rogers, 2003.

Inicialmente, poucos indivíduos adotam a nova ideia (inovadores). Assim que a inovação começa a ter seus benefícios visíveis, passa a ser adotada pelo segundo grupo, composto por formadores de opinião e, à medida que as redes interpessoais são ativadas, a curva S decola. Esta fase, quando a inovação passa a ser adotada por 10% a 20% da população, é o cerne do processo. Passando desta etapa, acredita-se ser quase impossível parar o processo de difusão. Naturalmente, a “curva S” começa a atenuar quando a metade dos indivíduos de um sistema social tenha adotado a inovação. Neste ponto, cada novo adotante encontra uma dificuldade crescente de passar a ideia adiante para um novo indivíduo que ainda não adotou, pelo fato destes estarem cada vez mais escassos.

Conforme ilustra a Figura 3, a curva “S” pode ser verificada em diversos produtos e serviços, com preços heterogêneos, com velocidades diferentes de adoção.

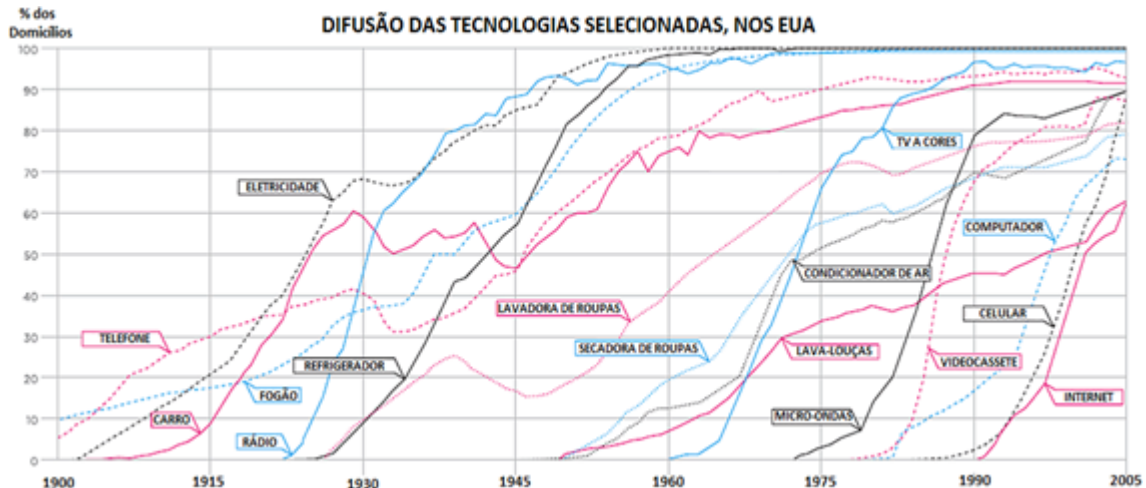


Figura 3 - Curva S - Fonte: Adaptado de Rogers, 2003

O estudo de Rogers descreveu o processo de difusão e suas características, mas sem modelá-lo. A sua representação matemática foi elaborada posteriormente por alguns autores, sendo o modelo de Bass (1969) o mais conhecido e referenciado na literatura.

Basicamente, o modelo parte da seguinte formulação:

$$f(t) = (p + qF(t))(1 - F(t)) \quad (1)$$

onde:

$f(t)$ é a probabilidade de adoção no tempo t .

$F(t)$ é a distribuição acumulada.

p é o coeficiente de inovação. Representa a influência externa ao processo de difusão.

q é o coeficiente de imitação. Representa a influência interna ao processo de difusão.

No início do processo de difusão, $F(t)$ é muito baixo, e, portanto, o fator “inovação” (p) é responsável pelo crescimento do mercado. Com o passar do tempo, $F(t)$ fica maior, e então o efeito “imitação” (q) ganha destaque.

Finalmente, a taxa de adoção acumulada no tempo é multiplicada pelo mercado potencial final, para então determinar o número absoluto acumulado de adotantes.

$$N(t) = mF(t) \quad (2)$$

onde

$N(t)$ representa o número acumulado de adotantes no tempo t ;

m é o mercado potencial final, i.e., o número de indivíduos que adotarão a tecnologia dado tempo suficiente de difusão;

$F(t)$ é a distribuição acumulada da probabilidade de adoção.

O modelo de Bass “puro” é um modelo *top-down* que tem como vantagem a baixa necessidade de dados de entrada, sendo de fácil implementação. Como exemplo, os parâmetros p , q , e mesmo o mercado potencial (m) podem ser extraídos através de uma regressão não-linear, baseada exclusivamente nos dados históricos de adoção. No entanto, essa abordagem não permite fazer análise de cenários com alterações de regulamentações e políticas energéticas (Dong et al, 2017).

Para conduzir análises mais sofisticadas, muitos autores (BECK, 2009; DENHOLM et al., 2009; KONZEN, 2014; NREL, 2016) adotam uma abordagem híbrida, com um modelo *bottom-up* prévio para definir o mercado potencial (m). Essa abordagem é útil para estimar o mercado potencial com base no *payback*, por exemplo. No entanto, esses modelos têm uma limitação para fazer análises de alterações regulatórias no meio do processo de difusão. Basicamente, ao haver uma mudança na regulação que leve a um salto no valor do *payback*, ocorre uma quebra no mercado potencial (m), e, por consequência, uma quebra no número acumulado de adotantes. Portanto, é necessário utilizar um método de adoção incremental, que será apresentado no capítulo 5. Essa abordagem foi introduzida pela ANEEL, em 2019, nas análises da Audiência Pública 001/2019 (ANEEL, 2019).

Dessa forma, no capítulo 4 são descritas algumas características gerais do modelo; no capítulo 5 é apresentado como é feito o cálculo do mercado potencial para cada ano; e no capítulo 6 é apresentado como são calibrados os parâmetros p e q e calculado o número de adotantes anuais de MMGD. No capítulo 7 é exposto como é feita a distribuição dos adotantes por fonte, e o cálculo em potência e energia gerada. Por fim, no capítulo 8 são discutidas adaptações na modelagem em função da Lei nº 14.300.

4. CARACTERÍSTICAS GERAIS

4.1. Fontes consideradas

Conforme a divisão empregada pela ANEEL no seu banco de dados sobre micro e minigeração distribuída, o 4MD inclui quatro fontes nas projeções: (i) fotovoltaica, (ii) eólica, (iii) termelétricas³ e (iv) CGHs.

O 4MD utiliza o modelo de Bass para calcular o número de adotantes de micro e minigeração distribuída, sem distinguir imediatamente a tecnologia. Numa etapa posterior, são utilizados fatores para distribuir o número de adotantes para cada tecnologia. Essa abordagem se justifica em função da regulamentação atual permitir modelos de geração compartilhada e

³ Inclui biomassa de diversas fontes e cogeração qualificada.

autoconsumo remoto, fazendo com que um consumidor tenha acesso às diferentes tecnologias, mesmo sem ter o recurso energético no seu terreno. Portanto, inicialmente o número de adotantes calculado pelo modelo se refere ao número de consumidores que recebem créditos de micro e minigeração distribuída, que não necessariamente é o número de micro e minigeradores instalados. As próximas seções descreverão os detalhes desta modelagem.

4.2. Resolução espacial

Um dos principais fatores que influenciam a adoção dos sistemas de geração distribuída é a atratividade econômica. Essa, por sua vez, é influenciada pelo investimento inicial e pelas tarifas de eletricidade. Portanto, faz sentido segmentar os consumidores de acordo com a distribuidora a qual pertencem.

A base de dados georreferenciada das áreas de concessão das distribuidoras foi obtida através do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL)⁴, concebido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em função de algumas fusões e aquisições que ainda não estavam incorporadas no mapa, foi atualizada manualmente a lista de distribuidoras para adequá-la à realidade. Dessa forma, o modelo conta com 54 diferentes distribuidoras⁵.

⁴ <http://sigel.aneel.gov.br/portal/home/index.html>

⁵ São 53 distribuidoras distintas, mais um conjunto de distribuidoras de pequeno porte agrupadas como “Outras”.



Figura 4 - Divisão geográfica das áreas de concessões das distribuidoras brasileiras de energia elétrica - Fonte: ANEEL, 2014.

