



barreiras ainda existentes à conexão dos micro e minigeradores à rede das distribuidoras; compatibilizar as regras do sistema de compensação de energia elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento; aumentar o público alvo e realizar aperfeiçoamentos na regra.

## 2. Situação atual

Após a publicação da REN 482/12, iniciou-se no país um lento processo de difusão de micro e minigeradores distribuídos no país. A Figura 2 apresenta os valores acumulados até junho de 2015.

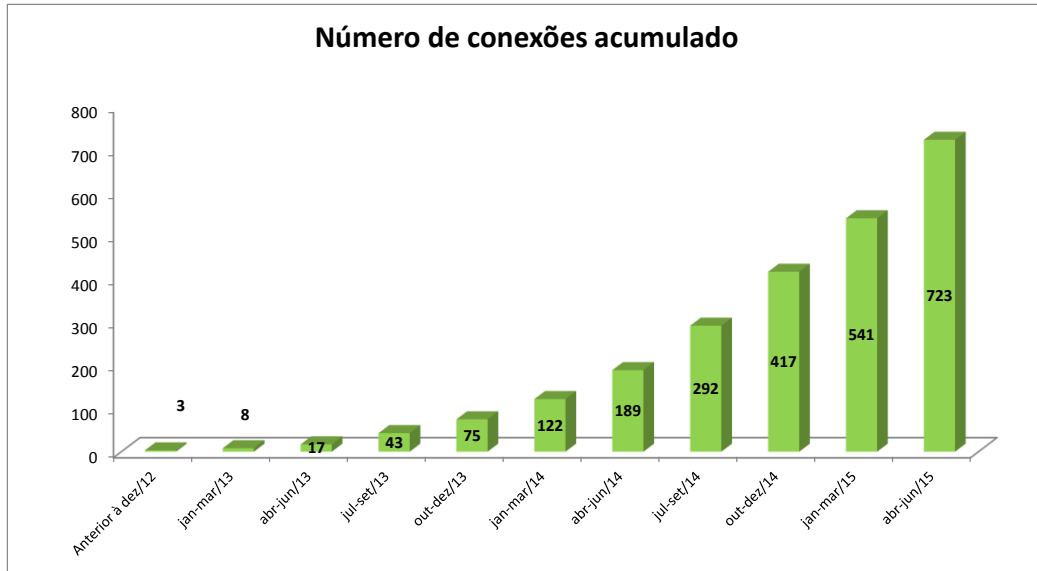


Figura 2: Número de micro e minigeradores até maio/2015

Conforme apresentado na Figura 2, o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída no final de 2014 é 5,5 vezes superior ao registrado no final de 2013, indicando um crescimento acentuado o último ano, mas muito abaixo do potencial de expansão no país. Dentre os 723 geradores instalados, apenas 13 são minigeradores, ou seja, com potência instalada entre 100 kW e 1 MW.

A Figura 3 apresenta a distribuição dos geradores instalados por fonte de energia, indicando que a fonte solar fotovoltaica representa mais de 90% do número total de instalações, seguida pela fonte eólica. Deve-se registrar a existência de 11 centrais geradoras híbridas (solar/eólica), o que é um fato positivo, pois tais consumidores estão buscando a otimização dos recursos naturais disponíveis em suas unidades consumidoras.

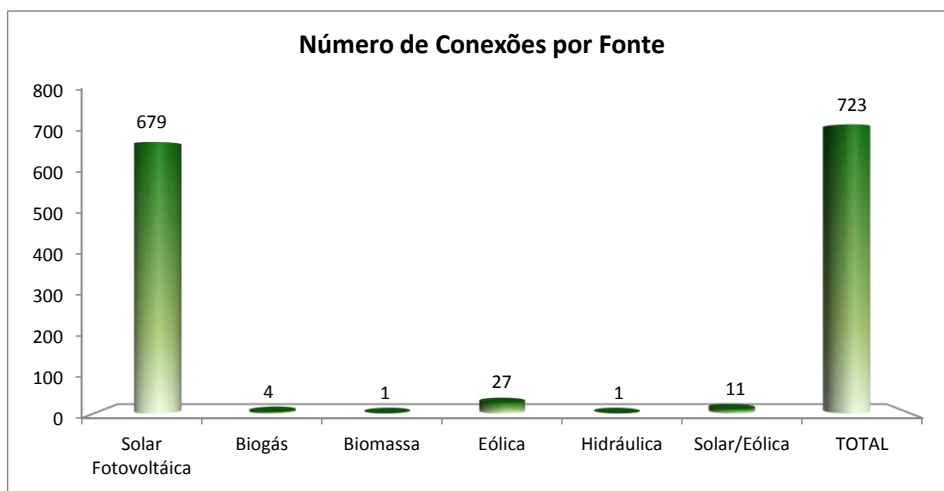


Figura 3: Conexão por tipo de fonte

A Figura 4 apresenta a potência instalada dos geradores por fonte, denotando também a predominância da geração solar fotovoltaica frente às demais fontes.

