

SAULO DE TOLEDO GALLUCCI

**Programa de Educação Continuada
Escola Politécnica da Universidade de São Paulo**

**Discussão Sobre as Premissas Adotadas no Cálculo de Impactos
do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 004/2018**

**São Paulo
2019**

SAULO DE TOLEDO GALLUCCI

**Discussão Sobre as Premissas Adotadas no Cálculo de Impactos
do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 004/2018**

**Monografia apresentado ao Programa
de Educação Continuada da Escola
Politécnica para a Diplomação de
Especialista em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética.**

**Área de concentração: Mini e
Microgeração Distribuída**

Orientador: Professor Dr. Jose Grimoni

**São Paulo
Agosto de 2019**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Gallucci, Saulo de Toledo

Discussão Sobre as Premissas Adotadas no Modelo de Cálculo de Benefícios do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 004/2018 / S. T. Gallucci -- São Paulo, 2019.
87 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Geração Distribuída 2.Resolução Normativa nº 482/2012 3.Energia solar fotovoltaica 4.Microgeração e Minigeração 5.Relatório de Análise do Impacto Regulatório nº 0004/2018 I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

GALLUCCI, SAULO. Discussão Sobre as Premissas Adotadas no Cálculo de Impactos do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 004/2018. 2019. Monografia (Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, está promovendo a alteração da Resolução Normativa nº 482/2012 que regulamenta a Microgeração e a Minigeração Distribuída no Brasil. Alteração essa que modifica o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, forma pela qual a energia gerada é valorada. O argumento é que esse sistema beneficia o consumidor que instala um sistema gerador, mas onera àqueles que se mantêm dependentes exclusivamente da rede de distribuição elétrica, conhecido como benefício cruzado. No entanto, há outros impactos, positivos ou não, que devem ser mensurados e, somados ao benefício cruzado, julgados. Esse processo de revisão da normativa busca corrigir essa divergência sem prejudicar a consolidação do mercado de Geração Distribuída de pequeno porte. No Relatório de Análise do Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL a Agência expõe as propostas de mudança e apresenta um modelo de valoração dessas alternativas para, então, comparar seus impactos e selecionar àquelas que tragam maior benefício para a sociedade. A proposta separa o Sistema de Compensação em dois, um para Microgeração Local e, outro, para Minigeração Remota. O presente trabalho traça a evolução da Geração Distribuída de pequeno porte para verificar se a política atual está cumprindo com seus objetivos e, posteriormente, discutir algumas das premissas adotadas no modelo de valoração em vista de contribuir para a consistência dos resultados obtidos. Por fim, são discutidas as deficiências do Sistema de Compensação e como isso afeta a adoção de novas tecnologias.

Palavras chave: Geração Distribuída, resolução 482, energia solar fotovoltaica, Microgeração e Minigeração.

ABSTRACT

The National Electric Energy Agency, ANEEL, is promoting the amendment of Normative No. 482/2012 that regulates small scale Distributed Generation in Brazil. This amendment modifies the net metering system ruling. The current system benefits consumers who own generator systems, but tend to burden those who remain solely dependent on the electric utility companies. However, there are other impacts that must be measured and judged. The revision seeks to rectify this issue without impairing the flourishing small Distributed Generation market. In The Regulatory Impact Analysis Report No. 0004/2018-SRD / SCG / SMA / ANEEL, the Agency sets out proposals and presents its valuation model. Also, shows economic projections of these alternatives and choose among those which brings better benefits to society. This paper traces the evolution of small Distributed Generation in order verify if the current policy is meeting its objectives and, later, discuss some of the assumptions adopted in the valuation model. Finally, the shortcomings of the net metering ruling system and how it affects the development of new technologies are discussed.

Keywords: Distributed generation, normative 482, solar photovoltaic, small scale.
Distributed Generation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Evolução da potência instalada (MW) Mini e Microgeração Distribuída no Brasil até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)	22
Figura 2 - Gráfico da potência instalada por fonte até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)	23
Figura 3 - Gráfico da distribuição da capacidade instalada por classe de consumo até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)	23
Figura 4 - Gráfico da participação da capacidade instalada por grupo tarifário até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)	24
Figura 5 – Número de Unidades consumidoras por unidade da federação até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)	25
Figura 6 - Gráfico de distribuição da Micro e Minigeração Distribuída por região - dez/2015	26
Figura 7 – Gráfico da capacidade total e capacidade média instalada por modalidade de geração até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)	27
Figura 8 – Gráfico da participação das diferentes modalidades de geração na capacidade instalada até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)	27
Figura 9 – Número de instalações, unidades consumidoras e potência instaladas no período compreendido de 01/01/2015 a 30/04/2015 dos estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo (SISGD/ANEEL, 2019)	28
Figura 10 - Número de instalações, unidades consumidoras e potência instaladas no período compreendido de 01/01/2015 a 30/04/2015 dos estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo (SISGD/ANEEL, 2019)	29
Figura 11 – Dados acumulados de Micro e Minigeração Distribuída no Brasil até o dia 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)	31
Figura 12 – Gráfico da evolução da potência instalada (MW) Mini e Microgeração Distribuída no Brasil até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)	32
Figura 13 – Gráfico da potência instalada por fonte até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)	33
Figura 14 – Gráfico da distribuição da capacidade instalada por classe de consumo até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)	33
Figura 15 – Gráfico de participação da capacidade instalada por grupo tarifário até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)	34
Figura 16 – Gráfico do número de unidades consumidoras por unidade da federação até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)	35
Figura 17 – Gráfico da distribuição da Micro e Minigeração Distribuída por região - maio/2019	36

Figura 18 – Gráfico da capacidade total e capacidade média instalada por modalidade de geração até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)	37
Figura 19 – Gráfico da participação das diferentes modalidades de geração na capacidade instalada até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)	37
Figura 20 – Gráfico da projeção da potência instalada – Micro e Minigeração (ANEEL, 2018)	38
Figura 21 - Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa (ANEEL, 2018)	42
Figura 22 – Esquema do método de estimação dos impactos da Micro e Minigeração Distribuída. (ANEEL, 2018).....	44
Figura 23 – Evolução do payback (em anos) para a alternativa 1 com e sem tarifa binômia (ANEEL, 2018).....	49
Figura 24 - Projeção da capacidade instalada para a alternativa 1 com e sem tarifa binômia (ANEEL, 2018).....	49
Figura 25 – Evolução do payback: alternativa 1 em 2022 e alternativa 3 em 2025 (ANEEL, 2018).	51
Figura 26 – Evolução estimada da GD remota e gatilhos de potência (ANEEL, 2018).....	51
Figura 27 – Evolução consolidada projetada da Micro e Minigeração Distribuída (ANEEL, 2018).	52
Figura 28 – Projeção do número de instalações para Microgeração Distribuída local para as alternativas 0 a 6 apresentadas no Relatório de AIR	55
Figura 29 – Projeção do número de instalações para Microgeração Distribuída local para as alternativas 0 a 6 gerada a partir da planilha de cálculo.....	56
Figura 30 – Dados de Microgeração Distribuída consumo local (SISGD/ANEEL, 2019)	58
Figura 31– Dados de Minigeração Distribuída remota (SISGD/ANEEL, 2019).....	59
Figura 32 – Demanda máxima do SIN em 2018	65
Figura 33 – Evolução do <i>Payback</i> simples ao longo dos anos para Microgeração fotovoltaica híbrida	68
Figura 34 – Evolução do <i>Payback</i> descontado ao longo dos anos para Microgeração fotovoltaica híbrida.....	69
Figura 35 – Texto extraído do Relatório da AIR 004/2018 – Premissa quanto as diversas fontes consideradas no SCEE	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potência contratada por fonte (Eletrobrás, s.d.)	16
Tabela 2 – Etapas do processo de solicitação de acesso – PRODIST revisão 4 – vigência de 19/04/2012 a 13/12/2012	21
Tabela 3 – Custos e benefícios sob a ótica de quem instala GD (ANEEL, 2018).....	45
Tabela 4 – Custos e benefícios sob a ótica dos demais consumidores.....	45
Tabela 5 – Resumo da projeção para Geração Distribuída local sem tarifa binômia (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2018b).....	47
Tabela 6– Resumo da projeção para Geração Distribuída local com tarifa binômia (SRD, 2018b)	48
Tabela 7 – Resumo da projeção para Geração Distribuída local sem tarifa binômia (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2018b).....	50
Tabela 8 – Resumo da projeção para Geração Distribuída local com tarifa binômia (SRD, 2018b)	50
Tabela 9 - Resumo consolidado da projeção para Micro e Minigeração Distribuída	52
Tabela 10 - Resumo consolidado da projeção para MMGD considerando 2,00% de redução percentual do preço do sistema por ano	53
Tabela 11 – Resumo dos resultados de todas as alternativas do modelo de cálculo para Minigeração remota (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2019c). Com destaque a Alternativa 3 proposta.	54
Tabela 12 - Principais picos de demanda do SIN (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, 2019).....	65
Tabela 13 - Dados de entrada considerados na planilha de Microgeração local	67

LISTA DE SIGLAS

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CGH	Central de Geração Hidráulica
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EOL	Eólica
GD	Geração Distribuída
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRD	Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição
TUSD	Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição
TUST	Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão
UFV	Usina Fotovoltaica
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Objetivos.....	13
2	PANORAMA NACIONAL.....	14
2.1	Critérios e Resultados da Resolução 482.....	18
2.2	Resolução nº 687/2015 – Revisão da REN 482/2012	29
2.3	Resultados da política da Micro e Minigeração Distribuída.....	38
3	APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DO RELÁTORIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO nº 004/2018	40
3.1	Propostas ao modelo atual de compensação	41
3.2	Quantificação dos impactos.....	43
3.3	Resultados Projetados.....	46
3.3.1	<i>Resultados da Geração Distribuída Local</i>	<i>47</i>
3.3.2	<i>Resultados da Geração Distribuída Remota</i>	<i>49</i>
3.3.3	<i>Resultado Consolidado.....</i>	<i>52</i>
3.3.4	<i>Modelo de Projeção Revisto.....</i>	<i>52</i>
3.4	Discussão sobre as premissas de cálculo dos custos e dos benefícios da Micro e da Minigeração Distribuída.....	56
3.4.1	<i>Premissa: Tamanho Típico de um Sistema Fotovoltaico.....</i>	<i>57</i>
3.4.2	<i>Premissa: Custo de Capital para a Instalação de Geração Distribuída</i>	<i>60</i>
3.4.3	<i>Premissa: Percentual de simultaneidade consumo x geração</i>	<i>61</i>
3.4.4	<i>Premissa: Redução das Perdas Técnicas.....</i>	<i>64</i>
3.4.5	<i>Premissa: Redução na Capacidade Máxima do Sistema.....</i>	<i>64</i>
3.5	Outras discussões	66
3.5.1	<i>Modelo de Compensação de Energia.....</i>	<i>66</i>
3.5.2	<i>Novas tecnologias</i>	<i>67</i>
3.5.3	<i>Mercado e cenários</i>	<i>71</i>
3.5.4	<i>Fontes de energia minoritárias na participação do mercado de MMGD.....</i>	<i>71</i>
4	CONCLUSÃO.....	73
4.1	Futuros trabalhos.....	74
5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75
ANEXO I – Variáveis Adotadas na AIR		

ANEXO II – Dados de Entrada – Micro e Minigeração Distribuída

ANEXO III – Sistema Fotovoltaico Híbrido de Referência

1 INTRODUÇÃO

Atualmente a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Brasil é regulamentada pela Resolução 482/2012 (modificada pela 687/2015) elaborada e disposta pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O intuito dessa normativa foi de promover um ambiente propício para viabilização da geração de pequeno porte. Um dos principais pilares desse modelo é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), onde a energia gerada é injetada na rede elétrica abate integralmente a energia consumida, ou seja, o valor da energia gerada por um Micro ou Minigerador é o valor da tarifa de energia com todas suas componentes. Isso viabilizou a expansão desse mercado com elevado crescimento, acima das expectativas da ANEEL, contabilizando atualmente mais de 870 MW de potência instalada até início de maio de 2019. A sociedade, portanto, correspondeu positivamente as condições estabelecidas pela ANEEL.

O Sistema de Compensação, porém, não remunera adequadamente os agentes do sistema elétrico devido ao não pagamento das componentes referentes aos ativos fixos e operacionais da rede de distribuição, da rede de transmissão e geradores. Esse custo é, então, repassado para a tarifa daqueles que ainda dependem inteiramente da rede elétrica. A elevação da tarifa pode atrair mais usuários à geração própria, provocando maiores altas tarifárias. No entanto, a distribuição de pequenas fontes geradoras pelo sistema elétrico nacional traz benefícios, como também, outros custos ao sistema elétrico Nacional.

Observando mercados mais maduros de Geração Distribuída de pequeno porte, como a Austrália, houve redução da carga de pico, mas trouxe desafios relacionados à qualidade do fornecimento de energia, conforme de Castro e Dantas (2018). Também apresentou “pressão ascendente sobre as tarifas de distribuição” (de Castro & Dantas, 2018).

Na Califórnia, onde também é aplicado o Sistema de Compensação ou *Net-Metering* (NEM), “os custos que recaem anualmente sobre os consumidores sem-painel somariam US\$160 milhões, o que significaria um aumento médio na conta destes consumidores de US\$100 por ano ” (de Castro & Dantas, 2018) *apud* (Franz, 2016).

Portanto, o debate acerca do futuro do SCEE é necessário, pois as experiências internacionais com maior penetração de Geração Distribuída (GD) demonstram que há diversos impactos que afetam a toda a sociedade.

É sob essa ótica que a ANEEL abriu a Audiência Pública 001/2019 para “Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à Micro e Minigeração Distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012)” (ANEEL, 2019). O objetivo estabelecido para a revisão da Normativa mantém a política de atratividade para o setor da MMGD e adiciona a atribuição de efetuar uma correta remuneração pelo uso do sistema elétrico com a consequência de não onerar os consumidores em prol dos prossumidores (pessoa física ou jurídica que possui um sistema de Geração Distribuída).

Para alcançar esse objetivo a ANEEL desenvolveu um modelo para quantificar os impactos ao longo do período de quinze anos e trazê-los a valor presente Líquido (VPL). Foram calculadas diferentes alternativas para dois tipos distintos de sistemas: Microgeração Local e Minigeração Remota. Dentre as alternativas, foi escolhida uma para cada tipo de acordo com o VPL atingido, impacto na projeção de prossumidores e, como, critério desempate, as externalidades redução de CO₂ e número de empregos criados.

A etapa de Audiência Pública visa obter contribuições para corroborar com o modelo empregado, as premissas adotadas, os resultados obtidos e as alternativas escolhidas. Assim, o presente trabalho procura estabelecer, em primeira instância, como está a evolução do mercado de Micro e Minigeração Distribuídas evidenciando as mudanças normativas e legislativas ao longo do tempo, relacionando com os dados de capacidade instalada e número de prossumidores registrados pela ANEEL e dispostos no site Outorgas e Registros de Geração - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída (ANEEL, 2019a) . Posteriormente, é apresentado o conteúdo do Relatório de Análise de Impacto Regulatório para, em seguida, realizar uma análise de algumas das premissas adotadas pela ANEEL no modelo matemático de análise de propostas. A análise é feita com base nas contribuições recebidas pela ANEEL, Apresentação de Seminários conduzidos pela ANEEL, dados do Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD/ANEEL e Notas Técnicas s da ANEEL. A análise se estende com a discussão de deficiências do Sistema de Compensação e como isso afeta a adoção de novas tecnologias.

1.1 Objetivos

O objetivo desta Monografia é verificar a evolução da Micro e Minigeração Distribuída atual, apresentar as alternativas propostas para o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica e as projeções futuras esperadas e discutir as premissas adotadas no sentido de contribuir para o aprimoramento do modelo de quantificação de impactos.

2 PANORAMA NACIONAL

A matriz energética brasileira evoluiu aproveitando nosso vasto potencial hídrico tanto que hoje 70% da produção de energia elétrica nacional provém de hidrelétricas. Porém o aumento da capacidade de geração elétrica a partir dos cursos d'água enfrenta barreiras que impedem o seu avanço. As restrições ambientais ao alagamento de grandes áreas para constituir reservatórios, os diferentes usos dos recursos hídricos para as atividades humanas, o longo tempo exigido para a implementação e a grande soma de recursos financeiros para sua execução são alguns dos entraves. A esses fatores soma-se ainda o risco de estiagem intensa e prolongada que resulta em um baixo fator de capacidade das hidrelétricas. O produto destes fatores culminou na crise energética enfrentada em 2001, quando houve racionamento de energia e apagões em algumas regiões do território nacional.

Um dos principais pontos identificados desse período é que a concentração elevada de uma única fonte da matriz energética não dá flexibilidade ao sistema para atender sua demanda se exposto a riscos. Esse ponto já era percebido pelo governo federal que em 2000 implementou o Plano Prioritário de Termelétricas. Plano esse que concedia incentivos estatais para promover a construção de usinas de energia elétrica que utilizam o gás proveniente da Bolívia e das reservas nacionais. Entretanto, essa iniciativa pública de promoção de usinas termelétricas (UTES) trouxe segurança energética a um custo elevado. As UTES foram utilizadas para compor a disponibilidade do setor, ou seja, entraram em operação para atender uma demanda periódica e/ou para garantir níveis futuros dos reservatórios das hidroelétricas. Quando muito solicitadas, o custo da energia termelétrica para os agentes do setor sobe drasticamente e traz desequilíbrio financeiro. Esse desequilíbrio é coberto pela aplicação das bandeiras tarifárias nas contas individuais dos usuários, o custo é repassado ao consumidor.

Apesar das UTES serem menos onerosas em sua implantação do que uma hidrelétrica, terem menor *lead time*¹ e poderem ser instaladas teoricamente em

¹ *Lead time* é um termo em inglês que significa o tempo entre o início e o fim de um processo de produção. Aqui é usado como analogia do tempo empregado para as atividades de concepção de uma usina de energia elétrica, passando por todo o processo de projeto, viabilidade e aprovações, implantação, comissionamento e entrada em operação.

qualquer local, o valor elevado de sua geração deve-se a sua operação e manutenção e ao uso de um combustível fóssil como fonte. A operação e a manutenção das termelétricas exigem uma logística para prover o combustível e sistemas de controles para manter o processo estável em relação geração elétrica e à emissão de poluentes.

Como a fonte das termelétricas não está disponível livremente na natureza, ela deve ser obtida através de compra de produtores. Sendo uma *commodity* e comercializada mundialmente seu preço segue atrelado ao dólar. Esse seria o primeiro ponto de exposição: as oscilações cambiais afetam diretamente o preço dos combustíveis, inclusive do gás natural, e, ainda que protegido com contratos de longo prazo, impactam no custo futuro de geração das UTEs. Além da questão do custo elevado, é importante salientar que a obtenção do combustível e, principalmente, a sua queima trazem grandes impactos ambientais pela alta emissão de poluentes na atmosfera. Essa emissão deve ser controlada para atender legislação específica por sistemas que retiram impureza do ar de exaustão da queima. São sistemas complexos, caros e exigem manutenção intensa, que justificam ainda mais o alto custo de geração. Também, o uso intensivo de água para os sistemas de resfriamento dessas usinas é outro ponto. Essa água é normalmente captada de rios e, depois de passar pelos sistemas de resfriamento, retorna aos mesmos rios com temperatura bem superior à do curso d'água. Em 2002, foi sancionada a Lei nº 10.438/2002, que criou o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas). Conforme informe da ANEEL

“(...)o PROINFA tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (...) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição” (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2015a).

O PROINFA abriu uma nova era para a matriz elétrica brasileira estabelecendo uma política para a expansão das fontes renováveis por produtores independentes (controlados ou não por concessionárias de energia). Este programa tem por finalidade a contratação de projetos em energia eólica, biomassa e PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas) conectados à rede. O PROINFA foi revisado e ajustado pela lei nº 10.762/2003 e regulamentada pelo decreto nº 5.025/2004 e em sua fase inicial contratou 3.300 MW de projetos divididos conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Potência contratada por fonte (Eletrobrás, s.d.)

Fonte	Potência contratada
Biomassa	685 MW
PCH	1.191 MW
Eólica	1.422 MW
Total	3.299 MW

A base de contratação estabelecida pelas leis previamente endereçadas foram: a aplicação de tarifa prêmio ou *feed-in* garantida por 20 anos para compra da energia dos contemplados, a disponibilização de linhas de crédito pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e o estabelecimento de uma energia de referência contratada pela qual os produtores serão pagos em contrapartida a energia efetivamente gerada.

O repasse dos custos do programa será feito por todos os consumidores finais, tanto cativos² quanto livres³, por meio de encargo na conta de energia, executando-se consumidores de baixa renda. Também estabelece índice de nacionalização⁴ mínimo de 60%.

A adoção de uma tarifa única vigente por 20 anos trouxe estabilidade ao sistema e permitiu projetar o retorno financeiro de forma segura e atrativa por operar com um valor maior que a tarifa atual. Como resultado do programa, em 2012 toda a capacidade contratada se encontrava em operação.

O PROINFA abriu espaço para fontes alternativas àquelas predominantes e introduziu 3.299 MW de capacidade instalada na matriz energética nacional. Apesar disso, o programa, não logrou o favorecimento da produção em pequena escala e nem abrangeu a fonte solar fotovoltaica e as plantas de cogeração de energia. Em 2004 foi introduzido pela primeira vez em lei o termo *Geração Distribuída* (GD). No artigo 2º, parágrafo 8º da Lei nº 10.848 a GD é configurada como fonte de

² Consumidor cativo é aquele ao qual só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante.

³ Consumidor livre é aquele que pode escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação.

⁴ Índice estipulado pelo governo em que um determinado produto ou equipamento deve ter um percentual produzido nacionalmente.

energia elétrica “contratada pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas de distribuição de energia elétrica até a data de publicação desta Lei”. No mesmo ano, foi aprovado o decreto nº 5.163 que “regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica” e que caracterizou a GD conforme:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se Geração Distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995 (*), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

Apesar de não caracterizar a fonte eólica como Geração Distribuída, a legislação recupera o texto do PROINFA e dá atributo a eólica como fonte geradora para contratação pelos agentes (Lei 10.848/2004). A lei deixa em aberto a pequena geração e faz referência o texto da Lei 9.074/95 o qual estabelece que plantas hidrelétricas e termelétricas de até 5 MW “estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização”. Segundo o artigo 15 da Lei nº 5.163, a contratação de energia elétrica proveniente de Geração Distribuída deverá ser contratada através de chamamento público⁵.

A instituição do novo modelo do setor elétrico e do PROINFA abriu caminho, portanto, para uma geração mais difusa da energia, criou critérios para a classificação dos empreendimentos, facilitou o incremento de capacidade concedendo aos agentes o poder de contratação de geração e permitiu a venda de excedentes pelos autoprodutores.

Essa evolução da matriz de energia acompanha a tendência mundial de investimento em plantas de geração de menor escala mais próximas aos centros de

⁵ Procedimento destinado a selecionar órgão ou entidade da administração pública direta ou indireta, de qualquer esfera de governo, consórcio público ou entidade privada sem fins lucrativos para firmar convênio ou contrato de repasse, no qual se garanta a observância dos princípios da isonomia, da legalidade, da impessoalidade, da moralidade, da igualdade, da publicidade, da probidade administrativa, da vinculação ao instrumento convocatório, do julgamento objetivo e dos que lhes são correlatos (Ministério da Economia, 2019).

carga, que habilitem quaisquer cidadãos aplicar seus recursos em geração de energia elétrica, que busquem fontes renováveis de energia e que emitam menos poluentes.

Apesar disso tudo, como apontado anteriormente, o PROINFA deixa de mencionar a fonte solar fotovoltaica e não traz regulação para o implemento de pequena geração. Somente em 2012 seria publicada a Resolução Normativa nº 482 que visava reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte. Seu texto “estabeleceu as condições gerais para o acesso de Micro e Minigeração Distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica bem como introduziu o sistema de compensação de energia elétrica, além de estabelecer adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST)” (Borges, 2017).

