

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: PRECIFICAÇÃO E PERSPECTIVAS

Victor Mitsuo Asato – asato.victor@gmail.com

Luiz Henrique Alvez Pazzini (Orientador) - luizhenrique.pazzini@mackenzie.br

RESUMO

A geração distribuída (GD) tem como base a geração de energia elétrica realizada junto ou próxima ao local onde é consumida. A mini e microgeração distribuída no Brasil tem suas regras estabelecidas através da Resolução Normativa nº 482 (REN 482/2012) da ANEEL que define o sistema de compensação energética, conhecido internacionalmente como *net metering*, que regula a forma como a energia elétrica produzida é compensada na tarifa. Dada a simplicidade do sistema de compensação energética, existem algumas assimetrias na forma em como a tarifa é cobrada do consumidor que resolveu adotar a GD devido a discrepâncias nos horários onde ocorrem geração e consumo de energia. Com pleno conhecimento dos problemas inerentes do sistema de compensação energética, a ANEEL iniciou os processos de revisão regulatória com o objetivo de ajustar a forma como essa energia é precificada. Este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos de tais mudanças para o consumidor, para o desenvolvimento da tecnologia como um todo e a potência que o setor evitará instalar.

Palavras-chave: Geração distribuída, regulação, revisão regulatória, *payback*, difusão da tecnologia.

DISTRIBUTED GENERATION: PRECIFICATION AND PERSPECTIVES

ABSTRACT

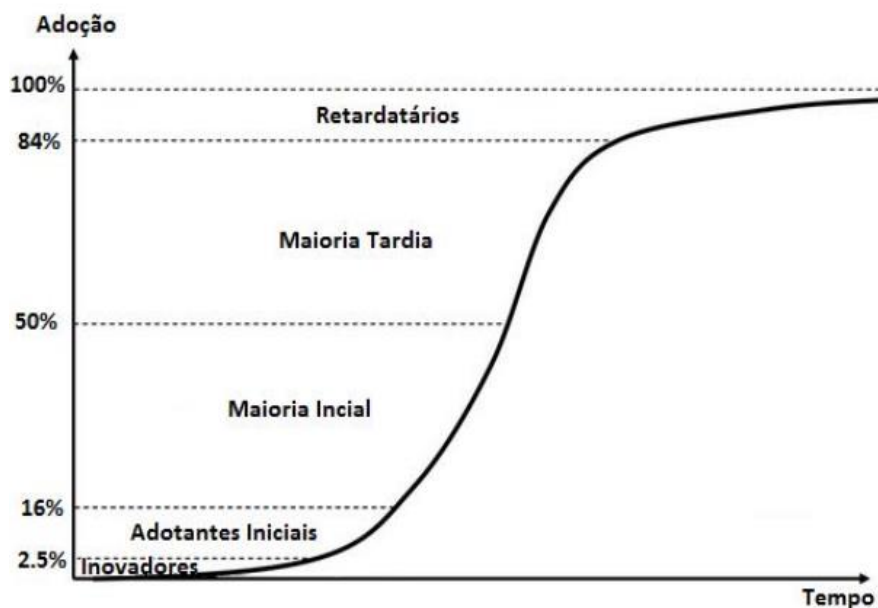
Distributed generation is based on the idea of electric generation at or near the place where it is consumed. Mini and microgeneration in Brazil is regulated in Normative Resolution nº 482/2012 from ANEEL where the rules of the brazilian net metering system is defined. With the inherent simplicity of a net metering system, some tariff distortions are known between the consumer with a distributed generation system and a consumer without a system due to discrepancies in the time frame when power generation and consumption occur. Knowing these discrepancies, ANEEL put this discussion under analysis with the objective of adjusting the way this energy is valued. This paper intends to evaluate the impacts of these changes for the consumer, for the diffusion of the technology and its impact in the sector.

Keywords: Distributed generation, regulation, regulatory review, *payback*, diffusion of the technology.

1 INTRODUÇÃO

Primeiramente, deve-se ter em mente que a geração distribuída traz uma mudança significativa na maneira como as pessoas tratam a energia elétrica. O consumidor deve passar por uma transição do seu papel passivo frente ao suprimento energético (o simples fato de apertar um botão interruptor), para a função de produtor de parte da sua energia consumida, também chamado de *prosumer*. Esta nova posição se caracteriza cada mais pela conscientização da população aos problemas ambientais, juntamente aos desafios da manutenção do fornecimento energético, e esta também atrelada à realização de um investimento. Desta maneira, entende-se que não se trata apenas de um novo produto no mercado, mas de uma mudança de paradigmas que deve ser interpretada como uma dificuldade a mais para a difusão dos sistemas fotovoltaicos mundialmente. (KONZEN e ZILLES, 2014)

Gráfico 1 - "Curva S" da teoria de difusão de inovações



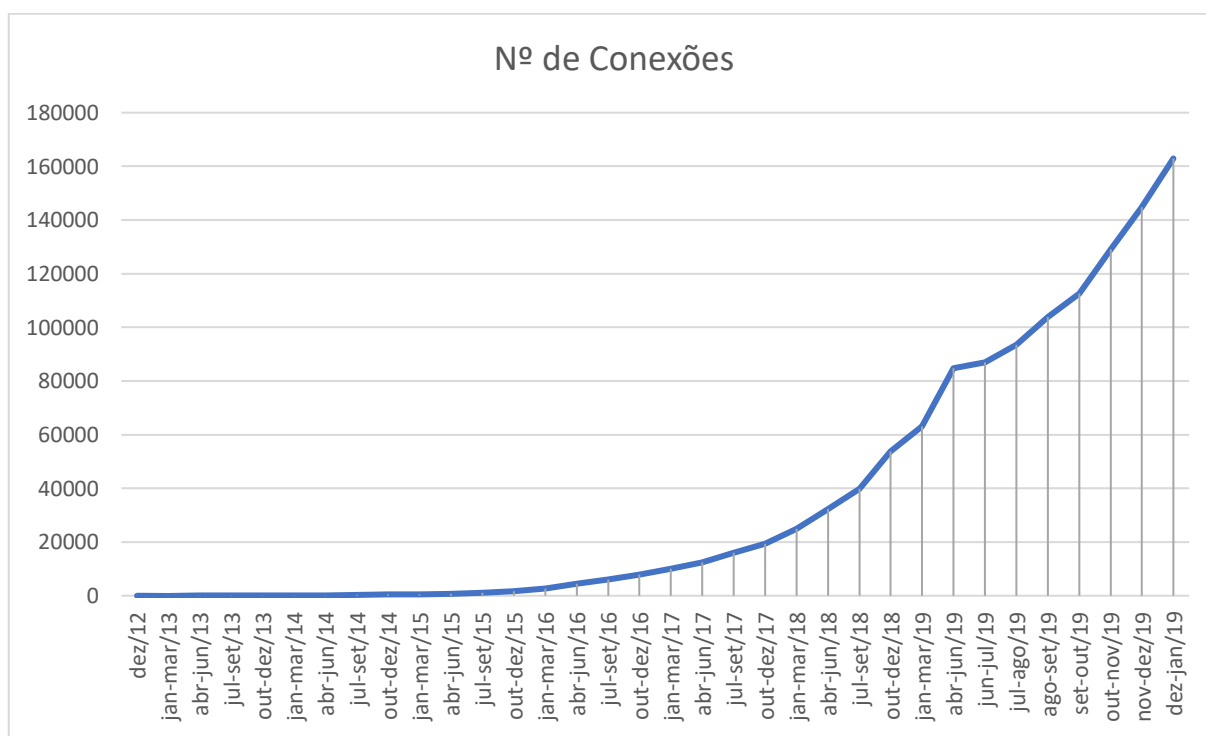
Fonte: (KONZEN e ZILLES, 2014)