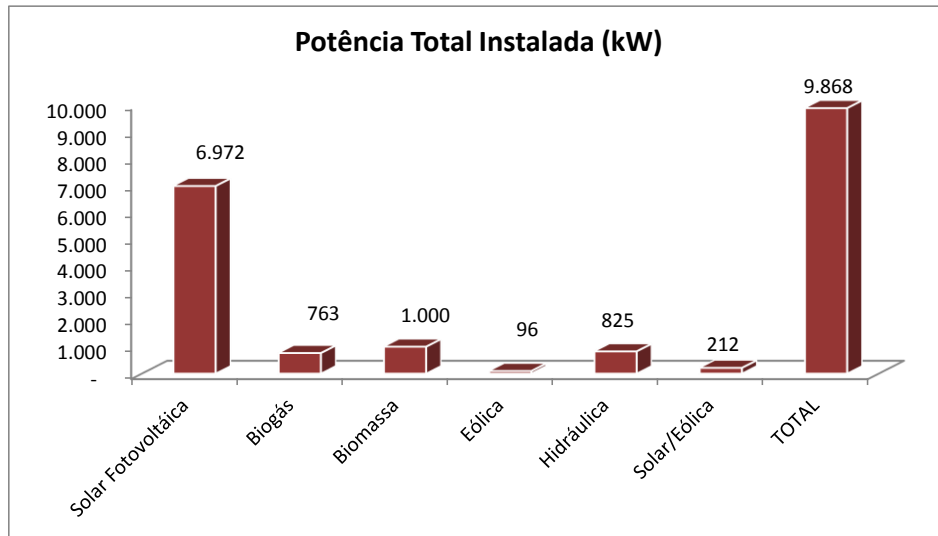


Figura 4: Potência instalada por fonte

A Figura 5 ilustra a divisão dos consumidores com micro e minigeração por classe de consumo. As classes residencial e comercial respondem por 88%, sendo que apenas 7% dos consumidores são atendidos em alta tensão (Grupo A).

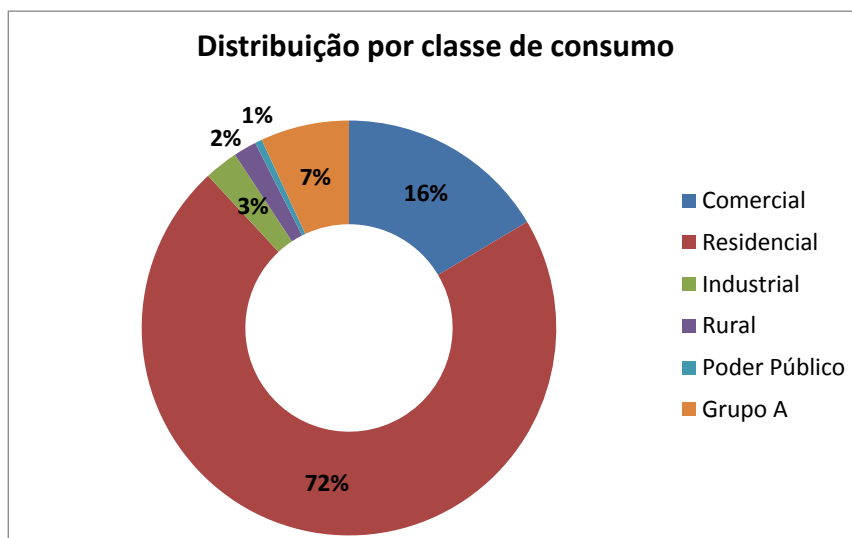


Figura 5: Classes de consumo dos consumidores

Em termos de faixas de potência dos micro e minigeradores instalados, observa-se que 73% dos equipamentos tem potência menor ou igual a 5 kW, conforme ilustrado na Figura 6.

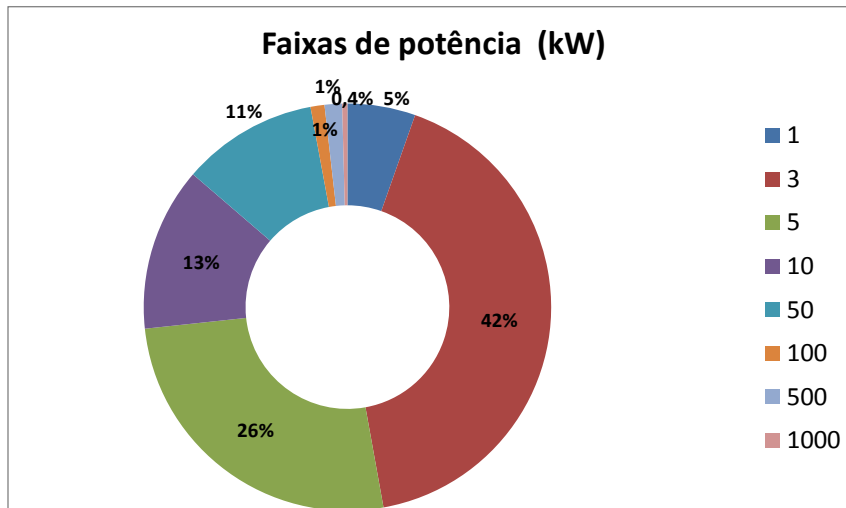


Figura 6: Faixas de potência dos geradores

O número de micro e minigeradores instalados em cada distribuidora é apresentado na Figura 7.

