

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO - UFRJ

THIAGO SILVA DE MATOS MELO

O IMPACTO DE RISCOS REGULATÓRIOS E TRIBUTÁRIOS NO DESEMPENHO
FINANCEIRO DE PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO
BRASIL

RIO DE JANEIRO

2019

THIAGO SILVA DE MATOS MELO

O IMPACTO DE RISCOS REGULATÓRIOS E TRIBUTÁRIOS NO DESEMPENHO
FINANCEIRO DE PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO
BRASIL

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em Administração,
Instituto COPPEAD de Administração,
Universidade Federal do Rio de Janeiro, como
parte dos requisitos à obtenção do título de
Mestre em Administração (M.Sc)

Orientador: Prof. Celso Funcia Lemme

Co-orientador: Prof. Maurício Tiomno Tolmasquim

RIO DE JANEIRO

2019

CIP - Catalogação na Publicação

S528i Silva de Matos Melo, Thiago
O impacto de riscos regulatórios e tributários no desempenho financeiro de projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil / Thiago Silva de Matos Melo. -- Rio de Janeiro, 2019.
101 f.

Orientador: Celso Funcia Lemme.
Coorientador: Maurício Tiomno Tolmasquim.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto COPPEAD de Administração, Programa de Pós-Graduação em Administração, 2019.

1. avaliação financeira de projetos. 2. geração fotovoltaica distribuída. 3. riscos regulatórios e tributários. I. Funcia Lemme, Celso, orient. II. Tiomno Tolmasquim, Maurício, coorient. III. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a), sob a responsabilidade de Miguel Romeu Amorim Neto - CRB-7/6283.

Thiago Silva de Matos Melo

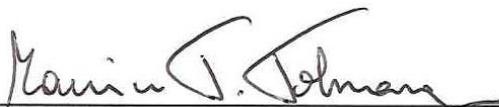
O IMPACTO DE RISCOS REGULATÓRIOS E TRIBUTÁRIOS NO DESEMPENHO
FINANCEIRO DE PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO
BRASIL

Dissertação submetida ao corpo docente do
Instituto COPPEAD de Administração,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, como parte dos requisitos necessários à
obtenção do grau de Mestre em Administração
(M.Sc.).

Aprovada por:



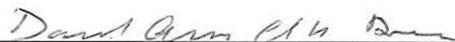
Celso Funcia Lemme, D.Sc
(COPPEAD/UFRJ)



Mauricio Tiomno Tolmasquim, Ph.D
(COPPE/UFRJ)



Luiz Eduardo Teixeira Brandão, D.Sc
(IAG/PUC-RJ)



David Branco, D.Sc
(COPPE/UFRJ)

MELO, Thiago Silva de Matos. **O impacto de riscos regulatórios e tributários no desempenho financeiro de projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.** Dissertação (Mestrado em Administração) - Instituto COPPEAD de Pós-graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

O presente trabalho teve como objetivo mensurar o impacto de riscos regulatórios e tributários no desempenho financeiro de projetos de geração fotovoltaica distribuída residenciais no Brasil que operam no sistema de compensação estabelecido pela Resolução Normativa n. 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para isso, criamos hipóteses para cada um dos riscos mapeados e construímos um modelo de Fluxo de Caixa (FC) para avaliação de financeira de projetos de geração fotovoltaica distribuída. Fizemos, então, a projeção dos FCs de um sistema fotovoltaico típico de 6kWp para cada uma das hipóteses e para o caso base (condições atuais de mercado). A diferença entre TIR real do projeto de cada hipótese e a TIR real do projeto do caso base foi utilizada como *proxy* da dimensão do impacto. A TIR real do projeto do caso base foi de 16,1%, mostrando que os projetos de geração fotovoltaica distribuída já têm um bom desempenho financeiro nas condições atuais de mercado. O impacto das hipóteses na TIR real do projeto foi bastante significativo, variando de -7,0% até +10,3% em relação à TIR do caso base. É possível que o regulador e os formuladores de políticas adotem medidas para corrigir parte das distorções criadas pelo sistema de compensação sem que os projetos de geração fotovoltaica distribuída se tornem inviáveis.

Palavras-chave: avaliação financeira de projetos, geração fotovoltaica distribuída, riscos regulatórios e tributários (Brasil)

ABSTRACT

MELO, Thiago Silva de Matos. The impact of regulatory and tax risks on the financial performance of distributed photovoltaic generation projects in Brazil. Dissertation (Master in Business Administration) - COPPEAD Graduate Institute, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

The objective of this study was to measure the impact of regulatory and tax risks on the financial performance of residential distributed photovoltaic generation projects in Brazil that operate in the net metering system established by Normative Resolution n. 482 of the National Electric Energy Agency (ANEEL). For this, we created hypotheses for each of the mapped risks and made a Cash Flow (CF) model for financial evaluation of distributed photovoltaic projects. Then, we projected the CFs of a typical photovoltaic system of 6kWp for each of the hypotheses and for the base case (current market conditions). The difference between the project real IRR of each hypothesis and the project real IRR of the base case was used as proxy for the impact dimension. The project real IRR of the base case was 16.1%, showing that distributed photovoltaic generation projects already have a good financial performance under current market conditions. The impact of the hypotheses on the project real IRR was quite significant, ranging from -7.0% to + 10.3% in relation to the IRR of the base case. It is possible for the regulator and policy makers to take measures to correct some of the distortions created by the net metering system without making distributed photovoltaic projects unfeasible.

Keywords: projects financial evaluation, distributed photovoltaic generation, regulatory and tax risks (Brazil)

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Irradiação solar no Brasil	15
Figura 2: Previsão de crescimento da geração fotovoltaica distribuída no Brasil.....	18
Figura 3: Efeito da colocação de sistemas fotovoltaicos com tarifa volumétrica	21
Figura 4: Efeito da colocação de sistemas fotovoltaicos com tarifa binômia	22
Figura 5: Tarifa de energia elétrica para clientes residenciais antes de impostos no Brasil	27
Figura 6: Curvas de consumo e geração fotovoltaica.....	29
Figura 7: Iniciativas de precificação de carbono	30
Figura 8: Preço dos sistemas fotovoltaicos para clientes finais.....	33
Figura 9: Composição total do custo da instalação de um sistema FV	33
Figura 10: Esquema dos riscos, hipóteses e simulações.....	37
Figura 11: Benchmark de Estrutura da tarifa de energia elétrica	38
Figura 12: Composição da tarifa da distribuidora Light em 2017.....	41
Figura 13: Postos tarifários da Tarifa Branca.....	44
Figura 14: Preço do CO2-eq nos mercados de carbono	45
Figura 15: Modelo de FC utilizado	48
Figura 16: Perfil de consumo mensal de energia elétrica (% da energia consumida no ano) ..	51
Figura 17: Coordenadas geográficas da localização de referência.....	52
Figura 18: Dados de Irradiação Solar das três estações mais próximas da localização de referência	52
Figura 19: Geração mensal do sistema de 6 kWp (kWh).....	55
Figura 20: Consumo mensal da residência de referência (kWh).....	55
Figura 21: Diagrama de amplitude de impacto na TIR	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tarifa para clientes residenciais da Light 2018.....	24
--	----

Tabela 2: Portfolio de contratos da Light	41
Tabela 3: Preço da energia nos Leilões de Energia Existente no Brasil.....	42
Tabela 4: Resumo das condições do caso base e das hipóteses dos riscos.....	46
Tabela 5: Alíquota de ICMS por faixa de consumo	49
Tabela 6: Consumo mensal de energia elétrica para estimação de perfil de consumo.....	51
Tabela 7: Dados de Irradiação Solar da estação mais próxima em diferentes planos	53
Tabela 8: Cálculo da disponibilidade energética do primeiro ano de operação (kWh).....	55
Tabela 9: Resumo dos resultados das simulações	57
Tabela 10: Nível do impacto	58
Tabela 11: Payback Simples.....	61

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	10
--------------------------	-----------

1.1 CONTEXTO.....	11
1.2 OBJETIVO E RELEVÂNCIA	12
1.3 DELIMITAÇÃO	12
1.4 APRESENTAÇÃO DO TRABALHO	13
2 REVISÃO DE LITERATURA	14
2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	15
2.2 RISCOS REGULATÓRIOS E TRIBUTÁRIOS EM PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.....	19
2.2.1 Tarifa Binômia	20
2.2.2 Riscos Tributários.....	23
2.2.3 Reajustes tarifários.....	25
2.2.4 Tarifa Granular	28
2.2.5 Atributo Ambiental	29
2.3 AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.....	31
3 MÉTODO	36
3.1 HIPÓTESES DOS RISCOS	37
3.1.1 Hipóteses do risco Tarifa Binômia	38
3.1.2 Hipóteses dos riscos Tributários.....	40
3.1.3 Hipóteses do risco Reajustes Tarifários.....	40
3.1.4 Hipótese do risco Tarifa Granular	43
3.1.5 Hipóteses do risco Atributo Ambiental.....	44
3.1.6 Tabela de resumo das condições do caso base e das hipóteses dos riscos	46
3.2 MÉTODO DE AVALIAÇÃO FINANCEIRA	46
3.3 PROJEÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DO PROJETO	48
4 RESULTADOS	56

5 CONCLUSÃO	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
APÊNDICES	73

AGRADECIMENTOS

A todos os professores que fizeram da Coppead um ambiente de excelência inspirador que impactou a minha forma de enxergar o mundo. Em especial ao Prof. Celso Lemme que me permitiu enxergar a vida acadêmica através do exemplo de alguém que cumpre o seu chamado com zelo inigualável.

Ao Prof. Maurício Tolmasquim do PPE/COPPE por compartilhar sua incomparável experiência no setor elétrico brasileiro permitindo o desenvolvimento de uma pesquisa interdisciplinar (Finanças e Energia) através da orientação em parceria com a Coppead.

Ao Superintendente Internacional da Eletrobras Pedro Jatobá por ser uma grande referência de criatividade e estruturação de novos negócios, e por não medir esforços para que sua equipe tenha acesso às melhores formações, o que me permitiu cogitar o mestrado da Coppead e o intercâmbio acadêmico na ESSEC em Paris.

Aos gestores da Eletrobras Victor Feleppa e Bruno Vieira com os quais eu trabalhei durante essa fase de intensos estudos por terem tido uma postura de liderança essencial para que a minha participação no curso tenha sido harmônica com as necessidades da empresa.

Aos meus colegas de curso que, ao buscarem fazer o melhor que podiam, aumentaram o nível das nossas discussões e me inspiraram. Em especial ao Alexandre Caseira, Marcelo Lewin e Rafael Teixeira, com os quais estudei e convivi tão intensamente que se tornaram amigos.

À minha família. Em especial aos meus pais por terem me ensinado a amar e a valorizar os estudos.

À minha esposa Thamar Cavalieri Freitas por sempre me incentivar a buscar a opção mais desafiadora, mesmo quando isso traz custos para ela, e por ter participado ativamente na construção e viabilização do sonho de estudarmos em Paris.

A Deus por me permitir ver beleza e excelência no seu caráter.

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Fenômenos socioambientais pressionam o setor elétrico na direção das fontes renováveis de geração de energia. Em decorrência do Acordo de Paris (Organização das Nações Unidas [ONU], 2015), o Brasil se comprometeu a reduzir até 2025 as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de 2005 e sinalizou a intenção de diminuir até 2030 em 43%. Além disso, o país se comprometeu com a meta de participação de 45% das energias renováveis na matriz energética e de ganhos de 10% de eficiência no setor elétrico na sua Contribuição Nacionalmente Determinada (Ministério do Meio-Ambiente [MMA], 2016). Esse compromisso se desdobra para o setor elétrico através de políticas energéticas que vislumbram a penetração das fontes renováveis de geração de energia em substituição às fontes baseadas na utilização de combustíveis fósseis, como as termelétricas a carvão, a óleo e a gás (Ministério de Minas e Energia [MME] & Empresa de Pesquisa Energética [EPE], 2017).

As usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação, apesar de, quando comparadas com as usinas térmicas, serem fontes renováveis de baixa emissão de GEEs, e agregarem enorme valor social com a geração de grande quantidade de energia firme a preços módicos, têm sofrido grande resistência dos ambientalistas, dos movimentos relacionados à proteção dos povos indígenas e das populações atingidas pelas barragens. O potencial hidrelétrico brasileiro ainda não explorado está concentrado na região amazônica, que possui grande biodiversidade, alta densidade de terras indígenas e está distante dos centros de carga. Além disso, a região amazônica teria áreas de alagamento por unidade de capacidade instalada maiores do que as geradas pelas usinas construídas até o momento, em virtude de ser mais plana. De acordo com Mitscher e Ruther (2012), esses fatores aumentam o custo da opção de expansão através de projetos hidrelétricos no Brasil.

Para Faria, Trigoso e Cavalcanti (2017), a predominância da hidroeletricidade na matriz elétrica brasileira traz, ainda, a desvantagem contida no fato de que custos de operação do sistema e a segurança energética são muito sensíveis às condições hidrológicas, como se pôde observar no racionamento em 2001 e no baixo nível dos reservatórios em 2015.

O histórico e a perspectiva de evolução dos custos da tecnologia fotovoltaica são de queda exponencial (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2018). Neij (1997, 2008), Sagar e van der Zwaan (2006), Nemet (2006, 2009), Neij, Andersen e Durstewitz (2003) e Ruther e Zilles (2011) mostraram o grande potencial das economias de escala, das curvas de aprendizado e do aumento da eficiência dos módulos na diminuição dos custos dos painéis

fotovoltaicos. Segundo Faria et al. (2017), o Brasil tem grandes reservas de quartzo de boa qualidade para a produção de silício com alta pureza, células e módulos fotovoltaicos, o que pode reduzir ainda mais os custos destes componentes em nível nacional.

Avanços tecnológicos transformarão a forma tradicional de funcionamento do setor elétrico de grandes usinas longe dos centros de carga. Observamos a proliferação de recursos energéticos distribuídos (geração fotovoltaica de pequena escala, armazenamento de energia e carros elétricos) e progressos na infra-estrutura de medição avançada e na comunicação bidirecional nos aproximando de um mundo com redes elétricas inteligentes (MME, 2017). A viabilização dessas tecnologias com grande potencial disruptivo está criando um processo de descentralização do setor elétrico.

1.2 OBJETIVO E RELEVÂNCIA

O objetivo deste trabalho foi mensurar o impacto de riscos regulatórios e tributários no desempenho financeiro de projetos de geração fotovoltaica distribuída residenciais que operam de acordo com a Resolução Normativa n. 482 (Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL], 2012), que estabeleceu o sistema de compensação de energia para micro e mini geração distribuída no Brasil.

Este estudo é uma ferramenta adicional para que o regulador e os formuladores de políticas (público-alvo) possam avaliar de forma sistêmica o impacto de suas decisões de cunho regulatório e tributário no desempenho financeiro dos projetos de geração fotovoltaica distribuída.

A quantidade de projetos de geração fotovoltaica distribuída está crescendo exponencialmente no Brasil e os aspectos de cunho regulatório e tributário precisam ser considerados pelos tomadores de decisão para que a inserção dessa fonte de energia seja feita de forma que maximize o seu potencial de benefício para a sociedade brasileira.

1.3 DELIMITAÇÃO

O presente estudo se limitou à análise do impacto dos riscos regulatórios e tributários no desempenho financeiro de projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil operando no sistema de compensação, não se aplicando a projetos de geração fotovoltaica centralizada com a energia comercializada através de contratos.

Também não está contemplada neste estudo a utilização de baterias associadas aos sistemas de geração fotovoltaica distribuída. Elas permitiriam que as residências armazenassem a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos durante o dia, ao invés de injetarem o excedente ao consumo na rede de distribuição como acontece no sistema de compensação, para a sua utilização quando os painéis fotovoltaicos não geram energia (noite).

A avaliação não contempla projetos fotovoltaicos distribuídos em sistemas isolados (não conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN) e projetos com o objetivo de comercializar energia no mercado livre. Ela contempla somente sistemas de micro geração “antes do medidor” no segmento residencial operando no sistema de compensação estabelecido pela Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012).

O recorte feito neste estudo justifica-se pela relevância da mensuração do impacto de riscos no desempenho financeiro dos projetos que estão sendo implementados atualmente em um segmento que iniciou recentemente uma trajetória exponencial. Por este motivo, consideramos somente a tecnologia disponível mais utilizada (fotovoltaica sem armazenamento) e nos restringimos aos projetos residenciais que operam no sistema de compensação conectados ao SIN, segmento que mais cresce no país.

1.4 APRESENTAÇÃO DO TRABALHO

Na Revisão de Literatura apresentamos o mercado brasileiro de geração fotovoltaica distribuída e identificamos os riscos regulatórios e tributários existentes para projetos que operam no sistema de compensação. Apresentamos, ainda, as premissas financeiras utilizadas para a avaliação desse tipo de projeto e os métodos tradicionais de avaliação financeira.

No Método criamos as hipóteses dos riscos regulatórios e tributários relacionados aos projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil. Além disso, explicamos os motivos para a escolha do método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e da Taxa Interna de Retorno (TIR) como indicador de desempenho financeiro. Por último, criamos um modelo de Fluxo de Caixa (FC) para a avaliação financeira de projetos de geração fotovoltaica distribuída, escolhemos premissas da revisão de literatura e fizemos a projeção do FC de um sistema típico de 6kWp com base no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Pinho & Galdino, 2014) e nos dados de irradiação solar do programa SunData do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB)

Nos resultados apresentamos a TIR de cada uma das hipóteses criadas e do caso base (condições atuais de mercado), o que nos permitiu chegar as conclusões que estão presentes no último capítulo deste trabalho.

1 REVISÃO DE LITERATURA

Organizamos este capítulo em três seções. Na primeira, apresentamos os marcos e as principais características do mercado brasileiro de geração fotovoltaica distribuída. Na segunda, mapeamos os riscos regulatórios e tributários dos projetos de geração fotovoltaica distribuída que operam no sistema de compensação. Na última, apresentamos as premissas financeiras da avaliação desse tipo de projeto e os métodos tradicionais de avaliação financeira.

2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O Brasil apresenta excelentes recursos solares com valores de irradiação global em qualquer região do território nacional (1.500-2500 kWh/m²) superiores aos de países da União Europeia, como Alemanha (900-1250 kWh/m²), França (900-1650 kWh/m²) e Espanha (1200-1850 kWh/m²), nos quais a geração fotovoltaica foi amplamente incentivada pelo governo e a tecnologia encontra-se bem estabelecida (Pereira, Martins, Abreu, & Ruther, 2006).

A Figura 1 apresenta os valores de irradiação (Global Horizontal, no Plano inclinado e Direta Normal) de cada uma das cinco regiões do Brasil.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2a ed.) (Pereira et al., 2017)

Apesar das distribuidoras de energia elétrica poderem organizar leilões ou chamadas públicas para a compra de até 10% de sua carga advinda da geração distribuída desde 2004 (Decreto n. 5.163, 2004), a regulação que estabeleceu marco inicial para o desenvolvimento do

segmento de geração fotovoltaica distribuída de forma mais expressiva foi implementada através da Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012). Ela estabeleceu o sistema de compensação, conhecido mundialmente como “*net metering*”, para a micro (até 100 kW) e mini geração (de 100 kW até 3 MW) distribuída.

Nesse sistema, que é o mesmo adotado pela maioria dos estados norte-americanos, o consumidor-produtor, unidade consumidora que possui sistema de geração de energia, paga à distribuidora somente a diferença entre o que consumiu e o que gerou de energia no seu sistema fotovoltaico, e, no caso de sua geração ser maior que o consumo durante determinado período entre medições, os créditos relacionados à energia líquida injetada na rede, em excesso ao consumo desse período, podem ser utilizados para o abatimento do consumo de energia elétrica de períodos futuros, desde que dentro de um prazo determinado pelo regulador (Brown & Bunyan, 2014).

Uma alternativa ao sistema de compensação amplamente empregada no mundo é a tarifa-prêmio, conhecida mundialmente como “*feed-in-tariff (FIT)*”. Esse mecanismo foi utilizado pela Alemanha na sua política pioneira no mundo para a inserção da geração fotovoltaica distribuída na matriz energética e, em seguida, foi adotado por vários países europeus e pela China (Zhi, Sun, Li, Xu, & Su, 2014 como citado em Fuller & Guo, 2017). Em países com a tarifa-prêmio, o governo garante um contrato de longo prazo de compra da energia produzida pelos sistemas de geração distribuída com preço bastante atrativo para incentivar penetração desse tipo de fonte na matriz energética.