4.3. Resolução temporal e Horizonte de análise

O modelo considera 2013 como ano inicial das projeções (ano em que a Resolução nº 482/2012 da ANEEL entrou em vigor), indo até 2050, com uma resolução anual.

4.4. Segmentação dos consumidores

O modelo inclui nas projeções todas as unidades consumidoras do país. No entanto, existem diversas classes de consumo e cada uma delas tem aberturas de acordo com o nível de tensão, tipo de atividade comercial, entre outras. Portanto, em função da complexidade de desagregar cada classe e faixa de tensão, o modelo foi configurado para trabalhar com cinco segmentos, denominados:

- **Residencial (Local):** projetos de geração em telhados residenciais para uso próprio;
- **Residencial (Remoto):** projetos de geração em telhados residenciais para uso próprio, mas que possuem dimensionamento superior ao consumo da própria unidade, e geram créditos para outros imóveis do mesmo dono;

- **Comercial BT (Local):** projetos de geração em telhados de unidades não residenciais de pequeno porte para consumo próprio.
- **Comercial AT (Local):** projetos em telhados de shoppings, supermercados, galpões industriais, atendidos especialmente no subgrupo A4, e cujos créditos de energia são consumidos no local.
- **Comercial AT/BT (Remoto):** projetos em solo, em unidades consumidoras do grupo A, sem consumo, que geram créditos para clientes remotos atendidos no subgrupo B3, especialmente.

Cabe destacar que os segmentos “comerciais”, incluem também os consumidores dos setores industrial, rural, poder público e poder público. Ao longo do documento, serão dadas mais informações sobre o tratamento de cada segmento.

4.5. Ambiente de programação

Inicialmente criado em interface Excel, o 4MD foi migrado para a linguagem R em 2021.

4.6. Resumo da metodologia

Na sequência, é apresentado um diagrama resumido da metodologia.

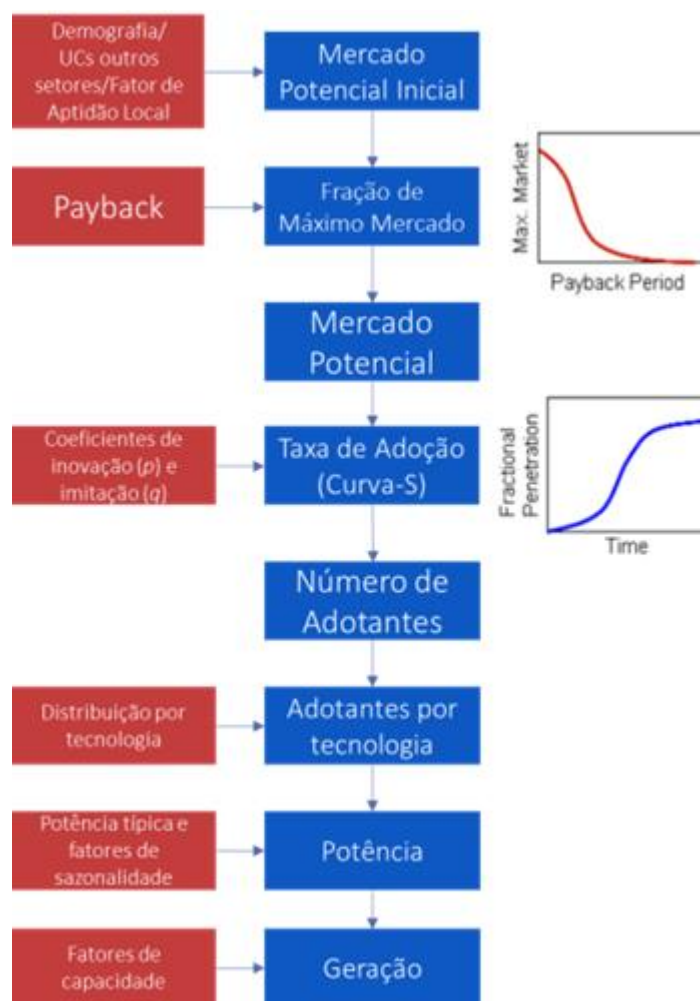


Figura 5 - Diagrama da metodologia

5. ESTIMATIVA DO MERCADO POTENCIAL

5.1. Avaliação Socioeconômica

5.1.1. Residencial

Ao estudar a difusão de um produto no mercado, deve-se ter definido qual é o mercado potencial para tal produto, i.e., quem tem condições iniciais de adquiri-lo ou adotá-lo. No caso dos sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD), dado o elevado custo inicial, entende-se que somente domicílios com maior renda tenham condições de fazer tal investimento. Mesmo através de financiamento, que pode reduzir a barreira do custo inicial, há uma exigência de renda para a qualificação de crédito, portanto, é razoável limitar o mercado potencial de acordo com a renda do domicílio. Essa delimitação de acordo com o perfil econômico formará o *mercado nicho*.

Antes das atualizações propostas pelas ANEEL através da REN 687/2015, a EPE considerava como aptos domicílios cujo responsável recebesse acima de cinco salários mínimos. No entanto, a atualização do regulamento possibilita modelos de negócio inovadores, como a geração

compartilhada, que pode facilitar o acesso de consumidores com menor renda. Dessa forma, o modelo passou a considerar domicílios cuja renda do responsável seja superior a três salários mínimos como *mercado nicho*.

O *mercado nicho* inicial foi levantado com base em georreferenciamento com as bases de dados de renda do Censo 2010 do IBGE e das áreas de concessão de cada distribuidora disponíveis no SIGEL – ANEEL.

Adicionalmente, deve-se reconhecer que nem todos os domicílios têm condições físicas de instalar um sistema de geração distribuída em sua propriedade. Por exemplo, moradores de apartamentos não dispõem de telhado para a instalação de um sistema fotovoltaico. Outra restrição se origina da condição de ocupação do imóvel, isto é, se o mesmo é próprio, alugado ou cedido. Por se tratar de um investimento de longo prazo e que dificilmente será transferido de uma residência à outra, não se percebe como atrativa a instalação de sistemas fotovoltaicos para consumidores que não estejam morando num domicílio próprio. O percentual de domicílios nessa condição para cada distribuidora foi extraído do trabalho de Konzen (2014), e será denominado aqui como *Fator de Aptidão Local (FAL)*. Portanto, para o segmento “Residencial (Local)” foi aplicado o *FAL* sobre o *mercado nicho* para calcular o mercado potencial inicial (*mpi*).

Os domicílios que não se enquadram na instalação local (casa própria) foram alocados dentro do segmento “Residencial (Remoto)”.

5.1.2. Outros segmentos de consumo

A base das unidades consumidoras de outros setores foi levantada através dos “Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição”, presente no site da ANEEL⁶. São selecionados os números de unidades consumidoras em dezembro do último ano disponível, com as classificações presentes na Tabela 1. Também se utiliza um fator para diferenciar consumidores com potencial de instalação local e remota. Na ausência de base detalhada das unidades comerciais e industriais, foi utilizado o mesmo fator residencial (*FAL*) para consumidores atendidos em BT. Para o segmento Comercial AT (Local), entende-se que as edificações tenham perfil predominante horizontal, com telhado ou áreas adjacentes em solo disponíveis para instalações. Portanto, não foi considerado o fator *FAL* para esse segmento.

Ao contrário do segmento residencial, que permite uma classificação por renda, não se dispõe de base de dados detalhada para a classificação das demais classes. No segmento Comercial BT e Comercial AT/BT (Remoto), por exemplo, entende-se que também há limitações relacionadas a capacidade financeira de muitos consumidores, que limitaria a adoção a sistemas de MMGD. Dessa forma, foi adotada a mesma razão resultante da segregação do potencial residencial para limitar o mercado das demais classes. Essa razão foi denominada *fator comercial*, que varia para

⁶ <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>

cada ano (t) da simulação. Além do mercado nicho residencial, é utilizada na fórmula a projeção nacional de domicílios realizada pela EPE no âmbito do PDE.

$$fator\ comercial(t) = \frac{mercado\ nicho\ residencial\ (t)}{total\ de\ domicílios\ (t)} \quad (3)$$

Para o segmento Comercial AT (Local), entende-se que são clientes com maior capacidade financeira e, portanto, não seriam limitados pelo fator mencionado.

