

---

# **MODELO REGULATÓRIO ADEQUADO PARA IMPLANTAÇÃO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

---

ANEXO II

PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DA MMGD NA CEMIG D

PROJETO ANEEL DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

P&D 04950-0586/2018

CEMIG DISTRIBUIÇÃO – CEMIG D

---



## Sumário

1.	Introdução .....	4
1.1.	Modelos de Análise de Inserção de GFV .....	5
2.	Metodologia.....	5
2.1.	Modelo de Bass .....	5
2.2.	Modelo de Bass Generalizado.....	6
2.3.	Variável de projeção .....	7
2.1.	Periodicidade das Informações.....	8
2.2.	Mercado Potencial.....	9
2.3.	Sensibilidade ao <i>Payback</i> .....	10
2.4.	Heterogeneidade .....	11
2.5.	Influências sobre a difusão .....	13
2.6.	Obtenção das projeções .....	13
3.	Resultados por Estrato .....	13
3.1.	Geração Local no Subgrupo B1 .....	13
3.1.1.	Estrato 1 – Unidades B1 menores que 2,6 kWp .....	15
3.1.2.	Estrato 2 – Unidades B1 maiores ou iguais a 2,6 kWp.....	18
3.1.3.	Total do Subgrupo B1 - Residencial .....	22
3.2.	Geração Local no Subgrupo B2 .....	24
3.2.1.	Estrato 1 – Unidades B2 menores que 2,2 kWp .....	25
3.2.2.	Estrato 2 – Unidades B2 maiores ou iguais a 2,2 kWp.....	28
3.2.3.	Total do Subgrupo B2 - Rural .....	31
3.3.	Geração Local no Subgrupo B3 .....	33
3.3.1.	Estrato 1 – Unidades B3 menores que 3,7 kWp .....	35
3.3.2.	Estrato 2 – Unidades B3 maiores que 3,7 kWp .....	38
3.3.3.	Total do Subgrupo B3 .....	41
3.4.	Geração Local no Grupo A .....	43
3.5.	Geração Remota.....	48
3.5.1.	Estrato 1 – Micro Geração Remota .....	49
3.5.2.	Estrato 2 – Mini Geração Remota .....	52
3.5.3.	Geração Remota Total .....	54
4.	Resultados Totais.....	56
4.1.	Resultados com Tarifação Vigente.....	56
4.1.1.	Número de clientes.....	59
4.1.1.	Capacidade Instalada.....	60
4.2.	Resultados com Alternativas Tarifárias.....	62
4.2.1.	Alternativa 1 .....	63
4.2.2.	Alternativa 5 .....	71
4.2.3.	Alternativa 6 - tarifação proposta pelo P&D.....	77
5.	Discussão .....	85
5.1.	O Modelo de Bass Generalizado .....	85
5.2.	Heterogeneidade do mercado .....	86
5.3.	Sensibilidade ao <i>payback</i> .....	86
6.	Conclusão.....	86
	Obras Citadas.....	89
	Tabelas de Comparação de Impacto das modalidades.....	91
6.1.1.	Alternativa 1 .....	91
6.1.2.	Alternativa 5 .....	93
6.1.3.	Alternativa proposta.....	95

## ANEXO I

### PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DA MMG NA CEMIG D

---

#### 1. INTRODUÇÃO

---

A projeção da difusão de sistemas de Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD tem vários objetivos e aplicações. Pode ser utilizado como o planejamento em vários níveis, geração, transmissão e distribuição, a exemplo do Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída – 4MD, desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019), que tem como principal objetivo o planejamento da geração e transmissão.

Outra aplicação dessa projeção é na formulação de políticas públicas. Nas audiências e consultas públicas sobre a regulação da MMGD, a Aneel se utilizou de modelos de projeção da inserção com o objetivo de mensurar os subsídios dados à categoria e avaliar como esses impactariam na difusão da tecnologia. Nessas mesmas ocasiões, fez uso de uma análise custo benefício para avaliar a efetividade desses subsídios em diminuir os custos globais para a sociedade. A metodologia utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para projeção da inserção de consumidores MMGD está exposta nas notas técnicas nº 17 de 2015 (ANEEL, 2015) e nº 56 de 2017 (ANEEL, 2017) e continuou sendo usada no âmbito da Consulta Pública nº 15 de 2018 e na Audiência Pública nº 001 de 2019, com algumas alterações de parâmetros.

A estimativa de inserção de unidades MMGD é, também, fundamental para se avaliar o impacto na receita das distribuidoras, nas tarifas dos demais clientes e na diminuição arrecadação de impostos dos governos estaduais e federal. Neste projeto, utilizou-se a estimativa de difusão da microgeração para avaliar o impacto no comportamento da carga das redes de distribuição e nas perdas de energia, dado que dependem diretamente do nível de inserção.

O objetivo, neste caso, é avaliar as vantagens da geração distribuída para o sistema elétrico: se há efetivamente diminuição das perdas de energia e se há efetivamente redução da carga máxima das redes de distribuição, o que ensejaria custos evitados em expansão. Os benefícios trazidos pela geração próxima à carga dependem da proporção de geração presente ou grau de inserção da microgeração na rede em relação à carga. A partir de determinado volume de inserção, pode-se incorrer em aumento de perdas e aumento de custos de expansão da rede de distribuição, principalmente na baixa tensão. Assim, um fator importante para quantificar eventuais benefícios é, portanto, saber quanta geração estará presente na rede de distribuição e como esta irá se distribuir nas redes.

## 1.1. Modelos de Análise de Inserção de GFV

---

A difusão de inovações constitui um vasto campo de pesquisa, com inúmeras possibilidades de modelagem. O Modelo de Bass é somente uma entre várias metodologias existentes na literatura para efetuar esta estimativa, embora seja um dos métodos mais relevantes e seja, na conjuntura brasileira, de fato, o modelo que apresenta melhor aplicação. Em (Konzen, 2014) há uma classificação dos modelos de difusão de sistemas fotovoltaicos em três grupos:

- 1) Modelos de Paridade: como exemplo tem-se os modelos baseados no custo nivelado de energia (Levelized Cost of Energy - LCOE), mais adequado para comparação de custos entre fontes. Uma descrição mais detalhada deste tipo de abordagem pode ser encontrada em (Pearce, et al., 2011). Este tipo de modelo foi utilizado no Anexo II deste relatório para estimar a quantidade final de inserção de Micro GD entre os clientes de baixa tensão da CEMIG D. A desvantagem desta abordagem está na dificuldade de se traçar uma trajetória de inserção, já que nem todos os consumidores para os quais a nova tecnologia é vantajosa adotam a novidade imediatamente.
- 2) Modelos desagregados: este tipo de modelo projeta a adoção das unidades individuais, avaliando a decisão de adoção em cada uma delas. Um exemplo é o modelo baseado em agentes, que sucedeu o modelo de Bass utilizado pelo National Renewable Energy Laboratory - NREL<sup>1</sup> para projeção da inserção de Geração Distribuída - GD. É mais intensivo em informações, mas por outro lado permite uma projeção mais detalhada da expansão da GD, por alimentador, por exemplo. No trabalho de Konzen e na revisão da literatura feita em (Peres, et al., 2010) há descrições um pouco mais detalhadas das aplicações deste tipo de modelo;
- 3) Modelo agregados: estes modelos utilizam informações agrupadas dos consumidores e tentam estimar o comportamento do grupo. Neste tipo se enquadram o modelo de Bass e o modelo de Bass Generalizado (Bass, et al., 1994), que são os modelos adotados neste trabalho.

## 2. METODOLOGIA

---

### 2.1. Modelo de Bass

---

O Modelo de Bass – MB (Bass, 1969) tem o propósito de descrever a difusão de um novo produto ou inovação num conjunto de potenciais adotantes. Tem como premissa básica que a probabilidade de adoção do novo produto ou tecnologia no momento  $T$  depende linearmente de duas forças: a primeira delas, representada no modelo pela letra  $p$  e denominada *coeficiente de inovação* ou *influência externa*, independe do número prévio de adotantes. A segunda força, chamada de

---

<sup>1</sup> O NREL é uma instituição de pesquisa em energia renovável do governo federal estadunidense. Mais informações sobre a instituição estão disponíveis no seu endereço eletrônico - <https://www.nrel.gov/>

coeficiente de imitação ou influência interna e representada pela letra  $q$ , é influenciada positivamente pelo número anterior de adotantes (Bass, et al., 1994).

Assim, se  $f(T)$  representa a função de densidade de novos adotantes e  $F(T)$  a função de distribuição acumulada, a função que descreve a probabilidade condicional de adoção no momento  $T$  é dada por (Bass, et al., 1994):

$$\frac{f(T)}{[1 - F(T)]} = p + qF(T) \quad \text{Eq. 1}$$

Tomando-se  $F(0) = 0$ , encontra-se a forma fechada seguinte para a função de distribuição acumulada:

$$F(T) = \frac{1 - e^{-(p+q)T}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)T}} \quad \text{Eq. 2}$$

A função densidade é então:

$$f(T) = \frac{(p + q)^2 e^{-(p+q)T}}{\left(1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)T}\right)^2} \quad \text{Eq. 3}$$

Dado um mercado potencial  $m$ , obtém-se então a fatia de mercado adotante  $S$  no tempo  $T$  como  $S(T) = mf(T)$ , onde  $f(T)$  é dado pela Eq. 3 (Bass, et al., 1994 p. 3).

## 2.2. Modelo de Bass Generalizado

O Modelo de Bass Generalizado – MBG foi concebido como a forma de modelar perturbações da curva em  $S$  devidas à estratégias e esforços de marketing e outros. Posteriormente, passou a ser utilizada para considerar outras perturbações da trajetória de inserção, como alterações do quadro político, tecnológico ou de incentivo. O modelo permite a simulação de vários tipos de perturbação, representados por uma função genérica  $x(T)$ , e se reduz ao modelo de Bass quando  $x(T) = 1$ . O modelo de Bass fica sendo, nesta situação, um caso particular do modelo generalizado. A função de distribuição acumulada do modelo é dada por:

$$F(T) = \frac{1 - e^{-(p+q) \int_0^T x(\tau) d\tau}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q) \int_0^T x(\tau) d\tau}} \quad \text{Eq. 4}$$

E densidade de probabilidade é:

$$f(T) = x(T) \frac{\frac{(p + q)^2}{p} e^{-(p+q) \int_0^T x(\tau) d\tau}}{\left(1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q) \int_0^T x(\tau) d\tau}\right)^2} \quad \text{Eq. 5}$$

Entre as várias funções que podem ser utilizadas para modelar impactos de diversas naturezas, duas são propostas em (Guidolin, et al., 2009). A primeira modela uma perturbação com função exponencial, com efeito drástico e forte, que logo decai com o tempo, dada pela Eq. 6. O parâmetro  $c$  desta função representa a força do efeito, o parâmetro  $a$  o tempo de início do efeito e  $b$  a sua duração.

$$x(T) = 1 + ce^{b(T-a)}I_{T \geq a} \quad \text{Eq. 6}$$

Uma segunda perturbação, de duração mais longa, agindo de maneira constante sobre o processo de difusão é modelada pela função retangular da Eq. 7, na qual o parâmetro  $c$  modela a força do efeito e os parâmetros  $a$  e  $b$  representam o início e final do período em que o efeito ocorre.

$$x(T) = 1 + cI_{T \geq a}I_{T \leq b} \quad \text{Eq. 7}$$

A função utilizada no modelo pode ser uma combinação destas duas funções, de modo a captar a combinação de várias perturbações.

Para se mensurar o ganho na estimação obtido pela aplicação do modelo generalizado em detrimento do modelo de Bass padrão, (Guidolin, et al., 2009) propõem que seja utilizada a Eq. 8, que utiliza a medida  $R^2$  do Modelo de Bass padrão  $R_{MB}^2$  e do Modelo de Bass Generalizado  $R_{MBG}^2$ .

$$\tilde{R}^2 = \frac{R_{MBG}^2 - R_{MB}^2}{1 - R_{MB}^2} \quad \text{Eq. 8}$$

Um teste da significância dos  $s$  parâmetros do MBG não incluídos no MB é dado pela Eq. 9, na qual  $N$  é o número de observações utilizadas para estimar os modelos e  $k$  é o número de parâmetros totais no MBG. A estatística  $F$  tem distribuição  $F$  de Snedecor com  $(s, N - K)$  graus de liberdade sob a hipótese nula de equivalência entre os modelos MB e MBG, se  $\varepsilon(T)$  é independente e identicamente distribuído com distribuição normal.

$$F = \frac{\tilde{R}^2(N - k)}{(1 - \tilde{R}^2)s} \quad \text{Eq. 9}$$

Para estimar os parâmetros do modelo utilizou-se a função *nlsLM* do pacote *minpack.lm* no software R (Elzhov, et al.).

### 2.3. Variável de projeção

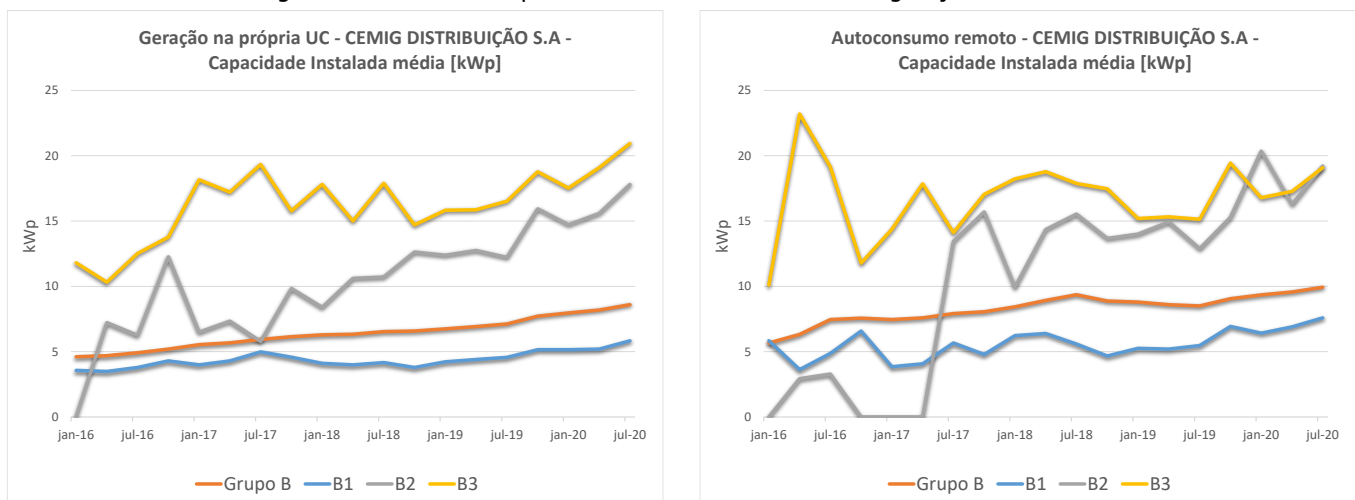
---

No caso específico da Geração Fotovoltaica - GFV, a variável projetada pode ser tanto a potência total instalada, quanto o número consumidores adotantes, a depender do resultado desejado e das informações disponíveis. Nos trabalhos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e ANEEL é feita a projeção do número de clientes adotantes pelo Modelo de Bass e chega-se à potência instalada, multiplicando o número de unidades por um tamanho médio de instalação estimado. Em (Guidolin, et al., 2009) projeta-se somente a capacidade instalada total dos países analisados.

Em princípio, deveria ser possível seguir qualquer um dos dois caminhos, projetando primeiro o número de consumidores para em seguida deduzir a capacidade instalada ou vice-versa. Por isso, para avaliar qual seria a melhor alternativa experimentou-se as duas opções e verificou-se que os resultados encontrados não ficaram coerentes entre si. De modo geral, as projeções feitas pela capacidade instalada resultaram em curvas com uma inserção mais rápida que aquelas feitas pelo número de consumidores.

A explicação para isso pode ser dada pela análise da capacidade instalada das unidades MMGD. A potência instalada varia de uma unidade para outra, de forma que afeta a potência média das instalações ao longo do tempo, como pode ser visto na Figura 1, que mostra a capacidade média das unidades instaladas a cada trimestre desde 2016 por subgrupo, separado em GD Local e Remota. Nota-se que a capacidade instalada média das unidades de microgeração cresceu nos últimos 4 anos em todos os subgrupos, tanto na Microgeração Local quanto na Remota. Isso pode explicar o fato de os modelos que usam a capacidade instalada retornarem projeções de inserção mais aceleradas.

Figura 1: Histórico da Capacidade Instalada Média da microgeração na CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

No entanto, a tendência para o longo prazo vai no sentido oposto, ao longo do tempo a capacidade instalada média das unidades irá decrescer à medida que o custo da MMGD fique mais atrativo para unidades menores e que se esgotem o número de clientes grandes dispostos aderirem à MMGD.

Por esse motivo utilizou-se neste estudo a projeção pelo número de clientes e chegou-se à capacidade instalada projetada multiplicando este valor pela capacidade instalada projetada para cada estrato (faixas de consumo ou demanda), conforme será mostrado mais adiante.

## 2.1. Periodicidade das Informações

O banco de informações que a ANEEL disponibiliza com dados das instalações de MMGD no Brasil traz, entre outras, a informação da data de conexão das unidades (ANEEL, 2019). Assim, é possível analisar essas informações com a periodicidade que se deseja, anual, mensal, etc.



O trabalho de (Putsis, 1996) faz uma comparação dos resultados de estimativa do modelo de Bass com informações anuais, trimestrais e mensais e conclui que a utilização de informações trimestrais tem um ganho significativo de qualidade dos resultados.

Neste trabalho, optou-se, portanto, por utilizar informações trimestrais ao invés de anuais. Para isto, foi verificado que não é necessário fazer ajuste de sazonalidade nas informações do número e capacidade de instalações na CEMIG D. Entretanto, para aplicação em informações de outras empresas é possível que se encontre algum ajuste a fazer.

A utilização de informações trimestrais é uma adaptação extremamente simples do modelo de Bass, podendo usar o mesmo equacionamento quando se usa o modelo com informações acumuladas, somente adequando a variável de tempo ou dividindo a equação do modelo pelo número de intervalos no ano que se deseja utilizar (4 intervalos, no caso de informações trimestrais).

O ganho que se tem com essa adaptação é relevante, já que se quadruplica os pontos de informação do histórico e se passa a ter uma percepção mais detalhada de possíveis influências sobre o processo de difusão.

## 2.2. Mercado Potencial

---

O conjunto de potenciais adotantes da inovação ou do novo produto objeto do modelo é chamado de mercado potencial. Em alguns trabalhos, como (Guidolin, et al., 2009), este valor é estimado juntamente com o modelo de Bass, adicionado como variável na mesma regressão. Alternativamente, o mercado potencial pode ser estimado a partir de informações externas ao modelo.

Neste trabalho, estimou-se o mercado potencial a partir do mercado de clientes em cada subgrupo e estrato da distribuidora e reduziu-se este número de acordo com alguns critérios que refletem o fato de parte dos clientes não terem disponibilidade para a instalação de uma usina MMGD. Assim, o mercado de clientes deve ser restringido de acordo com alguns critérios. Estas restrições foram feitas a partir de informações que se dispõe para o mercado residencial da CEMIG D.

Há várias questões que podem interferir na instalação de um sistema GFV para microgeração. Primeiramente, pode-se considerar que os apartamentos têm menor disponibilidade para instalar sistema de GFV. Também deve ser considerado que muitas casas e empresas são alugadas, o que desestimula a instalação de unidade geradora, ou têm sombreamentos ou telhados que não são adequados para a instalação deste tipo de sistema.

Para estimar estes parâmetros foram utilizadas informações da última pesquisa de hábitos de consumo da CEMIG D, para saber a proporção de casas na amostra, e a informação do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE sobre o percentual de imóveis alugados ou próprios em Minas Gerais.

Em primeiro lugar, considerou-se somente domicílios próprios (pago ou ainda pagando). De acordo com as informações da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - PNAD<sup>2</sup> do IBGE, em Minas

---

<sup>2</sup> Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/home/pms/brasil>

Gerais, no ano de 2018, 71,4% dos imóveis estavam nesta condição e 85,1% dos domicílios eram casas. Além destas restrições podem existir outras para as casas próprias, como sombreamentos, coberturas impróprias, entre outras restrições, que foram estimadas em 15%.

$$\% \text{ sem restrições} = 85,1\% \times 71,4\% \times 85\% = 51,65\% \quad \text{Eq. 10}$$

O percentual médio final de unidades consumidoras residenciais sem restrições foi finalmente calculado de acordo com a Eq. 10. Para as demais classes adotou-se o mesmo número, com exceção da Classe B2 Rural, para a qual se estimou que 80% das unidades não teriam restrições para a instalação de Micro GD.

### 2.3. Sensibilidade ao *Payback*

---

Como se viu na seção 2.2, o mercado potencial representa o número total de potenciais adotantes de uma nova tecnologia, no caso a MMGD. No entanto, no grupo de clientes em que é possível instalar uma geração fotovoltaica – GFV, existem aqueles para os quais esta opção é economicamente mais atrativa. Isto deriva da existência de um forte ganho de escala no custo em R\$/kWp das instalações de GFV, como também de uma maior redução do pagamento à distribuidora conforme cresce o porte do consumidor, dependendo da modalidade tarifária. Por isto, nem todas as unidades do mercado potencial tem o mesmo incentivo para adotar a GFV.

Para tentar modelar o impacto do retorno financeiro esperado diferente entre as unidades, é acrescentado um multiplicador ao mercado potencial que considera a atratividade do investimento. Este fator é a sensibilidade ao tempo de retorno simples do investimento ou *payback*. O cálculo do *payback* para as diferentes classes e faixas de consumo está descrito no Anexo II deste relatório.

Conforme mostrado em (Konzen, 2014), o fator multiplicador do mercado potencial  $fmm$  é modelado de acordo com a Eq. 11, no qual  $SPB$  é a Sensibilidade ao *Payback*, parâmetro estimado pelo modelo e  $TPB$  é o Tempo de *Payback*, que varia ao longo dos anos, dependendo da queda do preço das instalações de GFV e das modalidades tarifárias e componentes de custos a serem aplicados.

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad \text{Eq. 11}$$

O valor da Sensibilidade ao *Payback* utilizado nos modelos da EPE e ANEEL é, em geral, próximo de 0,3.

Figura 2: Estimativas de Sensibilidade ao *Payback*

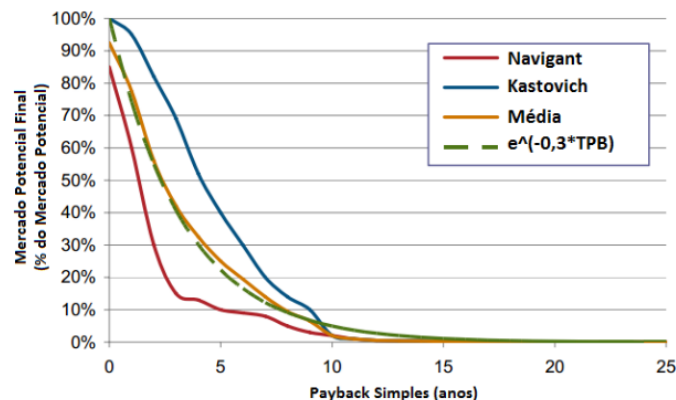


Figura 2.3 - Mercado Potencial Final vs. *Payback*  
Fonte: Adaptado de Beck, 2009.

Fonte: (Konzen, 2014)

A estimativa desse parâmetro deriva de um estudo mencionado no trabalho de Konzen, no qual diversas estimativas desse valor para o mercado americano apontam para um valor médio de 0,3, conforme mostra a Figura 2. No entanto, também há estudos que apontam para valores um tanto divergentes de 0,3. Neste trabalho optou-se, por isso, estimar esse parâmetro juntamente com os demais parâmetros do modelo.

O fator de Sensibilidade ao *Payback* tem um papel importante quando se projeta os resultados do modelo, já que o mercado potencial futuro é afetado pela variação que se prevê no *payback* das unidades. É desta forma que se modela o impacto da aplicação das diversas modalidades na inserção dos clientes. Assim, um fator de sensibilidade ao *payback* maior irá resultar em um maior impacto da aplicação das diversas modalidades.

Para fazer essa simulação, utilizou-se os valores de *payback* projetados com a aplicação das diversas modalidades e em três cenários de evolução de preço das instalações GFV, conforme Anexo II.

## 2.4. Heterogeneidade

No caso da MMGD o mercado potencial não é, por vários motivos, um conjunto homogêneo de clientes. As tarifas aplicadas às classes de consumo são distintas, além de existirem diferenças muito grandes de porte de instalação GFV entre as classes de consumo e dentro delas. De fato, a heterogeneidade do mercado potencial é apontada como uma das causas pelo formato em *S* da curva de inserção do modelo de Bass.

Uma particularidade da modelagem da MMGD com o modelo de Bass, que a diferencia de muitos outros produtos modelados com esta abordagem, está no fato de as usinas de GFV adquiridas pelos clientes terem porte diverso. Diferente de um aparelho de televisão ou outros equipamentos eletrônicos, a GFV é adquirida em quantidade diferente a depender do consumo do cliente.

Uma forma de tentar captar esta heterogeneidade está em considerar o fator de Sensibilidade ao *Payback*. No entanto, ao observar o histórico de difusão da microgeração nas diferentes classes e

faixa de consumo da CEMIG D, observou-se que as diferenças no ritmo de inserção não são captadas por esta abordagem. Além da percepção do custo do sistema, outros fatores influem na decisão do consumidor de instalar uma GFV, como o nível de informação do cliente sobre a tecnologia e a sua capacidade de investimento. Isto pode ser observado, por exemplo, no fato de a inserção relativa ser maior entre os clientes residenciais das maiores faixas de consumo do que nas faixas de maior consumo do Subgrupo B3, mesmo com um *payback* mais favorável para as unidades do B3.

Além disso, como apontado em (Peres, et al., 2010 p. 95), vários estudos mais recentes têm pesquisado a existência de um formato de sela na curva de inserção, onde uma aceleração inicial da curva de inserção (também chamada de *take-off*) é seguida de uma retração antes do crescimento ser retomado para o restante do mercado.

Uma das maneiras – a mais simples segundo (Young, 2009) – de tratar populações heterogêneas em estudos de difusão é a segmentação do mercado em estratos com propriedades diferentes, como foi feita neste estudo. Estratificou-se o mercado potencial primeiramente entre os subgrupos tarifários e, dentro destes, de acordo com o ritmo de inserção observado para diferentes portes de GFV. A estratificação poderia ser mais detalhada, separando todas as faixas de consumo, como nas tipologias de carga, mas considerou-se que dois estratos por subgrupo seriam suficientes para captar as divergências maiores na dinâmica de difusão.

As maiores diferenças de comportamento observadas foram entre Geração Local (na própria Unidade de Consumo - UC) e Remota, entre os grupos/subgrupos tarifários e em relação ao porte das instalações. Assim, dividiu-se primeiramente o mercado em Geração Remota e Local. O mercado de Geração Remota foi aberto entre as unidades do Grupo A e Grupo B. Já o mercado de Geração Local, o foi dividido em Grupo A e Grupo B, sendo que a baixa tensão foi aberta em três subgrupos: B1, B2 e B3. Não se projetou a inserção no Subgrupo B4 por dois motivos: primeiramente, há poucas unidades cadastradas e, além disto, notou-se que, provavelmente, várias dessas unidades estão classificadas erroneamente neste subgrupo.

Os subgrupos de Geração Local foram ainda divididos cada um em dois estratos, de acordo com o porte das instalações. As divisões foram escolhidas para coincidir com os limites de faixa de consumo das tipologias de carga. Por simplificação, desconsiderou-se o consumo mínimo nesta separação.

Tabela 1: Estratificação do mercado MMGD

Tipo MMGD	Grupo	Subgrupo	Faixa de Potência kWp	Consumo kWh.mês
Geração Local	A	-	-	-
	B	B1 - Residencial	< 2,6	< 350
			≥ 2,6	≥ 350
		B2 - Rural	< 2,2	< 300
			≥ 2,2	≥ 300
	B3 - Comercial/Industrial/Outros	< 3,7	< 500	
≥ 3,7		≥ 500		
Geração Remota	A	-	-	-
	B	-	-	-

Para cada um destes estratos foram estimados os parâmetros dos modelos de Bass padrão e Generalizado separadamente.

## 2.5. Influências sobre a difusão

---

A MMGD solar no Brasil tem tido uma inserção um tanto tardia se comparada a outros países. Como pode ser visto no trabalho de (Guidolin, et al., 2009), em vários países como Japão, Alemanha, entre outros, a geração solar tem sido introduzida há mais de duas décadas. Há estudos apontando que os países com inserção tardia muitas vezes demonstram um processo de difusão mais acelerado, com menor tempo até a consolidação da difusão ou *take-off* (Peres, et al., 2010).

Nesse mesmo estudo, alguns outros fatores são apontados como influência positiva ou negativa sobre o processo de difusão, explicando a diferença de ritmo de difusão entre diversos países. Assim, por exemplo, a existência de competição de mercado, uma maior taxa de crescimento da população, a renda per capita maior e a desigualdade de renda são percebidas como influências que aceleram o processo de difusão.

## 2.6. Obtenção das projeções

---

Uma vez feita a projeção por estrato, pode-se juntar os resultados para analisar o comportamento da inserção de forma agregada. Um dos aspectos que se deseja conhecer é como a aplicação das alternativas de tarifação propostas pela ANEEL e por este projeto influenciam a inserção da MMGD na empresa. Para isto, foram utilizadas as projeções do *payback* detalhadas no Anexo II. Com essas projeções para cada estrato e modalidade tarifária, estima-se o impacto no mercado potencial utilizando a fração de mercado máxima  $fmm$ , conforme descrito na seção 2.3 deste relatório. O número de unidades adotantes é, então, obtido multiplicando-se a fração máxima de mercado pelo mercado potencial  $M$  e pelo percentual de inserção do modelo de Bass, em cada período  $mb$ :

$$unidades = fmm \times M \times mb$$

## 3. RESULTADOS POR ESTRATO

---

### 3.1. Geração Local no Subgrupo B1

---

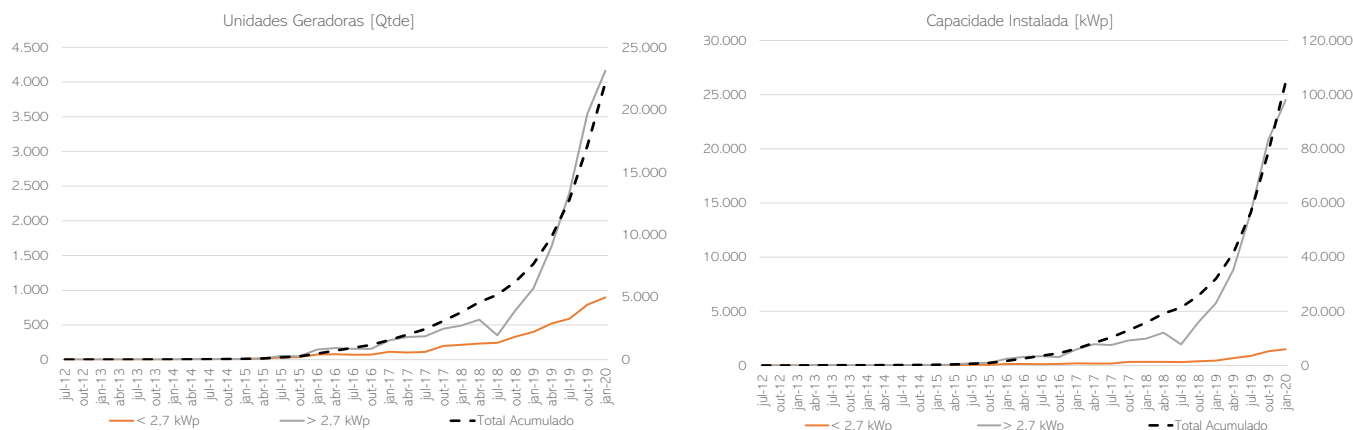
A Micro GD Local do Subgrupo B1 foi dividida em dois estratos: sistemas de até 2,6 kWp (geração equivalente a 350 kWh mensais) e sistemas maiores que 2,6 kWp.