O estabelecimento do sistema de compensação através da Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012) não surtiu, imediatamente, os efeitos práticos de alavancar o segmento no país como se esperava. Entretanto, o ano de 2015 foi um ponto de inflexão para a geração fotovoltaica distribuída no Brasil em virtude diversas medidas de incentivo anunciadas pelo governo (Amaral, Mendonça, Resende, & Rego, 2016).

Em abril, através do Convênio ICMS 16 (Conselho Nacional de Política Fazendária [CONFAZ], 2015), o governo federal alterou o Convênio ICMS 6 (CONFAZ, 2013), autorizando os estados a isentarem de Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) a energia ativa injetada na rede proveniente de geração distribuída no âmbito da Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012). Em meados de 2018, esse convênio atingiu abrangência nacional com a adesão de 100% dos estados federativos.

Em outubro, a Lei n. 13.169 (2015) foi publicada reduzindo a zero as alíquotas da contribuição para o Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidentes sobre a energia elétrica ativa

fornecida pela distribuidora à unidade consumidora até o limite correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do sistema de compensação, conforme regulamentação da ANEEL.

Em novembro, foi emitida a Resolução Normativa n. 687 (ANEEL, 2015), que revisou a Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012). Além de dar mais celeridade ao processo de conexão da geração distribuída, alterou a faixa de potência da micro geração, reduzindo-a para somente até 75kW e a da mini geração, ampliando-a para de 75kW até 5 MW. O prazo para a utilização dos créditos foi estendido de 36 para 60 meses. Além disso, foram introduzidos os conceitos de energia solar compartilhada (comunitária), de distribuição de créditos entre diversas contas de serviços de energia elétrica (condomínio) e de utilização dos créditos em outros locais, desde que o proprietário seja o mesmo (CNPJ ou CPF) e as unidades consumidoras estejam na área de cobertura da mesma distribuidora (autoconsumo remoto).

Em dezembro, o MME lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), anunciando incentivos para a promoção da inserção da geração distribuída, como a redução do Imposto de Importação sobre Bens de Capital destinados à produção de equipamentos de geração fotovoltaica.

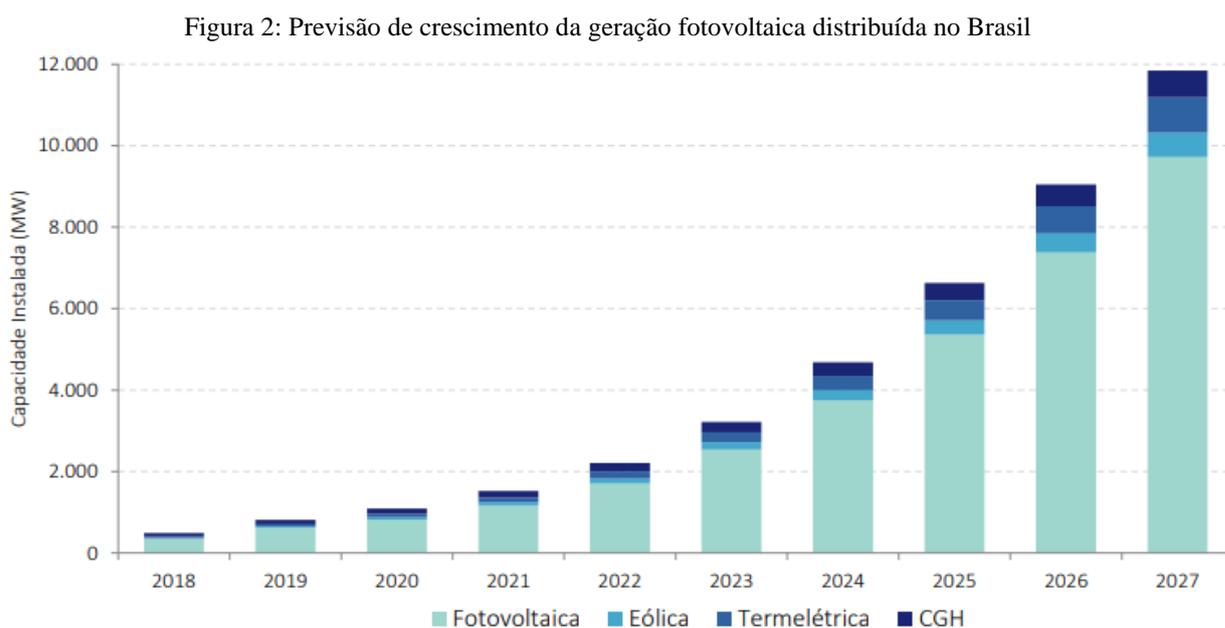
Com o intuito de adaptar o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) às pressões socioambientais e tecnológicas globais, a Consulta Pública n. 33 de 2017 (MME, 2017) deu início a uma discussão sobre o aprimoramento do marco-regulatório do setor elétrico com possíveis impactos para os negócios de geração distribuída. Essa consulta pública resultou em um documento chamado “Proposta compilada de aprimoramento contemplando todas as alterações” (MME, 2018), cujo conteúdo inclui uma minuta de Projeto de Lei contendo mudanças regulatórias que impactariam o negócio de geração distribuída, dentre as quais podemos destacar a implementação de uma tarifa binômia, explicada detalhadamente na seção 2.2.1.

De acordo com o Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre 2018 (GREENER, 2018), a potência acumulada de projetos de geração fotovoltaica distribuída conectados à rede subiu de 60 Megawatt-pico (MWp), em dezembro de 2016, para 161 MWp, em dezembro de 2017. A unidade Wp (Watt-pico) é utilizada para a potência de células fotovoltaicas, pois fatores como luminosidade e temperatura mudam a capacidade dos sistemas fotovoltaicos de produzir energia em determinado intervalo de tempo. A palavra “pico” está relacionada as condições ideais de “pico”, necessárias para que o sistema

fotovoltaico disponibilize determinada potência em W (Watts). Nos momentos do dia em que essas condições ideais não forem satisfeitas, a potência do sistema será inferior ao valor informado na unidade Wp.

Apesar desse valor de capacidade instalada ser considerado muito pequeno em termos absolutos, principalmente para um país de dimensões continentais e excelentes recursos solares como o Brasil, a capacidade instalada quase triplicou em 2017. O segmento residencial responde sozinho por 42% desses 161 MWp. O estudo mostra, também, que o número de conexões saiu de 7.807 para 19.277 neste mesmo período. A pesquisa constata, ainda, que 71% das empresas integradoras consideravam a dificuldade de acesso a capital em boas condições como a principal dificuldade para o crescimento do setor.

A previsão oficial de crescimento da geração fotovoltaica distribuída no Brasil está demonstrada na Figura 2.



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (MME & EPE, 2017)

A atuação do governo para resolver o gargalo da inexistência de financiamentos com condições que promovam a atratividade dos projetos fotovoltaicos ainda é considerada insuficiente pelo setor (GREENER, 2018). Entretanto, existem medidas de grande impacto sendo anunciadas nessa área.

Em abril de 2018, o Ministério da Integração Nacional anunciou linhas de crédito para pessoas físicas operacionalizadas pelos Bancos do Brasil, do Nordeste e da Amazônia, com recursos do Fundo Constitucional do Norte (FNO), Fundo Constitucional do Nordeste (FNE) e Fundo Constitucional do Centro-Oeste (FCO), para financiamento de 100% dos sistemas

fotovoltaicos comerciais e residenciais com taxas de juros de 5,43% ao ano nas regiões Norte e Nordeste, e de 6,40% ao ano na região Centro-Oeste, com carência de 6 meses e 8 anos para o pagamento das parcelas mensais. Porém, como os recursos são oriundos dos Fundos Constitucionais dessas regiões, estão disponíveis somente para a execução de projetos nelas (Ministério da Integração Nacional, 2018).

Em junho de 2018, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) aprovou mudanças no Programa Fundo Clima estendendo para todo o país o acesso a crédito com baixas taxas de juros para o segmento. O fundo tem como objetivo fomentar projetos com alta eficiência energética ou que contribuam para a redução das emissões de GEEs. A recente mudança permite que pessoas físicas e jurídicas com renda de até R\$ 90 milhões financiem 80% dos itens apoiáveis a uma taxa de juros máxima de 4,03% ao ano, desde que os componentes sejam produzidos no Brasil, com exceção dos inversores (BNDES, 2018).

Na Agenda Regulatória 2018-2019 da ANEEL está previsto o aprimoramento da Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012). Esse processo foi iniciado com a abertura da Consulta Pública n. 10 de 2018 da ANEEL, cujo objeto é “Obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012”, e encontra-se em andamento.

2.2 RISCOS REGULATÓRIOS E TRIBUTÁRIOS EM PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Apesar do termo “risco” ser utilizado frequentemente para expressar a possibilidade de ocorrência de um evento negativo, o conceito de risco adotado nesta pesquisa está alinhado com a ideia de variabilidade. Dessa forma, tanto situações que podem piorar o desempenho financeiro dos projetos quanto situações que podem melhorá-lo foram consideradas como risco.

Antes de realizarmos o mapeamento dos riscos regulatórios e tributários, introduzimos rapidamente os conceitos das atividades estatais de regulação e tributação para justificar a razão pela qual separamos os riscos regulatórios dos riscos tributários.

Da Soberania Estatal emanam os Poderes de Polícia, Financeiro, Penal e de Domínio Eminente (Torres, 2013). O Poder de Polícia se manifesta de diversas maneiras, sendo a regulação a que nos interessa neste estudo. De acordo com Aragão (2013):

“a regulação da economia é o conjunto de medidas legislativas, administrativas, convencionais, materiais ou econômicas, abstratas ou concretas, pelas quais o Estado, de maneira restritiva da autonomia empresarial

ou meramente indutiva, determina, controla, ou influencia o comportamento dos agentes econômicos, evitando que lesem os interesses sociais definidos no marco da Constituição e os orientando em direções socialmente desejáveis.”

Já a tributação é uma forma de manifestação do Poder Financeiro, e não de Polícia, com o objetivo de arrecadação de receitas para o atendimento das necessidades públicas (Torres, 2013).

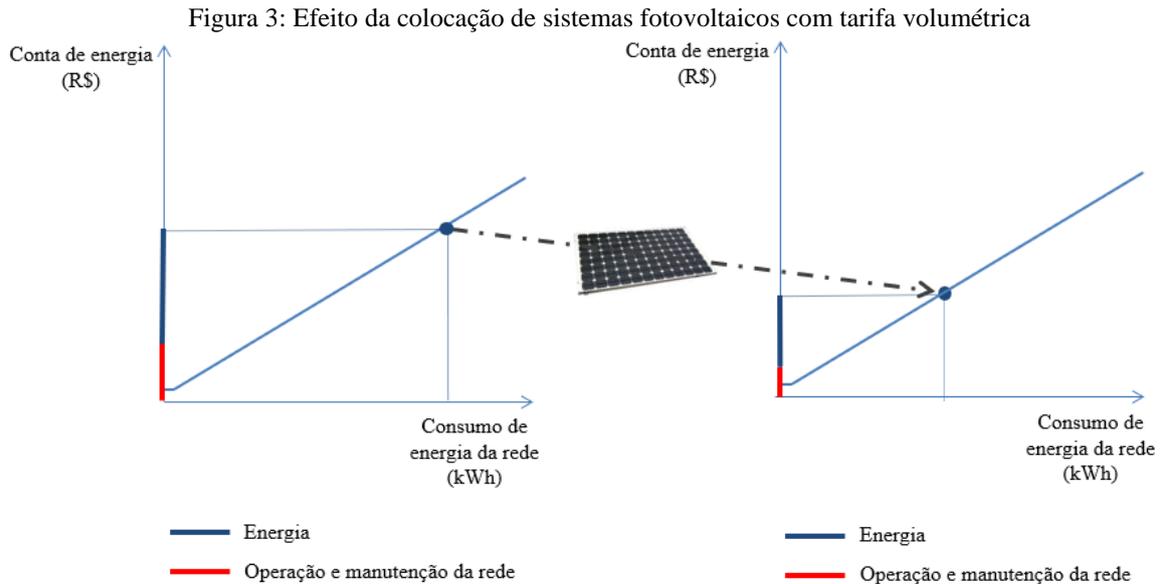
Essa diferença conceitual entre as atividades estatais de regulação e de tributação não permitiu que considerássemos o risco tributário como um risco regulatório. Por esse motivo, um dos tópicos desta seção se dedica aos riscos tributários e os outros aos riscos regulatórios. Esclarecido o motivo da distinção, podemos iniciar o mapeamento dos riscos em projetos de geração fotovoltaica distribuída no país.

Como no Brasil optou-se pelo sistema de compensação estabelecido pela Resolução Normativa n. 482 de 2012 (ANEEL, 2012), o preço da energia elétrica fornecido pela distribuidora ao longo da vida útil do projeto representa o valor da energia que o consumidor-produtor deixará de comprar por estar gerando, e pode ser visto, dentro de uma perspectiva de custo de oportunidade, como o valor da energia gerada por seu sistema fotovoltaico. Nesse sentido, qualquer decisão de natureza regulatória ou tributária que altere o valor do kWh da energia gerado pelos painéis fotovoltaicos, dentro dessa ótica de custo de oportunidade, impactará a rentabilidade do investimento.

A seguir discorreremos sobre riscos relacionados a aspectos regulatórios em quatro itens (Tarifa Binômia, Reajustes Tarifários, Tarifa Granular e Atributo Ambiental) e dedicamos um item aos riscos relacionados a questões tributárias (Riscos Tributários).

2.2.1 Tarifa Binômia

A Figura 3 ilustra a diminuição da contribuição para a operação e manutenção da rede de distribuição que acontece quando um cliente sujeito a uma tarifação volumétrica coloca um sistema fotovoltaico em sua residência. A tarifa volumétrica é aquela na qual a conta de energia elétrica depende somente do consumo, sem a existência de uma parcela fixa.

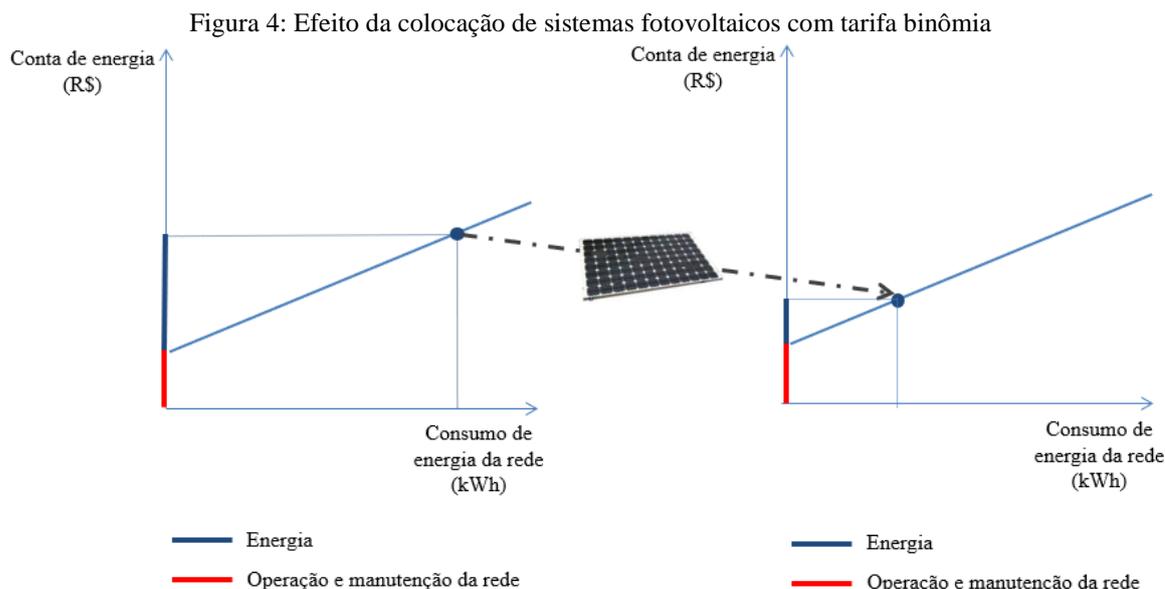


Elaborado pelo autor

As retas não vão até a origem por causa da existência da disponibilidade energética. As distribuidoras cobram dos clientes um valor de consumo mínimo pela disponibilização da energia, mesmo que o cliente não chegue a consumir essa quantidade. Para os sistemas trifásicos, típicos de residências com potencial de colocação de sistemas fotovoltaicos, esse valor corresponde a 100 kWh.

É importante não confundirmos a cobrança da disponibilidade energética com a existência de uma tarifa fixa. No caso de tarifação volumétrica com disponibilidade energética, como acontece no Brasil, as retas têm coeficiente linear igual a zero e um coeficiente angular relativamente maior, mesmo que a conta de energia seja limitada inferiormente pelo valor da disponibilidade energética.

No caso da tarifa fixa, o coeficiente linear seria a tarifa fixa e o coeficiente angular seria inferior ao do caso brasileiro com tarifa volumétrica e cobrança de disponibilidade energética. Isso significa que o preço da energia em R\$/kWh no caso de tarifa fixa é relativamente menor para compensar a existência de uma parcela fixa independente do consumo. A Figura 4 ilustra essa situação e mostra que no caso de implementação de uma tarifa binômica (com parte fixa), a contribuição para a operação e manutenção da rede não se altera quando um cliente coloca um sistema fotovoltaico.



Elaborado pelo autor

De acordo com Brown e Bunyan (2014), na medida em que a geração fotovoltaica distribuída for largamente empregada, os reguladores tendem a se preocupar mais com a diminuição de receitas para cobrir os custos fixos de operação e manutenção do sistema de distribuição. Para os autores, essa situação leva, inevitavelmente, a cobrança de uma parte fixa na conta de energia elétrica dos consumidores.

A consultoria Boston Consulting Group (BCG) publicou um estudo chamado Geração de Energia Descentralizada: Cenários e implicações para o setor no Brasil (Le Corre et al., 2017), no qual mostra que a conta de energia elétrica dos clientes residenciais brasileiros é função de uma base puramente variável (tarifa volumétrica), enquanto que a de muitos outros países, como Portugal, Espanha, Reino Unido, Itália, França, Alemanha, o cliente paga um valor fixo independente do seu consumo de energia.

Como a tarifa no Brasil é volumétrica, o valor da contribuição dos consumidores para a operação e manutenção da rede de distribuição está embutido no valor cobrado pelo kWh (Le Corre et al., 2017). Na medida em que os consumidores instalam sistemas fotovoltaicos e se tornam consumidores-produtores, eles diminuem o consumo da rede e, conseqüentemente, a contribuição para a sua operação e manutenção. Assim, os consumidores que não possuem sistemas fotovoltaicos acabam assumindo mais custos de operação e manutenção para compensar a redução da contribuição dos consumidores-produtores, que ainda utilizam o serviço de *back-up* da rede de distribuição para viabilizar a utilização de sistemas fotovoltaicos no sistema de compensação (Brown & Bunyan, 2014).

Simone e Salles (2017) ressaltam um fator que agrava a situação. Para os autores o modelo atual tem uma lógica perversa, pois os consumidores sem sistemas fotovoltaicos, que possuem menor renda, são sobretaxados para compensar a redução da contribuição dos consumidores-produtores, com maior renda, o que cria um mecanismo regressivo de transferência de renda.

Para que essa distorção seja corrigida separa-se o pagamento pela infra-estrutura do “fio” do pagamento pela “energia” consumida através da implementação de uma tarifa binômia, composta por uma parte fixa, relacionada ao “fio”, e uma parte variável, relacionada a energia consumida (MME, 2017). Essa medida tem impacto negativo para o desempenho financeiro de projetos de geração fotovoltaica distribuída, pois o custo fixo impõe aos consumidores com sistemas fotovoltaicos (consumidores-produtores) o pagamento de uma contribuição fixa para a operação e manutenção da rede de distribuição.