2.1 Critérios e Resultados da Resolução 482

A REN 482 estabeleceu os critérios de capacidade para enquadramento dos portes em Mini e Microgeração:

- I - Microgeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- II - MiniGeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A resolução também estabeleceu o sistema de compensação de energia elétrica “no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com Microgeração Distribuída ou Minigeração Distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2012). Ou seja, a energia gerada que não é consumida localmente é injetada na rede criando um saldo que poderá compensar a energia consumida diretamente da rede elétrica. Esse saldo no âmbito da REN 482 de 2012 deveria ser consumido em

até 36 meses. Além disso, é notável que a compensação é líquida, toda a energia gerada excedente equivale a energia consumida. O texto original traz ainda que os custos de adequação da medição seriam de responsabilidade do interessado (artigo 8º) e os equipamentos utilizados para tal adequação cedidos às Concessionárias e Permissionárias de Distribuição, ficando estas com a operação e manutenção do sistema de medição.

No que diz respeito a realização de reforços ou ampliações do sistema de distribuição, a REN 482 invoca no artigo 5º o Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), porém não fica claro a parte responsável por essa meta. São também critérios determinados por esse procedimento os prazos que incorrem entre a entrada da solicitação de acesso até a efetivação da conexão, totalizando 82 dias para Microgeradores e 172 dias para Minigeradores. A Tabela 2, extraída do módulo 3.7 do PRODIST, apresenta as etapas do processo de conexão e seus prazos.

Após a entrada em vigor da Resolução nº 482 e a revisão do Procedimento de Distribuição houve uma nova resolução no mesmo com intuito de aperfeiçoar alguns pontos da 482, seus pontos principais de alteração foram:

- Estabelecimento do autoconsumo remoto onde uma unidade consumidora com Mini ou Microgeração pode compensar a energia consumida por outra unidade consumidora, sendo ambas de mesma titularidade e da mesma distribuidora de energia;
- Limitação do sistema de compensação de energia elétrica a carga instalada no caso de unidades consumidoras do grupo B, ou a demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. Caso essas unidades queiram instalar capacidade superior ao texto citado, deverão pedir aumento de carga;
- Ampliações e reforços da rede elétrica de distribuição em função exclusiva da conexão de Mini e Microgeração como responsabilidade da concessionária;
- Estabelecimento da condição de compensação por posto tarifário;
- Continuidade do custeio do sistema de medição a cargo do interessado, sendo responsabilidade do agente de distribuição a sua instalação.

A partir das alterações na resolução vigente houve incremento na difusão da capacidade instalada, porém, conforme descrito na Nota Técnica nº 0056/2017 da ANEEL, esse processo ocorreu de forma lenta. É possível observar no gráfico da Figura 1 a evolução da capacidade instalada.

Os dados utilizados para apresentar o cenário da Micro e Minigeração atual foram extraídos da plataforma da ANEEL que monitora esses tipos de geradores. A mesma foi desenvolvida sobre a plataforma da *Microsoft* e *PowerBI* e tem atualizações quase instantâneas.

Tabela 2 – Etapas do processo de solicitação de acesso – PRODIST revisão 4 – vigência de 19/04/2012 a 13/12/2012

					Prazo sem pendências	
Etapa	Descrição	Ação	Responsável	Prazo	Microgeração	Minigeradores
1	Solicitação de acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados	Acessante		0	0
		(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	Não está estabelecido		
		(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas na Seção 3.7.	Acessante	Até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b)		
2	Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	i. Se não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c). ii. Para central geradora classificada como MiniGeração Distribuída e houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).	30	30
3	Contratos	(a) Assinatura dos Contratos, quando couber.	Acessante e Distribuidora	Até 90 (noventa) dias após a ação 2(a)	NA	90
4	Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria	Acessante	Definido pelo acessante	45	45
		(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 30 (trinta) dias após a ação 4(a)		
		(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria.	Distribuidora	Até 15 (quinze) dias após a ação 4(b)		
5	Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria	Acessante	Definido pelo acessante	7	7
		(b) Aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 5(a)		

É interessante perceber no gráfico da Figura 1 da que com a introdução da resolução houve um salto em instalações (574% em relação ao ano anterior), muito provavelmente devido ao arcabouço legal que trouxe segurança e previsibilidade no retorno de uma instalação, mesmo considerando a incipiência desse mercado no período. Nos anos seguintes houve incrementos elevados do ponto de vista da capacidade instalada em relação aos anos anteriores, porém, conforme já descrito, abaixo das expectativas da ANEEL.

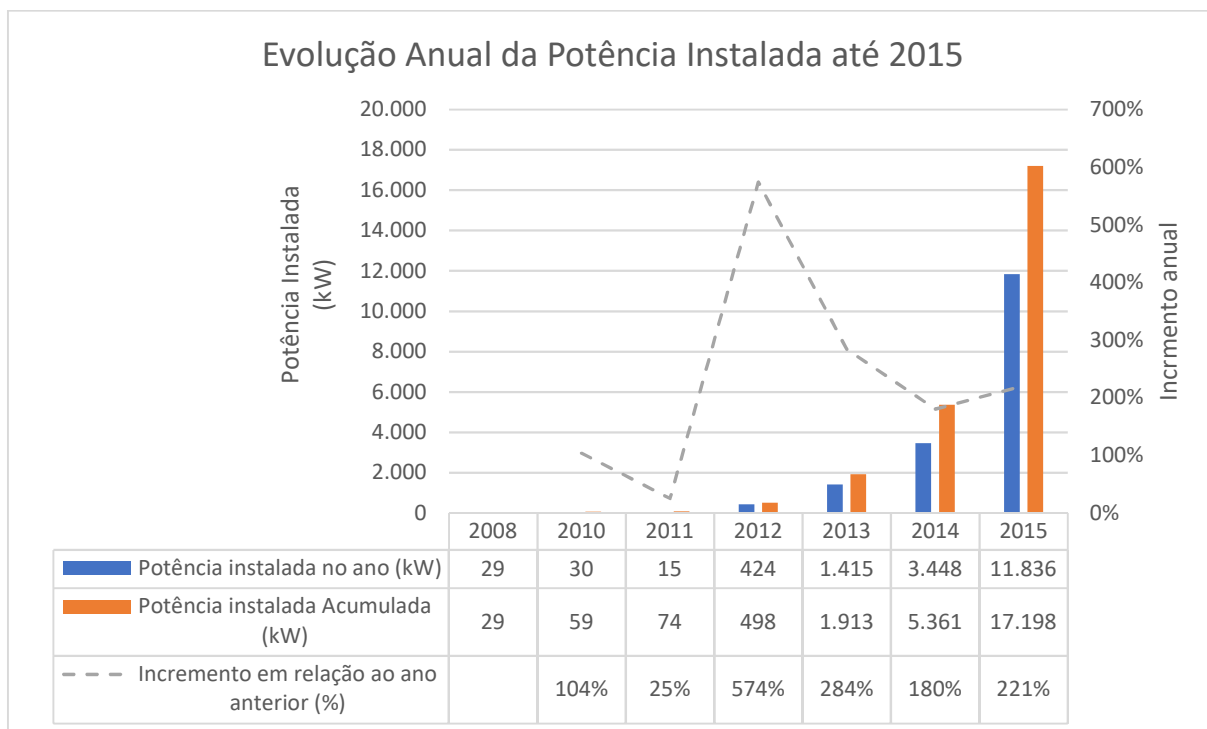


Figura 1- Evolução da potência instalada (MW) Mini e Microgeração Distribuída no Brasil até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)

A Resolução nº 482/2012 modificada pela nº 517/2012 se manteve até o final de 2015 até a entrada da Resolução nº 687.

Além da evolução da capacidade instalada já observada, os resultados obtidos até então podem ser observados a seguir para posterior contraste com as modificações impostas a partir de novembro de 2015 com a entrada em vigor da REN nº 687.

O gráfico da Figura 2 apresenta a capacidade instalada dos geradores por fonte até 2015 e demonstra a predominância da geração solar fotovoltaica – 81% do total.

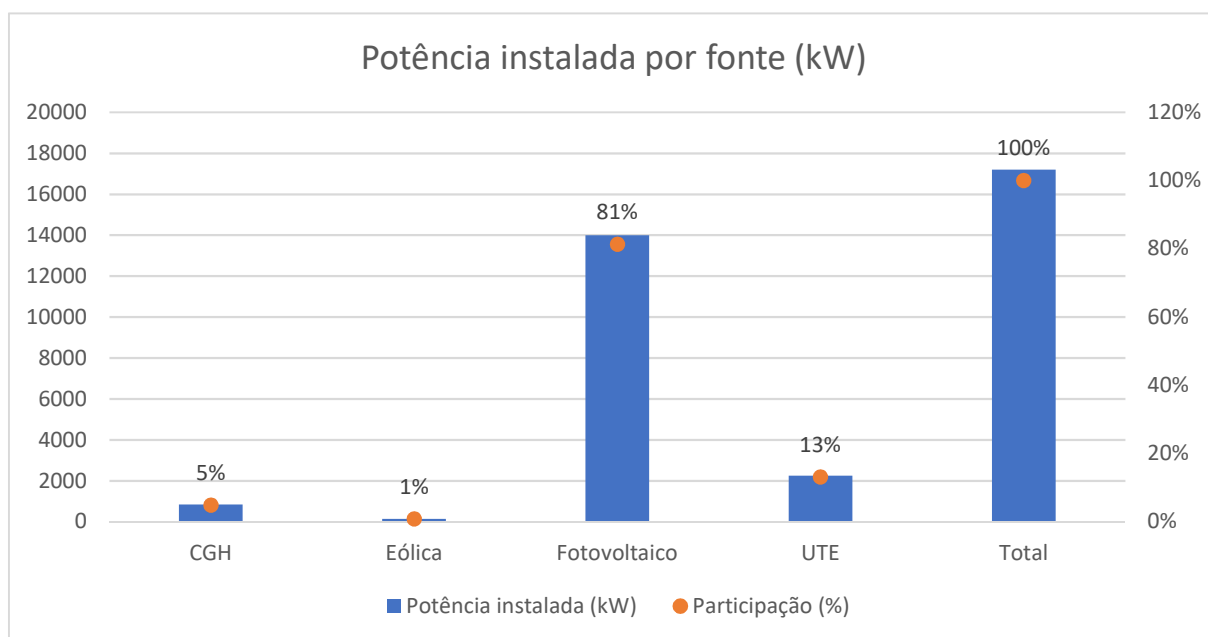


Figura 2 - Gráfico da potência instalada por fonte até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)

No final de 2015 a participação da capacidade instalada entre as classes de consumo (gráfico da Figura 3) mostram que a predominância dos setores residenciais e comerciais com 63% do todo.

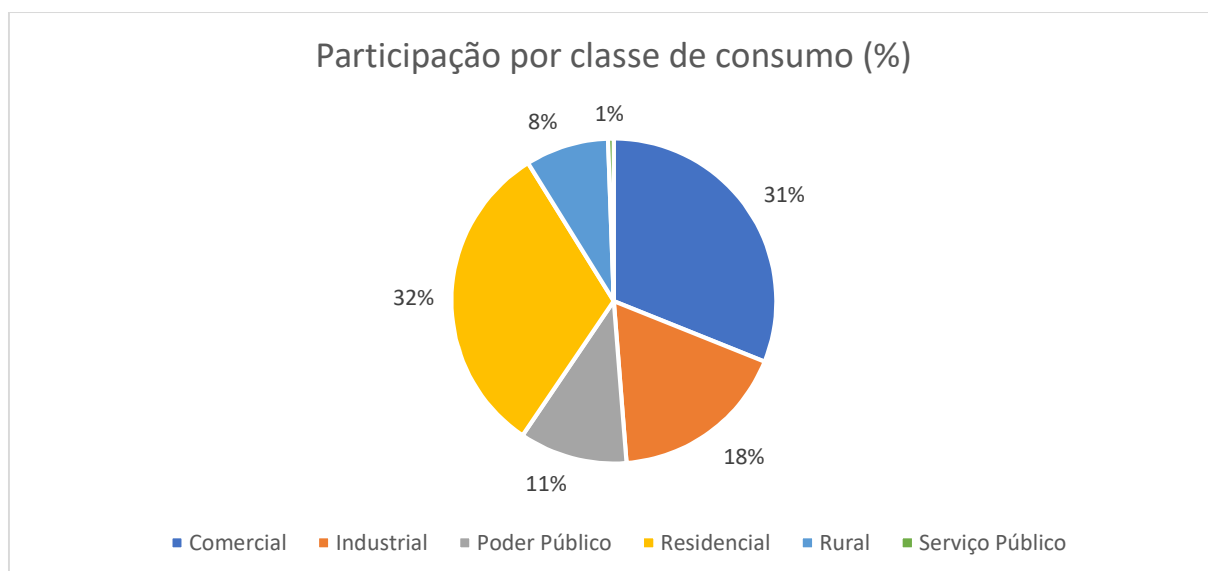


Figura 3 - Gráfico da distribuição da capacidade instalada por classe de consumo até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)

A distribuição da capacidade instalada entre os grupos tarifários⁶ A4, B1 e B3 (gráfico da Figura 4) com 95% ratificam a distribuição por classe de consumo e é possível inferir pelo contraste entre os grupos tarifários que as instalações comerciais e industriais são de maior capacidade, por isso que o grupo A4 tem maior participação

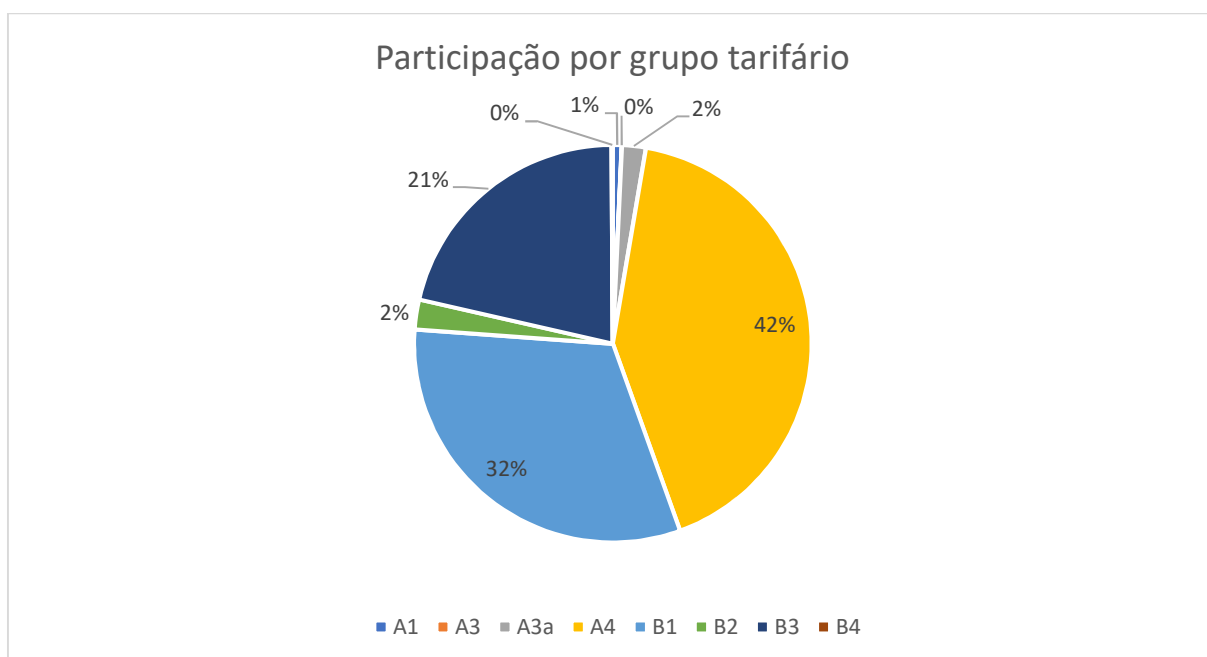


Figura 4 - Gráfico da participação da capacidade instalada por grupo tarifário até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)

A distribuição das instalações por estado brasileiro, disposto no gráfico da Figura 5, demonstra uma maior abrangência em Minas Gerais com mais de 350 conexões acumuladas cada uma com potência média instalada de pouco mais que 5 kW, levando a crer que são gerações locais e residenciais. Segundo a Superintendência de Regulação dos Serviços de distribuição (SRD) “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

⁶ Grupo tarifário é uma classificação dos consumidores em grupos para aplicação de tarifas específicas de acordo com sua classe de consumo (residencial, comercial, serviços, indústria, etc) e tensão de fornecimento (grupo A é atendido em alta e média e, grupo B, em baixa tensão)

do ICMS sobre a energia consumida, em função da Lei Estadual nº 20.824, de 2013”. (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2015b)

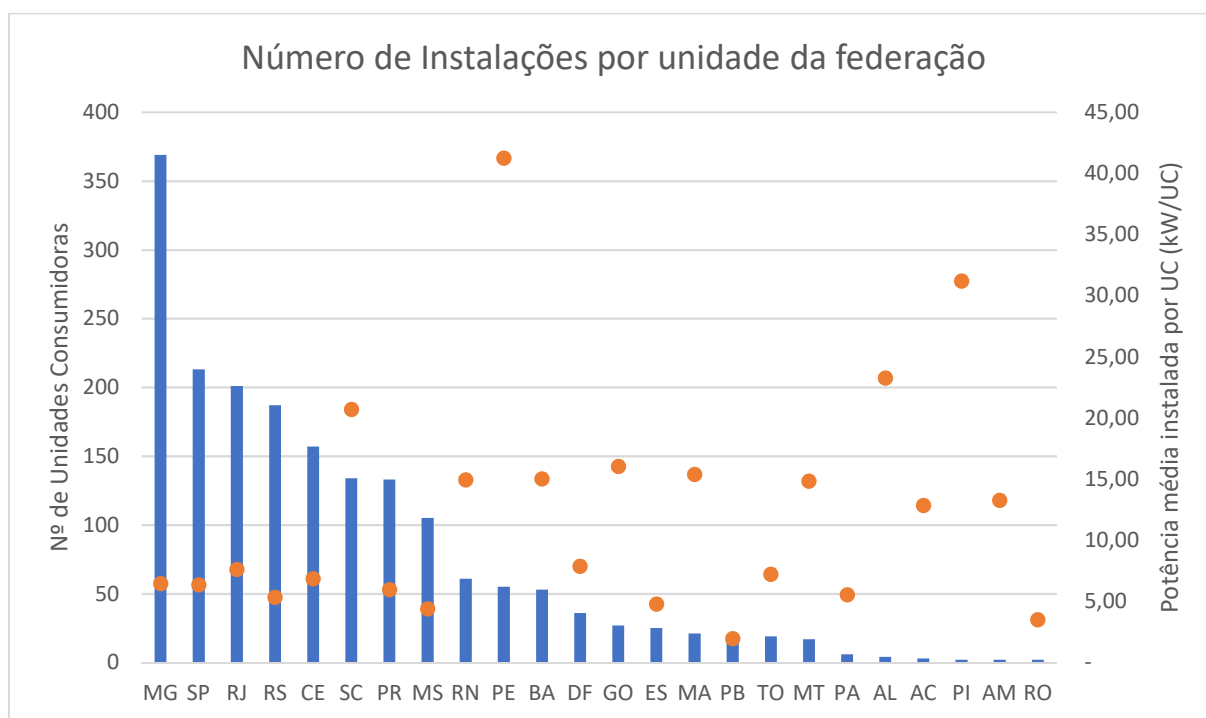


Figura 5 – Número de Unidades consumidoras por unidade da federação até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)

O gráfico da Figura 5 demonstra que as instalações se concentram predominantemente nas regiões Sul e Sudeste do Brasil. Entretanto, a região Nordeste que apresenta maior capacidade instalada, conforme o gráfico da Figura 6. Isso significa que a potência média instalada é maior nessa região comparativamente às demais.

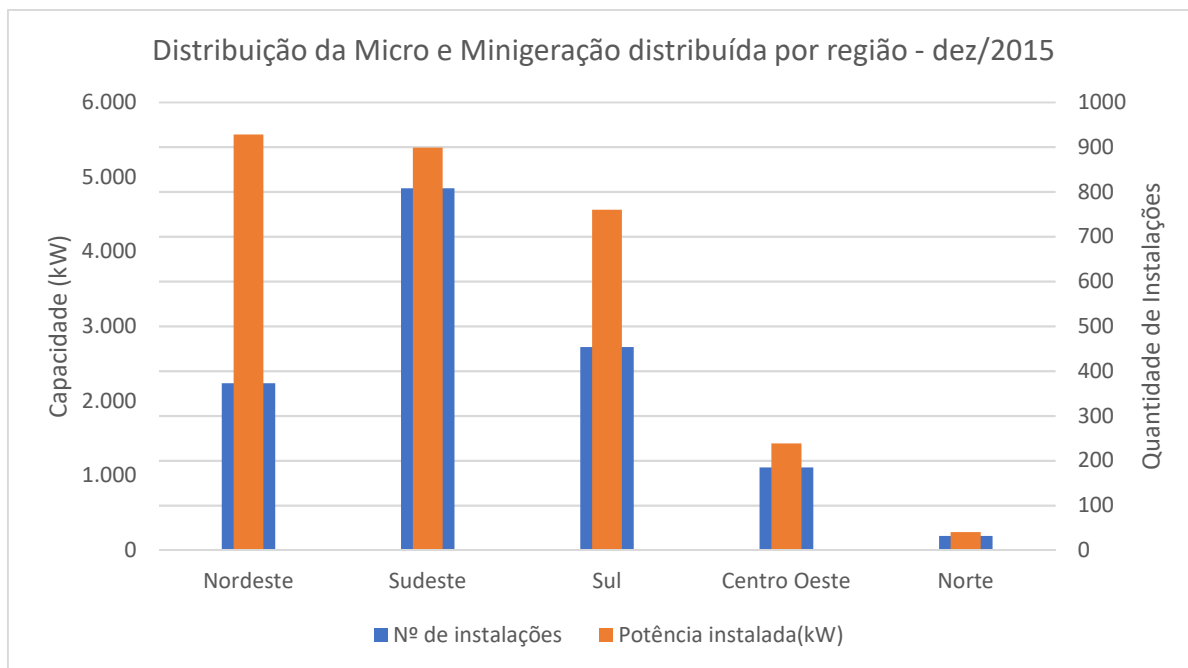


Figura 6 - Gráfico de distribuição da Micro e Minigeração Distribuída por região - dez/2015

Entre as modalidades⁷ previstas, a geração na própria unidade consumidora representa 14,80 MW dos 17,20 MW instalados (gráficos da Figura 7 e da Figura 8), ou seja 86% do total. Os gráficos evidenciam que na geração compartilhada as instalações são compostas por sistemas de maior capacidade frente às outras modalidades. Isso fica demonstrado pela a capacidade média por instalação ser de aproximadamente 264 kW enquanto as modalidades autoconsumo remoto e geração na própria UC apresentam 10,60 kW e 8,84 kW respectivamente.

⁷ As modalidades são geração no local do consumo, autoconsumo remoto, geração compartilhada e condomínios.