Na Figura 3, os números acumulados de unidades e capacidade instalada estão indicados pela linha tracejada, mostrando um total de 22 mil instalações e um pouco mais de 100 MWp de capacidade instalada no primeiro trimestre de 2020. Nota-se, também, no terceiro trimestre de 2018 uma redução no número de instalações e da capacidade instalada, seguida de uma retomada vigorosa da inserção de Micro GD.

A figura mostra, ainda, que os estratos apresentam histórico de crescimento bastante diverso, tanto em termos do número de instalações, quanto da capacidade instalada. As unidades maiores que 2,6

kWp apresentam um número fortemente crescente de novas instalações, com impacto no número acumulado de instalações e capacidade instalada.

Figura 3: MGD com Geração local na Classe Residencial da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Apesar de o mercado de clientes até 350 kWh mensais representar a maior parcela do Subgrupo B1, com 97,5% do número de clientes e 89% da energia faturada (Tabela 2), as instalações Micro GD que geram uma quantidade de energia compatível com esse porte de cliente é bem menor, com ritmo de crescimento também acentuadamente mais lento.

Tabela 2: Mercado do Subgrupo B1 da CEMIG D (2019)

Faixa de Consumo	Potência GD	Consumo [MWh]	%	Unidades [Qtde]	%
< 350 kWh	< 2,6 kWp	8.555.441	89%	6.713.484	97,5%
> 350 kWh	> 2,6 kWp	1.084.997	11%	171.988	2,5%
Total Residencial		9.640.439		6.885.472	

Fonte: CEMIG D

Das instalações Micro GD no Subgrupo B1, 77% são maiores que 2,6 kWp e estas, juntas, representam 93% da capacidade instalada (Tabela 3). Esta concentração nas faixas de maior consumo pode ser explicada pelo forte ganho de escala no custo das instalações, pelo maior poder aquisitivo médio dos clientes destas faixas e pela diminuição relativamente maior na fatura quando estas unidades são faturadas pelo consumo mínimo, que é a regra atual do sistema de compensação.

Tabela 3: Inserção de Micro GD no Subgrupo B1 da CEMIG D (junho/2020)

Faixa de Consumo	Potência GD	Capacidade Instalada [kWp]	%	Unidades [Qtde]	%
< 350 kWh	< 2,6 kWp	7.726	7,3%	5.134	23,1%
≥ 350 kWh	> 2,6 kWp	98.408	92,7%	17.081	76,9%
Total Residencial		106.134		22.215	

Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

A proporção de instalações se mostra especialmente discrepante quando comparada ao mercado de cada estrato. As instalações que geram igual ou mais que 350 kWh mensais representam 10% do número total de consumidores da CEMIG D com esse porte de consumo e 16% do da energia consumida desse estrato (98 MWp geram anualmente cerca de 172 GWh - considerando um fator de capacidade de 20%). Enquanto isso, as instalações com menos de 2,6 kWp representam somente 0,1% das unidades da CEMIG D com consumo inferior a 350 kWh mensais e geram cerca de 0,16% da energia consumida desse estrato (13,5 GWh).

### 3.1.1. Estrato 1 – Unidades B1 menores que 2,6 kWp

#### **Dados de Entrada do Modelo de Bass**

O modelo de Bass foi estimado com informações trimestrais iniciando no dia 1º de abril de 2012, logo antes da publicação da REN 482/2012, em 17 de abril de 2012. A data da primeira coluna da Tabela 4 indica o início do primeiro trimestre. O mercado potencial foi obtido aplicando um percentual de restrições à instalação de sistema GFV de 48% sobre o número de consumidores total das faixas de consumo até 350 kWh mensais. O crescimento do número de unidades foi projetado como sendo 2,34% anuais com base na tendência de crescimento do histórico da Tabela 4. O histórico de *payback* foi estimado conforme descrito no Anexo II.

Tabela 4: Informações do Estrato 1 do Subgrupo B1 - Residencial

data inicial	tempo	Capacidade [kWp]	Unidades	Payback	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0,00	0	0	17,48	2.910.643
01/07/2012	0,25	0	0	17,48	2.938.192
01/10/2012	0,50	0	0	17,48	2.965.742
01/01/2013	0,75	0	0	17,48	2.993.291
01/04/2013	1,00	0	0	17,48	3.020.840
01/07/2013	1,25	0	0	17,48	3.049.433
01/10/2013	1,50	0	0	17,28	3.078.025
01/01/2014	1,75	2	1	17,09	3.106.617
01/04/2014	2,00	5	3	16,89	3.135.210
01/07/2014	2,25	11	5	16,70	3.151.915
01/10/2014	2,50	3	2	16,50	3.168.621
01/01/2015	2,75	16	9	16,31	3.185.326
01/04/2015	3,00	27	17	16,12	3.202.032
01/07/2015	3,25	55	31	15,92	3.218.737
01/10/2015	3,50	60	35	15,75	3.235.443
01/01/2016	3,75	136	73	15,57	3.252.148
01/04/2016	4,00	139	78	15,40	3.268.854
01/07/2016	4,25	116	70	15,23	3.285.559
01/10/2016	4,50	133	72	14,26	3.302.265
01/01/2017	4,75	197	113	13,29	3.318.970
01/04/2017	5,00	172	102	12,32	3.335.676
01/07/2017	5,25	174	112	11,35	3.352.381
01/10/2017	5,50	328	197	11,04	3.369.087
01/01/2018	5,75	329	213	10,73	3.385.792
01/04/2018	6,00	327	232	10,41	3.402.497
01/07/2018	6,25	307	242	10,10	3.419.203
01/10/2018	6,50	387	331	9,79	3.435.908
01/01/2019	6,75	442	399	9,47	3.452.614
01/04/2019	7,00	675	519	9,16	3.469.319
01/07/2019	7,25	886	589	8,84	3.476.402
01/10/2019	7,50	1.307	791	8,58	3.483.485
01/01/2020	7,75	1.495	898	8,32	3.490.568

Fonte: Elaboração Própria

## Parâmetros do modelo de Bass

A estimativa com o modelo de Bass padrão para este estrato retornou valores significativos para o parâmetro  $Q$ , estimado em 0,5606 e para a Sensibilidade ao  $Payback - SPB$ , que ficou igual à restrição inferior inserida no modelo, de 0,20. Observa-se que, a estimativa do parâmetro  $P$  resultou em um valor muito baixo e sem significância estatística.

Tabela 5: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,200	0,073	2,733	1,0585E-02
<b>P</b>	7,6430E-05	9,1306E-05	0,837	4,0940E-01
<b>Q</b>	0,560625	0,075	7,488	2,9750E-08

Fonte: Elaboração Própria



No Modelo de Bass Generalizado, com o parâmetro  $\alpha$  fixado em 6,25, equivalente ao terceiro trimestre de 2018, com início em julho/2018, a Sensibilidade ao *Payback* encontrada também resultou em 0,2 e a estimativa do parâmetro  $Q$  ficou em 0,5531, muito próximo do resultado alcançado com o Modelo de Bass padrão.

Tabela 6: Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,200	0,071	2,820	8,8910E-03
<b>P</b>	9,2072E-05	1,0507E-04	0,876	3,8861E-01
<b>Q</b>	0,553142	0,072	7,721	2,6457E-08
<b>b</b>	-1,544	1,124	-1,374	1,8079E-01
<b>c</b>	-0,264	0,074	-3,572	1,3551E-03

Fonte: Elaboração Própria

A regressão retornou um valor significativo para o parâmetro  $c$ , de -0,264 e estimou  $b$  em -1,544, mas sem significância estatística. Mesmo assim, o teste  $F$  aplicado nos dois modelos mostra que a estimativa com o MBG é superior ao MB padrão (Tabela 7).

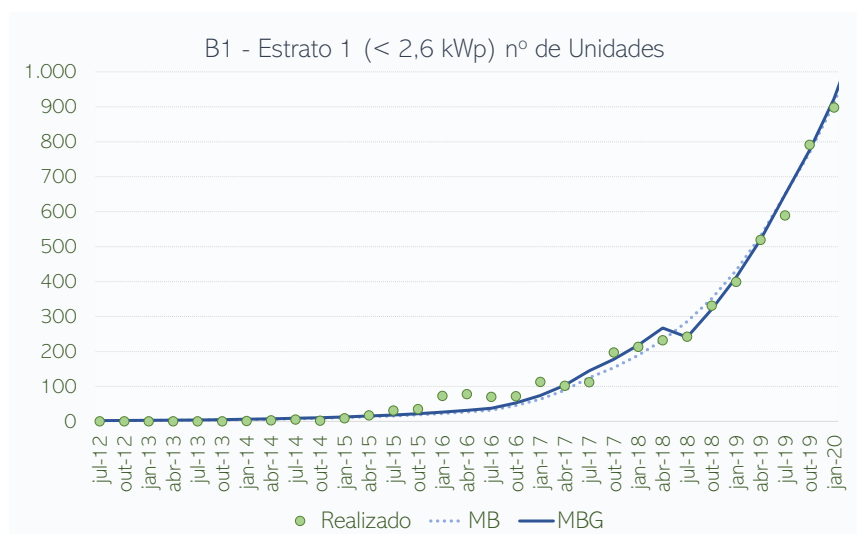
Tabela 7: Comparação dos modelos

Modelo	R <sup>2</sup>	$\Delta R^2$	F
<b>MB</b>	0,9867		
<b>MBG</b>	0,9908	0,3088	5,8092

Fonte: Elaboração Própria

A Figura 4 mostra que o ajuste dos dois modelos aos dados difere relativamente pouco, mas que o MBG conseguiu captar uma ligeira desaceleração nas instalações que existe no terceiro trimestre de 2018, mas que é pouco relevante neste estrato.

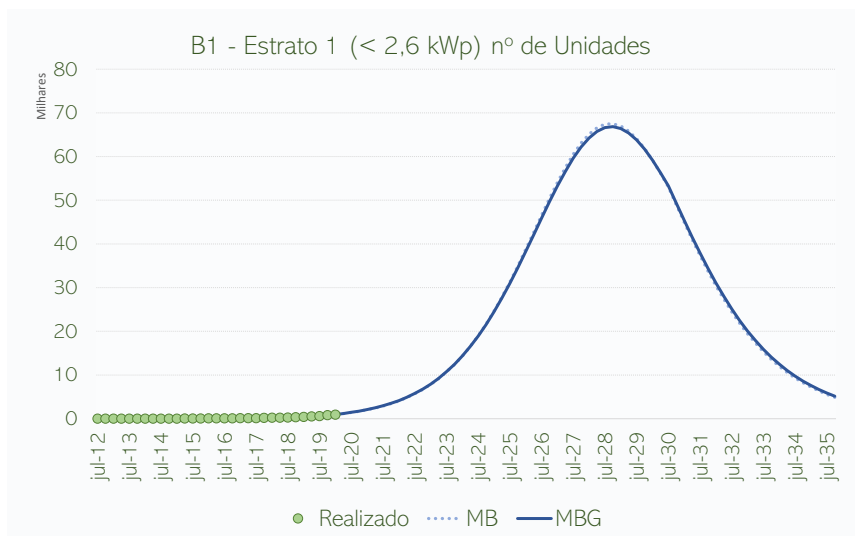
Figura 4: Ajuste do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 1 do Subgrupo B1 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria

A projeção do número de instalações dos dois modelos é bem similar. Na Figura 5 projetou-se os resultados dos dois modelos no cenário médio de queda de preços das unidades de GFV. Em ambas as projeções chega-se ao pico do processo de difusão em meados de 2028, com uma estimativa de um total de 1,5 milhão de unidades até 2035, já próximo do fim da difusão. Este número representa 36% do mercado potencial, que em 2035 é estimado em 4,1 milhão de unidades, e 18% do total de clientes desse estrato, estimado em 8,5 milhões em 2035.

Figura 5: Projeção do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 1 do Subgrupo B1 da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria

### 3.1.2. Estrato 2 – Unidades B1 maiores ou iguais a 2,6 kWp

#### Dados de Entrada do Modelo de Bass

O mercado potencial foi obtido aplicando um percentual de restrições à instalação de sistema GFV de 54,25% sobre o número de consumidores total da faixa de consumo maior ou igual a 350 kWh mensais. O histórico de *payback* foi estimado conforme descrito no Anexo II. O crescimento do mercado potencial no horizonte de projeção considerado foi de 1% a.a.

Tabela 8: Informações do Estrato 2 do Subgrupo B1 - Residencial

data inicial	tempo	Capacidade [kWp]	Unidades	Payback	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0,00	11	0	9,83	76.444
01/07/2012	0,25	0	0	9,83	77.168
01/10/2012	0,50	0	0	9,83	77.891
01/01/2013	0,75	0	0	9,83	78.615
01/04/2013	1,00	24	1	9,83	79.338
01/07/2013	1,25	30	2	9,83	80.089
01/10/2013	1,50	8	1	9,71	80.840
01/01/2014	1,75	13	3	9,59	81.591
01/04/2014	2,00	23	5	9,47	82.342
01/07/2014	2,25	32	7	9,34	82.140
01/10/2014	2,50	34	9	9,22	81.938
01/01/2015	2,75	40	10	9,10	81.736
01/04/2015	3,00	88	17	8,98	81.534
01/07/2015	3,25	209	53	8,86	81.332
01/10/2015	3,50	233	47	8,75	81.130
01/01/2016	3,75	624	145	8,64	80.928
01/04/2016	4,00	789	167	8,53	80.726
01/07/2016	4,25	854	156	8,42	80.524
01/10/2016	4,50	777	156	7,82	80.322
01/01/2017	4,75	1.484	278	7,22	80.120
01/04/2017	5,00	1.961	326	6,62	79.918
01/07/2017	5,25	1.880	337	6,02	79.715
01/10/2017	5,50	2.308	445	5,84	79.513
01/01/2018	5,75	2.479	490	5,66	79.311
01/04/2018	6,00	3.039	575	5,48	79.109
01/07/2018	6,25	1.942	351	5,30	78.907
01/10/2018	6,50	4.005	709	5,11	78.705
01/01/2019	6,75	5.826	1.026	4,93	78.503
01/04/2019	7,00	9.115	1.628	4,75	78.301
01/07/2019	7,25	14.515	2.402	4,57	78.461
01/10/2019	7,50	21.000	3.544	4,42	78.621
01/01/2020	7,75	25.065	4.188	4,27	78.781

Fonte: Elaboração Própria

### Parâmetros do modelo de Bass

Com o Modelo de Bass padrão estimou-se o parâmetro  $Q$  deste estrato em 1,24, valor muito alto em comparação ao do primeiro estrato e, também, com os valores utilizados pela EPE e ANEEL. A inserção de Micro GD neste estrato já se encontra bastante avançada. Em abril de 2020 existiam 17 mil unidades Micro GD residenciais com Geração Local com potência igual ou maior que 2,6 kWp, o que representa 10% do total de clientes com consumo acima de 350 kWh mensais na CEMIG D.

Tabela 9: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,050	0,117	0,427	6,7228E-01
<b>P</b>	2,6336E-05	1,4570E-05	1,808	8,1063E-02
<b>Q</b>	1,24357	0,140	8,892	8,8296E-10

Fonte: Elaboração Própria

O processo de difusão neste estrato encontra-se, portanto, bastante avançado se comparado ao dos clientes residenciais menores, e fica evidente que não é possível utilizar a restrição ao valor de 0,50 para o parâmetro  $Q$  para descrever a inserção destas unidades, como foi feito nos trabalhos da ANEEL e EPE.

Tabela 10: Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,050	0,101	0,497	6,2289E-01
<b>P</b>	3,1932E-05	1,3908E-05	2,296	2,9667E-02
<b>Q</b>	1,27316	0,148	8,587	3,3512E-09
<b>b</b>	-2,881	1,322	-2,179	3,8269E-02
<b>c</b>	-0,773	0,129	-5,990	2,1731E-06

Fonte: Elaboração Própria

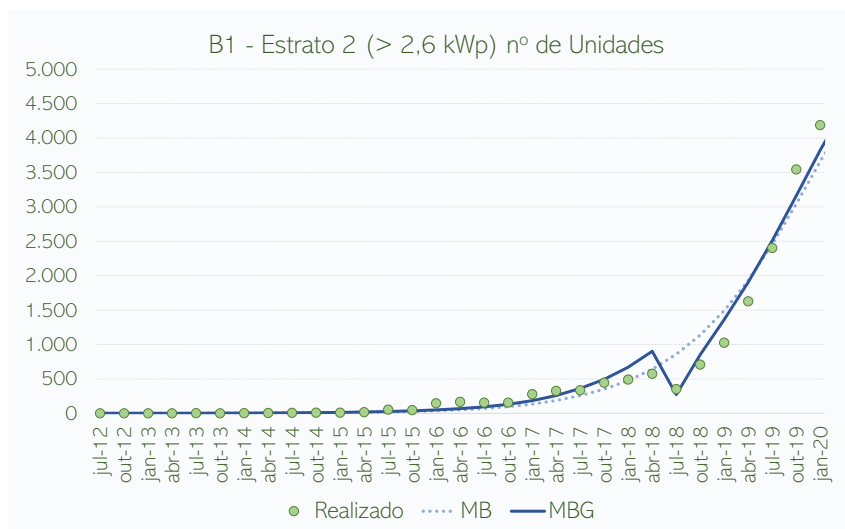
Neste segundo estrato do Subgrupo B1- Residencial, a queda do número de instalações no terceiro trimestre de 2018 foi um pouco mais acentuada em relação ao primeiro estrato, como pode ser visto na Figura 6. Assim, a regressão para o MBG com parâmetro  $\alpha$  de 6,25 retornou valores significativos para todos os parâmetros, exceto a Sensibilidade ao *Payback*, que ficou igual à restrição mínima utilizada no modelo. O MBG mostrou ter ajuste significativamente melhor neste caso, com parâmetro  $F$  de 13,11.

Tabela 11: Comparação dos modelos

Modelo	R <sup>2</sup>	$\Delta R^2$	F
<b>MB</b>	0,9572		
<b>MBG</b>	0,9787	0,5022	13,114

Fonte: Elaboração Própria

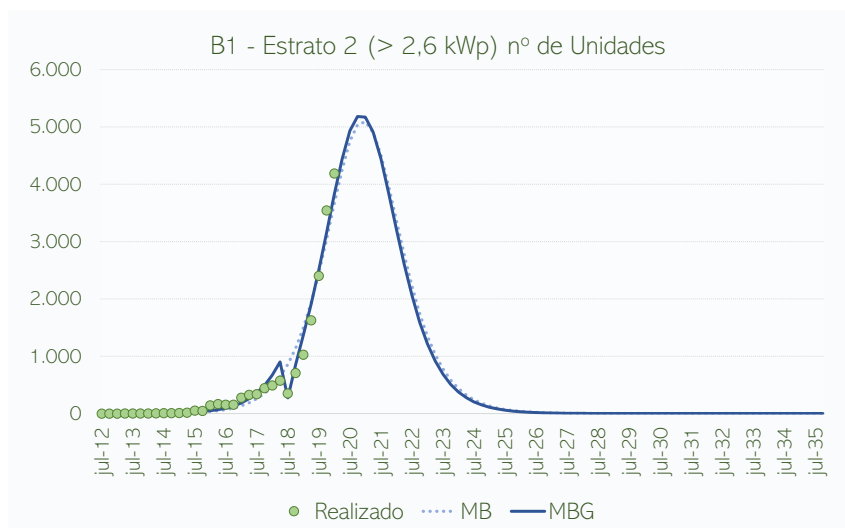
Figura 6: Ajuste do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 2 do Subgrupo B1 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria

A projeção da difusão nos dois modelos resultou em valores bastante similares, com uma inserção de 64 mil unidades já em janeiro de 2026, quando o processo de inserção já estaria chegando ao final. Este número de unidades Micro GD representa 81% do mercado potencial de consumo e 37% do número de unidades da CEMIG D com mais de 350 kWh mensais. O pico de instalações se daria no primeiro trimestre de 2021, com um pouco mais de 5.000 instalações.

Figura 7: Projeção do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 2 do Subgrupo B1 da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria

### 3.1.3. Total do Subgrupo B1 - Residencial

Os gráficos da Figura 8 mostram a projeção conjunta da Micro GD nos dois estratos do Subgrupo B1 com as condições atuais do sistema de compensação e nos três cenários de evolução de preço da GFV.

As projeções mostram que deve haver uma desaceleração do número de instalações a partir do segundo trimestre de 2021, decorrente do fato de o mercado de unidades maiores que 2,6 kWp começar a se esgotar e de o mercado de unidades menores que 2,6 kWp ainda não ter iniciado uma inserção com igual vigor, principalmente em termos de capacidade instalada.

A previsão é que a inserção de unidades menores – até 2,6 kWp (Estrato 1) tenha um crescimento menos acentuado, porém, já ao final de 2021 irá ultrapassar o Estrato 2 – maior que 2,6 kWp – em número de instalações. Todavia nesse ano a capacidade instalada total ainda sofrerá uma queda, que irá ser recuperada lentamente, até voltar ao mesmo patamar de 2021 ao final de 2025, e chegar ao pico em meados de 2028.

Em relação ao efeito da variação no *payback* é importante notar que o Estrato 2 praticamente não sofre alteração entre os cenários de queda de preço. Isto ocorre porque o fator de Sensibilidade ao *Payback* encontrado foi muito baixo, mas também porque a inserção nesse estrato já terá chegado ao final, antes que a queda de preços se mostre muito significativa para essas unidades.

Já no Estrato 1, a variação no *payback* da GFV tem um impacto muito forte. No cenário com uma maior queda de preço, o número de instalações nesse estrato chega a 1,8 milhões, enquanto a queda de preços menor pode reduzir o número de instalações para aproximadamente 1 milhão, quase a metade. Assim como esse estrato é o mais sensível ao preço da GFV, também o será em relação à modalidade tarifária aplicada. Por isso, é necessário ter especial atenção com as unidades menores no momento de se definir qual será a tarifa aplicada.

As incertezas do modelo são as estimativas de restrições do mercado potencial, ou seja, o percentual de casas e, principalmente o de domicílios próprios, para o qual não foi utilizado um parâmetro específico para cada estrato, além do fator de Sensibilidade ao *Payback*, cuja estimativa não tem significância estatística no caso do Estrato 2.

Acrescenta-se a essas restrições o impacto que a pandemia do Coronavírus pode ter sobre o todo o mercado de MMGD, de difícil previsibilidade. No entanto, a utilização do Modelo de Bass Generalizado, na forma em que foi apresentado neste estudo, poderá ser utilizado para modelar o impacto da pandemia a partir do momento em que se tenha informações suficientes.

Figura 8: Projeção da inserção da Micro GD Local no Subgrupo B1 da CEMIG D com MBG, regras de tarifação atuais (Alternativa 0) e cenários de redução de preço da GFV

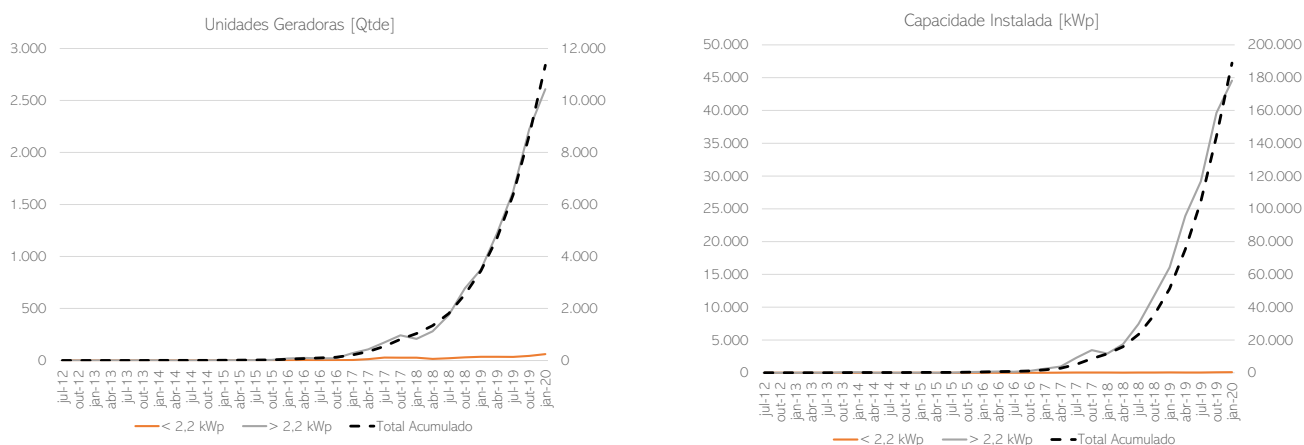


Fonte: Elaboração Própria

### 3.2. Geração Local no Subgrupo B2

Atualmente a tarifa da classe Rural de baixa tensão é menor que a da classe Residencial e o percentual de ICMS também (18% contra 30% no Residencial). Por estes motivos, a atratividade da instalação de sistemas Micro GD nessa classe é menor que na classe Residencial. Isto se reflete no número atual de instalações de clientes rurais.

Figura 9: Micro GD Local no Subgrupo B2 Rural da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Assim como no Subgrupo B1, nota-se uma forte distinção entre as tendências de crescimento da inserção de Micro GD entre os clientes rurais de maior e de menor porte. A divisão de estratos adotada no Subgrupo B2 foi: sistemas menores que 2,2 kWp e iguais ou maiores que 2,2 kWp. Essa delimitação corresponde a uma geração média de 300 kWh mensais, que é o limite da primeira faixa de consumo estabelecida no Prodíst para a classe Rural.

Tabela 12: Mercado do Subgrupo B2 da CEMIG D (2019)

Faixa de Consumo	Potência GD	Consumo [MWh]	%	Unidades [Qtde]	%
< 300 kWh	< 2,2 kWp	647.362	28,40%	565.995	80,60%
≥ 300 kWh	≥ 2,2 kWp	1.633.897	71,60%	135.966	19,40%
Total Rural		2.281.258		701.961	

Fonte: CEMIG D



O primeiro estrato, até 300 kWh (potência de Micro GD até 2,2 kWp), concentra 81% das unidades consumidoras, com 28% do da energia consumida pela classe Rural. No entanto, apenas 4,6% das instalações (128 unidades) de Micro GD Local têm capacidade instalada menor que 2,2 kWp.

Tabela 13: Inserção de Micro GD Local no Subgrupo B2 da CEMIG D (junho/2019)

Faixa de Consumo	Potência GD	Capacidade Instalada [kWp]	%	Unidades [Qtde]	%
< 300 kWh	< 2,2 kWp	147	0,30%	128	4,60%
≥ 300 kWh	≥ 2,2 kWp	42.286	99,70%	2660	95,40%
Total Rural		42.432		2.788	

Fonte: CEMIG D

A classe Rural como um todo apresenta adoção baixa, com instalação de microgeração em apenas 0,4% dos clientes. Mesmo no estrato de maior consumo, a inserção é de 1,96% dos clientes, bem menor do que o observado na classe Residencial. No estrato de menor consumo a adoção é de 0,02% em termos de número de clientes.

### 3.2.1. Estrato 1 – Unidades B2 menores que 2,2 kWp

#### Dados de Entrada do Modelo de Bass

As informações utilizadas para estimação dos parâmetros dos Modelos de Bass Padrão e Generalizado do Estrato 1 do Subgrupo B2 encontram-se na Tabela 14. O mercado potencial foi obtido aplicando um percentual de restrições à instalação de sistema GFV de 20% sobre o número de consumidores com consumo inferior a 300 kWh mensais. O histórico de *payback* foi estimado conforme descrito no Anexo II.

O mercado potencial para o horizonte de projeção foi obtido com base na tendência de crescimento do histórico de inserção, que resultou numa taxa anual de crescimento de 1,46%.

Tabela 14: Informações do Estrato 1 do Subgrupo B2 - Rural

data inicial	tempo	Capacidade [kWp]	Unidades	Payback	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0,00	0	0	24,57	440.180
01/07/2012	0,25	0	0	24,57	441.075
01/10/2012	0,50	0	0	24,57	441.970
01/01/2013	0,75	0	0	24,57	442.866
01/04/2013	1,00	0	0	24,57	443.761
01/07/2013	1,25	0	0	24,57	444.664
01/10/2013	1,50	0	0	24,33	445.566
01/01/2014	1,75	0	0	24,08	446.469
01/04/2014	2,00	0	0	23,83	447.372
01/07/2014	2,25	0	0	23,58	450.041
01/10/2014	2,50	0	0	23,34	452.713
01/01/2015	2,75	0	0	23,09	455.387
01/04/2015	3,00	0	0	22,85	458.062
01/07/2015	3,25	0	0	22,60	459.983
01/10/2015	3,50	0	0	22,38	461.905
01/01/2016	3,75	0	0	22,16	463.829
01/04/2016	4,00	0	0	21,95	465.754
01/07/2016	4,25	0	0	21,73	467.635
01/10/2016	4,50	2	1	20,41	469.518
01/01/2017	4,75	6	4	19,09	471.402
01/04/2017	5,00	0	0	17,77	473.287
01/07/2017	5,25	5	4	16,45	475.486
01/10/2017	5,50	0	0	16,02	477.687
01/01/2018	5,75	4	3	15,59	479.889
01/04/2018	6,00	7	6	15,16	482.093
01/07/2018	6,25	4	3	14,73	482.400
01/10/2018	6,50	8	6	14,29	482.707
01/01/2019	6,75	11	14	13,84	483.013
01/04/2019	7,00	10	17	13,40	483.320
01/07/2019	7,25	22	15	12,96	483.433
01/10/2019	7,50	31	28	12,77	483.546
01/01/2020	7,75	37	27	12,58	483.659

Fonte: Elaboração Própria

## Parâmetros do modelo de Bass

A estimativa do Modelo de Bass para este estrato resultou em um valor de 0,79 para o parâmetro  $Q$ , 0,205 para a  $SPB$  e  $7,5E-6$  para o parâmetro  $B$ .