2.2.2 Riscos Tributários

A Lei n. 13.169 (2015) reduziu a zero as alíquotas da contribuição para o Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) para a energia ativa injetada na rede através de geração fotovoltaica distribuída e para a energia compensada de acordo com o sistema de compensação estabelecido pela Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012).

O Convênio ICMS 16 (CONFAZ, 2015) autorizou os estados a isentarem de Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) essa circulação de energia (injeção na rede e compensação). Todos os estados se valeram dessa autorização isentando de cobrança de ICMS a energia ativa injetada na rede com o intuito de fomentar essa fonte de energia e gerar empregos.

Essas isenções tributárias foram implementadas em 2015, ano que foi considerado um ponto de inflexão para o segmento de geração fotovoltaica distribuída no Brasil (Amaral et al., 2016), dentro de um conjunto de várias ações do governo no sentido de promover a inserção dessa fonte. Antes do Convênio ICMS 16 (CONFAZ, 2015), vigorava o Convênio ICMS 6 (CONFAZ, 2013), por meio do qual o ICMS apurado tinha como base de cálculo toda a energia que chegava à unidade consumidora proveniente da rede de distribuição, incluída a parte relacionada à compensação. Além disso, antes de 2015 não existia diretriz federal em relação à isenção de PIS e COFINS.

As isenções tributárias são comumente concedidas para incentivar determinadas tecnologias durante a fase de penetração no mercado e retiradas quando essas tecnologias se tornam maduras e competitivas. Rodrigues et al. (2016) ressaltam que os valores da tarifa *feed-in*, subsídio utilizado para incentivar a inserção da geração fotovoltaica distribuída na Alemanha e em vários outros países, foram gradualmente diminuindo desde 2001. Com o custo dos sistemas residenciais fotovoltaicos caindo continuamente (IRENA, 2018), a tecnologia tem se tornado bastante competitiva, o que pode ter como consequência a remoção dos subsídios existentes através de isenções tributárias.

A crise financeira pela qual o Brasil passa afetou o equilíbrio fiscal dos estados. Diferentemente da isenção de PIS e COFINS, que foi estabelecida por lei federal, o Convênio ICMS 16 (CONFAZ, 2015) permite a isenção de ICMS, entretanto, a adesão ou saída do convênio é decidida na esfera estadual, aumentando o risco de que a energia injetada na rede possa voltar a ser tributada, principalmente em estados com graves problemas fiscais.

Nos reajustes tarifários anuais das distribuidoras a tarifa é dividida em Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), como pode ser observado na tabela 1, que apresenta os valores referentes ao reajuste tarifário de março de 2018 para clientes residenciais atendidos pela distribuidora Light.

Tabela 1: Tarifa para clientes residenciais da Light 2018

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE	TUSD		TE
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
BI	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	662,12	407,55	0,00	643,01	387,50
				INT	0,00	454,72	256,78	0,00	439,32	257,88
				FP	0,00	247,31	256,78	0,00	235,64	257,88
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	305,64	269,34	0,00	292,92	268,68
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	305,64	269,34	0,00	292,92	268,68
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	262,32	269,34	0,00	247,45	268,68
CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	262,32	269,34	0,00	247,45	268,68	

Fonte: Reajuste Tarifário da Light 2018 (ANEEL, 2018)

O valor do kWh de energia fornecido pelas distribuidoras pode ser obtido através da seguinte fórmula:

$$\frac{TUSD+TE}{(1-\%PIS-\%COFINS-\%ICMS)} \quad (1)$$

A isenção de PIS, COFINS e ICMS retira as alíquotas desses tributos do denominador da fórmula 1, de forma que tanto a energia injetada na rede quanto a energia “devolvida” pela

distribuidora para compensá-la tem o mesmo valor igual a (TUSD + TE). Consequentemente, cada kWh injetado na rede compensa exatamente 1 kWh “devolvido” pela distribuidora.

Sem essas isenções tributárias, cada kWh de energia injetada na rede compensaria (1-%PIS – %COFINS – %ICMS) kWh “devolvido” pela distribuidora, ou (1 – %ICMS) kWh, no caso de permanência da isenção de PIS e COFINS e do cancelamento da isenção do ICMS.

Apesar de 100% dos estados terem aderido ao Convênio ICMS 16 (CONFAZ, 2015), existem distribuidoras que fazem uma contabilização na qual o consumidor-produtor é penalizado com a cobrança da alíquota de ICMS na parte da tarifa relacionada à TUSD. A precificação da energia “devolvida” pela distribuidora é feita através da fórmula 2 e a do crédito da energia injetada na rede pela fórmula 3. Podemos perceber que na parte relativa à TE a compensação é feita na proporção de 1:1, porém na parte relativa à TUSD o mesmo não acontece, o que torna necessária a injeção de mais de 1 kWh para recebimento da “devolução” de 1 kWh de energia da distribuidora como compensação.

$$\frac{TUSD}{(1-\%ICMS)} + \frac{TE}{(1-\%ICMS)} \quad (2)$$

$$\frac{TUSD}{1} + \frac{TE}{(1-\%ICMS)} \quad (3)$$

Pelo exposto, identificamos a existência de duas fontes de riscos tributários para os projetos de geração fotovoltaica no sistema de compensação. A primeira está relacionada à assimetria na interpretação em relação à qual parte da tarifa deve incidir a isenção do ICMS. Em Minas Gerais, por exemplo, o Decreto Estadual n. 47.231 (2017) esclareceu que não ocorre cobrança de ICMS na TUSD da energia elétrica compensada com créditos relacionados à Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012), uniformizando a interpretação para todas as distribuidoras do estado. A segunda está relacionada à possibilidade de retirada das isenções tributárias na esfera federal (PIS e COFINS) e/ou na esfera estadual (ICMS). A crise fiscal e o aumento da competitividade dessa fonte de geração podem impulsionar esse processo.

2.2.3 Reajustes tarifários

A tarifa que as distribuidoras de energia cobram de seus clientes é influenciada pelo preço que elas pagam aos geradores em diversos contratos de compra e venda de energia. Quanto maior for a participação de um contrato em relação ao total contratado pela distribuidora, maior será o impacto do aumento de preço desse contrato no reajuste tarifário no ano subsequente, para que a distribuidora possa repassar os custos adicionais aos clientes.

A energia elétrica proveniente da usina Itaipu Binacional, maior hidrelétrica do mundo em termos de geração de energia, foi alocada compulsoriamente às distribuidoras brasileiras por um preço determinado no Tratado de Itaipu assinado entre o Brasil e o Paraguai (www.itaipu.gov.br/institucional/documentos-oficiais, recuperado em 8 de dezembro, 2018).

O preço da energia é fixado em dólares e a desvalorização do real frente ao dólar aumenta o preço em R\$/kWh da energia comprada de Itaipu Binacional pelas distribuidoras brasileiras e, conseqüentemente, a tarifa de energia nos reajustes tarifários nos anos subsequentes à depreciação cambial. Além disso, o tratado prevê uma revisão do preço da energia no ano de 2023, 50 anos após a sua assinatura. Os contratos das distribuidoras referentes à energia de Itaipu representam parte significativa do total de energia contratada por elas, de forma que mudanças nos seus valores tem alto impacto na tarifa do consumidor final.

Com a Medida Provisória n. 579 (2012), convertida posteriormente na Lei n. 12.783 (2013), o governo, no intuito de promover a modicidade tarifária, estabeleceu o regime de cotas para várias usinas hidrelétricas cujas concessões findavam entre 2015 e 2017. Essas usinas têm em conjunto uma potência em torno de 13GW, aproximadamente 8% da capacidade instalada do país na atualidade.

Nesse processo, as concessionárias tiveram a opção de renovar seus contratos de concessão antecipadamente, porém com um preço de energia muito inferior, de aproximadamente R\$32,89/MWh na época, ao preço das concessões que estavam em andamento. Como o investimento para a construção das barragens já estava amortizado, o preço da energia nessa renovação visava somente remunerar o serviço de operação e manutenção (O&M) das usinas.

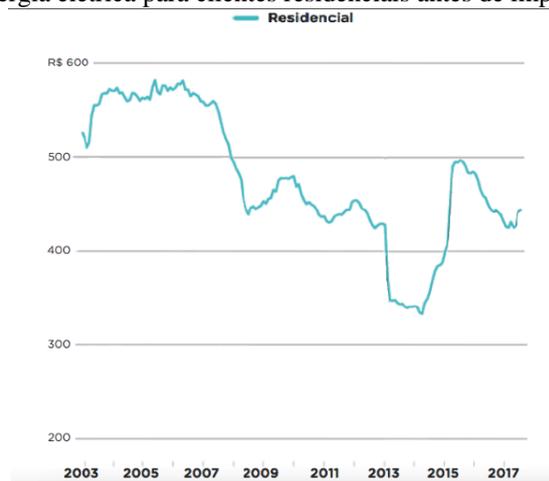
Esse processo ficou conhecido como Cotização e o regime das usinas envolvidas ficou conhecido como o regime de cotas. O governo indenizou os investimentos feitos pelas empresas que ainda não tinham sido amortizados ou depreciados em virtude da renovação ter sido antecipada.

Essa energia de baixo preço das usinas sob o regime de cotas foi alocada para todas as distribuidoras do Brasil, de forma que parte da energia que elas são obrigadas a contratar para suprir seus consumidores passou a ser proveniente dessas usinas a preços módicos. Como parte

da tarifa de energia que os clientes residenciais pagam é apenas um repasse do custo da energia contratada pelas distribuidoras, a tarifa de energia para os clientes no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), como os residenciais, teve uma queda significativa com a implementação do regime de cotas.

Podemos observar a relevância do impacto dessa medida na tarifa de energia elétrica observando a descontinuidade existente no ano de 2013 do gráfico da figura 3.

Figura 5: Tarifa de energia elétrica para clientes residenciais antes de impostos no Brasil



Fonte: Nexo Jornal (2013)

(<https://www.nexojornal.com.br/grafico/2017/10/06/A-trajet%C3%B3ria-das-tarifas-de-energia-nos-%C3%BAltimos-14-anos>, recuperado em 4 de julho, 2018)

O baixo valor da energia sob o regime de cotas tem sido questionado por especialistas do setor. As empresas que operam muitas usinas cotizadas, como a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), têm sofrido grandes prejuízos desde que as cotas foram implementadas e vêm pleiteando um reajuste dessa tarifa na busca de equilíbrio econômico-financeiro.

No Projeto de Lei n. 9.463 (2018), que dispõe sobre a desestatização das Centrais Elétricas Brasileiras, a venda da empresa estatal foi vinculada ao que foi chamado de Descotização, que é do que o fim do regime de cotas da Lei n. 12.783 (2013). Essa medida aumentaria as receitas das empresas com usinas cotizadas, melhorando a situação econômico-financeira das mesmas.

Se o governo promover a Descotização das usinas, conforme o modelo pretendido associado à privatização da Eletrobras, as distribuidoras teriam que contratar energia em novos leilões por um preço superior ao do regime de cotas. Isso aumentaria o preço da energia comprada pelas distribuidoras e, conseqüentemente, o preço da energia vendida por elas aos seus clientes no ACR, pois os custos adicionais seriam repassados.

Mesmo que a Descotização não se concretize, em virtude da consolidação do entendimento de que ela penalizaria os consumidores sem dar contrapartidas ou da decisão política de não privatizar a Eletrobras, o valor da energia sob o regime de cotas pode sofrer reajustes significativos, impactando a tarifa de energia dos consumidores residenciais. Essa situação resultaria em um impacto similar ao da Descotização no desempenho financeiro de projetos de geração fotovoltaica distribuída.

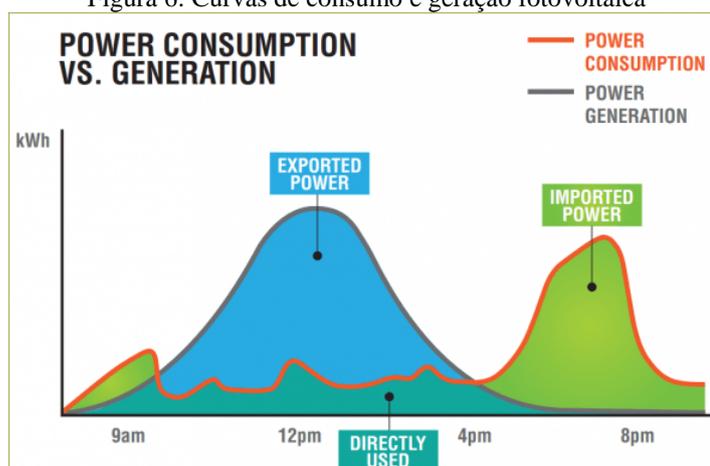
Cabe ressaltar que a ANEEL aprovou em julho de 2018 um reajuste de 45,52% no valor da energia gerada por usinas no regime de cotas. Esse reajuste terá impacto significativo no reajuste tarifário das distribuidoras em 2019 e, conseqüentemente, na rentabilidade de projetos de geração fotovoltaica distribuída.

2.2.4 Tarifa Granular

Tomosk, Haysom e Wright (2017) utilizaram a expressão “granularidade horária” para se referirem às variações da tarifa ao longo do dia. Essa mesma expressão está presente no projeto de lei resultante da Consulta Pública n.33 de 2017 do MME, que estabelece um prazo para a implementação desse tipo de tarifa no país.

Brown e Bunyan (2014) mostraram que nos Estados Unidos os horários de pico do consumo de energia elétrica residencial não coincidem com a geração de energia solar. Segundo os autores, as distribuidoras oferecem energia (back-up) para os clientes com sistemas fotovoltaicos nos momentos em que a demanda é, conseqüentemente, o preço da energia deveria ser mais alto, como compensação pela energia solar gerada em horários de menor demanda, em que o preço da energia deveria ser mais baixo. A figura 4 ilustra o descasamento entre a curva de consumo e a de geração fotovoltaica.

Figura 6: Curvas de consumo e geração fotovoltaica



Fonte: *The Power Guy* (<http://thatpowerguy.nz/solar/solar-power-system-size/>, recuperado em 04 de julho, 2018)

De acordo com a lei da oferta e da demanda, o valor da energia gerada nos horários de pico de consumo deveria ser maior que o valor da energia consumida em momentos de baixo consumo. Por isso, Pitt e Michaud (2015) acreditam na racionalidade da existência de tarifas variáveis de acordo com a hora do dia. A implementação desse tipo de variação no preço da energia faria com que a energia gerada por sistemas fotovoltaicos fosse remunerada por um preço mais justo, relacionado ao nível de demanda de energia dos períodos em que os painéis fotovoltaicos injetam energia no sistema.

Entretanto, as tarifas de energia elétrica para clientes residenciais não mudam ao longo do dia no Brasil (tarifa convencional). Para introduzir mais racionalidade no preço da energia elétrica, o regulador pode implementar o conceito de granularidade da tarifa, como foi feito nos Estados Unidos. Caso isso aconteça, como a curva de consumo de energia elétrica no Brasil também não coincide com a curva de geração de um sistema fotovoltaico (Operador Nacional do Sistema [ONS], 2018), o valor da energia gerada pelo sistema fotovoltaico seria diferente do valor da multiplicação da quantidade de energia gerada pela tarifa convencional (constante durante todas as horas do dia), como é feito atualmente quando precificamos o valor da energia gerada pela tarifa que seria paga pelo consumo evitado, o que impactaria negativamente a rentabilidade do projeto.

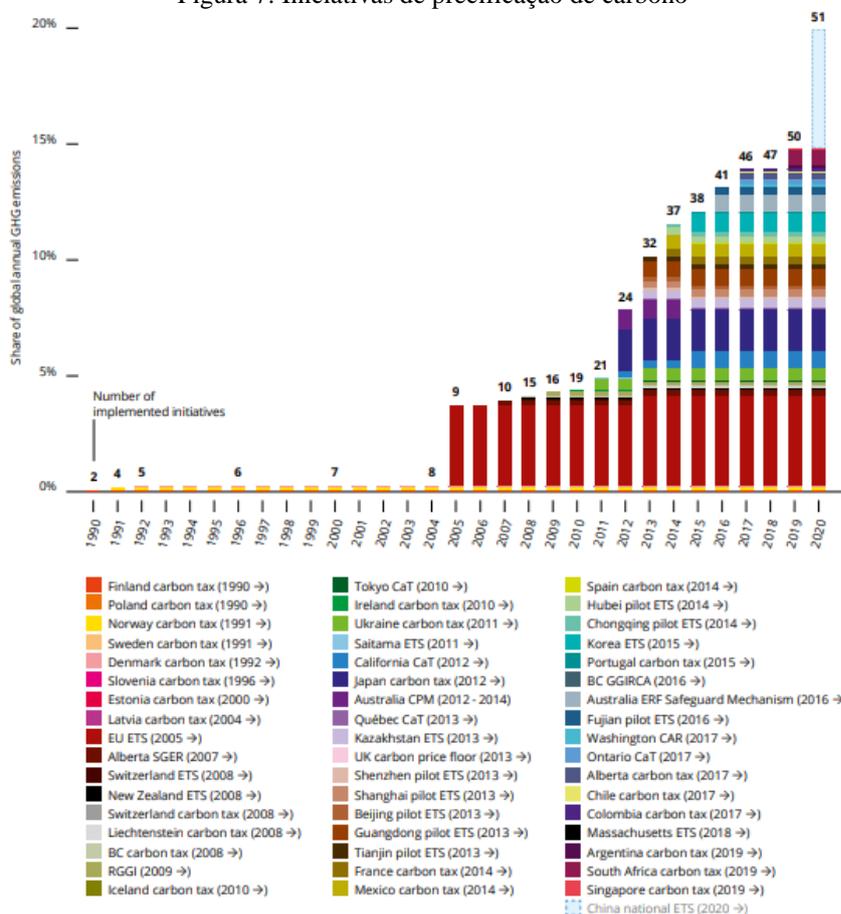
2.2.5 Atributo Ambiental

As pressões socioambientais relacionadas ao aquecimento global são crescentes no mundo. Cada vez mais os países são obrigados a assumir compromissos em relação à redução

de GEEs (ONU, 2015). O Brasil se comprometeu com a participação de 45% das energias renováveis na sua matriz energética e de obter ganhos de 10% de eficiência no setor elétrico em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (Ministério do Meio-Ambiente [MMA], 2016).

Muitos mecanismos de precificação de emissões de GEEs estão surgindo ao redor do mundo. A figura 5 mostra o crescimento da representatividade, em termos de emissões de GEEs, das iniciativas regionais, nacionais e subnacionais, como *carbon tax* e *emission trading systems (ETS)*.

Figura 7: Iniciativas de precificação de carbono



Fonte: *State and Trends of Carbon Pricing 2018* (World Bank & Ecofys, 2018)

De acordo com Medeiros, Oliva e Kiperstok (2013), as emissões de GEEs da energia consumida no Brasil, dentro de uma perspectiva de ciclo de vida, são de 0,745 Kg CO₂-eq/kWh, considerando a proporção das diferentes fontes na geração total do ano de 2008.

Alvim, Ferreira, Guidicini, Eidelman, Ferreira e Bernardes (2010) calcularam a quantidade de emissões de GEEs para várias tecnologias existentes na matriz elétrica brasileira e chegaram nos seguintes valores: 1) Nuclear: 0,0278 kg CO₂-eq/kWh; 2) Carvão: 1,343 kg

CO₂-eq/kWh; 3) Gás natural: 0,523 kg CO₂-eq/kWh; 4) Bagaço de cana: 0,049 kg CO₂-eq/kWh; 5) Óleo diesel: 0,832 kg CO₂/kWh; 6) Eólica: 0,021 kg CO₂-eq/kWh; e 7) Solar fotovoltaica: 0,105 kg CO₂-eq/kWh.

As pressões socioambientais podem crescer de tal forma que o atributo ambiental da fonte solar fotovoltaica distribuída, principalmente em relação à baixa emissão de GEEs, passe a ser remunerado criando uma receita adicional por cada kWh de energia gerado pelos sistemas fotovoltaicos.

Faria et al. (2017) falam sobre a possibilidade de utilização de certificados verdes transacionáveis para a complementação da receita de projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.

A política *Renewable Portfolio Standard* (RPS), mandatória em diversos estados norte-americanos, permite que as distribuidoras cumpram suas metas de compra de energia renovável através da aquisição de *Solar Renewable Energy Credits* (SRECs) de proprietários de sistemas solares (Burns & Kang, 2012).