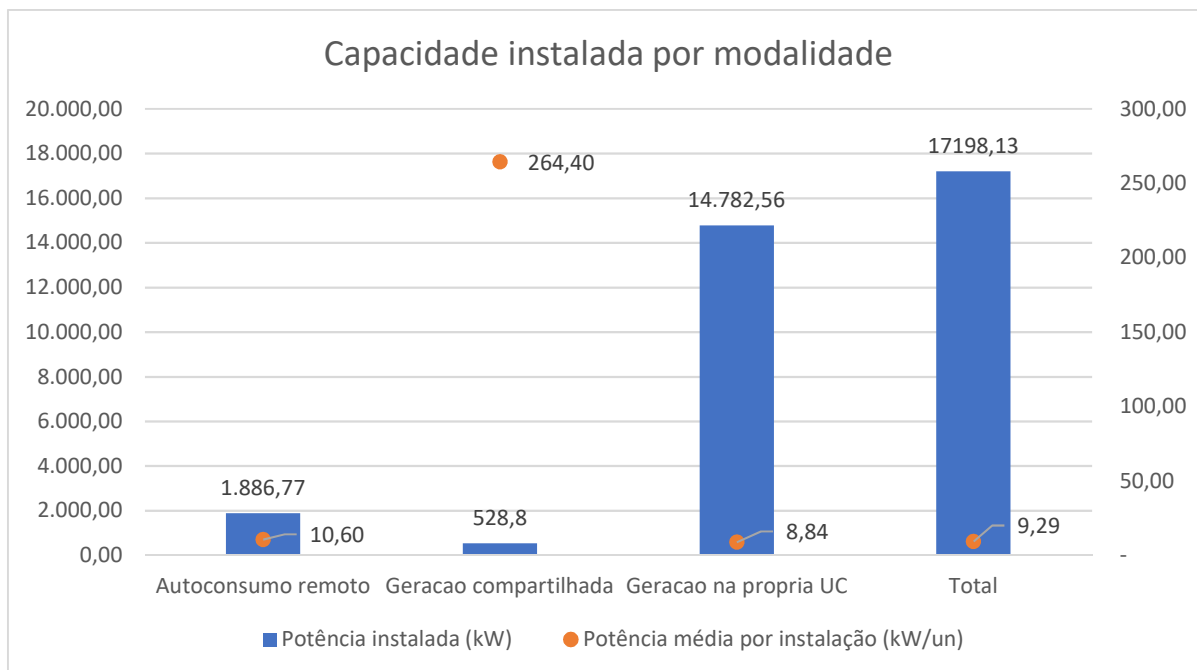


Figura 7 – Gráfico da capacidade total e capacidade média instalada por modalidade de geração até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)

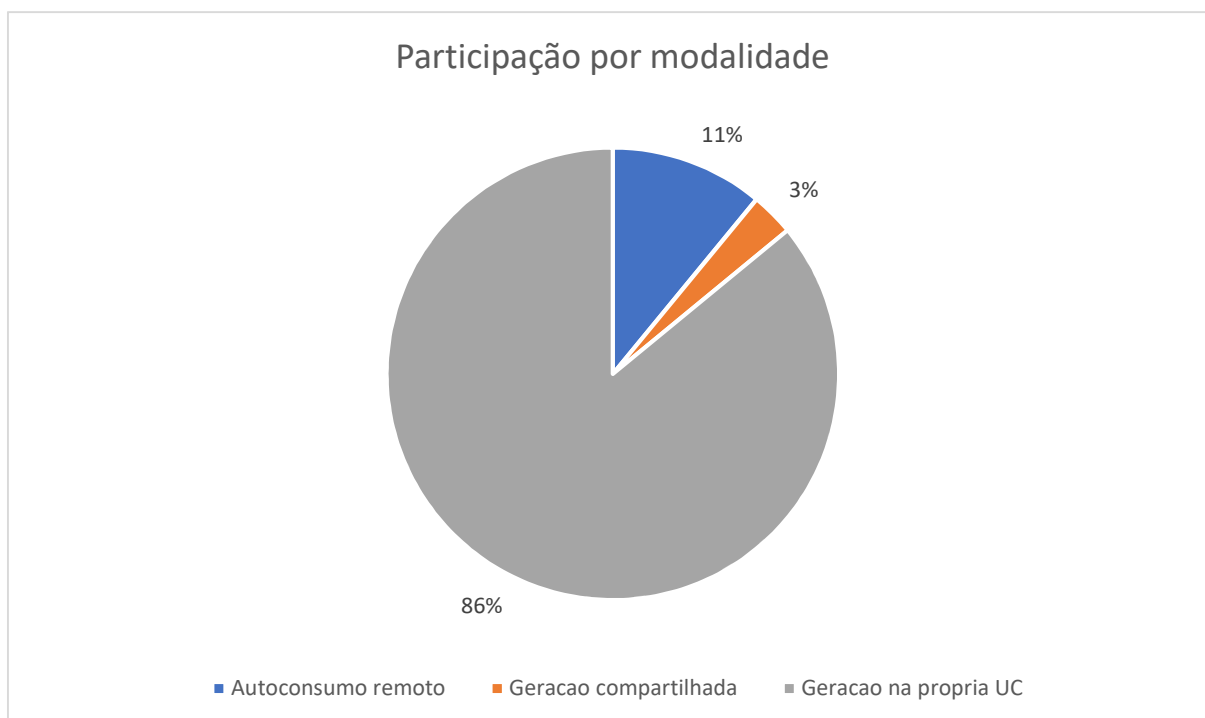


Figura 8 – Gráfico da participação das diferentes modalidades de geração na capacidade instalada até dezembro de 2015 (SISGD/ANEEL, 2019)

Além da REN nº 482/12 e suas revisões até o ano de 2015, outro fator que contribuiu para a evolução da Micro e Minigeração Distribuída: o convênio nº 16 do

Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) que entrou em vigor em setembro de 2015. O convênio autoriza aos estados “conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora” (Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, 2015). Na prática, o ICMS só será cobrado caso haja excedente de consumo da rede da distribuidora pela unidade consumidora (UC). Não é, porém, obrigatório aos estados participarem deste convênio. Na sua redação original somente os estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo aderiram. Atualmente, as 27 unidades federativas concordaram com os termos do CONFAZ 16/15.

Na tentativa de avaliar o impacto dessa isenção de ICMS na adição de potência instalada, foram extraídos da ferramenta *on line* de monitoramento da Geração Distribuída da ANEEL (ANEEL, 2019) as Figura 9 e Figura 10. A primeira apresenta os dados de conexão do ano de 2015 até a data anterior a publicação do convênio. A segunda apresenta os mesmos dados para o ano de 2015 após a publicação do CONFAZ 16/15.

As somatórias das potências instaladas, da quantidade de instalações e da quantidade de UCs atendidas dos estados signatários do texto original⁸ do convênio foram respectivamente, 273 kW, 36 instalações e 42 UCs atendidas.



Figura 9 – Número de instalações, unidades consumidoras e potência instaladas no período compreendido de 01/01/2015 a 30/04/2015 dos estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo (SISGD/ANEEL, 2019)

No período compreendido de abril a dezembro de 2015, logo após a divulgação do convênio, esses mesmos números sofreram uma guinada, foram instalados 202 sistemas que atendem 280 unidades consumidoras com 2,0 MW de potência.

⁸ Goiás, Pernambuco e São Paulo

Não é possível afirmar com certeza que a isenção do ICMS sobre a energia produzida e compensada seja o único fator que contribuiu para o crescimento de quase 10 vezes na adição de capacidade, mas o contraste de valores apresentados demonstra um forte indício.



Figura 10 - Número de instalações, unidades consumidoras e potência instaladas no período compreendido de 01/01/2015 a 30/04/2015 dos estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo (SISGD/ANEEL, 2019)

2.2 Resolução nº 687/2015 – Revisão da REN 482/2012

O acompanhamento da implantação da REN nº 482/2012 pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) da ANEEL “permitiu identificar diversos pontos da regulamentação que necessitam de aprimoramento” (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2015b) e através Nota Técnica 0017/2015 propôs a abertura de audiência pública para a revisão da “Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012 – REN nº 482/2012, e da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, de forma a tornar o processo de conexão dos Micro e Minigeradores distribuídos mais simples e rápido, além de aumentar o público alvo”.

A partir dessa Nota Técnica foi realizada a audiência pública nº 026/2015. Das contribuições nela apresentadas foi elaborada outra Nota Técnica nº 0096/2015 na qual consta a minuta da Resolução que alteraria a REN 482/2012 e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

As principais alterações foram:

- Redefinição dos limites de capacidade:
 - Microgeração Distribuída passa a ser central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW;
 - Microgeração Distribuída passa a ser central geradora de energia elétrica com potência instalada maior que 75 kW menor

- ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para fontes renováveis ou cogeração qualificada;
- A potência instalada da Microgeração e da MiniGeração Distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora;
 - Instituição de novas modalidades:
 - **Autoconsumo remoto:** caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com Microgeração ou MiniGeração Distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada;
 - **Geração compartilhada:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com Microgeração ou MiniGeração Distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
 - **Condomínios:** caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com Microgeração ou MiniGeração Distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas;
 - Estabelecimento da vedação de divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para Micro e Minigeração;
 - **Participação financeira:**

- Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de Microgeração Distribuída passa a ser arcado pela distribuidora;
- Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de Minigeração e geração compartilhada distribuída passa a ser responsabilidade do consumidor;
- Alteração do prazo para utilização do excedente gerado pelo consumidor para 60 meses;
- Ampliação da quantidade de informações na fatura dos consumidores com Micro e Minigeração Distribuída;
- Simplificação do processo de solicitação de acesso com otimização de prazos reduzindo para 34 dias o trâmite da entrada da solicitação até a efetivação da conexão.

Diante do aprimoramento das condições gerais para o acesso de Microgeração e Minigeração Distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e do sistema de compensação de energia elétrica, pode ser percebida uma aceleração na adição de capacidade instalada conforme a Figura 12.

Até o início de maio de 2019, o Brasil contabilizou mais de 870 MW, 72 mil instalações e 96,7 mil unidades consumidoras atendidas (Figura 11).



Figura 11 – Dados acumulados de Micro e Minigeração Distribuída no Brasil até o dia 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)

Ainda observando o gráfico da Figura 12, percebe-se a retomada do crescimento dessas centrais geradoras assim como ocorreu com a entrada em vigor da Resolução nº 482 em 2012. O ano de 2016, primeiro ano posterior a REN nº 687/2015, apresentou incremento de 4 vezes a capacidade instalada acumulada nos anos anteriores, demonstrando que as mudanças surtiram efeito e a Resolução Normativa conseguiu promover efetivamente Micro e Minigeração Distribuída com

vigor. Nos anos seguintes o crescimento em termos absolutos foi contínuo, já em termos relativos houve uma estabilidade. Os dados de 2019 demonstram continuidade no avanço observado e, já no primeiro trimestre, um incremento de quase 50% do que já havia sido adicionado em 2018.

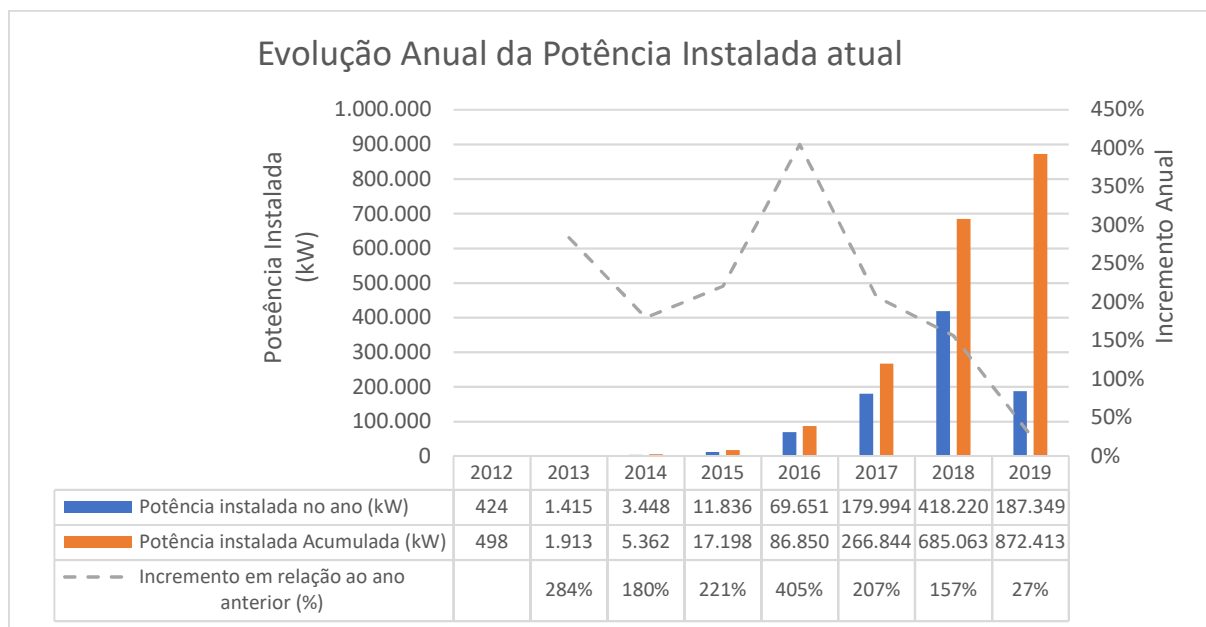


Figura 12 – Gráfico da evolução da potência instalada (MW) Mini e Microgeração Distribuída no Brasil até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)

Com relação às fontes Central de Geração Hidráulica (CGH), Eólica (EOL), Usina Fotovoltaica (UFV), Usina Termoelétrica (UTE), a solar fotovoltaica (UFV) cresceu em participação e se consolida como a principal fonte entre as demais. Nota-se no gráfico da Figura 13 que 85% da potência instalada provém de sistemas de energia solar. No mesmo gráfico pode-se perceber que houve retração na participação relativa de usinas térmicas de biomassa e cogeração.

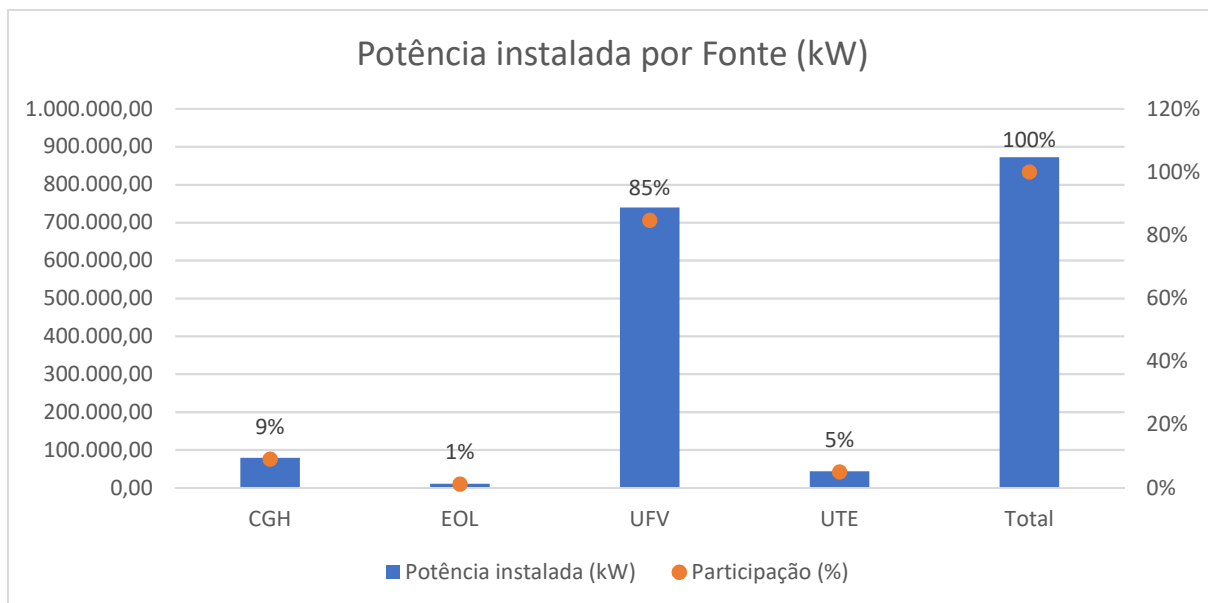


Figura 13 – Gráfico da potência instalada por fonte até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)

As classes de consumo dominantes continuam ser a residencial e a comercial com 75% da capacidade (gráfico da Figura 14). Em 2015, com a segunda maior participação, a classe comercial (44%) ultrapassou a classe residencial que manteve os 31%. A indústria não manteve o crescimento a ponto de manter sua participação nas instalações, assim como o poder público.

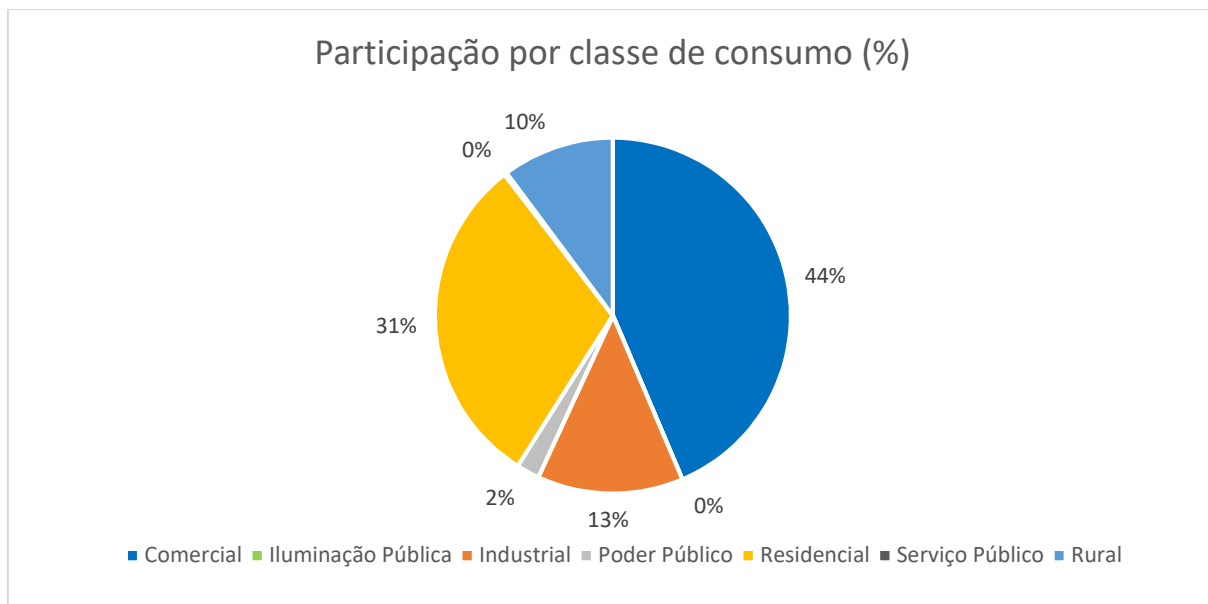


Figura 14 – Gráfico da distribuição da capacidade instalada por classe de consumo até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)

A distribuição da capacidade instalada entre os grupos tarifários A4, B1 e B3 (gráfico da Figura 15) com 86% ratificam a distribuição por classe de consumo. O crescimento da classe B2 mostra uma evolução no meio rural na adoção da Geração Distribuída.

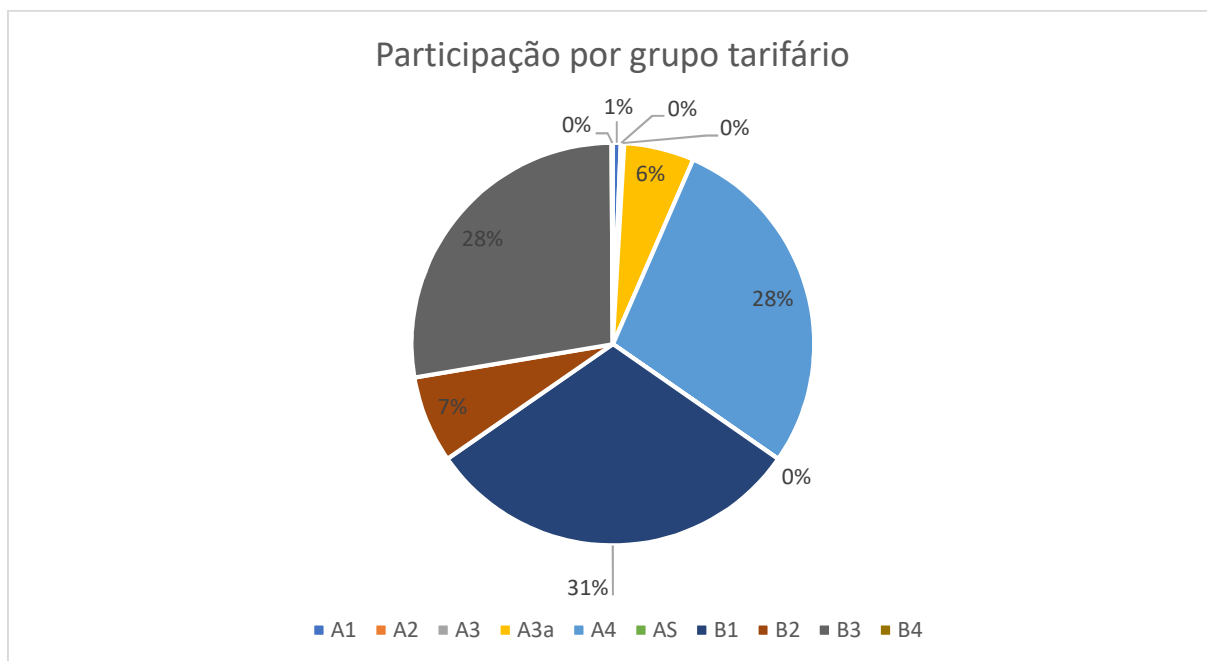


Figura 15 – Gráfico de participação da capacidade instalada por grupo tarifário até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)

É notório o aumento em número de instalações de Micro e Mini GD. Contrastando o gráfico da Figura 5 com o gráfico da Figura 16 percebe-se que as instalações se distribuíram por todas as unidades da federação e que a contagem já está nas dezenas de milhares em alguns estados enquanto no final de 2015 a contagem estava na centena. Dos sete estados (Minas Gerais -MG, São Paulo -SP, Rio Grande do Sul - RS, Rio de Janeiro - RJ, Santa Catarina- SC, Ceará -CE, Paraná- PR) que lideravam a quantidade de instalações em 2015, seis se mantiveram à frente (MG, SP, RS, RJ, SC, CE, PR), todos eles das regiões Sudeste e Sul do país. A região Centro-Oeste demonstrou uma grande evolução frente o ano de 2015, principalmente pelos estados do Mato Grosso e Goiás.

Sobre a potência média instalada é possível notar uma faixa de maior incidência entre 9 e 15 kW. No final de 2015, nos estados que detinham a maior quantidade de instalações esse valor era de torno de 6 kW.

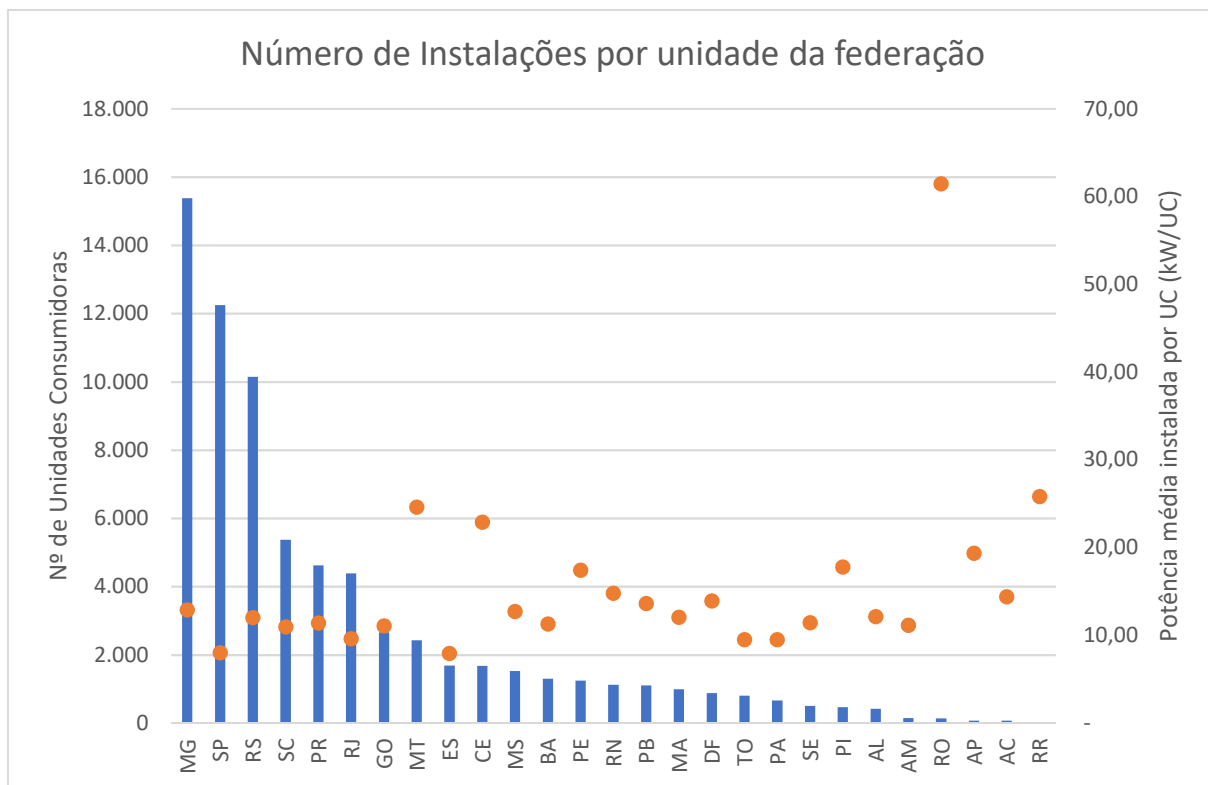


Figura 16 – Gráfico do número de unidades consumidoras por unidade da federação até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)

Observando a distribuição regional todas as regiões do país tiveram um crescimento elevado, porém a região Nordeste apresentou crescimento em menor intensidade., O Nordeste é hoje a 3º região em capacidade instalada, enquanto em 2015 – ainda que com menos instalações – era o maior parque de Micro e Minigeração Distribuída do Brasil. Quando identificamos que a região tem os maiores índices de insolação do país, juntamente com a região Centro-Oeste, esse dado se torna um ponto de investigação das causas desse decréscimo de crescimento. Em contrapartida, o Centro-Oeste apresentou-se como a região de mais forte crescimento no período.