Tabela 1 - Segmentação da base de consumidores comerciais

Grupo do Modelo	Classe de Consumo (Base ANEEL)	Faixa de Tensão (Base ANEEL)	Fator de Aptidão Local	Aplica Fator Comercial
Comercial BT (Local)	Todas as classes, menos a residencial	Todas as faixas de tensão, menos Grupo A	<i>FAL</i>	<i>Sim</i>
Comercial AT (Local)	Todas as classes, menos a residencial	Grupo A	<i>Não</i>	<i>Não</i>
Comercial AT/BT (Remoto)	Todas as classes, menos a residencial	Todas as faixas de tensão, menos Grupo A	<i>(1-FAL)</i>	<i>Sim</i>

5.2. Crescimento do Mercado Potencial

O crescimento do mercado potencial inicial depende de condições demográficas e econômicas. Como premissa, para todos os segmentos de mercado, com exceção do Comercial AT (Local) são utilizadas as projeções anuais de crescimento do PIB nacional feita pela EPE no horizonte em análise para as taxas anuais de crescimento do mercado potencial inicial. Para a exceção mencionada, em função da migração de consumidores desse segmento para o mercado livre, observa-se um crescimento mais modesto no número de unidades consumidoras no mercado regulado. Dessa forma, foi utilizado o crescimento histórico observado para o subgrupo tarifário A4 desde 2005. Adicionalmente, no ano de 2020, em função da pandemia da Covid-19, foi substituído o PIB negativo de 4,1% por 0% nesse ano.

5.3. Mercado Potencial Final

O mercado potencial anteriormente segregado indica uma parcela dos consumidores que estaria apta, técnica e financeiramente, a adotar um sistema de geração distribuída. Desses, empiricamente se sabe que apenas um percentual será estimulado a realizar este investimento

de acordo com a atratividade econômica. O estímulo varia individualmente, sendo que alguns consumidores aceitam realizar investimentos com prazos de retorno maiores, enquanto que a maioria só é atraída por retornos financeiros rápidos (KASTOVICH, 1982; NAVIGANT CONSULTING, 2007; SIGRIN e DRURY, 2014).

Para o segmento residencial (local e remoto), com base em alguns estudos internacionais (NREL, 2016 e AEMO, 2012), o valor do *payback* simples foi utilizado para estimar o mercado potencial final, ou seja, qual o percentual do mercado que teria interesse em investir em um sistema de GD, dada a sua atratividade econômica. Cabe ressaltar que, apesar do *payback* simples não ser a métrica mais acurada⁷, ela é referência para o modelo de difusão porque o modelo trabalha com a perspectiva do consumidor comum. Nesse sentido, alguns estudos estadunidenses apontam que o *payback* simples é a métrica mais utilizada pelos consumidores residenciais (RAI e SIGRIN, 2012; DENHOLM et al., 2009). Para consumidores comerciais e industriais, outras métricas também costumam ser utilizadas, mas no modelo também foi utilizado o *payback* (nesse caso, o *payback* descontado) por ser uma aproximação da atratividade econômica e existir uma forma direta de transformar o tempo de *payback* em percentual de mercado disposto a investir.

O perfil de intenção de investimento de acordo com o valor de *payback* simples foi levantado empiricamente em Kastovich (1982) e Navigant Consulting (2007), sendo utilizadas estas referências em estudos americanos de difusão fotovoltaica (PAIDIPATI et al., 2008; BECK, 2009; DENHOLM et al., 2009; NREL, 2016). Beck (2009) apresenta uma função que representa os resultados obtidos com as duas pesquisas citadas. Esta equação é apresentada a seguir:

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad (4)$$

Onde:

fmm – fração de máximo mercado;

SPB – sensibilidade ao *payback*;

TPB – tempo de *payback*, calculado em anos.

⁷ Não leva em consideração a taxa de juros, inflação ou custo de oportunidade no período, por exemplo.

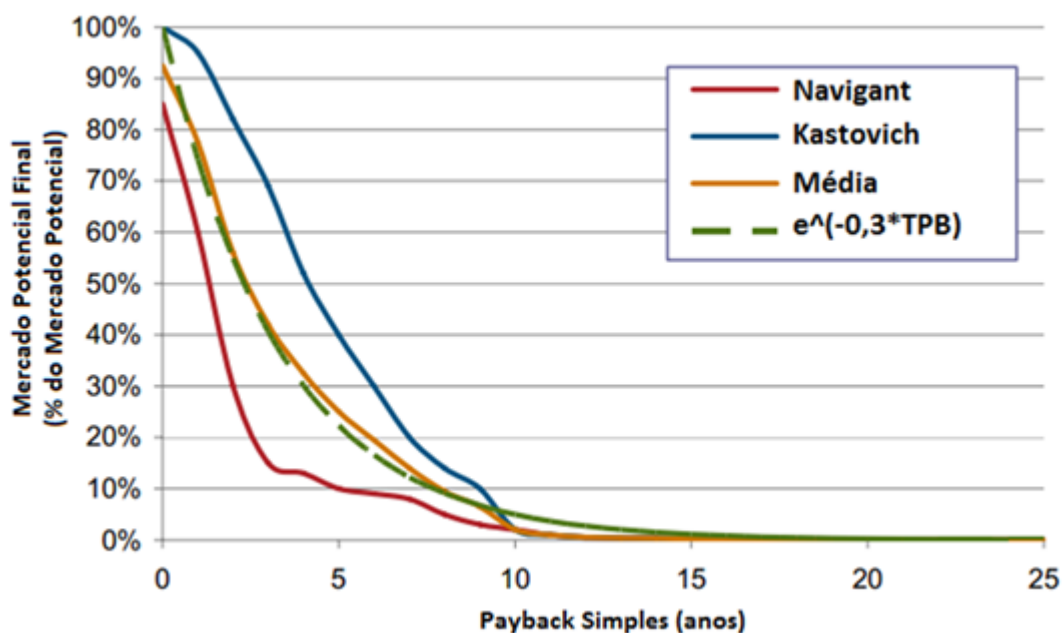


Figura 6 - Mercado Potencial Final vs. Payback - Fonte: KONZEN, 2014.

Como visto, a equação gera uma curva condizente com os resultados experimentais de Kastovich (1982) e Navigant Consulting (2007), demonstrando um aumento exponencial do mercado potencial final conforme o tempo de *payback* diminui.

Para o caso brasileiro, na ausência de estudo empírico similar, foi optado por uma curva com fator de sensibilidade ao *payback* (SPB) igual a 0,3, com base no exemplo internacional.

Como sugestão de aprimoramento da metodologia está uma pesquisa da propensão dos domicílios e firmas em adotarem um sistema de geração distribuída de acordo com o tempo de retorno do investimento.

Ao multiplicar a fração de máximo mercado (*fmm*) pelo mercado potencial inicial (*mpi*), obtém-se o mercado potencial final (*m*), conforme a equação a seguir:

$$m = fmm \times mpi \quad (5)$$

Para os demais segmentos não residenciais foi adotada a mesma metodologia, mas com o cálculo do *payback* descontado, ao invés do *payback* simples. Isso se deve em função de unidades comerciais e industriais utilizarem métricas mais avançadas de análise de investimentos.

5.3.1. Tempo de *payback*

O cálculo do tempo de *payback* é calculado através de um fluxo de caixa, com o custo de investimento, “receitas” proveniente da economia na conta de luz e despesas com O&M e demanda contratada (segmento Comercial AT/BT Remoto), entre outras. As “receitas” são separadas por parcelas, como receita de autoconsumo e receita injeção (parcelas TE e TUSD).

Essa separação é feita para capturar as particularidades da tributação de ICMS e do modelo de compensação. O modelo roda o fluxo de caixa para cada ano, distribuidora e segmento.

Em função da relevância da fonte fotovoltaica no mercado de micro e minigeração e da maior disponibilidade nacional de dados para a fonte, o cálculo do *payback* foi feito com base nas características dessa fonte. Essa premissa pode ser considerada como conservadora, uma vez que outras fontes podem apresentar custos menores em determinadas localidades. A Tabela 2 apresenta as principais premissas para o cálculo do *payback*.