Everett M. Rogers sugere em seu trabalho *Diffusion of Innovations* (1962) que há quatro elementos principais na difusão de uma inovação qualquer: a inovação em si, canais de comunicação, tempo e sistema social. 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. Esse fenômeno é ilustrado no gráfico 1. 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. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)

Como agente reguladora, a ANEEL é a responsável pelas metodologias de cálculo das diferentes tarifas do setor elétrico brasileiro, sendo que com a inserção de geração distribuída ao sistema a ANEEL enfrenta o desafio de encontrar o ponto de equilíbrio tarifário de forma a trazer benefícios a sociedade como um todo. Conhecendo as barreiras iniciais da difusão de uma tecnologia como a solar fotovoltaica, a REN 482/2012 visava incentivar essa difusão para vencer a barreira de adotantes iniciais para que a tecnologia atingisse um patamar onde pudesse desenvolver um mercado inicial e se manter sozinha. O Gráfico 2 ilustra o crescimento da geração distribuída no Brasil entre 2013 e 2019.

Gráfico 2 - Número de Conexões



Fonte: Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD, 2019)

Em 24 de novembro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa N° 687 (REN 687/2015) que alterou alguns artigos da REN 482/2012, sendo que a principal alteração incorporada pela resolução foi a inclusão de outras 3 modalidades de compensação da energia gerada a partir de GD, sendo essas 3 modalidades as principais responsáveis para a rápida difusão da tecnologia após 2015. A Tabela 1 mostra a relação entre modalidades, unidades consumidoras (UC) que recebem crédito, potência instalada em kW e quantidade instalada.

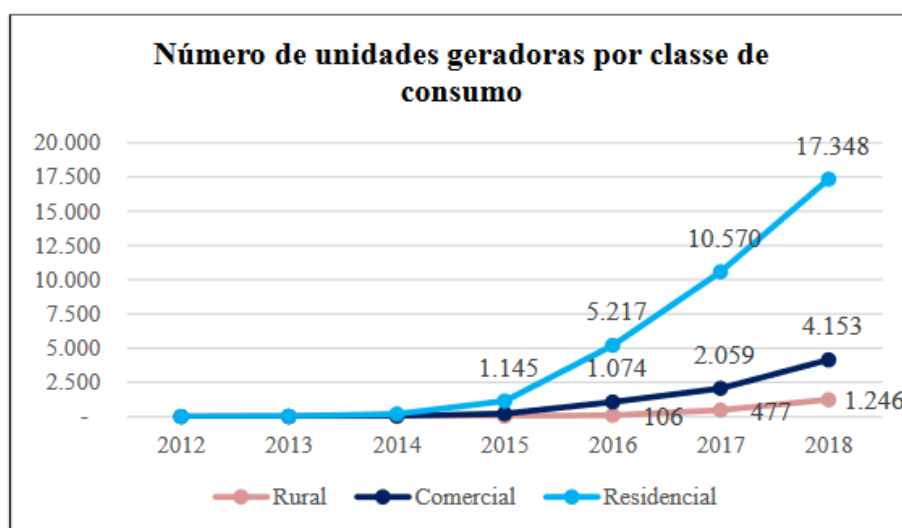
Tabela 1 - Unidades Consumidoras com GD

Modalidade	Quantidade	Quantidade que recebem os créditos	Potência instalada em kW
Autoconsumo Remoto	46.411	136.236	768.903,90
Geração Compartilhada	705	2.528	36.625,86
Geração na própria UC	287.380	287.380	3.366.165,51
Condomínios	189	703	4.534,95

Fonte: ANEEL (2020)

O Gráfico 3 apresenta estes números por classe de consumo e indica que a classe residencial é a que possui mais empreendimentos instalados conectados à rede, representando 76% do total instalado. Além disso, a classe industrial possui 1.195 empreendimentos e o governo 39 unidades. (ANEEL *apud* NETO, 2019, p.10)

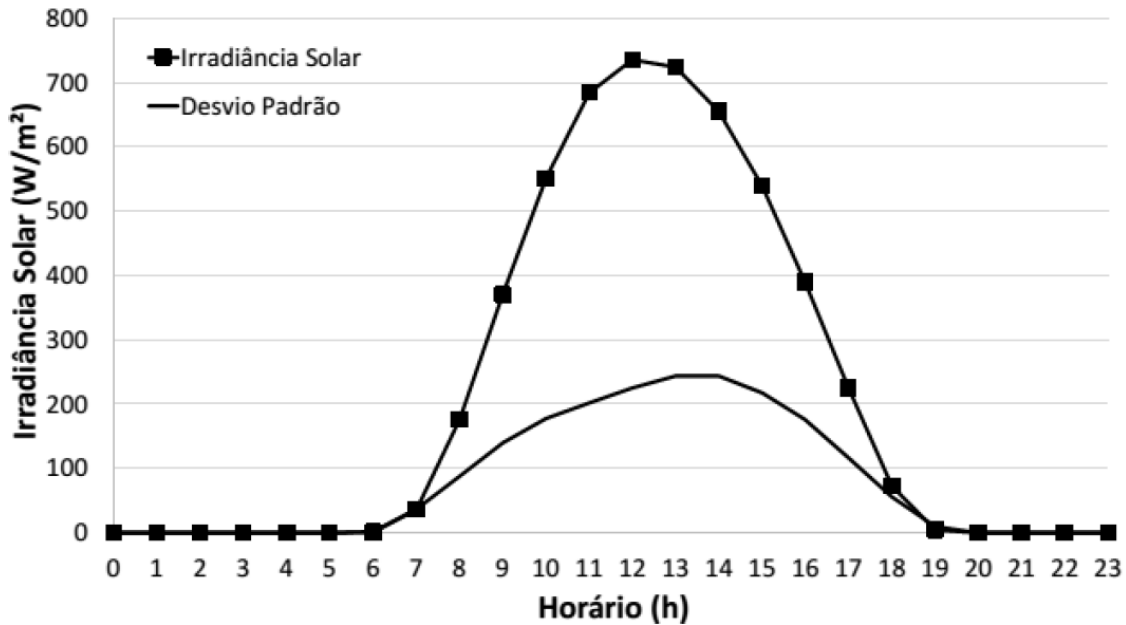
Gráfico 3 - N° de empreendimentos em fontes renováveis por classe de consumo.