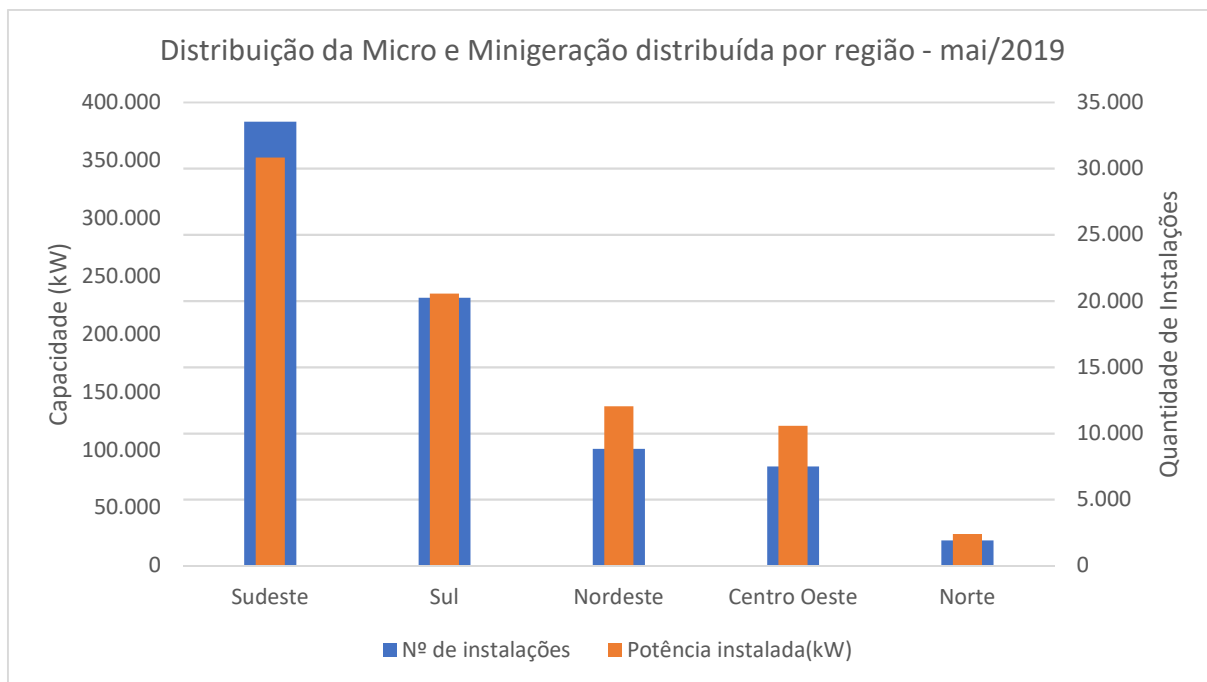


Figura 17 – Gráfico da distribuição da Micro e Minigeração Distribuída por região - maio/2019

Entre as modalidades disponíveis (gráficos das Figura 18 e Figura 19) a participação do autoconsumo remoto cresceu substancialmente em mais de 10%. Essa evolução não se deu só pelo número de instalações, conforme já observado, mas também pela elevação da potência média desse tipo de geração. Houve crescimento de quase 100% nesse índice. Isso demonstra maturidade dos consumidores e compreensão das regras disposta na resolução nº 482/2012 após modificação.

Ainda assim, há predomínio da geração na própria unidade consumidora com 649 MW instalados frente aos 827 MW totais.

A participação de condomínios e geração compartilhada ainda tem pouca representatividade no cenário atual, mas já apresentam características singulares na potência média de instalações com aproximadamente de 20 kW para condomínios e 90 kW para geração compartilhada. A primeira se aproxima ao autoconsumo remoto o que parece razoável, onde ambos aproveitam de uma certa condição para beneficiar mais de uma unidade consumidora. Os 90 kW de geração compartilhada instalados até maio de 2019 estão bem abaixo dos 264 kW de 2015, o que demonstra aumento da dispersão desse tipo de modalidade.

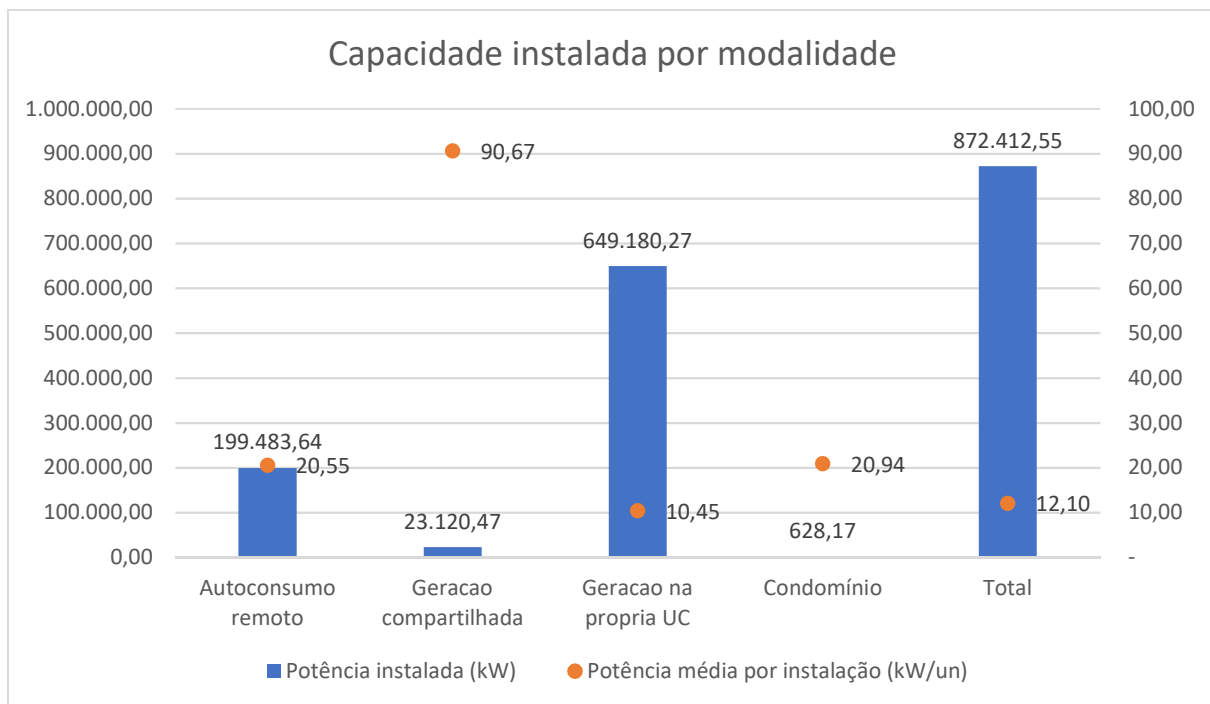


Figura 18 – Gráfico da capacidade total e capacidade média instalada por modalidade de geração até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)

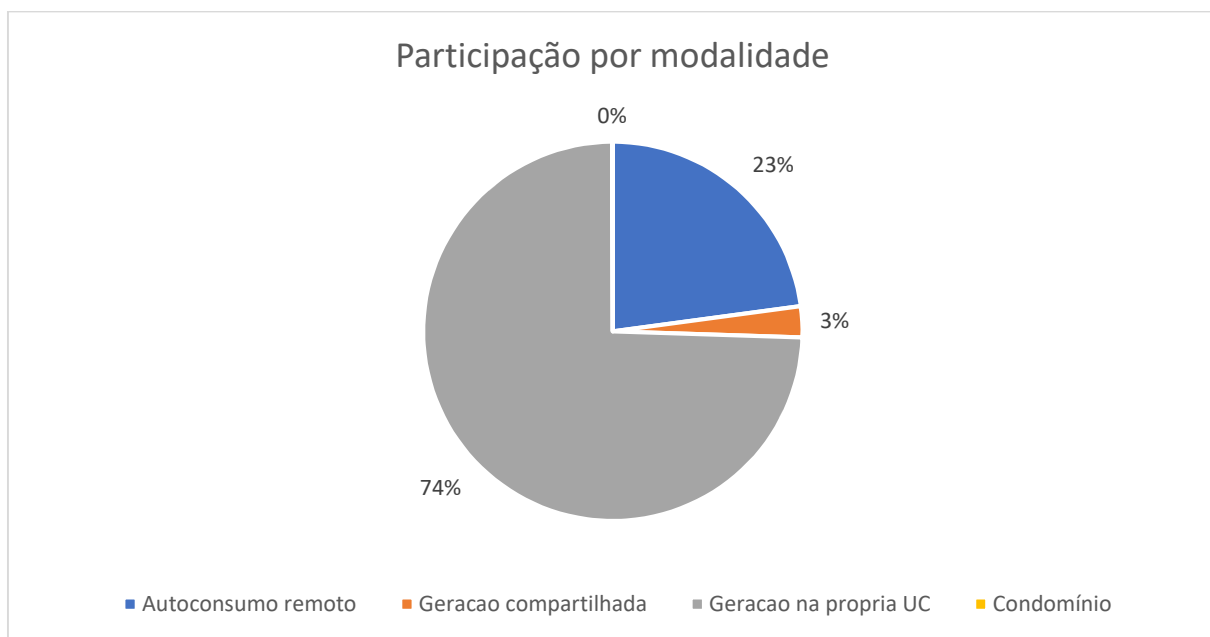


Figura 19 – Gráfico da participação das diferentes modalidades de geração na capacidade instalada até 04/05/2019 (SISGD/ANEEL, 2019)

2.3 Resultados da política da Micro e Minigeração Distribuída

Observando o retrospecto de mudanças na normativa que rege instalações de Geração Distribuída no Brasil, nota-se uma contínua valorização de fontes cada vez mais pontuais espalhadas pelo país e do indivíduo como agente ativo desse processo. A Micro e Minigeração Distribuída representa exatamente esses dois pontos e, ainda que conte com pouca penetração na matriz nacional (0,53% da capacidade instalada do país), elas têm crescido com robustez desde a resolução nº 687/2015 e políticas fazendárias de incentivo.

Pelos dados apresentados, a Agência Nacional de Energia Elétrica tem tido sucesso em criar um ambiente saudável para a evolução deste mercado. Tanto que a potência instalada realizada está acima da linha projetada pela ANEEL, conforme apresentado na Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 004/2018 -

SRD/SCG/SMA/ANEEL. O gráfico da Figura 20 é a projeção da potência instalada estimada pela Agência. Segundo essa estimativa, no ano de 2018 haveria 300 MW instalados, aproximadamente. Comparando esse dado com o apresentado no gráfico da Figura 12 – Gráfico é possível perceber que esse valor foi atingido e ultrapassado, visto que foram instalados mais de 685 MW até o ano de 2018.

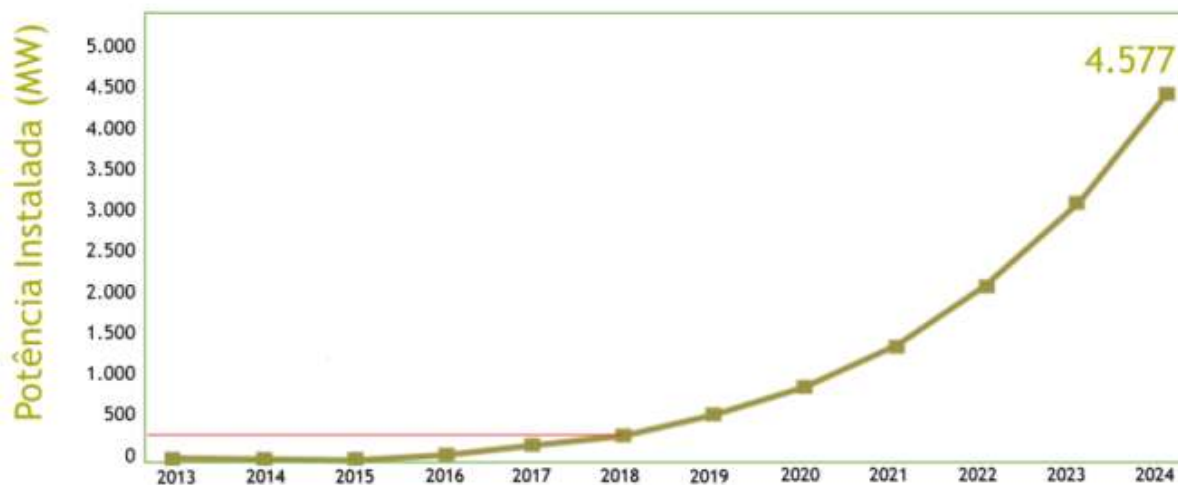


Figura 20 – Gráfico da projeção da potência instalada – Micro e Minigeração (ANEEL, 2018)

O impulso para essa evolução deu-se pelo arcabouço regulatório criado, que trouxe sentido de segurança para o consumidor e condições suficientes para, entre outros, contratar um serviço de projeto e instalação em conformidade os requisitos do

sistema brasileiro de distribuição, conseguir a conexão com a rede elétrica conforme procedimento formal e claro e, conhecer e receber benefícios na conta de maneira simples e compreensível. Mas foi o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e sua garantia de vigência no momento da conexão que garantiu a viabilidade do sistema. Neste mecanismo todo excedente da energia gerada por uma unidade consumidora é injetada na rede da distribuidora para posterior abatimento integral de seu consumo de energia mensal. Ou seja, a energia injetada na rede é valorada pela tarifa de energia elétrica (considerando todas as componentes tarifárias⁹) estabelecida para os consumidores.

A questão atual é quanto a esta valoração, pois há diversos benefícios e algumas desvantagens proporcionados pela Geração Distribuída. A discussão seria como balancear o mecanismo de compensação de forma a reduzir as desvantagens sem impactar nos benefícios. Esse é o objeto da Análise de Impacto Regulatório AIR nº 004/2018. No capítulo seguinte serão apresentadas as alternativas propostas ao modelo atual e discutidas algumas de suas premissas realizando uma verificação dos dados com uma revisão de contribuições realizadas na Audiência Pública 001/2019 da ANEEL.

⁹ Componentes tarifários referentes a distribuição, transmissão e geração.

3 APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DO RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 004/2018

Em seu sumário executivo, a Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL declara que “...foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482 com o objetivo de reduzir as barreiras para a conexão da Micro e Minigeração Distribuída, e criar um ambiente em que esse tipo de geração de pequeno porte pudesse se viabilizar”.

No capítulo anterior pôde ser constatado que houve um florescimento de mercado em torno da Geração Distribuída de pequeno porte. Esse crescimento foi muito apoiado na geração solar fotovoltaica e com grande concentração nas regiões Sul e Sudeste do país – embora tenha havido um expressivo crescimento em todas as regiões. Assim, demonstrou-se que a resolução possibilitou avanços e, portanto, teve sucesso, uma vez que as projeções de capacidade foram alcançadas e ultrapassadas.

O grande mérito foi do Sistema de Compensação Energética que vigora até hoje. A sua concepção associada a tarifa volumétrica (baseada exclusivamente no consumo em kWh, no caso da baixa tensão), aplicadas atualmente, implica na valoração da energia injetada na rede no preço da tarifa com todas as suas componentes. Isso significa que as parcelas referentes a distribuição, transmissão e geração são compensadas com a energia gerada e não consumida localmente. O modelo, portanto, oferece um alto preço garantido para a energia injetada, em comparação ao custo da energia fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN)¹⁰.

Essa valoração, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE),

“...traz desequilíbrios na remuneração dos custos das distribuidoras. O gerador, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as parcelas variável (energia) e fixa (“fio”) da tarifa, embora não reduza os dois custos. O agente conectado, continua demandando a infraestrutura das redes de distribuição e transmissão, logo, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores, através de aumentos na tarifa (Eid et al., 2014). Portanto, se verifica a existência de um subsídio cruzado entre consumidores da mesma distribuidora.” (Empresa de Pesquisa Energética, 2018)

¹⁰ O Sistema Interligado Nacional (SIN) é “Conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente” (ANEEL, s.d.)

Como o agente distribuidor perde receita, e como a manutenção e a ampliação da infraestrutura são necessárias, haverá repasse dos custos para a tarifa dos consumidores remanescentes na rede elétrica. Como consequência das tarifas mais altas, um maior número de consumidores tenderá a migrar para a Geração Distribuída ou consumir menos energia de alguma maneira, culminando em um ciclo contínuo. Esse ciclo é conhecido como “espiral da morte” (Edison Electric Institute, 2013).

Em vista disso – e considerando que estava prevista a revisão da resolução normativa 482 para 2020 – foi aberta a Consulta Pública 010/2018 com o objetivo de “obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à Micro e Minigeração Distribuída” (ANEEL, 2018b) com foco no Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Com as contribuições recebidas nessa consulta pública e com as análises técnicas da ANEEL foi elaborado o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL com o objetivo de revisar a REN nº 482/2012 para “(...)criar um ambiente em que a Micro e Minigeração possam se desenvolver de forma sustentável, reduzindo eventuais transferências de custos aos demais usuários das redes de distribuição” até o ano de 2035.

A AIR coloca em discussão a valoração da energia injetada na rede para buscar equilíbrio entre os custos e benefícios impostos pela GD de pequeno porte. O Sistema de Compensação vigente pode não refletir o equilíbrio do que é melhor para a sociedade em termos reais e a falta de um modelo que quantifique os impactos da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil não permite avaliar de forma consistente o atual modelo.

3.1 Propostas ao modelo atual de compensação

A ANEEL criou seis alternativas à compensação de energia injetada aplicando um ou mais componentes da tarifa de energia elétrica a toda a energia consumida da rede. Ou seja, o consumidor que optar por Micro ou Minigeração irá pagar pela energia consumida da rede referente a uma ou mais componentes tarifárias. A Figura 21 ilustra todas essas alternativas inicialmente propostas, sendo a Alternativa 0 (zero) a manutenção do modelo atual.

A **Alternativa 1** é similar ao modelo atual com a exceção que há a incidência da componente de distribuição TUSD-Fio B¹¹ sobre toda a energia consumida da rede.

A **Alternativa 2** é similar a Alternativa 1 com a exceção de acrescentar a incidência da componente de distribuição TUSD-Fio A¹² sobre toda a energia consumida da rede.

Na **Alternativa 3** as componentes Fio A, Fio B e Encargos incidem sobre toda a energia consumida da rede.

Na **Alternativa 4** todas as componentes da tarifa referentes a distribuição – incluindo as Perdas¹³– incidem sobre toda a energia consumida da rede.

Na **Alternativa 5** só seria compensada a componente tarifária referente ao consumo da energia, porém encargos, perdas e demais fatores incidiriam em conjunto com toda a TUSD sobre a energia consumida da rede.

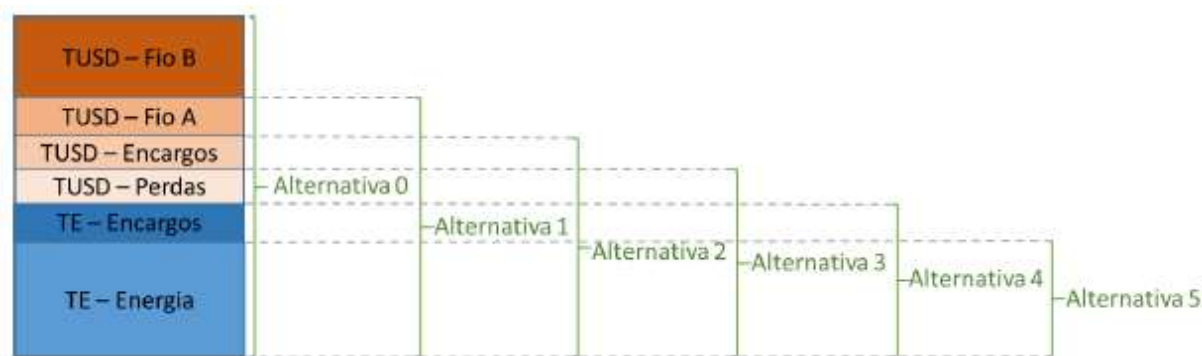


Figura 21 - Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa (ANEEL, 2018)

A Agência aplicou cada uma das alternativas em dois modelos de Geração Distribuída: *geração local* e *geração remota*.

Com a ferramenta de quantificação dos impactos discutida, foram gerados alguns cenários. Cada cenário foi construído a partir de uma regra alternativa, de um modelo de geração, de um gatilho de aplicação da nova regra e de um período de manutenção da regra vigente no momento da instalação.

O gatilho seria o momento adequado de alteração do modelo de compensação vigente. No Relatório AIR nº 004/2018 foi estabelecido que atingida certa potência

¹¹ Componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora

¹² Componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, correspondente ao custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros

¹³ Perdas elétricas técnicas e não técnicas

instalada seria acionada a mudança da regulamentação – com data limite que isso aconteça até 2025. Até lá, será mantida a regra vigente.

O período de manutenção é aplicado aos usuários que instalam a GD de pequeno porte da data de início de vigência da revisão da REN 482 até o acionamento do gatilho.

Os cenários adequados deveriam ter VPL positivo sem afetar significativamente o *payback* para manter a expansão do mercado e sua consolidação. O horizonte simulado se deu até o ano de 2035.

Os empreendimentos instalados até o final de 2019 ou do início da vigência da desta revisão da REN 482 mantêm-se no Sistema de Compensação de Energia atual pelo período de 25 anos, contados a partir da conexão.

Dentro dos diferentes resultados simulados, foi selecionada uma proposta para cada modelo de geração:

- Proposta para **Geração Distribuída Local**
 - Alternativa 1;
 - Gatilho de Potência: 3,365 GW;
 - Período de manutenção: 10 anos;
- Proposta para **Geração Distribuída Remota**
 - Divisão em 2 fases:
 - Fase 1
 - Alternativa 1
 - Gatilho de Potência: 1,25 GW;
 - Período de manutenção: 10 anos;
 - Fase 2
 - Alternativa 3
 - Gatilho de Potência: 2,13 GW;
 - Período de manutenção: 10 anos

3.2 Quantificação dos impactos

Com o objetivo de analisar os impactos financeiros futuros das regras do Sistema de Compensação de Energia às distribuidoras e à sociedade em geral, a área técnica

da ANEEL elaborou duas planilhas de cálculo. As planilhas avaliam os impactos da Geração Distribuída local e remota¹⁴.

O método de estimativa dos impactos segue o esquema apresentado na Figura 22. A partir de uma solução ao sistema atual é calculado o retorno do investimento (*payback*) de um sistema de geração de padrão (fonte fotovoltaica com 7,5 kW de capacidade para geração local e com 1,0 MW para geração remota). O *payback* é a variável de entrada para projetar a quantidade de novos geradores. No modelo elaborado há ajustes anuais¹⁵ para refletir o desenvolvimento do mercado. A partir da quantidade de novos adeptos a Micro e Minigeração e dos usuários existentes são estimados os impactos como por exemplo a redução dos consumidores sem GD, a energia evitada, as perdas na distribuição e na transmissão e a capacidade de geração.