Tabela 15: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,205	0,162	1,267	2,1534E-01
<b>P</b>	7,4311E-06	2,5760E-05	0,288	7,7504E-01
<b>Q</b>	0,791	0,192	4,114	2,9363E-04

Fonte: Elaboração Própria

Em ambos os modelos as estimativas encontradas têm pouca significância estatística, sugerindo que a volatilidade das informações devido à baixa inserção ainda não permite uma estimativa muito segura para a classe, com exceção do parâmetro  $Q$  do Modelo de Bass Padrão.

Tabela 16: Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,275	0,241	1,253	2,2078E-01
<b>P</b>	6,9010E-05	2,8300E-04	0,209	8,3604E-01
<b>Q</b>	0,629	0,290	2,089	4,6253E-02
<b>b</b>	-5,000	7,414	-0,888	3,8262E-01
<b>c</b>	-0,592	0,254	-2,360	2,5765E-02

Fonte: Elaboração Própria

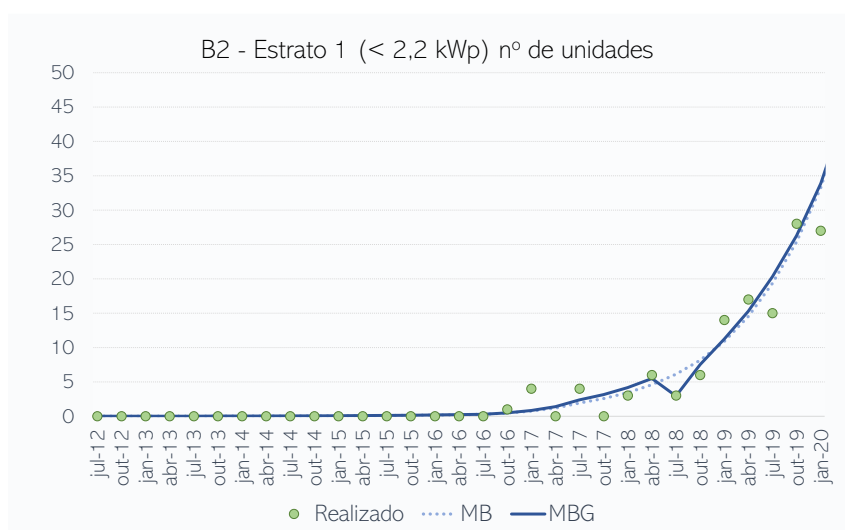
Observou-se neste estrato uma diferença maior entre as trajetórias de crescimento obtidas com os dois modelos. A estimativa do Modelo de Bass Generalizado não resultou em uma aproximação significativamente melhor dos dados. O valor  $F$  encontrado para comparação dos modelos ficou em 1,71, abaixo do valor crítico de 2,98. Por isso, optou-se por utilizar o modelo de Bass Padrão para as estimativas de crescimento da inserção neste estrato.

Tabela 17: Comparação dos modelos

Modelo	R <sup>2</sup>	ΔR <sup>2</sup>	F
<b>MB</b>	0,9470		
<b>MBG</b>	0,9514	0,1161	1,7068

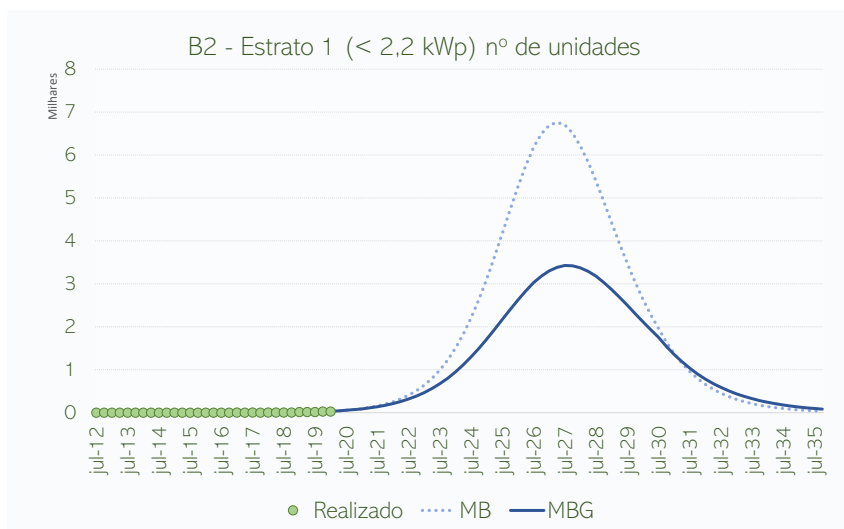
Fonte: Elaboração Própria

Figura 10: Ajuste do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 1 do Subgrupo B2 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria

Figura 11: Projeção do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 1 do Subgrupo B2 da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria

### 3.2.2. Estrato 2 – Unidades B2 maiores ou iguais a 2,2 kWp

#### Dados de Entrada do Modelo de Bass

O segundo estrato do Subgrupo B2 tem uma inserção de clientes maior que o primeiro. O mercado potencial, o *payback* e o histórico de unidades utilizados para a estimativa dos parâmetros do modelo de Bass estão na Tabela 19. O histórico de *payback* foi estimado conforme descrito no Anexo II. O crescimento considerado para o mercado potencial foi de 0,81% anuais, com base no histórico de inserção.

#### Parâmetros do modelo de Bass

A estimativa dos parâmetros de Bass Generalizado retornou valores altos, tanto para o parâmetro *Q*, quanto para a Sensibilidade ao *Payback SPB*, indicando uma inserção bastante acelerada, mas com inserção final relativamente baixa em relação ao mercado potencial total, devido a esse alto valor de sensibilidade ao *payback*.

Tabela 18: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,633644	0,0336035	18,8565	8,05E-18
<b>P</b>	1,61E-06	1,68E-06	0,959972	0,345005
<b>Q</b>	1,7502	0,17514	9,9932	6,70E-11

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 19: Informações do Estrato 2 do Subgrupo B2 - Rural

data inicial	tempo	Capacidade [kWp]	Unidades	Payback	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0,00	0	0	10,37	110.163
01/07/2012	0,25	0	0	10,37	110.387
01/10/2012	0,50	0	0	10,37	110.611
01/01/2013	0,75	0	0	10,37	110.835
01/04/2013	1,00	27	1	10,37	111.059
01/07/2013	1,25	0	0	10,37	111.285
01/10/2013	1,50	0	0	10,24	111.511
01/01/2014	1,75	0	0	10,11	111.737
01/04/2014	2,00	0	0	9,98	111.963
01/07/2014	2,25	0	0	9,85	112.403
01/10/2014	2,50	0	0	9,72	112.842
01/01/2015	2,75	3	1	9,60	113.278
01/04/2015	3,00	0	0	9,47	113.712
01/07/2015	3,25	20	1	9,34	113.957
01/10/2015	3,50	70	1	9,22	114.201
01/01/2016	3,75	72	10	9,11	114.443
01/04/2016	4,00	96	9	8,99	114.683
01/07/2016	4,25	61	5	8,87	114.911
01/10/2016	4,50	204	12	8,24	115.138
01/01/2017	4,75	133	15	7,61	115.363
01/04/2017	5,00	122	21	6,98	115.587
01/07/2017	5,25	699	41	6,34	115.886
01/10/2017	5,50	790	58	6,15	116.183
01/01/2018	5,75	719	47	5,96	116.479
01/04/2018	6,00	1.110	76	5,77	116.773
01/07/2018	6,25	1.263	74	5,57	116.606
01/10/2018	6,50	1.968	130	5,38	116.439
01/01/2019	6,75	2.200	153	5,19	116.272
01/04/2019	7,00	3.284	232	5,00	116.106
01/07/2019	7,25	7.941	469	4,80	116.133
01/10/2019	7,50	9.920	601	4,72	116.160
01/01/2020	7,75	11.584	703	4,64	116.187

Fonte: Elaboração Própria

O Modelo de Bass Generalizado resultou em parâmetros ligeiramente menores, tanto para a sensibilidade ao *payback*, quanto para o Fator de Imitação  $Q$ .

Tabela 20: Modelo de Bass Generalizado – MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,579	0,237	1,479	1,5075E-01
<b>P</b>	1,1551E-05	1,1959E-05	0,936	3,5757E-01
<b>Q</b>	1,500	0,086	14,526	2,7932E-14
<b>b</b>	-1,881	2,390	-1,091	2,8503E-01
<b>c</b>	-0,550	0,173	-2,772	9,9579E-03

Fonte: Elaboração Própria

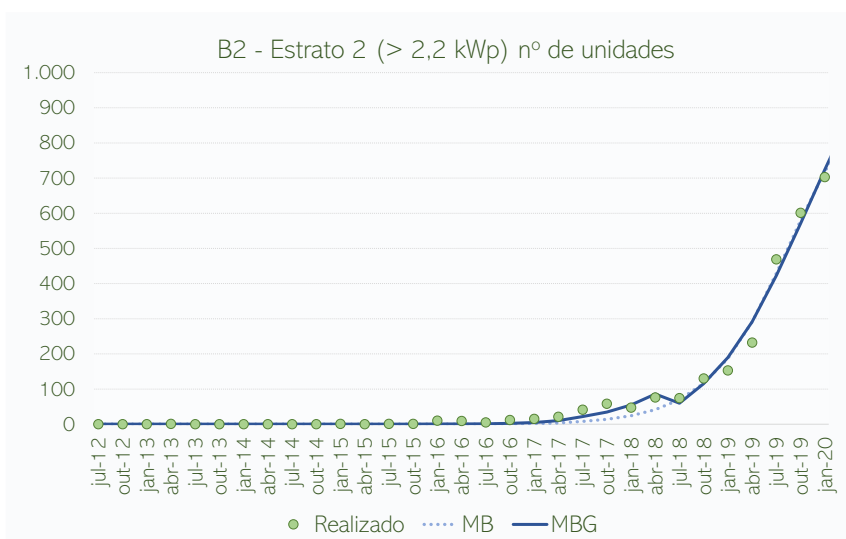
A comparação dos modelos retornou um valor  $F$  ligeiramente acima do valor crítico de 2,96, de forma que o MBG se mostra mais adequado que o modelo padrão.

Tabela 21: Comparação dos modelos

Modelo	R <sup>2</sup>	$\Delta R^2$	F
<b>MB</b>	0,9869		
<b>MBG</b>	0,9893	0,1865	2,9800

Fonte: Elaboração Própria

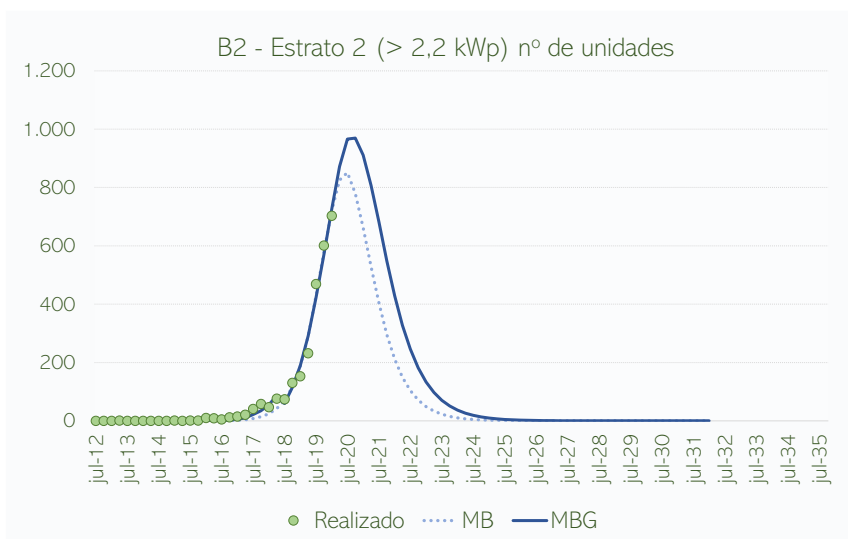
Figura 12: Ajuste do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 2 do Subgrupo B2 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria

A projeção da inserção com o sistema de compensação atual mostra uma tendência de se atingir o pico de instalações neste estrato da classe rural já ao final do ano de 2020, com uma inserção total de 8,6 mil unidades, representando cerca de 7,3% do mercado potencial considerado e 6,3% do número total de unidades com consumo acima de 300 kWh mensais da CEMIG D.

Figura 13: Projeção do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MGD para a Micro GD Local no Estrato 2 do Subgrupo B2 da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria

### 3.2.3. Total do Subgrupo B2 - Rural

No Subgrupo B2 ocorre fenômeno similar ao observado no B1, no qual uma inserção mais acelerada de instalações com maior capacidade precede um aumento mais gradual de instalações menores, formando assim o formato de sela na curva de adesão de consumidores.

No entanto, com uma inserção menor das instalações de menor porte, neste subgrupo a capacidade instalada somada das unidades menores não chega a se igualar à inserção inicial das unidades maiores.

Este cenário poderá se alterar com a gradual eliminação dos subsídios para a tarifa do B2, que não foram considerados nesta projeção.

Figura 14: Projeção da inserção da Micro GD Local no Subgrupo B2 da CEMIG D com regras de tarifação atuais (Alternativa 0) e cenários de redução de preço da GFV



Fonte: Elaboração Própria



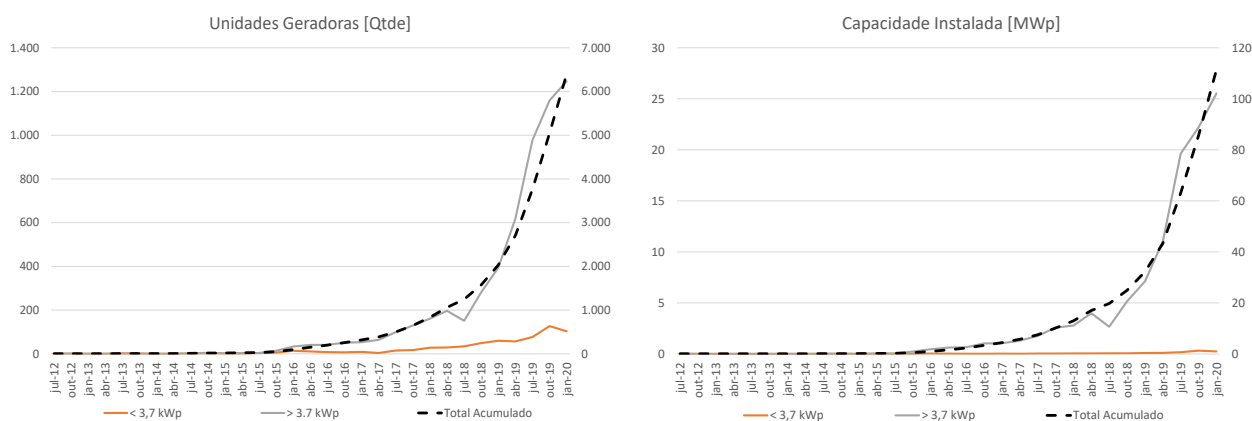
### 3.3. Geração Local no Subgrupo B3

A Geração Local do Subgrupo B3 apresentou, até o 1º trimestre de 2020, uma inserção de aproximadamente 110 MWp de GFV, o que representa um terço do total da Geração Local na CEMIG D. As instalações deste subgrupo têm uma capacidade relativamente maior, em média próxima de 20 kWp, de modo que representa uma parcela menor em relação ao número total de instalações. Assim, as pouco mais de 8 mil instalações de microgeração somam 20% do total da capacidade de Micro GD Local na CEMIG D.

A Figura 15 mostra o crescimento do número de unidades e da capacidade instalada da Micro GD em ambos os estratos desde 2012, assim como o volume acumulado de instalações e de capacidade instalada -- linhas tracejadas.

No Subgrupo B3 também se observa uma concentração de instalações de microgeração Local nos clientes de maior consumo. O limite de consumo mensal para a separação em estratos considerados neste subgrupo foi de 500 kWh, o que equivale à geração de uma instalação GFV de 3,7 kWp, e coincide com a primeira faixa de consumo da classe Comercial. A inserção da Micro GD no estrato de clientes com consumo igual ou superior a 500 kWh segue uma trajetória de crescimento muito mais acentuada que entre os clientes com menos de 500 kWh, tanto em número de instalações quanto em termos de capacidade instalada.

Figura 15: Micro GD com Geração Local no Subgrupo B3 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Neste subgrupo também se percebe uma redução no ritmo de instalações no 3º trimestre de 2018, mais perceptível no estrato de unidades maiores. Além disto, há uma redução no ritmo de crescimento do número de clientes no último trimestre, que pode ser uma redução aleatória, devida à atualização dos dados, já que as informações disponíveis na ANEEL podem não estar inteiramente atualizadas, ou pode ser o início de impacto da crise decorrente do coronavírus.

Os clientes do estrato de menor consumo representam 80% do total de unidades do subgrupo e 23% da energia consumida (Tabela 22). No entanto, o estrato de clientes maiores concentra 90% do número de instalações e 99% da capacidade instalada de microgeração no subgrupo.

O total de instalações de microgeração no segundo estrato equivale a 3,5% do número total de unidades dessa faixa de consumo da CEMIG D e somam 117 MWp, que geram cerca de 205 MWh anuais, ou 5,3% do consumo dos clientes desse estrato. Este é, portanto, o segundo estrato com maior penetração da Micro GD, atrás somente do Estrato 2 do Subgrupo B1.

Tabela 22: Mercado do Subgrupo B3 da CEMIG D (2018)

Faixa de Consumo	Potência GD	Consumo [MWh]	%	Unidades [Qtde]	%
< 500 kWh	< 3,7 kWp	1.192.143	23,4%	691.085	80,1%
> 500 kWh	> 3,7 kWp	3.891.855	76,6%	172.225	19,9%
Total B3		5.083.999		863.310	

Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Entre os clientes com consumo mensal inferior a 500 kWh, a penetração da Micro GD é menor, representando 0,10% do total de clientes e gerando uma energia de 2,5 MWh anuais, o que representa 0,21% do mercado desse estrato.

Tabela 23: MMGD Local do Subgrupo B3 na CEMIG D (2020)

Faixa de Consumo	Potência GD	Capacidade Instalada [kWp]	%	Unidades [Qtde]	%
< 500 kWh	< 3,7 kWp	1.443	1,2%	670	9,9%
> 500 kWh	> 3,7 kWp	117.069	98,8%	6.090	90,1%
Total B3		118.512		6.760	

Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

### 3.3.1. Estrato 1 – Unidades B3 menores que 3,7 kWp

#### Dados de Entrada do Modelo de Bass

Enquanto para classe Residencial se utilizou informações da pesquisa de hábitos de consumo e do IBGE para estimar as restrições existentes para a instalação de painéis fotovoltaicos, para o Subgrupo B3 não se dispõe de informações para conhecer a proporção de edificações que seriam adequadas para este fim. Por isto, foi utilizado a média da proporção de restrições encontrada para a classe residencial. Considerou-se, portanto, que 51,65% das unidades do subgrupo teria possibilidade de instalação de GFV. O *payback* foi calculado de acordo com o exposto no Anexo II.

Tabela 24: Informações do Estrato 1 do Subgrupo B3

data inicial	tempo	Capacidade [MWp]	Unidades	<i>Payback</i>	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0	0	0	16,54	317.124
01/07/2012	0	0	0	16,54	319.777
01/10/2012	0	0	0	16,54	322.429
01/01/2013	0	0	0	16,54	325.082
01/04/2013	27	0	0	16,54	327.734
01/07/2013	0	5	2	16,54	330.476
01/10/2013	0	3	1	16,37	333.217
01/01/2014	0	0	0	16,20	335.958
01/04/2014	0	0	0	16,02	338.700
01/07/2014	0	3	1	15,85	339.318
01/10/2014	0	2	1	15,67	339.937
01/01/2015	3	2	1	15,50	340.555
01/04/2015	0	0	0	15,32	341.174
01/07/2015	20	7	3	15,15	341.792
01/10/2015	70	12	6	14,99	342.410
01/01/2016	72	32	14	14,83	343.029
01/04/2016	96	29	11	14,67	343.647
01/07/2016	61	20	8	14,52	344.266
01/10/2016	204	20	7	13,58	344.884
01/01/2017	133	21	9	12,65	345.503
01/04/2017	122	13	4	11,71	346.121
01/07/2017	699	32	15	10,77	346.740
01/10/2017	790	39	17	10,48	347.358
01/01/2018	719	52	28	10,19	347.977
01/04/2018	1.110	53	29	9,90	348.595
01/07/2018	1.263	53	34	9,61	349.214
01/10/2018	1.968	63	49	9,30	349.832
01/01/2019	2.200	91	60	8,99	350.451
01/04/2019	3.284	105	57	8,68	351.069
01/07/2019	7.941	170	77	8,37	351.031
01/10/2019	9.920	326	127	8,23	350.992
01/01/2020	11.584	241	103	8,10	350.954

Fonte: Elaboração Própria

## Parâmetros do modelo de Bass

A estimativa dos parâmetros do modelo de Bass para este primeiro estrato resultou nos valores da Tabela 25. Embora se tenha encontrado um valor para a Sensibilidade ao *Payback SPB* maior que a restrição imposta ao modelo, de 0,05, esse valor é pouco significativo. Assim como em todos os outros estratos até agora, o valor do parâmetro *P* tem significância baixa.

Tabela 25: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,13181	0,141	0,932	3,5921E-01
<b>P</b>	2,4672E-05	5,5138E-05	0,447	6,5787E-01
<b>Q</b>	0,663228	0,139	4,759	4,9583E-05

Fonte: Elaboração Própria

O Modelo de Bass Generalizado resultou em parâmetros pouco significativos e o teste para comparação dos modelos não aponta melhoria significativa na utilização do MBG.

Tabela 26: Modelo de Bass Generalizado – MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,1121	0,283	0,396	6,9529E-01
<b>P</b>	2,4725E-05	1,5768E-04	0,157	8,7656E-01
<b>Q</b>	0,61989	0,620	0,999	3,2668E-01
<b>b</b>	-0,145	3,882	-0,037	9,7041E-01
<b>c</b>	0,104	0,288	0,362	7,2044E-01

Fonte: Elaboração Própria

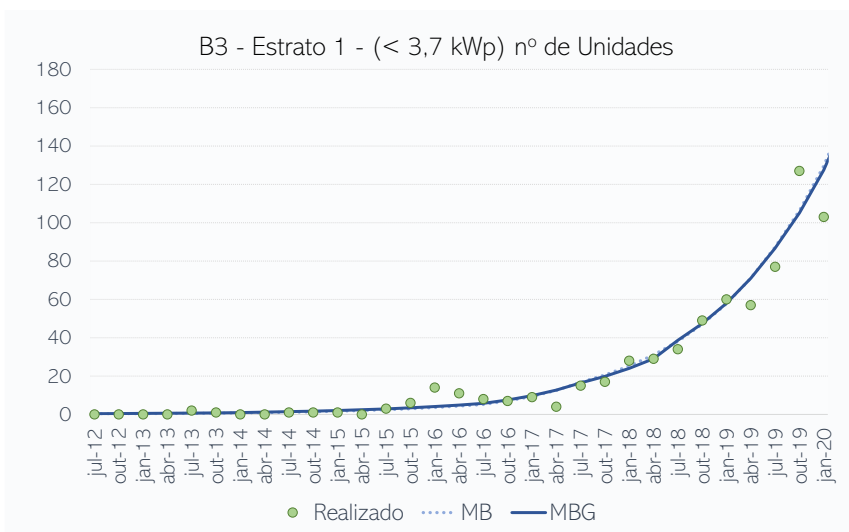
A comparação dos modelos retornou um valor *F* de 0,6, bem abaixo do valor crítico, de forma que é melhor utilizar o modelo padrão.

Tabela 27: Comparação dos modelos

Modelo	R <sup>2</sup>	ΔR <sup>2</sup>	F
<b>MB</b>	0,963851798		
<b>MBG</b>	0,965520302	0,046157323	0,604886483

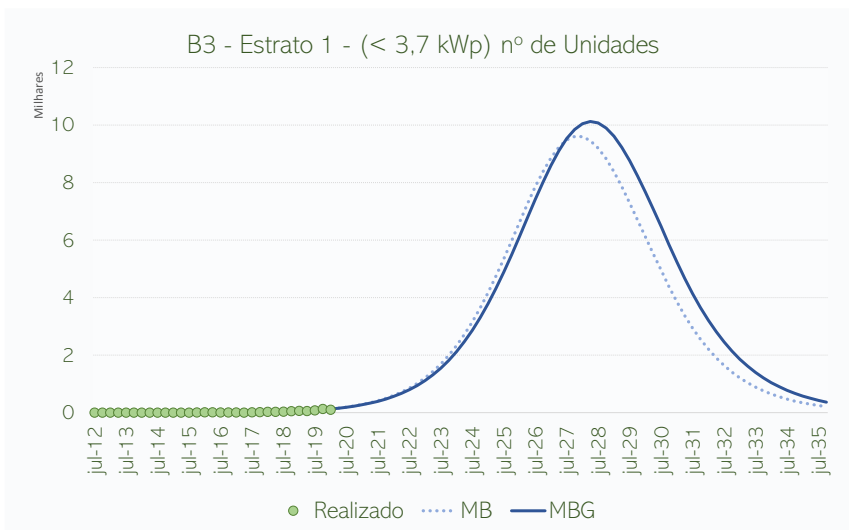
Fonte: Elaboração Própria

Figura 16: Ajuste do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 1 do Subgrupo B3 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria

Figura 17: Projeção do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 1 do Subgrupo B3 da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria

### 3.3.2. Estrato 2 – Unidades B3 maiores que 3,7 kWp

#### Dados de Entrada do Modelo de Bass

Tabela 28: Informações do Estrato 2 do Subgrupo B3

data inicial	tempo	Capacidade [kWp]	Unidades	Payback	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0	18	2	7,37	83.843
01/07/2012	0	27	1	7,37	84.544
01/10/2012	0	7	1	7,37	85.246
01/01/2013	0	0	0	7,37	85.947
01/04/2013	27	0	0	7,37	86.648
01/07/2013	0	0	0	7,37	87.373
01/10/2013	0	0	0	7,27	88.098
01/01/2014	0	0	0	7,18	88.823
01/04/2014	0	0	0	7,09	89.547
01/07/2014	0	30	2	7,00	89.445
01/10/2014	0	23	5	6,91	89.342
01/01/2015	3	20	2	6,82	89.239
01/04/2015	0	45	4	6,73	89.136
01/07/2015	20	49	4	6,64	89.033
01/10/2015	70	224	14	6,56	88.930
01/01/2016	72	453	33	6,48	88.827
01/04/2016	96	622	41	6,40	88.724
01/07/2016	61	655	41	6,32	88.622
01/10/2016	204	1.033	51	5,87	88.519
01/01/2017	133	1.046	53	5,42	88.416
01/04/2017	122	1.301	64	4,98	88.313
01/07/2017	699	1.767	99	4,53	88.210
01/10/2017	790	2.578	130	4,40	88.107
01/01/2018	719	2.784	161	4,26	88.004
01/04/2018	1.110	3.990	197	4,12	87.901
01/07/2018	1.263	2.666	151	3,99	87.799
01/10/2018	1.968	5.159	281	3,85	87.696
01/01/2019	2.200	7.110	394	3,71	87.593
01/04/2019	3.284	11.045	618	3,58	87.490
01/07/2019	7.941	19.629	978	3,44	87.480
01/10/2019	9.920	22.213	1.159	3,38	87.471
01/01/2020	11.584	25.536	1.247	3,32	87.461

Fonte: Elaboração Própria

## Parâmetros do modelo de Bass

A estimativa dos parâmetros do modelo de Bass para o Estrato 2 do Subgrupo B3 ( $\geq 3,7$  kWp) resultou em um valor para o Fator de Imitação -  $Q$  substancialmente maior. De fato, o crescimento da Micro GD neste estrato é bem mais acelerado.

Tabela 29: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,050	0,414	0,121	9,0471E-01
<b>P</b>	2,8835E-06	7,1149E-06	0,405	6,8835E-01
<b>Q</b>	1,3494	0,130	10,367	4,3221E-11

Fonte: Elaboração Própria

O Modelo de Bass Generalizado resultou em um parâmetro  $Q$  ligeiramente menor, com uma sensibilidade ao *payback* um pouco maior, apesar de ter baixa significância. Como pode ser visto na Figura 18, o MBG tratou adequadamente a redução de instalações no 3º trimestre de 2018.

Tabela 30: Modelo de Bass Generalizado – MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,140	0,268	0,521	6,0653E-01
<b>P</b>	8,9185E-06	1,3050E-05	0,683	5,0038E-01
<b>Q</b>	1,280	0,062	20,617	1,2349E-17
<b>b</b>	-2,931	1,125	-2,606	1,4969E-02
<b>c</b>	-0,551	0,084	-6,592	5,4449E-07

Fonte: Elaboração Própria

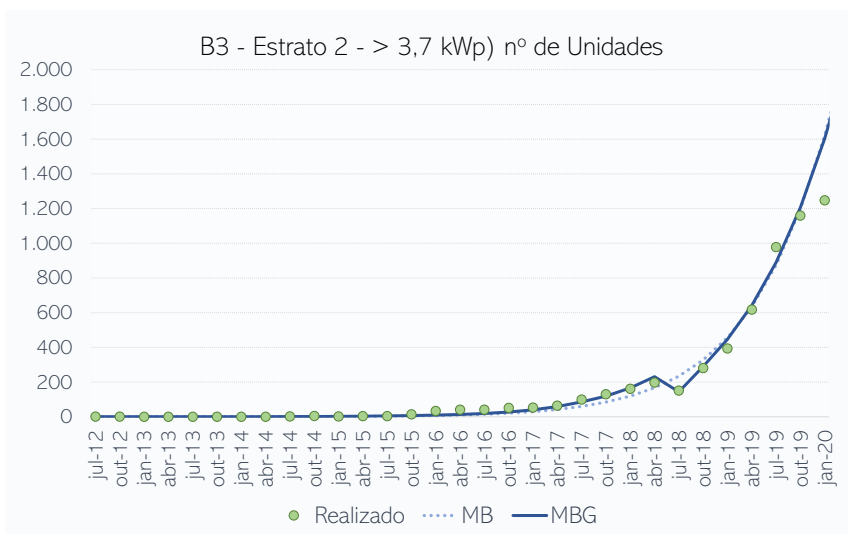
A comparação dos modelos retornou um valor  $F$  de 34,6, muito acima do valor crítico, mostrando que o MBG é superior na estimativa da inserção deste estrato.