Fonte: ANEEL (*apud* NETO, 2019, p.10)

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão. O gráfico 4 ilustra como a geração de energia elétrica a partir de uma fonte fotovoltaica se comporta no decorrer do dia. (PINHO e GALDINO, 2014)

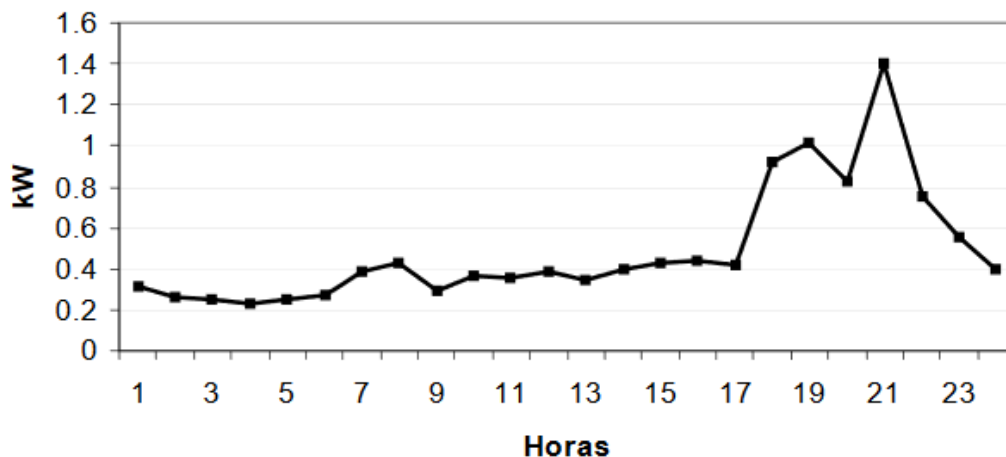
Gráfico 4 – Irradiância diária média



Fonte: Revista Brasileira de Energia Solar (2016)

A curva de carga de um consumidor residencial caracteriza-se por um consumo praticamente constante durante o dia inteiro com um aumento no fim da tarde e um pico de demanda, provocado pelo uso do chuveiro elétrico (entre 18 e 21 horas). No Gráfico 5 é mostrada a curva de carga de um dia útil de um consumidor real, que consome cerca de 330 kWh por mês. (FRANCISQUINI e FELTRIN, 2006)

Gráfico 5 - Curva de carga de um consumidor residencial



Fonte: (FRANCISQUINI e FELTRIN, 2006)

Através do perfil de consumo de quem adotou GD e das características de geração fotovoltaica, é possível identificar os principais motivadores das revisões sobre a forma de compensação da GD. Considerando as regras atuais do sistema de compensação energética, onde a tarifa incide apenas na diferença entre a energia consumida e injetada, o consumidor que adotou a

GD recebe descontos em todas as parcelas da tarifa apesar de grande parte de sua energia consumida vir da rede e não de seu sistema de geração próprio.

Pode-se concluir que apesar da tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) ser compensada através do sistema de compensação energética, a maior parte da energia consumida por aquele consumidor ainda é proveniente da rede e gera gastos para a concessionária de energia elétrica da região, sendo tais gastos repassados aos demais consumidores que não adotaram a GD.

Na revisão da REN 482/2012 em 2015 onde os limites da minigeração foram ajustados, ciente do fenômeno gerado pela expansão da GD e dos impactos que seriam causados sobre os consumidores que não adotassem a tecnologia, foi sugerida uma nova revisão focada no aspecto econômico a ser realizada até o final de 2019.

2 METODOLOGIA

A ANEEL propôs para debate junto à sociedade 6 alternativas diferentes para o modo de compensação de energia elétrica para os modelos de compensação local e compensação remota, conforme ilustrado no Diagrama 1. Cada alternativa considera tipos diferentes de remuneração para TUSD e também para a tarifa de energia (TE).

Diagrama 1 - Alternativas de compensação

Alternativa 0 (Regra Atual)	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
TUSD - Fio B					
TUSD - Fio A	TUSD - Fio A				
TUSD - Encargos	TUSD - Encargos	TUSD - Encargos			
TUSD - Perdas	TUSD - Perdas	TUSD - Perdas	TUSD - Perdas		
TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	
TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia

Fonte: Autor (2020)

Alternativa 0: É a forma atual de compensação, toda a tarifa incide na diferença entre energia consumida e injetada.

Alternativa 1: Nessa forma apenas a componente do Transporte Fio B, referente ao uso do sistema de distribuição, incidiria sobre toda a energia consumida. As demais componentes ainda incidiriam sobre a diferença entre energia consumida e injetada.

Alternativa 2: As componentes Transporte Fio B e Transporte Fio A, referentes, respectivamente ao uso do sistema de distribuição e transmissão, incidiriam sobre toda a energia consumida.

Alternativa 3: As componentes Transporte Fio B, Transporte Fio A e Encargos, referentes, respectivamente ao uso do sistema de distribuição, transmissão e a recuperação de custos na TUSD (RGR, CCC, CDE, PROINFA etc.).

Alternativa 4: Nesta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre energia consumida e gerada enquanto a TUSD incidiria sobre toda a energia consumida da rede.

Alternativa 5: Neste caso apenas a componente de energia da TE incidiria sobre a diferença entre energia consumida e gerada. Todas as demais componentes tarifárias incidiriam na energia consumida da rede.

Partindo destas alternativas propostas este trabalho avalia os impactos de tais mudanças com foco no consumidor residencial já que este representa a maior parte dos adotantes da tecnologia e um mercado potencial amplo. São estudados os impactos para o desenvolvimento da tecnologia, para o consumidor através do *payback*, e o montante de potência que o setor evitará instalar e gerar.

Para se estudar a difusão de qualquer produto em um mercado, deve-se ter estabelecido o mercado potencial para tal produto. No caso dos sistemas fotovoltaicos, considerando o elevado custo inicial, presume-se que os adotantes iniciais sejam pertencentes as classes mais altas, com elevada renda, para concretizar tal investimento.

Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2019 apresentado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o número de consumidores da classe residencial ultrapassa os 72 milhões de unidades no Brasil inteiro de acordo com a tabela 2. Os indicadores fornecidos pela Associação Brasileira de Empresas de Pesquisas (ABEP) no Critério de Classificação Econômica Brasil (CCEB) foram utilizados para definir o percentual dos consumidores que tem condição financeira para adotar um sistema de GD. Assim como Konzen (2014), considerou-se no mínimo o valor de 5 salários mínimos para selecionar o mercado potencial, referente ao valor de R\$ 5.225,00.