As demais premissas e variáveis adotadas para a projeção da evolução da MMGD estão dispostos no Anexo I.

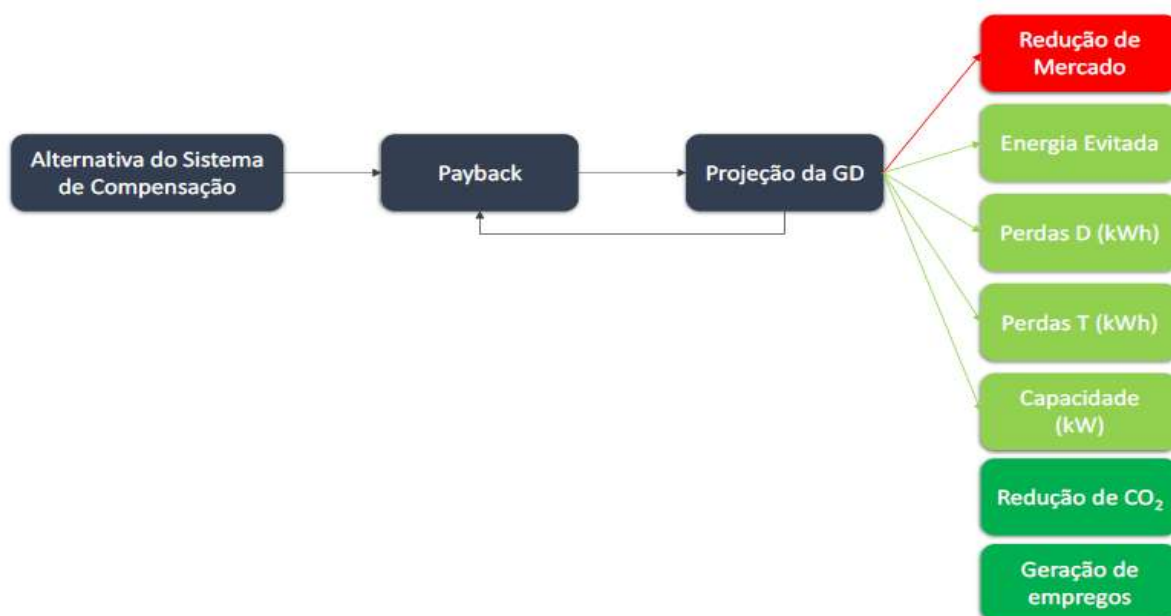


Figura 22 – Esquema do método de estimativa dos impactos da Micro e Minigeração Distribuída. (ANEEL, 2018)

Para o cálculo do *payback* são considerados os custos e benefícios disposto na Tabela 3.

¹⁴ (SRD, 2019)

¹⁵ Ajuste do custo de equipamentos, de degradação do sistema e incremento de substituição dos inversores

Tabela 3 – Custos e benefícios sob a ótica de quem instala GD (ANEEL, 2018)

Benefícios	Pagamento evitado à distribuidora (valorado conforme alternativa)
	Pagamento evitado de impostos (ICMS e Pis/Cofins)
Custos	Custo de implantação do sistema
	Custo de troca do inversor (no ano 13)
	Custos de manutenção (incluídos no percentual de redução da energia gerada anualmente)
	Pagamento do custo de disponibilidade
	Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota

Para projetar a quantidade de novas unidades consumidoras foram considerados o período de retorno do investimento, o potencial do mercado nacional e a taxa de crescimento do mercado. Foram utilizados, também, os fatores de inovação e imitação¹⁶.

Os impactos são, então, estimados para os consumidores sem GD. Os custos e benefícios estão relacionados na Tabela 4.

Tabela 4 – Custos e benefícios sob a ótica dos demais consumidores

Benefícios	Energia evitada
	Redução de perdas na distribuição
	Redução perdas na transmissão
	Redução da capacidade máxima do sistema
	Pagamento de custo de disponibilidade
	Contratação de demanda em sistemas para compensação remota
Custos	Redução do mercado das distribuidoras

A quantificação desses impactos resulta em um Valor Presente Líquido (VPL) para os consumidores da rede somente de cada cenário a ser elaborado. O VPL positivo demonstra que a solução é benéfica para todos. Ele negativo, o benefício é somente dos consumidores com Geração Distribuída.

Vale lembrar que a metodologia empregada pode não contabilizar todas as vantagens e desvantagens existentes ou quantificá-las com exatidão, mas dá subsídio a tomada de decisão. Seu aprimoramento deve ser contínuo na busca de melhor representar o real valor para a sociedade. Entretanto, este trabalho não tem como objetivo abordar os métodos de quantificação dos fatores envolvidos nos cálculos, e para essa finalidade deve ser consultado o documento “Relatório de

¹⁶ Fator de inovação representa a influência externa ao processo de difusão e o fator de imitação representa a influência interna ao processo de difusão (KONZEN, 2014).

Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL – Versão 1 – Pré-Participação Pública”.

Também foram estimadas as externalidades redução de CO₂ e geração de empregos em termos não monetários.

3.3 Resultados Projetados

Os resultados projetados são frutos da ferramenta de quantificação de impactos disposta pela ANEEL em seu site. Os dados de entrada no padrão da planilha estão no Anexo II.

Antes de apresentar os resultados, vale ressaltar algumas considerações acerca das premissas de cálculo, importantes para a correta avaliação:

- A energia que é gerada e consumida localmente, e não injetada na rede, é considerada como eficiência energética e, portanto, não é contabilizada como custo aos consumidores que não possuem GD;
- Não foram consideradas possíveis adequações das redes de distribuição e transmissão devido ao fluxo de potência no momento da injeção, principalmente nos momentos de início e final de geração (típicos de sistema fotovoltaicos);
- O sistema de geração padrão adotado é o fotovoltaico. Porém, “a potência média estimada e os valores das variáveis empíricas do modelo de difusão (sensibilidade ao *payback* – SBP, coeficiente de inovação – p e coeficiente de imitação – q) foram definidos considerando-se todas as fontes atualmente participantes do Sistema de Compensação” (ANEEL, 2018);
- Está em andamento a discussão da aplicação de tarifa binômia para baixa tensão (atividade 71 da agenda regulatória da ANEEL). Não há, porém, definição de sua aplicação prevista para acontecer em 2025. Assim, serão apresentados seus impactos, somente se a tarifa for adotada;

- A tarifa binômia utilizada será uma tarifa fixa, cobrada em reais (R\$) /mês, para fazer frente aos custos de disponibilidade do sistema e custos comerciais, sem diferenciação entre consumidores¹⁷;
- No Relatório de AIR 004/2018 estabelece que a análise de longo prazo da ANEEL não prevê impactos significativos com a potência instalada em 3,365 GW para a Geração Distribuída local e de 1,25 GW para a Geração Distribuída remota.

3.3.1 Resultados da Geração Distribuída Local

No âmbito de geração local o resultado projetado pode ser observado na Tabela 5.

Tabela 5 – Resumo da projeção para Geração Distribuída local sem tarifa binômia (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2018b)

RESULTADOS	VPL do setor (milhões)	Quantidade de GD (nº)	Potência instalada 2035 (MW)	Potência ano gatilho (MW)	Redução CO ₂ (milhões tCO ₂)	Empregos
Alternativa 0	-R\$4.734	3.145.314	23.590	3.365	79,55	589.746
Alternativa 1	R\$6.965	2.313.128	17.348	3.365	59,16	433.712

Segundo a projeção apresentada o saldo é positivo em quase R\$ 7 bilhões para o setor e deixam de onerar os consumidores que não optarem pela GD.

A atratividade do mercado mantém-se alta, visto que a potência instalada projetada chega a 17 GW em 2035 – quase 17 vezes a capacidade instalada atualmente. Para fazer uma estimativa, se considerarmos o valor atual do kW instalado de fotovoltaico em R\$5.500 conforme o anexo I, o mercado potencial seria de mais de R\$85 bilhões somente para a aquisição de equipamentos e instalação.

As externalidades são positivas com redução de 60 milhões de toneladas de CO₂ e mais de 400 mil empregos gerados.

Os resultados considerando a tarifa binômia segue conforme a Tabela 6. É importante ressaltar que não está definido como será aplicada essa tarifa na conta do consumidor, tampouco quando isso acontecerá. Portanto, a estimativa

¹⁷ (SGT/SRM/ANEEL, 2018c, p. 34)

apresentada é uma representação do possível impacto dado um cenário específico considerando a tarifa.

Tabela 6– Resumo da projeção para Geração Distribuída local com tarifa binômia (SRD, 2018b)

RESULTADOS	VPL do setor (milhões)	Quantidade de GD (nº)	Potência instalada 2035 (MW)	Potência ano gatilho (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Alternativa 0	R\$4.070	2.165.544,67	16.242	2.760	55,12	406.040
Alternativa 1	R\$5.186	2.038.272,74	15.287	2.760	52,01	382.176

A adoção da tarifa binômia reduziria a 300 mil a quantidade de unidades atendidas por GD e o gatilho se daria por tempo, acionando a mudança em 2,76 GW.

A manutenção do Sistema de Compensação atual, ainda que calculada pela planilha de simulação da ANEEL, não foi apresentada no relatório de AIR.

A alternativa 0 com tarifa binômia seria viável sem onerar os demais consumidores sem GD a ver pelo VPL positivo do setor. Porém é compreensível não apresentar esse resultado conforme o descrito acima.

A evolução da adoção da Alternativa 1 considerando os cenários sem e com a tarifa binômia estão representados nos gráficos das Figura 23 e Figura 24, que demonstram o *payback* e a capacidade acumulada instalada ano a ano, respectivamente.

É notável o aumento em aproximadamente 1 ano no tempo para retorno sobre o investimento com a entrada da Alternativa 1. Porém sua atratividade se mantém com um *payback* abaixo de 6 anos. Essa atratividade pode ser confirmada pela curva de evolução da capacidade instalada em ascensão.

O impacto da tarifa binômia atingiria o *payback* a partir de 2021. Isso pode ser percebido em função da entrada em vigor da tarifa dentro do período de amortização do investimento do sistema de geração local (*payback* acima de 5 anos e entrada alteração tarifária em 2025).

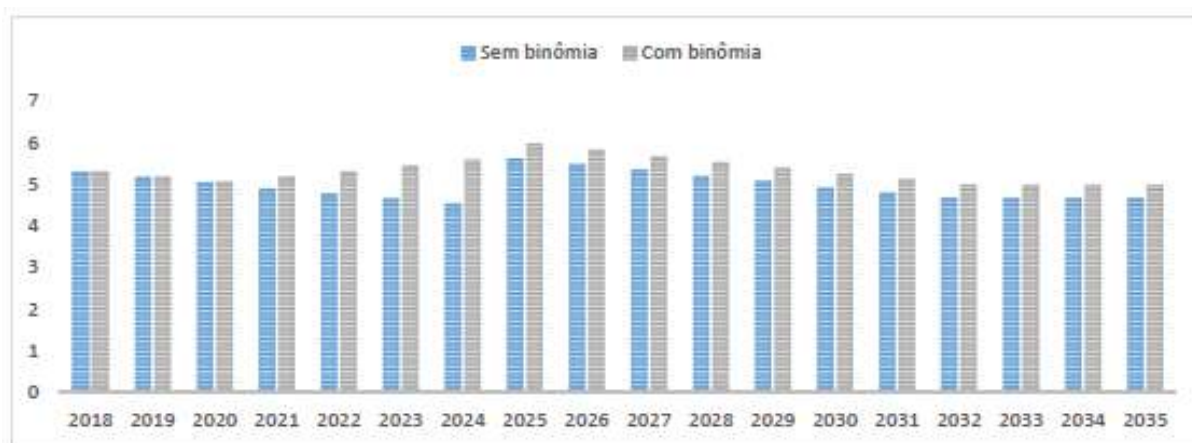


Figura 23 – Evolução do payback (em anos) para a alternativa 1 com e sem tarifa binômia (ANEEL, 2018)

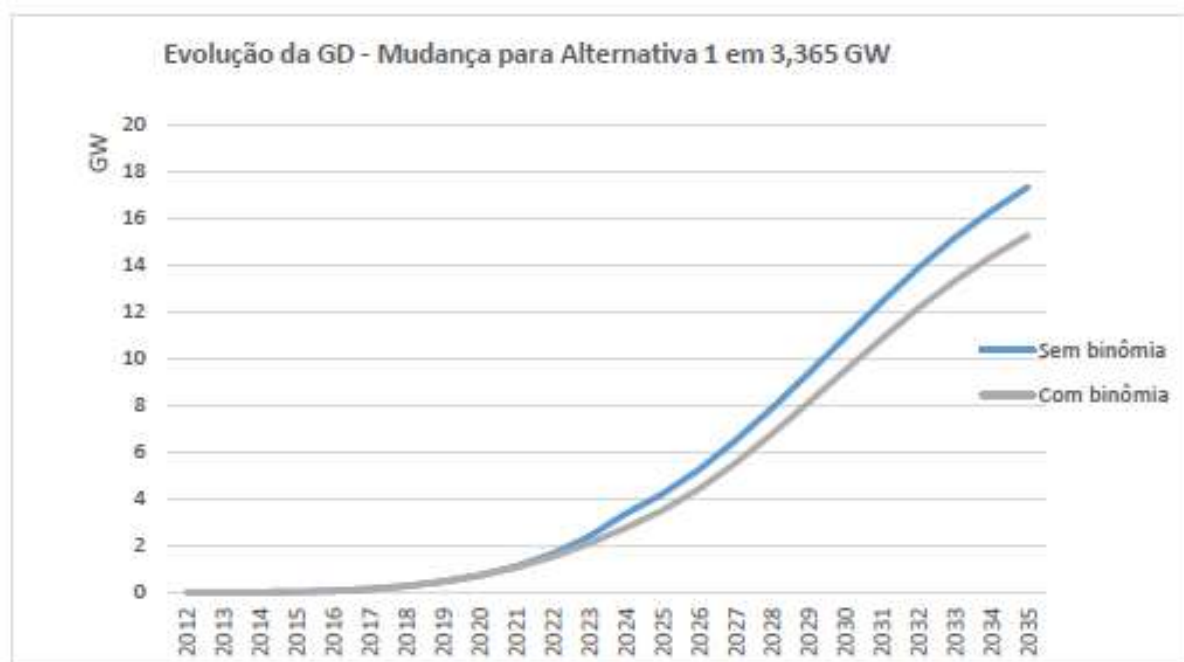


Figura 24 - Projeção da capacidade instalada para a alternativa 1 com e sem tarifa binômia (ANEEL, 2018)

3.3.2 Resultados da Geração Distribuída Remota

No âmbito da Minigeração remota o resultado projetado pode ser observado na Tabela 7.

Tabela 7 – Resumo da projeção para Geração Distribuída local sem tarifa binômia (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2018b)

RESULTADOS	VPL do setor (R\$)	Quantidade de GD (nº)	Potência instalada 2035 (MW)	Potência ano gatilho (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Alternativa 0	-R\$60.496	39.617	39.617	2.200	117,38	990.433
Alternativa 3	-R\$3.384	4.510	4.510	2.133	14,46	112.762
Alternativa 4	-R\$2.782	2.098	2.098	2.000	7,75	52.443
Alternativa 5	-R\$2.086	1.806	1.806	1.709	6,71	45.158

Segundo a projeção da alternativa proposta (apresentada da tabela como a Alternativa 3) o saldo é negativo em R\$ 3,3 bilhões para o setor. Essa solução foi a favorita mesmo com um saldo negativo do VPL do setor. Isso pode ser explicado pela proximidade dos resultados também negativos das alternativas 4 e 5, compensados pelos benefícios de suas externalidades e a maior número de seus usuários.

A perspectiva de crescimento é atraente visto que potência instalada acumulada em 2035 será de 4,5 GW partindo dos atuais 100 MW, portanto 45 vezes esse valor. As externalidades são positivas com redução de 14,5 milhões de toneladas de CO₂ e mais de 112 mil empregos gerados.

Os resultados considerando a tarifa binômia segue conforme a Tabela 8.

RESULTADOS	VPL do setor (milhões)	Quantidade de GD (nº)	Potência instalada 2035 (MW)	Potência ano gatilho (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Alternativa 3	-R\$3.490	6.273	6.273	2.174	19,49	156.824

Tabela 8 – Resumo da projeção para Geração Distribuída local com tarifa binômia (SRD, 2018b)

Com a adoção da tarifa binômia há aumento de capacidade instalada, e consequentemente, maior o custo para os demais consumidores. “Isso acontece porque não haveria mais cobrança do custo de disponibilidade para os consumidores com GD.” (ANEEL, 2018).

A evolução da adoção da Alternativa 1, em uma primeira fase, e, posteriormente, a Alternativa 2 está representada nos gráficos das Figura 25 e Figura 26, que

demonstram o *payback* e a capacidade acumulada instalada ano a ano, respectivamente.

O impacto das alterações no *payback* é ampliado significativamente. Em 2022 com a vigência da Alternativa 1 há um salto do tempo de retorno do investimento, quase dobrando o *payback* do ano projetado de 2021, ver no gráfico da Figura 25. Novo aumento acontece e com maior intensidade em 2025 quando é aplicada a Alternativa 3.

A variação do *payback* reflete no crescimento da capacidade instalada, o reduzindo drasticamente na primeira fase e o anulando em 2025/26 com a entrada da segunda fase.

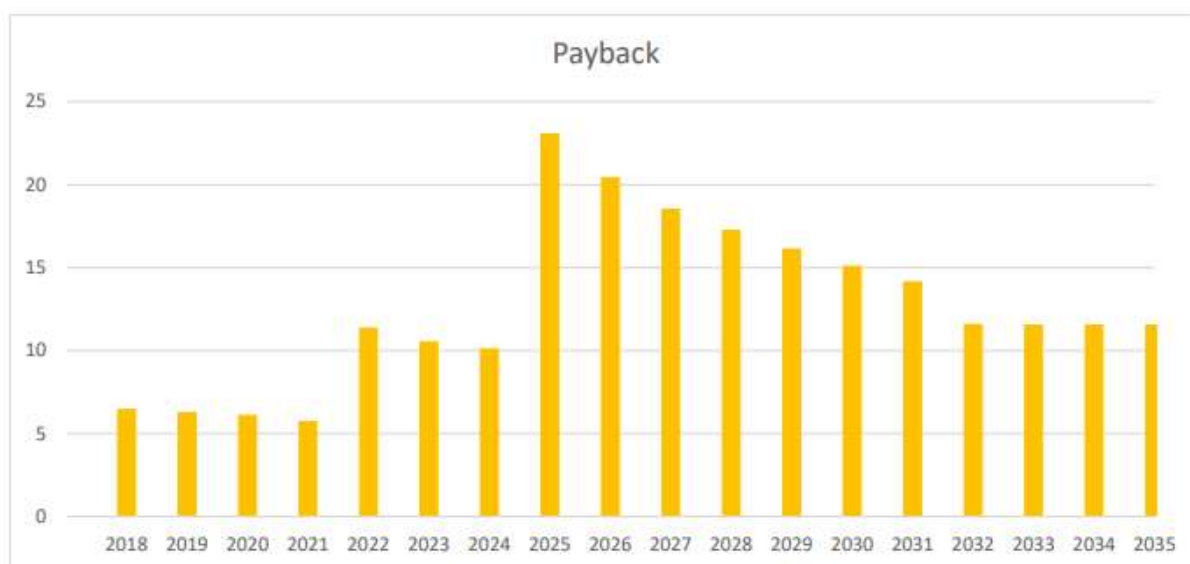


Figura 25 – Evolução do payback: alternativa 1 em 2022 e alternativa 3 em 2025 (ANEEL, 2018).

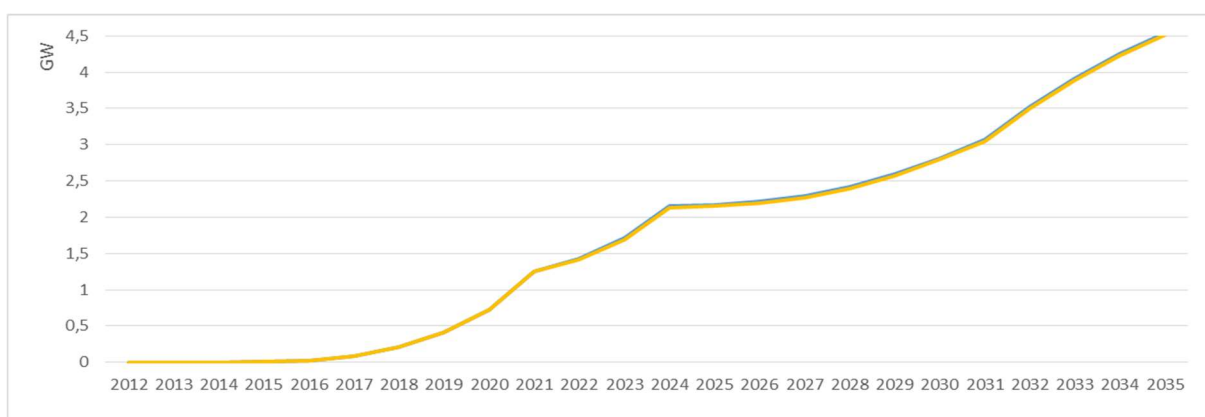


Figura 26 – Evolução estimada da GD remota e gatilhos de potência (ANEEL, 2018)

3.3.3 Resultado Consolidado

Ao final de 2035 é estimado uma potência instalada de Micro e Minigeração de quase 22 GW, equivalente a mais de 13% da capacidade de geração total instalada no país atualmente.



Figura 27 – Evolução consolidada projetada da Micro e Minigeração Distribuída (ANEEL, 2018).

Na Tabela 9 observa-se os benefícios consolidados projetados presentes na proposta apresentada no Relatório da AIR (ANEEL, 2018).

Tabela 9 - Resumo consolidado da projeção para Micro e Minigeração Distribuída

Modalidade	VPL do setor (R\$)	Quantidade de GD (nº)	Potência instalada 2035 (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Microgeração Distribuída Local	R\$6.965	2.313.128	17.348	59,16	433.712
Minigeração Distribuída Remota	-R\$3.384	4.510	4.510	14,46	112.762
Total	R\$ 3.581	2.317.638	21.858	73,62	546.474

3.3.4 Modelo de Projeção Revisto

A ANEEL publicou uma nota de esclarecimento (ANEEL, 2019b) apontando mudanças na nas planilhas de cálculos de custos e de benefícios tanto para o

modelo referente a Microgeração local (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2018b) quanto para a Minigeração remota (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2019c).

Nos dois modelos foram incrementados gráficos para permitir avaliar a evolução anual dos indicadores.

Também houve correção de um erro no cálculo do modelo para a projeção da geração Minigeração remota: “correção do erro apontado no Webinar, na variável Dif_TUSD_A4_c_g” (ANEEL, 2019b). Porém, não houve revisão dos dados presentes na AIR ou se quer menção na nota de esclarecimento do impacto que essa alteração teve nos resultados apresentados.

Assim, será exposto, de forma breve, se houve impacto e se a evolução apresentada pelo Relatório da AIR condiz com os gráficos gerados pelo modelo.