Tabela 31: Comparação dos modelos

Modelo	R <sup>2</sup>	$\Delta R^2$	F
<b>MB</b>	0,982165562		
<b>MBG</b>	0,995132338	0,727063927	34,630201

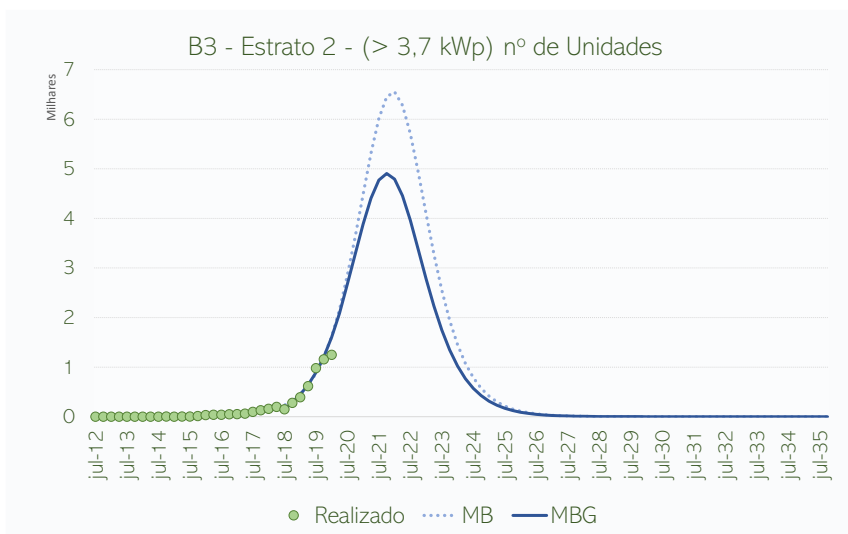
Fonte: Elaboração Própria

Figura 18: Ajuste do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a MicroGD Local no Estrato 2 do Subgrupo B3 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria

Figura 19: Projeção do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Micro GD Local no Estrato 2 do Subgrupo B3 da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria



### 3.3.3. Total do Subgrupo B3

À semelhança dos Subgrupos B1 e B2, o ritmo diferente de inserção nos dois estratos deste subgrupo levou a curva total de inserção a ter duas “ondas”. A primeira com uma inserção acelerada de unidades com capacidade maior e uma segunda inserção mais gradual de unidades de menor porte.

As previsões indicam que inserção de Micro GD no Subgrupo B3 pode sofrer uma redução no ritmo do número de unidades instaladas já a partir de meados de 2021. É nesse momento que a capacidade instalada deve atingir o seu máximo, já que as unidades com adesão posterior terão capacidade muito menor, não compensando em quantidade a diferença na capacidade instalada em relação ao segundo estrato.

As unidades do Estrato 2, de maior capacidade, têm baixa sensibilidade à variação no preço da GFV, mostrado na Figura 20, de forma que não há alteração significativa no número de unidades e capacidade instalada entre os cenários de preço da GFV.

Isto se deve a dois motivos: primeiro, a variação do preço da GFV não é tão grande no início do cenário de projeção e, segundo, o *payback* médio deste estrato já é bastante reduzido. Como se viu na Tabela 28, no primeiro trimestre de 2020 o *payback* já era de apenas 3,3 anos. No Anexo II mostrou-se que a Taxa Interna de Retorno – TIR para a instalação de Micro GD do Estrato 2 do B3 é de 31%, muitíssimo superior a qualquer investimento que se encontra no mercado atualmente e incomparável com a taxa SELIC atual, de 2% a.a.

Figura 20: Projeção da inserção da Micro GD Local no Subgrupo B3 da CEMIG D com regras de tarifação atuais (Alternativa 0) e cenários de redução de preço da GFV



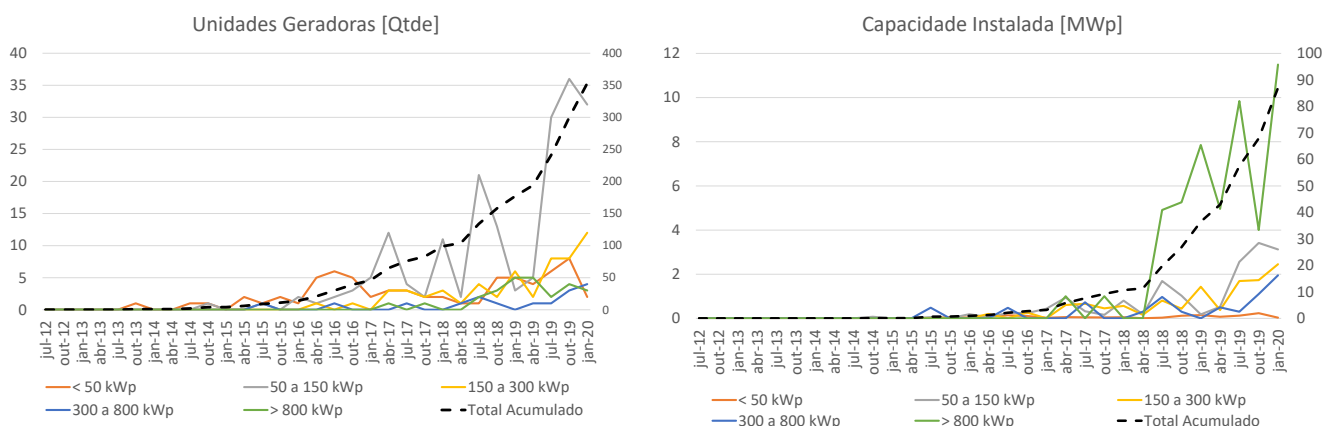
Fonte: Elaboração Própria

### 3.4. Geração Local no Grupo A

A Geração Local no Grupo A da CEMIG, muito concentrada na média tensão, apesar de se tratar de um número relativamente pequeno de unidades, cerca de 350 no 1º trimestre de 2020, representa parcela importante da capacidade instalada de MMGD Local: 21%.

Na Figura 21, separou-se as unidades Mini GD instaladas nos mesmos estratos de demanda utilizados para as tipologias de carga nas campanhas de medidas das distribuidoras. Neste caso, não se observa uma tendência muito distinta entre as faixas. A faixa de unidades entre 50 e 150 kWp tem uma tendência de crescimento mais expressiva do número de unidades, enquanto a faixa com unidades maiores que 800 kWp apresenta maior crescimento da capacidade instalada. A tendência de crescimento nas demais faixas é similar. Assim, optou-se por projetar toda a Geração Local no Grupo A em conjunto.

Figura 21: Mini GD com Geração Local no Grupo A da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

A inserção de Mini GD representa atualmente 2,4% do número atual de unidades consumidoras de Média Tensão da CEMIG D que, juntas, geram cerca de 150 GWh, equivalente a 2,8% do total da energia consumida por esse mercado.

#### Dados de Entrada do Modelo de Bass

O mercado potencial utilizado para estimar o modelo de Bass foi calculado com a mesma proporção de restrições à instalação utilizada para o Subgrupo B3, ou seja, considerou-se que 51,65% das unidades estão aptas a instalar no local uma unidade Mini GD. Isto resultou num mercado potencial de 7,4 mil unidades. O histórico de *payback* considerado nessa projeção foi o mesmo do Estrato 2 do Subgrupo B3. Utilizou-se este número porque nos estudos do Anexo II não se avaliou o *payback* dos clientes de Média Tensão, embora o *payback* real destas unidades seja provavelmente um pouco menor. Apesar disso, sabe-se que o ganho de escala dos empreendimentos de GFV é menos expressivo à medida que o tamanho das instalações aumenta e pode-se considerar que esta aproximação seja satisfatória.

Tabela 32: Informações do Estrato 2 do Subgrupo B3

data inicial	tempo	Capacidade [kWp]	Unidades	Payback	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0	18	2	7,37	5.880
01/07/2012	0	27	1	7,37	6.180
01/10/2012	0	7	1	7,37	6.180
01/01/2013	0	0	0	7,37	6.180
01/04/2013	27	0	0	7,37	6.180
01/07/2013	0	0	0	7,37	6.259
01/10/2013	0	0	0	7,27	6.338
01/01/2014	0	0	0	7,18	6.417
01/04/2014	0	0	0	7,09	6.496
01/07/2014	0	30	2	7,00	6.548
01/10/2014	0	23	5	6,91	6.600
01/01/2015	3	20	2	6,82	6.652
01/04/2015	0	45	4	6,73	6.705
01/07/2015	20	49	4	6,64	6.745
01/10/2015	70	224	14	6,56	6.786
01/01/2016	72	453	33	6,48	6.827
01/04/2016	96	622	41	6,40	6.867
01/07/2016	61	655	41	6,32	6.913
01/10/2016	204	1.033	51	5,87	6.959
01/01/2017	133	1.046	53	5,42	7.005
01/04/2017	122	1.301	64	4,98	7.051
01/07/2017	699	1.767	99	4,53	7.113
01/10/2017	790	2.578	130	4,40	7.174
01/01/2018	719	2.784	161	4,26	7.235
01/04/2018	1.110	3.990	197	4,12	7.296
01/07/2018	1.263	2.666	151	3,99	7.312
01/10/2018	1.968	5.159	281	3,85	7.328
01/01/2019	2.200	7.110	394	3,71	7.343
01/04/2019	3.284	11.045	618	3,58	7.359
01/07/2019	7.941	19.629	978	3,44	7.375
01/10/2019	9.920	22.213	1.159	3,38	7.391
01/01/2020	11.584	25.536	1.247	3,32	7.407

Fonte: Elaboração Própria

Em princípio, as unidades da média tensão têm algumas diferenças em relação às unidades BT. Primeiramente, o porte das instalações é maior, permitindo um preço mais favorável. Por outro lado, para compensar a sua geração no posto tarifário Ponta, a energia gerada é proporcionalizada pela relação Ponta/Fora Ponta da tarifa de energia, de 0,72. Assim, estas unidades têm que ter uma capacidade um pouco maior para compensar o consumo na ponta.

Além disto, há a necessidade de os *prossumidores* pagarem demanda contratada. No caso da Mini GD Local, os clientes já contratam a sua demanda Fora de Ponta sobre a sua carga. Mesmo assim, se comparado com os clientes de Baixa Tensão, a redução de faturamento destes clientes será menor, afetando o *payback* das unidades.

Por fim, é evidente que unidades deste porte não irão fundamentar suas decisões de instalar Mini GD na avaliação financeira extremamente simplificada que é o *payback*. No entanto, para estimar

os parâmetros do modelo, considera-se que esta é uma variável suficientemente representativa das diferenças de custo que existem entre as unidades de diferentes portes.

### Parâmetros do modelo de Bass

Os parâmetros do modelo de Bass estimados para o Grupo A estão na Tabela 33. Os valores encontrados para os parâmetros  $P$  e  $SPB$  são pouco significativos, apesar de mostrar uma diferença em relação aos estratos da baixa tensão, com Fator de Inovação uma ordem maior. O fator  $Q$  foi estimado em 0,69.

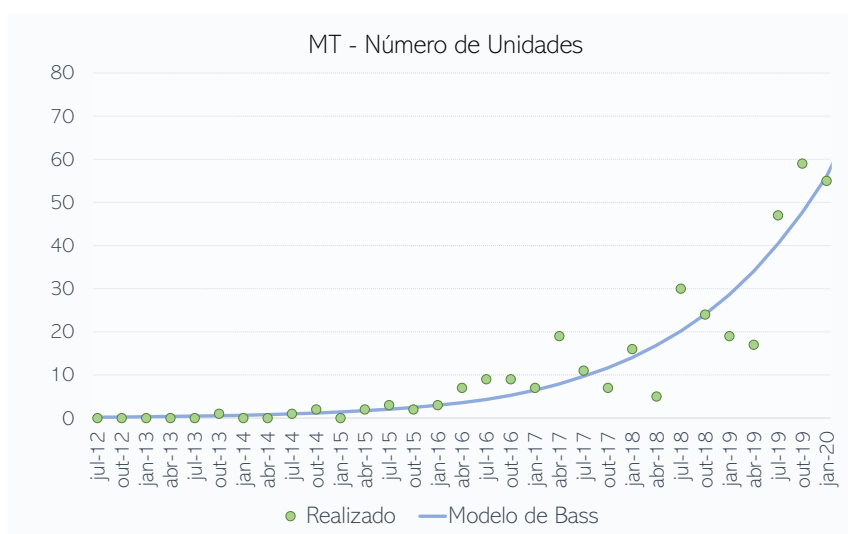
Tabela 33: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,05	0,386462	0,129379	0,897951
<b>P</b>	0,00017801	0,000489059	0,363985	0,71851
<b>Q</b>	0,698739	0,180682	3,86724	0,000573016

Fonte: Elaboração Própria

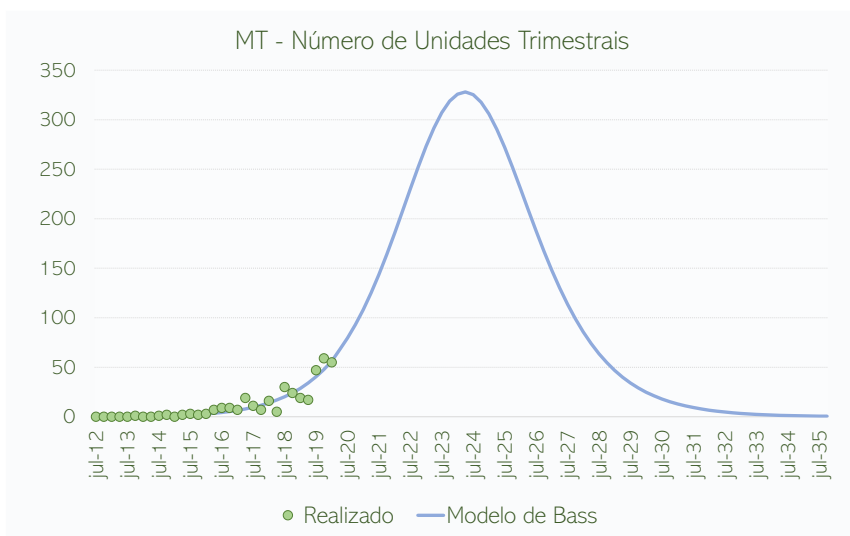
A Geração Local na Média Tensão apresenta um histórico de inserção de unidades com maior variação que os estratos da Baixa Tensão. Como se trata de um número relativamente reduzido de unidades de maior porte, o histórico de adesão apresenta valores muito dispersos, como pode ser visto na Figura 23. Por isso, não se encontrou estimativa adequada para o Modelo de Bass Generalizado. Além de não encontrar parâmetros estatisticamente significantes, o ajuste do MBG interpreta a variabilidade dos dados como alterações do modelo, sendo por isso pouco adequado para o tipo de informação que se dispõe para este grupo de clientes.

Figura 22: Ajuste do Modelo de Bass – MB para a Mini GD local no Grupo A da CEMIG D



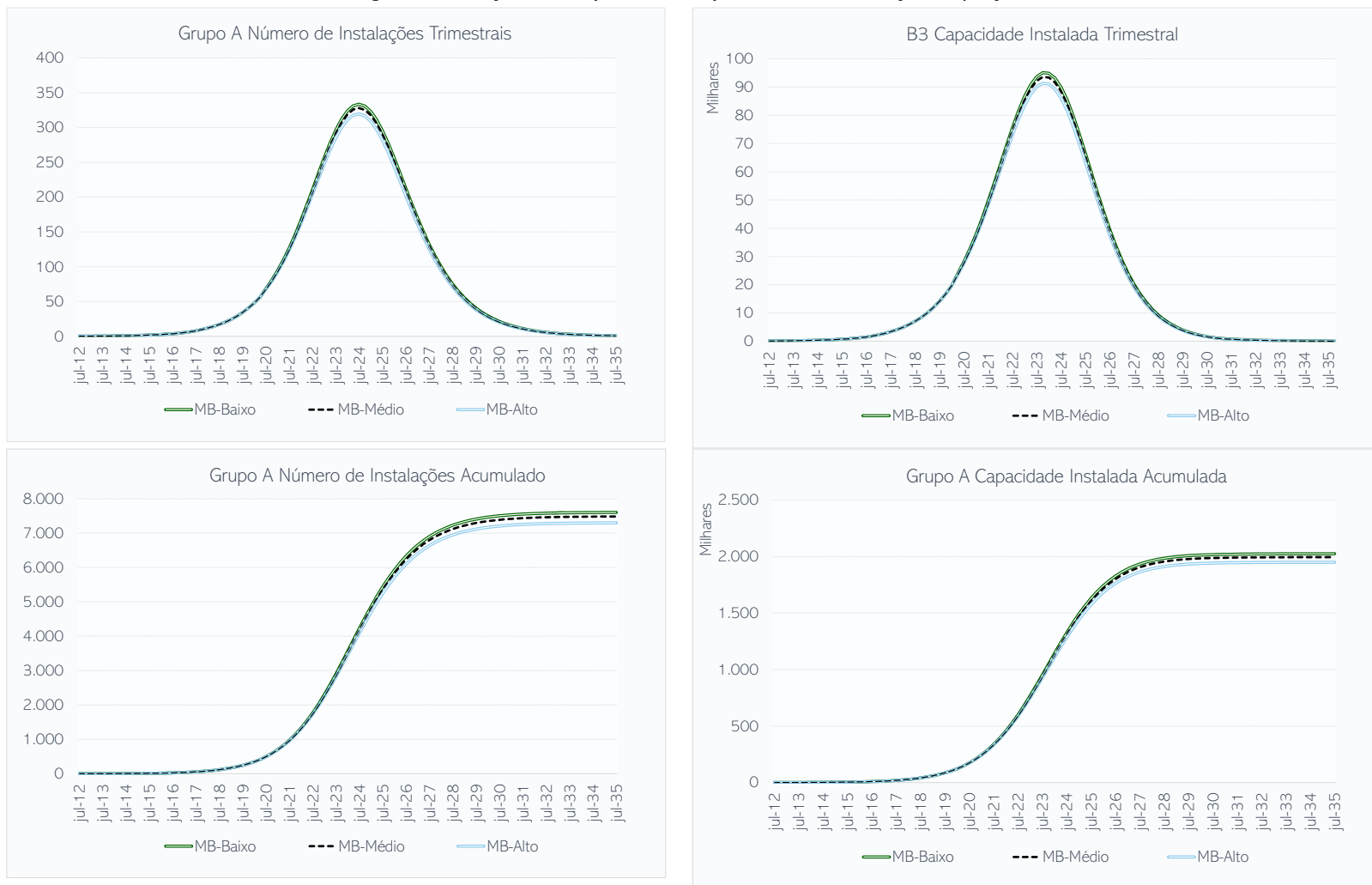
Fonte: Elaboração Própria

Figura 23: Projeção do Modelo de Bass para a Mini GD local no Grupo A da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 24: Projeção da inserção da Mini GD Local no Grupo A da CEMIG D com regras de tarifação atuais (Alternativa 0) e cenários de redução de preço da GFV



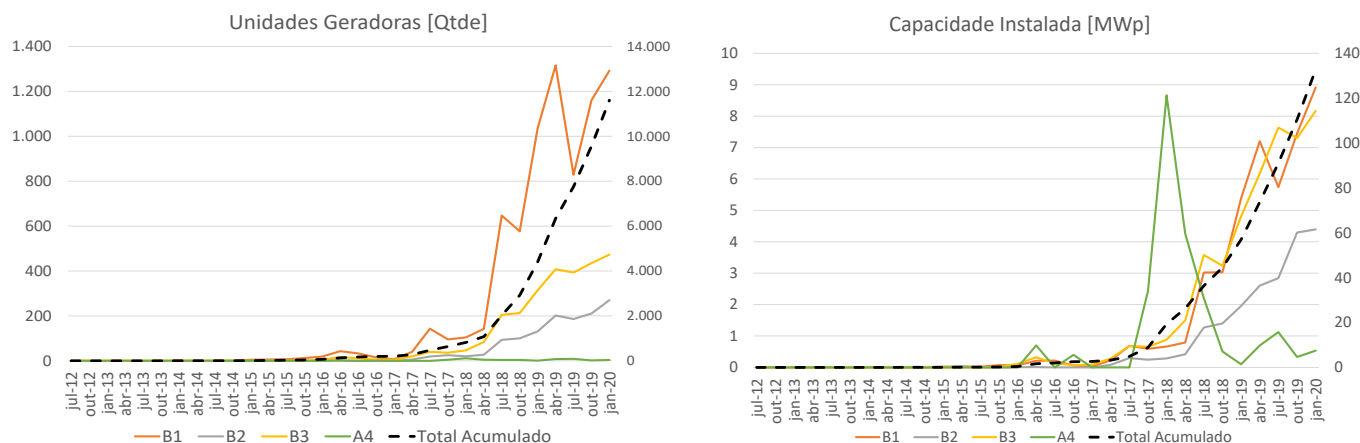
Fonte: Elaboração Própria

### 3.5. Geração Remota

A Geração Remota representa, em junho de 2020, 25% do número de unidades e 29% da capacidade instalada de MMGD na CEMIG D. A classe Residencial tem maior número de unidades de geração remota, com 64% do total, seguida do Subgrupo B3, com 24%, e do Subgrupo B2, com 12%. As unidades da média tensão somam apenas 0,6% do total, no entanto, representam 15% da capacidade instalada de MMGD Remota. O subgrupo com maior capacidade instalada é o B3, com 35%, seguido do B1 com 33% e do B2, com 17%.

É importante perceber que, embora a Geração Remota tenha sido tratada como um único bloco nas discussões sobre a regulação da MMGD, a modalidade apresenta uma diversidade de empreendimentos bastante significativa. O porte dos empreendimentos é bastante distinto entre os subgrupos, assim como o número de unidades consumidoras atendidas por cada unidade geradora no sistema de compensação. Enquanto entre as unidades da Baixa Tensão a média de unidades atendidas é de 2,56, variando de 2,4 no B1 a 2,88 no B3, as usinas da Média Tensão compensam sua energia com, em média, 97 unidades consumidoras. Sabe-se através de informações da CEMIG-D que há uma predominância de unidades da Baixa Tensão entre as que recebem créditos das usinas MMGD.

Figura 25: MMGD com Geração Remota na CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

A dinâmica de crescimento destas unidades é, também, bastante diversa, principalmente entre a média e baixa tensão. Enquanto na Baixa Tensão a evolução da instalação segue uma certa tendência de crescimento um pouco mais previsível (Figura 25), na Média Tensão, devido ao fato de os empreendimentos poderem ter porte muito diverso, há uma volatilidade bem maior na entrada trimestral de novas unidades e, principalmente, da capacidade instalada. Assim, por exemplo, observa-se que ao final de 2017 houve uma inserção de algumas poucas unidades com capacidade muito alta na Média Tensão.



Por isso, a projeção do modelo de Bass para a Geração Remota foi separada em 2 blocos: um de Microgeração Remota, em unidades de baixa tensão e outro de Minigeração Remota, em unidades de Média Tensão.

### 3.5.1. Estrato 1 – Micro Geração Remota

#### Dados de Entrada do Modelo de Bass

Para estimar o modelo de Bass para a Geração Remota foi considerado que todo o mercado não atendido por Geração Local possa ser atendido por Geração Remota. Assim, do número total de clientes da CEMIG D foi deduzido o número de clientes do mercado potencial de Consumo Local de todos os subgrupos e, considerando a proporção de empreendimentos de Geração Local existente e o número de unidades atendidas por Micro GD Remota, este mercado potencial foi alocado a cada uma dessas modalidades.

Tabela 34: Informações do Estrato 2 do Subgrupo B1 - Residencial

data inicial	tempo	Capacidade [kWp]	Unidades	Payback	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0,00	25	1	9,73	649.210
01/07/2012	0,25	0	0	9,73	655.048
01/10/2012	0,50	0	0	9,61	660.885
01/01/2013	0,75	0	0	9,49	666.723
01/04/2013	1,00	0	0	9,37	672.561
01/07/2013	1,25	0	0	9,25	678.615
01/10/2013	1,50	0	0	9,14	684.668
01/01/2014	1,75	2	1	9,02	690.722
01/04/2014	2,00	0	0	8,91	696.776
01/07/2014	2,25	3	1	8,79	702.889
01/10/2014	2,50	2	1	8,68	709.003
01/01/2015	2,75	29	6	8,56	715.117
01/04/2015	3,00	62	9	8,45	721.230
01/07/2015	3,25	24	8	8,33	725.337
01/10/2015	3,50	80	13	8,23	729.443
01/01/2016	3,75	191	26	8,13	733.550
01/04/2016	4,00	545	64	8,03	737.656
01/07/2016	4,25	347	44	7,92	741.639
01/10/2016	4,50	130	21	7,36	745.621
01/01/2017	4,75	118	12	6,80	749.604
01/04/2017	5,00	590	66	6,24	753.586
01/07/2017	5,25	1.664	202	5,67	754.574
01/10/2017	5,50	1.496	161	5,50	755.561
01/01/2018	5,75	1.834	182	5,33	756.548
01/04/2018	6,00	2.713	258	5,16	757.535
01/07/2018	6,25	7.872	949	4,99	757.359
01/10/2018	6,50	7.667	894	4,82	757.183
01/01/2019	6,75	12.150	1.483	4,65	757.007
01/04/2019	7,00	15.977	1.937	4,48	756.831
01/07/2019	7,25	16.222	1.418	4,30	758.096
01/10/2019	7,50	19.047	1.810	4,24	759.361
01/01/2020	7,75	21.567	2.051	4,17	760.626

Fonte: Elaboração Própria

Chegou-se, assim, ao mercado potencial da Tabela 34. Para o *payback* histórico considerou-se o mesmo do Estrato 2 do Subgrupo B1, já que é nesse subgrupo que há o maior número de unidades e o custo do sistema GFV é similar.

### Parâmetros do modelo de Bass

Os parâmetros estimados pelo modelo de Bass padrão estão na Tabela 35. Nesta simulação, o valor da sensibilidade ao *payback* foi limitado a 0,3. As simulações do modelo de um modo geral igualam a *SPB* à restrição inferior. No entanto, os valores encontrados têm ainda menos significância estatística. Com esta restrição, a estatística R resulta num valor maior. Optou-se, por isso, manter esta restrição.

Tabela 35: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,3	0,262927	1,141	0,263204
<b>P</b>	0,000295379	0,000597967	0,493972	0,625047
<b>Q</b>	0,669399	0,107654	6,21805	8,77E-07

Fonte: Elaboração Própria

Utilizando o Modelo de Bass Generalizado, com o parâmetro  $a$  fixado em 6,25, a estimativa de nenhum dos parâmetros é estatisticamente significativa. Devido à volatilidade das informações, o modelo retorna resultados muito diversos dependendo dos parâmetros iniciais especificados. O resultado mostrado na Tabela 36 é um destes.

Tabela 36: Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,3	0,993304	0,302022	0,764949
<b>P</b>	1,44E-05	6,18E-05	0,232874	0,817615
<b>Q</b>	0,585343	0,291337	2,00916	0,0546144
<b>b</b>	-1,74109	1,02249	-1,70279	0,100094
<b>c</b>	10	3,32461	3,00787	0,00563584

Fonte: Elaboração Própria

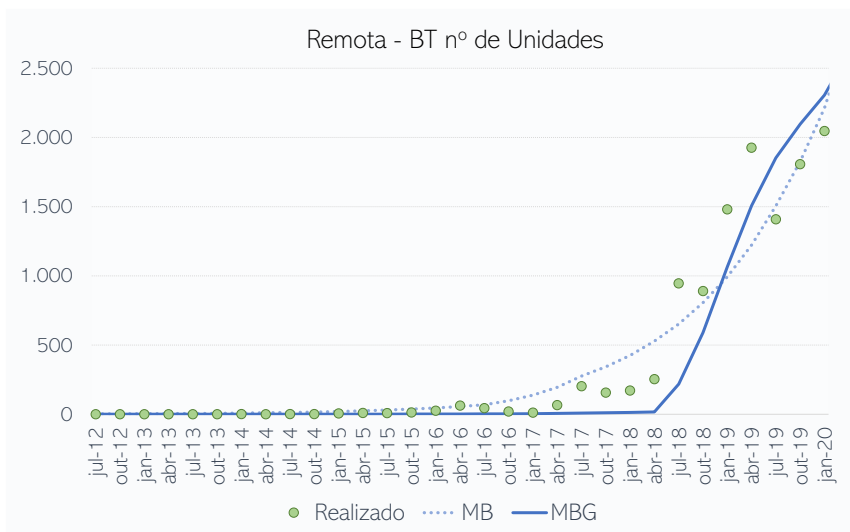
Na Figura 26 pode ser visto que as estimativas do Modelo de Bass Generalizado descrevem um comportamento pouco realista. Por isto, e pelo fato de os parâmetros estimados não terem significância estatística, optou-se por utilizar o modelo padrão, apesar de o teste de comparação entre os modelos indicar uma aproximação melhor com o MBG.

Tabela 37: Comparação dos modelos

Modelo	R <sup>2</sup>	$\Delta R^2$	F
<b>MB</b>	0,926773727		
<b>MBG</b>	0,966124	0,53737916	15,10076607

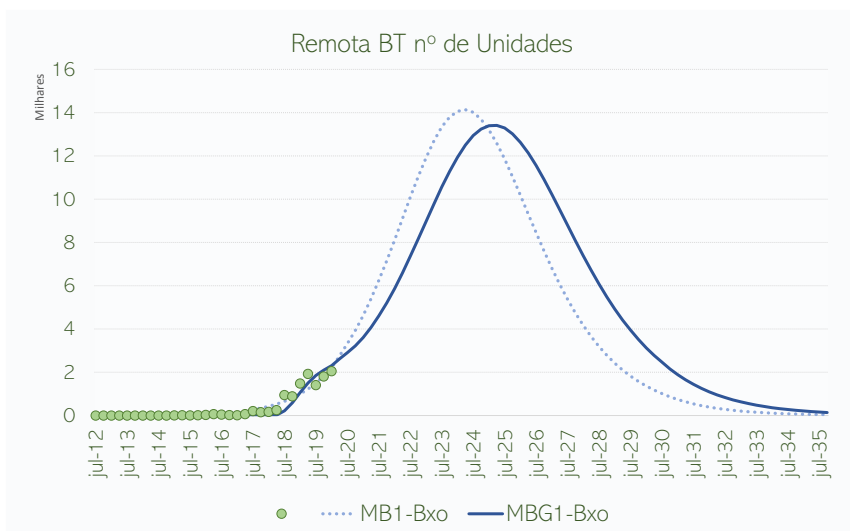
Fonte: Elaboração Própria

Figura 26: Ajuste do Modelo de Bass – MB para a Mini GD local na Baixa Tensão da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria

Figura 27: Projeção do Modelo de Bass para a Mini GD local na Baixa Tensão da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria

### 3.5.2. Estrato 2 – Mini Geração Remota

#### Dados de Entrada do Modelo de Bass

Este estrato traz as informações da Geração Remota do Grupo A. Para obtenção do mercado potencial foi feito o mesmo procedimento que no primeiro estrato, mas considerando que as unidades geradoras deste estrato fazem a compensação da energia com, em média, 97 unidades consumidoras. O *payback* histórico utilizado foi o mesmo do Estrato 2 do Subgrupo B3.