Até mesmo Brown e Bunyan (2014), que são grandes críticos da supervalorização das vantagens dos projetos de geração fotovoltaica distribuída, reconhecem a chance significativa de que o benefício social das emissões evitadas seja internalizado através de alguma receita adicional.

2.3 AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

No sistema de compensação o investimento em um sistema fotovoltaico residencial pode ser visto como um *hedge* que protege o consumidor-produtor do aumento da tarifa de energia elétrica fornecida pela distribuidora ao longo da vida útil do projeto (Mitscher & Rüther, 2012). Numa visão mais especulativa, esse tipo de investimento pode ser considerado, também, como uma aposta no aumento da tarifa de energia elétrica fornecida pela distribuidora, pois ela será o preço que consumidor-produtor deixará de pagar por cada kWh de energia que for gerado pelo seu sistema fotovoltaico.

Na modelagem financeira, a tarifa de energia elétrica fornecida pela distribuidora ao longo da operação do sistema fotovoltaico deve, portanto, ser o valor que, multiplicado pela quantidade de energia a ser gerada em cada período de operação, define a receita do projeto. Na avaliação de projetos no Brasil, o valor da última revisão tarifária das distribuidoras pode

ser utilizado como preço inicial da energia no modelo financeiro, projetando-se reajustes anuais reais entre 0% e 4,5% (Simone & Salles, 2017; Nogueira & Ribeiro, 2015; Castro, 2015; Holdermann, Kissel, & Beigel, 2014; Mitscher e Rüther; 2012).

Apesar da variabilidade (diária e mensal) dos recursos solares ser significativa, os desvios solares anuais são tipicamente pequenos e esses desvios se cancelam grandemente ao longo dos anos (Drury, Jenkin, Jordan, & Margolis, 2013). Como se trata de um projeto com longa vida útil, de aproximadamente 25 anos (Amaral et al., 2016; Castro, 2015), esses desvios se cancelam, eliminando grande parte do impacto da variabilidade dos recursos solares.

Parte da energia gerada pelo sistema fotovoltaico é consumida instantaneamente pela residência (autoconsumo). A outra parte da energia gerada pelo sistema, que não é “autoconsumida”, é injetada na rede para compensar o consumo da rede em outros momentos futuros dentro de um período entre duas medições (aproximadamente um mês). Caso a energia injetada supere o consumo da rede dentro desse período, créditos de energia são gerados pela injeção líquida (injeção menos consumo da rede) para abatimento da conta de energia em outros períodos subsequentes, desde que não seja ultrapassado o limite de 60 meses (ANEEL, 2015).

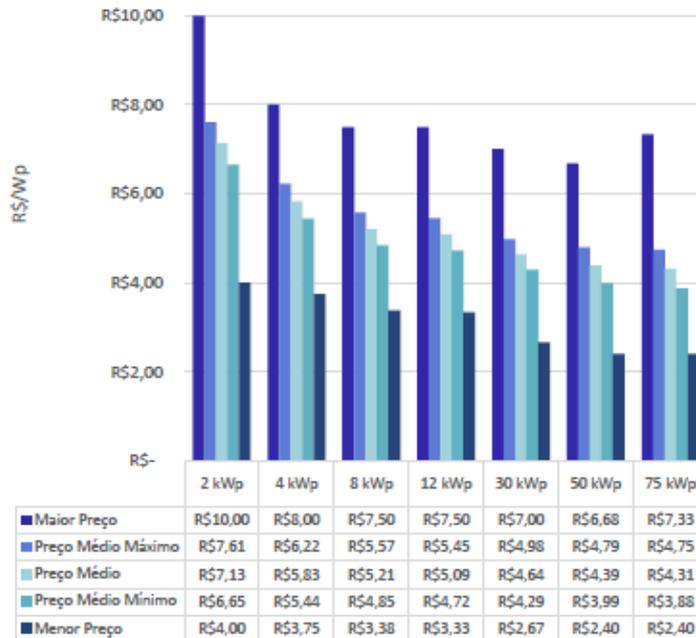
Caso exista alguma tributação sobre a energia injetada na rede, seu valor será diferente do valor da tarifa da distribuidora no modelo financeiro. A energia autoconsumida substitui a energia que seria fornecida pela distribuidora pelo preço da tarifa integral, enquanto que a energia injetada, sendo tributada, compensa a energia numa proporção menor do que 1:1, o que faz com que essa parcela tenha um “preço” menor do que o da tarifa integral. Dessa forma, a proporção de energia autoconsumida e injetada na rede, que é uma característica específica de cada residência, tem impacto na avaliação financeira de projetos de geração fotovoltaica distribuída. Simone & Salles (2017) e Castro (2015) adotaram a premissa de que 55% da energia gerada pelo sistema residencial são injetados na rede e que 45% da energia são autoconsumidas para as suas avaliações desse tipo de projeto.

A isenção de PIS, COFINS e ICMS sobre a energia elétrica ativa injetada na rede e sobre a “devolução” dessa quantidade de energia pela distribuidora para a compensação do que foi injetado na rede pelo consumidor-produtor permite que utilizemos na avaliação financeira do projeto a tarifa “cheia” para o cálculo da receita. Em outras palavras, os créditos da energia injetada na rede são contabilizados de forma integral, uma vez que não incidem esses tributos sobre os mesmos, o que faz com que o valor da energia gerada pelo sistema e injetada na rede seja o mesmo da energia fornecida pela distribuidora (Amaral et al., 2016).

A figura 6 apresenta o custo dos sistemas fotovoltaicos para clientes finais com sistemas de diferentes dimensões, dentro dos limites de micro geração distribuída, incluindo todos os

componentes do kit fotovoltaico (painéis fotovoltaicos, inversor, estrutura de fixação, cabeamento e conectores) e a integração (projeto, instalação e conexão à rede).

Figura 8: Preço dos sistemas fotovoltaicos para clientes finais



Fonte: Estudo Estratégico Mercado de Geração Fotovoltaica Distribuída 1º Semestre 2018 (GREENER, 2018)

Na figura 7, podemos observar quanto cada componente do kit fotovoltaico e quanto cada parte do serviço de integração representam do valor total do sistema. O inversor, que transforma a corrente contínua gerada pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada para consumo, se deprecia mais rapidamente que os outros componentes, sendo necessária uma reposição entre aproximadamente 10 a 15 anos após o início da operação (Drury et al., 2013; Castro, 2015). É importante que este custo seja incluído na avaliação financeira, pois o inversor é o segundo maior responsável pelo custo do sistema, atrás apenas dos módulos fotovoltaicos.

Figura 9: Composição total do custo da instalação de um sistema FV



Fonte: O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica (Instituto IDEAL & AHK-RJ, 2018)

A forma mais básica de analisar a viabilidade do investimento em um sistema fotovoltaico é a paridade tarifária. Essa situação ocorre quando o custo nivelado da geração de

energia solar se iguala à tarifa da distribuidora, tornando a decisão de colocar ou não um sistema igual em termos econômicos (Amaral et. al., 2016; Holdermann et al., 2014).

O custo nivelado de energia é o valor presente dos custos esperados de implantação, operação e manutenção ao longo de todo o ciclo de vida do projeto dividido pela quantidade esperada de energia a ser produzida pelo sistema durante esse mesmo período (U.S. Information Administration [EIA], 2018). Uma região atinge a paridade tarifária para sistemas solares através do acesso a sistemas fotovoltaicos com baixo custo e/ou pela existência de uma alta tarifa da energia.

Para a construção do Fluxo de Caixa (FC) de um projeto de geração fotovoltaica distribuída são necessárias algumas definições. A primeira é se o FC será nominal, considerando a inflação, ou real, ignorando-a. A segunda é se o projeto será feito somente com capital próprio ou também com capital de terceiros. Caso não exista alavancagem, utilização de capital de terceiros, o FC sob a ótica do acionista e sob a ótica do projeto será a mesmo. Entretanto, caso exista alavancagem, é necessário definir se o FC será construído sob a ótica do acionista ou do projeto. Por último, a definição se o projeto terá horizonte finito ou infinito e, no caso de horizonte finito, se será utilizado ou não de um valor residual no último período do FC.

Construído o FC do projeto (ou do acionista), a obtenção de um indicador de desempenho financeiro pode ser feita através da utilização de diferentes métodos.

O Valor Presente Líquido (VPL) é a soma de todas as entradas e saídas de caixa trazidas a valor presente por uma taxa de desconto que reflete o nível de risco do projeto. Essa taxa é o custo médio ponderado do capital necessário para a implementação do projeto. O VPL é o principal método de avaliação de projetos, pois pode ser utilizado não apenas para avaliação da viabilidade como também para tomadas de decisão entre projetos mutuamente excludentes com a mesma duração. Caso tenham durações diferentes, uma simples repetição dos valores dos FCs em uma base temporal comum aos períodos dos dois projetos (mínimo múltiplo comum), permite a utilização do método para a escolha entre os projetos. Sua desvantagem é a necessidade de utilização de uma taxa de desconto para o cálculo do indicador. Entretanto, métodos que não precisam da taxa de desconto para o cálculo do indicador precisam dela para o processo de tomada de decisão de rejeitar ou aceitar o projeto. O critério do método é aceitar projetos com VPL maior ou igual a zero e rejeitar projetos com VPL negativo (Brealey, Myers, & Allen, 2017).

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o VPL nulo. A vantagem desse método é apresentar um número que resume o mérito do projeto e que pode ser obtido

somente com a utilização do FC do projeto, necessitando da taxa de desconto somente para o processo de tomada de decisão. O método também apresenta desvantagens. Uma delas é premissa assumida, mas não necessariamente razoável, de que os FCs intermediários poderão ser reinvestidos em outros projetos com mesma TIR calculada para o projeto em análise. Essa premissa pode causar grandes distorções em projetos com TIR acima da média do segmento de negócio da empresa. Outra desvantagem é a possibilidade de o projeto apresentar múltiplas TIRs quando o FC apresentar mais de uma inversão de sinal (projetos não-convencionais), o que pode fazer com que algumas soluções não tenham sentido financeiro. Um FC pode ter uma quantidade de TIRs igual a até o número de inversões de sinal que ele apresentar. O critério do método é aceitar projetos com a TIR maior ou igual a taxa mínima de atratividade (custo médio ponderado de capital) e rejeitar projetos com a TIR menor que essa taxa (Ross, Westerfield, Jaffe, & Jordan, 2016).

A Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) é um método alternativo ao método da TIR. Nele, antes do cálculo da taxa de retorno, o FC original é transformado em um FC com apenas uma saída de caixa no início do projeto com o valor de todos os FCs negativos trazidos a valor presente e apenas uma entrada de caixa no último período do projeto com o valor de todos os FCs positivos levados a valor futuro. Sua desvantagem é a necessidade de utilização de uma taxa de desconto diferente da TIR do projeto. Suas vantagens são permitir a utilização de uma taxa de desconto diferente da TIR do projeto para o reinvestimento dos FCs intermediários e solucionar o problema da existência de múltiplas TIRs de FCs não-convencionais. O critério de decisão é o mesmo da TIR. (Ross, Westerfield, Jaffe, & Jordan, 2016).

Cabe ressaltar que no caso de decisões entre projetos mutuamente excludentes de mesma duração, aquele com maior VPL é o que deve ser escolhido e não necessariamente o projeto com maior TIR. O método da TIR também pode ser usado para a escolha entre os projetos, desde que aplicado no FC incremental (FC de um projeto menos o FC do outro projeto) e não através de comparação direta entre as TIRs dos projetos. Nesse caso, a TIR do FC incremental deve ser comparada com a taxa de desconto. Por outro lado, quando estamos pensando na aceitação ou rejeição de um único projeto convencional, os resultados serão os mesmos para os métodos do VPL e da TIR (Brealey et al., 2017).

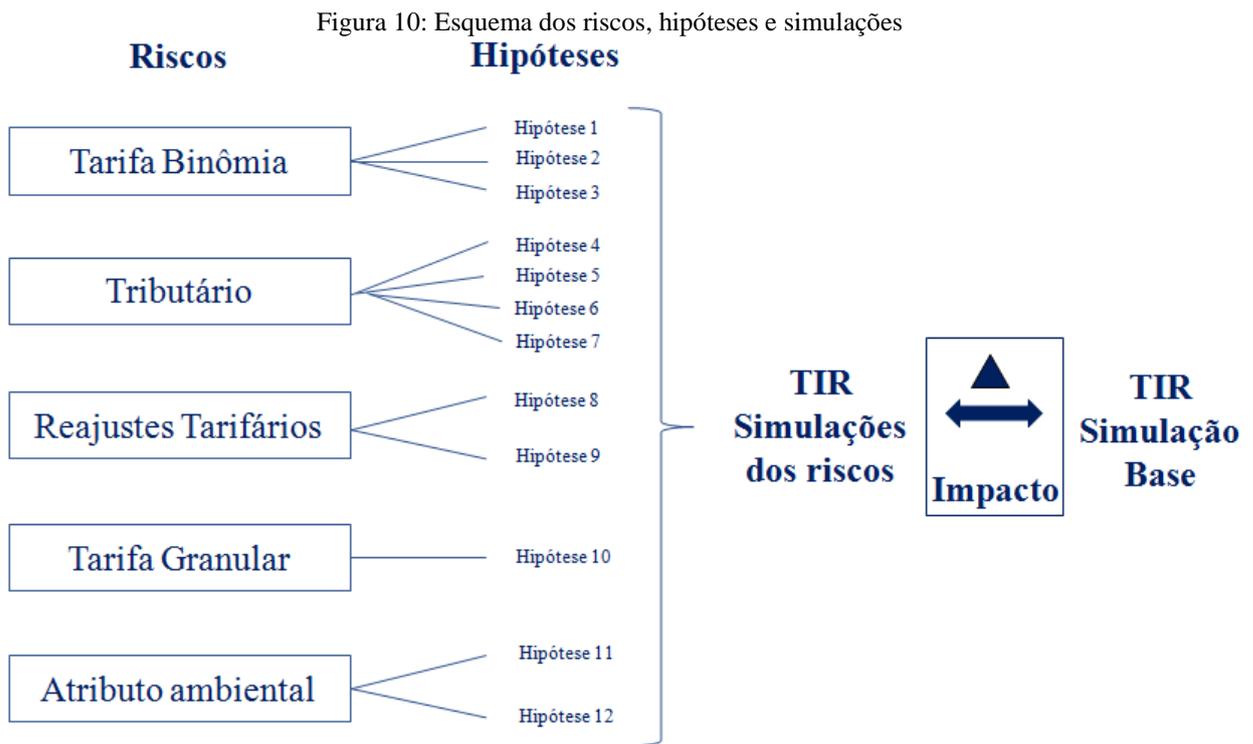
O Período de *Payback* é o tempo necessário para a recuperação do valor investido no projeto. O método apresenta como vantagens a simplicidade de cálculo e a obtenção de uma informação interessante relacionada ao risco e a liquidez do investimento. O método apresenta

a desvantagem de ignorar os FCs posteriores ao Período de Payback. Na versão mais sofisticada do método, o Período de *Payback* Descontado, os FCs são descontados até o período do investimento inicial antes do cálculo do tempo de recuperação (Ross et al., 2016).

3 MÉTODO

Criamos diferentes hipóteses para os riscos mapeados na seção 2.2. Fizemos uma simulação de avaliação financeira de um projeto típico de 6 kWh para cada hipótese criada. Para mensurar o impacto das hipóteses dos riscos calculamos, então, a diferença entre o resultado da simulação de avaliação financeira de cada uma das hipóteses dos riscos e o resultado da avaliação financeira do caso base, que reflete as condições atuais de mercado dos projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.

A figura 8 apresenta um esquema do método utilizado. Podemos observar que para cada um dos riscos mapeados, descritos dentro dos retângulos, foram criadas uma ou mais hipóteses, representadas por retas saindo de cada retângulo, para as quais foram realizadas simulações de avaliação financeira do projeto. A diferença entre o resultado da simulação de avaliação financeira de cada hipótese e da avaliação financeira do caso base foi considerada como uma medida de impacto.



Fonte: Elaborado pelo autor

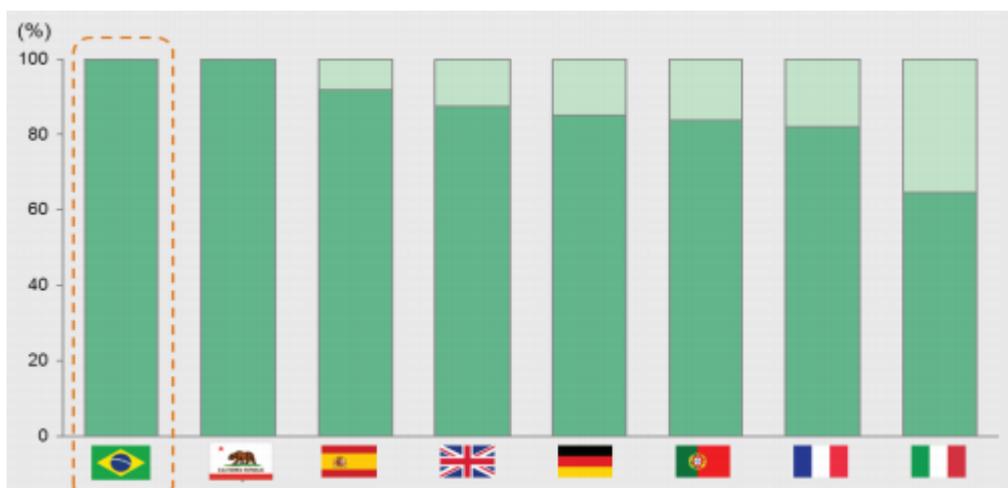
3.1 HIPÓTESES DOS RISCOS

Nesta seção criamos as hipóteses dos riscos regulatórios e tributários relacionados aos projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.

3.1.1 Hipóteses do risco Tarifa Binômia

A Figura 9 apresenta os dados do *benchmark* de estrutura de conta de energia elétrica de diferentes lugares no mundo presentes no estudo “Geração de Energia Descentralizada: Cenários e implicações para o setor no Brasil” (Le Corre et al., 2017). A cor verde claro mostra a parcela da conta de energia elétrica que é fixa, independente do consumo, e a cor verde escuro mostra a parcela da conta de energia elétrica que é variável, em função do consumo.

Figura 11: *Benchmark* de Estrutura da tarifa de energia elétrica



Fonte: Geração de Energia Descentralizada: Cenários e implicações para o setor no Brasil (Le Corre et al., 2017)

O Brasil possui uma tarifa 100% variável, chamada de tarifa volumétrica, pois não existe no país uma cobrança fixa independente do consumo. O que existe no país é uma cobrança de disponibilidade energética, quando o consumo da rede é muito baixo (menor que 100 kWh para sistemas trifásicos, por exemplo). Os sistemas fotovoltaicos são dimensionados de forma que a residência mantenha esse consumo mínimo para evitar o custo de disponibilidade energética, tornando essa cobrança mínima e eventual. Sendo assim, a existência da cobrança de disponibilidade energética não faz com que a conta de energia elétrica no país deixe de ser volumétrica (100% variável) e não impacta significativamente os projetos de geração fotovoltaica distribuída.

A implementação de uma parte fixa na conta de energia elétrica dos clientes residenciais brasileiros teria como consequência natural a diminuição do valor do kWh vendido pela

distribuidora, o qual, no sistema de compensação, é multiplicado pela quantidade esperada de energia a ser gerada para a determinação da receita do projeto de investimento em um sistema fotovoltaico.

Com base nos dados desse *benchmark*, que apresenta o percentual da conta de energia elétrica que é fixo, independente do consumo, definimos três diferentes valores para o preço do kWh.