Tabela 2 - Consumidores por classe, dezembro de cada ano (mil)

							(continua)	
Classe de Consumo	2014	2015	2016	2017	2018	$\Delta\%$ (2018/2017)	Part.% (2018)	
Residencial	66.007	67.746	69.277	70.907	72.081	1,7	86,1	

Tabela 3 - Consumidores por classe, dezembro de cada ano (mil)

Classe de Consumo	2014	2015	2016	2017	2018	(continuação)	
						$\Delta\%$ (2018/2017)	Part.% (2018)
Industrial	574	549	536	528	519	-1,9	0,6
Comercial	5.566	5.689	5.689	5.754	5.785	0,5	6,9
Rural	4.279	4.366	4.365	4.499	4.520	0,5	5,4
Poder Público	561	568	560	573	572	-0,3	0,7
Iluminação Pública	88	93	96	99	97	-1,9	0,1
Serviço Público	84	87	91	95	99	3,8	0,1
Consumo Próprio	14	10	9	9	9	-1,4	0

Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE, 2019)

Tabela 4 - Estimativa para a Renda Média Domiciliar

Estrato Socioeconômico	Renda média domiciliar (R\$)
A	25.554,33
B1	11.279,14
B2	5.641,64
C1	3.085,48
C2	1.748,59
D - E	719,81

Fonte: ABEP (2019)

Tabela 5 - Distribuição das classes

Estrato Socioeconômico	Distribuição
A	2,5%
B1	4,4%
B2	16,5%
C1	21,5%
C2	26,8%
D - E	28,3%

Fonte: ABEP (2019)

A distribuição de classes feita pela ABEP foi escolhida já que leva em conta indicadores a respeito do padrão de vida da população, considerando variáveis como número de computadores, lava louça, micro-ondas e outras no enquadramento de uma família em uma classe econômica, sendo que essas variáveis afetam diretamente o consumo de energia elétrica e no possível interesse na adoção de um sistema de GD. Das 72 milhões de unidades consumidoras, entende-se que apenas os consumidores pertencentes as classes A e B se enquadram nos critérios para a definição do mercado potencial tanto no montante de energia consumida, quanto na renda média para a adoção do sistema de GD.

Das tabelas 3 e 4 conclui-se que as classes A, B1 e B2 formam um grupo de 16 milhões de consumidores que possuem renda suficiente e possível interesse em adotar um sistema de GD, porém,

esse número trata do limite máximo do mercado potencial, e é importante destacar que há outras variáveis que devem ser consideradas na definição do mercado.

Uma das limitações a serem consideradas é a condição da ocupação do imóvel. Um sistema de GD é um investimento de longo prazo, tipicamente instalado em telhados ou em uma área ampla, dificilmente transferido entre residências devido a condições técnicas diferentes em cada imóvel. Do ponto de vista do locatário, onde há incertezas quanto a permanência no imóvel ou perspectiva de mudança, um investimento desse porte se torna muito menos atrativo. Quanto ao locador, a REN 482/2012 prevê a categoria de autoconsumo remoto, onde a unidade geradora e a unidade consumidora ficam na mesma área de concessão e não no mesmo local.

Em apartamentos, a instalação enfrenta diversas complicações técnicas. De forma geral, os telhados dos apartamentos já são ocupados por caixas d'água, antenas, para-raios entre outros equipamentos que geram sombras ou complicações de espaço físico para um sistema de GD. A instalação de painéis solares diretamente nas paredes de um edifício é uma prática comum na Europa, porém, devido a característica da janela solar do Brasil, esse tipo de instalação é menos viável que uma instalação feita diretamente no telhado. A Tabela 1 mostra a falta de atratividade da GD para moradores de apartamento refletida no baixo número de adotantes nas categorias de geração compartilhada e condomínios mesmo na atual situação regulatória favorável a esse tipo de compensação.

Dada as limitações, considerou-se os domicílios próprios e quitados como parte do mercado potencial. Domicílios alugados também foram considerados uma vez que o locador geralmente pertence as classes mais altas da sociedade e pode aderir a categoria de autoconsumo remoto. Domicílios cedidos não foram considerados. Apartamentos, devido a seus custos, geralmente são ocupados pela parcela mais rica da sociedade, porém, devido à baixa adesão à GD mesmo com condições regulatórias mais favoráveis, foram desconsiderados como parte do mercado potencial.

Segundo o IBGE (2020) na Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua (PNAD) o Brasil possui 72,4 milhões de domicílios onde 85,6% são casas, dentre essas casas 84,7% apresentam as condições favoráveis a instalação de um sistema de GD. Assim como EPE (2014), adotou-se adotado um fator de 85% relacionado limitantes como sombras, caixas d'água, antenas entre outros que podem inviabilizar a instalação de um sistema de GD no domicílio. Dessa forma, o mercado potencial fica limitado a 10,4 milhões de unidades consumidoras.

3 REVISÃO DA LITERATURA

Seguindo a metodologia adotada pela ANEEL (2017), para se estimar a adoção da tecnologia ao longo do tempo utilizou-se o modelo matemático de Bass. A equação 1 permite o cálculo da probabilidade de adotantes ao longo do tempo t , tendo como parâmetros os coeficientes de inovação

(p) e imitação (q), que representam as influencias externa e interna da adoção de qualquer tecnologia e o *payback*.

O modelo de difusão de Bass é o mais citado e referenciado na literatura de marketing. Foi concebido por Frank Bass em 1969 e desde então foi tema de incontáveis artigos, extensões, modificações e verificações. O modelo de Bass teve como referência o estudo de Rogers (1962), sendo uma contribuição matemática à teoria da difusão de inovações, capaz de gerar uma suave curva sigmoide da taxa de penetração de mercado ao longo do tempo. (KONZEN e ZILLES, 2014)

Basicamente, o modelo parte da seguinte formulação:

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

Onde:

F(t) = função de distribuição acumulada;

p = coeficiente de inovação;

q = coeficiente de imitação.

Para se estimar o numero total de adotantes, utiliza-se a equação a seguir:

$$N(t) = m F(t) \quad (2)$$

Onde:

N(t) = numero acumulado de adotantes no tempo t;

m = mercado potencial final;

F(t) = função de distribuição acumulada adquirida da equação 8.

Para isso, deve se obter o mercado potêncial final:

$$m = fmm \times mp \quad (3)$$

Onde:

m = mercado potencial final

fmm = fração de máximo mercado

mp = mercado potencial

A fração de máximo mercado é um limitador do mercado potencial assumindo certo nível de sensibilidade ao payback, ou seja, quanto menor o payback, mais consumidores estão dispostos a adotar a nova tecnologia.

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

Onde:

fmm = fração de máximo mercado

SPB = fator de sensibilidade ao payback

TPB = tempo de *payback*, em anos

Assim como ANEEL (2017), adotou-se o valor de 0,3 para o SPB, indicando um comportamento mais inovador do consumidor frente ao tempo de retorno do investimento, tendo em vista a evolução do número de geradores conectados na rede.

Conforme o sugerido por Konzen e Zilles (2014), num cenário no qual medidas de isenção fiscal dos equipamentos e a regulamentação do *virtual net metering* estão presentes, a tendência é que o processo seja acelerado, sendo representadas pelo parametro q igual a 0,4. Também sugere-se o parametro p sendo igual a 0,002 em um cenário onde exista desconto no imposto de renda e compensação virtual. Como tais condições ainda não foram satisfeitas, considerou-se o valor que ANEEL indica como mais adequado para o estudo com p igual a 0,0015.