Tabela 38: Informações do Estrato 2 do Subgrupo B1 - Residencial

data inicial	tempo	Capacidade [kWp]	Unidades	<i>Payback</i>	Energia Mercado Potencial
01/04/2012	0,00	25	0	7,38	51.248
01/07/2012	0,25	0	0	7,38	51.712
01/10/2012	0,50	0	0	7,29	52.172
01/01/2013	0,75	0	0	7,20	52.633
01/04/2013	1,00	0	0	7,11	53.093
01/07/2013	1,25	0	0	7,02	53.571
01/10/2013	1,50	0	0	6,93	54.049
01/01/2014	1,75	2	0	6,85	54.527
01/04/2014	2,00	0	0	6,76	55.005
01/07/2014	2,25	3	0	6,67	55.488
01/10/2014	2,50	2	0	6,59	55.971
01/01/2015	2,75	29	0	6,50	56.453
01/04/2015	3,00	62	0	6,41	56.936
01/07/2015	3,25	24	0	6,33	57.260
01/10/2015	3,50	80	0	6,25	57.584
01/01/2016	3,75	191	0	6,17	57.908
01/04/2016	4,00	545	1	6,10	58.233
01/07/2016	4,25	347	0	6,02	58.547
01/10/2016	4,50	130	1	5,60	58.862
01/01/2017	4,75	118	0	5,17	59.176
01/04/2017	5,00	590	0	4,75	59.491
01/07/2017	5,25	1.664	0	4,32	59.569
01/10/2017	5,50	1.496	5	4,19	59.648
01/01/2018	5,75	1.834	11	4,06	59.727
01/04/2018	6,00	2.713	5	3,93	59.805
01/07/2018	6,25	7.872	4	3,80	59.792
01/10/2018	6,50	7.667	4	3,67	59.778
01/01/2019	6,75	12.150	3	3,54	59.764
01/04/2019	7,00	15.977	11	3,41	59.751
01/07/2019	7,25	16.222	10	3,28	59.851
01/10/2019	7,50	19.047	3	3,23	59.951
01/01/2020	7,75	21.567	5	3,18	60.051

Fonte: Elaboração Própria

## Parâmetros do modelo de Bass

Os parâmetros estimados para o modelo de Bass padrão estão na Tabela 39. Pelos mesmos motivos expostos no primeiro estrato de Geração Remota, o valor da sensibilidade ao *payback* foi limitado a 0,35.

Tabela 39: Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,350	1,066	0,328	7,4526E-01
<b>P</b>	2,5095E-04	2,0425E-03	0,123	9,0312E-01
<b>Q</b>	0,520	0,634	0,820	4,1921E-01

Fonte: Elaboração Própria

Utilizando o Modelo de Bass Generalizado, com o parâmetro  $a$  fixado em 6,25, a estimativa de nenhum dos parâmetros é estatisticamente significativa, assim como transcorreu no Estrato 1. Devido à volatilidade das informações, o modelo retorna resultados muito diversos dependendo dos parâmetros iniciais especificados.

Tabela 40: Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t )
<b>SPB</b>	0,350	1,801	0,194	8,4751E-01
<b>P</b>	5,3914E-06	8,0659E-05	0,067	9,4724E-01
<b>Q</b>	1,266	1,349	0,938	3,5720E-01
<b>b</b>	-0,367	0,386	-0,950	3,5126E-01
<b>c</b>	-0,733	0,139	-5,280	1,8105E-05

Fonte: Elaboração Própria

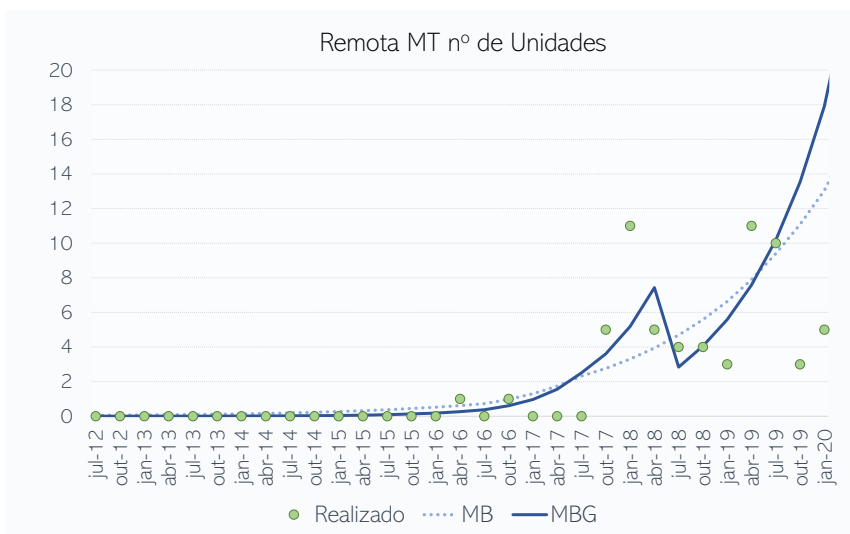
Da mesma forma que se sucedeu no Estrato 1, a utilização do MBG não melhora a aproximação da curva de inserção de uma maneira verossímil. A estimativa dos parâmetros também não teve significância estatística e, por isso, optou-se por utilizar o modelo padrão, apesar de o teste de comparação entre os modelos indicar uma aproximação melhor com o MBG.

Tabela 41: Comparação dos modelos

Modelo	R <sup>2</sup>	$\Delta R^2$	F
<b>MB</b>	0,694		
<b>MBG</b>	0,788	0,307	5,320

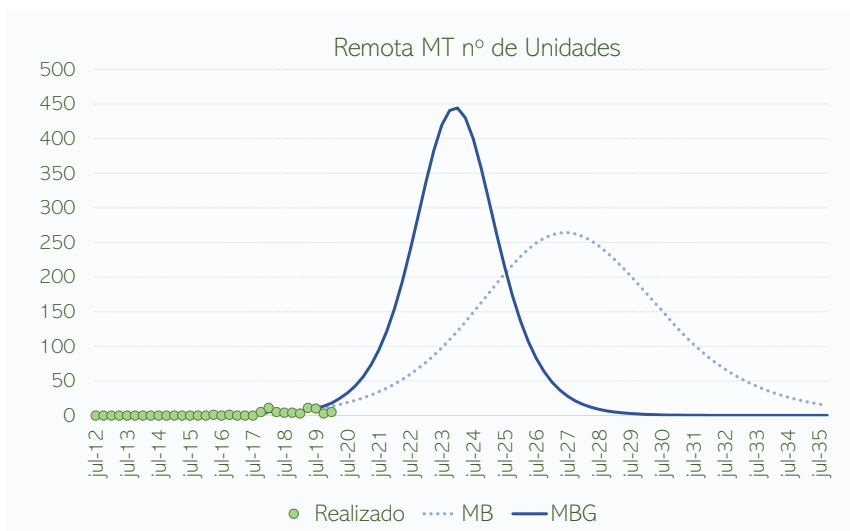
Fonte: Elaboração Própria

Figura 28: Ajuste do Modelo de Bass – MB e Modelo de Bass Generalizado - MBG para a Mini GD Remota no Grupo A da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria

Figura 29: Projeção do Modelo de Bass e Modelo de Bass Generalizado – MBG para a Mini GD Remota no Grupo A da CEMIG D com regras atuais do sistema de compensação.



Fonte: Elaboração Própria

### 3.5.3. Geração Remota Total

O resultado somado dos dois estratos de Geração Remota é mostrado na Figura 30. O pico de inserção projetado dos dois estratos coincide e está previsto para acontecer no início de 2024. Como consequência disto, a curva de inserção tem formato similar à curva de Bass padrão. Nesta projeção, o processo de inserção termina ao final da década com cerca de 300 mil unidades de Geração Remota no cenário médio de evolução dos preços de GFV e com aproximadamente 5 GW de capacidade instalada.

Figura 30: Projeção da inserção da MMGD Remota na CEMIG D com regras de tarifação atuais e cenários de redução de preço da GFV



Fonte: Elaboração Própria

## 4. RESULTADOS TOTAIS

---

### 4.1. Resultados com Tarifação Vigente

---

Este primeiro resultado mostra a projeção sem alteração nas regras vigentes da MMGD, consiste na soma simples dos resultados das projeções parciais dos estratos mostrados anteriormente. Nos gráficos e tabelas a seguir foram utilizadas as informações do cenário médio de evolução de preços da GFV.

A Figura 31 mostra a projeção da MMGD Local. No primeiro gráfico à esquerda está a inserção trimestral de novas unidades MMGD por subgrupo e por estrato de capacidade instalada de geração. O gráfico mostra a “sela” sobre a qual se referiu na seção 2.4, com uma inserção inicial maior de unidades nos estratos de maior capacidade dos Subgrupos B1, B2 e B3, atingindo um ritmo maior de instalações nos dois últimos trimestres de 2021. Em seguida há uma ligeira retração do número de unidades novas, e um aumento de instalação de unidades menores a partir de 2023, que culmina em 2028 com uma quantidade de instalações por trimestre muito alta, próximo das 70 mil unidades.

Em termos de capacidade instalada, no entanto, a trajetória de instalações atinge seu pico já em 2022, puxado pelas instalações de maior capacidade da baixa tensão, principalmente no B3, e das unidades geradoras de média tensão.

O processo de inserção chega ao final na década seguinte e, no fim do horizonte de projeção já se encontra praticamente concluído, com um número de instalações MMGD Local de aproximadamente 1,9 milhões e com capacidade instalada total de 5,6 GW.

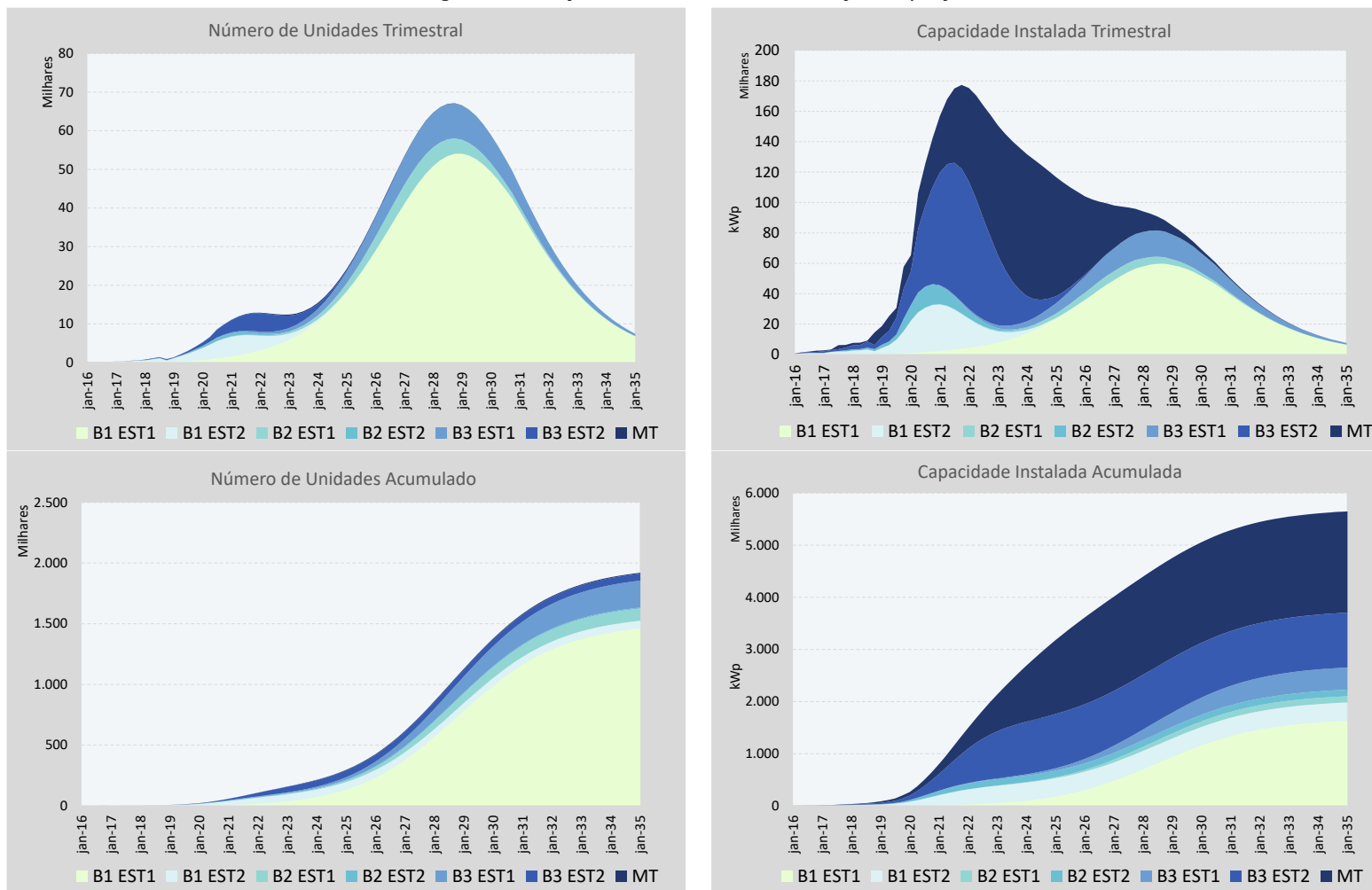
A Figura 32, mostra a soma da Geração Local com a Remota. Nesse caso, o número de unidades é puxado pelos clientes de baixa tensão, tanto Local quanto Remota. Como a Geração Remota na baixa tensão tem previsão de chegar ao seu ápice um pouco mais tarde que o primeiro pico de instalações de Micro GD Local, o total de unidades novas é sempre crescente até chegar ao máximo em 2028.

A combinação das diversas categorias resulta em um crescimento bastante acelerado do total de capacidade nova até o final de 2021, quando o ritmo de crescimento reduz até chegar ao máximo de capacidade adicional instalada em 2024. A partir daí o acréscimo de capacidade instalada começa a cair gradualmente.

O processo de difusão chega a 2035 com cerca de 2,2 milhões de unidades de MMGD e impressionantes 10,8 GW de capacidade instalada. De toda esta capacidade, cerca de um terço (3,7 GW) é de Geração Local na baixa tensão, um quarto (2,7) é de Geração Remota na BT, 22% (2,4 GW) são de Geração Remota na média tensão e 18% (1,9 GW) de Geração Local na MT.

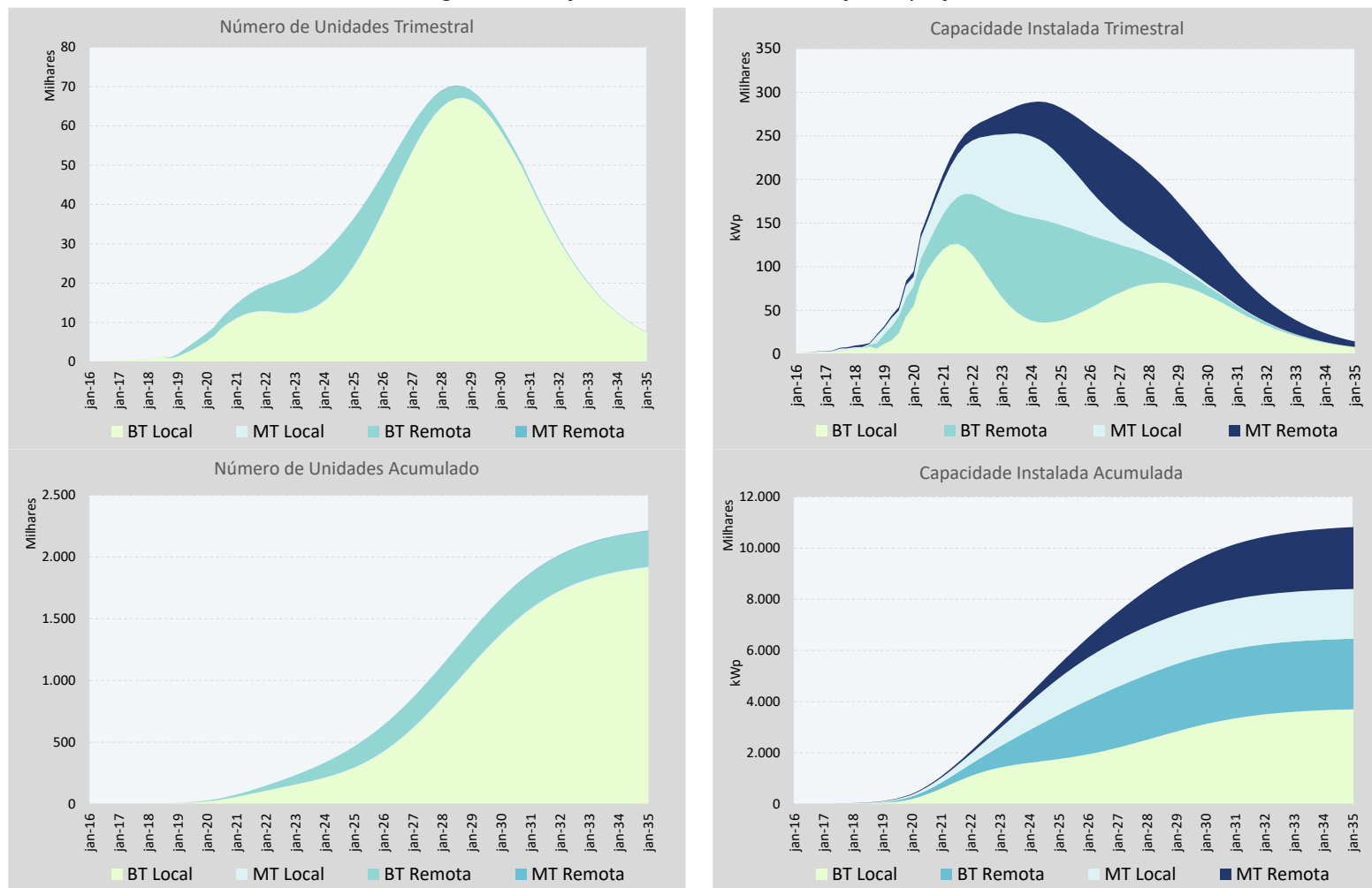


Figura 31: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD Local na CEMIG D com regras de tarifação atuais e cenários de redução de preço da GFV



Fonte: Elaboração Própria

Figura 32: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD na CEMIG D com regras de tarifação atuais e cenários de redução de preço da GFV



Fonte: Elaboração Própria

Esta inserção final projetada é bastante alta, visto que a demanda máxima da carga própria da CEMIG D atualmente é de próximo de 8 GW. Considerando um crescimento de 3% ao ano, em 15 anos a carga total da CEMIG D seria de 12,5 GW, sendo a carga máxima diurna aproximadamente 90% da carga máxima, ou seja, 11,3 GW.

A rigor 10,6 GW de capacidade instalada de MMGD não significa igual montante de potência injetada simultaneamente na rede de distribuição, com esse efeito na rede de alta tensão, pois esta energia não é firme. Todavia, com certeza, segundo esta projeção, a CEMIG D, estaria com uma "Curva do Pato" muito saliente, com uma carga diurna muito baixa e com grandes rampas no início e final do dia. Uma análise mais detalhada deste ponto está no Anexo III - Impacto da Inserção da Microgeração nas curvas de carga dos clientes e na Rede da Cemig D.

#### 4.1.1. Número de clientes

A inserção de MMGD é especialmente acelerada até o final de 2021, e a Tabela 42 mostra que ao final desse ano haverá 129 mil unidades instaladas na CEMIG D, 6 vezes mais que o total instalado antes de 2020. A partir de 2024 começa outro forte crescimento do número de consumidores, principalmente de Geração Local na baixa tensão, que culmina em 2028.

Tabela 42: Inserção de unidades MMGD na CEMIG D com regras de tarifação vigente

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2013	6	0	3	6	14	1	0	1	15
2014	28	0	9	13	51	3	0	3	53
2015	130	1	26	24	181	6	0	6	187
2016	594	3	77	42	715	13	1	15	730
2017	1.888	25	257	70	2.240	36	7	43	2.283
2018	4.978	237	950	115	6.280	295	26	321	6.601
2019	13.099	929	2.686	216	16.930	5.311	53	5.365	22.295
2020	33.145	3.641	9.943	451	47.179	15.222	116	15.339	62.518
2021	60.918	6.814	26.911	921	95.564	33.594	218	33.812	129.377
2022	88.680	9.045	46.691	1.708	146.125	64.503	397	64.899	211.024
2023	122.996	11.812	60.966	2.832	198.607	107.944	693	108.637	307.244
2024	177.365	17.255	73.006	4.130	271.757	157.117	1.153	158.270	430.027
2025	265.809	27.755	88.922	5.316	387.802	201.774	1.804	203.578	591.380
2026	399.623	44.439	112.594	6.195	562.851	235.420	2.627	238.047	800.898
2027	579.924	64.471	144.461	6.754	795.610	257.581	3.539	261.120	1.056.730
2028	790.619	82.285	180.476	7.076	1.060.457	270.981	4.423	275.403	1.335.860
2029	1.002.123	94.642	213.997	7.252	1.318.014	278.684	5.179	283.863	1.601.877
2030	1.186.248	101.908	240.175	7.345	1.535.676	282.988	5.764	288.752	1.824.428
2031	1.325.048	105.655	257.807	7.393	1.695.903	285.306	6.176	291.482	1.987.385
2032	1.419.492	107.450	268.566	7.418	1.802.926	286.527	6.448	292.975	2.095.901
2033	1.480.229	108.291	274.788	7.431	1.870.740	287.167	6.622	293.790	2.164.529
2034	1.517.915	108.682	278.278	7.438	1.912.312	287.503	6.731	294.234	2.206.546
2035	1.540.792	108.862	280.203	7.441	1.937.298	287.678	6.798	294.477	2.231.775

Fonte: Elaboração Própria

As mesmas informações são mostradas na Tabela 43, mas com o percentual de inserção de unidades em relação ao mercado total do grupo/subgrupo. No caso da Geração Remota, considerou-se que cada unidade da baixa tensão atende, em média, 2,56 unidades e calculou-se o percentual sobre o número de clientes total da baixa tensão. Considerou-se, ainda, que as unidades Remotas de média tensão atendem, em média, 97 unidades.

Assim, ao final da inserção da MMGD, o Subgrupo B1 teria 15,5% das unidades atendidas com Geração Local, o Subgrupo B2 teria 12,2% e o B3, 28,1%. A maior inserção relativa se daria no Grupo A, com 33% das unidades com Geração Local. Considerando Geração Local e Remota, 22,6% das unidades de baixa tensão seriam atendidas por alguma Micro GD e considerando também a Mini GD, este percentual iria para 28,2%.

É importante notar que, apesar de se projetar um crescimento fortíssimo em termos de capacidade instalada até o final de 2021, em termos de número de clientes adotantes, o percentual de inserção ainda será relativamente baixo, de 2,3%.

Tabela 43: Projeção do percentual de adoção de unidades de MMGD na CEMIG D com tarifação vigente

Ano	Geração Local				Local Total	Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A		Total BT	Total BT+MT
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,0%	0,1%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,1%	0,3%	1,5%	0,2%	0,4%	0,4%
2020	0,5%	0,5%	1,1%	3,0%	0,5%	1,0%	1,1%
2021	0,8%	0,9%	3,1%	6,0%	1,1%	2,1%	2,3%
2022	1,2%	1,2%	5,3%	10,7%	1,6%	3,4%	3,9%
2023	1,6%	1,6%	6,8%	17,3%	2,2%	5,1%	5,9%
2024	2,3%	2,3%	8,1%	24,6%	2,9%	7,1%	8,4%
2025	3,4%	3,6%	9,7%	30,8%	4,0%	9,4%	11,3%
2026	5,0%	5,7%	12,2%	34,9%	5,8%	11,9%	14,5%
2027	7,0%	8,1%	15,6%	37,0%	8,0%	14,5%	18,0%
2028	9,4%	10,2%	19,3%	37,7%	10,4%	17,1%	21,4%
2029	11,6%	11,6%	22,6%	37,6%	12,6%	19,4%	24,3%
2030	13,4%	12,3%	25,2%	37,0%	14,4%	21,2%	26,5%
2031	14,6%	12,6%	26,8%	36,3%	15,6%	22,3%	27,8%
2032	15,3%	12,6%	27,7%	35,4%	16,2%	22,8%	28,5%
2033	15,6%	12,5%	28,1%	34,5%	16,5%	22,9%	28,6%
2034	15,6%	12,4%	28,2%	33,6%	16,5%	22,8%	28,5%
2035	15,5%	12,2%	28,1%	32,7%	16,4%	22,6%	28,2%

Fonte: Elaboração Própria

#### 4.1.1. Capacidade Instalada

Como se viu anteriormente (Figura 32), a projeção prevê que a inserção em termos de capacidade instalada será muito acelerada até o final de 2021, e o ritmo alcançado nesse ano, de cerca de 1 GW de adição na capacidade, será mantido até 2026. O aumento inicial é puxado pelas unidades de Geração Local de maior porte e seguido pelas unidades Remotas num segundo momento.

Tabela 44: Projeção capacidade instalada – MWp de MMGD na CEMIG D com tarifação vigente [MWp]

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	AT +BT	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2016	4	0	2	2	8	0	1	1	9
2017	10	2	8	8	27	0	4	4	31
2018	21	5	20	20	66	9	11	20	86
2019	57	21	63	57	199	77	24	101	300
2020	171	70	246	151	638	191	49	240	878
2021	292	108	580	335	1.315	394	91	485	1.800
2022	371	124	868	620	1.982	721	164	885	2.867
2023	431	131	1.012	980	2.554	1.158	283	1.440	3.995
2024	506	140	1.076	1.338	3.060	1.625	464	2.088	5.148
2025	619	154	1.121	1.612	3.506	2.028	713	2.741	6.248
2026	783	176	1.173	1.781	3.913	2.320	1.019	3.339	7.252
2027	995	199	1.238	1.869	4.300	2.508	1.346	3.854	8.155
2028	1.231	218	1.307	1.910	4.667	2.620	1.653	4.273	8.940
2029	1.459	231	1.367	1.928	4.985	2.684	1.909	4.592	9.578
2030	1.649	238	1.413	1.936	5.236	2.719	2.102	4.821	10.056
2031	1.788	242	1.443	1.939	5.411	2.738	2.235	4.973	10.384
2032	1.881	243	1.461	1.940	5.525	2.748	2.322	5.070	10.595
2033	1.940	244	1.471	1.941	5.596	2.753	2.378	5.131	10.727
2034	1.976	244	1.477	1.942	5.639	2.756	2.412	5.168	10.807
2035	1.998	245	1.480	1.942	5.665	2.757	2.434	5.191	10.855

Fonte: Elaboração Própria

Em termos de energia, se chegará já ao final de 2020 com 6,5% do consumo da média e baixa tensão (1,54 TWh anuais) da CEMIG D sendo suprido por GFV, sendo 4,7% de Geração Local e o restante, 1,8%, de Geração Remota. Nos anos entre 2021 e 2025 esse percentual será acrescido de aproximadamente 7% ao ano e, a partir de 2026, os acréscimos passam a diminuir, resultando em um atendimento final por GFV de 59% do mercado de média e baixa tensão em 2035. Tabela 45: Percentual da energia atendida por MMGD na CEMIG D com tarifação vigente

Ano	Geração Local					Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	BT	AT+BT
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,4%	0,4%	0,7%	0,7%	0,5%	0,6%	0,7%
2019	1,0%	1,5%	2,2%	1,9%	1,5%	2,1%	2,3%
2020	2,8%	5,0%	8,4%	4,9%	4,7%	6,5%	6,5%
2021	4,7%	7,6%	19,6%	10,5%	9,5%	12,9%	13,0%
2022	5,8%	8,5%	29,2%	18,8%	14,0%	19,3%	20,3%
2023	6,6%	8,9%	33,7%	28,9%	17,7%	24,8%	27,7%
2024	7,6%	9,4%	35,5%	38,4%	20,8%	29,8%	35,0%
2025	9,0%	10,2%	36,7%	45,0%	23,4%	34,4%	41,7%
2026	11,2%	11,5%	38,0%	48,4%	25,6%	38,3%	47,4%
2027	13,9%	12,8%	39,8%	49,4%	27,5%	41,7%	52,2%
2028	16,8%	13,8%	41,6%	49,1%	29,3%	44,6%	56,0%
2029	19,4%	14,4%	43,2%	48,2%	30,6%	46,7%	58,8%
2030	21,4%	14,6%	44,2%	47,1%	31,5%	48,1%	60,5%
2031	22,7%	14,7%	44,8%	45,9%	31,9%	48,7%	61,2%
2032	23,3%	14,5%	44,9%	44,7%	31,9%	48,8%	61,2%
2033	23,5%	14,4%	44,8%	43,5%	31,6%	48,5%	60,7%
2034	23,4%	14,2%	44,6%	42,3%	31,2%	47,9%	59,8%
2035	23,1%	14,0%	44,3%	41,2%	30,7%	47,2%	58,9%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 46: Energia Gerada – GWh por unidades MMGD na CEMIG D com tarifação vigente [GWh]

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	0	0	1	3	0	0	0	3
2016	6	1	4	4	15	0	1	1	16
2017	18	3	13	13	48	1	7	8	55
2018	38	10	35	35	117	16	19	35	152
2019	101	37	111	101	350	136	42	178	529
2020	301	124	433	267	1.126	337	86	423	1.549
2021	515	191	1.022	591	2.320	694	160	855	3.175
2022	654	218	1.531	1.093	3.496	1.271	289	1.560	5.056
2023	760	231	1.785	1.729	4.505	2.042	499	2.540	7.045
2024	893	246	1.898	2.359	5.396	2.866	817	3.683	9.079
2025	1.092	272	1.977	2.843	6.184	3.577	1.258	4.835	11.019
2026	1.381	310	2.069	3.141	6.900	4.093	1.796	5.889	12.789
2027	1.754	351	2.183	3.296	7.585	4.423	2.374	6.798	14.382
2028	2.172	385	2.304	3.369	8.230	4.621	2.915	7.536	15.766
2029	2.573	407	2.412	3.401	8.792	4.733	3.366	8.099	16.892
2030	2.908	420	2.492	3.414	9.234	4.795	3.707	8.502	17.736
2031	3.153	426	2.544	3.419	9.543	4.828	3.942	8.770	18.313
2032	3.317	429	2.576	3.422	9.744	4.846	4.096	8.942	18.686
2033	3.421	430	2.594	3.424	9.869	4.855	4.193	9.049	18.918
2034	3.485	431	2.604	3.424	9.945	4.860	4.254	9.114	19.059
2035	3.524	431	2.610	3.425	9.990	4.862	4.292	9.154	19.145

Fonte: Elaboração Própria

O montante final de energia gerada para atendimento de mercado de média e baixa tensão por MMGD fotovoltaica projetado é de 19 TWh em 2035, volume próximo do mercado total da baixa tensão na CEMIG em 2019. Em 2020 o acréscimo de energia gerada pela MMGD será de cerca de 1 TWh. As adições nos anos seguintes, até 2026, são cerca de 1,7 TWh anuais, como mostra a Fonte: Elaboração Própria

Tabela 46.