No caso base consideramos uma da tarifa 100% volumétrica, como acontece atualmente no Brasil e na Califórnia. Nesse tipo de estrutura tarifária, o cliente paga somente o valor da quantidade de kWh consumidos multiplicado pelo valor da tarifa (R\$/kWh), não existindo uma parcela fixa adicional para a composição da conta de luz. Fizemos a primeira simulação com base no que acontece na Espanha e Inglaterra. Nessa hipótese, seria implementada uma tarifa 90% variável e 10% fixa. Nessa configuração, 90% do valor da conta de energia elétrica estariam relacionados à energia consumida e 10% do valor da conta de energia elétrica estariam relacionados a uma parcela fixa adicional. A segunda simulação foi feita com base no que acontece na Alemanha, Portugal e França. Nessa hipótese, seria implementada uma tarifa 20% fixa e 80% variável. Por último, fizemos uma terceira simulação com a hipótese de implementação de uma tarifa 30% fixa e 70% variável, com base no caso da Itália (Le Corre et al., 2017).

A razão da implementação de uma tarifa binômica não é aumentar a conta de energia elétrica de determinadas residências em relação a outras, mas somente garantir o pagamento adequado pela utilização da rede de distribuição por parte dos consumidores-produtores (seção 2.2.1), tendo em vista a expansão da geração distribuída e sua representatividade crescente em termos de consumo de energia no mercado regulado. Para simular o impacto da implementação desse tipo de tarifa consideramos, então, que o valor total da conta de energia elétrica de uma residência não se alteraria com a implementação de uma parte fixa na tarifa, mas somente o valor do kWh consumido diminuiria para compensar a cobrança da parte fixa, mantendo-se o valor final da conta de energia de uma residência igual.

Dessa forma, nas simulações com parte fixa na tarifa, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico não foi precificada com o valor, em R\$/kWh, da tarifa totalmente volumétrica (TV), mas com o valor da tarifa $T = (1 - \%Tarifa Fixa) \times TV$, de forma que o valor total da conta de energia (parte fixa + parte variável) da residência não se alteraria, mas somente a sua composição, que deixaria de ser 100% variável e passaria a ter um percentual fixo.

3.1.2 Hipóteses dos riscos Tributários

Em relação aos riscos tributários, consideramos no caso base a continuação da isenção de PIS e COFINS, em virtude da existência da Lei n. 13.169 (2015), e da isenção de ICMS sobre a totalidade da tarifa (TE e TUSD), como preconiza o Convênio 16 (CONFAZ, 2015).

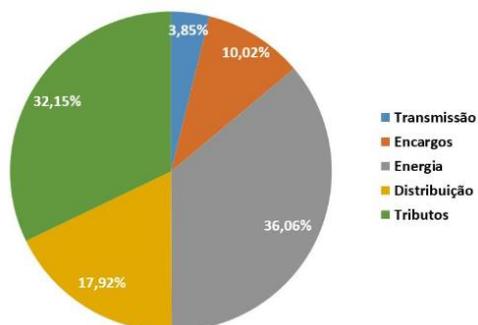
Fizemos uma simulação na qual a isenção de ICMS acontece somente sobre a TE, e não sobre a TUSD, conforme praticado por algumas distribuidoras. Realizamos uma segunda simulação na qual não há qualquer isenção de ICMS. Na terceira simulação mantivemos a isenção de ICMS na TE e TUSD, mas retiramos a isenção de PIS e COFINS. Fizemos, ainda, uma quarta simulação na qual todos os subsídios tributários (PIS, COFINS e ICMS) são extintos em virtude da possibilidade de consolidação do entendimento entre os formuladores de política das esferas federal e estadual no sentido de que a penetração e o desenvolvimento tecnológico criaram níveis de economia de escala e de competitividade suficientes para que os projetos de geração fotovoltaica distribuída avancem sem incentivos tributários.

3.1.3 Hipóteses do risco Reajustes Tarifários

Na seção 2.2.3 identificamos dois contratos relevantes para as distribuidoras que teriam impacto significativo nas suas tarifas em caso de reajuste. Um deles está relacionado à energia da usina Itaipu Binacional. O outro está relacionado à energia gerada nas usinas que operam sob o regime de cotas. O reajuste do preço da energia de Itaipu está relacionado a questões macroeconômicas e mercadológicas, como as flutuações cambiais, e não a questões regulatórias, estando, por isso, fora do escopo desta pesquisa. Por outro lado o reajuste do preço da energia do regime de cotas está dentro do escopo de pesquisa e tem impacto nas tarifas das distribuidoras no curto prazo. Por isso, escolhemos criar hipóteses relacionadas somente ao aumento de preço da energia sob o regime de cotas para realizar as simulações de avaliação financeira dos projetos de geração fotovoltaica distribuída.

Todas as vezes que precisamos definir uma distribuidora para realizar as análises, utilizamos dados da distribuidora Light do Rio de Janeiro. Como a importância da energia sob o regime de cotas é diferente para cada distribuidora, utilizamos as informações dessa distribuidora. A figura 10 apresenta a composição da tarifa da distribuidora Light do Rio de Janeiro de acordo com a última revisão tarifária em 2017.

Figura 12: Composição da tarifa da distribuidora Light em 2017



Fonte: Revisão Tarifária Light 2017 (ANEEL, 2017)

A área cinza do gráfico corresponde à parte da conta de luz que está relacionada ao repasse do valor da energia comprada pelas distribuidoras para o atendimento dos seus clientes. Isso significa que 36,06% da conta de energia dos clientes da Light foram relacionados aos contratos de compra de energia.

A tabela 2 apresenta as despesas da Light com compra de energia como resultado da multiplicação do montante contratado (MWh) pela tarifa (R\$/MWh) de cada tipo de contrato presente no seu *portfolio*, evidenciando a relevância da energia proveniente do regime de cotas da Lei n. 12.738 (2013), tanto pela magnitude do montante contratado em relação ao total quanto pela baixa tarifa de 63,66 R\$/MWh, em comparação com a tarifa média de 178,23 R\$/MWh.

Tabela 2: *Portfolio* de contratos da Light

Contratos	Montante contratado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
ACR – CCEAR	9.900.822,88	231,24	2.192.602.561,06
Bilaterais	6.351.000,00	224,33	1.364.464.629,88
Cota Angra I/Angra II	867.692,40	224,21	186.317.473,91
Cotas Lei n° 12783/2013	7.361.726,61	63,66	448.817.466,62
Itaipu (tirando as perdas)	5.080.565,67	194,35	945.657.154,94
PROINFA	515.903,94	-	-
Total	30.077.711,51	178,23	5.137.859.286,41

Fonte: Revisão Tarifária Light 2017 (ANEEL, 2017)

O montante de energia proveniente do regime de cotas da Lei n. 12.783 (2013) no *portfolio* de contratos da Light é de 7.361.726,61 MWh, o que corresponde a 24,48% do montante total dos contratos, que responderam por 36,06% da Tarifa da Light (parte relacionada

à compra de energia). As partes relacionadas à transmissão, encargos, distribuição e tributos, se somam a parte da compra de energia para compor a tarifa da Light para o consumidor final.

Os Leilões de Energia Nova (LEN) têm como objetivo garantir o suprimento da carga futura advinda de usinas ainda não existentes. É considerada “energia nova” aquela a ser gerada pela ampliação de empreendimentos existentes ou por empreendimentos que ainda não detenham outorga de concessão, permissão ou autorização na data de início do processo público de licitação (Tolmasquim, 2015). É uma energia não disponível no curto prazo, não sendo, portanto, uma boa referência de preço para a energia sob o regime de cotas.

Os Leilões de Energia Existente (LEE), por sua vez, têm como objetivo a reposição dos contratos que estão vencendo por outros de usinas já existentes. Consistem em licitações para a contratação de empreendimentos que detém outorga de concessão, permissão ou autorização na data de início do processo público de licitação. Os prazos dos contratos variam entre 1 a 15 anos e o início da operação se dá no próprio ano ou no ano seguinte ao do leilão (A, A-1) (Tolmasquim, 2015). Por essa razão, são a melhor referência de preço para a energia sob o regime de cotas.

A tabela 3 apresenta os preços médios de venda de todos os LEEs realizados desde que o modelo do setor elétrico de 2004 foi implementado até o início do segundo semestre de 2018.

Tabela 3: Preço da energia nos Leilões de Energia Existente no Brasil

Leilão	Data	Energia Contratada (MWh)	Energia Contratada (MW médio)	Montante Negociado Atualizado (R\$ milhões)	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)
01 ^o LEE	07/12/2004	1.192.737.024	17.008	152.427	127,796
02 ^o LEE	02/04/2005	92.919.600	1.325	15.350	165,201
03 ^o LEE	11/10/2005	2.683.008	102	329	122,649
04 ^o LEE	11/10/2005	81.769.248	1.166	15.120	184,915
05 ^o LEE	14/12/2006	14.306.112	204	2.805	196,059
06 ^o LEE	06/12/2007	Sem Negociação			
07 ^o LEE	28/11/2008	Cancelado			
08 ^o LEE	30/11/2009	3.681.216	84	593	161,039
09 ^o LEE	10/12/2010	2.577.792	98	415	160,884
10 ^o LEE	30/11/2011	5.129.280	195	593	115,605
11 ^o LEE	24/06/2013	Sem Negociação			
12 ^o LEE	17/12/2013	37.316.306	2.571	7.976	213,735
13 ^o LEE	30/04/2014	101.692.338	2.046	34.035	334,684
14 ^o LEE	05/12/2014	16.361.088	622	3.888	237,629
15 ^o LEE	11/12/2015	47.018.016	1.954	7.569	160,988
16 ^o LEE	23/12/2016	367.920	21	45	121,099
17 ^o LEE	22/12/2017	5.045.760	288	895	177,460
18 ^o LEE	22/12/2017	7.421.112	423	1.295	174,520
Total		1.611.025.820	28.107	243.334	

Fonte: InfoLeilão 21 CCEE (https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=375053487661237&_adf.ctrl-state=13bauvzv4_178#!%40%40%3F_afLoop%3D375053487661237%26_adf.ctrl-state%3D13bauvzv4_182, recuperado em 08 de julho, 2018)

No caso base não consideramos nenhum reajuste no preço da energia sob o regime de cotas. Como o preço da energia nos LEEs depende da conjuntura do mercado de energia elétrica (condições hidrológicas, oferta de projetos de geração, entre outros), escolhemos duas situações para as simulações dos reajustes tarifários relacionados ao aumento do preço da energia sob o regime de cotas com o intuito de mostrar o potencial de impacto desse risco na rentabilidade

dos projetos. Na primeira, com o intuito de refletir uma condição mais recente do mercado, o valor da energia sob o regime de cotas foi reajustado para o preço médio da energia do 18º LEE (R\$ 174,52). Na segunda, com o intuito de avaliar um cenário de reajuste mais extremo, que aumentaria muito a rentabilidade dos projetos de geração fotovoltaica distribuída, escolhemos o maior preço médio histórico que aconteceu no 13º LEE em 30/04/2014 (R\$ 334,68).

Como o montante contratado do regime de cotas não se altera ao longo dos anos e o aumento do consumo de energia no ACR obriga a distribuidora a contratar mais energia a cada ano, a representatividade da energia do regime de cotas no *portfolio* da distribuidora diminuirá de forma inversamente proporcional ao aumento da contratação de energia feito por ela. Adotamos uma taxa anual de crescimento do consumo de energia elétrica no mercado cativo de 2,3% para projetar a diminuição da representatividade da energia do regime de cotas no *portfolio* de contratos das distribuidoras ao longo dos anos (EPE, 2018).

3.1.4 Hipótese do risco Tarifa Granular

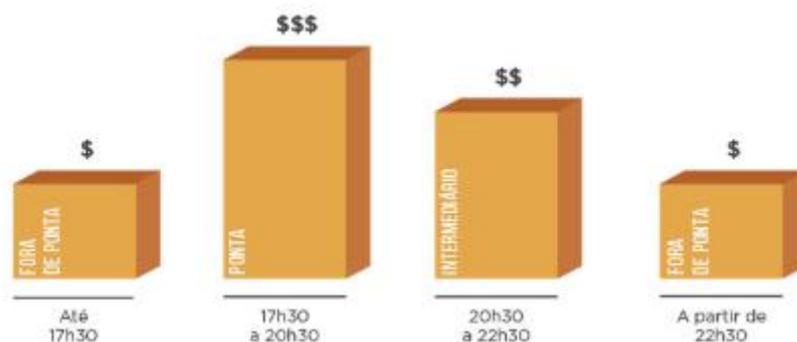
No caso base consideramos uma tarifa convencional, sem variações horárias no preço da energia elétrica (2.2.4).

A tarifa branca é uma nova modalidade tarifária criada pela ANEEL e disponibilizada para as unidades consumidoras de baixa tensão a partir de 2018. O cliente residencial pode optar entre a tarifa convencional, modalidade com valor único (em R\$/kWh) cobrado pela energia consumida independentemente do dia e horário deste consumo, e a tarifa branca, modalidade na qual o valor da energia depende do horário e do dia em que o consumo ocorreu.

Para a precificação da energia de acordo com a tarifa branca, existem três faixas de horário (postos tarifários). São elas: 1) Ponta: quando o valor da energia é mais alto; 2) Intermediário: quando o valor da energia é menor do que o da Ponta, mas maior do que o valor da energia na tarifa convencional; e 3) Fora de Ponta: quando o valor da energia é menor do que o valor da tarifa convencional.

Os horários que definem os postos tarifários são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, que ocorrem em média a cada quatro anos. A figura 11 apresenta os horários que determinam essas faixas para a distribuidora Light, na cidade do Rio de Janeiro. Para os feriados nacionais e fins de semana, considera-se o posto Fora de Ponta.

Figura 13: Postos tarifários da Tarifa Branca



Fonte: Website da Light (<http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/tarifa-branca.aspx>, recuperado em 09 de julho, 2018)

Durante o horário de verão, o horário de Ponta é das 18:30 às 21:30, o Intermediário das 21:30 às 23:30 e o Fora de Ponta das 23:30 às 18:30 do dia seguinte.

Fizemos uma simulação para o risco tarifa granular com a hipótese da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos sendo precificada pela da tarifa branca “Fora de Ponta”, ao invés da tarifa convencional considerada no caso base. O valor da tarifa branca da distribuidora Light está apresentado na tabela 1 da seção 2.2.2.

3.1.5 Hipóteses do risco Atributo Ambiental

Os GEEs foram escolhidos para representar o atributo ambiental da geração fotovoltaica distribuída em virtude da sua relação com o aquecimento global.

A emissão de GEEs durante a operação dos painéis fotovoltaicos é praticamente nula. Entretanto, não podemos considerar somente a fase de operação e ignorar as emissões indiretas para a mensuração do benefício associado à redução de emissões resultante da opção pela geração fotovoltaica distribuída.

A medida quilograma de CO₂ equivalente (kg CO₂-eq) é utilizada como unidade comum para a comparação das emissões de vários GEEs considerando o potencial de aquecimento global de cada um deles. A quantidade de kg CO₂-eq é o resultado da multiplicação das quantidades em kg emitidas de cada um dos GEEs pelos seus diferentes potenciais de aquecimento global (Foster et al., 2007).

Fizemos a avaliação da quantidade emissões de GEEs evitada por cada kWh de energia gerada pelo sistema fotovoltaico dentro de uma abordagem de avaliação do ciclo de vida (ACV). Adotamos essa opção porque a ACV tem sido uma das metodologias mais utilizadas para o cálculo dos impactos ambientais por incluir na análise todas as etapas - extração de

matéria-prima, materiais, fabricação, transporte ou distribuição, utilização e disposição final dos resíduos (Carvalho, Delgado, & Chacartegui, 2015).

Ainda que a matriz elétrica brasileira seja majoritariamente renovável em virtude das grandes usinas hidrelétricas e, mais recentemente, das eólicas, a geração de energia solar fotovoltaica poderia colaborar para a manutenção do nível dos reservatórios, evitando o despacho de usinas termelétricas.

Dentro de uma abordagem de ACV, utilizamos os valores de 1,343 kg CO₂-eq/kWh e 0,105 kg CO₂-eq/kWh como referência para a quantidade de GEEs emitidos pelas fontes térmica a carvão e solar fotovoltaica, respectivamente (Alvim et al., 2010). A diferença entre esses dois valores (1,238 kg CO₂-eq/kWh) foi utilizada para o cálculo da quantidade de emissões de GEEs evitada em função da geração de energia através do projeto de geração fotovoltaica distribuída em substituição a uma térmica a carvão.

A figura 12 apresenta os preços médios do kg de CO₂-eq nos principais mercados de carbono existentes no mundo: European Emissions Trading System (EU ETS), Korean Emissions Trading System (KETS), New Zealand Emissions Trading Scheme (NZ ETS), Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) e Western Climate Initiative (WCI) (International Carbon Action Partnership [ICAP], 2018).

Figura 14: Preço do CO₂-eq nos mercados de carbono

Preço do Carbono (USD/tCO₂ eq)	
RGGI	3,76
EU ETS	6,54
NZ ETS	12,64
WCI	14,27
KETS	18,3

Fonte: Emissions Trading Worldwide: Status Report 2018 (ICAP, 2018)

Não consideramos nenhuma remuneração adicional em função do atributo ambiental da fonte fotovoltaica relacionado à redução de emissão de GEEs no caso base. Fizemos uma simulação de avaliação financeira utilizando o preço médio desses cinco mercados (USD 11,10) e uma outra simulação com o maior preço (USD 18,30) para calcular as receitas adicionais de cada kWh gerado pelo sistema fotovoltaico em virtude das emissões de GEEs evitadas. Utilizamos a taxa de câmbio do dia 05/12/2018 (3,85 R\$/USD) para converter os valores de dólares para o real (www.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao, recuperado em 20 de dezembro, 2018).

3.1.6 Tabela de resumo das condições do caso base e das hipóteses dos riscos

As premissas do caso base e das hipóteses dos riscos estão resumidas na tabela 4.

Tabela 4: Resumo das condições do caso base e das hipóteses dos riscos

Risco	Tarifa Binômica				Tributário			Descotização			Tarifa Granular		Atributo Ambiental		
	Tarifa Fixa				Isenção dos tributos			Preço energia das Cotas			Valor da Tarifa		Preço do kg de CO2-eq evitado		
Simulações	0%	10%	20%	30%	PIS e COFINS	ICMS TE	ICMS TUSD	Não muda	18º LEE	13º LEE	Convencional	Tarifa Branca	Zero	Média	Maior
Caso base	x				x	x	x	x			x		x		
Hipótese 1		x			x	x	x	x			x		x		
Hipótese 2			x		x	x	x	x			x		x		
Hipótese 3				x	x	x	x	x			x		x		
Hipótese 4	x				x	x		x			x		x		
Hipótese 5	x				x			x			x		x		
Hipótese 6	x					x	x	x			x		x		
Hipótese 7	x							x			x		x		
Hipótese 8	x				x	x	x		x		x		x		
Hipótese 9	x				x	x	x			x	x		x		
Hipótese 10	x				x	x	x	x				x	x		
Hipótese 11	x				x	x	x	x			x			x	
Hipótese 12	x				x	x	x	x			x				x

Fonte: Elaborado pelo autor

3.2 MÉTODO DE AVALIAÇÃO FINANCEIRA

Adotamos o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) para avaliar o desempenho financeiro do projeto típico de 6 kWh descrito na seção 3.3.

Utilizamos a perspectiva do cliente final no modelo financeiro e a premissa de que o projeto foi feito somente com capital próprio para eliminar da análise os efeitos de características exógenas ao projeto específicas de uma empresa, como o tipo de regime tributário (Simples Nacional, Lucro Presumido ou Lucro Real), que introduziria diferentes valores de imposto de renda, e a estrutura de capital e nível taxa de juros disponível para a empresa, que introduziriam diferentes efeitos de alavancagem. Sem alavancagem, o FC do acionista e do projeto são iguais. Construímos FCs reais para eliminar da análise o efeito da inflação, por estar relacionado a questões macroeconômicas exógenas ao projeto. Utilizamos um horizonte finito e não consideramos nenhum valor residual para o equipamento no final da vida útil do projeto (seção 2.3).

Fizemos uma simulação de avaliação financeira para cada uma das hipóteses dos riscos descritas na seção 3.1 e uma avaliação financeira para o caso base, que reflete as condições atuais de mercado dos projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.

Utilizamos a TIR como indicador de desempenho financeiro do projeto. O fato de todas as simulações terem a mesma base de investimento, horizonte de análise e perfil de FC permitiu a mensuração do impacto de cada uma das hipóteses dos riscos através da comparação da TIR da simulação de cada hipótese com a TIR do caso base. Dessa forma, a diferença entre a TIR

da simulação de cada uma das hipóteses dos riscos e a TIR do caso base foi utilizada como *proxy* do impacto.