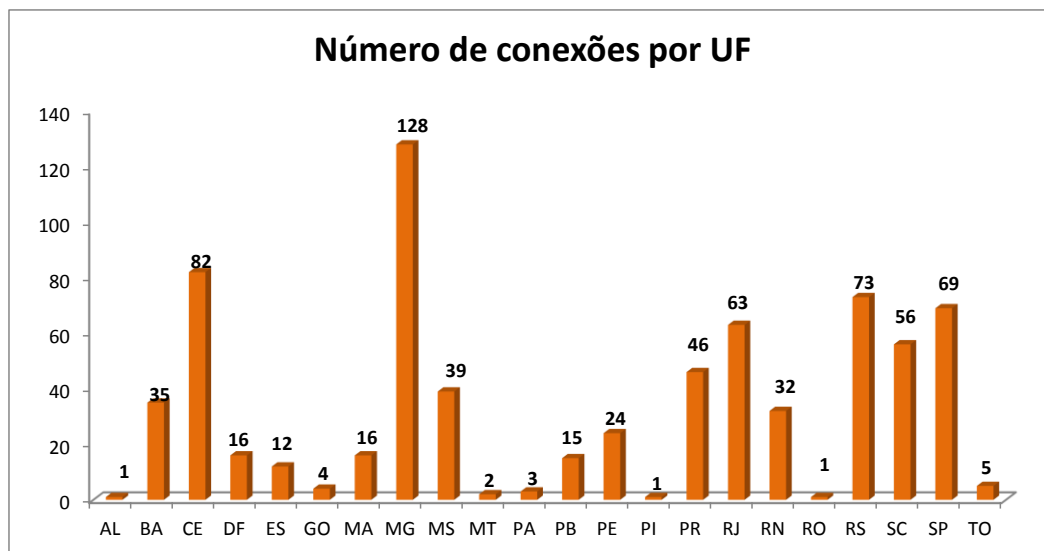


Figura 7: Número de conexões por Estado

Pode-se perceber que a distribuição do número de conexões por áreas de concessão não é uniforme, sendo a liderança no Estado de Minas Gerais. Essa concentração de sistemas no Estado pode ser atribuída ao menor tempo de retorno do investimento, em função do valor elevado da tarifa, do alto nível de insolação e também da menor incidência do ICMS sobre a energia consumida, em função da Lei Estadual nº 20.824, de 2013.

### 3. Metodologia

Para estimar o crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais que irão instalar um microgerador solar fotovoltaico no horizonte 2015-2024, utilizou-se a Teoria da Difusão de Inovações descrita em [2] e também a metodologia empregada por [3], com algumas adaptações.

Segundo a Teoria da Difusão de Inovações, a população pode ser dividida em cinco diferentes grupos, cada um com um comportamento específico frente ao risco de adotar a nova tecnologia: inovadores, adotantes iniciais, maioria inicial, maioria tardia e retardatários.

A equação 1 permite o cálculo da probabilidade de adotante ao longo do tempo  $t$ , tendo como parâmetros os coeficiente de inovação ( $p$ ) e imitação ( $q$ ), que representam as influências externa e interna de difusão da geração solar fotovoltaica, respectivamente.

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

onde:

- $F(t)$  é a função de distribuição acumulada;
- $p$  é o coeficiente de inovação; e
- $q$  é o coeficiente de imitação.

Assim como em [3], este estudo utilizou os valores de  $p = 0,0015$  e  $q = 0,3$  para o caso base, que é a manutenção das condições da Resolução Normativa nº 482/2012. Tais valores foram utilizados inicialmente no modelo adotado pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) nos EUA [4].

Para estimar o número total de adotantes, utiliza-se a equação 2, descrita a seguir:

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

onde:

- $N(t)$  é o número acumulado de adotantes no tempo  $t$ ;
- $m$  é o mercado potencial final; e
- $F(t)$  é a função de distribuição acumulada obtida com a equação 1.

Dessa forma, deve-se obter o mercado potencial final  $m$ , para tanto, faz-se uso da equação 3:

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

onde:

- $m$  é o mercado potencial final;
- $fmm$  é a fração de máximo mercado, calculado conforme equação (4); e
- $mp$  é o mercado potencial.

A fração de máximo mercado ( $fmm$ ) proposta por [5] representa um limitador do mercado potencial, pois leva em consideração o tempo de retorno do investimento (*payback*) e que o consumidor possui certo grau de sensibilidade a essa variável, ou seja, quanto menor o *payback*, mais consumidores estariam dispostos a instalar um microgerador. Assim, aplica-se a equação 4 para obter seu valor.

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

onde:

- $fmm$  é a fração de máximo mercado;
- $SPB$  é fator de sensibilidade ao *payback*; e
- $TPB$  é o tempo de *payback*, em anos.