Tabela 2 – Premissas para o cálculo do payback

Premissa	Valor	Referência
Tipo de Cálculo	Residencial: Payback Simples Demais: Payback Descontado. Taxa Real = 8% a.a.	RAI e SIGRIN, 2012
Potência típica de um SFV ⁸	Residencial: 4,6 kW Residencial Remoto: 6 kW Comercial BT: 12 kW Comercial AT: 70 kW Com. AT/BT Remoto: 92 kW	Valor mediano de acordo com os sistemas presentes na base da ANEEL
Irradiação Global Inclinada	Valor médio por área de concessão	Pereira et al., 2017
<i>Performance Ratio</i> (PR)	Sistemas Locais: 75% Sistemas Remotos: 80%	Pinho e Galdino, 2014
Degradação anual de produtividade	0,50%	Pinho e Galdino, 2014
Vida útil do sistema	25 anos	Pinho e Galdino, 2014
Despesas anuais com O&M	Sistemas Locais: 1% do investimento inicial Sistemas Remotos: 2% do investimento inicial	EPE, 2019
Evolução das tarifas de eletricidade	Tarifa real constante	EPE, 2012
Custo Inicial do Sistema Fotovoltaico Instalado (2021)	Residencial: R\$ 4,9/Wp Residencial Remoto: R\$ 4,4/Wp Comercial BT: R\$ 4,2/Wp Comercial AT: R\$ 3,8/Wp Com. AT/BT Remoto: R\$ 4,1/Wp	Greener, 2022
Fator de autoconsumo	Residencial: 40% Residencial Remoto: 20% Comercial BT: 50% Comercial AT: 80% Com. AT/BT Remoto: 0%	Premissa EPE com base em ANEEL, 2019a e DINIZ, 2019
Redução de custos	2,9% a.a. (2021 - 2030); 1,5% a.a. (2031)	IEA, 2014 e NREL, 2018
Custo do inversor (10° ano)	15% do CAPEX	ANEEL, 2019a
Custo de reforço da rede (projetos AT Remotos)	R\$ 200/kW	ANEEL, 2019b

⁸ Nos estudos de micro e minigeração distribuída, foi assumido um Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) igual a 1. Ou seja, potência CC igual a potência CA.

Premissa	Valor	Referência
Pagamento de disponibilidade BT ⁹	30% de 100 kWh ao mês	ANEEL, 2019a
Tempo de construção da planta	Residencial: 2 meses Residencial Remoto: 2 meses Comercial BT: 3 meses Comercial AT: 4 meses Com. AT/BT Remoto: 8 meses	

Em relação às tarifas utilizadas no modelo, é feito um levantamento periódico das tarifas “abertas” das distribuidoras através do site da ANEEL¹⁰, em que cada componente é especificada. Dessa forma, o modelo permite avaliar a “receita” da geração distribuída para diferentes mecanismos de compensação (ex: compensação integral, somente parcela de energia, etc.).

6. DIFUSÃO DO MERCADO

Na seção anterior, foi definida a metodologia utilizada para estimar o mercado potencial final. Ou seja, ao longo do processo de décadas de difusão, e se este for bem-sucedido, todo o mercado potencial final (m) terá adotado a tecnologia. A próxima etapa consiste em definir a forma como o fenômeno da difusão se desenvolve neste mercado (m) ao longo do tempo.

Para isso, foi utilizado o modelo de Bass, que é o modelo de difusão mais citado e referenciado na literatura de marketing, havendo sido testado em diversas indústrias para diferentes produtos (BASS BASEMENT, s.d). O resultado do modelo é uma curva “S” de adoção, sendo uma representação matemática do processo social teorizado por Rogers (2003).

6.1. Definição dos parâmetros de inovação e imitação

O ponto de partida do 4MD é a expressão na sua forma fechada, conforme em Guidolin e Mortarino (2010) e em Islam (2014). Assim sendo, a função distribuição acumulada de um potencial adotante em realizar a adoção no tempo t é

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)t}}, \quad t > 0, p, q > 0 \quad (6)$$

Como pode ser visto na equação 6, dois parâmetros são usados: um deles (p) é exógeno (efeito da inovação), e o outro (q) é endógeno (imitação ou efeito boca-a-boca). Desta forma, quanto maior o número de usuários efetivos de uma tecnologia, maior o número de usuários potenciais

⁹ Considerado apenas até 2022 em função das novas regras de cobrança de custo de disponibilidade trazidas pela Lei n° 14.300/2022.

¹⁰ <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

que tomarão conhecimento da mesma e, conseqüentemente, tornar-se-ão adotantes (BONADIA, 2007).

Existem diversos métodos para estimar os parâmetros p e q do modelo de Bass, podendo ser baseados em dados históricos de vendas com auxílio de regressão linear ou não linear caso o produto esteja disponível no mercado há algum tempo, através de analogia com outros produtos similares ou via pesquisas de opinião para levantar a intenção de compra dos consumidores (LILIE et al., 2007).

Inicialmente, o modelo utilizava parâmetros da literatura, no entanto, considerando o histórico da tecnologia no Brasil, foi optado por calibrar os parâmetros p e q através de regressão não linear com auxílio do Método dos Mínimos Quadrados, através da função *optim* do pacote “stats”, método “L-BFGS-B”. Desta forma, o otimizador procura os valores de p e q que minimizem a soma das diferenças entre os valores da projeção e os dados verificados. Segundo o trabalho de Jeuland (1994, apud MAHAJAN et al., 1995), o valor de p costuma ser entre 0 e 0,01 e o valor de q costuma ser entre 0,3 e 0,5.

No entanto, como apresentado na Figura 3, produtos recentes (a partir da década de 1990) têm experimentado uma curva de adoção mais rápida do que produtos mais antigos. Uma das explicações para esse efeito é o advento de novas tecnologias de comunicação, que facilitou o processo de difusão do conhecimento. A MMGD tem apresentado uma adoção bastante acelerada, indicando uma curva S empinada, com parâmetro q acima de 0,5. No estudo de Dong et al. (2017), por exemplo, foi utilizado um limite superior para q de 0,8. Já a PSR (2019), indica um valor q de aproximadamente 0,9 em seu estudo. Dessa forma, a EPE, no PDE 2031 utilizou as seguintes restrições para p e q :

Tabela 3 - Restrições para os parâmetros p e q

p (inovação)	q (imitação)
$0 < p \leq 0,01$	$0 \leq q \leq 1$

A calibração dos parâmetros p e q foi realizada para cada segmento e por distribuidora, resultando em 270 curvas diferentes de adoção. Dessa forma, as restrições permitem capturar diferentes velocidades de difusão para cada mercado.

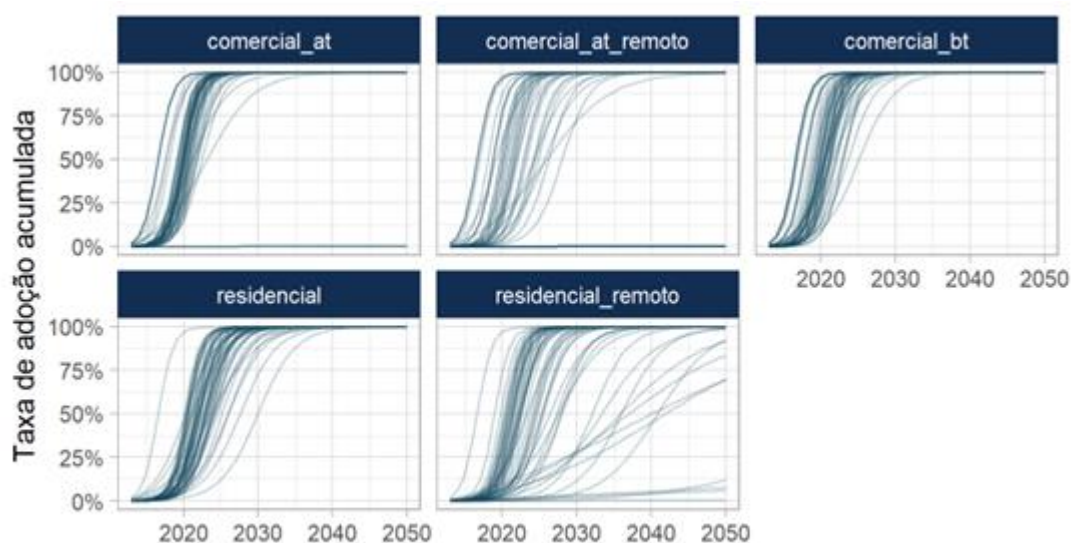


Figura 7 - Exemplo de curvas de adoção

6.1. Cálculo dos adotantes

A partir dos parâmetros p e q é calculada a taxa de adoção acumulada – $F(t)$ – para cada segmento e distribuidora. Em cada ano, essa função é multiplicada pelo mercado potencial naquele ano, como mostra a seguinte fórmula:

$$N(t) = F(t) \cdot m(t) \quad (7)$$

em que $N(t)$ é número acumulado de adotantes no ano t . No entanto, como o mercado potencial pode diminuir em função de aumentos do payback (no caso de uma mudança das regras de compensação, por exemplo), a função de $N(t)$ pode resultar numa diminuição do número acumulado de adotantes. Esse resultado não parece realista, pois indicaria que alguns adotantes desinstalariam seus sistemas de GD.

Para contornar esse efeito, é calculado o número incremental de adotantes – $n(t)$ – e então, se esse for negativo, é atribuído o valor 0, que indica que naquele ano não haveria instalações:

$$n(t) = \text{MÁX}[N(t) - N(t - 1); 0] \quad (8)$$

$$N_F(t) = n(t) + N_F(t - 1) \quad (9)$$

Cabe ressaltar que essa metodologia produz resultados idênticos aos gerados pela metodologia apresentada na seção 6.1 desta Nota Técnica apresentada no PDE 2030.

Por fim, é aplicada uma suavização nos anos corrigidos pela equação 8 (valores negativos substituídos por 0). É calculada uma média simples entre esses anos iguais a zero (t) e o ano subsequente ($t+1$). Depois ambos os anos (t e $t+1$) são substituídos pela média. Portanto, não há uma alteração do resultado final das projeções. Essa é uma abordagem simplificada para lidar com momentos de quebra de série, mas salienta-se que o foco do 4MD é trazer resultados de médio e longo prazos para fins de planejamento energético.

6.2. Abertura por fonte

Nas seções anteriores, foi explicado como o modelo projeta o número de adotantes de um sistema de micro ou minigeração distribuída. No entanto, apesar da análise ser feita com base na competitividade de um sistema fotovoltaico, considera-se que o resultado representa um adotante genérico, que recebe créditos de energia, independentemente da fonte ser fotovoltaica, eólica, termelétrica ou hidrelétrica. Para fins de cálculo de contribuição energética e contribuição para a demanda máxima, além de apresentação para a sociedade, é estimada a distribuição dos adotantes por tecnologia.

A distribuição é feita com base na distribuição histórica do último ano base. A participação percentual de cada fonte é calculada por segmento e distribuidora, conforme base da ANEEL. Caso uma distribuidora não possua nenhum dado para algum segmento, a distribuição média nacional para aquele segmento é utilizada.

7. POTÊNCIA E ENERGIA

7.1. Capacidade instalada anual

Para o cálculo da potência anual instalada, é multiplicada a projeção de adotantes por fonte pela potência média histórica¹¹ (por segmento, distribuidora e fonte). Caso uma distribuidora não possua dados, a potência média nacional (por segmento e fonte) é utilizada.

7.2. Capacidade instalada mensal

Como apresentado ao longo do documento, toda a projeção é realizada até este ponto em base anual. Para obter-se uma abertura mensal dos resultados, utiliza-se uma metodologia para decompor cada ano.

¹¹ A potência média é calculada pela soma da capacidade instalada dividida pela soma do número de unidades consumidoras que recebem créditos.

Dada a tendência de crescimento observada nos últimos anos, foi utilizado um modelo de decomposição multiplicativa clássica de séries temporais¹² para separar o efeito tendência do efeito sazonalidade da série (mais uma componente aleatória). A análise foi feita de forma nacional para o período de 2014 e 2019, retirando-se assim o ano de 2013 por ter dados incompletos e o ano de 2020 por ter sua sazonalidade afetada pela pandemia de Covid-19. O gráfico a seguir ilustra a decomposição realizada.

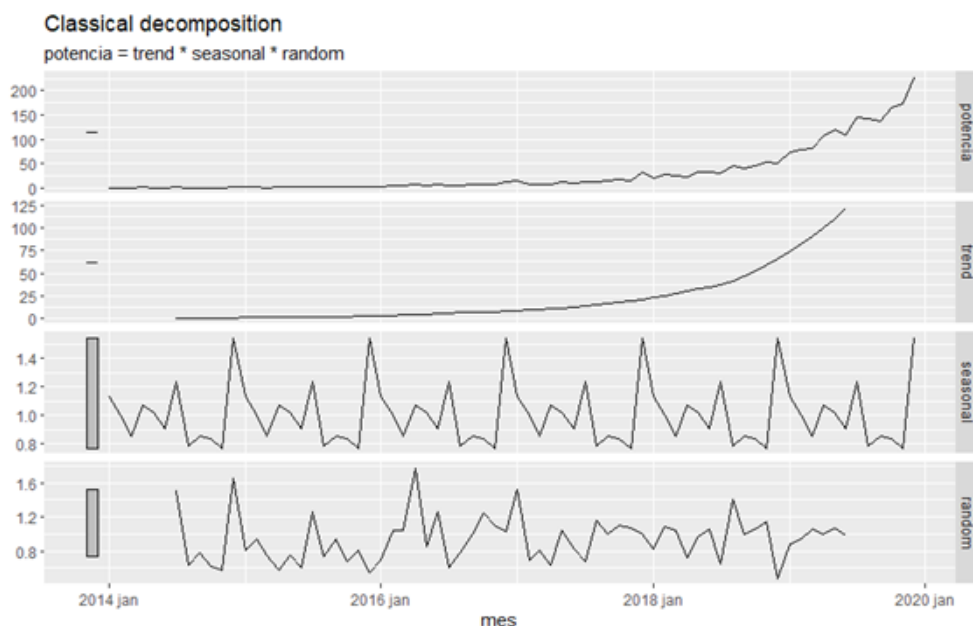


Figura 8 - Exemplo da decomposição multiplicativa de séries temporais

Após obter-se os fatores para cada mês do ano, calcula-se:

$$P_{MI}(t, m) = \frac{P_{AI}(t)}{12} \cdot Q(m) \quad (10)$$

Onde $P_{MI}(t, m)$ é a potência mensal incremental instalada no ano t e mês m , $P_{AI}(t)$ é a potência anual incremental instalada no ano t e $Q(m)$ é o fator de sazonalidade do mês m .

Cabe ressaltar que a soma dos fatores sazonais mensais é igual a 1 dentro de um ano. Portanto, a soma das potências mensais calculada pela equação 10 será igual à potência anual naquele ano.

7.3. Geração mensal

A partir da capacidade instalada em cada mês, estima-se a contribuição energética da MMGD. Em primeiro lugar, são calculados os fatores de capacidade mensais. No caso da fonte fotovoltaica, é utilizada a seguinte fórmula (adaptada de Zilles, 2012):

¹² Função *classical_decomposition* da biblioteca *feasts*.

$$FC(d, m) = \frac{PR \cdot GTI(d, m)}{24 \cdot I_{STC}} \quad (11)$$

Onde:

- PR é o *Performance Ratio*. É um fator que incorpora perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do inversor, etc. Assumido valor igual a 0,80 para sistemas do segmento Comercial AT/BT Remoto e 0,75 para os demais segmentos (baseados em Pinho e Galdino, 2014). Isso se justifica pelo fato de sistemas em solo possuírem melhor orientação dos módulos e limpeza mais frequente, o que garante menores perdas de produção.
- $GTI(d, m)$ é a irradiação diária global média no plano inclinado para a distribuidora d no mês m . Obtidas a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição (Pereira et al., 2017).
- I_{STC} é a irradiância nas condições padrões de teste = 1 [kW/m²].

