



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

**O Modelo de Leasing para a Micro Geração
Fotovoltaica e o Novo Marco Regulatório para
a Geração Distribuída**

Gustavo Cerqueira Ataíde

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão
Governamental nos Setores Energético e Mineral

Brasília, maio de 2019.



Gustavo Cerqueira Ataíde

**O Modelo de Leasing para a Micro Geração Fotovoltaica e
o Novo Marco Regulatório para a Geração Distribuída**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e
Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao
programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como
requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e
Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral

Orientador: Rafael Igrejas

Brasília
Maio de 2019.

*“Não é o mais forte que sobrevive, nem o mais inteligente e sim o mais
suscetível a mudança.”
Charles Darwin*

Agradecimentos

À minha mãe por todo sacrifício realizado para me proporcionar a melhor formação possível e me ensinar a ter resiliência.

À minha noiva, Érica, por me dar força em todos os momentos dessa difícil jornada.

Aos colegas do Departamento de Planejamento Energético do Ministério de Minas e energia pelos ensinamentos diários e tornar o ambiente de trabalho leve e agradável.

Aos professores da PUC-Rio pelos conhecimentos compartilhados e pelas discussões enriquecedoras.

Ao Ministério de Minas e Energia por me proporcionar a oportunidade de realizar este Curso de Especialização.

Resumo

Cerqueira Ataíde, Gustavo. O Modelo de Leasing para a Micro Geração Fotovoltaica e o Novo Marco Regulatório para a Geração Distribuída. Rio de Janeiro, 2019. 37p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Estrategicamente o Brasil possui vantagens competitivas importantes para o desenvolvimento da micro e minigeração distribuída, em especial, de fonte solar fotovoltaica. A partir da publicação da Resolução ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, o Brasil começou a estabelecer as condições regulatórias para o crescimento da Geração Distribuída, no entanto os altos custos de implantação ainda impedem o crescimento mais acelerado da energia solar no país. Em diversos países do mundo o modelo de *leasing* foi importante para a popularização dos painéis fotovoltaicos. Essa alternativa permite que o consumidor faça uso da tecnologia sem precisar dispendar altos investimentos financeiros. No Brasil, esse modelo de negócio ainda é incipiente por questões culturais e principalmente por uma baixa atratividade financeira do ponto de vista do investidor. De outro lado, a ANEEL inicia a discussão de novas regras para a compensação de energia elétrica produzida por Geração Distribuída. Esse trabalho avalia como as novas regras propostas podem influenciar no desenvolvimento de modelos de negócio como o *leasing*. Os resultados demonstram que apesar de apresentar viabilidade financeira, fatores culturais e as incertezas que existem no setor ainda impedem o crescimento desse tipo de modelo de negócio.

Palavras-chave

Geração Distribuída, energia solar fotovoltaica, leasing, net metering

Abstract

Cerqueira Ataíde, Gustavo. The Leasing Model for the Micro-Generation Photovoltaic and the New Regulatory Framework for the Distributed Generation. Rio de Janeiro, 2019. 37p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Brazil has important competitive advantages for the development of Micro and Mini distributed generation, in particular, of photovoltaic solar source. From the publication of ANEEL Resolution n. 482, of April 17, 2012, Brazil began to establish the regulatory conditions for the growth of the Distributed Generation, however the high deployment costs still prevents the accelerated growth of solar energy in the country. In several countries of the world, the leasing model was important for the popularization of photovoltaic panels. This alternative allows consumers to make use of technology without having to expend high financial investments. In Brazil, this business model is still incipient by cultural issues and mainly by a low financial attractiveness from the investor's point of view. On the other hand, ANEEL initiates the discussion of new rules for the compensation of electricity produced by Distributed Generation. This work evaluates how the new proposed rules can influence the development of business models such as leasing. The results show that despite presenting financial viability, cultural factors and uncertainties that still exist in the sector still impede the growth of type of business model.

Key-words

Distributed Generation, photovoltaic solar energy, leasing, net metering

Sumário

1 O tema e o problema de estudo	1
1.1. Introdução ao tema e ao problema do estudo	2
1.2. Objetivo do estudo	3
1.3. Delimitação e foco do estudo	4
2 Referencial Teórico	5
2.1. Perspectivas para a Geração Distribuída no Brasil	5
2.2. Geração Distribuída Fotovoltaica	7
2.3. Mecanismos de Promoção da Geração Distribuída	8
2.4. <i>Third-Party Ownership</i> (TPO)	9
2.5. Histórico da Regulação	11
2.6. Estrutura Tarifária	13
2.7. Audiência Pública Aneel nº 001/2019	15
2.8. Indicadores para a análise econômico-financeira	18
3 Métodos e procedimentos de coleta e de análise de dados do estudo	20
3.1. Fontes de informação selecionadas para coleta de dados no estudo	20
3.2. Tratamento dos dados	20
4 O estudo de caso	21
4.1. Premissas e dados utilizados no estudo	21
4.2. Alternativas	23
4.2.1. Alternativa 0	23
4.2.2. Alternativa 0 por 10 anos em seguida Alternativa 1	23
4.2.3. Alternativa 1	24
4.3. Limitações do Estudo	24
4.4. Apresentação e análise dos resultados	24
4.4.1. Projeções para a Alternativa 0	26
4.4.2. Alternativa 0 por 10 anos em seguida Alternativa 1	27
4.4.3. Alternativa 1	29

5 Conclusões e recomendações para novos estudos	32
5.1. Sugestões e recomendações para novos estudos	33
6 Referências Bibliográficas	35

Lista de figuras

Figura 1: Evolução da capacidade instalada da micro e minigeração (ANEEL, 2018).....	6
Figura 2: Capacidade instalada em micro e minigeração por fonte (BRASIL, 2018).....	6
Figura 3: Potência e Energia por fonte em 2027 (Brasil, 2018).....	7
Figura 4: Componentes dos sistemas de geração fotovoltaicos (EPE, 2012).....	8
Figura 5: Principais mecanismos utilizados para incentivar a geração fotovoltaica (EPE, 2012).....	9
Figura 6: Componentes da TUSD (ANEEL, 2017).....	14
Figura 7: Componente da TE (ANEEL, 2017).....	15
Figura 8: Componente tarifárias consideradas em cada alternativa (ANEEL, 2018).....	16
Figura 9: Evolução estimada para a GD local e gatilho de potência (ANEEL, 2018).....	17
Figura 10: Evolução estimada para a GD remota e gatilhos de potência (ANEEL, 2018).....	18
Figura 11: Fluxo de caixa projetado para cada Alternativa	25
Figura 12: Payback e TIR – Alternativa 0	27
Figura 13: Payback e TIR – Alternativa 0 por 10 anos em seguida Alternativa 129	
Figura 14: Payback e TIR – Alternativa 1	30

Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados de entrada	22
Tabela 2: Resultados das simulações para a Alternativa 0.....	26
Tabela 3: Resultados das simulações para a Alternativa 0 por 10 anos em seguida Alternativa 1.	28
Tabela 4: Resultados das simulações para a Alternativa 1.....	29

1 O tema e o problema de estudo

A Geração Distribuída (GD) fotovoltaica é uma realidade em todo o mundo e no Brasil, onde as condições naturais são favoráveis. Os níveis de radiação solar em todo o território nacional são superiores a maioria dos países europeus, além disso, num país com dimensões continentais é altamente desejável que se aproximem as distancias entre carga e geração.

Ainda assim, a participação da geração fotovoltaica na matriz energética brasileira está aquém do enorme potencial do país. A partir da publicação da Resolução ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, e posteriormente pela Resolução ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015, o Brasil criou as condições regulatórias para a introdução da micro e mini geração em unidades consumidoras. Por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, conhecido por *net metering*, é possível exportar para a rede o excedente da energia gerada, que será convertida em créditos junto à distribuidora, que podem ser utilizados em um prazo de até 60 meses.

Diante de avanços regulatórios como esse, o desenvolvimento da micro geração fotovoltaica ainda esbarra nos elevados custos de instalação que inviabiliza a entrada nesse mercado da grande maioria das pessoas. . Apesar proporcionarem taxas de retorno razoáveis, para o consumidor residencial o investimento necessário para instalar uma unidade geradora fotovoltaica em sua residência ainda representa uma parte muito expressiva do orçamento familiar.

De acordo com ROCHA et al. (2017), além dos custos de implantação, a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) tem papel fundamental para fomentar a expansão da energia fotovoltaica no Brasil, contribuindo para a qualidade de vida da população e promovendo o apoio a produção de energia limpa.

Por outro lado, recentemente foi criado o Programa Fundo Clima do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), para pessoas físicas, o qual possibilita o financiamento integral de sistemas fotovoltaicos, desde que os equipamentos sejam produzidos em território nacional (à exceção do inversor). Espera-se, portanto, um crescimento significativo da GD no Brasil nos próximos anos.

A Aneel (Agência Nacional de energia Elétrica) projeta entre os segmentos comercial e residencial, um total de 886.700 unidades micro geradoras até 2024, um crescimento assustador quando comparado às 26.834 unidades registradas em 2017. Confirmada essa projeção, alcançaríamos um total de 3.208 MW de capacidade instalada em 2024 (ANEEL, 2017).

1.1.Introdução ao tema e ao problema do estudo

Se por um lado, todo o crescimento observado nos últimos anos indica um caminho sem volta em direção à GD, existe pelo menos um importante setor muito preocupado com esses números, as Distribuidoras de energia.

Durante os últimos anos, a Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) e diversos agentes do setor registraram junto a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) questionamentos com relação ao sistema de *net metering*. A queixa das distribuidoras é pertinente no que se refere aos encargos setoriais (que financiam uma série de incentivos para setores específicos tais como agrícola, saneamento, e mesmo a tarifa social de energia) e custos de distribuidoras e transmissoras que os micro geradores deixam de pagar devido aos créditos recebidos. Isso acaba por gerar um subsídio cruzado invertido. Como os micro geradores não arcam com essas despesas, esses custos passam a ser rateados pelos demais consumidores. Com menos clientes para dividir os custos, a tendência é elevação das tarifas, diminuição do mercado das distribuidoras e a consequência disso é a redução do faturamento.