Para calcularmos os indicadores VPL e TIRM seria necessária a utilização de uma taxa de desconto. Precisaríamos, então, calcular o custo de capital próprio de um segmento de negócio nascente no Brasil e altamente dependente do preço da energia elétrica, que apresenta volatilidade significativa, em um país cuja taxa livre de risco apresenta variações anuais significativas e passa por um período de grande recessão econômica. Além disso, o cálculo do custo de capital envolve considerações exógenas ao projeto e pode mudar dependendo da metodologia empregada. Logo, para o objetivo deste trabalho de calcular o impacto dos riscos regulatórios e tributários no desempenho financeiro dos projetos, os métodos do VPL e TIRM não foram a melhor escolha, pois não estamos avaliando a viabilidade financeira do projeto e nem comparando projetos mutuamente exclusivos, mas o impacto que cada hipótese traria para a rentabilidade do projeto em comparação com a rentabilidade do mesmo nas condições atuais de mercado (caso base).

Por outro lado, a TIR é um indicador adequado para o objetivo específico deste trabalho por simplificar a avaliação expurgando da análise elementos exógenos ao projeto e por ser amplamente utilizada e entendida no mercado em discussões envolvendo o regulador e os formuladores de políticas, que são o público-alvo desta pesquisa. Além disso, por estarmos interessados em dimensionar a diferença do retorno financeiro do projeto para diferentes hipóteses em relação a um caso base, e não em avaliar a viabilidade financeira do projeto ou decidir entre opções de investimento mutuamente excludentes, a TIR nos permitiu entender a magnitude do impacto dos riscos no desempenho financeiro do projeto sem a utilização de uma taxa de desconto cujo cálculo teria grande incerteza e inseriria fatores exógenos ao projeto na análise.

A necessidade de um novo investimento para a substituição do inversor no meio da vida útil do projeto torna os FCs dos projetos de geração fotovoltaica distribuída não-convencionais, ou seja, com mais de uma inversão de sinal, fazendo com que o mesmo possa apresentar mais de uma TIR.

Conscientes dessa situação, analisamos se existia mais de uma TIR com potencial de afetar a avaliação financeira das simulações. Nesse sentido, calculamos os VPLs do FC de cada simulação com taxas de desconto de 1% até 100%, intervalo que poderia conter mais de uma TIR com sentido financeiro. Verificamos, então, se o sinal do VPL se invertia mais de uma vez

para, caso acontecesse, detectarmos a existência de múltiplas TIRs, o que poderia comprometer a utilização do método.

Consideramos que o reinvestimento intermediário do inversor não altera o nível de risco do FC por se tratar de uma substituição de equipamento de mesma tecnologia, o que permite que o FC negativo relacionado ao período da reposição no meio da vida útil do projeto não precise receber nenhum tratamento específico (taxa de desconto diferenciada) antes do cálculo da TIR do projeto.

Não nos preocupamos com a premissa de reinvestimento dos FCs intermediários presentes no método da TIR, pois o projeto apresentado na seção 3.3 é típico. Dessa forma, é razoável assumirmos que existirão oportunidades de reinvestimento dos FCs intermediários em projetos com TIRs similares às calculadas nas simulações.

Calculamos, complementarmente, o Período de Payback para a simulação de cada hipótese e para o caso base utilizando a versão simplificada do método (não descontada).

3.3 PROJEÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DO PROJETO

O modelo de FC utilizado na base mensal para a realização das simulações de avaliação financeira está apresentado na figura 13.

Figura 15: Modelo de FC utilizado

Entradas de Caixa (A)	1
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)	2
Energia gerada (kWh)	3
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)	4
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)	5
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)	6
Autoconsumo (R\$/kWh)	7
Injeção na rede (R\$/kWh)	8
Reajuste tarifário (%)	9
Representatividade das Cotas na tarifa (%)	10
Aumento do preço da energia das Cotas (%)	11
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO ₂ -eq (R\$)	12
Quantidade de CO ₂ -eq evitado (Kg)	13
Preço do Kg de CO ₂ -eq evitado (R\$/kg)	14
Saídas de Caixa (B)	15
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	16
Reposição inversor (R\$)	17
Disponibilidade energética (R\$)	18
Consumo total (kWh)	19
Consumo total - Energia gerada (kWh)	20
Consumo líquido (kWh)	21
Disponibilidade energética (kWh)	22
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)	23
O&M	24
Fluxo de Caixa do Projeto (A-B)	25

Fonte: Elaborado pelo autor

A energia gerada (linha 3) e o preço da energia do consumo evitado (linha 6) foram subdivididos em autoconsumo e injeção na rede, pois os preços da energia autoconsumida e injetada na rede são diferentes nas hipóteses do risco tributário.

Na linha 10 calculamos a representatividade decrescente da energia sob o regime de cotas no *portfolio* das distribuidoras e, conseqüentemente, na tarifa de energia em virtude da premissa adotada de aumento do consumo de energia de 2,3% ao ano. Na linha 11 apresentamos o aumento percentual do preço da energia sob o regime de cotas para cada hipótese. Utilizando essas informações, calculamos o aumento percentual de tarifa para cada hipótese de reajuste tarifário (linha 9) e aplicamos esse aumento percentual nas linhas 7 e 8.

Nas linhas 12, 13 e 14 calculamos as entradas de caixa relacionadas às receitas das emissões de GEEs evitadas para as hipóteses do risco Atributo Ambiental.

Nas linhas 16 a 24 são apresentadas as saídas de caixa do projeto. Utilizamos as linhas 19 a 23 para calcular o custo com disponibilidade energética na linha 18. Consideramos que esse custo é nulo nas simulações das hipóteses do risco Tarifa Binômia, pois a implementação de uma tarifa fixa faz a cobrança de disponibilidade energética perder o sentido, pois tarifa fixa já seria um valor mínimo a ser pago em casos consumo baixo ou inexistente.

Utilizando o modelo de FC apresentado na figura 13, definimos os valores utilizados para o cálculo das entradas e saídas de caixa do projeto com base nas informações apresentadas na seção 2.2.

Consideramos como tarifa inicial a do último reajuste tarifário da distribuidora Light do Rio de Janeiro (ANEEL, 2018). Não consideramos aumento real da tarifa de energia ao longo da vida útil do projeto e nem as bandeiras tarifárias, retirando da análise previsões de grande incerteza que afetariam todas as simulações de forma similar. Definimos a alíquota de ICMS com base nas faixas de consumo apresentadas na tabela 5. Como a alíquota de PIS e COFINS varia a cada mês, utilizamos a média das alíquotas de 12 meses da distribuidora Light (julho de 2017 até junho de 2018), cujo valor é de 5,45%.

Tabela 5: Alíquota de ICMS por faixa de consumo

Faixa de consumo				
até 50 kWh	de 51 até 300 kWh	até 300 kWh	de 301 até 450 kWh	acima de 450 kWh
Residencial	Residencial	Demais classes	Todas as classes	Todas as classes
Isento de ICMS	ICMS de 18%	ICMS de 20%	ICMS de 31%	ICMS de 32%

Fonte: Revisão tarifária Light 2018 (ANEEL, 2018)

Decidimos avaliar o impacto dos riscos através de um projeto típico de 6 kWp, que corresponde ao ponto médio da faixa de potência mais vendida no Brasil (GREENER, 2018). Um sistema de 6 kWh atende, portanto, ao nível de consumo das residências que têm o maior potencial de aquisição de sistemas fotovoltaicos e que constituem, portanto, um alvo interessante para as decisões do regulador e dos formuladores de políticas.

O valor do investimento inicial (kit fotovoltaico e integração) foi calculado com base em pesquisa de mercado (GREENER, 2018). Utilizamos a média dos preços em R\$/Wp dos sistemas com 4 kWp e 8 kWp publicados na pesquisa para descobrir o preço de 5,52 R\$/kWp de um sistema fotovoltaico com 6 kWp. A interpolação linear resultaria no mesmo valor, tendo em vista que 6 é o ponto médio entre 4 e 8. Calculamos o investimento inicial de R\$ 32.120, multiplicando o valor encontrado de 5,52 R\$/Wp pela potência do sistema fotovoltaico do projeto típico de 6.000 Wp (= 6 kWp).

Adotamos o valor de 21% do investimento inicial para definir o custo de reposição do inversor de R\$ 6.955,20 (Instituto IDEAL & AHK-RJ, 2018) e utilizamos a previsão de 12,5 anos para a substituição desse equipamento (Drury et al., 2013; Castro, 2015).

Consideramos uma vida útil de 25 anos para o projeto (Amaral et al., 2016; Castro, 2015) e o autoconsumo da residência de 45% da energia gerada pelo sistema (Simone & Salles, 2017; Castro, 2015).

Para simplificar os cálculos da disponibilidade energética, conceito explicado adiante, poderíamos considerar o consumo igual em todos os meses, sendo menos precisos. Porém, fizemos uma estimativa de percentual de consumo de energia elétrica de cada mês em relação ao consumo anual de consumidores com potencial de instalação de sistemas fotovoltaicos. Para isso, utilizamos valores mensais de consumo de energia elétrica de nove residências localizadas no estado do Rio de Janeiro. Esses consumidores procuraram a empresa de geração fotovoltaica distribuída Vatio com o intuito de instalar sistemas fotovoltaicos e a empresa disponibilizou essas informações para colaborar com essa pesquisa. O consumo mensal das residências está apresentado na tabela 6.

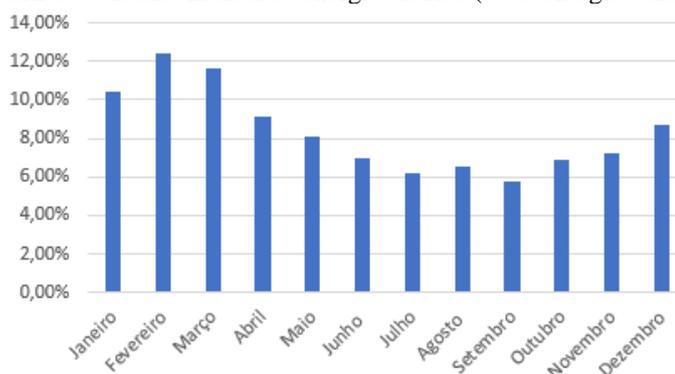
Tabela 6: Consumo mensal de energia elétrica para estimação de perfil de consumo

Mês	Conta de energia elétrica (kWh)								
	Amostra								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Janeiro	1.016	628	408	1.287	488	2.560	620	1.910	873
Fevereiro	1.109	548	233	817	659	3.800	720	3.037	701
Março	1.007	580	343	964	646	3.080	770	2.746	795
Abril	709	528	305	1.260	493	2.480	720	1.600	447
Mai	525	598	282	838	460	2.940	380	1.022	536
Junho	448	479	401	819	456	2.120	390	826	587
Julho	478	601	225	636	371	1.920	360	781	426
Agosto	506	525	201	664	425	2.140	340	876	413
Setembro	584	563	274	718	398	1.440	360	719	357
Outubro	715	559	303	695	477	1.560	410	1.230	471
Novembro	733	542	292	831	446	2.000	470	878	554
Dezembro	748	537	257	1.018	505	2.240	500	1.873	452

Fonte: Elaborado pelo autor

Utilizando os valores acima construímos o perfil de consumo mensal de energia elétrica apresentado na figura 14.

Figura 16: Perfil de consumo mensal de energia elétrica (% da energia consumida no ano)



Fonte: Elaborado pelo autor

Disponibilidade energética

A disponibilidade energética para uma residência trifásica é de 100 kWh/mês (ANEEL, 2018a). Isso significa que a distribuidora cobrará o valor mínimo mensal de 100 kWh, mesmo que esses 100 kWh de energia não tenham sido consumidos da rede de distribuição nesse período. Dessa forma, se um sistema fotovoltaico for dimensionado com base no consumo total anual da residência, o custo com disponibilidade será muito alto.

No Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Pinho & Galdino, 2014) recomenda-se que o sistema fotovoltaico não seja projetado para suprir completamente o consumo anual de uma residência, mas somente a diferença entre consumo da residência e a disponibilidade energética, que é de 1.200 kWh por ano no caso dos sistemas trifásicos (12 meses x 100 kWh/mês).

Irradiação solar

Para o cálculo da irradiação solar diária média mensal utilizamos a versão 3.0 do programa SunData do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Utilizamos como referência para a determinação da irradiação solar diária média mensal uma localização central na Barra da Tijuca, bairro do Rio de Janeiro com grande potencial para a utilização de sistemas fotovoltaicos por causa da quantidade de casas com grandes telhados e do perfil de renda das famílias. As coordenadas geográficas dessa localização de referência foram encontradas através do Google Maps e inseridas no programa SunData 3.0, conforme apresentado na imagem da figura 15.

Figura 17: Coordenadas geográficas da localização de referência

Coordenada Geográfica

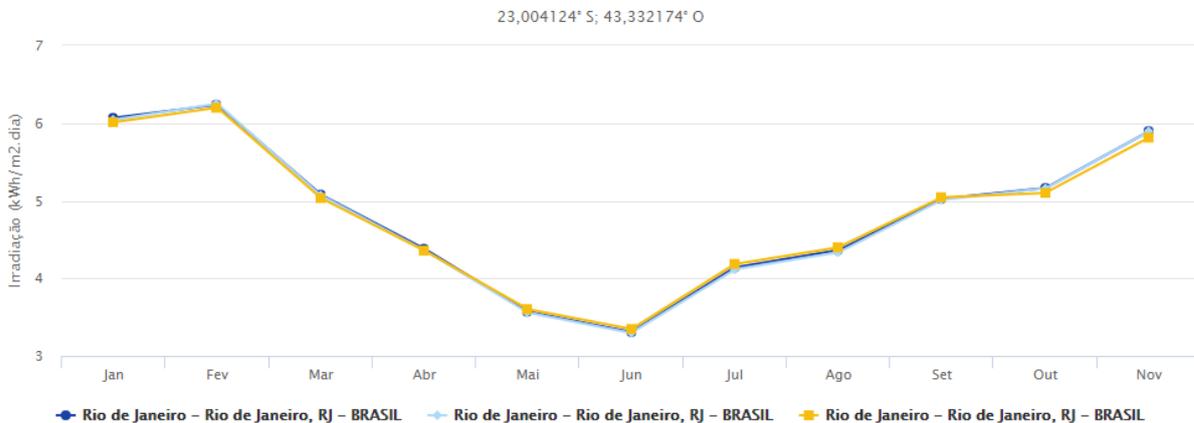
Latitude: Sul Oeste

graus decimais (00.00°)

Fonte: Google Maps (2018)

Através do programa SunData 3.0 localizamos as três estações com dados de irradiação solar mais próximas à localização de referência. Os dados de irradiação solar no plano horizontal mensal dessas estações estão apresentados na figura 16. Verificamos se existia algum problema específico com os dados da estação mais próxima comparando-os com os dados da segunda e da terceira estações mais próximas.

Figura 18: Dados de Irradiação Solar das três estações mais próximas da localização de referência
Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



O programa também oferece dados de irradiação solar em planos inclinados orientados para o norte com o ângulo igual à latitude do lugar (23° Norte), com o ângulo que maximiza a média anual de irradiação (20° Norte) e com o ângulo que proporciona o maior mínimo mensal (33° Norte). A tabela 7 apresenta esses dados para a estação mais próxima que se localiza a apenas 1,8 Km da localização de referência. Os valores de irradiação solar diária média mensal apresentados estão aderentes aos dados de irradiação solar global diária média anual entre 4 e 5,5 kWh/m² do Atlas Rio Solar: atlas solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro (Engenharia Gestão e Pesquisa em Energia [EGPE] & Instituto de Energia da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro [PUC-Rio], 2016).

Tabela 7: Dados de Irradiação Solar da estação mais próxima em diferentes planos

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Rio de Janeiro
Município: Rio de Janeiro, RJ - BRASIL
Latitude: 23° S
Longitude: 43,349° O
Distância do ponto de ref. (23,004124° S; 43,332174° O): 1,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	6,07	6,24	5,08	4,38	3,57	3,31	3,31	4,14	4,36	5,02	5,16	5,90	4,71	2,93
✓	Ângulo igual a latitude	23° N	5,47	5,94	5,23	4,96	4,40	4,28	4,17	4,87	4,63	4,91	4,75	5,25	4,90	1,78
✓	Maior média anual	20° N	5,58	6,02	5,24	4,92	4,32	4,18	4,08	4,81	4,62	4,95	4,83	5,36	4,91	1,94
✓	Maior mínimo mensal	33° N	5,04	5,61	5,10	5,03	4,59	4,54	4,38	5,01	4,58	4,69	4,42	4,81	4,82	1,23

Fonte: CRESESB (2018)

Como no sistema de compensação a injeção líquida entre duas medições se transforma em créditos de energia que podem ser utilizados nos meses seguintes, utilizamos os dados de irradiação para a inclinação de 20° Norte, pois é a posição que maximiza a média mensal.

Taxa de desempenho e degradação

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (TD), que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Essa relação leva em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como aquelas decorrentes de queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (*mismatch*) entre módulos (diferenças entre suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras. Além disso, a degradação do sistema diminui o seu

rendimento ao longo do tempo, o que resulta em uma geração de energia menor a cada ano de operação.

No Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Pinho & Galdino, 2014) recomenda-se a utilização de uma Taxa de Degradação de 0,5% ao ano e de uma Taxa de Desempenho (TD) entre 70 e 80% para sistemas residenciais conectados à rede, bem ventilados e não sombreados. Utilizamos o valor central da faixa recomendada para TD (75%) e uma degradação de 0,5% ao ano.

Cálculo da energia gerada pelo sistema

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Pinho & Galdino, 2014) apresenta, ainda, a fórmula (4) para o cálculo da potência de sistemas fotovoltaicos.

$$P = \frac{E}{\overline{TD} \cdot HSP} \quad (4)$$

P – Potência dos painéis fotovoltaicos (Wp)

E – Energia média diária a ser gerada pelo sistema (Wh/dia)

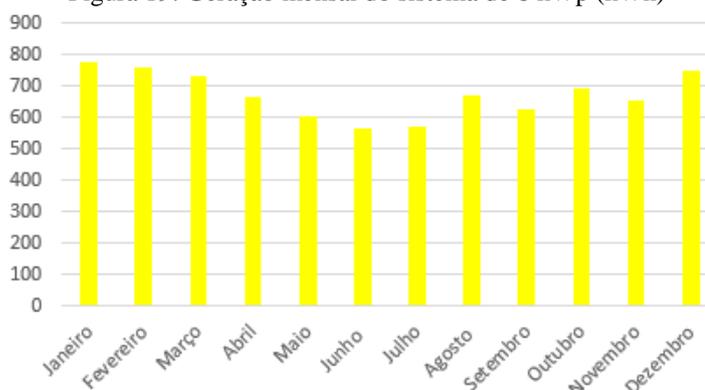
HSP – Média diária anual das Horas de Sol Pleno incidente no plano do painel (h/dia)

TD – Taxa de Desempenho (Adimensional)

Ao invés de dimensionarmos o sistema para um determinado nível de consumo, como as empresas fazem para dimensionar sistemas para potenciais clientes, decidimos que a avaliação desse estudo seria efetuada por meio de um projeto com 6 kWp de potência, pois esse é o valor do ponto médio da faixa de potência mais vendida no Brasil (GREENER, 2018).

Colocando na fórmula (4) os dados de irradiação de cada mês para a inclinação de 20° Norte apresentadas na tabela 7, a TD de 75% e a potência de 6 kWp, chegamos aos valores de geração de energia de cada mês do primeiro ano de operação do sistema fotovoltaico apresentados na figura 17.