Primeiramente, foram revisados todos os parâmetros de entrada nas planilhas de cálculos conforme descritos no Relatório da AIR (ANEEL, 2018) nas páginas 28 a 32. Dessa revisão inicial foi identificada divergência no parâmetro “Redução percentual do preço por ano” (linha 14 da aba “Dados e Resultados” de ambas as planilhas) entre o valor apresentado no documento e aquele apresentado na planilha, 2,00% e 2,50% respectivamente. Supondo que o documento esteja correto na definição do parâmetro e incorporando-o nos modelos das alternativas propostas, o resultado revisto é apresentado na Tabela 10

Tabela 10 - Resumo consolidado da projeção para MMGD considerando 2,00% de redução percentual do preço do sistema por ano

Modalidade	Alternativa Proposta	VPL do setor (R\$)	Quantidade de GD (nº)	Potência instalada 2035 (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Geração Distribuída Remota	Nº1 a partir de 2025	R\$6.353	2.133.555	16.002	54,68	400.042
Geração Distribuída Remota¹⁸	► Nº 1 de 2022 até 2024 ► nº 3 a partir de 2024	-R\$3.104	2.837	2.837	9,61	70.921
Total		R\$3.249	2.136.392	18.839	64,28	470.963

¹⁸ Foi utilizada a primeira versão do cálculo para efeito de comparação com o resultado apresentado em AIR 004/2018 (ANEEL, 2018)

Ao considerar o parâmetro de 2,00% na redução do preço para a instalação de sistemas de GD de pequeno porte é possível observar que há desvios nos resultados visto, principalmente, na redução de 3,0 GW na capacidade instalada prevista para 2035.

A correção do modelo para a geração remota conforme a Nota de Esclarecimento trouxe outro impacto aos resultados divulgados pela a AIR, conforme a Tabela 11.

Tabela 11 – Resumo dos resultados¹⁹ de todas as alternativas do modelo de cálculo para Minigeração remota (Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, 2019c). Com destaque a Alternativa 3 proposta.

RESULTADOS	VPL do setor (R\$)	Quantidade de GD (nº)	Potência instalada 2035 (MW)	Redução CO2 (milhões tCO2)	Empregos
Alternativa 0	-R\$33.988	39.617	39.617	117,38	990.433
Alternativa 1	R\$483	16.326	16.326	48,97	408.156
Alternativa 2	R\$1.682	9.814	9.814	29,87	245.361
Alternativa 3	R\$537	4.510	4.510	14,46	112.762
Alternativa 4	-R\$228	2.098	2.098	7,75	52.443
Alternativa 5	R\$143	1.806	1.806	6,71	45.158

Como pode ser observado, a correção sugerida pela Nota de Esclarecimento tem uma alteração drástica na principal componente decisória entre as alternativas, o VPL do setor. Ainda, traz uma certa incoerência quando o benefício das Alternativas 2 e 3 é maior que a da Alternativa 1.

Por último, a evolução apresentada pelos gráficos na referência (ANEEL, 2018) não são correspondentes àqueles dispostos na planilha de cálculo da geração local²⁰. A título de exemplo, serão comparados os gráficos de projeção na quantidade de unidades de Micro GD apresentado na AIR 004/2018 e o gerado pela planilha de cálculo²¹. Para esta análise foram mantidas as premissas contidas no Relatório de

¹⁹ Mantido o valor de 2,50% para redução do preço para a instalação de sistemas de GD de pequeno porte ano a ano para efeito comparativo.

²⁰ Dado que houve correção na planilha de cálculo de benefícios da Minigeração remota, não faz sentido a comparação da evolução por meio dos gráficos dispostos na segunda sua segunda versão.

²¹ Mantida todas as considerações quanto ao ano de vigência da alteração normativa e quanto ao ano de implementação da alternativa proposta.

AIR, com exceção do valor de redução anual do preço para a instalação de sistemas de GD de pequeno porte, conforme já discutido.

O gráfico da Figura 28 apresenta a evolução da quantidade de Microgeradores instalados para as diferentes alternativas apresentado na AIR. Ao observar o ano de separação da evolução de cada alternativa, 2025, e compará-lo ao gráfico da Figura 29, gerado pela planilha de cálculo, nota-se que esse descolamento acontece muito mais cedo, em 2020. Também há discordância do período de análise entre os gráficos. Outro ponto em contradição é a quantidade de unidades de GD instaladas no ano de 2029.

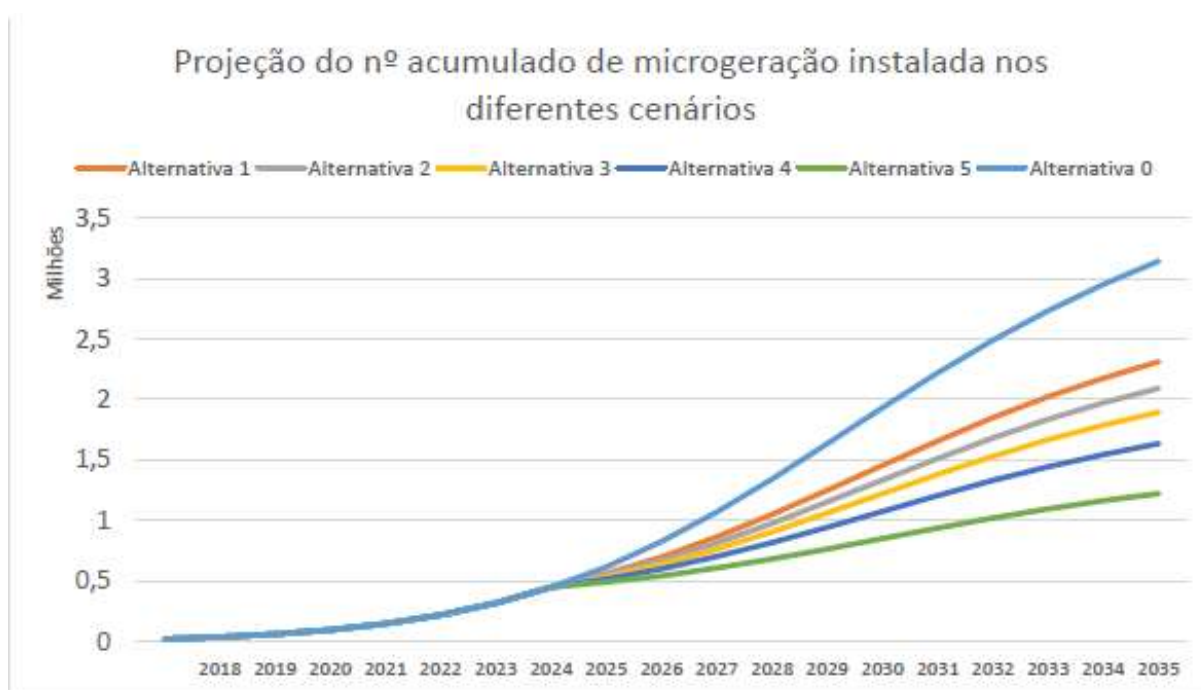


Figura 28 – Projeção do número de instalações para Microgeração Distribuída local para as alternativas 0 a 6 apresentadas no Relatório de AIR

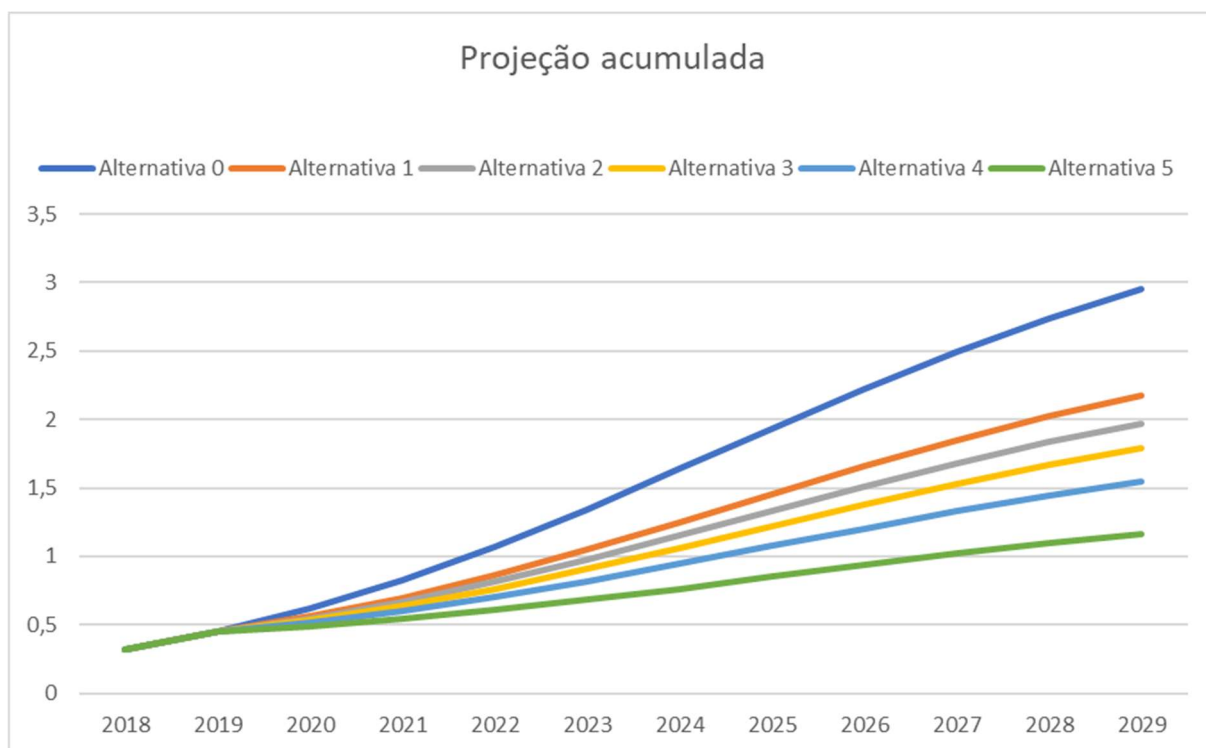


Figura 29 – Projeção do número de instalações para Microgeração Distribuída local para as alternativas 0 a 6 gerada a partir da planilha de cálculo.

Portanto, há uma disparidade entre os dados apresentados na AIR com aqueles extraídos das planilhas de MMGD disponibilizadas pela ANEEL. Ainda, a correção realizada nos cálculos para avaliação dos impactos da Minigeração remota levou a um descompasso entre as projeções da ANEEL e as projeções do modelo revisado. Ambos conflitos dificultam a exploração da sociedade civil.

3.4 Discussão sobre as premissas de cálculo dos custos e dos benefícios da Micro e da Minigeração Distribuída

A ANEEL através da Audiência Pública 001/2019 recebeu diversas contribuições da sociedade civil acerca da análise das propostas de alteração do SCEE. Foram mais de cem contribuições que discutiram ponto a ponto o Relatório de Análise de Impacto Regulatório 004/2018.

Nesta seção serão abordadas criticamente algumas das premissas adotadas nos cálculos de impacto do das mudanças propostas relacionando com as contribuições recebidas. Isso se faz necessário para o entendimento e a avaliação dos resultados

apresentados, reconhecimento das diferentes peculiaridades do sistema energético brasileiro e formação de conceitos.

As premissas aqui discutidas são as que tem maior sensibilidade dentro do modelo ou que gerou mais discussão a respeito

3.4.1 Premissa: Tamanho Típico de um Sistema Fotovoltaico

Na AIR 004/2018 foram tomados valores dos tamanhos típicos de sistemas fotovoltaicos para Micro e Minigeração com base nos seguintes dados:

“Valor médio calculado com base nas Microgerações solares fotovoltaicas instaladas para compensação local e registradas no SISGD/ANEEL⁴³. Optou-se pela utilização da média de maneira a manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por meio dos métodos adotados) e potência total instalada.” (ANEEL, 2018)

Também,

“...de maneira a se considerar o efeito das demais fontes no processo total, a potência média estimada e os valores das variáveis empíricas do modelo de difusão (sensibilidade ao payback – SBP, coeficiente de inovação – p e coeficiente de imitação – q) foram definidos considerando-se todas as fontes atualmente participantes do Sistema de Compensação.” (ANEEL, 2018)

Os valores considerados foram:

- 7,5 kWp para instalações de pequeno porte para compensação local;
- 1000 kWp para instalações de pequeno porte para compensação remota.

Considerando a fonte de dados SISGD/ANEEL (2019) acessada em 28 de maio de 2019, foram retirados os dados apresentados na Figura 30 e na Figura 31

.

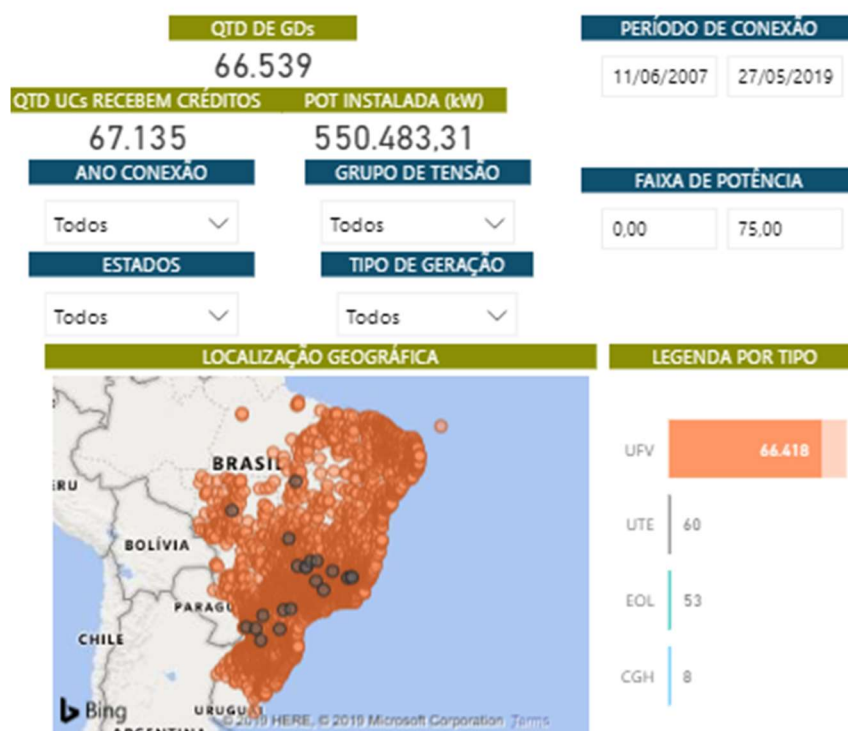


Figura 30 – Dados de Microgeração Distribuída consumo local (SISGD/ANEEL, 2019)

A Figura 30 extraída do sistema da ANEEL de monitoramento da GD de pequeno porte apresenta a potência instalada considerando os seguintes filtros:

- Período de 11/06/2007 até 27/05/2019;
- Modalidades: geração própria, geração compartilhada e múltiplas UCs;
- Todos os estados;
- Potência máxima instalada de 75 kW;
- Todas as fontes de geração;
- Todos as classes de consumo;
- Todos os grupos de tensão.

Considerando os dados extraídos a potência instalada média por GD fica em 8,27 kW. Esse dado já foi comentado também por Associação Brasileira de Geração Distribuída – ABGD_(2019), embora, em seu texto tenha apresentado instalações de potência inferiores (2,5 a 3,5 kW).

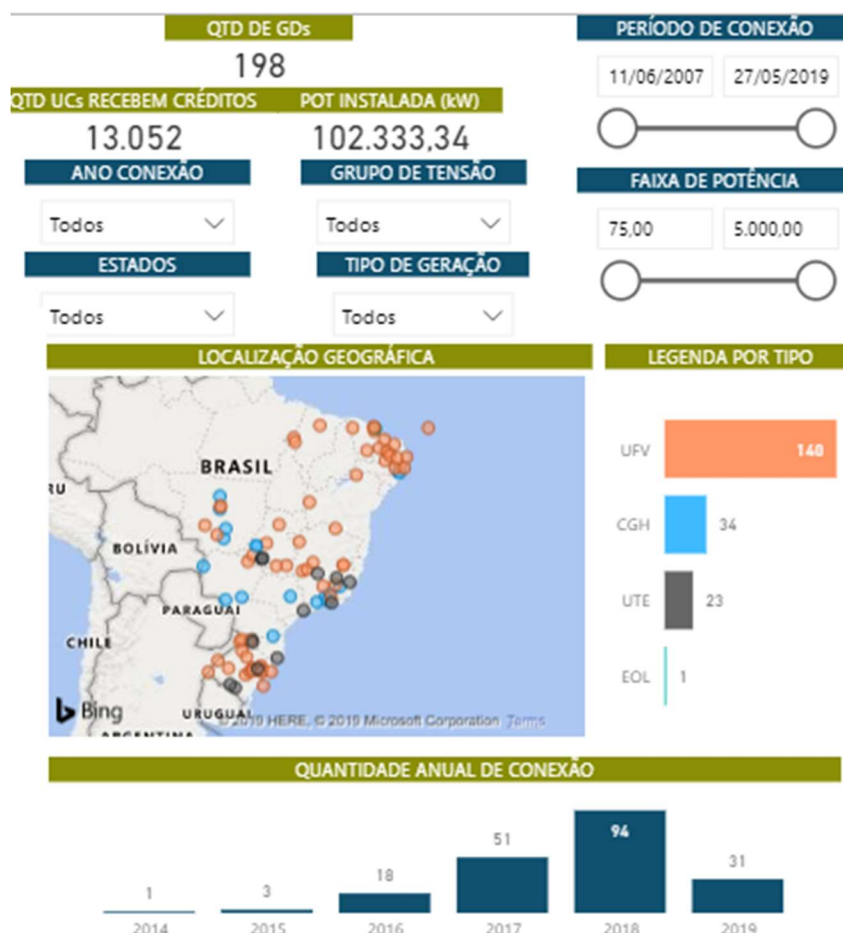


Figura 31– Dados de Minigeração Distribuída remota (SISGD/ANEEL, 2019)

A Figura 31 apresenta a potência instalada considerando os seguintes filtros:

- Período de 11/06/2007 até 27/05/2019;
- Modalidades: autoconsumo remoto;
- Todos os estados;
- Potência instalada de 75 kW a 5000 kW;
- Todas as fontes de geração;
- Todos as classes de consumo;
- Todos os grupos de tensão.

Considerando os dados extraídos a potência instalada média por Mini GD remota fica em 517 kW. Houve contribuições referentes a esse dado também por Simões (2019), Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD (2019) e Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR (2019) com sugestões de 500 kW, 200 a 300 kW e 399,9 kW respectivamente. Ou seja, não há um consenso entre

estas contribuições no valor exato, porém todos se manifestam em redução desse índice.

Vale observar que não estão disponíveis os dados referentes as solicitações de acesso a rede elétrica por novas instalações e considerando o histórico de crescimento da potência instalada (gráfico da Figura 12), é possível que a potência média instalada no horizonte próximo seja maior ou menor do que os números apresentados.

3.4.2 Premissa: Custo de Capital para a Instalação de Geração Distribuída

A premissa utilizada na modelagem como Custo de Capital foi caracterizada como a taxa anual de custo de investimento. Ainda, para a geração local, esse capital foi considerado proveniente de pessoa física.

Conforme (ANEEL, 2018)

“A média dos valores informados pelos agentes na Consulta Pública nº 10/2018, descontada a inflação de 4,5% a.a., seria de 12% a.a. Todavia, entende-se que esses consumidores têm avaliado o payback simples ao optar por instalar uma GD, dessa forma, o custo de capital foi desconsiderado para projeção da quantidade de consumidores que instalariam Microgeração para compensação local.”

Ainda,

“...as próprias contribuições e a pesquisa realizada pela ANEEL indicam que a maior parte dos consumidores investiram em GD a partir de recursos próprios ou empréstimos de familiares (os quais, por lei, não podem incidir juros). Ou seja, os resultados apontam que os consumidores retiraram dinheiro de seus investimentos próprios para instalar a GD.”

O primeiro ponto a ser discutido é se esse custo de capital provém de pessoas físicas, de fato. Conforme gráfico da Figura 14, mais de 44% dos geradores de pequeno porte de caracterizam pela classe de consumo comercial. Essa participação é consolidada entre todas as modalidades de geração, mas já dá indícios de que o investimento em Microgeração local é composto por recursos de pessoas físicas e jurídicas.

O que leva a proposição da taxa anual de custeio do investimento de 0%. O consumidor que procura investir em GD pode buscar empréstimo, financiamento ou comprar à vista. Nos dois primeiros casos será cobrado uma taxa que seria o custo de capital. No último, na compra à vista, não existe uma taxa que é paga sobre o capital emprestado, mas tem o custo de oportunidade que é o valor do que você

renuncia ao tomar uma decisão. Ou seja, investir em Geração Distribuída impede o investimento em outro ativo financeiro ou uma atividade que lhe dê retorno. É esse retorno que é o custo de oportunidade que o consumidor renúncia. Portanto, utilizando recursos próprios ou não, há um custo.

A discussão recairia então em qual Custo de Capital a adotar. Não é objetivo deste trabalho identificar esse valor, mas as contribuições de Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD (2019) e Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR (2019) sugerem taxas de 7 a 18% a.a. de Custo de Capital para os investimentos em Microgeração local.

O Custo de Capital para Minigeração remota foi caracterizado por pessoa jurídica na taxa de 8% a.a. (“Média simples dos valores informados pelos agentes na Consulta Pública nº 10/2018, descontada a inflação de 4,5% a.a.” (ANEEL, 2018)). Porém as contribuições de Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD (2019), Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR (2019) e Simões (2019) indicam que esse valor deve ser superior, entre 11% e 12% ao ano.

O custo do capital influencia diretamente na intenção do consumidor em investir em um ativo, especialmente, quando o retorno é a médio prazo. O modelo proposto pela ANEEL reflete isso, visto que dimensiona a quantidade de GD a partir do *payback* do sistema padrão. Ao introduzir uma taxa (no caso da Microgeração local) ou aumentá-la (no caso da Minigeração remota) o custo do sistema cresce e, por consequência, o *payback* também. Quanto maior o tempo de retorno sobre o investimento menor o interesse do consumidor em entrar no negócio. Portanto, o modelo estaria superdimensionando a quantidade de novas MMGD.

3.4.3 Premissa: Percentual de simultaneidade consumo x geração

A simultaneidade é caracterizada pelo “percentual da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede” (ANEEL, 2018). Esse percentual é adotado como eficiência energética pelo modelo da ANEEL e não considera a redução de mercado das concessionárias ocorrida em função da energia autoconsumida. É como se o local houvesse reduzido a sua demanda energética por meio de substituição de equipamentos ou mudança de operação. A rede de distribuição não será utilizada, pois a energia gerada é consumida

imediatamente, portanto, não é possível justificar o pagamento desse montante por nenhum modelo de tarifa.

Não obstante, “a realização de ações de eficiência por alguns consumidores pode impactar negativamente nas tarifas dos demais” (ANEEL, 2018). Se visto somente pelo ângulo da redução de mercado, a eficiência energética por meio da geração própria ou por outros meios não deveria ser incentivado, um equívoco. Porém, deve-se ponderar até que ponto a geração seguida de consumo pode ser considerado eficiência energética.

Uma ação de eficiência energética com diminuição de carga instalada representa um alívio para a rede de distribuição do sistema elétrico perene e contínuo, diferente da Geração Distribuída. Nesse caso a solicitação da rede de distribuição pelo prosumidor pode oscilar muito em um curto período. Essa solicitação pode ser plena quando a produção de energia atingir seu máximo enquanto não houver carga ou quando há carga, porém, não há geração. Nesses momentos a rede será exigida totalmente (CPFL Energia, 2019).

Lembrando que a ANEEL adotou como sistema padrão do estudo a fonte fotovoltaica por sua abrangência em relação a outras fontes, mas o conceito de simultaneidade vale para qualquer tipo de fonte. Ainda que os valores apresentados são referenciados no sistema padrão.

Para a geração fotovoltaica a questão da solicitação da rede é delicada, uma vez que a capacidade instalada pode superar muito a carga instalada, até comum pelas características do sistema. Assim, aqueles momentos em que há plena produção de energia sem carga consumidora, a exigência da rede será ainda maior do que se fosse somente carga de consumo naquela unidade consumidora.

Nesse panorama, a ANEEL se baseou em o trabalho de Pesquisa & Desenvolvimento Telhados Solares Unicamp da área de concessão da CPFL para estabelecer a simultaneidade média a ser adotada no modelo. O valor foi de 38,92% para a quantidade de energia gerada e autoconsumida. Pelo conceito, somente a geração local se beneficia desta especificidade. É suposto que a geração remota não tenha cargas locais de demanda.

O debate em torno deste valor tem especial atenção, pois é muito sensível aos resultados calculados pelo modelo da ANEEL.