Para o fator de sensibilidade ao *payback* ( $SPB$ ), adotou-se o valor de 0,3 seguindo as referências dos estudos de [4] e [3].

O próximo passo é estimar o mercado potencial de consumidores que podem instalar um microgerador solar fotovoltaico. Para tanto, assim como utilizado no estudo de [6], adotou-se como referência o número de consumidores residenciais com consumo acima de 400 kWh/mês para o caso base.

Já para o mercado comercial, adotou-se um percentual de 5% do total de unidades consumidoras pertencentes a esta classe para o caso base, conectadas em baixa tensão, por não haver informações consolidadas disponíveis sobre as faixas de consumo e a respectiva distribuição dos consumidores.

### 3.1 Cálculo do payback [8]

Assim como o estudo realizado pelo [4] e [3], adotou-se o cálculo do payback simples neste trabalho, pois apesar das imperfeições inerentes à própria definição da figura de mérito, como não considerar uma taxa de desconto para remunerar o capital investido, apenas a inflação do período, pode ser facilmente utilizado pelo consumidor.

### 3.2 Premissas

A Tabela 1 apresenta as premissas utilizadas para o cálculo do payback simples para os consumidores residenciais e a Tabela 2 para os consumidores comerciais.

Tabela 1: Premissas para consumidores residenciais

Potência (kWp)	3
Degradação anual	0,5%
Vida útil (anos)	25
Tarifa residencial	mar/15
Custo (R\$/kWp)	8.000
Adequação da Medição (R\$)	0
Custo Disponibilidade (kWh)	100
Substituição do inversor (R\$/kW)	2.000
Consumo após GD (%)	60%
Energia compensada com a geração (%)	55%

Tabela 2: Premissas para consumidores comerciais

Potência (kWp)	10
Degradação anual	0,5%
Vida útil (anos)	25
Tarifa residencial	mar/15
Custo (R\$/kWp)	8.000
Adequação da Medição (R\$)	0
Custo Disponibilidade (kWh)	100
Substituição do inversor (R\$/kW)	1.750
Consumo após GD (%)	27%
Energia compensada com a geração (%)	24%

Com relação ao consumo final da unidade consumidora após a instalação da microgeração e o montante de energia injetada na rede pelo microgerador, os percentuais foram estimados tendo como referências as curvas típicas para os consumidores residenciais, comerciais e de geração solar fotovoltaica.

Com relação à incidência de tributos, adotou-se a aplicação do Convênio ICMS nº 6, de 5 de abril de 2013 para todas as distribuidoras, exceto para aquelas localizadas em Minas Gerais (Cemig, Energisa Minas Gerais e DME-D) onde vigora a Lei Estadual nº 20.824, de 31 de julho de 2013, estabelecendo que o ICMS no Estado deve ser cobrado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pelos micro e minigeradores, pelo prazo de cinco anos.

Posteriormente, o CONFAZ publicou os Convênios ICMS 16, de 22/4/2015, 44, de 3/6/2015, e 52, de 30/6/2015, que autorizam os Estados de São Paulo, Pernambuco, Goiás, Rio Grande do Norte, Ceará e Tocantins a isentar a cobrança do tributo sobre todo o consumo e cobrar apenas sobre a diferença entre o consumido e injetado, revogando o Convênio nº 6. Para os demais Estados, vale a regra antiga.

Com respeito às tarifas, utilizaram-se os valores vigentes em março de 2015, acrescidas da bandeira tarifária vermelha<sup>1</sup>, as quais se mantêm constantes em termos reais durante o horizonte do estudo, ou seja, descontada a inflação.

Como foram adotadas premissas conservadoras neste estudo, o valor do payback calculado no início de 2015 mantém-se constante ao longo do período 2015-2024.

### 3.3 Projeções de mercado

Para avaliar os resultados de cada cenário ao longo do horizonte de estudo 2015-2024, projetaram-se os mercados residenciais e comerciais para cada ano, tendo como referência [7] e os valores apurados em dezembro de 2014.

Considerou-se inicialmente que apenas as unidades consumidoras do tipo “casa” teriam condições para instalar microgeração, em função da disponibilidade de telhado. Além disso, assim como [3] e [6], adotou-se um fator de aptidão de 85% referente a limitantes como sombras, caixas d’água e outros, que podem inviabilizar a instalação dos equipamentos nos telhados das residências.

Para os consumidores comerciais, não se dispõe de informações detalhadas sobre as faixas de consumo e, por isso, estimou-se em 5% o público alvo, ou seja, aquele em que o investimento seria economicamente viável e também sem restrições físicas para a instalação de módulos fotovoltaicos nos telhados.