Um dos indicadores mais comuns da atratividade de um investimento é o *payback*, ou seja, o tempo que um investimento demora até se pagar, presente na equação 4. Para exemplificar o impacto de cada escolha, considerou-se a casa do autor, pertencente ao subgrupo B1 (grupo residencial), com consumo médio de 320 kWh em um mês comum. Admitiu-se um sistema de geração fotovoltaica que injeta 200 kWh por mês na rede. Não foram consideradas as bandeiras tarifárias, impostos e contribuição por iluminação pública, sendo considerada apenas as tarifas relativas a transporte e custo da energia. Com base na tarifa aplicada pela ENEL, considerou-se um custo total hipotético de R\$ 0,52/kWh, sendo uma parcela de R\$ 0,27/kWh referente a TUSD e R\$ 0,25 /kWh referente a TE. Os dados da tarifa são apresentados na figura 1

Figura 1 – Tarifas aplicadas sem impostos

0699 PIS/PASEP (0,40%)	0,00	0%	0,00	0,17
0699 COFINS (1,83%)	0,00	0%	0,00	0,81
0805 MULTA (2%)				0,60
0804 JUROS DE MORA				0,02
0804 ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA	.			0,04
0807 COSIP - SÃO PAULO - MUNICIPAL				9,70
0999 BÔNUS ITAIPU ART.21 LEI.10438				-0,74
Tarifas aplicadas (sem impostos)				
CONVENCIONAL-RESIDENCIAL	0,27342 (TUSD)		0,25206 (TE)	
Valor Total dos Tributos: 0,98				

Fonte: ENEL (2020)

Sistemas fotovoltaicos requerem um alto investimento inicial seguido de desembolso de menor proporção na operação e manutenção destes sistemas. O retorno financeiro da instalação é derivado da energia gerada pelo sistema que deixa de se consumir da rede de distribuição, existindo assim uma diminuição da fatura paga à distribuidora e uma consequente economia mensal. A análise econômica parte, portanto, da ponderação entre o montante inicial investido e as sequenciais economias mês a mês ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico. (KONZEN e ZILLES, 2014)

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Segundo a ANEEL, na tabela 5, a tarifa de energia elétrica pode ser decomposta da seguinte forma: TUSD Fio A representa 6% do valor total, TUSD Fio B representa 28%, TUSD Encargos representa 8%, TUSD Perdas representa 8%, TE Energia representa 38%, TE Encargos representa 12%.

Tabela 6 - Decomposição da tarifa aplicada

Componente		Valor (R\$/kWh)	Percentual
TUSD (\$ 0,27/kWh)	Fio A	0,03	6%
	Fio B	0,16	28%
	Encargos	0,04	8%
	Perdas	0,04	8%
TE (R\$ 0,25 /kWh)	Energia	0,19	38%
	Encargos	0,06	12%

Fonte: Autor (2020)

Admitindo a instalação de um sistema de geração fotovoltaico que injeta na rede 200 kWh em um mês comum, o valor a ser pago em cada uma das alternativas está descrito Tabela 6, sendo:

EC = Energia Consumida

EG = Energia Gerada

Tabela 7 - Aplicação das alternativas sobre um consumidor do grupo B1

Alternativa	Forma de compensação	Valor a ser pago (R\$)	Economia pela GD (R\$)	Percentual de economia em relação ao cenário base
0	$(EC - EG) \times (TUSD + TE)$	62,4	104	-
1	$(EC - EG) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B}) + (EC \times TUSD \text{ Fio B})$	94,4	72	-30,8%
2	$(EC - EG) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B} - TUSD \text{ Fio A}) + (EC \times (TUSD \text{ Fio B} + TUSD \text{ Fio A}))$	100,4	66	-36,5%
3	$(EC - EG) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B} - TUSD \text{ Fio A} - TUSD \text{ Encargos}) + (EC \times (TUSD \text{ Fio B} + TUSD \text{ Fio A} + TUSD \text{ Encargos}))$	108,4	58	-44,2%
4	$(EC - EG) \times (TE) + EC \times TUSD$	116,4	50	-51,9%
5	$(EC - EG) \times (TE - TE \text{ Encargos}) + EC \times (TUSD + TE \text{ Encargos})$	128,4	38	-63,5%

Fonte: Autor (2020)

Ainda há outros fatores que aumentam o impacto no faturamento da GD como, por exemplo, a incidência de impostos e simultaneidade de carga entre geração e consumo. A tabela 6 considera 0% de simultaneidade, ou seja, toda a energia gerada é injetada diretamente na rede, em casos onde há simultaneidade os montantes de energia consumida e injetada são subtraídos da quantidade de energia simultânea, as tabelas 7 e 8 mostram, respectivamente, a aplicação das alternativas para simultaneidade de 30% e 50%, sendo:

EC = Energia Consumida – Energia Simultânea

EI = Energia Gerada – Energia Simultânea

Tabela 8 - Aplicação das alternativas sobre um consumidor do grupo B1 com 30% de simultaneidade

Alternativa	Forma de compensação	Valor a ser pago (R\$)	Economia pela GD (R\$)	Percentual de economia em relação ao cenário base
0	$(EC - EI) \times (TUSD + TE)$	62,4	104	-
1	$(EC - EI) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B}) + (EC \times TUSD \text{ Fio B})$	84,8	81,6	-21,5%
2	$(EC - EI) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B} - TUSD \text{ Fio A}) + (EI \times (TUSD \text{ Fio B} + TUSD \text{ Fio A}))$	89	77,4	-25,6%
3	$(EC - EI) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B} - TUSD \text{ Fio A} - TUSD \text{ Encargos}) + (EC \times (TUSD \text{ Fio B} + TUSD \text{ Fio A} + TUSD \text{ Encargos}))$	94,6	71,8	-31,0%
4	$(EC - EI) \times (TE) + EC \times TUSD$	100,2	66,2	-36,3%
5	$(EC - EI) \times (TE - TE \text{ Encargos}) + EC \times (TUSD + TE \text{ Encargos})$	108,6	57,8	-44,4%

Fonte: Autor (2020)

Tabela 9 - Aplicação das alternativas sobre um consumidor do grupo B1 com 50% de simultaneidade

Alternativa	Forma de compensação	Valor a ser pago (R\$)	Economia pela GD (R\$)	Percentual de economia em relação ao cenário base
0	$(EC - EI) \times (TUSD + TE)$	62,4	104	-
1	$(EC - EI) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B}) + (EC \times TUSD \text{ Fio B})$	78,4	88	-15,4%
2	$(EC - EI) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B} - TUSD \text{ Fio A}) + (EI \times (TUSD \text{ Fio B} + TUSD \text{ Fio A}))$	81,4	85	-18,3%
3	$(EC - EI) \times (TUSD + TE - TUSD \text{ Fio B} - TUSD \text{ Fio A} - TUSD \text{ Encargos}) + (EC \times (TUSD \text{ Fio B} + TUSD \text{ Fio A} + TUSD \text{ Encargos}))$	85,4	81	-22,1%
4	$(EC - EI) \times (TE) + EC \times TUSD$	89,4	77	-26,0%
5	$(EC - EI) \times (TE - TE \text{ Encargos}) + EC \times (TUSD + TE \text{ Encargos})$	95,4	71	-31,7%

Fonte: Autor (2020)

Nota-se que o impacto das alternativas propostas tem uma forte relação ao fator de simultaneidade entre consumo e geração. Das tabelas, percebe-se que a adoção da alternativa 2 em uma situação onde metade da energia é consumida simultaneamente a geração sofre um impacto de apenas 18,3% em relação à alternativa vigente hoje. A mesma alternativa em uma situação onde 30% da energia é gerada simultaneamente ao consumo sofre uma redução de 25,6% em seu retorno. Sem geração simultânea há a redução de 36,5% no retorno.