A CPFL, em sua contribuição (CPFL Energia, 2019), sugere que esse dado não caracteriza uma média de simultaneidade para sistemas de geração local, pois considerou que

“...a região possui características demasiadas específicas de perfil de carga e comportamento, sendo impossível uma extrapolação dos resultados de simultaneidade do projeto para representar o percentual da área de concessão da CPFL Paulista e muito menos do Brasil.”

A região a que se refere o texto da CPFL Energia é no distrito de Barão Geraldo, Campinas – SP onde há predominância residencial e estudantil e que sua determinação seguiu razões estratégicas e estatísticas. Portanto, não seria adequado a consideração obtida por esse estudo.

A Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD propôs para o índice de simultaneidade valores de “48% para instalações residenciais e 90% para instalações comerciais” (Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD, 2019). Esses índices foram calculados através de sobreposição das curvas de carga (consolidação de curvas típicas de 54 concessionárias de energia) e das curvas de geração.

Já a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR com base na (ANEEL, 2017) propôs uma simultaneidade em 58,50% (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, 2019) “considerando as curvas de carga para cada consumidor tipo, utilizando dados das campanhas de medição de todas as distribuidoras do Brasil”.

A maneira em que foi abordado o tema na AIR 004/2018 trouxe muitos questionamentos. Adotar um valor médio para todo o Brasil de um estudo específico de uma região também específica, não é representativo do cenário nacional e deve ser mais bem avaliado. No mesmo sentido, atribuir como eficiência energética todo o consumo realizado em conjunto com a geração sem adicionar algum elemento de variação sistêmica parece não remunerar corretamente o uso da rede, uma abrangência maior do estudo realizado pelo trabalho de P&D da CPFL seria mais adequado para compreender melhor o comportamento da Geração Distribuída nas suas diferentes fontes, um que englobasse mais diversidade quanto a classe de consumo, modalidades de geração, grupos de tensão, tipos de fonte, regiões e demais características que podem ser atribuídas a um MMDG.

Voltando a questão da simultaneidade em geração remota, algumas contribuições sugeriram que haveria um “efeito vizinhança” (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, 2019) (Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD, 2019) (Simões, 2019) em que consumidores próximos a fonte geradora fariam o consumo instantâneo a geração, todavia a energia está sendo conduzida pela rede de distribuição até esses consumidores, compreendendo, portanto, uso da rede elétrica. O ganho aqui já estaria computado pela redução das perdas técnicas.

3.4.4 Premissa: Redução das Perdas Técnicas

“O transporte da energia, seja na Rede Básica ou na distribuição, resulta inevitavelmente em perdas técnicas relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas etc.” (ANEEL, 2019c)

Um dos benefícios mais abordados quando se fala em Geração Distribuída é a redução das perdas técnicas na transmissão e na distribuição. Os principais motivos são que, próxima da carga, a energia proveniente da Geração Distribuída não trafega por longas distâncias, não necessita de diversas estações de transformação de tensões, entre outros.

No entanto, a contribuição CEMIG (2019) apresenta um levantamento de 100 casos de Minigeradores em que demonstra que instalações com potências acima de 1000 kW apresentam mais elevações de perdas técnicas do que reduções. Na contribuição EPE (2019), a Empresa de Pesquisas Energéticas corrobora com o estudo da CEMIG e faz referência a outro estudo Taranto (2017) que demonstra altos níveis de perda ativas e recomenda a desconsiderar a contribuição da geração remota na diminuição de perdas na distribuição.

É pelo menos questionável a suposição em que há redução de perdas em sistemas remotos.

3.4.5 Premissa: Redução na Capacidade Máxima do Sistema

Atualmente, o pico de carga máxima (gráfico da Figura 32 e Tabela 12) do SIN coincide com a curva de geração de sistemas fotovoltaicos.

Como a capacidade do sistema é determinado pelo pico máximo de demanda, a geração fotovoltaica contribui, então, para redução da carga conectada ao SIN não demandando de toda sua capacidade.

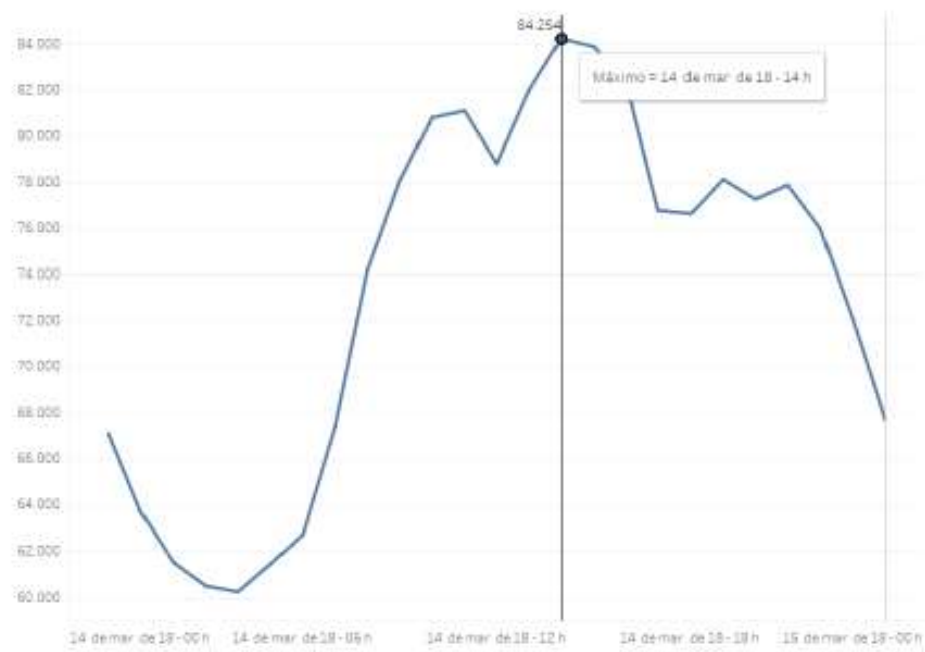


Figura 32 – Demanda máxima do SIN em 2018

Dia	Carga	Horário
30/01/2019	90.525 MW	15h50
23/01/2019	89.114 MW	~15h00
22/01/2019	87.500 MW	15h26
16/01/2019	87.000 MW	~15h00
15/01/2019	85.800 MW	15h39
05/02/2014	85.708 MW	15h41

Dados SIN - 2019		(base de dados ANA/EDE)		
Configuração	Patamar de Carga	Geração (MW)	Carga (MW)	Perdas (MW)
Junho	Pesada ¹	95.091,80	91.033,49	3.359,08
	Média ¹	96.870,46	92.673,68	3.536,07
	Leve ²	57.634,90	55.427,00	1.664,73
Dezembro	Pesada ³	97.977,94	92.995,37	3.649,14
	Média ³	104.671,90	99.277,58	4.058,42
	Leve ⁴	61.443,63	58.362,10	2.178,29

¹ Maior carga, por empresa, entre abril e setembro.
² Carga, por empresa, de junho.
³ Maior carga, por empresa, entre outubro e março do ano seguinte.
⁴ Carga, por empresa, de dezembro.
 Patamar de carga pesada - 18h às 21h (2ª feira a sábado) - (Dom./Feri.)
 Patamar de carga média - 07h às 18h / 21h às 24h (2ª feira a sábado) - 17h às 22h (Dom./Feri.)
 Patamar de carga leve - 00h às 7h (2ª feira a sábado) - 00h às 07h / 22h às 24h (Dom./Feri.)
 Patamares de carga, acima citados, são sem horário de verão

Tabela 12 - Principais picos de demanda do SIN (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, 2019)

Porém a CEMIG e a CPFL trouxeram a questão locacional das cargas e geradores. A exposição delas é que há regiões que não seguem a curva agregada do SIN, e o pico da demanda não está no período de geração fotovoltaica. Deste modo, para certas regiões, não haverá redução da capacidade do sistema localmente. Aliado a isso, a variabilidade diária “com alterações rápidas e significativas em função das condições meteorológicas e transitórios de nuvens” (CPFL Energia, 2019) impõe mais complexidade na operação intensificando investimentos e não reduzindo-os. Com relação a capacidade de geração de energia, a matriz energética brasileira tem predominância de hidrelétricas e o despacho delas dependem, simplificadamente, da análise dos seus reservatórios no horizonte futuro. Para preservar os níveis de alguns reservatórios são despachadas térmicas, que tem um custo elevado e impactam significativamente as distribuidoras e, conseqüentemente, os consumidores. Assim, a MMDG pode reduzir o despacho de térmicas para preservar os reservatórios das hidrelétricas. Portanto, o benefício é concreto, mas há particularidades regionais que devem ser compreendidas, detalhadas e incorporadas no modelo de quantificação de impactos da ANEEL.

3.5 Outras discussões

3.5.1 Modelo de Compensação de Energia

O modelo de compensação de energia elétrica para Micro e Minigeração no Brasil tem algumas deficiências que valem a discussão, identificadas na apresentação de Ashley C. Brown (Brown, 2018) no Seminário Internacional de Micro e Minigeração Distribuída.

A primeira é que não valoriza a busca pela geração quando o sistema mais precisa, no pico de carga do sistema. O preço fixo da energia gerada envia um sinal ao consumidor que não faz diferença a hora do dia em que gerar e não otimiza o sistema nacional.

Isso leva a uma segunda deficiência, de desencorajar a adoção de novas tecnologias que visam geração de acordo com a demanda da rede elétrica.

Também, não incentiva a eficiência energética, visto que não terá benefício financeiro um prosumidor aplicar na redução de sua carga instalada ou de seu consumo de energia.

No caso brasileiro, não há precificação horária da energia para os consumidores interligados na baixa tensão (BT), portanto, a adoção de novas tecnologias para aplicar em geração de energia no pico da demanda enfrenta mais essa barreira. Sem sinais horários claros, não é possível para o consumidor em BT otimizar o uso do sistema elétrico.

A inclusão de uma tarifa binômia é um avanço e pode vir a apresentar os sinais comentados. Inclusive deverá impactar os efeitos da revisão da 482/2012 aqui discutidos. Os cálculos abordados pelo Relatório de AIR incorporam uma das alternativas discutidas na Audiência Pública 059/2018, mas não como fator decisório e, sim, para identificar como se comportaria com a eventual aplicação dela no futuro. Conforme avaliado, poderia representar um impacto significativo nos benefícios para os demais consumidores.

3.5.2 Novas tecnologias

Voltando na questão de aplicação de novas tecnologias, é de se supor que o aumento tarifário conduziria usuários para aplicar em sistemas de geração com armazenamento. Porém o modelo elaborado pela ANEEL não prevê essa tomada de decisão. É possível, no entanto, modificar alguns valores de entrada nas planilhas modelos para simular a viabilidade de um tipo de sistema fotovoltaico com baterias conectado à rede (híbrido). Será, portanto, exposto, brevemente, considerações para verificar o *payback* de um sistema fotovoltaico híbrido para Microgeração local. Na Tabela 13 consta as modificações para caracterizar um sistema híbrido fotovoltaico.

Tabela 13 - Dados de entrada considerados na planilha de Microgeração local

Custo do sistema	R\$/kW	R\$ 10.000,00
Custo da troca do inversor	% do custo do sistema	60,00%
Percentual de simultaneidade consumo x geração	%	90,00%

O custo do sistema foi dimensionado através do custo do kit fotovoltaico conforme anexo III em reais por quilowatt, somados mais custo de montagem e demais materiais até o valor de R\$10.000,00/kW. Valor muito superior ao do sistema *on grid* devido as baterias, principalmente.

No item “custo da troca do inversor” foi adicionado mais 45% aos 15% anteriores, totalizando 60%. Esse acréscimo se deve pela necessidade de substituição das baterias chumbo-ácido (conforme kit referência), que possuem vida útil de 2 a 3 anos. Já o percentual de acréscimo foi estipulado para efeito do estudo. Esse valor deve ser melhor analisado para futuros trabalhos, pois o custo do kit híbrido considerado é quase o dobro o preço de um sistema.

Sendo o sistema híbrido com baterias é possível armazenar a energia gerada e não consumida, fazendo uso dela em um momento posterior. Para caracterizar isso no estudo foi adotado o índice de 90% de simultaneidade. Os 10% restantes visa refletir os períodos em que o sistema híbrido estiver com suas baterias cheias e ainda houver insolação ou quando as baterias estiverem no final de sua vida útil.

Como podemos ver no gráfico da Figura 33, houve acréscimo elevado quando comparado ao gráfico da Figura 23 de evolução do *payback* para o sistema convencional. Houve acréscimo de pelo menos 3 anos no retorno do investimento em um sistema híbrido se analisado ano a ano.

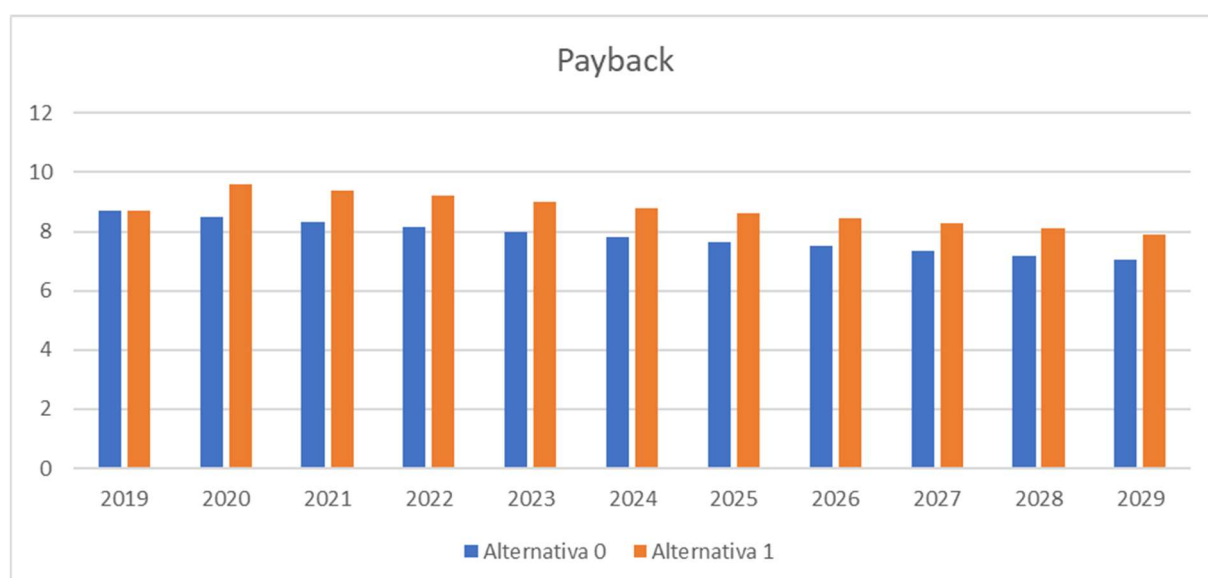


Figura 33 – Evolução do *Payback* simples ao longo dos anos para Microgeração fotovoltaica híbrida

Ou seja, observando esse cenário, dentro das práticas de compensação atual e proposta, não faria sentido investir em um sistema mais caro (híbrido), que não trará benefício diferente daquele que é mais barato (convencional).

No cenário apresentado manteve-se o custo de capital nulo, ou seja, os *paybacks* apresentados não tem taxa de desconto ao longo do tempo. Aplicando um custo de capital dentro do patamar discutido no item 3.5.2 desta monografia de 12,5%, a evolução do *payback* se apresenta conforme a Figura 34. Nota-se que o período de retorno se eleva sobre a vida útil dos módulos (aproximadamente de 25 anos) e atinge o limite do modelo disponibilizado pela ANEEL.

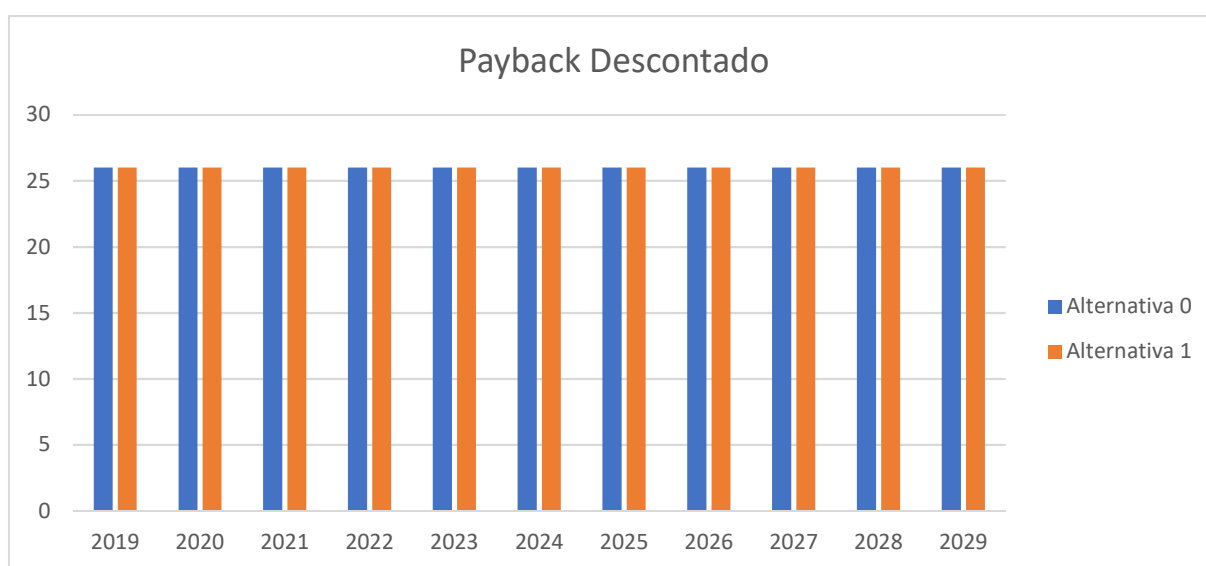


Figura 34 – Evolução do *Payback* descontado ao longo dos anos para Microgeração fotovoltaica híbrida

Logicamente, um estudo mais aprimorado, elaborando um modelo que consiga colocar as características de ambos os sistemas na mesma balança, trará mais conteúdo, mas o apresentado é um bom indício do porquê que os sistemas híbridos não têm penetração no mercado.

A discussão do sistema híbrido aponta para o armazenamento de energia, outra tecnologia que está em evolução e tem recebido especial atenção de países como a Alemanha e os Estados Unidos.

Sistemas de armazenamento permitem guardar energia em um dado momento para utilizá-la posteriormente. Isso torna-os ideal para a composição com geradores intermitentes de energia como o fotovoltaico e o eólico. A energia armazenada pode ser utilizada quando realmente é necessária ou quando é economicamente

interessante e, para um sistema integrado como o SIN, pode ser utilizado no horário de pico e, assim, aliviar a demanda. Ou seja, o sistema em questão otimiza o uso da energia elétrica e faz dessa tecnologia uma importante aliada no desenvolvimento do Sistema Elétrico de qualquer país.

A ausência dessa pauta na discussão do aprimoramento da Resolução 482 não pode passar despercebida, ainda mais, quando os pontos mais desfavoráveis para as energias renováveis em destaque no mercado de MMGD é a intermitência na geração em curtos intervalos de tempo e a não otimização o uso da energia gerada. Na esteira do armazenamento de energia, o crescimento da utilização dos veículos elétricos apresenta mais um elemento a ser considerado. Um veículo elétrico possui baterias ou, futuramente, células de combustíveis, e por isso podem fornecer energia para seu próprio deslocamento ou para injetar energia direto na rede elétrica de uma residência, de um comércio ou da própria distribuidora. Em residências ou locais de trabalho, uma frota de veículos elétricos pode representar um buffer para a rede elétrica e com grande penetração de fontes distribuídas como a fotovoltaica. A frota mencionada armazenaria energia durante o horário de baixo consumo energético e devolveria à rede nos períodos de maior demanda energética, visto que a maior parte dos veículos particulares passa a maior parte do tempo parado. Essa dinâmica aliada às redes inteligentes (*smart grids*) é capaz de prever origens, destinos, demanda e oferta energéticas em cada localidade, otimizando ainda mais a necessidade da rede elétrica.

Outro ponto a se considerar é o aumento do consumo de energia elétrica. Com maior participação de veículos elétricos na frota de um país, a demanda de energia para transporte aumentará substancialmente, e será suprida tanto por sistemas de geração distribuída quanto pela rede elétrica das distribuidoras. Ou seja, haverá incremento no consumo de eletricidade que o relatório de AIR não prevê e que poderia mitigar parcialmente a redução de mercado estimado.

Portanto, novas tecnologias com capacidade de romper com paradigmas do setor elétrico já existem e estão em processo de introdução e consolidação. Esse processo passa tanto por políticas públicas, quanto pela evolução das diretrizes regulatórias.

“Esta evolução pode ocorrer de forma ativa para se antecipar às mudanças tecnológicas e, ao mesmo tempo, tentar direcioná-las, tendo em vista os interesses da sociedade por qualidade de fornecimento e modicidade tarifária” (de Castro, Dantes, Brandão, Rosental, & Moszkowice, 2017)

A discussão atual da resolução 482/2012 deveria incluir essas questões para abranger temas futuros e tentar promovê-los de forma ativa, entretanto não o faz.

3.5.3 Mercado e cenários

O relatório de AIR apresenta projeções da proposta de mudança do SCEE, porém não elabora cenários considerando diferentes índices econômicos. A taxa de crescimento do mercado de energia elétrica adotado na AIR 004/2018 de 2,5% ao ano é referente a quantidade de novas residências no período abordado. O valor adotado é o apontado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 (Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), 2016).

A taxa referida é projetada com base em uma conjuntura socioeconômica esperada para o período que pode não se concretizar. Tanto é verdade que o crescimento do PIB médio previsto no PDE 2026 é de 2,5% ao ano para o período de 2016 a 2026, enquanto os dados reais apresentados pelo IBGE mostraram retração de 3,8% no ano de 2016, crescimento de 1,0% no ano de 2017 e 1,1% em 2018 do PIB brasileiro. Ou seja, a previsão não se concretizou. Diante disso, seria interessante que a ANEEL desenvolvesse cenários em que haja variações do PIB de referência para avaliar possíveis impactos no desenvolvimento da MMGD e do mercado das concessionárias.

3.5.4 Fontes de energia minoritárias na participação do mercado de MMGD

As diferentes fontes permitidas pela REN 482, com exceção da fotovoltaica, foram pouco trabalhadas no relatório de AIR 004/2018, ficando limitadas a composição da potência média estimada dos sistemas padrões (local e remoto) e dos valores das variáveis do modelo de difusão dos sistemas (Figura 35). Essa orientação acaba privilegiando os sistemas fotovoltaicos de geração e omite da discussão os benefícios das outras fontes, não as incentivando. Seria adequado promover a discussão do potencial de fontes como a eólica de pequeno porte, por exemplo, que traz mais benefícios a demanda de pico. Ou a fonte hidráulica, para abastecer locais

distantes da rede. O mercado fotovoltaico para Micro e Minigeração tem muitas facilidades como pudemos observar nesta pesquisa, porém impões outros desafios que poderiam ser mitigados com a introdução de outras fontes energéticas.

- **Consideração de todas as fontes permitidas pelo Sistema de Compensação**: os custos e características de instalação utilizados na AIR referem-se unicamente à fonte solar fotovoltaica por ser a mais típica (representando mais de 99% das conexões). Todavia, de maneira a se considerar o efeito das demais fontes no processo total, a potência média estimada e os valores das variáveis empíricas do modelo de difusão (sensibilidade ao *payback* – SBP, coeficiente de inovação – p e coeficiente de imitação – q) foram definidos considerando-se todas as fontes atualmente participantes do Sistema de Compensação.
-

Figura 35 – Texto extraído do Relatório da AIR 004/2018 – Premissa quanto as diversas fontes consideradas no SCEE

4 CONCLUSÃO

O mercado brasileiro de energia tem observado um crescimento intenso da Micro e da Minigeração. As políticas até aqui empregadas, desde 2012 com início da vigência a REN 482/2012, se mostram seguras e criaram as condições suficientes para que as projeções iniciais da Agência Nacional de Energia Elétrica fossem ultrapassadas com grande margem de folga. O principal fator é atribuído ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica atual, objeto da revisão regulatória aqui discutida devido ao benefício cruzado o qual proporciona.