### 3.4 Cenários [8]

Foram elaborados 4 cenários para avaliar alternativas de alterações na REN nº 482/2012 de forma a estimar o número de adotantes residenciais e comerciais, além de aferir os impactos econômicos no mercado. Adicionalmente, foram incluídos dois cenários que permitem estimar os efeitos que a mudança na forma de tributação da energia poderia causar no mercado. Uma breve descrição dos cenários idealizados é apresentada a seguir:

- Cenário I: manutenção das regras vigentes na REN nº 482/2012;
- Cenário II: permitir que unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato possam participar do sistema de compensação de energia elétrica;
- Cenário III: retirar o limite da potência instalada do microgerador à carga instalada da unidade consumidora do Grupo B;
- Cenário IV: soma dos cenários II e III;
- Cenário V: manutenção das regras vigentes na REN nº 482/2012, sem os efeitos da incidência do ICMS sobre toda a energia consumida (Convênio ICMS 6/2013 do CONFAZ); e
- Cenário VI: cenário II sem os efeitos da incidência do ICMS sobre toda a energia consumida (Convênio ICMS 6/2013 do CONFAZ).

Com base nesses Cenários, estimou-se o número de consumidores residenciais e comerciais que irão instalar microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2015-2024 e os impactos financeiros para os consumidores, distribuidoras, Estado, União e a sociedade.

## 4. Resultados [8]

A Figura 9 apresenta a projeção para cada cenário do número de consumidores residenciais e comerciais com microgeração no horizonte 2015-2024.

---

<sup>1</sup> A bandeira tarifária vermelha significa um acréscimo de R\$ 5,50 a cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos – exceto para os estados do Amazonas, Amapá e Roraima.

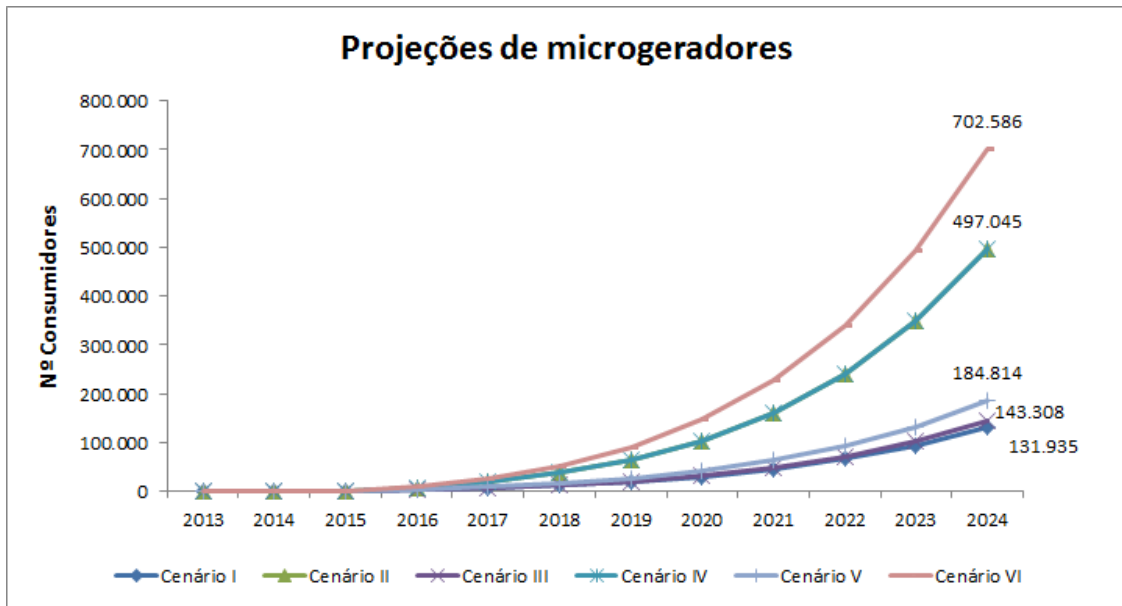


Figura 9: Projeção de unidades consumidoras residenciais e comerciais.

A Figura 10 ilustra a projeção de potência instalada para cada cenário analisado.