Também é verdade que isso gera uma distorção, onde os demais consumidores pagariam por quem optou em produzir sua própria energia. No entanto, é inegável que esse movimento das distribuidoras visa tentar manter intacta sua reserva de mercado.

Do outro lado, a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) contesta os argumentos apresentados pela ABRADEE. Em estudo apresentado à Aneel, a ABSOLAR estima que o impacto tarifário provocado por subsídios cruzados na geração distribuída seria de 0,1% para cada 50 mil unidades consumidoras que utilizam o *net metering* ou de 0,1% a cada 400 MW de capacidade instalada (Canal Energia, 2018).

Uma alternativa para eliminar distorções seria cobrar separadamente do gerador distribuído, os custos da disponibilidade da distribuição, das tarifas de transmissão, encargos e impostos. Para viabilizar essa cobrança seria

necessário avançar com relação mensuração real desses custos. Talvez o primeiro passo fosse a instalação de medidores inteligentes por toda a rede.

Uma vez que a GD, por estar localizada mais próxima ao centro de carga quando comparada a grandes e tradicionais projetos de geração, também promove redução nos custos de transmissão de energia. Dessa forma, fica muito difícil avaliar o quanto se ganha e o quanto se perde em termos de custos de transporte de energia. Além disso, ainda são levantadas dúvidas em relação a perda de confiabilidade do sistema com a introdução da GD. Por outro lado, a geração fotovoltaica fornece sua maior contribuição ao Sistema no período da tarde. E é justamente na parte da tarde em que se dá o horário de ponta, por volta das 14 horas. Os grandes responsáveis pelo consumo de energia elevado no período são os aparelhos de ar condicionado.

De qualquer forma, ainda são necessários estudos abrangentes, confiáveis e principalmente isentos que possam mensurar os impactos dos benefícios e das externalidades da geração distribuída nos custos do sistema. Nesse cenário de incerteza, grupos de interesses trabalham para manter e ampliar suas fatias de mercado.

Com o objetivo de contribuir com essa discussão, a ANEEL publicou a Audiência Pública nº 001/2019 que sugere novas regras para o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica, objetivando alocar mais corretamente os custos envolvidos na exportação de energia de consumidores cativos para a rede das Distribuidoras.

É a partir dessa nova proposta de marco regulatório que o presente estudo se desenvolve. Ao redor do mundo existem modelos de negócio a partir da propriedade de terceiros que foram fundamentais para o desenvolvimento da energia fotovoltaica. Pretende-se avaliar como as novas iminentes novas regras podem repercutir na adoção desses modelos de negócio.

1.2.Objetivo do estudo

O presente trabalho tem por objetivo realizar um-a análise de viabilidade econômico-financeira de um modelo de aquisição de sistemas fotovoltaicos de propriedade de terceiros diante das novas regras de compensação de energia elétrica.

Para tanto, o estudo prevê identificar as regras atuais para a GD, analisar as novas regras propostas e avaliar os impactos da nova legislação sobre o desenvolvimento do modelo de negócio.

1.3.Delimitação e foco do estudo

A Resolução ANEEL nº 482/2012 prevê a compensação dos créditos de geração tanto local como de remotamente, isso quer dizer que o mesmo consumidor pode utilizar os créditos em energia gerada em uma central afastada do consumo, desde que esteja sob o mesmo CPF ou CNPJ e dentro da área de concessão da Distribuidora local.

Este estudo se volta mais especificamente ao mercado de compensação local. Tal abordagem se justifica, pois, o foco do trabalho é nos sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, mais adequados para compensação local. Sistemas para compensação remota, em geral são de maior porte e são muito utilizados em consórcios ou cooperativas, onde vários usuários compartilham a geração produzida na planta.

O foco do estudo seria um modelo de aquisição por propriedade de terceiros sendo utilizada para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte e assim, contribuindo com a difusão da tecnologia. Nesse sentido, as simulações e análise realizadas serão voltadas para a micro e minigeração distribuída local, mais especificamente proveniente de painéis solares fotovoltaicos.

2 Referencial Teórico

Neste capítulo são apresentados e discutidos aspectos conceituais e estudos relacionados ao tema e estudo em investigação e que servirão de base para a análise realizada.

Esta seção está dividida em 7 partes e abordam, respectivamente, as perspectivas da Geração Distribuída no Brasil, o funcionamento da geração de energia solar fotovoltaica, em seguida, são discutidos os mecanismos para a promoção da Geração Distribuída e os modelos de negócio existentes.

Também é realizado um histórico da regulação pertinente no Brasil e descrito como se dá a estrutura tarifária para os consumidores das distribuidoras de energia elétrica. Em seguida, é detalhada as propostas de mudanças nas regras de compensação de energia par a GD.

Por fim a última seção deste capítulo apresenta os indicadores econômico-financeiros que servirão de base para a análise de viabilidade proposta no Capítulo 4.

2.1.Perspectivas para a Geração Distribuída no Brasil

A geração predominante no setor elétrico brasileiro é a Geração Centralizada (GC), que representa grandes blocos de geração interconectados por linhas de transmissão e despacho centralizado. Em contrapartida, a geração distribuída (GD) se caracteriza pela geração de pequeno porte, localizada na rede da distribuidora local de energia elétrica (Rodrigues et al., 2007).

Segundo Severino (2008) a GD é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.

O crescimento da GD no Brasil é tão significativo que o atual estágio em termos de potência instalada é superior às projeções realizadas pela ANEEL em 2015. Os 530 MW instalados em 2018 eram esperados apenas ao final de 2019 (ANEEL, 2018).

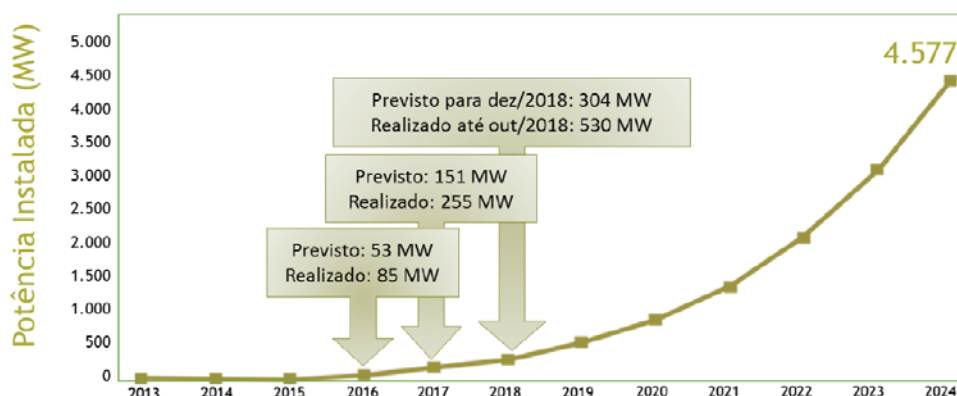


Figura 1: Evolução da capacidade instalada da micro e minigeração (ANEEL, 2018)

Até 2027, 1,35 milhões de sistemas de micro ou minigeração distribuídas estarão em funcionamento no Brasil. Isso representará um investimento de quase 60 bilhões de reais durante o período e um total de 11,9 GW de capacidade instalada. Em termos de energia, a contribuição da geração distribuída deve chegar a 2400 MW médios, suficiente para atender 2,4% da carga total do Sistema no final do horizonte (BRASIL, 2018).

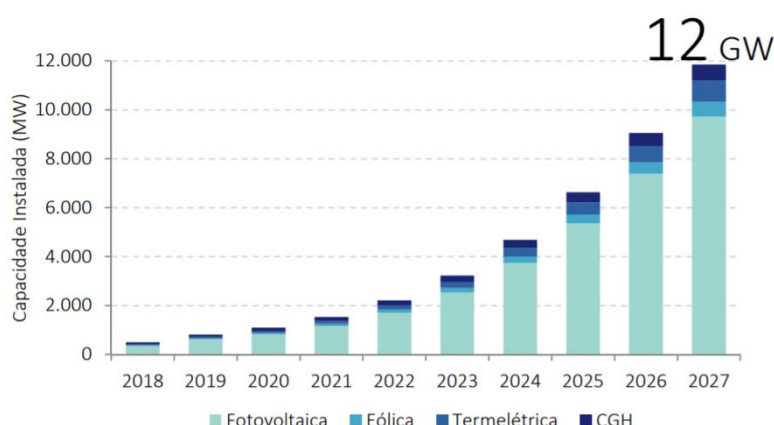


Figura 2: Capacidade instalada em micro e minigeração por fonte (BRASIL, 2018).

A geração fotovoltaica tem um potencial gigantesco no Brasil. No local menos ensolarado do país, é possível gerar mais eletricidade solar que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo (INPE, 2017)

Do ponto de vista estratégico, o Brasil possui uma série de características naturais favoráveis, tais como, altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos estes de alto valor agregado. Tais fatores potencializam a atração de

investidores e o desenvolvimento de um mercado interno, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para este tipo de tecnologia (EPE, 2012).

Dentre as fontes de geração de energia, a fotovoltaica deve ser a mais representativa entre as tecnologias de geração distribuída. Apesar da geração termelétrica a biomassa, Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) e eólicas apresentarem custos menores, a expectativa é que em 2027, 82% da capacidade instalada em geração distribuída e 55% da energia gerada seja proveniente de painéis fotovoltaicos. (BRAZIL, 2018).