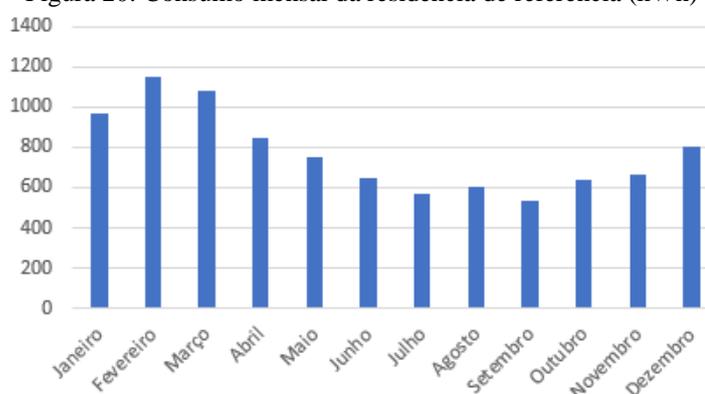
Figura 19: Geração mensal do sistema de 6 kWp (kWh)



Fonte: Elaborado pelo autor

A soma desses valores resulta em 8.053,2 kWh de energia gerada no primeiro ano de operação. Adicionamos a esse valor 1.200 kWh devido à disponibilidade energética. Com isso, chegamos a um consumo anual da residência de referência de 9.253,2 kWh. Utilizando o perfil que construímos na figura 14, transformamos este consumo anual no consumo mensal apresentado na figura 18.

Figura 20: Consumo mensal da residência de referência (kWh)



Fonte: Elaborado pelo autor

Calculamos, então, o custo com disponibilidade energética. Do consumo mensal subtraímos a energia gerada mensalmente pelo sistema fotovoltaico. Sempre que esse valor foi negativo o consideramos como crédito para o abatimento do consumo líquido da distribuidora no mês seguinte. Quando esse consumo líquido foi inferior a 100 kWh (disponibilidade energética de sistemas trifásicos), calculamos a disponibilidade energética do mês multiplicando a diferença entre 100 kWh e o consumo líquido pela tarifa da distribuidora. A tabela 8 ilustra esse procedimento para os primeiros doze meses de operação.

Tabela 8: Cálculo da disponibilidade energética do primeiro ano de operação (kWh)

Mês de operação	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Disponibilidade energética (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,54	88,17	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92
Consumo total (kWh)	967,92	1149,25	1080,73	844,53	749,52	645,22	573,24	602,11	535,18	634,74	666,97	803,80
Energia gerada (kWh)	778,41	758,52	730,98	664,20	602,64	564,30	569,16	671,00	623,70	690,53	652,05	747,72
Consumo total - Energia gerada (kWh)	189,51	390,73	349,75	180,33	146,88	80,92	4,08	-68,89	-88,52	-55,79	14,92	56,08
Consumo líquido (kWh)	189,51	390,73	349,75	180,33	146,88	80,92	4,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Disponibilidade energética (kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,08	95,92	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor

Utilizando uma taxa de degradação de 0,5% ao ano, calculamos a geração de energia em todos anos subsequentes até o final da vida útil do projeto e realizamos o mesmo procedimento explicado acima para calcular o custo de disponibilidade energética em cada ano. Por último, consideramos o custo de O&M de 5% do investimento inicial por ano (Bradshaw, 2017).

4 RESULTADOS

Após analisarmos os FCs de todas as simulações verificamos que, apesar de todos eles serem não-convencionais, por causa do reinvestimento na reposição do inversor, nenhum deles

resultou em múltiplas TIRs com sentido financeiro (dentro do intervalo verificado de taxas de desconto de 1% até 100%), o que poderia comprometer a utilização do método.

Na tabela 9 apresentamos um resumo dos resultados das simulações de avaliação financeira das hipóteses dos riscos e da avaliação financeira do caso base. A variável que se altera em cada hipótese é mostrada na terceira coluna. A TIR real do projeto do caso base é apresentada na primeira linha da quarta coluna, seguida das TIRs reais das simulações das hipóteses. A diferença entre a TIR real da simulação de cada hipótese e a TIR real do caso base, que definimos como uma *proxy* do impacto, está apresentada na última coluna.

Tabela 9: Resumo dos resultados das simulações

Riscos	Simulações	Variável	TIR	$(((1+TIR)/(1+TIR_{base})-1)$ IMPACTO
N/A	Caso base	Mercado atual	16,1%	0,0%
Tarifa Binômia	Hipótese 1	Tarifa fixa de 10%	15,2%	-0,8%
	Hipótese 2	Tarifa fixa de 20%	12,2%	-3,3%
	Hipótese 3	Tarifa fixa de 30%	9,1%	-6,0%
Tributário	Hipótese 4	ICMS TUSD	13,3%	-2,4%
	Hipótese 5	ICMS TUSD/TE	10,5%	-4,8%
	Hipótese 6	PIS/COFINS	14,8%	-1,1%
	Hipótese 7	ICMS/PIS/COFINS	9,8%	-5,4%
Descotização	Hipótese 8	Preço 18° LEE	20,2%	3,5%
	Hipótese 9	Preço 13° LEE	26,3%	8,9%
Tarifa Granular	Hipótese 10	Tarifa branca	12,4%	-3,2%
Atributo Ambiental	Hipótese 11	Média	17,8%	1,5%
	Hipótese 12	Maior	18,9%	2,4%

Fonte: Elaborado pelo autor

O valor da TIR real do projeto da simulação do caso base de 16,1% foi acima do esperado e seria ainda maior se tivéssemos considerado as bandeiras tarifárias e um aumento real do preço da energia elétrica ao longo da vida útil do projeto.

A TIR real dos projetos nas simulações das hipóteses variou de 9,1% na pior simulação até 26,3% na melhor simulação. Podemos observar que o impacto dos riscos na TIR variou de -6,0%, na hipótese mais negativa para o desempenho financeiro do projeto (Hipótese 3 – Tarifa Binômia: Tarifa Fixa de 30 %), até +8,9%, na hipótese mais positiva (Hipótese 9 – Reajuste Tarifário: Preço 13° LEE). Os resultados mostram que a magnitude dos impactos é bastante significativa para o desempenho financeiro do projeto, o que está de acordo com a nossa expectativa inicial.

Os riscos Reajustes Tarifários e Atributo Ambiental impactaram positivamente o desempenho financeiro do projeto. O risco Reajuste Tarifário foi positivo por estar relacionado a um aumento da tarifa de energia e o risco Atributo Ambiental por causa da receita adicional relacionada à redução de emissões de GEEs. Os riscos Tarifa Binômica, Tributário e Tarifa Granular impactaram negativamente o resultado financeiro do projeto por diminuírem o valor do kWh do consumo evitado pela geração de energia do sistema fotovoltaico.

A variação da TIR do caso base para as hipóteses do risco Tarifa Binômica foi não-linear, não permitindo que os resultados sejam extrapolados para valores de tarifa fixa diferentes dos utilizados nesta pesquisa.

Separamos os resultados das simulações das hipóteses em três níveis de impacto na TIR (módulo) para separarmos as hipóteses com diferentes potenciais de impacto: 1) Baixo: 0 a 2%; 2) Médio: 2% a 4%, e C) Alto: maior que 4%. A tabela 10 apresenta essa classificação com todas as hipóteses dos riscos em ordem decrescente de nível de impacto.

Tabela 10: Nível do impacto

Riscos	Simulações	Variável	IMPACTO	Nível do impacto
Descotização	Hipótese 9	Preço 13° LEE	8,9%	Alto
Tarifa Binômica	Hipótese 3	Tarifa fixa de 30%	6,0%	
Tributário	Hipótese 7	ICMS/PIS/COFINS	5,4%	
Tributário	Hipótese 5	ICMS TUSD/TE	4,8%	
Descotização	Hipótese 8	Preço 18° LEE	3,5%	Médio
Tarifa Binômica	Hipótese 2	Tarifa fixa de 20%	3,3%	
Tarifa Granular	Hipótese 10	Tarifa branca	3,2%	
Atributo Ambiental	Hipótese 12	Maior	2,4%	
Tributário	Hipótese 4	ICMS TUSD	2,4%	
Atributo Ambiental	Hipótese 11	Média	1,5%	Baixo
Tributário	Hipótese 6	PIS/COFINS	1,1%	
Tarifa Binômica	Hipótese 1	Tarifa fixa de 10%	0,8%	

Fonte: Elaborado pelo autor

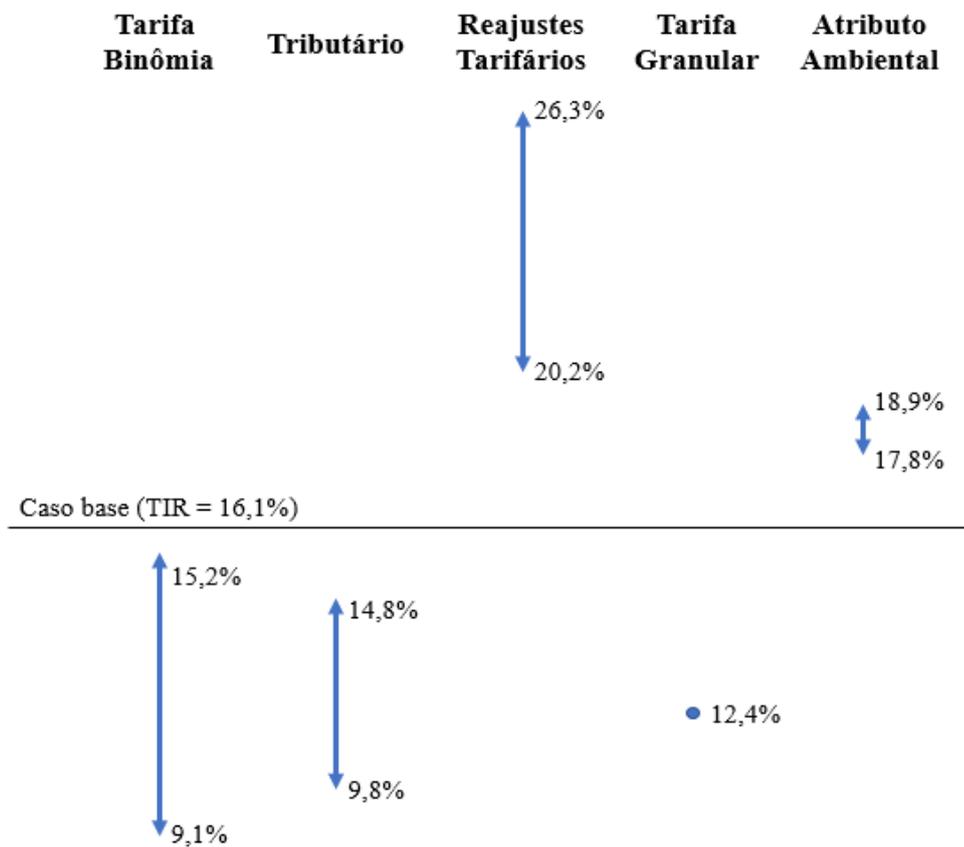
Os riscos Reajustes Tarifários, Tributários e Tarifa Binômica apresentaram hipóteses com alto nível de impacto. Entretanto, a concretização de cenários próximos às suas hipóteses mais extremas tem menor probabilidade de concretização na nossa avaliação.

Os riscos Tributários e Tarifa Binômica apresentaram, adicionalmente, hipóteses mais moderadas com níveis de impacto médio e baixo na escala, com maior probabilidade de concretização.

O risco Reajustes Tarifários não apresentou hipóteses com baixo nível de impacto. Sua hipótese mais moderada teve o maior impacto dentre as hipóteses de médio impacto. Isso era esperado em virtude de o preço da energia sob o regime de cotas ser muito inferior a qualquer preço de mercado, o que fez com que hipóteses que precificam essa energia com referências de preço de mercado tivessem um impacto muito alto no aumento da tarifa e, conseqüentemente, na TIR dos projetos de geração fotovoltaica distribuída.

Fizemos, ainda, o diagrama de amplitude de impacto na TIR apresentado na figura 19. Nele podemos observar a amplitude de variação da TIR da hipótese com a menor TIR até a hipótese com a maior TIR de cada risco, bem como a linha de referência da TIR do caso base.

Figura 21: Diagrama de amplitude de impacto na TIR



Fonte: Elaborado pelo autor

A grande amplitude do risco Tarifa Binômia justifica-se por termos utilizado uma hipótese com tarifa fixa de 10%, próxima a realidade da simulação do caso base (tarifa volumétrica), como ocorre no mercado atualmente, e uma hipótese com 30% de tarifa fixa, que é um valor próximo aos casos mais extremos de percentual de tarifa fixa de acordo com os países presentes no estudo de *benchmark* utilizado.

A hipótese mais desvantajosa para o projeto das simulações de implementação da Tarifa Binômica, com 30% de tarifa fixa, causou um alto impacto na TIR. Entretanto, manteve o patamar da TIR real relativamente alto (9,1%), ainda que tenha diminuído muito a atratividade quando comparamos com a situação atual do mercado representada pela simulação do caso base (16,1%). Já a hipótese menos desvantajosa, com apenas 10% de tarifa fixa, resultou em uma TIR real de 15,2%, reduzindo o resultado do caso base em apenas 0,9%.

Os resultados mostram que as isenções tributárias sobre a energia injetada na rede e compensada são relevantes para a atratividade financeira do projeto. A grande amplitude do risco Tributário no diagrama deve-se ao fato da simulação com o fim da isenção de PIS e COFINS ter impacto reduzido quando comparado com o fim da isenção de ICMS.

Na simulação com a hipótese mais prejudicial para o projeto, na qual retiramos todas as isenções (PIS, COFINS e ICMS), a TIR real do projeto diminuiu em 5,4% (Alto Impacto), mas manteve-se em 9,8%, o que consideramos um valor ainda relativamente alto, mas mesmo que não inviabilize projetos desse tipo, impactaria significativamente a atratividade deles. O ICMS é responsável pela maior parte desse impacto (4,8%). O PIS e o COFINS diminuíram a TIR em apenas 1,1%. Além disso, observamos que a não aplicação da isenção de ICMS sobre a TUSD, praticada por algumas distribuidoras, impactou mais a TIR do projeto do que a retirada da isenção de PIS e COFINS.

O risco Reajustes Tarifários teve uma grande amplitude em virtude de termos utilizado em uma das hipóteses um caso extremo no qual a energia sob o regime de cotas é substituída por energia com preço equivalente ao do maior preço médio histórico dos LEEs. Como a quantidade de energia proveniente de usinas sob o regime de cotas é significativa em relação ao total contratado pelas distribuidoras, e o preço é muito inferior às referências de mercado, qualquer simulação com hipóteses que buscassem aproximar o preço da energia sob o regime de cotas ao preço de mercado teriam alto impacto positivo na rentabilidade do projeto.

O risco Tarifa Granular aparece como um ponto do diagrama em virtude de termos simulado somente uma hipótese para ele. A única simulação que fizemos para o risco Tarifa Granular foi utilizando o preço “Fora de Ponta” da tarifa branca da distribuidora Light do Rio de Janeiro. O impacto negativo na TIR foi de 3,2% (Médio), mostrando que a inserção de uma tarifa granular pode ter consequências significativas para a rentabilidade dos projetos.

A pequena amplitude do risco Atributo Ambiental mostra que a utilização dos preços do Kg de CO₂-eq médio ou máximo dos mercados atuais de carbono resultam numa diferença de apenas 1,1% na TIR real do projeto. O resultado das simulações mostrou que, mesmo utilizando os pequenos preços de Kg de CO₂-eq dos mercados atuais de carbono, a

internalização dessa externalidade positiva dos projetos fotovoltaicos pode ter uma contribuição significativa de até 2,4% de aumento na TIR (hipótese de preço máximo).

Na tabela 11 apresentamos complementarmente o *Payback* Simples de todas as simulações realizadas.

Tabela 11: *Payback* Simples

Riscos	<i>Payback</i> Simples		
	N/A	Meses	Anos
Caso base		75	6,25
Hipótese 1		78	6,50
Hipótese 2		92	7,67
Hipótese 3		111	9,25
Hipótese 4		87	7,25
Hipótese 5		102	8,50
Hipótese 6		80	6,67
Hipótese 7		107	8,92
Hipótese 8		62	5,17
Hipótese 9		49	4,08
Hipótese 10		91	7,58
Hipótese 11		70	5,83
Hipótese 12		66	5,50

Fonte: Elaborado pelo autor

Na simulação do caso base o tempo para a recuperação do capital investido para a colocação do sistema fotovoltaico de 6 kWp, sem considerar o valor do dinheiro no tempo, foi de 6,25 anos. As hipóteses dos riscos fizeram esse tempo variar de no mínimo 4,08 anos até no máximo 9,25 anos, mostrando que a concretização desses riscos pode alterar a percepção de risco e liquidez dos potenciais clientes em relação aos projetos de geração fotovoltaica distribuída.

Cabe ressaltar que nas simulações consideramos o preço da energia sem aumento real durante o horizonte do projeto e não incluímos as bandeiras tarifárias, duas simplificações que tornaram o desempenho financeiro da simulação do caso base pior do que a realidade. Entretanto, essa simplificação foi irrelevante para a análise do impacto dos riscos por trata-se de uma análise diferencial, na qual esses fatores influenciaram igualmente as hipóteses e o caso base.

5 CONCLUSÃO

As pressões socioambientais e a tendência de descentralização do setor elétrico têm colaborado para a expansão da geração fotovoltaica distribuída no mundo. O Brasil apresenta excelentes recursos solares e uma tarifa de energia elétrica relativamente alta, com tendência de aumentar ainda mais nos próximos anos. Os custos da tecnologia fotovoltaica continuam

diminuindo e, com a escala proporcionada pelos leilões de geração fotovoltaica centralizada, tendem a diminuir ainda mais no Brasil, tornando essa fonte cada vez mais competitiva.

A TIR real do projeto na avaliação financeira do caso base foi relativamente alta, mostrando que a geração fotovoltaica distribuída operando no sistema de compensação não somente atingiu a paridade tarifária, mas também já se encontra significativamente atrativa em termos financeiros nas condições atuais de mercado, mesmo sem considerar bandeiras tarifárias e aumento real no preço da energia ao longo da vida útil do projeto.

Apesar de o sistema de compensação ter introduzido a geração fotovoltaica distribuída no Brasil, ele criou algumas distorções ao vincular a remuneração dos investidores em projetos de geração fotovoltaica distribuída às variações no preço da energia elétrica, em lugar de vincula-la à eficiência dos projetos ou à colaboração dessa fonte de energia para o setor elétrico e para a sociedade.

Não é razoável que os consumidores-produtores contribuam menos com a operação e a manutenção da rede de distribuição que fica mais complexa com o crescimento da geração distribuída, como acontecesse no modelo atual sem tarifa binômica, ou que o aumento do preço da energia sob o regime de cotas, uma decisão regulatória que não tem relação com a eficiência do projeto, aumente o lucro do investidor. Remunerar a energia gerada em momentos de alta e baixa demanda com o mesmo preço e não recompensar o atributo ambiental da fonte fotovoltaica também criam incentivos danosos à sociedade.

Caso o sistema de compensação seja mantido, as distorções que ele causa poderiam ser suavizadas. A implementação de uma tarifa binômica seria importante para corrigir o subsídio cruzado relacionado à redução da contribuição dos consumidores-produtores para a operação e manutenção da rede de distribuição à custa do aumento da contribuição dos outros consumidores com menor renda. Os resultados mostraram que a tarifa binômica manteria a TIR real do projeto em um patamar relativamente alto, conciliando a atratividade da fonte com justiça social.

A implementação de uma tarifa granular seria outro passo importante na direção de corrigir distorções na remuneração dos projetos, pois, diferentemente das outras fontes, os painéis fotovoltaicos só produzem energia durante o dia. Fizemos apenas uma hipótese simplificada considerando a tarifa branca fora de ponta que resultou num impacto limitado no desempenho financeiro do projeto, mas seria de grande valor a elaboração de uma pesquisa específica sobre a precificação da energia de acordo com o nível de demanda ao longo do dia e a avaliação do seu impacto no desempenho financeiro dos projetos.

Uma tarifa binômica e granular afetaria negativamente o desempenho financeiro dos projetos em prol da adoção de incentivos corretos. Entretanto, o atributo ambiental da fonte fotovoltaica distribuída tem beneficiado toda a sociedade sem que os investidores recebam remuneração adicional por isso. Pesquisas sobre a valoração do atributo ambiental da fonte fotovoltaica distribuída poderiam facilitar a implementação de mecanismos que recompensem os investidores pela prestação desse serviço ambiental para a sociedade. Além disso, existem outros benefícios da geração fotovoltaica distribuída para a sociedade que precisam ser estudados, como a postergação dos investimentos em linhas de transmissão e a diminuição das perdas.