A ANEEL quantificou os impactos da atual normativa através de um modelo que permite avaliar esse benefício financeiramente por um período de quinze anos. Também, avaliadas em conjunto, as novas propostas ao SCEE. As propostas, divididas entre Minigeração remota e Microgeração local, trouxeram benefícios positivos para local e negativo para remota segundo o modelo e estimam um nível de crescimento adequado aos propósitos da REN 482/2012. Há, porém, ausência de cenários que demonstrem a abrangência de rumos que esse mercado pode tomar. É importante essa construção de diferentes conjunturas para orientar o processo decisório dos envolvidos no período que a nova proposta vigorará.

Todo modelo, tem incertezas, pois é dependente do volume de dados iniciais, simplificações e premissas consistentes para refletir o mais próximo possível da realidade. Diferentes cenários se fazem, então, necessários. Também, é necessária a continua revisão e atualização de todos os fatores considerados para sua construção. Nesse ponto foram discutidas algumas premissas e alguns dados apresentados pela ANEEL na AIR 004/2018. A avaliação realizada mostrou que há desvios de algumas premissas com as informações dispostas no mercado como o “Tamanho Típico dos Sistemas” e o “Custo de Capital”. Também observou que foi utilizado de forma prematura o “Percentual de Simultaneidade” do trabalho de P&D Telhados Solares. Ainda, as simplificações de “Redução de Perdas” e “Redução na Capacidade Máxima” tem que ser melhor desenvolvidas. Esses foram alguns dos itens avaliados e já identificam melhorias ao modelo que pode e deve levá-los a resultados diferentes aos dispostos no Relatório de AIR.

No que tange assuntos pouco explorados, a promoção de novas tecnologias é uma delas. A evolução do mercado de MMDG está, como explicitado, voltado para a

energiafotovoltaica e, da forma que é remunerado, não empreende na otimização do sistema elétrico brasileiro. Portanto, seria interessante e até fundamental que esse tema não escapasse a abordagem das propostas apresentadas.

4.1 Futuros trabalhos

A presente monografia identificou alguns temas para serem desenvolvidos em futuros trabalhos:

- Avaliação do potencial da Micro e Minigeração Distribuída na manutenção de reservatórios das hidrelétricas;
- Percentual de simultaneidade regional de diferentes classes de consumo;
- Análise regional da demanda de energia elétrica com avaliação do potencial da Micro e Minigeração em reduzir a capacidade máxima.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BORGES, T. H. **Panorama da Geração Distribuída de Energia Elétrica no Brasil**. Revista Especialize On-line IPOG, 2017. p. 1-18.

BROWN, A. C. **Distributed Solar Generation: Value and Pricing - A North American Perspective**. Brasília/ DF. 2018.

CEMIG. **Contribuições CEMIG – Audiência Pública nº 001/19101**. [S.I.]. 2019.
COELHO, M. A. A. **Geração Distribuída de Energia - Contribuições Audiência Pública 001/2019 ANEEL**. Santa Cruz do Sul / RS. 2019.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ. **Convênio ICMS CONFAZ 16/15**. Brasília/DF. 2015.

CPFL ENERGIA. **Audiência Pública Nº 001/2019 - Análise de Impacto Regulatório – AIR Acerca da Revisão das Regras Aplicáveis à Micro e Minigeração Distribuída**. Campinas. 2019.

DE CASTRO, N. J.; DANTAS, G. **Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes**. Rio de Janeiro: Publit, 2018.

de Castro, N., Dantes, G., Brandão, R., Rosental, R., & Moszkowice, M. **A Ruptura do paradigma tecnológico e os desafios regulatórios do Setor Elétrico**. Revista de P&D – ANEEL. 2017. pp. 12-14.

DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S. **A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico**. Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia - CBE. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2006. p. 855-868.

EDISON ELECTRIC INSTITUTE. **Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business**. [S.I.]. 2013.
ELETROBRÁS. Proinfa. **Eletrobrás**. Disponível em:
<https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa/proinfa_contratos1.PDF>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Rio de Janeiro/RJ. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento**. Rio de Janeiro/ RJ. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Audiência Pública ANEEL Nº 001/2019 - Contribuições da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**. Rio de Janeiro/RJ. 2019.

FRANZ, B. F. **Regulatory Trends in Renewable Energy Self-Supply – A Summary of International Debates**. Santiago, Chile: GIZ. 2016

KONZEN, G. **Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais**. São Paulo: Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP. 2014
MARANGON CONSULTORIA & ENGENHARIA – MC&E. **Audiência Pública 001/2019 - Contribuição**. Itajubá. 2019.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA. **Chamamento Público - Glossário**. Fonte: Ministério da Economia - Plataforma +BRASIL. Disponível em: <<http://portal.convenios.gov.br/ajuda/glossario/chamamento-publico>>
MOONEY, D. **Experiência dos EUA com geração distribuída de energia solar**. [S.I.]. 2016.

MOREIRA, JOSÉ ROBERTO SIMÕES. **ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**. RIO DE JANEIRO: LTC, 2017.
PALMINTIER, B. et al. **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distribute Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System**. [S.I.]. 2014.

SGT/SRM/ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL**. Brasília. 2018c.

SIMÕES, A. **Comentários e contribuições da Raízen Energia S/A**. São Paulo. 2019.

SISGD/ANEEL. **Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD**. Agência de Energia Elétrica - ANEEL, 04 maio 2019. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>.

SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas**. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/proinfa>>.

SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD. **Nota Técnica nº 0017/2015**. [S.I.]. 2015b.

SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD. **Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. PRODIST**. Brasília, DF. 2017.

SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD. **Nota Técnica nº 0056/2017**. [S.I.]. 2017.

SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD. **Microgeração Distribuída Local_segunda versão. Planilha de Simulação AIR 004/2018**. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2018b

SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD. **Microgeração Distribuída Remota_segunda versão. Planilha de Simulação AIR 004/2018.** Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2018c

TARANTO, G. N. E. A. **The Impact of Micro and Mini Distribution Generation in an Actual Brazilian Distribution Utility.** Cigrè International Seminar on Policies, Incentives, Technology and Regulation of Smart Grids. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2017.

ANEXO I – Variáveis Adotadas na AIR

Tabela 6 – Variáveis adotadas na AIR

Variável	Unidade	Valor	Justificativa
Tempo de análise	anos	15 (entre 2020 e 2035)	Para cálculo do VPL, a sequência anual dos custos e dos benefícios foi analisada durante um período de 15 anos. Optou-se por esse prazo por se tratar de formas novas de geração, com elevado período de consolidação da tecnologia e com benefícios de longo prazo.
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	kWp	7,5	Valor médio calculado com base nas microgerações solares fotovoltaicas instaladas para compensação local e registradas no SISGD/ANEEL ⁴³ . Optou-se pela utilização da média de maneira a manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por meio dos métodos adotados) e potência total instalada.
Custo de instalação um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	R\$/kWp	5.500,00	Valor aproximado do preço médio de sistemas desse porte obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener ⁴⁴ .
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	kWp	1.000	Valor médio calculado com base nas minigerações caracterizadas como autoconsumo remoto no SISGD/ANEEL. Optou-se pela utilização da média de maneira a manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por

			meio dos métodos adotados) e potência total instalada.
Custo de instalação um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	R\$/kWp	4.150,00	Valor aproximado do preço médio de sistemas desse porte, instalado ao solo, obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener ⁴⁵ .
Custos de troca do inversor (inversor trocado no ano 13 – vida útil do sistema de 25 anos)	% do custo de instalação	15%	
Custo de capital de pessoa física para investimento em microgeração com compensação local	% a.a.	0%	A média dos valores informados pelos agentes na Consulta Pública nº 10/2018, descontada a inflação de 4,5% a.a., seria de 12% a.a. Todavia, entende-se que esses consumidores têm avaliado o payback simples ao optar por instalar uma GD, dessa forma, o custo de capital foi desconsiderado para projeção da quantidade de consumidores que instalariam microgeração para compensação local ⁴⁶ .
Custo de capital de pessoa jurídica para investimento em minigeração com compensação remota	% a.a.	8%	Média simples dos valores informados pelos agentes na Consulta Pública nº 10/2018, descontada a inflação de 4,5% a.a.
Índice de degradação do sistema (para microgeração com compensação local)	% de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema	1%	Valor obtido com base na média das contribuições da Absolar e da ABGD.
Índice de degradação do sistema (para minigeração com compensação remota)	% de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema	2%	Com o objetivo de considerar custos adicionais de manutenção de sistemas de maior porte (excluída a troca do inversor, mas incluídos ajustes e limpezas periódicos), acrescentou-se 1 p.p. ao percentual de degradação de 1% a.a.

Aumento ou Decréscimo anual real da tarifa de energia elétrica	% de aumento ou decréscimo da tarifa em relação à inflação	0%	Dada a dificuldade em se estimar algum valor que reflita adequadamente a realidade, não foi considerada a influência de eventuais aumentos ou reduções reais na tarifa de energia elétrica ao longo do período de análise.
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para microgeração com compensação local)	% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede	38,92%	Valor obtido a partir da média de simultaneidade encontrada no projeto de P&D Telhados Solares Unicamp-CPFL, que monitorou, durante 1 ano, a operação de 231 sistemas de microgeração solar fotovoltaica atendidos pela CPFL Paulista no distrito de Barão Geraldo, Campinas – SP.
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para minigeração com compensação remota)	% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede	0%	Para a minigeração com compensação remota assume-se que toda a energia gerada é injetada na rede e compensada remotamente.
Mercado potencial para geração local	Número de unidades consumidoras	8.000.000	Total de casas com renda superior a 5 salários mínimos ⁴⁷
Mercado potencial para geração remota	Número de unidades consumidoras	90.000	Considera-se que um total de 12 milhões de domicílios ⁴⁸ poderiam aderir ao sistema de compensação de maneira remota (equivalente aos 8 milhões da compensação local, somados à quantidade de apartamentos e demais tipos de domicílios). Esse total de unidades consumidoras seria agregada de forma a ser atribuída a potência equivalente de 7,5 kW para cada. Dessa forma, cada minigeração de 1.000 kW seria suficiente para atendimento a aproximadamente 133 unidades consumidoras.
Taxa de crescimento anual do mercado potencial	% de crescimento ao ano	2,5%	Crescimento do número de consumidores residenciais previsto no PDE 2026

Taxa de desconto dos custos e benefícios da GD sob a perspectiva do total de usuários do sistema elétrico	% a.a.	8,09%	Uma alternativa para a taxa de desconto seria o uso da Selic. No entanto, sabe-se que os valores atuais dessa taxa (6,5% a.a.) estão próximos do seu mínimo histórico, com tendência de alta. Diante dessa expectativa, optou-se por adotar a taxa de 8,09%, equivalente à taxa utilizada no cálculo da remuneração das distribuidoras, no caso, o custo médio ponderado do capital (WACC).
Redução do custo de sistemas fotovoltaicos com o crescimento do número de instalações	Redução % do custo do kW instalado a cada ano	2% ao ano	Redução obtida a partir das contribuições apresentadas pela Absolar.

Demais premissas e considerações adotadas:

- Impostos – ICMS:** atualmente, todas as Unidades da Federação aderiram ao Convênio ICMS nº 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz. Isso significa que, em teoria, todos os Estados estariam aptos a aplicar a cobrança de ICMS somente sobre a diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada pela micro ou minigeração. Contudo, sabe-se que, em algumas localidades, houve um entendimento de que a cobrança de ICMS sobre a parte relativa à componente TUSD da tarifa de fornecimento se daria sobre todo o montante absorvido pela unidade consumidora da rede de distribuição. Tendo em vista que esse entendimento seria restrito somente a uma parcela dos Estados, optou-se, na análise por considerar que a cobrança do Imposto Estadual se daria sobre a diferença entre consumo e injeção. Caso os agentes tenham informações que permitam evidenciar quais localidades estejam, de fato, aplicando a cobrança de ICMS de maneira diferente, espera-se que essas informações sejam devidamente apresentadas nesta Audiência.

No que tange ao caso da minigeração remota, entende-se que, da redação atualmente vigente no Convênio nº 16/2015, a aplicação dos impostos deve obedecer às mesmas premissas do caso local.

Sabe-se, todavia, que as minigerações com potência superior a 1 MW e aquelas enquadradas como condomínios ou como geração compartilhada não estariam abrangidas pelo convênio. Para considerar esses efeitos, a AIR aqui presente deveria ser dividida em outras duas modalidades, aumentando consideravelmente sua complexidade. Além disso, mesmo que a análise fosse diferenciada, correr-se-ia o risco de se estabelecer regras diferentes para essas modalidades com o intuito de diminuir distorções criadas pelo modelo tributário. Nesse caso, entende-se que a ação da ANEEL, com o objetivo de não prejudicar o desenvolvimento da geração compartilhada ou dos condomínios, deverá ser no sentido de articular com os órgãos de Fazenda dos Estados de maneira a permitir que o mercado se desenvolva em equilíbrio.
- Impostos – PIS/Cofins:** a aplicação da cobrança de PIS/Cofins no Sistema de

Compensação obedece ao art. 8º da Lei nº 13.169/2015. Por se tratarem de tributos de natureza Federal, sua aplicação é isonômica em todos os Estados. Nesta AIR, considerando-se os termos da Lei, a cobrança de PIS/Cofins foi aplicada somente sobre a simples diferença entre consumo e injeção.

- **Tratamento das micro e minigerações instaladas até o final de 2019**: 25 anos de manutenção na alternativa 0 (alternativa vigente no momento da sua instalação)⁴⁹, ou seja, manutenção da regra existente no momento da conexão até o final da vida útil esperada dos equipamentos de geração.
- **Tratamento das micro e minigerações instaladas entre a aprovação das novas regras (2020) e a eventual modificação da forma de compensação**: 10 anos de manutenção na alternativa vigente à época da instalação, de modo a permitir que o tempo de retorno seja alcançado, diminuindo consideravelmente os riscos a esses agentes. Após cessado o período de manutenção, aplica-se a alternativa vigente.
- **Consideração de todas as fontes permitidas pelo Sistema de Compensação**: os custos e características de instalação utilizados na AIR referem-se unicamente à fonte solar fotovoltaica por ser a mais típica (representando mais de 99% das conexões). Todavia, de maneira a se considerar o efeito das demais fontes no processo total, a potência média estimada e os valores das variáveis empíricas do modelo de difusão (sensibilidade ao *payback* – SBP, coeficiente de inovação – p e coeficiente de imitação – q) foram definidos considerando-se todas as fontes atualmente participantes do Sistema de Compensação.
- **Tarifa binômia**: entrada em 2025, definida conforme Cenário 3 da AIR⁵⁰ apresentada na Audiência Pública a ser instaurada no âmbito da Atividade 71 da Agenda Regulatória (regulamentação da Tarifa Binômia).
- **Permanência do sistema após o fim da vida útil**: nas simulações assumiu-se que, findado o período estimado da vida útil do sistema (25 anos), o consumidor permanece no sistema de compensação de energia, aplicando-se para ele a alternativa que estiver vigente ao final desse período. Tal premissa se justifica pela expectativa de aumento da vida útil dos sistemas e pela expectativa de que esse consumidor tem interesse em continuar gerando sua própria energia.

ANEXO II – Dados de Entrada – Micro e Minigeração Distribuída

Dados de entrada - MICROGERAÇÃO LOCAL

Distribuidora	-	Brasil	
			100%
Custo do sistema	R\$/kW	R\$	5.500,00
Custo da troca do inversor	% do custo do sistema		15,00%
Redução anual da energia gerada	%/ano		1,00%
Aumento anual real da tarifa de energia elétrica	%/ano		0,00%
Custo de capital de investimento em microgeração distribuída	%/ano		0,00%
Taxa de desempenho do sistema (Performance Ratio)	%		80,00%
Percentual de simultaneidade consumo x geração	%		38,92%
Redução percentual do preço por ano	%		2,50%
Considera o percentual de simultaneidade como eficiência?	(1: Sim / 0: Não)		1
Vida útil sistema de geração	anos		25
Sensibilidade ao payback	-		0,348
Mercado potencial nacional	nº UC		8.000.000
Coefficiente de inovação - p	-		0,00176
Coefficiente de imitação - q	-		0,336
Taxa de crescimento anual do mercado	%/ano		2,50%
Valoração da energia evitada pela microgeração distribuída	R\$/MWh	R\$	207,00
Percentual de redução das perdas técnicas na distribuição	%		7,44%
Percentual de redução das perdas técnicas na Rede Básica	%		5,00%
Capacidade evitada (kW de geração e transmissão)	R\$/kW	R\$	308,30
Custo de Disponibilidade/Parte Fixa Binômia	kWh/R\$		100
Percentual de ajuste geração / consumo	%		30%
Taxa de desconto dos custos e benefícios	%		8,09%
Fator de Emissão de CO2 - Efy - Calculado conforme UNFCCC	tCO2/MWh		0,0749
Ano de início da vigência da norma	ano		2020
Ano início simulação	ano		2018
Ano fim simulação	ano		2035
Considera a entrada de tarifação binômia?	(0: não / 1: sim)		0
Ano de entrada da Tarifa Binômia	ano		2025
Outros dados utilizados nos cálculos (preenchidos automaticamente)			
Irradiação solar local	kWh/m2/dia		5,40
Número de dias no ano	-		365
ICMS Residencial	%		26%
PIS/Cofins	%		4%
Potência típica do sistema	kW		7,5
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD TOTAL	R\$/MWh	R\$	234,35
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Encargos	R\$/MWh	R\$	32,52
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio A	R\$/MWh	R\$	29,97
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio B	R\$/MWh	R\$	132,68
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas Técnicas	R\$/MWh	R\$	0,80
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas Rede Básica	R\$/MWh	R\$	22,62
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Demais Perdas	R\$/MWh	R\$	15,76
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE TOTAL	R\$/MWh	R\$	240,80
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Encargos	R\$/MWh	R\$	57,35
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Energia	R\$/MWh	R\$	177,46
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Fio A	R\$/MWh	R\$	5,99
Mercado potencial proporcionalizado para a distribuidora	nº UC		8.000.000
Percentual do nº de UC da distribuidora em relação ao total	%		0%
Nº empreendimentos ano 2017			19.762
Nº empreendimentos ano 2016			7.671
Nº empreendimentos ano 2015			1.623
Nº empreendimentos ano 2014			326
Nº empreendimentos ano 2013			55
Nº empreendimentos ano 2012			2
Alternativa 0	R\$/MWh	R\$	475,16
Alternativa 1	R\$/MWh	R\$	342,48
Alternativa 2	R\$/MWh	R\$	309,95
Alternativa 3	R\$/MWh	R\$	279,98
Alternativa 4	R\$/MWh	R\$	240,80
Alternativa 5	R\$/MWh	R\$	177,46
Parte Fixa Binômia	R\$	R\$	40,44
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio B - Binômia	R\$/MWh	R\$	68,09
Ano Gatilho (ano de troca da alternativa)	ano		2025
Tempo de manutenção da alternativa anterior	anos		10

Dados de entrada - MINIGERAÇÃO REMOTA

Distribuidora	-	Brasil	
Custo do sistema	R\$/kW	R\$	4.150,00
Custo da troca do inversor	% do custo do sistema		15%
Redução anual da energia gerada	%/ano		2,00%
Aumento anual real da tarifa de energia elétrica	%/ano		0,00%
Custo de capital de investimento em microgeração distribuída	%/ano		8,00%
Taxa de desempenho do sistema (Performance Ratio)	%		80%
Percentual de simultaneidade consumo x geração	%		0%
Taxa de redução do custo (aprendizagem)	%/ano		2,5%
Considera o percentual de simultaneidade como eficiência?	(1: Sim / 0:Não)		-
Vida útil sistema de geração	anos		25
Sensibilidade ao payback	-		0,276
Mercado potencial nacional	nº UC		90.000
Coefficiente de inovação - p	-		0,00080
Coefficiente de imitação - q	-		0,400
Taxa de crescimento anual do mercado	%/ano		2,50%
Valoração da energia evitada pela microgeração distribuída	R\$/MWh	R\$	207,00
Percentual de redução das perdas técnicas na distribuição	%		7,44%
Percentual de redução das perdas técnicas na Rede Básica	%		5,00%
Capacidade evitada (kW de geração e transmissão)	R\$/kW	R\$	308,30
Custo de Disponibilidade/Parte Fixa Binômia	kWh/R\$		100
Percentual de ajuste geração / consumo	%		30%
Taxa de desconto dos custos e benefícios	%		8,09%
Fator de Emissão de CO2 - Efy - Calculado conforme UNFCCC	tCO2/MWh		0,0749
Ano de início da vigência da norma	ano		2020
Ano início simulação	ano		2018
Ano fim simulação	ano		2035
Considera a entrada de tarifação binômia?	(0:não / 1:sim)		0
Ano de entrada da Tarifa Binômia	ano		2025

Outros dados utilizados nos cálculos (preenchidos automaticamente)

Irradiação solar local	kWh/m2/dia		5,40478858
Número de dias no ano	-		365
ICMS Residencial	%		26%
PIS/Cofins	%		4%
Potência típica do sistema	kW		1000
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD TOTAL	R\$/MWh	R\$	234,35
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Encargos	R\$/MWh	R\$	32,52
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio A	R\$/MWh	R\$	29,97
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio B	R\$/MWh	R\$	132,68
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas Técnicas	R\$/MWh	R\$	0,80
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas Rede Básica	R\$/MWh	R\$	22,62
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Demais Perdas	R\$/MWh	R\$	15,76
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE TOTAL	R\$/MWh	R\$	240,80
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Encargos	R\$/MWh	R\$	57,35
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Energia	R\$/MWh	R\$	177,46
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Fio A	R\$/MWh	R\$	5,99
Mercado potencial proporcionalizado para a distribuidora	nº UC		90.000
Percentual do nº de UC da distribuidora em relação ao total	%		100%

Nº empreendimentos ano 2017	79
Nº empreendimentos ano 2016	28
Nº empreendimentos ano 2015	4
Nº empreendimentos ano 2014	1
Nº empreendimentos ano 2013	0
Nº empreendimentos ano 2012	0

Alternativa 0	R\$/MWh	R\$	475,16
Alternativa 1	R\$/MWh	R\$	342,48
Alternativa 2	R\$/MWh	R\$	309,95
Alternativa 3	R\$/MWh	R\$	279,98
Alternativa 4	R\$/MWh	R\$	240,80
Alternativa 5	R\$/MWh	R\$	177,46
Parte Fixa Binômia	R\$	R\$	40,44
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio B - Binômia	R\$/MWh	R\$	68,09

Ano Gatilho (ano de troca da alternativa)	2025
Tempo de manutenção da alternativa anterior	10

Alternativa A (anterior ao gatilho)	0
Alternativa B0 (pós gatilho 1)	1

ANEXO III – Sistema Fotovoltaico Híbrido de Referência

Categorias de Produtos

► Energia Solar (21)

► Gerador de Energia Solar (21)

► OFF-GRID (5)

► ON-GRID (16)

Mais procurados



GERADOR DE ENERGIA SOLAR OFF GRID HÍBRIDO (1000VA com 4 Baterias de 220AH)
R\$ 14.870,00



GERADOR DE ENERGIA SOLAR 13,40 kWp (GERA ATÉ 2251 kWh/mês*)
R\$ 51.530,00



GERADOR DE ENERGIA SOLAR OFF GRID HÍBRIDO (1000VA com 2



GERADOR DE ENERGIA SOLAR OFF GRID HÍBRIDO (2400VA com 12 Baterias de 220AH)

R\$ 34.840,00

★★★★★ (be the first to review)

FRETE RODOVIÁRIO GRÁTIS

1

COMPRAR

REF: 6552

Categoria OFF-GRID

Descrição Informação adicional Avaliações (0)

GERADOR OFF GRID COM INVERSOR SERRANA MODELO TORRENTES 2400VA (SAÍDA 110VCA) + 12 PAINEIS DE 330W (3960 Wp)

Fonte: <http://tarumaprojetos.com.br/produto/gerador-solar-off-grid-hibrido-serrana-mod-torrentes-2400w-110-vca-com-14-paineis-solar-de-260w-ate-14040-whdia-copia/>