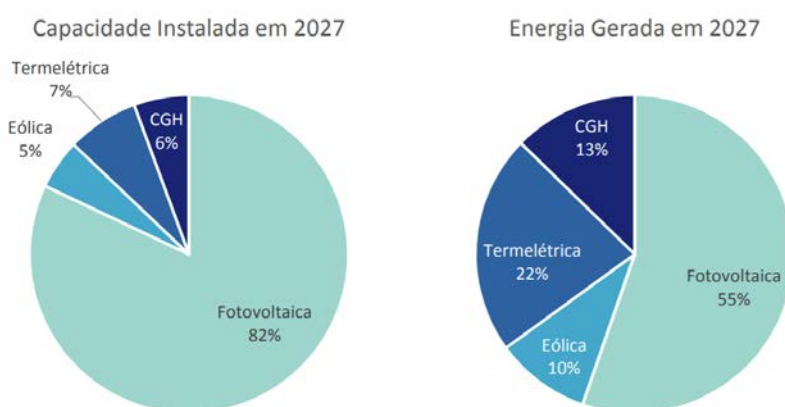


Figura 3: Potência e Energia por fonte em 2027 (Brasil, 2018).

2.2.Geração Distribuída Fotovoltaica

O princípio por trás de uma célula fotovoltaica é obter corrente elétrica quando a célula é atingida por uma fonte de luz, neste caso, o sol. A fim criar um campo elétrico em seu interior, a célula fotovoltaica consiste em um material semicondutor. Quando há uma incidência da luz sobre o material, os elétrons são expulsos do material do semicondutor, e devido ao circuito elétrico conectado ao material, uma corrente elétrica é estabelecida, que segue a orientação do campo elétrico e a diferença potencial. De modo a confirmar esta ocorrência, a energia do incidente deve ser maior do que o valor mínimo, que depende do material do semicondutor. Assim, para gerar eletricidade, uma taxa mínima de radiação solar é necessária na célula (ROCHA et al., 2017).

A geração fotovoltaica faz uso de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial que resulta na circulação de corrente contínua. Para operação em paralelo com a rede elétrica, a corrente contínua produzida pelos módulos deve ser convertida

em corrente alternada. Nestes casos, em geral são utilizados circuitos inversores de onda quadrada, relativamente baratos (EPE, 2012).

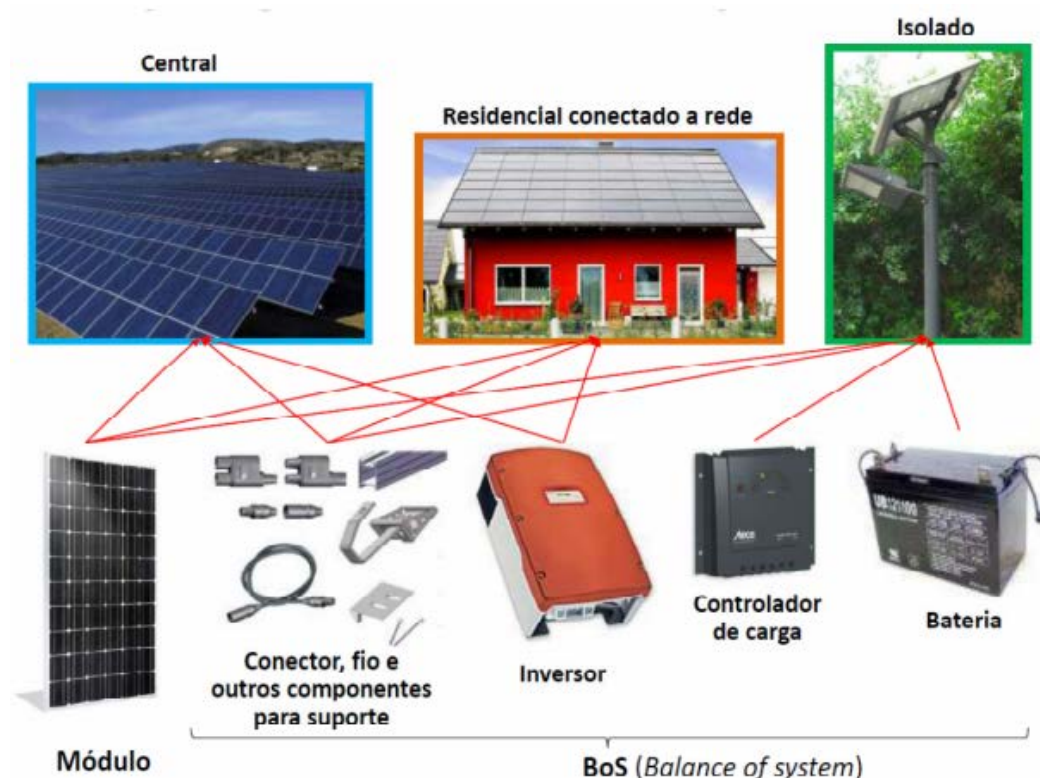


Figura 4: Componentes dos sistemas de geração fotovoltaicos (EPE, 2012).

2.3.Mecanismos de Promoção da Geração Distribuída

De acordo com EPE (2012) os principais mecanismos de incentivo ao aproveitamento energético de fontes renováveis o sistema de cotas (*renewable certificates* e leilões de compra), por meio do qual as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a atender parte de seu mercado com fontes renováveis, e o sistema de preços (*feed-in tariff*), no qual a geração por fontes renováveis é adquirida a preços diferenciados. Na Califórnia, por exemplo, apenas a parcela da energia exportada para a concessionária é medida e remunerada (*net metering* e *net billing*).

Introduzido em abril de 2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o mecanismo de *net metering* aplicado em usinas de fontes renováveis de pequena escala, teve o objetivo de remover as barreiras para a geração distribuída (Holdermann et al., 2013).

Em resumo, a Figura 5 descreve os principais mecanismos de promoção da energia distribuída fotovoltaica.

Mecanismo	Breve descrição
Tarifa-prêmio	Aquisição, pela distribuidora, da energia a uma tarifa superior àquela paga pelo consumidor. Subsídio dado pelo governo e repassado aos demais consumidores.
Cotas (ROC, RPO, REC, RPS e leilões)	Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica a partir de fontes renováveis.
Subsídio ao investimento inicial	Subsídio direto, seja sobre equipamentos específicos, seja sobre o investimento total no sistema fotovoltaico.
Dedução no imposto de renda	Dedução no imposto de renda de parte ou todo investimento realizado em sistemas fotovoltaicos.
Incentivo à aquisição de eletricidade “verde” oriunda de sistemas fotovoltaicos	Confere ao consumidor final o direito de escolha quanto à aquisição de eletricidade proveniente de geração fotovoltaica, mediante o pagamento de uma tarifa maior.
Obrigatoriedade de aquisição de FV no portfólio obrigatório de renováveis	Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica proveniente de geração fotovoltaica.
Fundos de investimentos para FV	Oferta de ações em fundos privados de investimentos
Ações voluntárias de bancos comerciais	Concessão preferencial de hipotecas para construções que possuam sistemas fotovoltaicos e empréstimos para instalações destes sistemas.
Ações voluntárias de distribuidoras	Mecanismos de suporte à aquisição de energia renovável pelos consumidores, instalação de plantas centralizadas de FV, financiamento de investimentos e modelos de aquisição de eletricidade derivada de FV.
Padrões em edificações sustentáveis	Estabelecimento de padrões mínimos de desempenho para edificações (existentes e novas), cujo contexto favorece, entre outras, a adoção de sistemas fotovoltaicos.

Figura 5: Principais mecanismos utilizados para incentivar a geração fotovoltaica (EPE, 2012)

2.4. *Third-Party Ownership* (TPO)

Devido aos altos custos de investimento e taxas de desconto praticadas no Brasil, a geração fotovoltaica foi considerada inviável economicamente para os consumidores das Distribuidoras de energia do Brasil (Holdermann et al., 2013).

No entanto, existem modelos de negócio que visam viabilizar a energia solar fotovoltaica e ao mesmo tempo, não onerar o proprietário da residência com os custos iniciais do sistema. Por meio de contratos de *leasing* ou *power purchase agreement* (PPA), uma empresa pode fornecer o conjunto gerador fotovoltaico ao cliente e em contrapartida cobrar uma mensalidade fixa ou uma tarifa pré-definida por kWh gerado.

De acordo com Lam e Yu (2015) em geral, a *Third-Party Ownership* (TPO) pode ser classificada em acordos com base em um contrato de compra de energia *Power Purchase Agreement* (PPA) ou na locação de equipamentos.

Pagando uma taxa mensal ao terceiro, o proprietário da unidade consumidora pode fazer uso da energia solar gerada do sistema

Nos Estados Unidos, empresas solares têm crescido rapidamente oferecendo modelos de aquisição por propriedade de terceiros (*third-party ownership*), por *power purchase agreements* e *leasing*. Com um mercado consolidado, os consumidores americanos estão habituados a este modelo de negócio. Na Alemanha e no Japão devido aos juros acessíveis e custos de transação baixos os consumidores estão mais suscetíveis a compra e financiamento de sistemas fotovoltaicos. Nestes três países, os modelos de financiamento foram originados direta ou indiretamente de políticas específicas (Strupeit e Palm, 2016).

Leasing são acordos entre o dono de um produto e o usuário em que o usuário retorna o produto após o término do contrato. Em geral, são contratos de longo prazo que isentam ao usuário os riscos associados, como manutenção e substituição de equipamentos obsoletos (Brown e Obenberger, 1976).

No modelo de *leasing* o cliente não arca com os custos para implantar o sistema e paga, mensalmente, um valor fixo durante a duração do contrato. Ao final do contrato, o cliente tem a opção de adquirir os equipamentos que utilizou. Já no modelo de PPA, a empresa também fornece os equipamentos e o cliente passa a usufruir da energia gerada. Nesse caso, a remuneração da empresa se dá com uma tarifa por kWh gerado pelo sistema fotovoltaico. Em ambos os casos a empresa se responsabiliza pela manutenção dos equipamentos e de todos os procedimentos de regularização junto aos órgãos competentes.

Adquirindo um sistema fotovoltaico por meio de *leasing* o consumidor pode adquirir a energia sem necessariamente ter a posse do sistema por mais de 20 anos e os riscos e incertezas associados que passam a ser dos provedores do serviço (Shih e Chou, 2011).