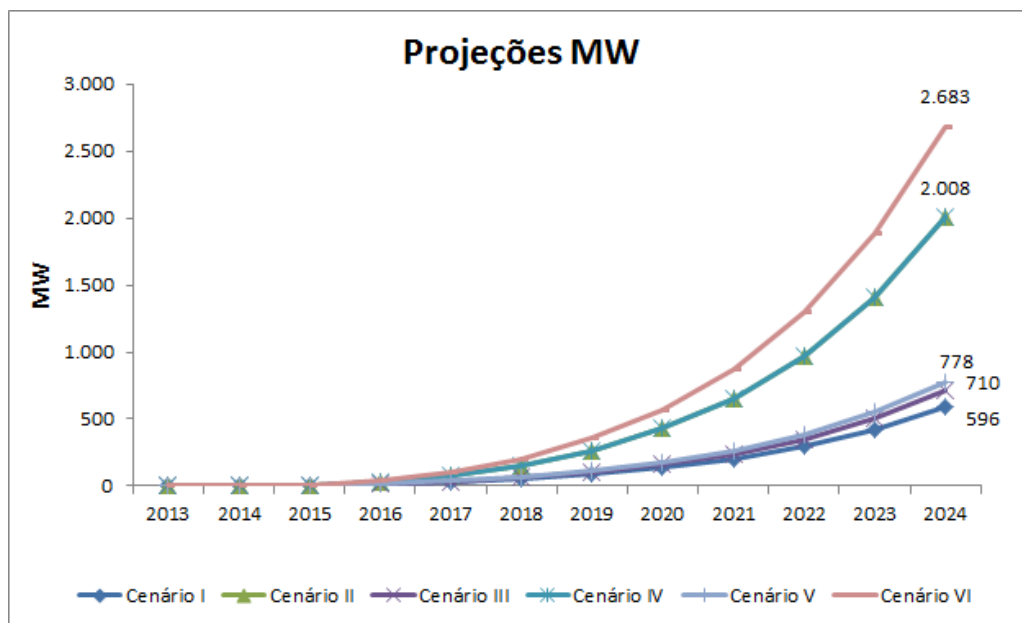


Figura 10: Projeção da potência instalada residencial e comercial.

Como base nos resultados apresentados nas Figuras 9 e 10, estimaram-se os impactos tarifários de cada cenário e também a relação custo-benefício.

## 5. Impacto tarifário [8]

Para avaliar o impacto tarifário de cada um dos cenários descritos no item 4.3, utilizou-se a fórmula do reajuste anual, conforme equação 5, aplicado a todas as distribuidoras e tomou-se como referência as Notas Técnicas e Resoluções que aprovaram os reajustes tarifários em 2014<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Informações disponíveis no site da Agência por meio do seguinte link: Página Inicial >> Informações Técnicas >> Tarifas Residenciais



$$IRT = \frac{Encargos + Transporte + Compra energia + Parcela B}{Receita} \quad (5)$$

Dessa forma, calculou-se o impacto tarifário para cada distribuidora para o ano de 2024 aplicando-se a equação 5, e comparando-se os resultados obtidos com os percentuais dos reajustes aprovados pela Agência em 2014.

A Figura 11 apresenta os resultados das simulações, considerando as projeções de inserção da microgeração nos mercados residenciais e comerciais.

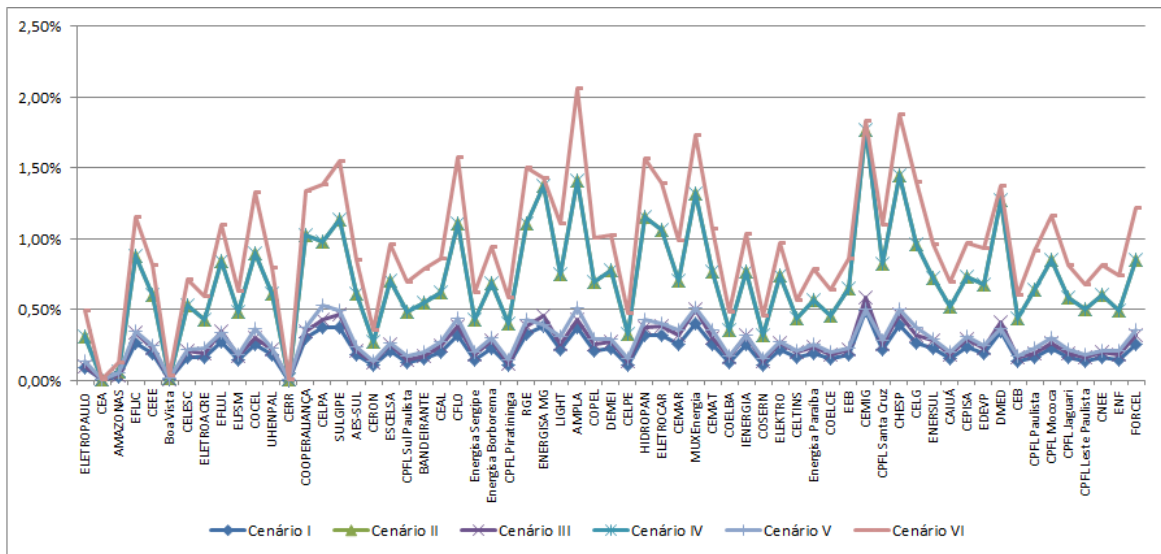


Figura 11: Impacto tarifário em 2024 por distribuidora

Conforme ilustrado na Figura 11, o impacto tarifário médio em 2024, quando comparado com o ano de 2014, ou seja, no período de 10 anos, é inferior a 1% para todos os Cenários, exceto para o Cenário VI, cujo impacto seria de 1,08%.

Com relação ao impacto por distribuidora, observa-se que o máximo estimado seria de 2,08% para a Ampla para o Cenário VI, e 1,77% para a Cemig no Cenário II, dentro do horizonte 2014-2024. Deve-se reforçar que esse seria o valor acumulado em 10 anos, e não para cada ano do período.

## 6. Relação custo-benefício [8]

### 6.1 Metodologia

Para o cálculo da relação custo benefício, utilizou-se como referência a metodologia adotada por [6] e os dados obtidos das simulações para a inserção da geração distribuída nos mercados residenciais e comerciais de todas as distribuidoras para o ano de 2024. A Tabela 3 resume os impactos considerados dos resultados dos cenários simulados dentre os agentes envolvidos.