Para as demais fontes, foram utilizados os seguintes fatores de capacidade, obtidos a partir de dados de plantas centralizadas. Cabe ressaltar que, em função da metodologia apresentada em 6.2, nem todos os subsistemas possuem contribuição de todas as fontes. Caso não haja histórico de inserção de determinada fonte naquele subsistema, não haverá projeção de inserção no futuro.

Tabela 4 – Fatores de capacidade por fonte, subsistema e mês (exceto fotovoltaica)

Subsistema	Fonte	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MAD	Hidro	0,59	0,61	0,65	0,64	0,58	0,52	0,48	0,43	0,40	0,43	0,52	0,56
MAN	Hidro	0,59	0,61	0,65	0,64	0,58	0,52	0,48	0,43	0,40	0,43	0,52	0,56
N	Hidro	0,59	0,61	0,65	0,64	0,58	0,52	0,48	0,43	0,40	0,43	0,52	0,56
NE	Hidro	0,30	0,29	0,28	0,28	0,28	0,37	0,39	0,38	0,32	0,31	0,32	0,33
S	Hidro	0,56	0,49	0,50	0,48	0,46	0,59	0,64	0,57	0,58	0,62	0,55	0,52
SE	Hidro	0,56	0,57	0,60	0,60	0,54	0,49	0,42	0,36	0,34	0,34	0,45	0,56
NE	Eólica	0,39	0,39	0,32	0,37	0,45	0,52	0,56	0,60	0,61	0,54	0,49	0,42
S	Eólica	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,41	0,43	0,46	0,46	0,42	0,41	0,42
SE	Eólica	0,27	0,25	0,26	0,22	0,26	0,29	0,30	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29
MAD	Eólica	0,27	0,25	0,26	0,22	0,26	0,29	0,30	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29
MAN	Eólica	0,27	0,25	0,26	0,22	0,26	0,29	0,30	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29
N	Eólica	0,27	0,25	0,26	0,22	0,26	0,29	0,30	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29
MAD	Termelétrica	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
MAN	Termelétrica	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
N	Termelétrica	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
NE	Termelétrica	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
S	Termelétrica	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
SE	Termelétrica	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70

Em posse dos fatores de capacidade, da capacidade instalada no mês e do número de horas no mês, é calculada a geração de energia mensal. Para fins de cálculo, considera-se que a potência total instalada no mês entra em operação no dia 15 desse mês. No caso da fonte fotovoltaica, é

considerada uma degradação anual da produtividade de 0,5% a.a. (baseado em Pinho e Galdino, 2014). A equação a seguir exemplifica o cálculo realizado para estimar a geração de cada mês.

$$E_{mt,f,d,s} = \sum_{i=2013.1}^{mt} P_{i,f,d,s} \cdot FC_{m,f,d} \cdot Z_m \cdot 24 \cdot (1 - k)^{ZT} \quad (12)$$

Onde:

- $E_{mt,f,d,s}$ é a energia gerada no mês m e ano t , para a fonte f , distribuidora d e segmento de mercado s ;
- i é o índice do mês e ano de instalação de sistemas de MMGD, iniciando em janeiro de 2013 e sendo incrementado até o mês m e ano t ;
- $P_{i,f,d,s}$ é a potência mensal instalada (incremental) no mês e ano i , para a fonte f , distribuidora d e segmento de mercado s ;
- $FC_{m,f,d,s}$ é o fator de capacidade no mês m , para a fonte f , distribuidora d e segmento de mercado s ;
- Z_m é o número de dias de operação da potência P_i no mês m ;
- k é o fator de degradação diário da tecnologia. Para a fonte fotovoltaica, foi calculado como $(1 + 0,005)^{(1/365)} - 1$. Para as demais fontes, k é igual a zero;
- ZT é o número total de dias em operação da P_i desde a sua instalação até o final do mês m e ano t . A contagem é reiniciada caso o número de dias supere o equivalente a 25 anos, indicando que uma renovação da potência ao final da vida útil.

Para algumas análises, é desejado ter uma estimativa do percentual da geração que é autoconsumida instantaneamente e o percentual que é injetado na rede para compensação posterior. Para isso, a EPE utiliza os seguintes fatores anuais típicos de autoconsumo. Para a fonte fotovoltaica, a EPE utilizou algumas referências como ANEEL (2019a) e Diniz (2019). No entanto, para outras fontes e segmentos, na ausência de referências, foram assumidos alguns valores a partir dos dados da fonte fotovoltaica.

Tabela 5 - Fatores anuais típicos de autoconsumo

Segmento	Eólica	Fotovoltaica	Hidro	Termelétrica
comercial_at	80%	80%	50%	50%
comercial_at_remoto	0%	0%	0%	0%
comercial_bt	60%	50%	50%	50%
residencial	60%	40%	50%	50%
residencial_remoto	25%	20%	25%	25%

Por fim, a geração anual consiste na soma dos valores mensais.

8. A Lei nº 14.300 e seu efeito no 4MD

A Lei nº 14.300, publicada em 6 de janeiro de 2022, manteve a essência do modelo de compensação de energia regulamentado pela ANEEL em 2012. Portanto, em linhas gerais, o

4MD se mantém como uma opção de modelagem da difusão da MMGD no Brasil. Por outro lado, a Lei trouxe algumas alterações que devem impactar o ritmo e o mercado potencial das instalações de MMGD no Brasil. A Tabela 6 resume as principais alterações, o impacto previsto nas projeções e como o 4MD foi adaptado.

Tabela 6 - Adaptações no 4MD a partir da Lei n° 14.300

Alteração trazida pela Lei n° 14.300	Impacto na Projeção de MMGD	Incorporação no 4MD
Alteração da remuneração pela energia injetada na rede (regra geral)	Médio-Alto. A cobrança gradual pelo Fio B e a posterior remuneração com base no cálculo de custos e benefícios altera a atratividade do investimento e impacta a inserção da MMGD.	Novas regras incorporadas nos fluxos de caixa do modelo.
Alteração da remuneração pela energia injetada na rede para projetos acima de 500 kW de GD remota	Baixo. Sistemas que se enquadram nessa categoria representam menos de 2% da capacidade instalada total de MMGD no Brasil.	Sem alterações.
Manutenção do modelo “original” de remuneração para quem protocolar solicitação de acesso em até 12 meses a partir da publicação da Lei.	Médio. Prazo criou uma “janela de oportunidade” que deve impulsionar as instalações em 2022 e início de 2023.	Solução ad-hoc para substituir resultado do modelo em 2022 (detalhes na sequência).
Redução do limite de potência para sistemas fotovoltaicos (de 5 MW para 3 MW).	Baixo. Sistemas FV acima de 3 MW representam cerca de 1% da capacidade instalada total de MMGD no Brasil.	Sem alterações.
Exigência de apresentação de garantia de fiel cumprimento para projetos com mais de 500 kW.	Baixo. Pouco altera a viabilidade de projetos.	Sem alterações.
Diminuição da cobrança de custo de disponibilidade.	Baixo-médio. Melhora o payback e pode ampliar o mercado potencial de consumidores de menor consumo.	Redução foi incorporada no fluxo de caixa. No momento, não foi expandido o mercado potencial.
Alteração da cobrança de demanda (de TUSD consumo para TUSD geração).	Baixo-médio. Melhora o payback de sistemas AT, especialmente remotos.	Incorporado nos fluxos de caixa.