O *leasing* permite que os consumidores financiem equipamentos de capital para o sistema fotovoltaico durante um período contratual definido. O usuário contrata uma empresa e estabelece pagamentos mensais pelo o sistema fotovoltaico. Durante este período, o usuário consome eletricidade do sistema fotovoltaico e da rede. O *leasing* é econômico para os locatários, desde que a combinação de taxas mensais de *leasing* e os custos de consumo de eletricidade da rede sejam inferiores aos custos e se todas as demandas de eletricidade estiverem sendo completamente atendidas pela rede (LIU et al., 2014).

De acordo com Shih e Chou (2011) as companhias provedoras de serviços de *leasing* podem expandir e se destacar devido as altas incertezas relacionadas a compra dos equipamentos. Essas incertezas se devem a fatores como: subsídios governamentais, vida útil e confiabilidade dos equipamentos, surgimento de produtos mais modernos e eficientes e preço da energia.

Para Camargo (2018) a aquisição de equipamentos por *leasing* não faz parte da cultura do brasileiro. Portanto, gestores empresariais que desejam implantar esse modelo de negócio devem transmitir credibilidade e transparência de modo a evitar desconfiança por parte do potencial adotante. Além disso, estratégias que apresentem este modelo para indivíduos com preocupações ambientais e em novos produtos, tendem a ser mais eficientes.

2.5. Histórico da Regulação

A Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões, permissões e autorizações dos serviços de energia elétrica e instituiu a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE). O PIE é a pessoa jurídica ou consórcio que receba concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Posteriormente, a regulamentação da referida Lei se deu por meio do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, que tratou da produção de energia elétrica por Produtores Independentes e Autoprodutores além de garantir o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, definiu as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e definiu que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica compreende as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A Resolução ANEEL nº 112, de 18 de maio de 1999, estabeleceu os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a Implantação, Ampliação ou Repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Após a publicação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a geração distribuída passou a ser considerada para fins de atendimento aos mercados das distribuidoras de energia elétrica. Posteriormente, o Decreto nº 5.163, de 30 de

julho de 2004, definiu a Geração Distribuída como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto no caso de Usinas Hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e Usinas Termelétricas com eficiência energética inferior a 75%. Os empreendimentos termelétricos movidos a biomassa ou resíduos de processo não foram limitados ao percentual de eficiência energética.

A Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados, determina que as distribuidoras devem atender a totalidade de seus contatos por meio de licitação.

A Resolução ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, posteriormente alterada pela Resolução ANEEL nº 517, de 11 de dezembro de 2012, criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, aplicável a unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída. As regras estabelecidas na ocasião permitiam a instalação de pequenas centrais de geração em unidades consumidoras para compensação da energia consumida localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade.

Em 2015, por meio da Resolução ANEEL nº 687, de 24 de novembro, as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída foram aprimoradas, com a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação de novas modalidades - empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

A Resolução ANEEL nº 786, de 17 de outubro de 2017, elevou para 5 MW o limite de minigeração a partir de fontes hídricas e vedou o enquadramento de centrais geradoras existentes no Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Finalmente, em 23 de janeiro de 2019 foi publicado o aviso de Audiência Pública nº 1/2019 que deu origem a Audiência Pública nº 001/2019 que visava obter subsídios, discutir e aperfeiçoar as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. A proposta da ANEEL é detalhada no Relatório de Impacto Regulatório nº 004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 6 de dezembro de 2018, onde são apresentadas e justificadas as novas regras a serem aplicadas sobre o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

É a partir desta proposta que desenvolve este trabalho, a seguir serão explicados detalhadamente o funcionamento das novas regras e nos capítulos seguintes serão feitas simulações para avaliar os efeitos dessas novas regras.

2.6.Estrutura Tarifária

Para melhor compreensão das alternativas propostas no âmbito da Audiência Pública ANEEL nº 001/2019, se faz necessário um detalhamento na estrutura tarifária cobrada dos consumidores finais das concessionárias de distribuição, onde se dá a geração distribuída.

A tarifa cobrada do consumidor cativo é dividida em dois conjuntos de tarifas que refletem a diferenciação dos custos regulatórios da distribuidora. São elas: a Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE).

A primeira componente da tarifa é a TUSD, composta das seguintes parcelas:

- TUSD Fio A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.
- TUSD Fio B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo anual dos ativos (CAA); ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).
- TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de:
 - a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE);
 - b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
 - c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
 - d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); e
 - e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)
- TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com: a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora; b) Perdas não técnicas; c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e d) Receitas Irrecuperáveis.

A Figura 6 apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:



Figura 6: Componentes da TUSD (ANEEL, 2017)

Outra componente da tarifa é a Tarifa de Energia (TE), por sua vez composta das seguintes componentes:

- TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR); ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída.
- TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de: a) Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER); b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE); c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH); e d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), compreendida por: i. Amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA – ACR); e ii. Devolução dos recursos da CDE de que trata o Decreto nº 7.945, de 8 de março de 2013.
- TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.
- TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

A Figura 7 apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

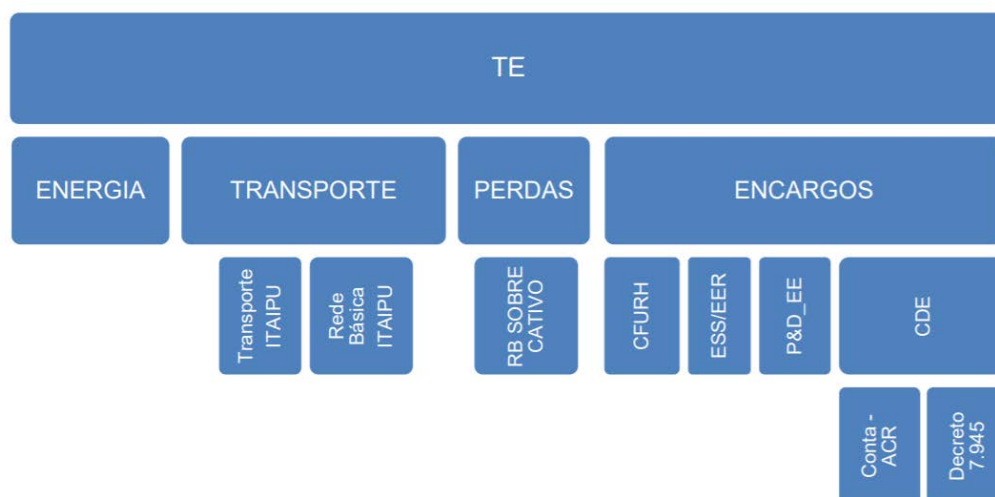


Figura 7: Componente da TE (ANEEL, 2017).

2.7.Audiência Pública Aneel nº 001/2019

Diante do desenvolvimento da Geração Distribuída no Brasil, ampliaram as discussões sobre a forma de valoração da energia injetada na rede. De um lado, as distribuidoras e alguns consumidores alegam que o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net metering*) não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria. De outro lado, instaladores e consumidores interessados em geração própria ressaltam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, de modo a permitir a consolidação do mercado (Aneel, 2018).

Nesse contexto, em 23 de janeiro de 2019, a Aneel instituiu a Audiência Pública nº 001/2019, com o objetivo de obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

Com base nas características da composição das tarifas, foram propostas as seguintes alternativas regulatórias para tratamento da forma de compensação de energia:

- **Alternativa 0** – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- **Alternativa 1** – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

- **Alternativa 2** – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- **Alternativa 3** – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
- **Alternativa 4** – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
- **Alternativa 5** – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.



Figura 8: Componente tarifárias consideradas em cada alternativa (ANEEL, 2018)

Consumidores que instalem GD para compensação local até o fim de 2019: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da conexão.

Consumidores que instalem GD para compensação local entre 2020 e o acionamento do gatilho: seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a Alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B).

Consumidores que instalem GD para compensação local após o gatilho: seriam faturados pela Alternativa 1.

O gatilho seria a mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) e ocorreria quando fosse atingido o limite de GD local para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 3,365 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão.

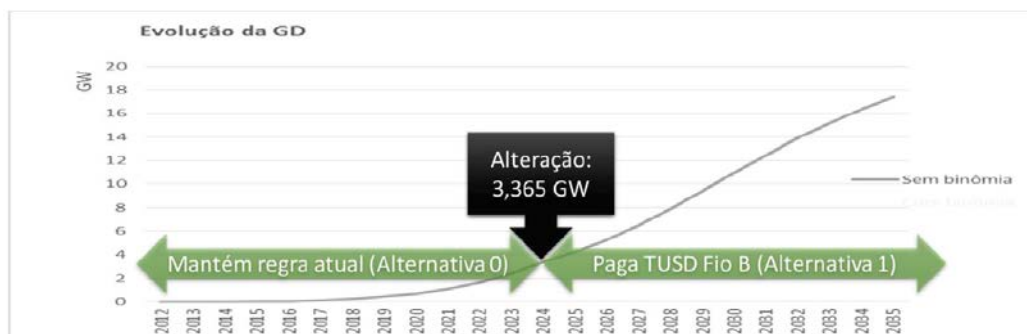


Figura 9: Evolução estimada para a GD local e gatilho de potência (ANEEL, 2018).

Consumidores que instalem GD para compensação remota até o fim de 2019: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da data de conexão

Consumidores que instalem GD para compensação remota entre 2020 e o acionamento do 1º gatilho (1,25 GW): seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a alternativa vigente, no caso, Alternativa 3 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio A, a TUSD Fio B e os Encargos)

Consumidores que instalem GD para compensação remota entre o 1º gatilho (1,25 GW) e o 2º gatilho (2,13 GW): seriam faturados pela Alternativa 1 durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando, em seguida, para a Alternativa 3 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio A, a TUSD Fio B e os Encargos)

- Consumidores que instalem GD para compensação remota após o 2º gatilho (2,13 GW): seriam faturados conforme Alternativa 3

• Gatilhos: a primeira mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido limite de GD remota para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 1,25 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora

conforme seu mercado de energia na baixa tensão. Já a segunda mudança de alternativa (da 1 para a 3) aconteceria quando fosse atingida a potência local equivalente à potência nacional de 2,13 GW.