#### 4.2. Resultados com Alternativas Tarifárias

A seguir serão apresentados os resultados da projeção da inserção com aplicação de algumas alternativas tarifárias discutidas no relatório principal, e cujo cálculo está detalhado no Anexo II - Atratividade da Microgeração em cada Modalidade Tarifária e respectivas Perdas de Receita da CEMIG D.

Por serem os resultados mais discutidos nas audiências públicas e em outros fóruns do setor de distribuição, serão olhadas com mais detalhe as possibilidades de tarifação mais importantes. Os gráficos e tabelas com as simulações das várias modalidades encontram-se ao final deste Anexo I.

Nas simulações mostradas há uma alteração em relação à aplicação proposta pela ANEEL, que consiste em não exigir dos clientes o pagamento do consumo mínimo, mas cobrar uma parcela fixa para cobrir os custos que variam somente com o número de consumidores (leitura faturamento, cobrança etc.). Uma discussão mais elaborada a respeito desta alteração está no relatório principal.

A tarifação pelo consumo mínimo tem dois problemas em relação ao faturamento de clientes MMGD. Primeiramente, não cobra destes clientes de acordo com o seu custo, já que fatura o mesmo de todos os clientes, independente do seu consumo compensado, sendo que os clientes que têm maior consumo, principalmente no horário de Ponta, custam mais (Antunes, et al., 2020).

O segundo problema é relacionado ao sistema de compensação. Como o cliente não compensa a parcela de energia referente ao consumo mínimo com créditos, não é economicamente interessante para o cliente instalar uma geração que atenda toda a sua carga, mas somente a parte que não é atendida pelo consumo mínimo. Isto faz as unidades menores terem uma atratividade ainda menor, porque, além do custo dos sistemas em R\$/kWp ser maior para unidades menores, a proporção que o consumo mínimo representa no consumo total dos clientes menores é muito mais relevante. No sistema proposto neste P&D, o cliente pode compensar toda a energia que ele gera sobre todo o seu consumo, o que permite que o cliente construa uma usina um pouco maior, com menor custo em R\$/kWp e evite ter que comprar energia através da cota de consumo mínimo.

As modalidades apresentadas neste documento são as seguintes:

- 1) Alternativa 1 da CP 25/2019 da ANEEL, que consiste em aplicação (ou não compensação) da componente TUSD Fio B atual (R\$/MWh) sobre a energia compensada dos consumidores. Além da modalidade Convencional, foi também avaliada essa alternativa com a modalidade proposta neste projeto impacta na inserção da MMGD.
- 2) Alternativa 5 da CP 25/2019 da ANEEL, que consiste na aplicação de todas as componentes da TUSD e os encargos da TE. Da mesma forma que para a Alternativa 1, além da modalidade Convencional e foi avaliada a modalidade proposta deste projeto;
- 3) Alternativa proposta por este projeto, denominada aqui de Alternativa 6 que consiste na cobrança da TUSD Fio A, TUSD Fio B, Encargos da TUSD exceto PROINFA e mais as Perdas Não Técnicas. Esta alternativa será apresentada na modalidade Convencional e na proposta deste projeto, com cobrança pela potência injetada na rede pela microgeração.

Ao final deste relatório estão as tabelas com a comparação das projeções de número de consumidores e capacidade instalada com as diversas modalidades tarifárias discutidas no Anexo II- Atratividade da Microgeração em cada Modalidade Tarifária e respectivas Perdas de Receita da CEMIG D. Além disto, na planilha que acompanha este relatório podem ser simuladas todas estas alternativas, obtendo-se, inclusive os dados trimestrais desta projeção.

#### 4.2.1. Alternativa 1

A primeira alternativa apresentada consiste na cobrança da componente de TUSD Fio B, que nas consultas públicas da ANEEL foi apresentada como Alternativa 1. Para facilitar entendimento será adotado aqui o mesmo nome. Nesta modalidade de tarifação o cliente Micro GD é isento do pagamento de todas as componentes tarifárias, com exceção da TUSD Fio B.

Como colocado, nas simulações aqui apresentados não foi aplicado o faturamento de um consumo mínimo, mas ao invés disto, cobrou-se uma taxa fixa por consumidor que engloba os custos da

Parcela B que variam unicamente com o número de consumidores, ou seja, os custos comerciais de medição, leitura, faturamento, etc.

Dessa forma, mesmo pagando a TUSD Fio B – Alternativa 1, a Micro GD fica mais atrativa para os pequenos clientes do que com a tarifação vigente. Isto acontece porque o total de TUSD Fio B faturado dos clientes menores, mesmo com incidência de impostos, aliado ao fato de o cliente poder compensar todo o seu consumo, resulta em uma fatura total menor.

As unidades grandes, por outro lado, têm atratividade reduzida na Alternativa 1, já que a TUSD Fio B incide sobre todo o consumo compensado. Isto aconteceria, mesmo se se mantivesse o pagamento do consumo mínimo.

Todavia, a alteração proposta tem como resultado uma inserção mais abrangente, com um número maior de unidades menores.

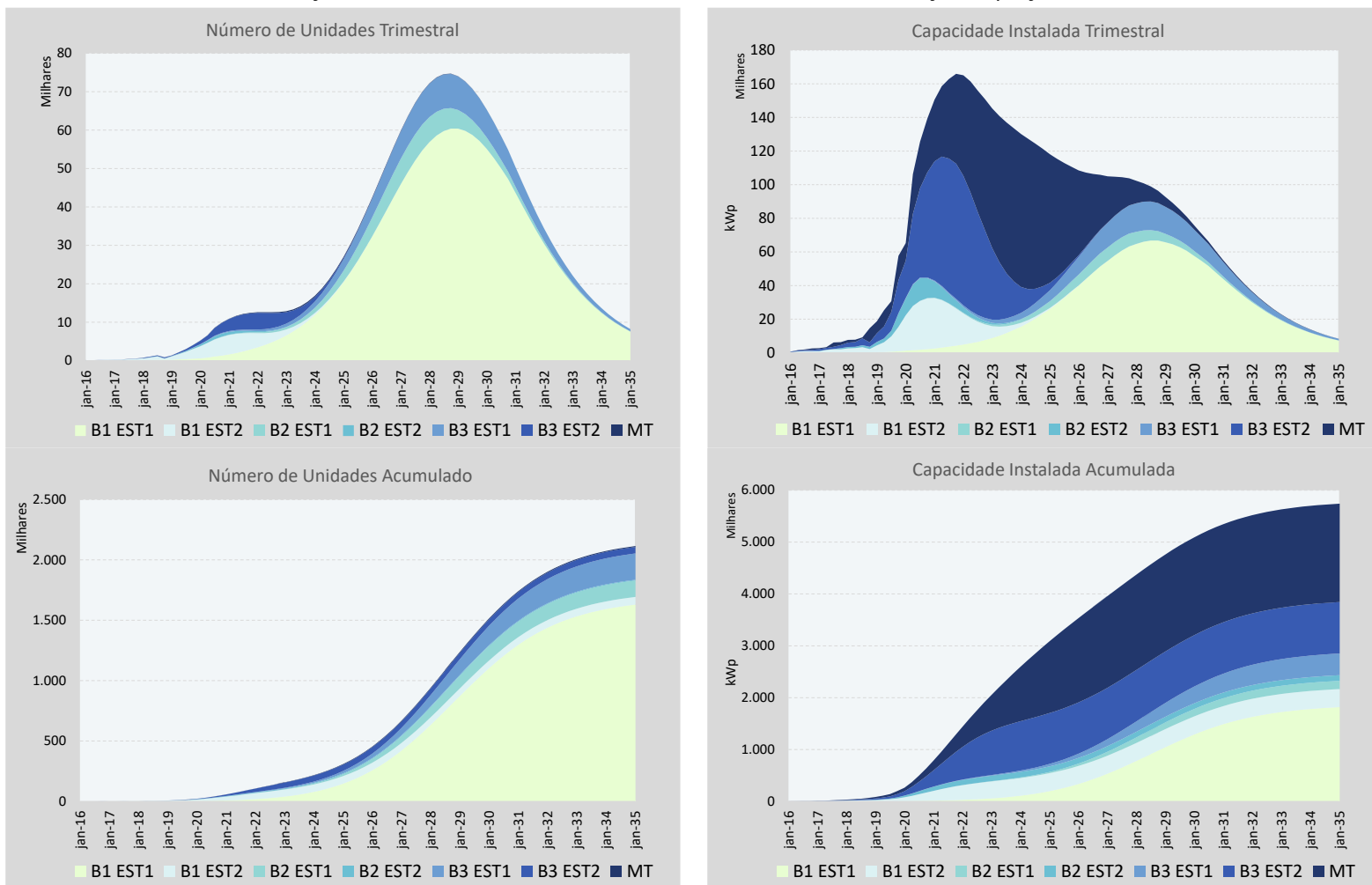
Nessa modalidade – pagamento de Preço Fixo para cobertura de custos comerciais e de TUSD Fio B sobre toda a energia compensada, podendo gerar toda energia consumida, viabiliza-se mais unidades residenciais, rurais e, principalmente unidades do B3 de pequeno porte. Isto acontece, principalmente, porque há muitas unidades do Subgrupo B3 com consumo baixo que são trifásicas. Quando esses clientes são obrigados a pagar o consumo mínimo, a GD fica pouco atrativa para esses consumidores.

As grandes unidades rurais, por outro lado, que se viabilizam com o pagamento apenas do consumo mínimo, têm menos atratividade nesta Alternativa, na qual pagam pelo uso da rede de acordo com a sua energia compensada. Como os clientes rurais têm uma tarifa subsidiada, menor que das demais classes, a GFV não fica tão vantajosa para estes clientes. Com a extinção deste subsídio, a atratividade irá melhorar também para estes clientes. Este efeito, no entanto, não foi considerado neste trabalho.

A capacidade instalada projetada final, em 2035, é similar àquela obtida com a projeção com a tarifação vigente. Este fato é muito importante para mostrar que não se irá de forma alguma inviabilizar a inserção da microgeração com o pagamento da TUSD Fio B.

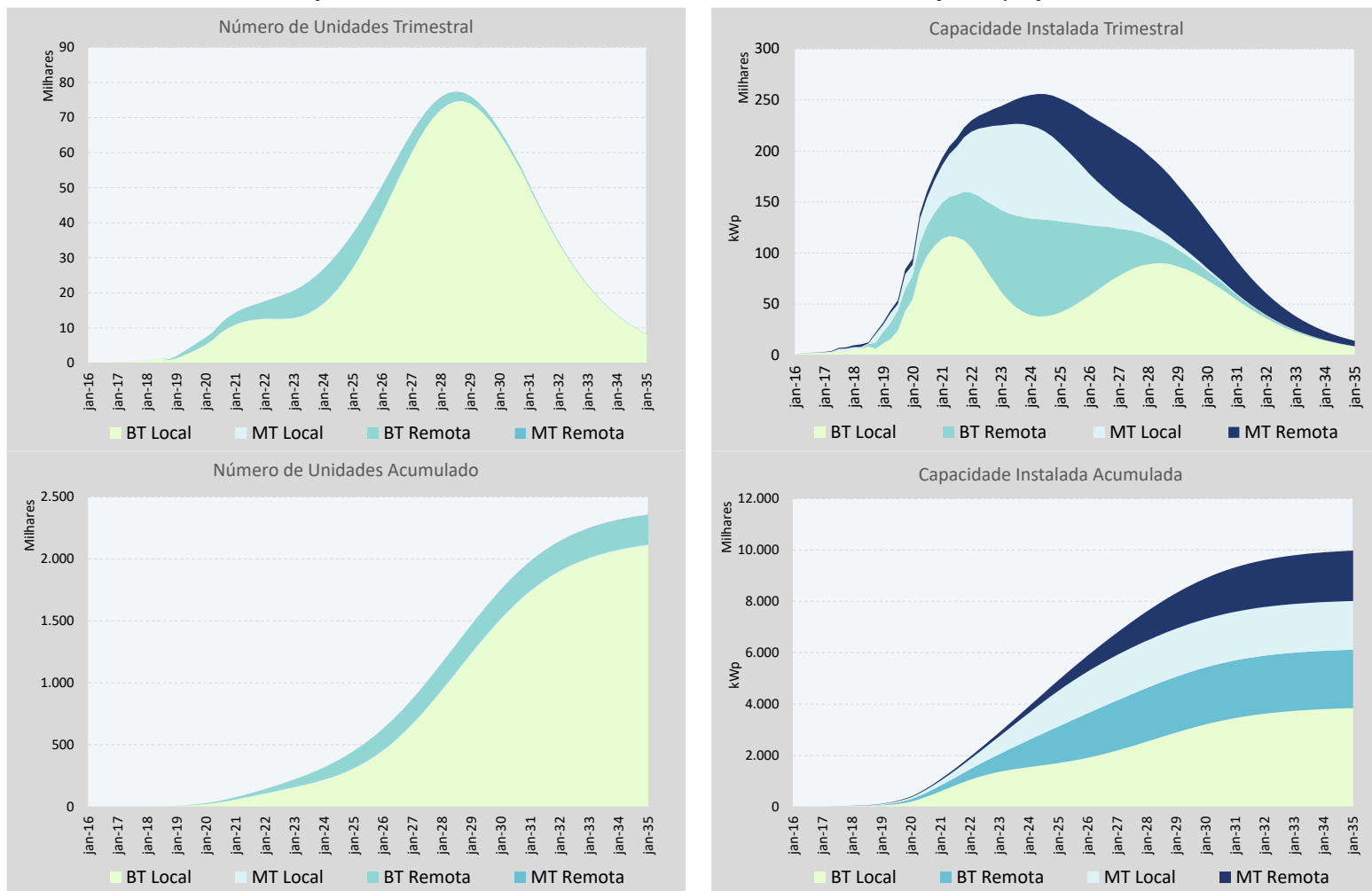


Figura 33: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD Local na CEMIG D com tarifação da Alternativa 1 – TUSD Fio B Convencional e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria

Figura 34: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD na CEMIG D com tarifação da Alternativa 1 – TUSD Fio B Convencional e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria

## Número de clientes

Com esta alternativa tarifária, a inserção do número de consumidores é um pouco maior que na tarifação vigente, resultando em quase 2,4 milhões de adesões em 2035. Esse aumento é puxado por uma maior adesão de clientes residenciais com Geração Local.

O número de clientes com Geração Remota será um pouco inferior, já que estes pagam TUSD Fio B sobre todo o consumo compensado, que é proporcionalmente maior nesses clientes.

Por conta disso, o total de unidades com microgeração previstas no sistema de tarifação atual e na Alternativa 1, com pagamento de Preço Fixo, é bastante similar.

Tabela 47: Inserção de unidades MMGD na CEMIG D com a Alternativa 1

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2013	6	0	3	6	14	1	0	1	15
2014	28	0	9	13	51	3	0	3	53
2015	130	1	26	24	181	6	0	6	187
2016	594	3	77	42	715	13	1	15	730
2017	1.888	25	257	70	2.240	36	7	43	2.283
2018	4.978	237	950	115	6.280	295	26	321	6.601
2019	13.099	929	2.686	216	16.930	5.311	53	5.365	22.295
2020	33.145	3.641	9.943	451	47.179	15.222	116	15.339	62.518
2021	61.131	6.323	25.993	911	94.359	30.640	199	30.840	125.198
2022	90.352	8.509	44.287	1.676	144.822	54.679	331	55.011	199.833
2023	128.038	12.029	57.681	2.769	200.517	89.089	556	89.645	290.162
2024	188.625	19.369	69.225	4.034	281.253	128.657	910	129.568	410.821
2025	287.464	33.592	84.694	5.192	410.942	165.095	1.421	166.516	577.458
2026	437.103	56.109	107.828	6.052	607.092	192.893	2.076	194.970	802.061
2027	638.783	83.013	139.079	6.599	867.474	211.411	2.813	214.224	1.081.698
2028	874.371	106.831	174.500	6.915	1.162.617	222.724	3.534	226.259	1.388.875
2029	1.110.539	123.286	207.554	7.087	1.448.466	229.290	4.159	233.450	1.681.916
2030	1.315.799	132.925	233.432	7.179	1.689.335	232.991	4.647	237.639	1.926.974
2031	1.470.434	137.890	250.878	7.226	1.866.428	234.992	4.993	239.985	2.106.413
2032	1.575.653	140.268	261.524	7.251	1.984.695	236.046	5.221	241.266	2.225.962
2033	1.643.320	141.382	267.681	7.263	2.059.646	236.598	5.367	241.965	2.301.611
2034	1.685.305	141.899	271.134	7.270	2.105.608	236.888	5.458	242.346	2.347.953
2035	1.710.792	142.138	273.039	7.273	2.133.242	237.039	5.514	242.554	2.375.795

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 48: Projeção do percentual de adoção de unidades de MMGD na CEMIG D com Alternativa 1

Ano	Geração Local				Local Total	Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A		Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,0%	0,1%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,1%	0,3%	1,5%	0,2%	0,4%	0,4%
2020	0,5%	0,5%	1,1%	3,0%	0,5%	1,0%	1,1%
2021	0,9%	0,9%	3,0%	5,9%	1,1%	2,0%	2,2%
2022	1,2%	1,2%	5,0%	10,5%	1,6%	3,2%	3,5%
2023	1,7%	1,6%	6,4%	16,9%	2,2%	4,6%	5,3%
2024	2,4%	2,6%	7,7%	24,0%	3,0%	6,5%	7,5%
2025	3,6%	4,4%	9,3%	30,1%	4,3%	8,7%	10,1%
2026	5,4%	7,2%	11,7%	34,1%	6,2%	11,2%	13,3%
2027	7,7%	10,5%	15,0%	36,1%	8,7%	14,1%	16,8%
2028	10,3%	13,3%	18,6%	36,8%	11,4%	16,9%	20,3%
2029	12,8%	15,1%	22,0%	36,7%	13,9%	19,5%	23,4%
2030	14,9%	16,1%	24,5%	36,2%	15,9%	21,4%	25,7%
2031	16,2%	16,4%	26,1%	35,4%	17,2%	22,7%	27,2%
2032	17,0%	16,5%	26,9%	34,6%	17,9%	23,3%	27,9%
2033	17,3%	16,4%	27,3%	33,7%	18,1%	23,5%	28,1%
2034	17,4%	16,2%	27,4%	32,8%	18,2%	23,4%	28,0%
2035	17,2%	16,0%	27,4%	31,9%	18,0%	23,1%	27,7%

Fonte: Elaboração Própria

## Capacidade Instalada

A capacidade instalada total com aplicação da Alternativa 1 também é similar à obtida com a tarifação vigente. No entanto, a proporção de cada categoria de geração é diferente. A Alternativa 1 favorece mais as unidades menores e com Geração Local e onera mais as unidades Remotas, o que faz a proporção de capacidade instalada Remota diminuir.

Assim, apesar desta tarifação não impactar no montante de geração final inserido, sinaliza melhor os custos de uso da rede aos clientes e favorece uma adesão com melhor lógica econômica. Apesar disto, não repassa aos clientes de Micro GD os seus custos com encargos setoriais e Perdas Não Técnicas, que serão arcados pelos demais consumidores.

Tabela 49: Projeção capacidade instalada de MMGD na CEMIG D com Alternativa 1 [MWp]

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2016	4	0	2	2	8	0	1	1	9
2017	10	2	8	8	27	0	4	4	31
2018	21	5	20	20	66	9	11	20	86
2019	57	21	63	57	199	77	24	101	300
2020	171	69	244	151	635	189	48	237	872
2021	290	97	555	330	1.273	351	81	432	1.705
2022	370	109	821	607	1.906	607	135	742	2.648
2023	434	116	956	957	2.463	955	225	1.180	3.643
2024	517	127	1.016	1.306	2.966	1.332	366	1.697	4.664
2025	643	147	1.059	1.574	3.423	1.662	562	2.224	5.647
2026	826	176	1.110	1.739	3.851	1.904	806	2.710	6.562
2027	1.063	207	1.173	1.825	4.269	2.061	1.071	3.133	7.402
2028	1.328	233	1.241	1.866	4.667	2.156	1.323	3.479	8.146
2029	1.581	250	1.301	1.883	5.016	2.210	1.534	3.745	8.761
2030	1.793	259	1.346	1.891	5.290	2.241	1.696	3.937	9.227
2031	1.948	264	1.376	1.894	5.481	2.257	1.808	4.065	9.546
2032	2.052	266	1.393	1.896	5.606	2.266	1.881	4.147	9.753
2033	2.117	267	1.404	1.896	5.684	2.270	1.927	4.197	9.882
2034	2.158	268	1.409	1.897	5.731	2.273	1.956	4.229	9.960
2035	2.183	268	1.412	1.897	5.760	2.274	1.974	4.248	10.007

Fonte: Elaboração Própria

O mesmo acontece com a proporção do mercado de energia atendido. Embora com a tarifação vigente, a parte do mercado atendida com unidades MMGD seria maior ao final do processo de inserção, com atendimento de 58,9% do mercado de média e baixa tensão por energia gerada nestes empreendimentos, a proporção do mercado residencial atendido com aplicação da alternativa 1 é maior, passando de 23% para 25,7% do mercado da classe, como pode ser visto na Tabela 50. Isto se deve à maior adesão de unidades com Micro GD Local de pequeno porte.

A previsão nesta projeção é que os empreendimentos MMGD passariam a gerar 17,6 TWh anualmente, sendo cerca de 10,1 TWh na modalidade de Geração Local e 7,5 TWh na Remota. Desta energia, 10,8 TWh seria gerada na baixa tensão o que representa 45% a energia do nível projetado para o ano de 2035.

Tabela 50: Percentual da energia atendida por MMDG na CEMIG D com Alternativa 1

Ano	Geração Local					Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,4%	0,4%	0,7%	0,7%	0,5%	0,6%	0,7%
2019	1,0%	1,5%	2,2%	1,9%	1,5%	2,1%	2,3%
2020	2,8%	4,9%	8,4%	4,8%	4,7%	6,5%	6,4%
2021	4,6%	6,8%	18,8%	10,3%	9,2%	12,2%	12,3%
2022	5,8%	7,5%	27,6%	18,4%	13,5%	17,6%	18,8%
2023	6,6%	7,9%	31,8%	28,3%	17,1%	22,3%	25,3%
2024	7,7%	8,6%	33,5%	37,5%	20,2%	26,7%	31,7%
2025	9,4%	9,7%	34,6%	44,0%	22,8%	30,8%	37,7%
2026	11,8%	11,5%	36,0%	47,3%	25,2%	34,5%	42,9%
2027	14,8%	13,3%	37,7%	48,2%	27,3%	38,0%	47,4%
2028	18,1%	14,8%	39,5%	48,0%	29,3%	41,1%	51,1%
2029	21,0%	15,6%	41,1%	47,1%	30,8%	43,5%	53,8%
2030	23,3%	15,9%	42,1%	46,0%	31,8%	45,1%	55,5%
2031	24,8%	16,0%	42,7%	44,8%	32,3%	45,9%	56,3%
2032	25,5%	15,9%	42,9%	43,6%	32,4%	46,0%	56,3%
2033	25,7%	15,7%	42,8%	42,5%	32,1%	45,8%	55,9%
2034	25,6%	15,5%	42,6%	41,3%	31,7%	45,3%	55,2%
2035	25,3%	15,3%	42,3%	40,2%	31,2%	44,7%	54,3%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 51: Energia Gerada por unidades MMDG na CEMIG D com a Alternativa 1 [GWh]

Ano	Geração na própria UC					MMDG Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	0	0	1	3	0	0	0	3
2016	6	1	4	4	15	0	1	1	16
2017	18	3	13	13	48	1	7	8	55
2018	38	10	35	35	117	16	19	35	152
2019	101	37	111	101	350	136	42	178	529
2020	301	122	431	267	1.120	333	85	418	1.538
2021	512	171	979	583	2.245	620	142	762	3.007
2022	652	191	1.449	1.070	3.362	1.071	238	1.309	4.671
2023	765	205	1.685	1.689	4.344	1.683	398	2.081	6.425
2024	912	225	1.792	2.303	5.231	2.349	645	2.994	8.225
2025	1.134	259	1.868	2.776	6.037	2.931	991	3.922	9.960
2026	1.457	310	1.957	3.067	6.792	3.358	1.422	4.780	11.572
2027	1.875	365	2.069	3.219	7.529	3.636	1.889	5.525	13.054
2028	2.341	411	2.189	3.291	8.232	3.802	2.333	6.135	14.367
2029	2.789	440	2.295	3.322	8.846	3.898	2.706	6.605	15.451
2030	3.163	457	2.374	3.335	9.329	3.952	2.991	6.943	16.272
2031	3.436	465	2.426	3.340	9.667	3.981	3.188	7.169	16.836
2032	3.618	469	2.457	3.343	9.888	3.996	3.317	7.313	17.201
2033	3.734	471	2.475	3.345	10.025	4.004	3.399	7.403	17.428
2034	3.806	472	2.485	3.345	10.108	4.008	3.450	7.458	17.566
2035	3.849	472	2.491	3.346	10.158	4.010	3.482	7.492	17.649

Fonte: Elaboração Própria

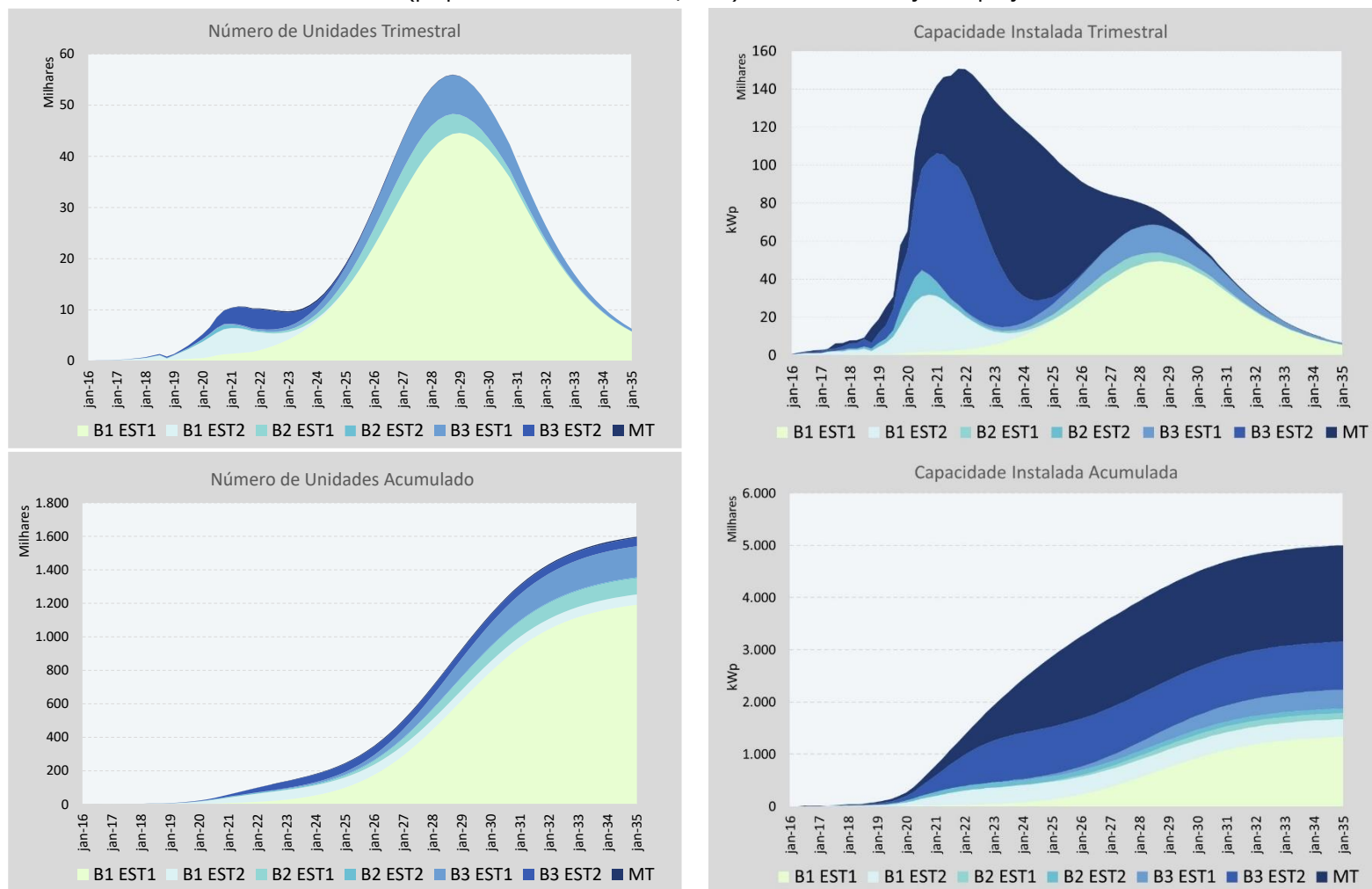
#### 4.2.2. Alternativa 5

Na Consulta Pública 025/2019 ANEEL propôs que fosse aplicada na tarifação dos clientes MMGD o que chamou de Alternativa 5, que consiste no pagamento (ou não compensação) de toda a TUSD, além dos encargos da TE (ANEEL, 2019). Na Análise de Impacto Regulatório apresentada na consulta, a ANEEL propõe uma migração pra esta alternativa depois de um período de transição. Neste trabalho, se simulou a aplicação imediata desta alternativa, a partir de 2021, nos mesmos moldes da Alternativa 1 da seção anterior, com taxa fixa para cobrir os custos comerciais da Parcela B e demais componentes na modalidade Convencional.

Esta alternativa é a que traz maior impacto na inserção de Micro GD, já que não permite a compensação de nenhuma componente além do custo da energia comprada. A redução do número de unidades instaladas acontece já a partir do momento da implantação, em 2021, com maior impacto nos empreendimentos de maior porte e, principalmente, na Geração Remota.

O montante total de inserção, no entanto, mantém-se muito significativo, com cerca de 5 GWp de capacidade instalada de Geração Local e 3 GWp de Geração Remota até o final do período de projeção, em 2035. O efeito da aplicação da Alternativa 5 se dá principalmente na redução de capacidade instalada nos primeiros anos da projeção, de 2021 a 2025. O pico de capacidade instalada por trimestre, de cerca de 200 MWp, atingido em meados de 2024 está num patamar menor que com a tarifação vigente. Apesar disso, ainda se prevê a entrada de cerca de 700 MWp anuais nos anos de 2021 a 2026, com uma redução gradativa a partir de 2027.