Alteração trazida pela Lei nº 14.300	Impacto na Projeção de MMDG	Incorporação no 4MD
Novas formas de associação civil para geração compartilhada.	Baixo-médio. Facilita a concepção de sistemas de geração compartilhada.	Sem alterações. Uma eventual aceleração desse mercado consegue ser capturada na calibração dos próximos anos.
Possibilidade de contratação de serviços ancilares.	Baixo. Pode melhorar o payback, mas precisa ser regulamentado pela ANEEL.	Sem alterações.
Possibilidade de venda de excedentes para as distribuidoras.	Baixo. Pode melhorar o payback, mas precisa ser regulamentado pela ANEEL.	Sem alterações.
Opção de faturamento como B optante (aumento do limite de 75 kW para 112,5 kW).	Baixo. Permite sistemas de maior potência e sem pagamento de demanda, mas atinge apenas um nicho de consumidores.	Sem alterações.
Criação do Programa de Energia Renovável Social.	Baixo-Médio. Deve aumentar a capacidade instalada em domicílios de baixa renda. Efeito depende de recurso disponibilizado ao programa.	Sem alterações. Por se tratar de uma contratação feita pelas distribuidoras, efeito é simulado por fora do 4MD.
Possibilidade de divisão de usinas FV flutuantes.	Baixo. Pode estimular projetos remotos de grande potência. No entanto, não está claro se o ganho de escala compensa o custo adicional de um sistema flutuante e o menor FC comparado a uma usina com rastreamento.	Sem alterações.

Como visto na tabela, a maior parte das alterações que trazem impacto relevante na adoção de MMDG foram incorporadas no 4MD. No entanto, o dispositivo que estabelece o modelo “original”¹³ de remuneração para quem protocolar solicitação de acesso em até 12 meses a partir da publicação da Lei criou um efeito difícil de capturar no modelo.

Em primeiro lugar, há um efeito de “corrida” previsto para 2022 e início de 2023 para enquadrar os projetos nas regras antigas (que proporcionam maior retorno econômico). O tamanho desse efeito não é capturado pela modelagem padrão do 4MD, uma vez que a velocidade de adoção é calibrada pelo modelo com base no histórico anual, e os números até 2021 não incorporam esse fator “extra” de incentivo.

¹³ Modelo estabelecido na REN 482/2012 com a compensação de todas as componentes tarifárias.

Em segundo lugar, há uma incerteza sobre o efeito dessa corrida após janeiro de 2023. Passada a oportunidade de se enquadrar nas regras originais, os consumidores irão se desestimular a investir em novos sistemas? Qual o grau do arrefecimento? A Espanha é um exemplo clássico do efeito *boom and bust*. Eles aprovaram em 2007 um período de transição de um ano para reduzir as tarifas de remuneração de sistemas de GD. Em 2008, as instalações cresceram 400% em relação ao ano anterior. Na sequência, com a entrada das novas tarifas, o mercado caiu a zero em 2009 e depois retornou a valores tímidos nos anos seguintes (Figura 9).

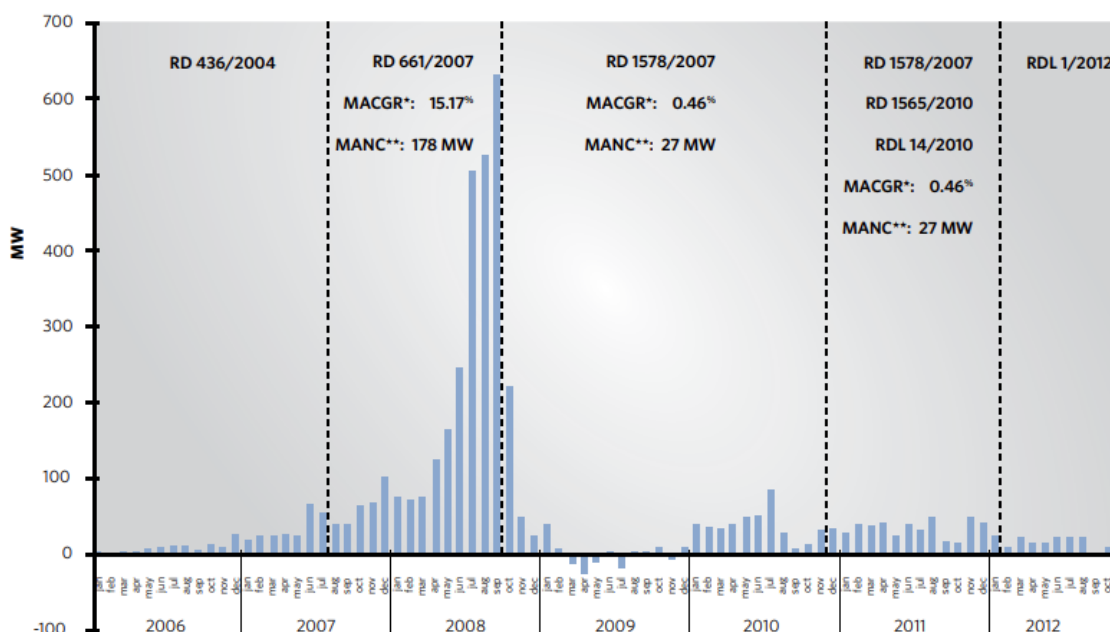


Figura 9 – Instalações mensais de sistemas fotovoltaicos na Espanha. Fonte: DEL RÍO e MIR-ARTIGUES, 2014

Na Califórnia, por outro lado, a atualização do modelo original de *net-metering* (NEM 1.0) produziu efeitos mais brandos nas instalações anuais (Figura 10). Sob o novo NEM 2.0, o gerador começou a pagar uma taxa única de conexão do sistema, teve que migrar para uma tarifa dinâmica e parou de compensar algumas componentes tarifárias¹⁴.

¹⁴ Mais detalhes em: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/net-energy-metering>

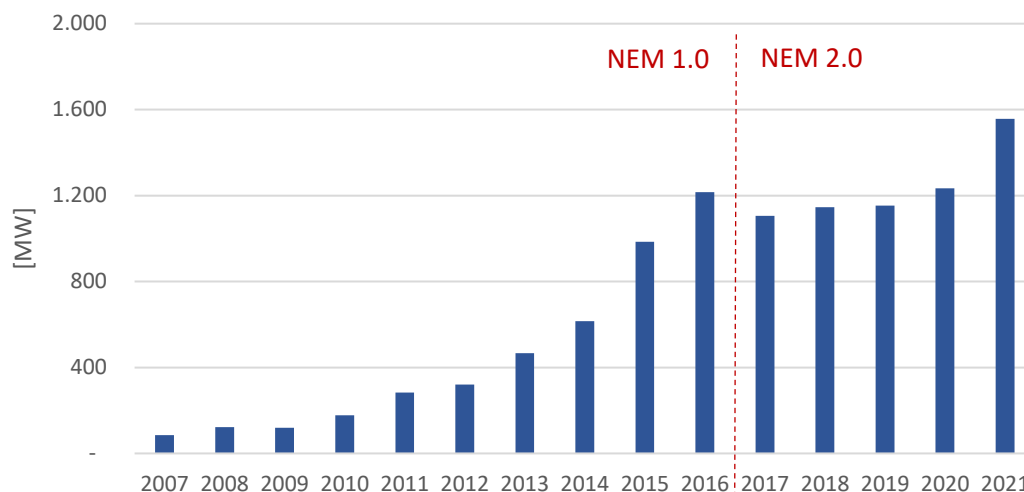


Figura 10 - Instalações anuais de sistemas de geração distribuída FV na Califórnia. Fonte: <https://www.californiadgstats.ca.gov/charts/nem/>

Nota: Data de início do NEM 2.0 variou de acordo com a distribuidora, mas ficou em torno de meados de 2016 a meados de 2017.

Em termos de impactos na atratividade dos investimentos, a revisão californiana foi mais suave que a italiana. Nesse aspecto, o Brasil se assemelha à Califórnia em função da pequena e gradual cobrança pelo uso da rede. Por outro lado, o caso californiano apresenta uma distinção em relação ao Brasil e a Espanha Enquanto no primeiro caso foi adotado um gatilho de capacidade para a alteração das regras¹⁵, no Brasil e na Espanha foi adotado o gatilho de data, o que favorece o efeito *boom and bust*. Portanto, esses elementos demonstram a incerteza na dinâmica de instalações de MMGD no Brasil nos próximos anos.