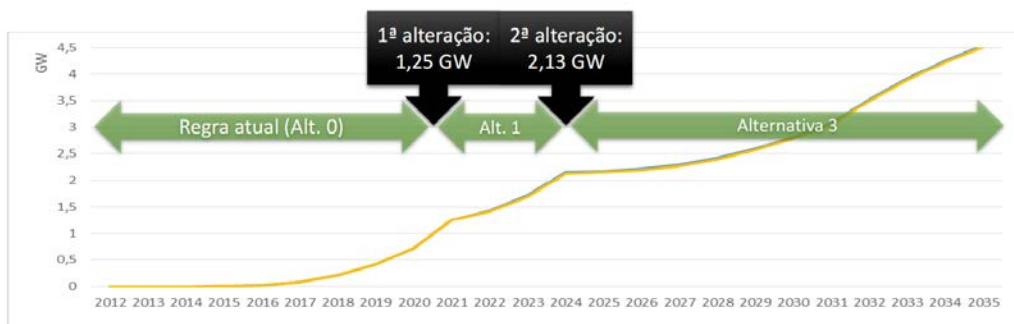


Figura 10: Evolução estimada para a GD remota e gatilhos de potência (ANEEL, 2018).

Cumprе esclarecer que a proposta da ANEEL, até a data de conclusão do presente trabalho, ainda se encontra em fase de discussão com os agentes. O período para contribuições fica aberto até o dia 19 de abril de 2019. Dessa forma, é natural que mudanças ocorram entre o texto proposto e o eventualmente aprovado.

No entanto, esse trabalho visa projetar as implicações que a eventual aprovação da proposta apresentada na Audiência Pública nº 001/2019, pode desencadear em um modelo de negócio que ainda é insipiente no Brasil.

Os Capítulos que seguem visam avaliar qual seria o impacto no modelo de *leasing* para geração distribuída fotovoltaica e quais as perspectivas que podemos esperar deste modelo de negócio.

2.8. Indicadores para a análise econômico-financeira

O *Payback* descontado (período de retorno do investimento descontado) informa simplesmente o momento em que as entradas e saídas de caixa se igualam no tempo, considerando uma taxa de desconto para subtrair os efeitos do custo de capital. É um método de análise, capaz de evidenciar o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. Quanto menor o período de *payback*, mais atrativo se torna o investimento.

Segundo Fonseca e Bruni (2010), o valor presente líquido (VPL) é o critério mais recomendado por especialistas em finanças para decisão de investimento, considera o valor temporal do dinheiro (um recurso disponível hoje vale mais do que amanhã, porque pode ser investido e render juros), não é influenciado por

decisões menos qualificadas (preferências do gestor, métodos de contabilização, rentabilidade da atividade atual), utiliza todos os fluxos de caixa futuros gerados pelo projeto, refletindo toda a movimentação de caixa.

Segundo Galdi et al. (2008), a metodologia do fluxo de caixa descontado tem como base o conceito de que o dinheiro tem valor diferente no tempo. Ela diz que o valor de um ativo é o somatório dos valores presentes dos seus fluxos de caixa futuros (esperados). Os fluxos de caixa são atualizados por duas simples razões: a primeira, porque o dinheiro disponível hoje vale mais que o dinheiro disponível amanhã, e, a segunda, porque um dólar com risco vale menos que um dólar sem risco. As fórmulas do valor presente (VP) e do valor presente líquido (VPL) são expressões numéricas que quantificam essas ideias.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é o valor da remuneração do capital investido para que o Valor Presente Líquido (VPL) seja zero. O VPL consiste no valor presente dos fluxos de caixa futuros reduzido do valor presente do custo do investimento. Quando o VPL é zero encontra-se o ponto de equilíbrio econômico do projeto. A TIR geralmente ela é comparada à Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Quanto maior a diferença entre a TIR e a TMA, melhor é o investimento.

3 Métodos e procedimentos de coleta e de análise de dados do estudo

3.1. Fontes de informação selecionadas para coleta de dados no estudo

Buscou-se utilizar, na medida do possível, as mesmas premissas e dados inicialmente adotados pela ANEEL em sua AIR. Dessa forma, pretende-se avaliar o impacto que as mudanças regulatórias propostas pela agência e como elas devem afetar a viabilidade econômica do modelo de negócio proposto. Os dados utilizados serão detalhados no Capítulo 4.

3.2. Tratamento dos dados

Neste trabalho, a partir dos dados levantados, buscou-se, por meio de parâmetros econômicos como o *Payback* e a Taxa Interna de Retorno (TIR), avaliar viabilidade econômico-financeira do modelo de *Leasing* na micro e minigeração distribuída fotovoltaica. Adicionalmente, foi utilizado o fluxo de caixa descontado para valorar o investimento necessário durante o período de vida útil do sistema solar fotovoltaico.

4 O estudo de caso

4.1. Premissas e dados utilizados no estudo

A primeira premissa adotada foi simular um sistema fotovoltaico de pequeno porte para compensação local. Nesse caso, com 7,5 kWp de capacidade instalada. Importante destacar que o estudo parte do pressuposto que toda a energia exportada para a rede é compensada pela unidade consumidora dentro do mesmo ano. Ou seja, o sistema estaria perfeitamente dimensionado para atender a carga consumida e não gerar excedente no intervalo de um ano.

O valor aproximado de instalação do sistema fotovoltaico adotado foi de R\$ 5.500,00/kWp, obtido pela ANEEL por meio de pesquisa com empresa especializada. Além disso foi considerada a troca do inversor no décimo terceiro ano de utilização do sistema a um custo estimado de 13% do custo inicial de instalação do sistema.

Na AIR elaborada pela ANEEL, não é considerado o custo de capital para o investimento em microgeração com compensação local. Isso se dá, pois, a Agência considera que esse investimento é realizado por pessoas físicas que avaliam o *payback* simples ao optar pela GD. Para o presente estudo, o objetivo é avaliar a atratividade do *leasing*, como modelo de negócio para o desenvolvimento da geração distribuída fotovoltaica. Dessa forma, pressupõe-se que empresas forneceria esse serviço. Sendo assim, considerou-se um custo de capital conservador para o investimento, foi adotado o atual do valor da taxa básica de juros da economia, chamada Taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), definida pelo Banco Central do Brasil.

A eficiência dos painéis fotovoltaicos tende a sofrer uma degradação com o passar do tempo. Foi utilizado o valor de degradação de 1% ao ano.

Por meio de projetos de P&D, a Aneel conseguiu estimar o percentual de simultaneidade entre o consumo e a geração da fotovoltaica local. Esse fator corresponde a porcentagem de energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede. Esse dado permite estimar a energia

que seria cedida à rede e posteriormente compensada para a unidade consumidora.

Com relação as tarifas utilizadas no estudo, foram consideradas as médias apuradas pela ANEEL das tarifas aplicadas pelas Distribuidoras no país, mesmo raciocínio aplicado para as alíquotas de ICMS e PIS/Cofins.

Para a estimativa de produção anual de energia do sistema fotovoltaico, também foi considerada uma média de irradiação solar calculada pela ANEEL.

Por fim, para a análise das alternativas no modelo *leasing*, como forma de remuneração ao prestador do serviço, foi adotada uma remuneração fixa no valor de 85% da tarifa cobrada pela Distribuidora de energia ao consumidor. Ou seja, A receita do prestador do serviço de *leasing* (*leaser*) se daria pela aplicação de um desconto de 15% na tarifa de energia cobrada pela Distribuidora. Dessa forma, seria atrativo ao consumidor optar pelo *leasing*, uma vez que o benefício seria uma conta de energia mais barata.

A Tabela 1 apresenta os todos os dados de entrada e premissas utilizados nas simulações.

Tabela 1: Dados de entrada

Distribuidora	Brasil
Custo do sistema	R\$ 5.500,00/kW
Custo da troca do inversor	15% do custo do sistema
Redução anual da energia gerada	1,00%/ano
Aumento anual real da tarifa de energia elétrica	0,00%/ano
Custo de capital de investimento em microgeração distribuída	6,50%/ano
Taxa de desempenho do sistema (Performance Ratio)	80%
Percentual de simultaneidade consumo x geração	38,92%
Redução percentual do preço por GW instalado	2,5%
Irradiação solar local	5,40 kWh/m ² /dia
Número de dias no ano	365
ICMS Residencial	26%
PIS/Cofins	4%
Potência típica do sistema	7,5 kW
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD TOTAL	R\$ 234,35/MWh
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Encargos	R\$ 32,52/MWh
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Fio A	R\$ 29,97/MWh
Tarifa B1 da distribuidora -	R\$ 132,68/MWh

componente TUSD Fio B	
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas Rede Básica	R\$ 0,80/MWh
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Perdas Técnicas	R\$ 22,62/MWh
Tarifa B1 da distribuidora - componente TUSD Demais Perdas	R\$ 15,76/MWh
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE TOTAL	R\$ 240,80/MWh
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Encargos	R\$ 57,35/MWh
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Energia	R\$ 177,46/MWh
Tarifa B1 da distribuidora - componente TE Fio A	R\$ 5,99/MWh
Percentual de desconto na Tarifa oferecido pelo Leaser ao consumidor	15%

4.2.Alternativas

Para avaliar a viabilidade econômica do modelo de *leasing* diante da perspectiva de mudança no marco regulatório do *net metering* proposto pela ANEEL na Audiência Pública nº 001/2019, foram feitas simulações das 3 alternativas escolhidas pela Agência para a micro e minigeração fotovoltaica local.

4.2.1.Alternativa 0

A primeira alternativa seria para os consumidores que instalem GD para compensação local até o fim de 2019. Nesse caso, continuariam valendo as atuais regras vigentes para compensação de energia durante um período equivalente de 25 anos a partir da conexão do sistema. Toda a energia gerada pelo consumidor e exportada à rede é valorada por todas as componentes da tarifa.