Tabela 3: Classificação dos impactos

Agente	Impacto	Tipo	Classificação	Nível
Distribuidoras	Redução fluxo de caixa	Econômico	Custo	Baixo
Consumidores com GD	Redução na conta de energia	Econômico	Benefício	Médio
Consumidores BT	Aumento na conta de energia	Econômico	Custo	Baixo
Distribuidoras e Consumidores	Redução das perdas técnicas na RB	Econômico	Benefício	Baixo
Distribuidoras e Consumidores	Redução da contratação de energia	Econômico	Benefício	Baixo
Estados	Arrecadação de ICMS sobre a energia	Econômico	Custo	Baixo
União	Arrecadação de impostos sobre a energia	Econômico	Custo	Baixo
Estados	Arrecadação de impostos com a venda de equipamentos e serviços	Econômico	Benefício	Baixo
União	Alteração da arrecadação de impostos com a venda de equipamentos e serviços	Econômico	Benefício	Baixo
Sociedade	Energético	Econômico/ Energético	Benefício	Baixo

## 6.2 Resultados

A Tabela 4 resume os principais resultados a análise de custo-benefício para cada cenário simulado, onde pode ser observado que todos os cenários apresentam resultados positivos.

Tabela 4: Relação custo-benefício

	Relação custo-benefício	Custo (R\$)	Benefício (R\$)
Cenário I	0,25	330.766.942	1.158.187.700
Cenário II	0,25	1.115.400.440	3.928.969.994
Cenário III	0,25	393.930.852	1.384.910.692
Cenário IV	0,25	1.115.400.440	3.928.969.994
Cenário V	0,24	429.859.104	1.605.473.844
Cenário VI	0,23	1.484.572.596	5.615.576.781

As figuras 6 e 7 ilustram os valores de custos e benefícios para os cenários II e VI para todos os tipos de impactos relacionados na Tabela 3.