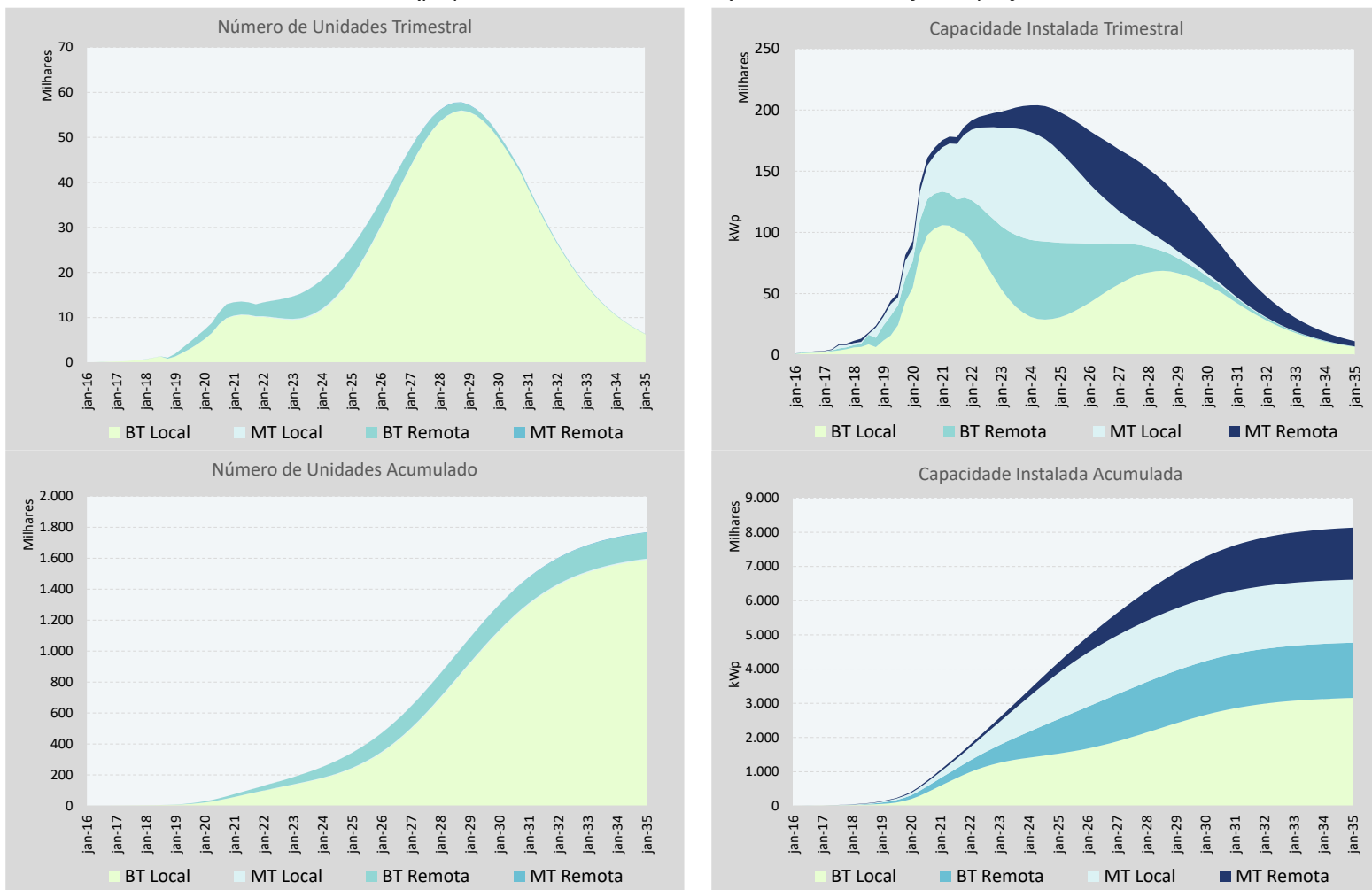
Figura 35: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD Local na CEMIG D com Alternativa 5 (proposta na CP ANEEL 0025/2019) e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria



Figura 36: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MGD na CEMIG D com Alternativa 5 (proposta na CP ANEEL 025/2019) e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria

## Número de clientes

O número de clientes MMGD projetado com esta alternativa é 20% menor que com as regras atuais de tarifação, ficando num total de 1,8 milhões de instalações em 2035. A maior redução se dá na modalidade remota, que reduz 37% na BT e 42% no Grupo A. O número de instalações com Geração Local chegaria em 1,6 milhões ao final do período de projeção, 17% a menos que com a tarifação atual.

Tabela 52: Inserção de unidades MMGD na CEMIG D com Alternativa 5

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2013	6	0	3	6	14	1	0	1	15
2014	28	0	9	13	51	3	0	3	53
2015	130	1	26	24	181	6	0	6	187
2016	594	3	77	42	715	13	1	15	730
2017	1.888	25	257	70	2.240	36	7	43	2.283
2018	4.978	237	950	115	6.280	295	26	321	6.601
2019	13.099	929	2.686	216	16.930	5.311	53	5.365	22.295
2020	33.145	3.641	9.943	451	47.179	15.222	116	15.339	62.518
2021	57.887	5.565	24.817	900	89.168	26.489	181	26.670	115.839
2022	79.735	6.872	41.089	1.637	129.333	41.507	272	41.779	171.112
2023	105.450	9.127	52.815	2.694	170.086	63.757	432	64.189	234.275
2024	146.303	13.993	62.566	3.920	226.782	90.117	689	90.807	317.589
2025	214.212	23.665	75.441	5.044	318.362	115.037	1.068	116.105	434.468
2026	319.317	39.345	94.801	5.880	459.344	134.500	1.563	136.064	595.407
2027	463.880	58.501	121.209	6.413	650.003	147.745	2.129	149.874	799.876
2028	635.900	75.804	151.433	6.721	869.859	155.995	2.692	158.687	1.028.546
2029	811.297	87.981	179.897	6.890	1.086.066	160.870	3.186	164.056	1.250.121
2030	966.220	95.238	202.372	6.979	1.270.809	163.663	3.577	167.240	1.438.049
2031	1.083.668	99.003	217.574	7.026	1.407.270	165.183	3.855	169.038	1.576.308
2032	1.163.585	100.805	226.850	7.050	1.498.290	165.984	4.038	170.022	1.668.312
2033	1.214.979	101.650	232.215	7.062	1.555.907	166.404	4.156	170.560	1.726.466
2034	1.246.868	102.042	235.224	7.068	1.591.203	166.624	4.229	170.853	1.762.056
2035	1.266.226	102.224	236.884	7.071	1.612.405	166.739	4.275	171.014	1.783.418

Fonte: Elaboração Própria

As unidades MMGD atenderiam a 21% dos clientes de média e baixa tensão (Tabela 53), com adesão à geração local de 12,7% das unidades residenciais de baixa tensão, 11,5% das unidades rurais, 23,8% do subgrupo B3 e 31,1% dos clientes de média tensão. Ao todo 17,2% das unidades seriam atendidos por alguma Micro GD e 20,7% de todas as unidades de média e baixa tensão por alguma Mini ou Micro GD. Isto representa uma redução de 7,5% no número de clientes atendidos por MMGD em relação ao projetado com a tarifação atual.

Tabela 53: Percentual de adoção de unidades de MMGD na CEMIG D com Alternativa 5

Ano	Geração Local				Local + Remota		
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,0%	0,1%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,1%	0,3%	1,5%	0,2%	0,4%	0,4%
2020	0,5%	0,5%	1,1%	3,0%	0,5%	1,0%	1,1%
2021	0,8%	0,8%	2,8%	5,8%	1,0%	1,8%	2,0%
2022	1,1%	0,9%	4,6%	10,3%	1,4%	2,6%	2,9%
2023	1,4%	1,2%	5,9%	16,5%	1,9%	3,6%	4,1%
2024	1,9%	1,8%	6,9%	23,3%	2,4%	4,8%	5,6%
2025	2,7%	3,1%	8,3%	29,2%	3,3%	6,4%	7,5%
2026	4,0%	5,0%	10,3%	33,1%	4,7%	8,2%	9,8%
2027	5,6%	7,4%	13,1%	35,1%	6,5%	10,2%	12,4%
2028	7,5%	9,4%	16,2%	35,8%	8,5%	12,4%	15,0%
2029	9,4%	10,8%	19,0%	35,7%	10,4%	14,3%	17,3%
2030	10,9%	11,5%	21,2%	35,2%	11,9%	15,8%	19,1%
2031	12,0%	11,8%	22,6%	34,5%	12,9%	16,8%	20,3%
2032	12,6%	11,8%	23,4%	33,6%	13,5%	17,3%	20,8%
2033	12,8%	11,8%	23,7%	32,8%	13,7%	17,4%	21,0%
2034	12,8%	11,6%	23,8%	31,9%	13,7%	17,4%	21,0%
2035	12,7%	11,5%	23,8%	31,1%	13,6%	17,2%	20,7%

Fonte: Elaboração Própria

## Capacidade Instalada

O impacto da aplicação da Alternativa 5 é mais significativo em termos de capacidade instalada do que em relação ao número de instalações. Projeta-se que a capacidade instalada em 2035 seria de 8,1 GWp, 25% menor que os 10,8 GWp projetados com a tarifação atual.

A redução relativamente maior da capacidade instalada (redução de 25%) em relação ao número de unidades (queda de 7,5%) mostra que a aplicação da alternativa tem um efeito maior sobre a redução de unidades de maior porte. Além disto, as unidades de Geração Remota concentram uma queda maior na capacidade instalada. Se teria uma redução de 40% na capacidade de Geração Remota contra uma queda de 12% na Geração Local.

Isto ocorre porque as unidades remotas têm um consumo simultâneo (ou interno) relativamente menor, já que este ocorre somente naquela unidade em que a unidade geradora está instalada.

Tabela 54: Projeção capacidade instalada – MWp de MMGD na CEMIG D com Alternativa 5

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2016	4	0	2	2	8	0	1	1	9
2017	10	2	8	8	27	0	4	4	31
2018	21	5	20	20	66	9	11	20	86
2019	57	21	63	57	199	77	24	101	300
2020	170	67	243	151	631	185	48	233	864
2021	280	85	527	324	1.216	294	71	365	1.581
2022	347	92	767	591	1.797	455	109	564	2.360
2023	394	96	889	930	2.310	681	174	855	3.164
2024	452	104	942	1.268	2.766	934	276	1.210	3.976
2025	539	117	979	1.529	3.164	1.161	422	1.584	4.748
2026	669	138	1.022	1.689	3.517	1.332	608	1.940	5.457
2027	839	160	1.075	1.773	3.848	1.445	812	2.257	6.105
2028	1.033	179	1.134	1.813	4.158	1.514	1.009	2.523	6.682
2029	1.223	191	1.185	1.830	4.429	1.555	1.177	2.732	7.161
2030	1.383	198	1.225	1.837	4.643	1.578	1.307	2.884	7.528
2031	1.501	202	1.250	1.840	4.793	1.590	1.396	2.987	7.780
2032	1.579	204	1.266	1.842	4.890	1.597	1.455	3.052	7.942
2033	1.629	204	1.274	1.843	4.951	1.600	1.493	3.093	8.043
2034	1.660	205	1.279	1.843	4.987	1.602	1.516	3.118	8.105
2035	1.679	205	1.282	1.843	5.009	1.603	1.530	3.133	8.142

Fonte: Elaboração Própria

Com a aplicação desta alternativa, se chegaria a uma capacidade instalada de 3,1 GW ao final de 2023, ano da próxima revisão tarifária da CEMIG D, o que representa um mercado de energia atendido pela MMGD de 5,6 TWh ou 22% do mercado de média e baixa tensão da empresa.

Tabela 55: Percentual da energia atendida por MMGD na CEMIG D com a Alternativa 5

Ano	Geração Local					Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,4%	0,4%	0,7%	0,7%	0,5%	0,6%	0,7%
2019	1,0%	1,5%	2,2%	1,9%	1,5%	2,1%	2,3%
2020	2,8%	4,8%	8,3%	4,8%	4,7%	6,4%	6,4%
2021	4,5%	6,0%	17,9%	10,1%	8,8%	11,2%	11,4%
2022	5,4%	6,3%	25,8%	17,9%	12,7%	15,4%	16,7%
2023	6,0%	6,6%	29,6%	27,5%	16,0%	18,7%	22,0%
2024	6,7%	7,0%	31,1%	36,4%	18,8%	21,7%	27,1%
2025	7,9%	7,8%	32,0%	42,7%	21,1%	24,5%	31,7%
2026	9,5%	9,0%	33,1%	45,9%	23,0%	27,2%	35,6%
2027	11,7%	10,3%	34,6%	46,9%	24,6%	29,7%	39,1%
2028	14,1%	11,3%	36,1%	46,6%	26,1%	32,0%	41,9%
2029	16,3%	11,9%	37,4%	45,8%	27,2%	33,8%	44,0%
2030	18,0%	12,2%	38,3%	44,7%	27,9%	35,0%	45,3%
2031	19,1%	12,2%	38,8%	43,6%	28,2%	35,7%	45,8%
2032	19,6%	12,2%	38,9%	42,4%	28,2%	35,8%	45,8%
2033	19,8%	12,0%	38,8%	41,3%	28,0%	35,6%	45,5%
2034	19,7%	11,9%	38,7%	40,2%	27,6%	35,2%	44,9%
2035	19,4%	11,7%	38,4%	39,1%	27,2%	34,8%	44,2%

Fonte: Elaboração Própria

Em 2035, o total de energia gerada por empreendimentos de MMGD seria de 14,4 TWh, representando 44% do mercado de média e baixa tensão da CEMIG-D. 27,2% deste mercado seria atendido por unidades de Geração Local e 17% por Geração Remota.

Tabela 56: Energia atendida – MWh por MMGD na CEMIG D com a Alternativa 5  
Geração na própria UC

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	0	0	1	3	0	0	0	3
2016	6	1	4	4	15	0	1	1	16
2017	18	3	13	13	48	1	7	8	55
2018	38	10	35	35	117	16	19	35	152
2019	101	37	111	101	350	136	42	178	529
2020	300	119	428	266	1.112	327	84	411	1.523
2021	493	150	930	572	2.145	518	125	643	2.788
2022	611	162	1.353	1.042	3.169	802	192	994	4.163
2023	695	170	1.567	1.641	4.073	1.201	306	1.507	5.581
2024	797	183	1.662	2.237	4.878	1.648	487	2.134	7.013
2025	951	207	1.726	2.696	5.580	2.048	745	2.793	8.374
2026	1.180	243	1.802	2.979	6.203	2.349	1.072	3.421	9.624
2027	1.480	282	1.897	3.128	6.787	2.548	1.432	3.981	10.767
2028	1.822	315	1.999	3.197	7.334	2.671	1.779	4.450	11.784
2029	2.156	337	2.091	3.228	7.811	2.742	2.076	4.818	12.629
2030	2.439	350	2.160	3.240	8.189	2.783	2.304	5.087	13.276
2031	2.646	356	2.205	3.246	8.453	2.805	2.463	5.267	13.720
2032	2.785	359	2.232	3.248	8.624	2.816	2.567	5.383	14.007
2033	2.873	360	2.248	3.250	8.731	2.822	2.632	5.455	14.186
2034	2.928	361	2.256	3.251	8.795	2.825	2.674	5.499	14.294
2035	2.961	361	2.261	3.251	8.834	2.827	2.699	5.526	14.360

Fonte: Elaboração Própria

#### 4.2.3. Alternativa 6 - tarifação proposta pelo P&D

A proposta de tarifação do projeto consiste em faturar o *prossumidor*, tanto como Carga, quanto com Gerador. A Carga é tarifada em R\$/MWh, na modalidade Branca. A Geração irá pagar pelo uso da rede de baixa tensão, pela sua injeção, através de uma tarifa em R\$/kW equivalente ao uso da rede de baixa tensão no posto Fora de Ponta.

A compensação da energia ocorre sem aplicar a proporção da tarifa de energia entre postos tarifários, mas é faturado do cliente um custo de uso da rede maior no horário de Ponta através da aplicação da Tarifa Branca.

Da mesma forma que na Alternativa 1, o cliente não é mais obrigado a adquirir uma cota mínima de energia relativa ao pagamento do consumo mínimo. Ao invés disto, o cliente paga uma parcela fixa que considera os custos de atendimento (comerciais) da Parcela B.

Nesta proposta o *prossumidor* deve pagar as seguintes componentes de custo: TUSD Fio B, TUSD Fio A, Encargos da TUSD, exceto PROINFA e Perdas Não Técnicas.

#### Discussão do resultado

Os efeitos da aplicação desta modalidade são similares ao que ocorre com a aplicação da Alternativas 1 e 5, discutidas nas seções anteriores, apresentado um efeito intermediário sobre a adesão de

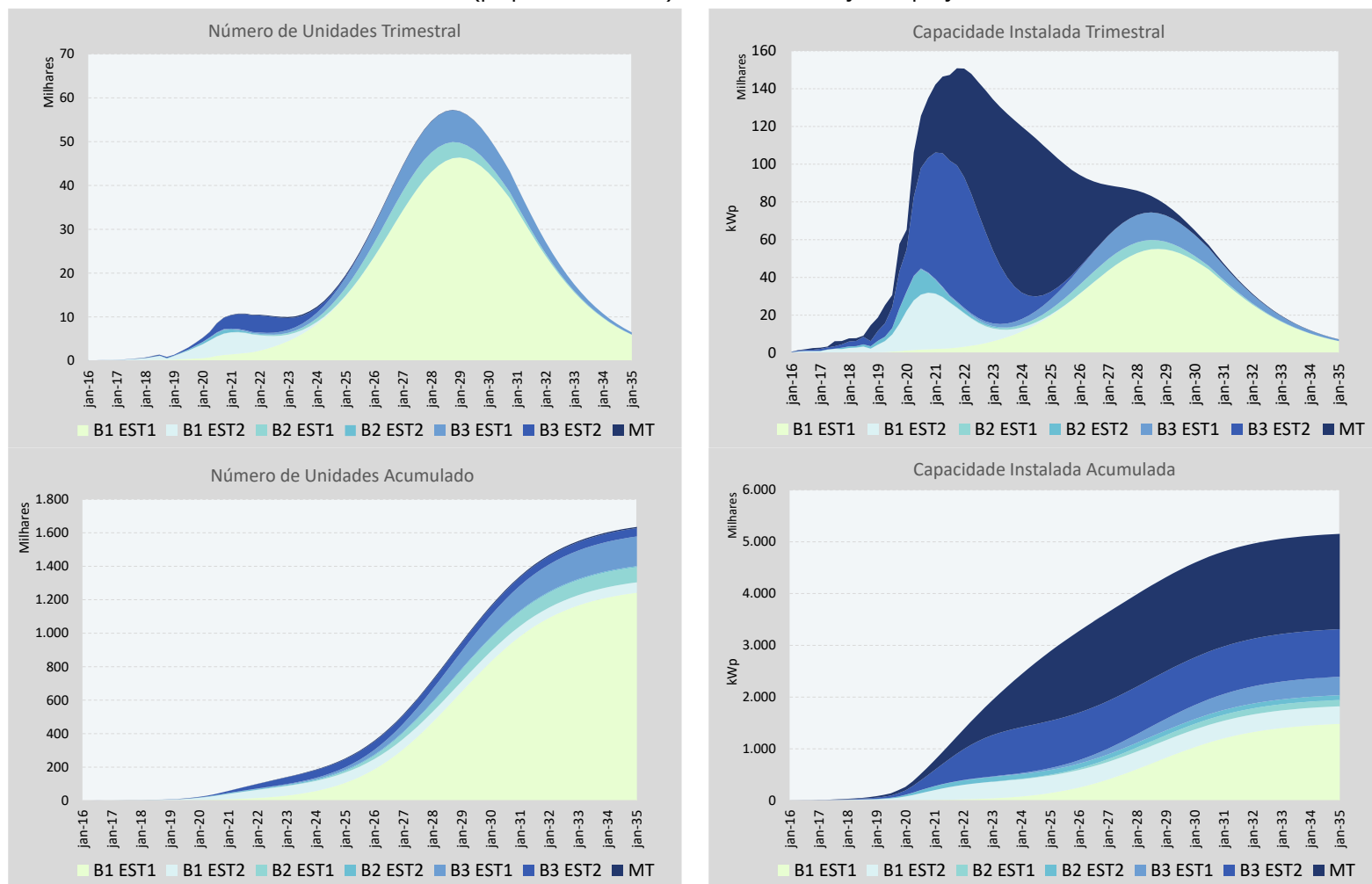
clientes MMGD. Nesta modalidade, além de cobrar os custos de uso da rede pela energia compensada, o *prossumidor* passa a ser tarifado pelo uso decorrente de sua injeção na rede, além de contribuir com o custeio dos encargos setoriais, das Perdas Não Técnicas e do pagamento do uso da rede de transmissão.

Esta modalidade onera um pouco mais os clientes com Micro GD que a Alternativa 1, principalmente os clientes de consumo maior e aqueles com Geração Remota, mas resulta em um impacto menor que a aplicação da Alternativa 5. Por sua vez, a adesão à Micro GD Local continua muito próxima àquela obtida com a tarifação atual. A diminuição de capacidade instalada ocorre mais nas unidades de Geração Remota e, entre estas, em grau maior na Média Tensão.

No entanto, o nível de inserção com esta proposta continua sendo muito expressivo, como se mostrará adiante, mantendo a grande atratividade da GFV.

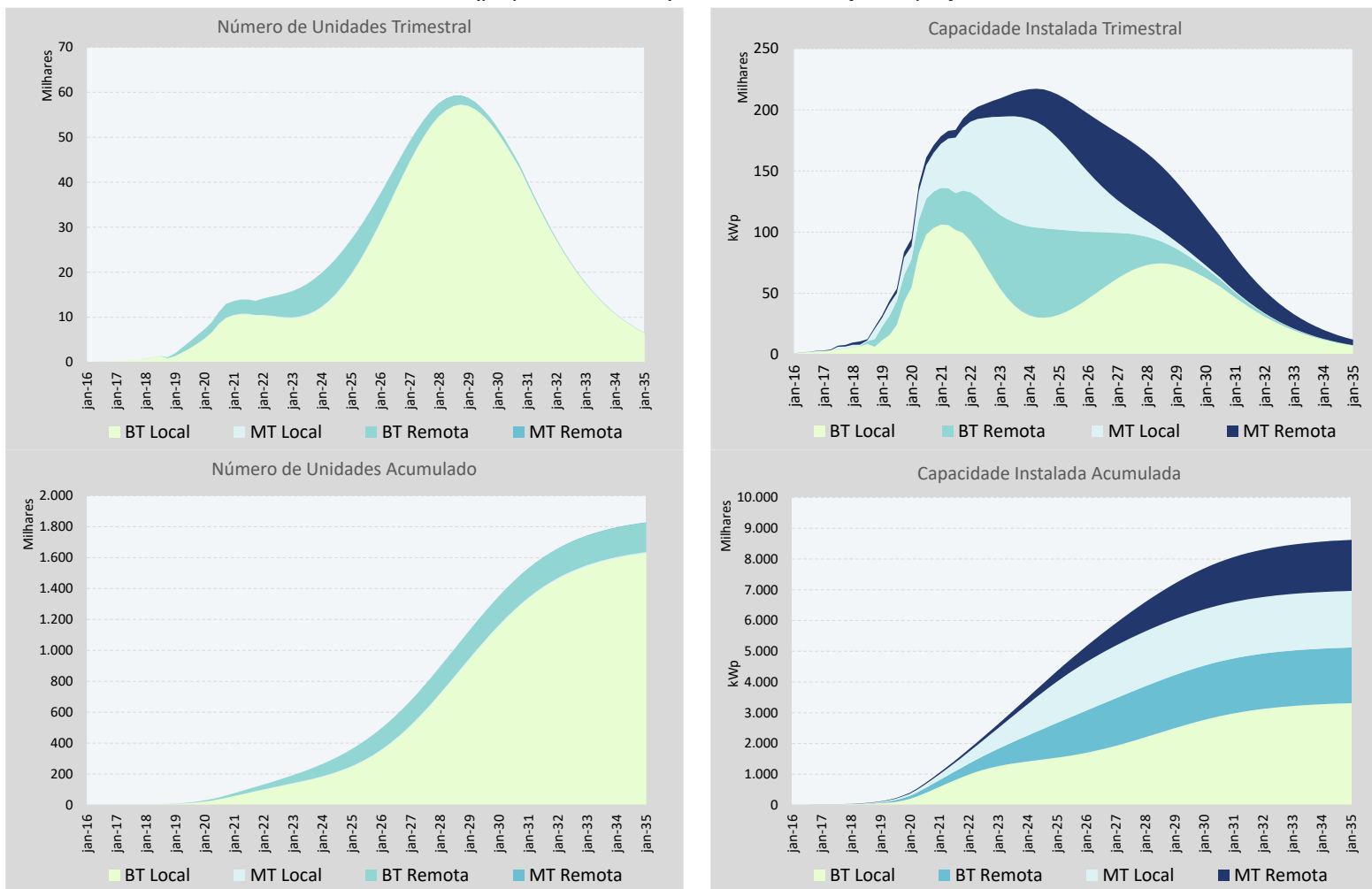
Este resultado é condizente com o impacto da inserção dos clientes MMGD no custo de uso da rede, já que as unidades menores de Geração Local são aquelas que menos oneram e trazem mais benefícios ao sistema de distribuição.

Figura 37: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD Local na CEMIG D com Alternativa 6 (proposta deste P&D) e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria

Figura 38: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD na CEMIG D com Alternativa 6 (proposta deste P&D) e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria



## Número de clientes

A inserção projetada com esta modalidade também é muito grande, tanto em termos do número de consumidores quanto da capacidade instalada. A previsão é que, em 2035, se tenha cerca de 1,8 milhões de unidades MMGD, das quais 1,65 milhões de Geração Local e 193 mil de Geração Remota. Estas unidades juntas atenderiam 2,6 milhões de clientes, dos quais 930 mil através de Geração Remota.

Tabela 57: Inserção de unidades MMGD na CEMIG D com tarifação propostas

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2013	6	0	3	6	14	1	0	1	15
2014	28	0	9	13	51	3	0	3	53
2015	130	1	26	24	181	6	0	6	187
2016	594	3	77	42	715	13	1	15	730
2017	1.888	25	257	70	2.240	36	7	43	2.283
2018	4.978	237	950	115	6.280	295	26	321	6.601
2019	13.099	929	2.686	216	16.930	5.311	53	5.365	22.295
2020	33.145	3.641	9.943	451	47.179	15.222	116	15.339	62.518
2021	58.420	5.569	24.747	899	89.636	27.780	187	27.966	117.602
2022	81.324	6.828	40.871	1.635	130.658	45.507	291	45.798	176.456
2023	108.620	8.950	52.386	2.691	172.647	71.455	470	71.925	244.572
2024	151.967	13.522	61.792	3.916	231.197	101.874	758	102.631	333.829
2025	223.655	22.618	74.089	5.039	325.400	130.366	1.177	131.543	456.943
2026	334.081	37.365	92.556	5.874	469.876	152.435	1.723	154.158	624.034
2027	485.364	55.383	117.774	6.406	664.928	167.341	2.342	169.683	834.611
2028	664.739	71.701	146.673	6.714	889.828	176.563	2.955	179.518	1.069.346
2029	847.035	83.227	173.921	6.882	1.111.065	181.977	3.491	185.468	1.296.533
2030	1.007.491	90.118	195.457	6.972	1.300.037	185.062	3.913	188.975	1.489.012
2031	1.128.957	93.697	210.031	7.018	1.439.703	186.736	4.212	190.949	1.630.652
2032	1.211.608	95.411	218.924	7.042	1.532.985	187.618	4.410	192.029	1.725.013
2033	1.264.760	96.215	224.066	7.054	1.592.096	188.081	4.537	192.618	1.784.714
2034	1.297.740	96.587	226.951	7.061	1.628.339	188.323	4.616	192.939	1.821.279
2035	1.317.760	96.760	228.542	7.064	1.650.126	188.450	4.665	193.115	1.843.241

Fonte: Elaboração Própria

A MMGD passaria a atender 21,8% dos clientes de média e baixa tensão da CEMIG D, atingindo a metade deste percentual já em 2026.

Tabela 58: Percentual de adoção de unidades de MMGD na CEMIG D com Alternativa 6 (proposta deste P&D)

Ano	Geração Local				Local + Remota		
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,0%	0,1%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,1%	0,3%	1,5%	0,2%	0,4%	0,4%
2020	0,5%	0,5%	1,1%	3,0%	0,5%	1,0%	1,1%
2021	0,8%	0,8%	2,8%	5,8%	1,0%	1,8%	2,0%
2022	1,1%	0,9%	4,6%	10,3%	1,5%	2,7%	3,1%
2023	1,4%	1,2%	5,8%	16,5%	1,9%	3,8%	4,4%
2024	2,0%	1,8%	6,8%	23,3%	2,5%	5,2%	6,0%
2025	2,8%	2,9%	8,1%	29,2%	3,4%	6,8%	8,1%
2026	4,1%	4,8%	10,1%	33,1%	4,8%	8,7%	10,5%
2027	5,9%	7,0%	12,7%	35,1%	6,7%	10,9%	13,2%
2028	7,9%	8,9%	15,7%	35,8%	8,7%	13,1%	16,0%
2029	9,8%	10,2%	18,4%	35,7%	10,7%	15,1%	18,4%
2030	11,4%	10,9%	20,5%	35,2%	12,2%	16,6%	20,2%
2031	12,5%	11,2%	21,8%	34,4%	13,2%	17,6%	21,4%
2032	13,1%	11,2%	22,6%	33,6%	13,8%	18,1%	22,0%
2033	13,3%	11,1%	22,9%	32,7%	14,0%	18,2%	22,2%
2034	13,4%	11,0%	23,0%	31,9%	14,0%	18,2%	22,1%
2035	13,3%	10,9%	22,9%	31,0%	13,9%	18,0%	21,8%

Fonte: Elaboração Própria

## Capacidade Instalada

A capacidade instalada total a que se chega em 2035 com esta modalidade tarifária é bastante expressiva, com 5 GWp de Geração Local e 8,5 GWp no total, situando-se entre os impactos com a aplicação das alternativas 1 e 5. A redução de capacidade é mais expressiva na Geração Remota e nas unidades de maior porte baixa tensão.

A previsão é que, com a aplicação desta alternativa de tarifação, se atingiria uma capacidade instalada de 3,3 GW já em 2023, ano da próxima revisão tarifária da CEMIG D.

Tabela 59: Projeção capacidade instalada – MWp de MMGD na CEMIG D com Alternativa 6 (proposta deste P&amp;D)

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2016	4	0	2	2	8	0	1	1	9
2017	10	2	8	8	27	0	4	4	31
2018	21	5	20	20	66	9	11	20	86
2019	57	21	63	57	199	77	24	101	300
2020	170	67	243	151	631	187	48	234	865
2021	282	85	526	324	1.218	311	74	385	1.603
2022	351	92	765	590	1.799	501	117	618	2.416
2023	401	97	886	929	2.312	764	190	954	3.266
2024	461	104	938	1.267	2.770	1.056	304	1.359	4.129
2025	554	116	974	1.527	3.171	1.315	466	1.781	4.951
2026	690	135	1.015	1.687	3.527	1.508	669	2.177	5.704
2027	868	156	1.066	1.771	3.862	1.635	893	2.528	6.390
2028	1.070	174	1.122	1.811	4.176	1.712	1.107	2.819	6.996
2029	1.266	186	1.171	1.828	4.452	1.757	1.289	3.046	7.498
2030	1.433	193	1.209	1.835	4.669	1.783	1.429	3.212	7.881
2031	1.554	196	1.233	1.838	4.822	1.796	1.526	3.322	8.144
2032	1.635	198	1.248	1.840	4.921	1.803	1.589	3.393	8.314
2033	1.687	198	1.257	1.841	4.983	1.807	1.629	3.437	8.419
2034	1.719	199	1.261	1.841	5.020	1.809	1.655	3.464	8.484
2035	1.738	199	1.264	1.841	5.042	1.810	1.670	3.480	8.523

Fonte: Elaboração Própria

O mercado de energia atendido pela MMGD seria de 15 TWh ou 46% do mercado de média e baixa tensão da CEMIG D em 2035. Para 2023, prevê-se que 23% desse mercado já teria sua energia gerada por unidades MMGD.