4.2.2.Alternativa 0 por 10 anos em seguida Alternativa 1

A segunda alternativa seria para os consumidores que instalem a o sistema de GD entre o ano de 2020 e o acionamento do gatilho, que se daria quando o mercado de GD atingisse a capacidade instalada de 3,365 GW no Brasil.

Para esse caso seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos depois da conexão com a rede, alterando-se para a Alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD FIO B).

4.2.3.Alternativa 1

Finalmente a terceira alternativa seria para os consumidores que aderirem a GD depois de acionado o gatilho (3,365 GW de capacidade instalada no país).

Para esses consumidores a compensação da energia exportada se daria por todas as componentes da TE, bem como as componentes da TUSD, exceto a componente TUSD FIO B.

4.3.Limitações do Estudo

Para o presente estudo, o intuito foi de apresentar números que pudessem representar o país de maneira geral. Dessa forma, foram utilizadas médias nacionais com relação às tarifas praticadas pelas distribuidoras, às alíquotas de impostos e à irradiação solar local. Essas premissas não representam nenhuma região específica e podem variar significativamente de estado para estado. No entanto, o trabalho se propõe a dar um panorama geral da viabilidade do *leasing* no país.

Outra limitação importante do Estudo ocorre quando não são considerados os custos operacionais do fornecedor do serviço de *leasing*. A empresa que se propõe a fornecer esse serviço deve fornecer a manutenção periódica do equipamento e ainda a troca de eventuais equipamentos danificados. Adicionalmente, ainda é necessário considerar os custos administrativos da prestação do serviço e impostos sobre a receita faturada.

Isso implica em dizer que os resultados obtidos para o prestador de serviço de *leasing* deverão ainda ser minorados uma vez que sejam incorporados os custos já mencionados. No entanto, o Estudo visa apenas realizar uma análise preliminar da viabilidade do negócio e analisar como a iminente mudança no marco regulatório da GD afetará o mercado.

4.4. Apresentação e análise dos resultados

O objetivo desse capítulo é apresentar os resultados da análise financeira para as três alternativas

A partir dos resultados obtidos para as alternativas é possível analisar as implicações da proposta de normativo elaborada pela ANEEL sobre o desenvolvimento da GD fotovoltaica. Adicionalmente, espera-se que seja possível avaliar a viabilidade econômica financeira do modelo de negócio baseado no *leasing* como alternativa para o crescimento da GD.

Uma vez definidas as premissas de simulação, a primeira pergunta a ser respondida é qual seria o tempo de retorno do investimento. A partir desse questionamento foi realizado um fluxo de caixa para cada uma das alternativas.

Como premissa de receita do prestador de serviço, ficou definido um percentual de 85% do valor da tarifa cobrada pela distribuidora ao consumidor. A diferença entre a receita do prestador de serviço e o valor da tarifa se dá para proporcionar ao consumidor uma vantagem econômica que justifique a escolha pelo *leasing*.

A Figura 11 mostra o fluxo de caixa projetado para cada uma das alternativas para o período de 25 anos.

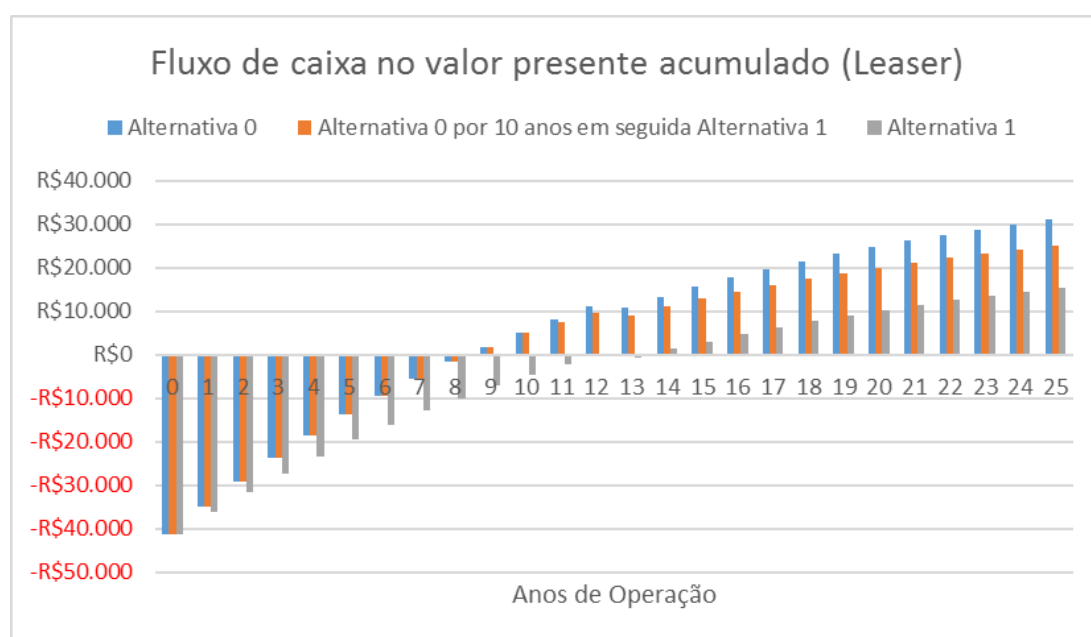


Figura 11: Fluxo de caixa projetado para cada Alternativa

Nota-se que as três alternativas têm viabilidade econômica durante o período de 25 anos. Verifica-se que a Alternativa 0 retorna o investimento com aproximadamente 8,5 anos de operação. O mesmo resultado foi alcançado para a Alternativa que considera a Alternativa 0 por 10 anos em seguida a Alternativa 1. Isso ocorre, pois, a receita do investidor é igual nas duas alternativas durante os 10 primeiros anos. Como o *payback* é atingido antes da mudança de regra

(décimo ano de operação), o tempo de retorno do investimento é igual para ambas as alternativas. É nos 15 anos finais que se percebe a diferença entre as duas primeiras alternativas, a partir do décimo ano, as receitas começam a diminuir devido a mudança de regra de compensação. No final do período a Alternativa 0 acumula um caixa cerca de 20% superior ao caixa obtido na Alternativa 1 por 10 anos em seguida Alternativa 1.

Por outro lado, a Alternativa 1 já percebe receitas inferiores desde o primeiro ano de operação. Consequentemente, o *payback* é atingido somente no décimo quarto ano de operação (13,3 anos) e ao final dos 25 anos, o caixa acumulado fica cerca de 50% abaixo do caixa acumulado na Alternativa 0.

Com o desenvolvimento da tecnologia é esperado que os custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos decaiam com o tempo. Em sua AIR a ANEEL estimou que essa redução de custo seja na ordem de 2,5% ao ano. Dessa forma, a seguir foram feitas projeções para cada uma das alternativas, considerando a redução gradual dos custos e as implicações nos parâmetros econômicos associados.

4.4.1. Projeções para a Alternativa 0

A Tabela 2 indica os custos de instalação, o *payback* e a TIR projetados caso o sistema de geração fotovoltaico seja instalado em cada ano a partir de 2018 até de 2035.

Tabela 2: Resultados das simulações para a Alternativa 0.

Ano de instalação	Custo de Instalação (R\$/kWp)	Payback (anos)	TIR (%)
2018	5500,00	8,45	7,5%
2019	5362,50	8,16	7,9%
2020	5228,44	7,86	8,3%
2021	5097,73	7,61	8,8%
2022	4970,28	7,36	9,2%
2023	4846,03	7,12	9,7%
2024	4724,88	6,87	10,2%
2025	4606,75	6,66	10,7%
2026	4491,58	6,45	11,2%
2027	4379,30	6,25	11,7%
2028	4269,81	6,06	12,2%
2029	4163,07	5,85	12,7%
2030	4058,99	5,67	13,3%

2031	3957,52	5,50	13,8%
2032	3858,58	5,34	14,4%
2033	3850,00	5,32	14,4%
2034	3850,00	5,32	14,4%
2035	3850,00	5,32	14,4%

Como esperado, a redução nos custos de implantação do sistema acarreta em menores tempos de *payback* e taxas de retorno mais atraentes. Nota-se que a partir do ano 2033 o custo de instalação deixa de decrescer. Isso se deve a expectativa de se atingir um patamar de custos limite para a tecnologia. Dessa forma, os parâmetros econômicos *payback* e TIR também atingem seu limite, quando deixam de se beneficiar com o decaimento dos custos iniciais.

A Figura 12 ilustra o decaimento do tempo de retorno do investimento (*payback*) conforme o ano de instalação do sistema. Da mesma forma, a TIR sobe com o passar dos anos até que ambos os parâmetros atingem um patamar de saturação no ano de 2033.

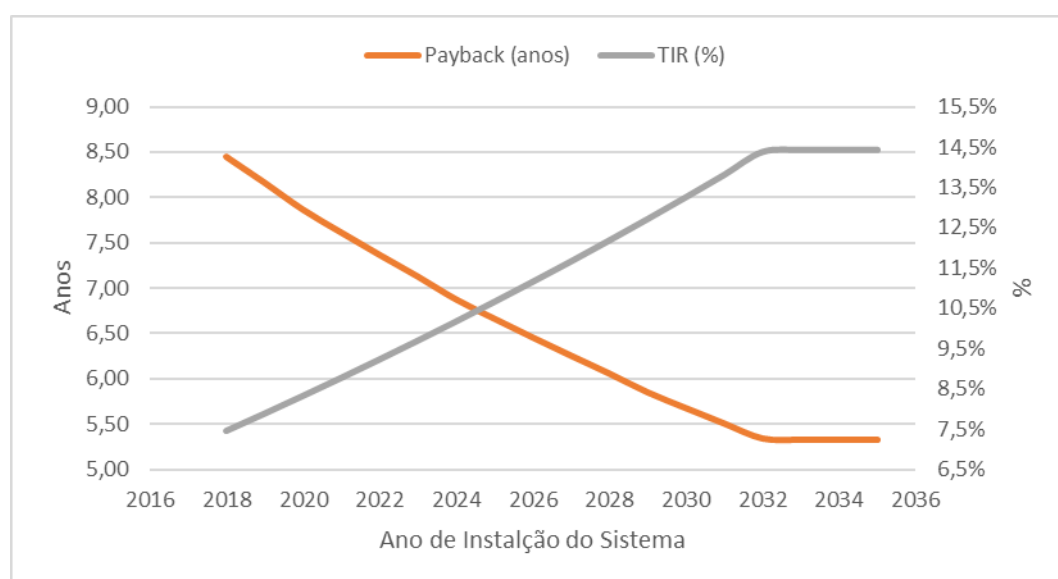


Figura 12: Payback e TIR – Alternativa 0

4.4.2. Alternativa 0 por 10 anos em seguida Alternativa 1

A segunda alternativa seria aplicada para consumidores que aderissem a GD entre 2020 e o início do gatilho (3,365 GW de capacidade instalada no Brasil). Essa alternativa apresenta resultados idênticos ao da Alternativa 0 com relação ao *payback* em todos os anos de instalação. Conforme já mencionado

anteriormente, o tempo de retorno do investimento é atingido antes da mudança da regra (décimo ano de operação), portanto o *payback* não é afetado.