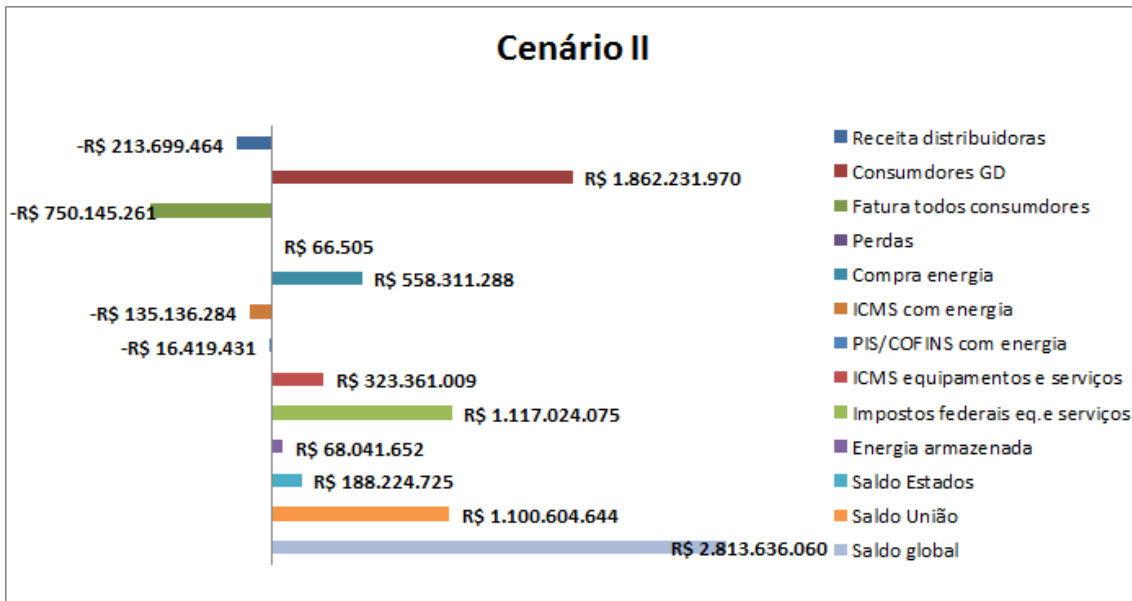


Figura 12: Resultados para o cenário II

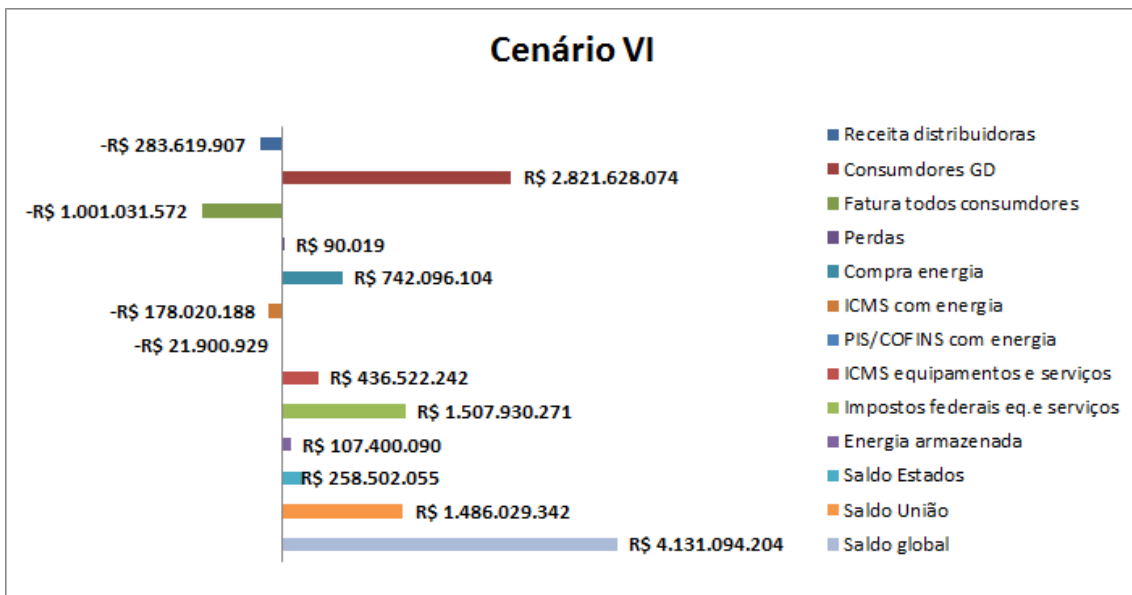


Figura 13: Resultados para o cenário VI

Em todos os cenários simulados, os resultados para Estados, União e o global são positivos, indicando que ao analisar os impactos descritos na Tabela 3, a sociedade perceberá mais benefícios que custos com a expansão da microgeração.

No entanto, ao analisar separadamente os dados, todos os consumidores perceberão, em média, uma pequena elevação na fatura de energia (inferior a 1% para os Cenários de I a V e de 1,08% para o Cenário VI, ao longo de 10 anos), conforme destacado na Figura 11.

Da mesma forma, as distribuidoras terão uma perda de receita, já descontada a elevação da tarifa dos consumidores do grupo B, conforme descrito anteriormente. Para entender melhor o impacto dessa redução de receita das empresas, a Tabela 5 apresenta os valores percentuais, comparando-se com a receita total do mercado de baixa tensão em 2024 com geração distribuída em cada cenário simulado.

Tabela 5: Redução de receita das distribuidoras em 2024

	Redução receita (R\$)	Redução receita (%)
Cenário I	63.558.744	0,07%
Cenário II	213.699.464	0,23%
Cenário III	75.655.671	0,08%
Cenário IV	213.699.464	0,23%
Cenário V	82.471.945	0,09%
Cenário VI	283.619.907	0,30%

Com base nos dados da Tabela 5, pode-se concluir que o impacto percentual na receita das distribuidoras para o mercado de baixa tensão em 2024 é baixo, sendo no máximo de 0,3% para todos os cenários simulados.

## 7. Conclusão

Este estudo apresentou as projeções de consumidores residenciais e comerciais que podem instalar microgeração solar fotovoltaica em suas unidades consumidoras no horizonte 2015-2024, assim como a potência instalada.

Dos cenários que tratam apenas de alterações na REN 482/12 (I a IV), os cenários II e IV trazem os resultados mais otimistas com aproximadamente 497 mil unidades consumidoras com microgeração em 2024 e potência instalada total estimada em 2 GW.

Caso haja a adesão de todos os Estados ao Convênio do CONFAZ 16/2015, isentando a tributação sobre a energia produzida pelo microgerador, o cenário VI indica o potencial de aproximadamente 703 mil unidades consumidores, com potência instalada de 2,7 GW.

A análise do impacto tarifário permite concluir que o aumento estimado na tarifa dos consumidores de baixa tensão será em média inferior a 1% para os cenários I a V em 10 anos e de 1,08% para o cenário VI, sendo que os maiores valores ocorreriam na Cemig, com 1,77% para o cenário II, e 2,08% na Ampla para o cenário VI. A partir da avaliação da relação custo-benefício, conclui-se que todas as alternativas simuladas são positivas do ponto de vista global, para os Estados e a União.

Em suma, há uma grande oportunidade de acelerar a adoção da microgeração entre os consumidores residenciais e comerciais com a revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, uma vez que os impactos resultantes são positivos para a sociedade.

## 8. Referências Bibliográficas

- [1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.
- [2] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição - PRODIST, Módulo 3.
- [2] ROGERS, E. The Diffusion of Innovations. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.
- [3] KONZEN, G. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação, via modelo de Bass. Master Degree at University of Sao Paulo - USP. Sao Paulo, SP. 2014.
- [4] DENHOLM, P. et al. The Solar Deployment System (SolarDS) Model : Documentation and Sample Results.
- [5] BECK, R. Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009.
- [6] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica DEA 19/14: Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014.
- [7] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica DEA 28/13 - Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2014-2023). EPE. Dezembro, 2013.
- [8] ANEEL - Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL, de 13 de abril de 2015.