Tabela 60: Percentual da energia atendida por MMGD na CEMIG D com a Alternativa 6 (proposta deste P&amp;D)

Ano	Geração Local					Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,4%	0,4%	0,7%	0,7%	0,5%	0,6%	0,7%
2019	1,0%	1,5%	2,2%	1,9%	1,5%	2,1%	2,3%
2020	2,8%	4,8%	8,3%	4,8%	4,7%	6,4%	6,4%
2021	4,5%	6,0%	17,8%	10,1%	8,8%	11,3%	11,6%
2022	5,5%	6,4%	25,7%	17,9%	12,7%	15,8%	17,1%
2023	6,1%	6,6%	29,5%	27,4%	16,1%	19,5%	22,7%
2024	6,9%	7,0%	31,0%	36,4%	18,8%	22,8%	28,1%
2025	8,1%	7,7%	31,9%	42,6%	21,1%	25,9%	33,0%
2026	9,8%	8,8%	32,9%	45,8%	23,0%	28,8%	37,3%
2027	12,1%	10,1%	34,3%	46,8%	24,7%	31,5%	40,9%
2028	14,6%	11,0%	35,7%	46,6%	26,2%	33,8%	43,9%
2029	16,9%	11,6%	37,0%	45,7%	27,3%	35,7%	46,1%
2030	18,6%	11,9%	37,8%	44,7%	28,1%	36,9%	47,4%
2031	19,7%	11,9%	38,3%	43,5%	28,4%	37,5%	48,0%
2032	20,3%	11,8%	38,4%	42,4%	28,4%	37,6%	48,0%
2033	20,5%	11,7%	38,3%	41,2%	28,2%	37,4%	47,6%
2034	20,4%	11,5%	38,1%	40,1%	27,8%	37,0%	47,0%
2035	20,1%	11,4%	37,9%	39,0%	27,3%	36,5%	46,2%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 61: Energia atendida – MWh por MMGD na CEMIG D com a Alternativa 6 (proposta deste P&D)

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	0	0	1	3	0	0	0	3
2016	6	1	4	4	15	0	1	1	16
2017	18	3	13	13	48	1	7	8	55
2018	38	10	35	35	117	16	19	35	152
2019	101	37	111	101	350	136	42	178	529
2020	300	119	428	266	1.113	329	84	413	1.526
2021	497	151	928	572	2.147	549	131	680	2.827
2022	619	162	1.350	1.041	3.172	884	206	1.090	4.262
2023	706	171	1.562	1.639	4.078	1.348	334	1.682	5.760
2024	814	183	1.655	2.234	4.886	1.862	535	2.397	7.283
2025	976	205	1.717	2.693	5.592	2.319	821	3.140	8.732
2026	1.216	239	1.789	2.976	6.220	2.659	1.181	3.840	10.060
2027	1.530	276	1.880	3.124	6.811	2.883	1.575	4.458	11.269
2028	1.887	307	1.978	3.194	7.366	3.020	1.953	4.972	12.338
2029	2.234	328	2.066	3.224	7.851	3.099	2.273	5.372	13.224
2030	2.527	340	2.132	3.237	8.235	3.144	2.520	5.664	13.899
2031	2.741	346	2.175	3.242	8.504	3.168	2.691	5.859	14.363
2032	2.884	349	2.201	3.245	8.679	3.180	2.803	5.983	14.662
2033	2.975	350	2.216	3.246	8.788	3.187	2.874	6.061	14.849
2034	3.032	351	2.224	3.247	8.854	3.191	2.918	6.109	14.962
2035	3.066	351	2.229	3.247	8.893	3.192	2.945	6.138	15.031

Fonte: Elaboração Própria

## 5. DISCUSSÃO

---

### 5.1. O Modelo de Bass Generalizado

---

Nas simulações feitas para os diversos estratos do mercado percebeu-se que a utilização do MBG pode captar adequadamente algumas perturbações no processo de inserção, como foi visto nos Subgrupos B1 e B3 e no Estrato 2 do Subgrupo B2, nos quais interpretou bem a queda no ritmo de inserção no 3º trimestre de 2018.

Esta retração da inserção coincide com a abertura da Consulta Pública 010/2018 pela ANEEL, marcando o início do processo de rediscussão das regras de tarifação da MMGD. Assim, esta queda no ritmo de instalações e a conseqüente aceleração do processo de inserção, conforme captado pelo modelo para o 2º estrato de clientes do Subgrupo B3 pode ser um indicativo que o anúncio de alteração das regras tenha causado uma apreensão inicial por parte dos consumidores, seguida de uma aceleração das instalações a partir do momento em que se certificou que as regras atuais seriam mantidas para as unidades instaladas até a alteração da norma.

Em alguns subgrupos, no entanto, não se viu uma alteração significativa na projeção de médio e longo prazo na curva de inserção se comparado ao modelo padrão, o que é condizente com a literatura (Bass, et al., 1994). Assim, por exemplo, as curvas projetadas de inserção com o MB e MBG do Subgrupo B1, em ambos os estratos, são muito similares, independente de se utilizar o MB padrão ou o MBG, mesmo no estrato de clientes de maior porte, no qual o MBG captou bem a perturbação no histórico de inserção observada no 3º trimestre de 2018.. As exceções são os estratos com unidades maiores dos Subgrupos B2 e B3. Nestes dois casos, o MBG resultou em projeções um pouco distintas do MB padrão.

Nas estimativas dos modelos para a Geração Remota e Mini GD local na média tensão viu-se que o MBG não se mostrou adequado para o tipo de informação disponível nesses grupos, de padrão de inserção mais disperso e volátil.

Assim, a aplicação do MBG para estimar a inserção da MMGD mostrou ter resultados melhores nos mercados com informações com menor variabilidade, ou, pelo menos, onde o impacto que se deseja modelar é mais expressivo que a variação inerente aos dados.

Uma possibilidade para sua aplicação será, por exemplo, para estimar a alteração na inserção de MMGD devido à pandemia do coronavírus, assim que a disponibilidade de informações permitir. Esse impacto poderá ser modelado da mesma forma que foi feito neste trabalho, com uma perturbação exponencial. A vantagem desta abordagem seria eliminar um possível viés de queda nas instalações ao final da série de dados para que esta não seja interpretada como uma redução duradoura pelo modelo.

## 5.2. Heterogeneidade do mercado

---

O trabalho mostrou que no mercado da CEMIG D há, de fato, tendências de inserção da MMGD muito distintas de acordo com as categorias de MMGD, dos subgrupos tarifários e, dentro destes, de acordo com o porte das instalações.

De fato, obteve-se uma curva com a “sela” referida no início do trabalho, com uma inserção inicial mais relevante de unidades de maior porte, seguida somente alguns anos depois pela adesão à MMGD de unidades menores.

Embora a estratificação do mercado seja uma das maneiras mais simples de considerar a heterogeneidade de mercado, já que desconsidera as influências que os estratos de mercado têm entre eles, a abordagem parece ter vantagens significativas sobre o tratamento em conjunto de todos os clientes.

A separação do mercado em estratos, principalmente na MMGD Local não é uma questão muito complicada, já que todas as informações para isto estão disponíveis e fornecidas à ANEEL nas Revisões Tarifárias Periódicas, e o ganho que se tem em termos de entendimento do mercado de MMGD é bastante relevante.

## 5.3. Sensibilidade ao *payback*

---

Como se viu ao longo deste relatório, os valores encontrados para o fator de Sensibilidade ao *Payback* foram bem menores que os utilizados pela ANEEL e pela EPE em vários estudos. A causa disto pode estar em três fatores.

Primeiro, os valores de *payback* na CEMIG D, de um modo geral, já são bem baixos e, em alguns casos, já eram relativamente baixos no início do histórico. Não se tem, portanto, um espectro muito amplo de valores de *payback* para deduzir este parâmetro.

Segundo, notou-se que há uma diferença relevante neste fator entre estratos do mercado. Nos estratos em que a inserção atual é maior, a estimativa da sensibilidade ao *payback* tende a ser bem menor e vice e versa. Mesmo assim, em muitos estratos o resultado das estimativas ficou abaixo do valor utilizado pela ANEEL.

Por fim, em alguns estratos notou-se que a sensibilidade ao *payback* próximo de 0,3 é incompatível com os dados observados em alguns estratos. Esta constatação é mais evidente no Estrato 2 do Subgrupo B1, no qual o nível de inserção atual é incompatível com aquele que se obteria com um fator *SPB* de 0,3 e a conseqüente fração máxima de mercado calculada com este parâmetro.

## 6. CONCLUSÃO

---

Estimar bem a trajetória de difusão da MMGD no Brasil é uma tarefa difícil. Não obstante, com a inserção massiva e fortemente crescente dessa tecnologia é de suma importância que se tenha estimativas minimamente aderentes à realidade para poder definir políticas públicas e regulação tarifária acertadas.

O campo de estudo da difusão de novas tecnologias é muito amplo e há muitas opções a serem experimentadas para se tentar descrever melhor a inserção da MMGD no Brasil, que tem uma heterogeneidade muito grande por causa da grande variabilidade de fatores como a insolação, o poder aquisitivo, as tarifas e regras de tributação entre as regiões. Neste trabalho apenas se começou a explorar um pouco essas possibilidades utilizando um mercado estratificado em informações trimestrais, ao invés de anuais, e o modelo de Bass Generalizado. No entanto, considera-se que são avanços significativos, pois com estas implementações no modelo de projeção foi possível mostrar a dinâmica distinta de difusão que existe entre as categorias de MMGD e entre os clientes de diferentes portes de consumo na Geração Local.

Foi possível observar que a difusão da MMGD acontece de forma distinta entre categorias de GD e subgrupos tarifários, podendo distinguir três tendências principais:

- 1) A Geração Local nos clientes de maior porte do Grupo B está em ritmo muito acelerado e alcança atualmente uma proporção considerável do mercado potencial, principalmente nos subgrupos B1 e B3. A previsão é que a difusão da Micro GD nestes estratos chegue ao seu auge já ao final de 2020 ou na primeira metade de 2021 e termine ao final de 2023 ou meados de 2024. Estes estratos reúnem uma quantidade relativamente pequena de clientes, mas que representam uma fração considerável do mercado da baixa tensão.

As incertezas em relação à projeção nestes estratos são relativamente baixas, devido ao estágio mais avançado em que o processo se encontra e estão relacionadas às estimativas dos fatores de restrição do mercado potencial (percentual de unidades aptas a instalarem Micro GD Local). Caso a estimativa para estas restrições tenha sido muito alta, é possível que a curva de inserção fique mais alongada, com uma capacidade instalada final um pouco maior.

- 2) Entre os clientes de menor porte da baixa tensão, o processo de difusão da Micro GD ainda é incipiente e se estima que este tenha um desenvolvimento mais longo. Vale observar que, embora as projeções tenham sido feitas separadamente para os três subgrupos, se tenha chegado a um formato de curva de inserção similar, com o auge da inserção ocorrendo em torno do ano de 2028. Apesar disso, o grau de inserção varia bastante entre as classes, com uma adesão de 13% a 17% dos clientes do subgrupo B1, de 11% a 16% no B2 e de 23% a 28% no B3.

As estimativas da difusão nestes estratos estão sujeitas a um grau de incerteza maior que as do primeiro item. Viu-se que a variação do custo das instalações de GFV tem um impacto fortíssimo sobre a difusão nestes estratos. Como se trata de um número muito alto de pequenas unidades, outros fatores como o acesso a financiamento e informação adequados podem desempenhar uma influência muito forte (positiva ou negativa) sobre todo o processo de difusão.

- 3) Por fim, a projeção da difusão de unidades de Geração Local na média tensão e de Geração Remota, tanto na baixa quanto na média tensão resultou em curvas de inserção intermediárias, com o auge do processo de difusão ocorrendo por volta de 2024 e terminando ao final da década.

Os estratos da média tensão têm unidades com capacidade grande que não se adequam muito bem à projeção com o modelo de *bass*. Além disto, os históricos de número de unidades apresentam muito mais variabilidade que na baixa tensão. Como a instalação deste tipo de unidade envolve estudos mais aprofundados por parte das distribuidoras, é provável que elas possam fazer uma estimativa de curto prazo para a entrada destas unidades com base nas consultas e solicitações de acesso e estudos correlatos que tenha qualidade superior aos resultados obtidos com o modelo de *bass*. Estas informações poderiam ser utilizadas pela ANEEL na previsão de inserção destas unidades.

Para alcançar estes resultados, a utilização de informações trimestrais se mostrou relevante, já que permite um aumento do número de observações e um ajuste melhor do modelo, sem nenhum esforço adicional.

Além disto, foi simulado o impacto da aplicação da tarifação vigente, das alternativas 1 e 5 propostas pela ANEEL na Consulta Pública 025/2019 e da modalidade tarifária proposta por este projeto sobre a difusão da MMGD na CEMIG D. A proposta de tarifação do projeto, exposta em detalhe no relatório principal, cobra do cliente MMGD o uso das redes de transmissão, os encargos da TUSD, com exceção do PROINFA e as Perdas Não Técnicas, assim como o uso da rede de distribuição tanto do usuário Carga quanto do usuário Gerador, buscando a coerência de todo modelo tarifário.

Viu-se que, mesmo com a aplicação desta proposta já em 2021 a inserção de MMGD será ainda massiva, chegando a atender ao final do processo de inserção 22% das unidades de média e baixa tensão e 47% da energia consumida por esses clientes. Ou seja, cobrar adequadamente dos *prosumidores* o uso da rede elétrica não inviabiliza a inserção da MMGD no país, e evita transferência exorbitante de custos aos demais consumidores e perdas de receita às distribuidoras.



## OBRAS CITADAS

---

- ANEEL. 2019.** Agência Nacional de Energia Elétrica. *Busca de Unidades Consumidoras de Mini e Micro Geração Distribuída por data de conexão.* [Online] 13 de 04 de 2019. <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>.
- **2020.** Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuídas.* [Online] 2020. [Citado em: 17 de 06 de 2020.] <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>.
- **2015.** *Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL. Anexo V: Análise de Impacto Regulatório.* Brasília : Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.
- **2017.** *Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.* Brasília : Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017.
- **2019.** *Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL.* SRD, SGT, SRM, SRG, SCG e SMA, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasília : s.n., 2019.
- Antunes, Neusa, et al. 2020.** *Projeto P&D ANEEL: Aperfeiçoamento da estrutura das tarifas de energia elétrica no Brasil - Relatório Parcial.* s.l. : Empresa Luz e Força Santa Maria, 2020.
- Bass, Frank M. 1969.** A New Product Growth for Model Consumer Durables. [ed.] *INFORMS. Management Science, Theory Series.* 1969, Vol. 15, 5.
- Bass, Frank M, Krishnan, Trichy V e Jain, Dipak. 1994.** Why the Bass Model Fits without Decision Variables. [ed.] *Inform. Marketing Science.* 1994, Vol. 13, 3, pp. 203-223.
- Elzhov, Timur, et al.** nlsLM. <https://cran.r-project.org/web/packages/minpack.lm/minpack.lm.pdf>. [Online] [Citado em: 5 de 8 de 2019.] <https://cran.r-project.org/web/packages/minpack.lm/minpack.lm.pdf>.
- EPE. 2019.** *NOTA TÉCNICA DEA 016/2019 Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029.* s.l. : Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2019.
- Guidolin, Mariangela e Mortarino, Cinzia. 2009.** Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modelling choices and forecasts for national adoption patterns. [ed.] Elsevier. *Technological Forecasting & Social Change.* 2009, Vol. 77, pp. 279–296.
- Konzen, Gabriel. 2014.** *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass.* São Paulo : Universidade de São Paulo, 2014.
- Pearce, Joshua, Pathak, M.J.M. e Branker, Kadra. 2011.** A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2011, Vol. 15, pp. 4470-7782.
- Peres, Renana, Mahajan, Vijai e Muller, Eitan. 2010.** Innovation diffusion and new product growth models: A critical review and research directions. *International Journal of Research in Marketing.* 2010, Vol. 27, pp. 91-106.

**Putsis, William. 1996.** Temporal Aggregation in Diffusion Models of First-Time Purchase: Does Choice of Frequency Matter? *Technological Forecasting and Social Change*. 1996, Vol. 51, pp. 265–279.

**Young, Peyton. 2009.** Innovation Diffusion in Heterogeneous Populations: Contagion, Social Influence, and Social Learning. [ed.] American Economic Association. *The American Economic Review*. 5, 2009, Vol. 99, pp. 1899-1924.

## TABELAS DE COMPARAÇÃO DE IMPACTO DAS MODALIDADES

### 6.1.1. Alternativa 1

Tabela 62: Proporção de Unidades BT Atendidas com MMGD Local

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 1			
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	Proposta
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2020	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
2021	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,1%
2022	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,6%
2023	2,2%	2,2%	2,2%	1,9%	2,1%
2024	2,9%	3,0%	3,0%	2,5%	2,8%
2025	4,0%	4,3%	4,2%	3,4%	4,0%
2026	5,8%	6,2%	6,1%	4,7%	5,8%
2027	8,0%	8,7%	8,5%	6,5%	8,1%
2028	10,4%	11,4%	11,2%	8,6%	10,6%
2029	12,6%	13,9%	13,6%	10,5%	12,9%
2030	14,4%	15,9%	15,6%	12,0%	14,8%
2031	15,6%	17,2%	16,8%	13,1%	16,0%
2032	16,2%	17,9%	17,5%	13,6%	16,7%
2033	16,5%	18,1%	17,8%	13,9%	17,0%
2034	16,5%	18,2%	17,8%	13,9%	17,0%
2035	16,4%	18,0%	17,7%	13,8%	16,8%

Tabela 63: Proporção de Unidades AT + BT atendidas com MMGD Local e Remota

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 1			
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	Proposta
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
2020	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
2021	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
2022	3,9%	3,5%	3,5%	3,2%	3,4%
2023	5,9%	5,3%	5,2%	4,5%	5,1%
2024	8,4%	7,5%	7,4%	6,2%	7,1%
2025	11,3%	10,1%	10,0%	8,3%	9,7%
2026	14,5%	13,3%	13,1%	10,7%	12,6%
2027	18,0%	16,8%	16,6%	13,3%	15,9%
2028	21,4%	20,3%	20,0%	15,9%	19,2%
2029	24,3%	23,4%	23,0%	18,3%	22,1%
2030	26,5%	25,7%	25,2%	20,1%	24,3%
2031	27,8%	27,2%	26,7%	21,3%	25,7%
2032	28,5%	27,9%	27,4%	21,8%	26,4%
2033	28,6%	28,1%	27,6%	22,0%	26,6%
2034	28,5%	28,0%	27,5%	21,9%	26,5%
2035	28,2%	27,7%	27,1%	21,7%	26,2%

Tabela 64: Proporção do Mercado BT Atendido com MMDG Local

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 1			Proposta
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
2019	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
2020	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%
2021	9,5%	9,2%	9,2%	9,0%	9,1%
2022	14,0%	13,5%	13,4%	13,1%	13,3%
2023	17,7%	17,1%	17,0%	16,4%	16,8%
2024	20,8%	20,2%	20,1%	19,3%	19,7%
2025	23,4%	22,8%	22,7%	21,5%	22,3%
2026	25,6%	25,2%	25,0%	23,4%	24,5%
2027	27,5%	27,3%	27,1%	25,0%	26,5%
2028	29,3%	29,3%	29,0%	26,4%	28,3%
2029	30,6%	30,8%	30,5%	27,6%	29,7%
2030	31,5%	31,8%	31,5%	28,3%	30,7%
2031	31,9%	32,3%	31,9%	28,6%	31,1%
2032	31,9%	32,4%	32,0%	28,6%	31,2%
2033	31,6%	32,1%	31,8%	28,4%	30,9%
2034	31,2%	31,7%	31,4%	28,0%	30,5%
2035	30,7%	31,2%	30,9%	27,5%	30,1%

Tabela 65: Proporção do mercado AT + BT atendido com MMDG Local e Remota

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 1			Proposta
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
2019	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
2020	6,5%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%
2021	13,0%	12,3%	12,3%	11,9%	12,1%
2022	20,3%	18,8%	18,7%	17,7%	18,4%
2023	27,7%	25,3%	25,1%	23,4%	24,7%
2024	35,0%	31,7%	31,5%	29,0%	30,9%
2025	41,7%	37,7%	37,3%	34,0%	36,6%
2026	47,4%	42,9%	42,5%	38,1%	41,6%
2027	52,2%	47,4%	46,9%	41,6%	45,9%
2028	56,0%	51,1%	50,5%	44,5%	49,4%
2029	58,8%	53,8%	53,2%	46,5%	52,0%
2030	60,5%	55,5%	54,8%	47,8%	53,6%
2031	61,2%	56,3%	55,5%	48,3%	54,3%
2032	61,2%	56,3%	55,6%	48,3%	54,3%
2033	60,7%	55,9%	55,1%	47,9%	53,9%
2034	59,8%	55,2%	54,4%	47,2%	53,2%
2035	58,9%	54,3%	53,5%	46,4%	52,4%

## 6.1.2. Alternativa 5

Tabela 66: Proporção de Unidades BT Atendidas com MMGD Local

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 5			
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	Proposta
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2020	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
2021	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	1,0%
2022	1,6%	1,4%	1,4%	1,2%	1,4%
2023	2,2%	1,9%	1,8%	1,5%	1,7%
2024	2,9%	2,4%	2,3%	1,7%	2,2%
2025	4,0%	3,3%	3,2%	2,2%	2,9%
2026	5,8%	4,7%	4,4%	2,8%	4,1%
2027	8,0%	6,5%	6,1%	3,7%	5,6%
2028	10,4%	8,5%	7,9%	4,7%	7,3%
2029	12,6%	10,4%	9,7%	5,6%	8,9%
2030	14,4%	11,9%	11,1%	6,4%	10,2%
2031	15,6%	12,9%	12,0%	6,9%	11,1%
2032	16,2%	13,5%	12,5%	7,1%	11,6%
2033	16,5%	13,7%	12,7%	7,3%	11,7%
2034	16,5%	13,7%	12,7%	7,2%	11,8%
2035	16,4%	13,6%	12,6%	7,2%	11,7%

Tabela 67: Proporção de Unidades AT + BT atendidas com MMGD Local e Remota

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 5			
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	Proposta
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
2020	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
2021	2,3%	2,0%	2,0%	1,8%	1,9%
2022	3,9%	2,9%	2,9%	2,4%	2,8%
2023	5,9%	4,1%	4,0%	3,1%	3,9%
2024	8,4%	5,6%	5,4%	3,9%	5,2%
2025	11,3%	7,5%	7,2%	4,9%	6,9%
2026	14,5%	9,8%	9,4%	6,0%	8,9%
2027	18,0%	12,4%	11,8%	7,3%	11,2%
2028	21,4%	15,0%	14,2%	8,5%	13,5%
2029	24,3%	17,3%	16,4%	9,7%	15,5%
2030	26,5%	19,1%	18,1%	10,5%	17,1%
2031	27,8%	20,3%	19,1%	11,1%	18,1%
2032	28,5%	20,8%	19,6%	11,3%	18,6%
2033	28,6%	21,0%	19,8%	11,4%	18,8%
2034	28,5%	21,0%	19,7%	11,3%	18,7%
2035	28,2%	20,7%	19,5%	11,2%	18,5%

Tabela 68: Proporção do Mercado BT Atendido com MMDG Local

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 5			Proposta
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
2019	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
2020	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%
2021	9,5%	8,8%	8,7%	8,1%	8,6%
2022	14,0%	12,7%	12,6%	11,5%	12,3%
2023	17,7%	16,0%	15,8%	14,3%	15,5%
2024	20,8%	18,8%	18,5%	16,6%	18,2%
2025	23,4%	21,1%	20,7%	18,4%	20,3%
2026	25,6%	23,0%	22,5%	19,6%	21,9%
2027	27,5%	24,6%	24,0%	20,5%	23,3%
2028	29,3%	26,1%	25,4%	21,2%	24,5%
2029	30,6%	27,2%	26,4%	21,7%	25,5%
2030	31,5%	27,9%	27,0%	22,0%	26,1%
2031	31,9%	28,2%	27,3%	22,0%	26,3%
2032	31,9%	28,2%	27,3%	21,8%	26,2%
2033	31,6%	28,0%	27,0%	21,6%	26,0%
2034	31,2%	27,6%	26,7%	21,2%	25,6%
2035	30,7%	27,2%	26,2%	20,8%	25,2%

Tabela 69: Proporção do mercado AT + BT atendido com MMDG Local e Remota

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 5			Proposta
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
2019	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
2020	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%	6,4%
2021	13,0%	11,4%	11,3%	10,4%	11,2%
2022	20,3%	16,7%	16,5%	14,5%	16,2%
2023	27,7%	22,0%	21,7%	18,5%	21,2%
2024	35,0%	27,1%	26,6%	22,2%	26,0%
2025	41,7%	31,7%	31,1%	25,3%	30,3%
2026	47,4%	35,6%	34,9%	27,6%	34,0%
2027	52,2%	39,1%	38,1%	29,4%	37,1%
2028	56,0%	41,9%	40,7%	30,7%	39,6%
2029	58,8%	44,0%	42,6%	31,5%	41,5%
2030	60,5%	45,3%	43,8%	32,0%	42,7%
2031	61,2%	45,8%	44,3%	32,1%	43,1%
2032	61,2%	45,8%	44,3%	31,9%	43,1%
2033	60,7%	45,5%	43,9%	31,5%	42,7%
2034	59,8%	44,9%	43,3%	31,0%	42,2%
2035	58,9%	44,2%	42,6%	30,5%	41,5%

### 6.1.3. Alternativa proposta

Tabela 70: Proporção de Unidades BT Atendidas com MMGD Local

Ano	Tarifa Atual	Alternativa Proposta			
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	Proposta
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2020	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
2021	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
2022	1,6%	1,5%	1,5%	1,3%	1,5%
2023	2,2%	2,0%	2,0%	1,6%	1,9%
2024	2,9%	2,7%	2,6%	1,9%	2,5%
2025	4,0%	3,8%	3,6%	2,4%	3,4%
2026	5,8%	5,4%	5,1%	3,2%	4,8%
2027	8,0%	7,5%	7,1%	4,2%	6,7%
2028	10,4%	9,8%	9,3%	5,4%	8,7%
2029	12,6%	12,0%	11,4%	6,5%	10,7%
2030	14,4%	13,7%	13,0%	7,4%	12,2%
2031	15,6%	14,9%	14,1%	8,1%	13,2%
2032	16,2%	15,5%	14,7%	8,4%	13,8%
2033	16,5%	15,7%	14,9%	8,5%	14,0%
2034	16,5%	15,8%	15,0%	8,5%	14,0%
2035	16,4%	15,6%	14,8%	8,5%	13,9%

Tabela 71: Proporção de Unidades AT + BT atendidas com MMGD Local e Remota

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 5			
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	Proposta
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
2020	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
2021	2,3%	2,1%	2,1%	1,9%	2,0%
2022	3,9%	3,2%	3,1%	2,6%	3,1%
2023	5,9%	4,6%	4,5%	3,5%	4,4%
2024	8,4%	6,4%	6,3%	4,5%	6,0%
2025	11,3%	8,7%	8,4%	5,7%	8,1%
2026	14,5%	11,3%	11,0%	7,2%	10,5%
2027	18,0%	14,4%	13,8%	8,7%	13,2%
2028	21,4%	17,4%	16,7%	10,3%	16,0%
2029	24,3%	20,1%	19,3%	11,8%	18,4%
2030	26,5%	22,1%	21,2%	12,9%	20,2%
2031	27,8%	23,4%	22,4%	13,6%	21,4%
2032	28,5%	24,0%	23,0%	14,0%	22,0%
2033	28,6%	24,2%	23,2%	14,1%	22,2%
2034	28,5%	24,1%	23,1%	14,0%	22,1%
2035	28,2%	23,9%	22,8%	13,8%	21,8%

Tabela 72: Proporção do Mercado BT Atendido com MMDG Local

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 5			Proposta
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
2019	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
2020	4,7%	4,7%	4,7%	4,6%	4,7%
2021	9,5%	9,0%	8,9%	8,5%	8,8%
2022	14,0%	13,1%	13,0%	12,2%	12,7%
2023	17,7%	16,5%	16,3%	15,3%	16,1%
2024	20,8%	19,4%	19,2%	17,8%	18,8%
2025	23,4%	21,9%	21,6%	19,7%	21,1%
2026	25,6%	24,0%	23,6%	21,0%	23,0%
2027	27,5%	25,9%	25,4%	22,1%	24,7%
2028	29,3%	27,5%	27,0%	22,9%	26,2%
2029	30,6%	28,9%	28,2%	23,5%	27,3%
2030	31,5%	29,7%	29,0%	23,9%	28,1%
2031	31,9%	30,1%	29,4%	23,9%	28,4%
2032	31,9%	30,1%	29,4%	23,8%	28,4%
2033	31,6%	29,9%	29,1%	23,5%	28,2%
2034	31,2%	29,5%	28,7%	23,2%	27,8%
2035	30,7%	29,0%	28,3%	22,8%	27,3%

Tabela 73: Proporção do mercado AT + BT atendido com MMDG Local e Remota

Ano	Tarifa Atual	Alternativa 5			Proposta
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Monômia R\$/kW	
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
2019	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
2020	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%	6,4%
2021	13,0%	11,8%	11,8%	11,0%	11,6%
2022	20,3%	17,6%	17,5%	15,7%	17,1%
2023	27,7%	23,4%	23,2%	20,3%	22,7%
2024	35,0%	29,1%	28,7%	24,5%	28,1%
2025	41,7%	34,3%	33,8%	28,1%	33,0%
2026	47,4%	38,8%	38,1%	31,0%	37,3%
2027	52,2%	42,8%	41,9%	33,3%	40,9%
2028	56,0%	46,0%	44,9%	35,1%	43,9%
2029	58,8%	48,4%	47,2%	36,4%	46,1%
2030	60,5%	49,9%	48,6%	37,1%	47,4%
2031	61,2%	50,5%	49,2%	37,3%	48,0%
2032	61,2%	50,5%	49,2%	37,2%	48,0%
2033	60,7%	50,1%	48,8%	36,8%	47,6%
2034	59,8%	49,5%	48,2%	36,3%	47,0%
2035	58,9%	48,7%	47,4%	35,6%	46,2%