No entanto, o mesmo não acontece com a TIR, nesse caso a redução no preço da energia compensada a partir do décimo ano tem um efeito negativo na taxa de retorno do investimento. A Tabela 3 e a Figura 13 ilustram como as taxas de retorno atingem níveis ligeiramente inferiores aos alcançados na Alternativa 0.

Tabela 3: Resultados das simulações para a Alternativa 0 por 10 anos em seguida Alternativa 1.

Ano de instalação	Custo de Instalação (R\$/kWp)	<i>Payback</i> (anos)	TIR (%)
2018	5500,00	8,45	6,7%
2019	5362,50	8,16	7,1%
2020	5228,44	7,86	7,5%
2021	5097,73	7,61	8,0%
2022	4970,28	7,36	8,5%
2023	4846,03	7,12	9,0%
2024	4724,88	6,87	9,5%
2025	4606,75	6,66	10,0%
2026	4491,58	6,45	10,5%
2027	4379,30	6,25	11,0%
2028	4269,81	6,06	11,5%
2029	4163,07	5,85	12,1%
2030	4058,99	5,67	12,6%
2031	3957,52	5,50	13,2%
2032	3858,58	5,34	13,8%
2033	3850,00	5,32	13,8%
2034	3850,00	5,32	13,8%
2035	3850,00	5,32	13,8%

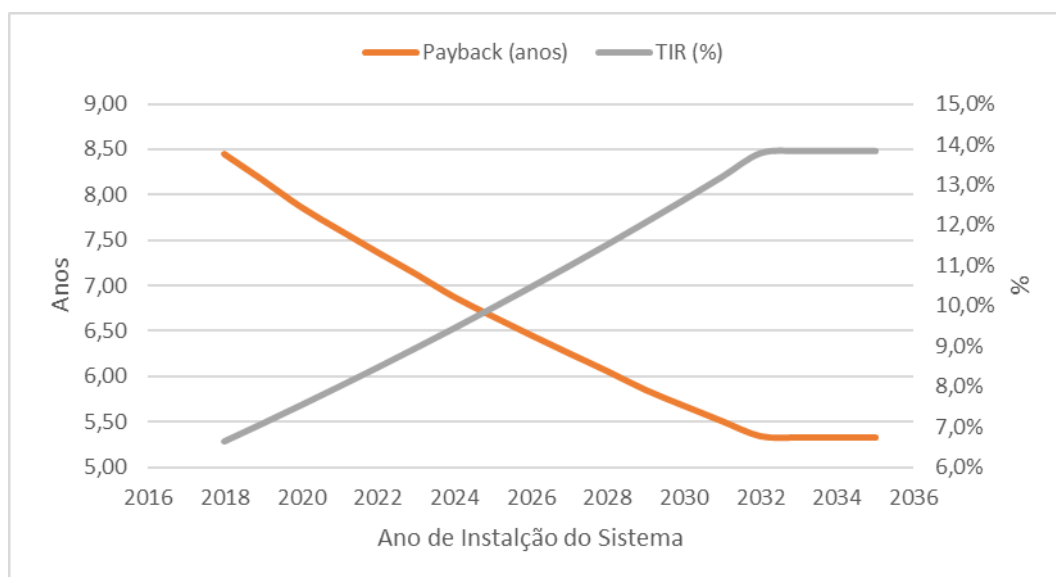


Figura 13: Payback e TIR – Alternativa 0 por 10 anos em seguida Alternativa 1

4.4.3. Alternativa 1

Finalmente, a Alternativa 1 é a que apresenta resultados menos animadores sob a ótica econômica financeira. Caso instalado ainda em 2018, a projeção da TIR ficaria abaixo dos 4% ao ano. Quanto ao *payback*, a alternativa caracteriza-se pelos longos tempos de retorno, acima de 10 anos para instalações realizadas até 2022, conforme mostra a Tabela 4 e Figura 14.

Tabela 4: Resultados das simulações para a Alternativa 1.

Ano de instalação	Custo de Instalação (R\$/kWp)	Payback (anos)	TIR (%)
2018	5500,00	13,29	3,8%
2019	5362,50	11,48	4,2%
2020	5228,44	11,05	4,6%
2021	5097,73	10,62	4,9%
2022	4970,28	10,23	5,3%
2023	4846,03	9,83	5,7%
2024	4724,88	9,49	6,1%
2025	4606,75	9,16	6,5%
2026	4491,58	8,81	6,9%
2027	4379,30	8,52	7,3%
2028	4269,81	8,24	7,8%
2029	4163,07	7,93	8,2%
2030	4058,99	7,67	8,6%

2031	3957,52	7,43	9,1%
2032	3858,58	7,19	9,6%
2033	3850,00	7,17	9,6%
2034	3850,00	7,17	9,6%
2035	3850,00	7,17	9,6%

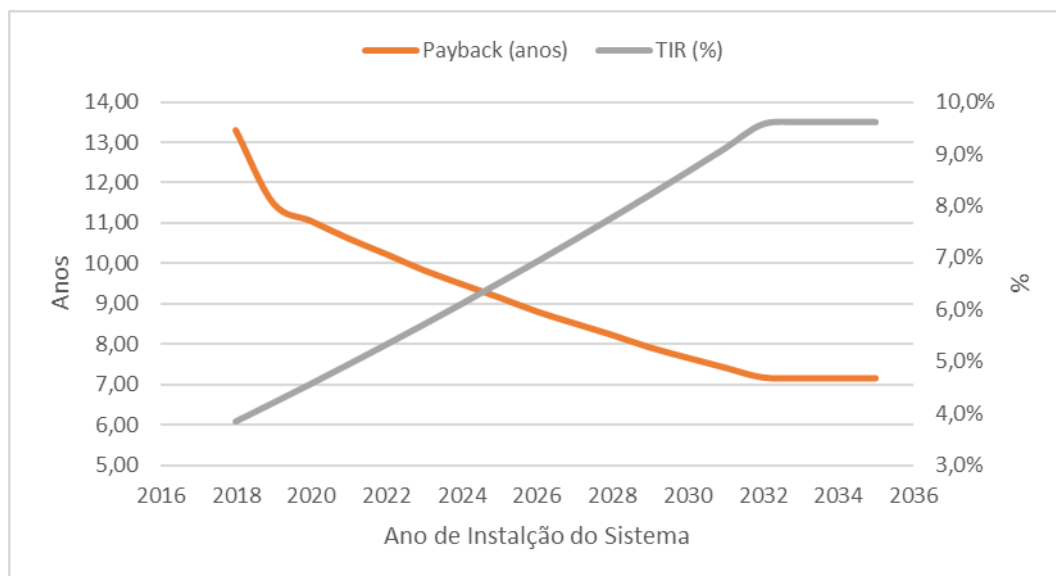


Figura 14: Payback e TIR – Alternativa 1

Longos tempos de retorno do investimento, apesar de serem comuns em investimentos em energia no Brasil, não são desejáveis no modelo de negócio proposta. Para se alcançar o retorno do investimento o prestador do serviço se verá obrigado a manter o sistema em funcionamento durante muito tempo. Isso pode acarretar em consumidores utilizando equipamentos obsoletos.

Adicionalmente, aumentam-se os riscos do prestador de serviço, uma vez que no período de 10 anos a possibilidade de troca de residência, por parte do consumidor, aumenta consideravelmente, tornando o sistema fotovoltaico um inconveniente. Nesse sentido, é possível afirmar que a necessidade de se firmar contratos muito longos com os consumidores, a fim de viabilizar o investimento, seja uma dificuldade a mais para o prestador do serviço.

Há de se destacar ainda, que as simulações não abarcaram os custos operacionais do prestador de serviço e os respectivos impostos sobre o faturamento. Com isso, espera-se que os indicadores financeiros sofram uma piora substancial.

Outro fator a ser levado em consideração são os aspectos culturais com relação ao *leasing*. No Brasil não existe um mercado consolidado para esse modelo de negócio. Isso gera dúvidas e inseguranças adicionais aos potenciais

clientes. A empresa disposta a entrar nesse mercado deve ter preocupações extra com relação a transparência afim de demonstrar credibilidade.

Nesse contexto, não é de se estranhar que a alternativa de aquisição de sistemas fotovoltaicos por *leasing* seja insipiente no Brasil. Além de condições financeiras pouco atrativas e um elevado número de incertezas, existem aspectos culturais que dificultam a propagação do modelo de negócio.