Um dos indicadores mais comuns da atratividade de um investimento é o *payback*, ou seja, o tempo que um investimento demora até se pagar. Segundo relatório da Greener, em 2018 o preço médio de um sistema fotovoltaico no Brasil variava entre R\$ 4,15 e R\$ 7,13 por Watt-pico (Wp). Para os cálculos dos indicadores utilizou-se o preço médio de R\$ 5,64, sendo que os valores dos extremos foram usados para fins de comparação. Considerou-se também um sistema com 7 placas para gerar os 200 kWh médios mensais utilizados no estudo.

P = Energia gerada por 1 placa no dia/mês

$$7 \rightarrow 200 \text{ kWh}$$

$$1 \rightarrow P \text{ kWh}$$

$$P = 28,57 \text{ kWh/mês}$$

$$P = 0,952 \text{ kWh/dia}$$

A energia gerada por uma placa pode ser definida como o produto entre sua potência de pico multiplicada pelas horas úteis de sol e por seu rendimento. Para a região de São Paulo, através de dados adquiridos do Atlas Solarimétrico do Brasil (2000), utilizou-se o valor de 4,79 horas de irradiação solar útil com 80% de rendimento referente a perdas no inversor, sujeira etc.

$$\text{Energia} = P_{\text{placa}} * \text{Horas Úteis} * \text{rendimento} = 0,952 \text{ kWh/dia}$$

$$P_{\text{placa}} * 4,79 * 0,80 = 0,952 \text{ kWh/dia}$$

$$P_{\text{placa}} = 0,2485 \text{ kWp} = 248,5 \text{ Wp}$$

A placa comercial mais próxima do valor encontrado é de 250 Wp. O sistema proposto tem 7 placas, que resultam num investimento inicial de R\$9.810,78 no preço médio, R\$7.218,93 no extremo inferior e R\$12.402,64 no extremo superior. Assim como o EPE (2012), adotou-se o valor de 1% do investimento inicial ao ano referente a manutenção do sistema descontado diretamente no valor economizado anualmente. A tarifa cheia verificada no site da ENEL tem o valor de 0,62 R\$/kWh.

Para um consumo de 320 kWh médios mensais o valor da fatura de referência é de R\$ 198,4. Os valores das tarifas compensadas foram retirados das tabelas 6, 7 e 8 que já admitem isenção fiscal.

Tabela 10 - *Payback* sem simultaneidade

Alternativa	Economia Anual (R\$)	Anos
0	1534	6,4
1	1150	8,5
2	1078	9,1
3	982	10,0
4	886	11,1
5	742	13,2

Fonte: Autor (2020)

Tabela 11 - *Payback* com simultaneidade de 30%

Alternativa	Economia Anual (R\$)	Anos
0	1534	6,4
1	1265	7,8
2	1215	8,1
3	1147	8,5
4	1080	9,1
5	979	10,0

Fonte: Autor (2020)

Tabela 12 - *Payback* com simultaneidade de 50%

Alternativa	Economia Anual (R\$)	Anos
0	1534	6,4
1	1342	7,3
2	1306	7,5
3	1258	7,8
4	1210	8,1
5	1138	8,6

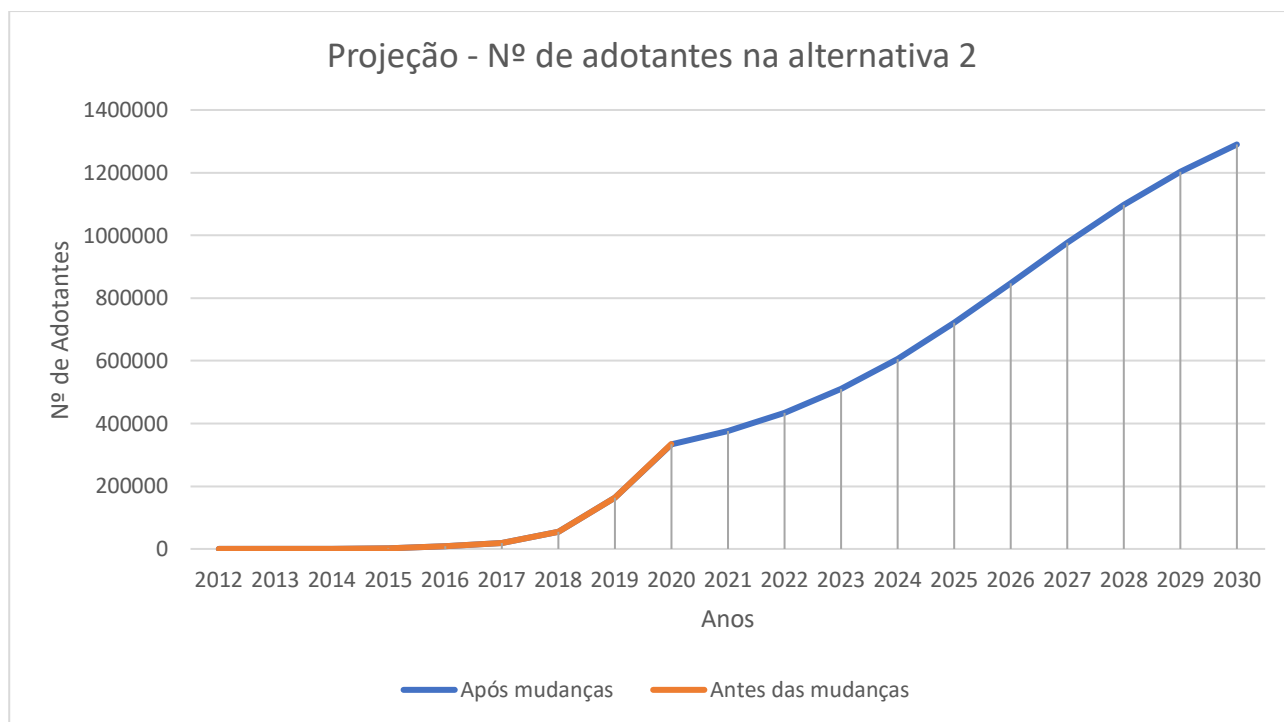
Fonte: Autor (2020)

Das tabelas 9, 10 e 11 tem-se o impacto da simultaneidade no *payback*, tendo uma diferença de 106% entre a alternativa 0 e 5 caso não exista simultaneidade, situação normalmente associada a forma de autoconsumo remoto. Sendo assim, foram adotados os indicadores para 50% de simultaneidade para geração local e 0% para geração remota para o resto deste trabalho.