8.1. O ajuste em 2022

Diante das limitações do 4MD para capturar o efeito de corrida por instalações antes da alteração das regras de compensação, a EPE optou neste PDE por substituir o número de adotantes de 2022 oriundo do modelo por uma extrapolação linear baseada na adição verificada nos primeiros dois meses do ano. Não foi possível utilizar mais meses de histórico pois a projeção foi realizada durante o mês de abril, respeitando o calendário do PDE 2032. Portanto, o número de adotantes em 2022 foi calculado multiplicando por seis o número verificado em janeiro e fevereiro de 2022, por distribuidora e segmento de mercado.

$$n_{2022,d,s} = 6 \cdot n_{jf,d,s} \quad (13)$$

Onde:

¹⁵ Quando a capacidade (MW) atingisse 5% da demanda de pico agregada dos consumidores.

- $n_{2022,d,s}$ é o número de adotantes em 2022, por distribuidora d e segmento de mercado s ;
- $n_{jf,d,s}$ é o número de adotantes em janeiro e fevereiro de 2022, por distribuidora d e segmento de mercado s .

Na sequência, prosseguiu-se com a metodologia a partir do passo 6.2 desta nota para fazer a abertura por fonte e calcular a capacidade instalada e geração de energia.

Com esse ajuste, a projeção de adição de capacidade para o ano de 2022 foi alterada de 3,3 GW para 4,8 GW. Ressalta-se que essa é uma solução pontual e que possui suas limitações. É possível que a inserção nos dois primeiros meses do ano não represente adequadamente o comportamento até o seu final. Isso porque deve haver uma aceleração nas entregas de projetos próximos à data limite prevista na Lei nº 14.300 para enquadramento nas regras originais de compensação. Portanto, entende-se que a capacidade instalada em 2022 possa ser ainda maior que os 4,8 GW indicados.

Entende-se que somente a partir de meados de 2023 e em 2024 será possível ter maior clareza dos efeitos do novo marco legal na dinâmica de difusão da MMGD para os próximos anos.

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A EPE vem desde 2013 aperfeiçoando seus modelos para projetar a micro e minigeração no país. Inicialmente, a abordagem era limitada à geração fotovoltaica no setor residencial. No entanto, com o passar dos anos, o avanço tecnológico, as mudanças da REN 482 e a chegada da Lei nº 14.300, e o desenvolvimento de novos modelos de negócio tornou o mercado da micro e minigeração muito mais amplo, evidenciando a necessidade de uma ampliação do modelo. Dessa forma, o 4MD foi atualizado para englobar todas as fontes permitidas pela Lei nº 14.300 e todos os setores de consumo. Por outro lado, cabe a ressalva de que a abordagem utilizada para as demais fontes e setores ainda é simplificada. Isso porque há menor disponibilidade de dados para avaliar a economicidade das demais tecnologias em todas as áreas do Brasil e o perfil detalhado das unidades consumidoras não residenciais. Adicionalmente, a metodologia tem outras limitações decorrentes do impacto produzido pela Lei nº 14.300 e da existência de poucos estudos que avaliem a intenção de investimento dos consumidores dadas as condições de retorno.

Dadas as limitações metodológicas e a inerente incerteza decorrente do comportamento humano, os resultados das simulações do 4MD devem ser utilizados com ressalvas. Busca-se com o modelo enxergar alguns movimentos da expansão do mercado de micro e minigeração distribuída e o potencial desse mercado, com foco no longo prazo. O efeito de políticas de incentivo e alterações regulatórias podem ser modelados, mas o resultado da transição no curto prazo é bastante incerto. Portanto, reforça-se o objetivo do modelo em identificar resultados de médio e longo prazo.

Dada a importância da ferramenta e das limitações existentes, a intenção da EPE é aperfeiçoar continuamente o 4MD, contando com o auxílio de demais pesquisadores e instituições interessados no tema. Nesse sentido, o e-mail contato.4md@epe.gov.br pode ser utilizado para o envio de contribuições ao modelo.

10. REFERÊNCIAS

AEMO [Australian Energy Market Operator]. **Rooftop PV Information Paper – National Electricity Forecasting**. 2012.

ANEEL. **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL)**. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br>. Acesso em 01/03/2014.

ANEEL. **Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas. Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG**. Fevereiro de 2018.

ANEEL. Audiência Pública 001/2019. **Análise de Impacto Regulatório**. Planilhas de Cálculo. 2019a.

ANEEL. Consulta Pública 040/2019. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**. Anexo da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. 2019b.

BASS, F. M. A new product growth for model consumer durables. **Management Science**, v. 15, n. 5, Theory Series, p. 215-227, 1969.

BASS BASEMENT. **The Bass Model [internet]**. Disponível em: <http://www.bassbasement.org/BassModel/Default.aspx>. Acesso em 20/10/2018.

BECK, R. **Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study**. Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009.

BONADIA, G. et al. Modeling the acceptance and use of telecenters in Brazil. **Journal of Technology Management & Innovation**, v. 2, n. 4, 2007.

COX, M.; ALM, R. You Are What You Spend. **The New York Times**, 10 de fevereiro de 2008.

DINIZ, J. **Indicador Fator de Simultaneidade**. Apresentação na Audiência Pública 001/2019 da ANEEL. São Paulo, SP, 14 de março de 2019.

DEL RÍO, P. e MIR-ARTIGUES, PERE. **A Cautionary Tale: Spain's solar PV investment bubble**. Fevereiro, 2014.

DENHOLM, P. et al. **The Solar Deployment System (SolarDS) Model : Documentation and Sample Results**. Technical Report NREL/TP-6A2-45832, 2009.

Dong, C. et al. Forecasting residential solar photovoltaic deployment in California, **Technological Forecasting & Social Change**, vol. 117, pp 251–265, April 2017.

EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Nota Técnica. Rio de Janeiro, 2012.

EPE. **Nota de Discussão – Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. No EPE-DEA-NT-016/2018-r0. 11 de julho de 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>

EPE. Audiência Pública ANEEL nº 001/2019. Contribuições da Empresa de Pesquisa Energética. Abril/2019.

GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2ºSemestre – 2021**. 2022.

GUIDOLIN, M. e MORTARINO, C. Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. **Technological Forecasting & Social Change**, v. 77, n. 2, p. 279-296, 2010.

IEA. **Technology Roadmap –Solar Photovoltaic Energy**. 2014 edition. 2014.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed. São José dos Campos, 2017.

ISLAM, T. Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. **Energy Policy**, v. 65, p. 340-350, 2014

KASTOVICH, J. C. et al. **Advanced Electric Heat Pump Market and Business Analysis**. ORNL/Sub/79-2471/1. Prepared under subcontract for Oak Ridge National Laboratory by Westinghouse Electric Corp. Oak Ridge, TN : Oak Ridge National Laboratory, 1982.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. Dissertação de Mestrado—São Paulo, SP: Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2014.

LILIEN, G. L. et al. **Principles of Marketing Engineering - The Bass Model: Marketing Engineering Technical Note**. Trafford Publishing, 2007.

MAHAJAN, V. et al. Diffusion of new products : empirical generalizations and managerial uses. **Marketing Science**, v. 14, no. 3, Part 2 of 2, 1995.

NAVIGANT CONSULTING. **Arizona Solar Electric Roadmap Study Full Report**. Preparado para Arizona Department of Commerce. 2007.

NREL. **The Distributed Generation Market Demand Model (dGen): Documentation**. Technical Report. NREL/TP-6A20-65231. February 2016.

NREL. Cost-Reduction Roadmap for Residential Solar Photovoltaics (PV), 2017–2030. Technical Report NREL/TP-6A20-70748. January 2018. PAIDIPATI, J. et al. **Rooftop Photovoltaics Market Penetration Scenarios**. Subcontract Report NREL/SR-581-42306. Burlington, MA : Navigant Consulting Inc., 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [s.l: s.n.]. 2014.

PSR. **Contribuição para a Audiência Pública ANEEL 001/2019**. Abril de 2019.

RAI, V.; SGRIN, B. **Economics of individual decision-making : buy vs. Lease differences in the adoption of residential solar**. 31st USAEE/IAEE North America Conference, Austin, TX, EUA. November 4-7, 2012.

ROGERS, E. **The Diffusion of Innovations**. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.

SGRIN, B., DRURY, E., 2014. **Diffusion into New Markets: Economic Returns Required by Households to Adopt Rooftop Photovoltaics**. AAAI Energy Market Prediction Symposium. Washington, November 13-15, 2014.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. OficinadeTextos, SãoPaulo, 2012.