5 Conclusões e recomendações para novos estudos

A energia solar fotovoltaica é limpa, renovável e seu combustível é gratuito. Além disso, o Brasil possui um grande potencial ainda inexplorado, com irradiações muito superiores a países como o Japão e a Alemanha que ocupam posições entre os 5 países com maior capacidade instalada em geração fotovoltaica. Por essas e outras razões que a GD, principalmente a micro e minigeração fotovoltaica, são uma tendência não só no Brasil como no mundo e já podem ser consideradas realidades entre as fontes geradoras do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Não há dúvidas que a geração fotovoltaica é e será cada vez mais, uma realidade no Brasil. Mas para acelerar ainda mais esse processo, a adoção de modelos de negócio que isentem o usuário dos altos investimentos iniciais é uma alternativa que não deve ser descartada. Em um país com um custo de capital tão alto como no Brasil, o consumidor não tem incentivo a fazer investimentos tão altos em um sistema fotovoltaico. Mesmo as empresas ainda precisam de linhas de financiamento específicas para viabilizar esses investimentos, com taxas de juros mais atrativas e flexibilização nas garantias exigidas pelos bancos.

Por sua vez, é sabido que existe um *lobby*, principalmente por parte das Distribuidoras, para de certa forma frear o crescimento da GD. Pois essa pode representar uma ameaça aos mercados e, por demandarem melhorias e investimentos, uma elevação dos custos de operação da rede.

Nesse contexto de interesses conflitantes e com grandes grupos de interesse atuando, é que se torna mais difícil o desafio do regulador e do formulador de políticas energéticas. É necessário permitir o desenvolvimento da Geração Distribuída e ao mesmo tempo, criar os mecanismos necessários para não gerar distorções entre os agentes do setor.

Nesse sentido, de forma acertada, a ANEEL promove a Audiência Pública nº 001/2019 que com um estudo detalhado e bem embasado tecnicamente, abriu uma ampla discussão para a mudança nas regras do *net metering*. Com base nas propostas discutidas na Audiência Pública nº 001/2019 é que esse

estudo procurou avaliar como o novo marco regulatório deve interferir na viabilidade econômica de um modelo negócio do tipo *leasing*.

Foram apresentadas simulações das alternativas de compensação de energia para a micro e minigeração distribuída local. Apesar das três alternativas apresentadas serem economicamente dentro do período de operação do sistema fotovoltaico, os períodos de retorno do investimento são relativamente longos (acima dos 8 anos). Observou-se também, que tanto os *paybacks* quanto as taxas de retorno do investimento tendem a cair consideravelmente nos próximos anos, devido à expectativa de redução nos custos de implantação. Dessa forma, a expectativa é de crescimento da GD nos próximos anos, com perspectivas de maior rentabilidade para empresas e para os consumidores que aderirem à GD.

Outro aspecto fundamental além da análise puramente econômico-financeira são aspectos culturais envolvidos. O Brasil não tem uma tradição no mercado de *leasing*, tampouco a energia solar fotovoltaica é uma tecnologia de conhecimento difundido em todas as camadas da população. Sendo assim, é natural que haja resistências quanto à adoção de novos modelos de negócio para aquisição de tecnologias igualmente novas.

Nesse contexto, adiciona-se o fato que o setor se encontra no meio de um processo de discussão de novas regras. Apesar de já ter apresentado suas propostas, não é certo que as regras discutidas aqui serão efetivamente implementadas. Nesse momento, ainda existem incertezas e enquanto as regras não estiverem claras não se pode esperar uma maturação do mercado. A previsibilidade é fator essencial para o investimento privado.

Sendo assim, é fundamental que o debate aconteça, por meio das consultas e audiências públicas promovidas pela Aneel e pelo MME. O Setor Elétrico já acumula experiências recentes e negativas que resultaram em judicializações e fuga de investimento, quando decisões importantes foram tomadas de cima para baixo sem uma avaliação correta das consequências.

5.1. Sugestões e recomendações para novos estudos

Como desdobramentos futuros, essa linha de estudo pode ser desenvolvida através de investigação sobre quais seriam os custos operacionais que estariam envolvidos para a prestação do serviço de *leasing*. Além da manutenção periódica dos sistemas, teriam que ser alocados custos para trocas eventuais de equipamentos, despesas administrativas e impostos.

Uma vez definida qual será a regra de compensação da energia gerada, atualmente em discussão, aprofundar as análises para cada distribuidora. Identificando em que regiões do país estariam as melhores oportunidades para a prestação do serviço.

Finalmente, sugere-se acompanhar o desenvolvimento da GD fotovoltaica diante da mudança de marco regulatório proposto pela ANEEL. A Agência, por meio de sua AIR, fez inúmeras projeções para o crescimento da GD, visando o desenvolvimento da modalidade em harmonia com a expansão do Sistema. O acompanhamento desse crescimento é importante para aferição da efetividade da política adotada.

6 Referências Bibliográficas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Aviso de Audiência Pública nº 1/2019**. Diário Oficial Da União. Seção 3, n. 16, pag. 92, Brasília, 2019.

ANEEL– Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24 de maio de 2017. **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.**, Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9> Acessado em 10 de agosto de 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Impacto Regulatório nº 004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 6 de dezembro de 2018**. Brasília, 6 dez. 2018, Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentId=42675&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: 29 mar. 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária Nacional. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica- Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf> Acesado em 20 de março de 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Diário Oficial Da União. Seção 1, n. 76, pag. 53, Brasília, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 112, de 8 de maio de 1999**. Diário Oficial Da União. Seção 1, Volume 137, n. 94, pag. 35, Brasília, 1999.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012**. Diário Oficial Da União. Seção 1, Volume 149, n. 241, pag. 121, Brasília, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Diário Oficial Da União. Seção 1, Volume 152, n. 230, pag. 45, Brasília, 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017**. Diário Oficial Da União. Seção 1, Volume 154, n. 205, pag. 56, Brasília, 2017.

BRASIL. **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Diário Oficial da União, Brasília, 11 set. 1996, sec. 1, p. 17917, Brasília, 1996.

BRASIL. **Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998**. Diário Oficial da União, Brasília, 03 jul. 1998, sec. 1, n. 125, p. 2, Brasília, 1998.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Diário Oficial da União Edição Extra, Brasília, 30 jul. 2004, sec. 1, n. 146-A, p. 1, Brasília, 2004.

BRASIL. **Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995**. Diário Oficial da União, Brasília, 08 jul. 1995, sec. 1, p. 10125, Brasília, 1995.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Diário Oficial da União, Brasília, 16 mar. 2004, sec. 1, v. 141, n. 51, p. 2, Brasília, 2004.

BRASIL. **Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009**. Diário Oficial da União, Brasília, 10 dez. 2009, sec. 1, v. 146, n. 236, p. 6, Brasília, 2009.

BRASIL. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Ministério de Minas e Energia - MME. Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Brasília, 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1432059/Plano+Decenal+de+Expans%C3%A3o+de+Energia+2027+%28PDE+2027%29/66498aa7-5e33-47ea-b586-2a6b1b994f7f?version=1.1> >. Acesso em: 29 mar. 2019.

BROWN, S. W.; OBENBERGER, R. W. A marketing alternative: Consumer leasing and renting. **Business Horizons**, v. 19, n. 5, p. 82–86, 1976

CAMARGO, G. L. S.. **Fatores que impactam a intenção de uso de painéis solares residenciais no Brasil e a influência do modelo de leasing**. Rio de Janeiro, 2018. 110 p. Dissertação (Mestrado em Administração) - Departamento de Administração: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Canal Energia, 26 de julho de 2018. **Segmento fotovoltaico defende estudos aprofundados para mudança de regras de GD**. Disponível em <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53069556/segmento-fotovoltaico-defende-estudos-aprofundados-para-mudanca-de-regras-de-gd>>. Acessado em 10 de agosto de 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Nota Técnica EPE: **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, 2012.

FONSECA, Y. D.; BRUNI, A. L., **Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura**. Disponível em <http://www.infinitaweb.com.br/albruni/artigos/a0303_CAR_AvallInvest.pdf> Acessado em: 26 maio de 2019.

Galdi, F., Teixeira, A., & Lopes, A. Análise empírica de modelos de valuation no ambiente brasileiro: fluxo de caixa descontado versus modelo de Ohlson (RIV) . **Revista Contabilidade & Finanças**, 19(47), p. 31-43. <<https://doi.org/10.1590/S1519-70772008000200004>>, 2008. Acessado em: 26

maio de 2019.

HOLDERMANN, Claudius, KISSEL, Johannes, & BEIGEL, Jürgen, Distributed photovoltaic generation in Brazil: an economic viability analysis of small – scale photovoltaic systems in the residential and comercial sectors. **Energy Policy** 67, 612-617, 2014.

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2º Edição, São José dos Campos, 2017

LAM, P. T. I.; YU, J. S., Developing and managing photovoltaic facilities based on third-party ownership business models in buildings, **Emerald Insight** 34, p. 855-872, 2016

LIU, X.; TYNER, W. E.; PEKONY, J. F. Purchasing vs. leasing: A benefit-cost analysis of residential solar PV panel use in California. **Renewable Energy** v 66, p. 770-774, 2014.

ROCHA, L. C. S., AQUILA, G., PAMPLONA, E. O., PAIVA, A. P., CHIEREGATTI, B. G., LIMA, J. S. B. Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. **Energy Policy** 168, p. 1448-1462, 2017

RODRIGUES, Flávia F. C.; BORGES, Carmen L.T.; FALCAO, Djalma M.. Programação da contratação de energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda. **Sba Controle & Automação**, Natal , v. 18, n. 3, p. 361-371, 2007.

SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. **Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição**. **Revista Brasileira de Energia**, v.14, n.1, p.47-69, 2008. Disponível em: <http://repositorio.unb.br/handle/10482/15956> . Acesso em: 29 mar. 2019.

Shih, L.H., Chou, T.Y., 2011. Customer concerns about uncertainty and willingness to pay in leasing solar power systems. *Int. J. Environ. Sci. Technol.* 8, 523e532. <http://dx.doi.org/10.1007/BF03326238>.

STRUPEIT, L.; PALM, A. Overcoming barriers to renewable energy diffusion : business models for customer-sited solar photovoltaics in Japan , Germany and the United States. **Journal of Cleaner Production**, v. 123, p. 124–136, 2016.