Com o mercado potencial definido em 10,4 milhões de unidades consumidoras e o *payback* para cada uma das alternativas, é possível aplicar o modelo de difusão de Bass. Os dados presentes de 2012 a 2019 foram obtidos da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) e do Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD), a projeção de 2020 a 2030 foi feita através do modelo matemático. Para se estimar o nº de unidades adotantes em um ano qualquer a função de distribuição acumulada $F(t)$ foi calculada e subtraída função de distribuição acumulada $F(t-1)$ referente ao ano anterior. Foi admitida uma taxa de crescimento de 2,5% ao ano para o mercado potencial, assim como a ANEEL. Foram efetuadas projeções para os 3 cenários, a partir da publicação a regra do sistema de compensação seria a alternativa 2 para sistemas de geração próprios. Também foi sugerido um gatilho em 4,7 GW instalados, atingido o gatilho passaria a valer a regra da alternativa 5. Para geração remota,

após a publicação da resolução passaria a valer a alternativa 5. Os resultados das projeções destes cenários serão exibidos no Gráfico 6.

Gráfico 6 - Nº de adotantes na alternativa 2 2020 - 2030

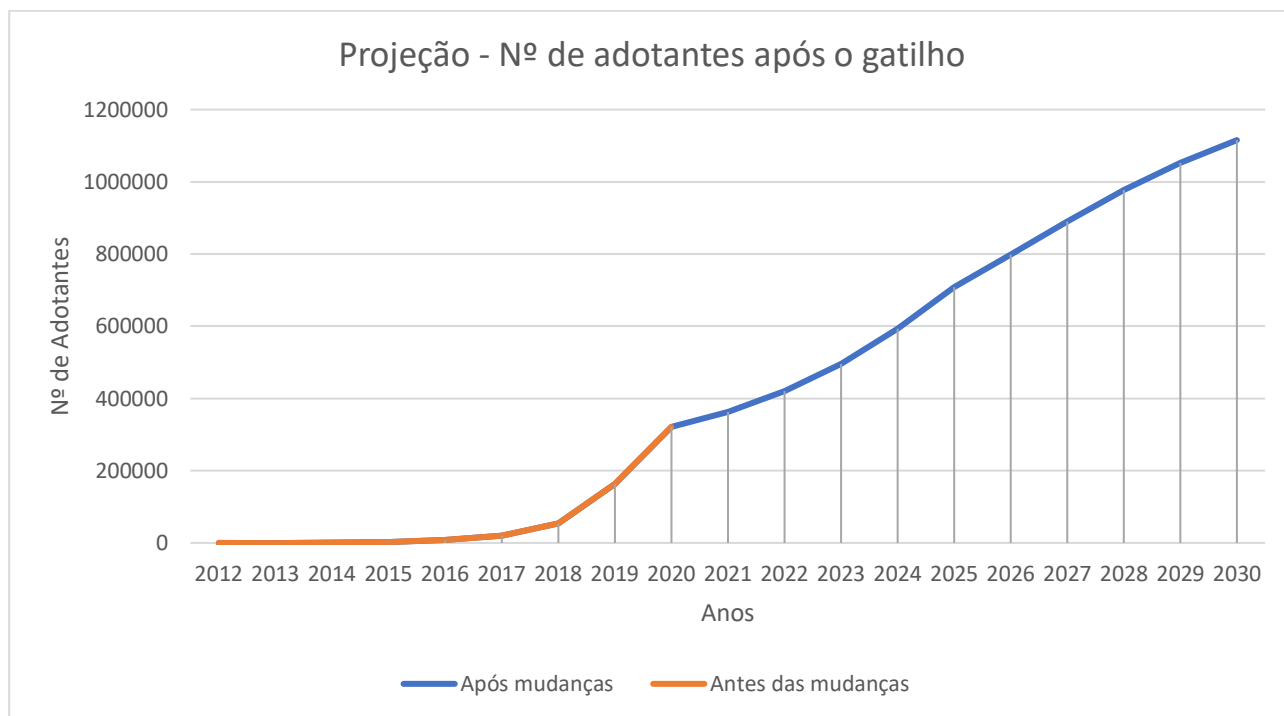


Fonte: ABGD (2020), SISGD (2020) e Elaboração Própria

Ao comparar os resultados encontrados com a nota técnica nº 0056/2017 da ANEEL, previa-se 884.700 unidades instaladas em 2024, o modelo de difusão indica 593.053 instaladas no mesmo ano, uma redução de cerca de 32% no desenvolvimento do mercado com a alteração para a alternativa 2 a partir de 2021.

De acordo com o SISGD, no Brasil há 1.538.438,11 kW de potência instalada com 243.153 geradores da classe residencial com geração solar fotovoltaica, dessa forma, considerou-se 6,33 kWp de potência média para cada gerador. Sendo assim, a redução esperada entre os modelos é de 1,846 GW de potência instalada que serão compensados através da instalação de geração centralizada. Em 2030 espera-se 1.290.046 unidades instaladas. Na Nota Técnica PR07/18, a EPE indica o preço por kW das diversas fontes de energia elétrica, grandes centrais hidrelétricas apresentam um valor mínimo de 688 US\$/kW e máximo de 2636 US\$/kW com a cotação média do dólar na época em R\$ 3,8729, o preço por kW encontrado através dos dados da nota técnica foi de 5.824,7 R\$/kW, sendo assim o investimento necessário para cobrir os 1,846 GW de geração distribuída não instalados será de R\$ 10,753 bilhões distribuído nos 4 anos observados. Ao se atingir 4,7 GW instalados, a alternativa que passará a valer será a 5, caso as projeções se cumpram o gatilho será atingido em 2026 e a difusão da tecnologia será afetada conforme ilustrado no Gráfico 7:

Gráfico 7 - Nº de adotantes após o gatilho 2020-2030

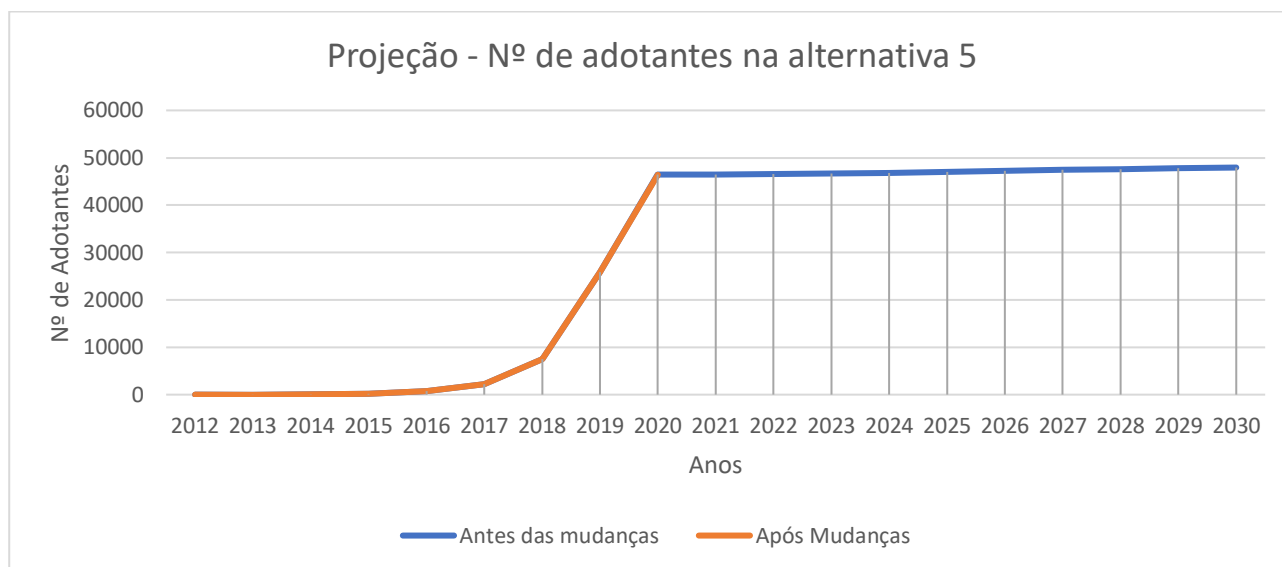


Fonte: ABGD (2020), SISGD (2020) e Elaboração Própria

Com 1.115.509 adotantes em 2030 na nova projeção, a diferença entre as duas alternativas com a mudança em 2026 é de 174.537, a diferença menor que no cenário anterior se dá pelo fato da tecnologia já estar bem inserida no mercado potencial, ou seja, há a dificuldade de passar a ideia a novos indivíduos uma vez que tecnologia já é conhecida e adotada pela grande maioria. Utilizando o mesmo método da projeção anterior, as 174.537 unidades representam uma redução de 1,105 GW. Para se atingir o mesmo montante através de centrais hidrelétricas seria gasto R\$ 6,435 milhões ao longo de 10 anos. Dessa forma, conclui-se que apesar de existirem impactos significativos na difusão da tecnologia no curto prazo, no longo prazo os impactos são suavizados pelo próprio processo de difusão em ambos os casos atingindo grande parte do mercado potencial.

A modalidade autoconsumo remoto é a categoria que apresenta mais assimetrias quanto a forma de compensação por possuir, teoricamente, 0% de simultaneidade de carga. Em uma primeira análise, aparenta não ser tão difundida quanto a geração local, mas quando o nº de instalações é comparado juntamente ao mercado potencial é visto que o número de adotantes cresceu expressivamente, especialmente nos últimos 2 anos. É importante destacar que mesmo que possua poucos adotantes, a potência média dos sistemas de geração remota é significativamente maior e por isso devem ser estudados. Para a aplicação do modelo será utilizado o mercado potencial fornecido pela ANEEL, 90.000 unidades. Os resultados são exibidos no gráfico 8.

Gráfico 8 - Nº de adotantes na alternativa 5 2020 - 2030



Fonte: Dados ABGD (2020), SISGD (2020) e Elaboração Própria

A explicação para o comportamento atípico do modelo está na taxa de adoção dos últimos 2 anos, as previsões anteriores publicadas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018 para geração remota indicavam menos de 500 unidades geradoras presentes na categoria em 2019, em comparação, os dados do SISGD mostram uma adoção acumulada de 25.859 unidades geradoras, um pouco menos de um terço do mercado potencial total avaliado. Em 2020 há 46.411 unidades, mais da metade do mercado potencial. Nos cenários anteriores, as projeções atingem pouco mais de um décimo do mercado potencial final ao longo de 18 anos. Um dos fatores que podem ter estimulado o surto de instalações se dá ao fato de que consumidores que realizarem a instalação antes da publicação da norma permanecerão nas regras vigentes (alternativa 0) até o final de 2030. Sendo assim, espera-se a estagnação da geração remota uma vez que seu desenvolvimento após a publicação implica em altos valores de *payback* que comprometerão a difusão da tecnologia.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para a minigeração e microgeração local, os resultados indicam que a alteração da regra não traz um grande impacto para a difusão da tecnologia no longo prazo, com a redução de pouco mais de 174.537 unidades representando 1,105 GW instalados ao fim de 2030. Conclui-se que as mudanças não impactam de forma brusca a difusão da tecnologia e seus benefícios para a sociedade e poderá atenuar o prejuízo trazido pela falta de simultaneidade para os demais consumidores nos próximos anos.

Para a geração remota, considerando inviável a permanência na regra vigente já que cada sistema conta com uma potência significativamente maior que em outras categorias e, conseqüentemente, mais custos em transporte de energia, considera-se necessária a mudanças nas

regras, mesmo que estagnando a difusão da tecnologia nos próximos anos. Ressalta-se que o estudo subestima o desenvolvimento da tecnologia mantendo o *payback* inalterado no decorrer dos anos e superestima a disposição do investidor brasileiro frente a cenários mais adversos e ainda assim não há perspectiva de crescimento no longo prazo.

Este estudo prioriza o setor residencial e a fonte solar fotovoltaica por serem as categorias de maior adesão, tanto em nº de adotantes quanto em potência instalada, e conseqüentemente as que mais sofrem impactos com a revisão das regras. Recomenda-se então um estudo aprofundado no setor industrial que hoje conta com uma baixa adesão, representando uma potência instalada menor que a classe rural. Recomenda-se também o estudo de outras fontes renováveis e de cogeração qualificada ao se estudar a adoção de indústrias a sistemas de geração distribuída.

Como alternativa para o sistema de compensação, deve ser realizado um estudo a respeito de um novo modelo que permita comercializar o excedente de energia ou o total da energia gerada, a exemplo de outros países que adotaram *feed-in tariffs* como forma de incentivar o desenvolvimento de fontes renováveis ou pouco poluentes. Dessa forma, seriam incentivados investimentos de maior porte e que não fossem limitados ao gasto do consumidor, com ganho monetário real.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482**, Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.**, 2017. Disponível em: <https://www.solarize.com.br/downloads/ANEEL_Nota_Tecnica_estimativa_GD_0056-2017-SRD-ANEEL.pdf>. Acesso em: 21 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída –Resolução Normativa nº 482/2012**, 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu>. Acesso em: 17 out. 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE PESQUISA. **Critério de Classificação Econômica Brasil**, 2019. Disponível em: <http://www.abep.org/criterioBr/01_cceb_2019.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil –Condicionantes e Impactos**, 2014. Disponível em: <<http://www.ecovolts.net.br/downloads/DEA%2019.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída**, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-432/NT_Metodologia_4MD.pdf>. Acesso em: 28 mar. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica**, 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2019_WEB_alterado.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2020.

FRANCISQUINI, A. A.; FELTRIN, A. P. **Estimação de curvas de carga em pontos de carga em pontos consumo e em transformadores de distribuição**, 2006. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/161_dissertacao_aislan_antonio_francisquini.pdf>. Acesso em: 09 abr. 2020.

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída**, 2018. Disponível em: <<https://greener.com.br/wp-content/uploads/2018/01/estudo-estratgico-gerao-distribuda-1-semester-2018-brasil-greener.pdf>>. Acesso em: 25 mar. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua**, 2020. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101707_informativo.pdf>. Acesso em: 02 set. 2020

KONZEN, G.; ZILLES, R. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. Anais.**, Itajubá: SBPE, 2014. Disponível em: <http://lsf.iee.usp.br/sites/default/files/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf>. Acesso em: 20 set. 2019.

NETO, J. V. **OS REAJUSTES TARIFÁRIOS NA VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**, 2019. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/25720/2/ReajustesTarifariosViabilidade.pdf>>. Acesso em: 31 mar. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 06 abr. 2020.