O reajuste de 45,52% no preço da energia sob o regime de cotas, aprovado em julho de 2018 pela ANEEL, terá um impacto significativo no reajuste tarifário das distribuidoras em 2019. Como o preço da energia sob o regime de cotas é baixo e a quantidade de energia sob esse regime representa uma parte significativa no *portfolio* das distribuidoras, qualquer reajuste no seu preço terá um impacto muito significativo no desempenho financeiro dos projetos de geração fotovoltaica distribuída. Similarmente, como o valor da energia proveniente de Itaipu está fixado em dólares no Tratado de Itaipu, a tarifa das distribuidoras, em reais, aumenta sempre que ocorre uma depreciação cambial do real frente ao dólar. Por fim, o reajuste do preço, em dólares, da energia de Itaipu está previsto para 2023 no tratado e terá impacto na tarifa.

Se por um lado a tarifa binômica e granular pode suavizar uma parte dos incentivos distorcidos na remuneração dos investidores em geração fotovoltaica distribuída, por outro lado os grandes reajustes tarifários em relação à energia proveniente de hidrelétricas sob o regime de cotas e de Itaipu Binacional parecem ser distorções inerentes ao sistema de compensação que não podem ser corrigidas sem a transição para outro sistema de recompensas para os projetos.

As isenções tributárias são bastante relevantes para o desempenho financeiro dos projetos, mas mesmo com a retirada de todas elas (PIS, COFINS e ICMS da TUSD e da TE) a TIR real do projeto seria de 9,8%, o que consideramos um patamar ainda relativamente alto.

É importante que os formuladores de política tributária uniformizem o entendimento em relação à parte da tarifa sobre a qual se aplica a isenção de ICMS. Apesar de nossa interpretação do Convênio 16 (CONFAZ, 2015) ser de que a isenção incide sobre a tarifa total (TE e TUSD), existem distribuidoras que estão aplicando a isenção somente sobre a parte da TE. Essa situação cria insegurança jurídica e distorções na avaliação da atratividade dos projetos de geração fotovoltaica distribuída. Apenas essa diferença de interpretação afeta a TIR em 2,8%, pois a

alíquota do ICMS é alta e a TUSD representa uma parte significativa do valor da tarifa por kWh.

Por fim, mesmo tendo limitado o escopo desta pesquisa ao impacto dos riscos regulatórios e tributários em sistemas fotovoltaicos sem a utilização de baterias, entendemos que uma pesquisa sobre o impacto dos riscos relacionados às novas tecnologias no desempenho financeiro desse tipo de projeto seria de grande valor para a obtenção de um entendimento mais amplo das incertezas existentes para os investidores. Destacamos o armazenamento de energia, as redes inteligentes e a eficiência energética como tecnologias que podem ter um impacto significativo no mercado de geração fotovoltaica distribuída nos próximos anos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alvim, C. F., Ferreira, O. C., Guidicini, O. M., Eidelman, F., Ferreira, P. A., Marco Aurélio Santos Bernardes, M. A. S. (2010). Comparação da emissão de gases de efeito estufa (GEE) na geração nuclear de eletricidade no Brasil com as de outras fontes. *Economia & Energia*, (79). Recuperado de http://ecen.com/eee79/eee79p/eee79em_a5_em_pdf.pdf

Amaral, A. B. A., Mendonça, A. L. Z. L. G., Resende, A. A. M. e Rego, E. E. (2016). Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil? *IEEE Latin America Transactions*, 14(8), 3731-3737. doi: 10.1109/TLA.2016.7786357

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2012). *Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012*. Recuperado de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2015). *Resolução Normativa n. 687, de 24 de novembro de 2015*. Recuperado de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2017). *Revisão Tarifária Light 2017*. Recuperado de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20172206.pdf>

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2018). *Reajuste Tarifário Light 2018*. Recuperado de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182375ti.pdf>

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2018a). Por dentro da conta de luz: Informação de utilidade pública. Recuperado de http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_1p_atual.pdf

Aragão, A. S. (2013). *Curso de direito administrativo* (2a ed.). Rio de Janeiro: Forense.

BNDES-Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. (2018). Recuperado de <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-muda-regra-e-pessoas-fisicas-podem-investir-em-energia-solar>

Bradshaw, A. (2017). Regulatory change and innovation in Latin America: The impact of net metering restrictions. *Utilities Policy*, (49), 156-164. doi: 10.1016/j.jup.2017.01.006

Brealey, R., Myers S., & Allen F. (2017). *Principles of Corporate Finance* (12a ed.). Irwin, PA: McGraw-Hill.

Brown, A., & Bunyan. J. (2014). Valuation of Distributed Solar – A Qualitative View. *The Electricity Journal*, (27)10, 27-48. doi: 10.1016/j.tej.2014.11.005

Burns, J., & Kang, J. (2012). Comparative economic analysis of supporting policies for residential solar PV in the United States: solar renewable energy credit (SREC) potential. *Energy Policy*, 44, 217-225. doi: 10.1016/j.enpol.2012.01.045

Carvalho M., Delgado D. B. M., Chacartegui R. (2016). Life Cycle Analysis as a Decision Criterion for the Implementation of Solar Photovoltaic Panels in as Northeast Brazil Hospital. In: Grammelis P. (eds) *Energy, Transportation and Global Warming. Green Energy and Technology*. Springer, Cham. doi: 10.1007/978-3-319-30127-3_23

Castro, M. A. L. (2015, october). Regulatory Scenarios for Microgeneration in Brazil and its Impacts in the Next Decade. *Proceedings of the IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, London, ON, Canada. doi: 10.1109/EPEC.2015.7379995

CONFAZ-Conselho Nacional de Política Fazendária. (2013). *Convênio ICMS 6*. Recuperado de https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13

CONFAZ-Conselho Nacional de Política Fazendária. (2015). *Convênio ICMS 16*. Recuperado de https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15

CRESESB-Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. (2018). Recuperado de <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>.

Decreto Estadual n. 47.231 (2017, 4 de agosto). Altera o Regulamento do ICMS - RICMS -, aprovado pelo Decreto nº 43.080, de 13 de dezembro de 2002. Minas Gerais: Secretaria de Estado da Fazenda.

Decreto n. 5.163. (2004, 30 de julho). Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM

Drury, E., Jenkin, T., Jordan, D., & Margolis R. (2013). Photovoltaic Investment Risk and Uncertainty for Residential Customers. *IEEE Journal of Photovoltaics*, (4)1, 278-284. doi: 10.1109/JPHOTOV.2013.2280469

EPE-Empresa de Pesquisa Energética. (2018). Recuperado de <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas>

EIA-U.S. Information Administration. (2018). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources*. Recuperado de https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

EGPE-Engenharia Gestão e Pesquisa em Energia & PUC-Rio-Instituto de Energia da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. (2016). *Atlas Rio Solar: atlas solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro: Ed. PUC-Rio.

Faria, H., Trigo, F. B. M., & Cavalcanti, J. A. M. (2017). Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 469-475. doi: 10.1016/j.rser.2016.10.076

Forster, P., V. Ramaswamy, P. Artaxo, T. Berntsen, R. Betts, D.W. Fahey, J. Haywood, J. Lean, D.C. Lowe, G. Myhre, J. Nganga, R. Prinn, G. Raga, M. Schulz and R. Van Dorland, 2007: Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M.Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Fuller, J. & Guo, Y. (2017). Comparison between China and the United States in Solar Energy Development. *Studies in Engineering and Technology*, (4)1, 131-139. doi: 10.11114/set.v4i1.2578

GREENER. (2018). *Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre 2018*. Recuperado de <https://www.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester2018/>

Holdermann, C., Kissel, J., & Beigel, J. (2014). Distributed photovoltaic generation in Brazil: an economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*, (67), 612-617. doi: 10.1016/j.enpol.2013.11.064

Instituto IDEAL & AHK-RJ. (2018). *O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica*. Recuperado de https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2018_digital3

IRENA-International Renewable Energy Agency. (2018). *Renewable Power Generation Costs 2017*. Abu Dhabi: IRENA. Recuperado de <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>

Le Corre, J., Pinto, A., Simas, R., Almeida, G., Viana, L., Delaunay, D., & Gorodicht, D. (2017). *Geração de Energia Solar Descentralizada: Cenários e implicações para o setor no Brasil*. Recuperado de <https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/2017/05/BCG-Gera%C3%A7%C3%A3o-de-Energia-Solar-Descentralizada.pdf>

Lei n. 12.783 (2013, 11 de janeiro). Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado de http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm

Lei n. 13.169 (2015, 6 de outubro). Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado de http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm

Medeiros, D. L., Oliva, S. T., & Kiperstok, A. (2013). Inconsistências Metodológicas em Estimativas de Emissões de Gases do Efeito Estufa na Matriz Elétrica Brasileira. *Proceedings of the International Workshop Advances in Cleaner Production*, 4. São Paulo: USP, 2013.

Medida Provisória n. 579. (2012, 11 de setembro). Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm

Ministério da Integração Nacional. (2018). Recuperado de http://www.integracao.gov.br/area-de-imprensa/todas-as-noticias/-/asset_publisher/YEkzzDUSRvZi/content/fundos-constitucionais-ja-podem-financiar-uso-de-energia-solar-para-pessoa-fisica

Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética. (2017). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Recuperado de <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>

MMA-Ministério do Meio-Ambiente. (2016). *Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada*. Recuperado de http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf

MME-Ministério de Minas e Energia. (2017). *Nota Técnica N° 5/2017/AEREG/SE da Consulta Pública n. 33 de 2017*. Recuperado de http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp

MME-Ministério de Minas e Energia. (2018). *Proposta compilada de aprimoramento contemplando todas as alterações*. Recuperado de http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp

Mitscher, M., & Rüther, R. (2012). Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, 14, 688-694. doi: 10.1016/j.enpol.2012.07.009

Neij, L. (1997). Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. *Energy Policy*, 25(13), 1099-1107. doi: 10.1016/S0301-4215(97)00135-3

Neij, L. (2008). Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, 36(6), 3218-3232. doi: 10.1016/j.enpol.2008.02.029

Neij L., Andersen, P. D., & Durstewitz, M. (2003). The use of experience curves for assessing energy policy programs. Proceedings of the EU/EIA Workshop on Experience Curves: A Tool for Energy Policy Analysis and Design, Paris, pp. 3-14.

Nemet, G. F. (2006). Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*, 34(17), 3218-3232. doi: 10.1016/j.enpol.2005.06.020

Nemet, G. F. (2009). Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported technologies. *Energy Police*, 37(3), 825-835. doi: 10.1016/j.enpol.2008.10.031

Nogueira, T. R. S. & Ribeiro, P. F. R. (2015, october). An analysis on the inclusion of photovoltaic in Brazil: technical and economic aspects. *Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*. Montevideo, Uruguay. doi: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381215

ONS-Operador Nacional do Sistema. (2018). Recuperado de <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>

ONU-Organização das Nações Unidas. (2015). *Paris Agreement*. Recuperado de https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_english_.pdf

Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., & Ruther, R. (2006). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. (1a ed.). São José dos Campos: INPE. Recuperado de http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf

Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. L., Ruther, R., ... Souza, J. G. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. (2a ed.). São José dos Campos: INPE. Recuperado de http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf

Pinho, J. T. & Galdino, M. A. (org). (2014). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB. Recuperado de http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf

Pitt, D., & Michaud, G. (2015). *Assessing the value of Distributed Solar Energy Generation. Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, (2)3, 105-113. doi: 10.1007/s40518-015-0030-0

Projeto de Lei n. 9.463. (2018, 22 de janeiro). Brasília, DF: Câmara dos Deputados. Recuperado de http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra;jsessionid=D605B27BDB860B0B55B0D5512A94E465.proposicoesWebExterno1?codteor=1638088&filename=PL+9463/2018

Ross, S. A, Westerfield, R. W., Jaffe, J., & Jordan, B. (2016). *Corporate governance* (11a ed). Irwin, PA: McGraw-Hill

Rutter, R., & Zilles, R. (2011). Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, 39(3), 1027-1030. doi: 10.1016/j.enpol.2010.12.021

Sagar, A. D. & van der Zwaan, B. (2006). Technological innovation in the energy sector: R&D, deployment, and learning-by-doing. *Energy Policy*, 34(17), 2601-2608. doi: 10.1016/j.enpol.2005.04.012

Rodrigues, S., Torabikalaki, R., Faria, F., Cafôfo, N., Chen, X., Ivaki, A. R., ... Morgado-Dias, F. (2016). Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. *Solar Energy*, 131, 81-95. doi: 10.1016/j.solener.2016.02.019

Simone, L. F. C., & Salles, M. B. C. (2017, june). The Impact of Distributed Generation on the Energy Tariff and the Utility Revenue in Brazil. *Proceedings of the International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Santa Margherita Ligure, Italy, 6. doi: 10.1109/ICCEP.2017.8004842

Tolmasquim, M. T. (2015). *Novo modelo do setor elétrico brasileiro* (2a ed.). Synergia: Brasília.

Tomosk, S., Haysom, J. E., & Wright, D. (2017). Quantifying Economic Risk in Photovoltaic Power Projects. *Renewable Energy*, (109), 422-433. doi: 10.1016/j.renene.2017.03.031

Torres, R. L. (2018). *Curso de direito financeiro e tributário* (20a ed.). Rio de Janeiro: Processo.

World Bank & Ecofys. (2018). *State and Trends of Carbon Pricing 2018*. World Bank: Washington, DC. doi: 10.1596/978-1-4648-1292-7.

APÊNDICES

Apêndice A - Fluxo de Caixa do caso base (Condições atuais de mercado)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Entradas de Caixa		7403	7366	7329	7292	7256	7220	7183	7148	7112	7076	7041	7006	6971	6936	6901	6867	6832	6798	6764	6730	6697	6663	6630	6597	6564
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		7402,76	7365,75	7328,92	7292,28	7255,82	7219,54	7183,44	7147,52	7111,78	7076,23	7040,84	7005,64	6970,61	6935,76	6901,08	6866,57	6832,24	6798,08	6764,09	6730,27	6696,62	6663,13	6629,82	6596,67	6563,69
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																										
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Reajuste tarifário (%)																										
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																										
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																										
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																										
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																										
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																										
Saídas de Caixa	32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	5231	5200	5142	5130	5105	5074	5043	5012	4979	4952	4934	4916	-1847	4881	4863	4843	4815	4795	4774	4754	4734	4713	4693	4673	4654

Apêndice B - Fluxo de caixa da hipótese 1 (Tarifa fixa de 10%)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Entradas de Caixa		6662	6629	6596	6563	6530	6498	6465	6433	6401	6369	6337	6305	6274	6242	6211	6180	6149	6118	6088	6057	6027	5997	5967	5937	5907
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		6662,49	6629,18	6596,03	6563,05	6530,23	6497,58	6465,09	6432,77	6400,61	6368,60	6336,76	6305,08	6273,55	6242,18	6210,97	6179,92	6149,02	6118,27	6087,68	6057,24	6026,96	5996,82	5966,84	5937,00	5907,32
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)		0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731	0,82731
Reajuste tarifário (%)																										
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																										
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																										
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																										
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																										
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																										
Saídas de Caixa	32120	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	8351	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745												
Disponibilidade energética (R\$)																										
Consumo total (kWh)																										
Consumo total - Energia gerada (kWh)																										
Consumo líquido (kWh)																										
Disponibilidade energética (kWh)																										
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)																										
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	5056	5023	4990	4957	4924	4892	4859	4827	4795	4763	4731	4699	-2078	4636	4605	4574	4543	4512	4482	4451	4421	4391	4361	4331	4301

Apêndice C - Fluxo de caixa da hipótese 2 (Tarifa fixa de 20%)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Entradas de Caixa		5922	5893	5863	5834	5805	5776	5747	5718	5689	5661	5633	5605	5576	5549	5521	5493	5466	5438	5411	5384	5357	5331	5304	5277	5251	
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		5922,21	5892,60	5863,14	5833,82	5804,65	5775,63	5746,75	5718,02	5689,43	5660,98	5632,68	5604,51	5576,49	5548,61	5520,86	5493,26	5465,79	5438,46	5411,27	5384,22	5357,29	5330,51	5303,86	5277,34	5250,95	
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40	
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18	
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22	
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																											
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	0,73539	
Reajuste tarifário (%)																											
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																											
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																											
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																											
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																											
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																											
Saídas de Caixa	32120	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	8351	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																										
Reposição inversor (R\$)														6745													
Disponibilidade energética (R\$)																											
Consumo total (kWh)																											
Consumo total - Energia gerada (kWh)																											
Consumo líquido (kWh)																											
Disponibilidade energética (kWh)																											
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)																											
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	4316	4287	4257	4228	4199	4170	4141	4112	4083	4055	4027	3999	-2775	3943	3915	3887	3860	3832	3805	3778	3751	3725	3698	3671	3645	

Apêndice D - Fluxo de caixa da hipótese 3 (Tarifa fixa de 30%)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Entradas de Caixa		5182	5156	5130	5105	5079	5054	5028	5003	4978	4953	4929	4904	4879	4855	4831	4807	4783	4759	4735	4711	4688	4664	4641	4618	4595	
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		5181,93	5156,03	5130,25	5104,59	5079,07	5053,68	5028,41	5003,27	4978,25	4953,36	4928,59	4903,95	4879,43	4855,03	4830,76	4806,60	4782,57	4758,66	4734,86	4711,19	4687,63	4664,19	4640,87	4617,67	4594,58	
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40	
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18	
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22	
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																											
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	0,64346	
Reajuste tarifário (%)																											
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																											
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																											
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																											
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																											
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																											
Saídas de Caixa		32120	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	1606	
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)		32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745													
Disponibilidade energética (R\$)																											
Consumo total (kWh)																											
Consumo total - Energia gerada (kWh)																											
Consumo líquido (kWh)																											
Disponibilidade energética (kWh)																											
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)																											
O&M		0	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	
Fluxo de Caixa do Projeto		-32120	3576	3550	3524	3499	3473	3448	3422	3397	3372	3347	3323	3298	-3472	3249	3225	3201	3177	3153	3129	3105	3082	3058	3035	3012	2989

Apêndice E - Fluxo de caixa da hipótese 4 (Isenção de PIS/COFINS e ICMS na TE)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Entradas de Caixa		6710	6677	6643	6610	6577	6544	6511	6479	6446	6414	6382	6350	6318	6287	6255	6224	6193	6162	6131	6101	6070	6040	6010	5980	5950
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		6710,19	6676,64	6643,26	6610,04	6576,99	6544,11	6511,39	6478,83	6446,44	6414,20	6382,13	6350,22	6318,47	6286,88	6255,44	6224,17	6193,05	6162,08	6131,27	6100,61	6070,11	6039,76	6009,56	5979,51	5949,62
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287	0,76287
Reajuste tarifário (%)																										
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																										
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																										
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																										
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																										
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																										
Saídas de Caixa	32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
O&M	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	4539	4511	4457	4448	4426	4399	4371	4343	4313	4290	4275	4261	-2499	4232	4217	4200	4176	4159	4141	4124	4107	4090	4073	4056	4040

Apêndice F - Fluxo de caixa da hipótese 5 (Isenção de PIS/COFINS)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Entradas de Caixa		6025	5995	5965	5935	5905	5876	5846	5817	5788	5759	5730	5702	5673	5645	5616	5588	5560	5533	5505	5477	5450	5423	5396	5369	5342
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		6024,78	5994,65	5964,68	5934,86	5905,18	5875,66	5846,28	5817,05	5787,96	5759,02	5730,23	5701,58	5673,07	5644,70	5616,48	5588,40	5560,45	5532,65	5504,99	5477,46	5450,08	5422,83	5395,71	5368,73	5341,89
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																										
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812	0,60812
Reajuste tarifário (%)																										
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																										
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																										
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																										
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																										
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																										
Saídas de Caixa	32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	3853	3829	3778	3772	3755	3730	3706	3681	3655	3635	3623	3612	-3144	3589	3578	3564	3543	3529	3515	3501	3487	3473	3459	3446	3432

Apêndice G - Fluxo de caixa da hipótese 6 (Isenção de ICMS na TE e na TUSD)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Entradas de Caixa		7076	7041	7006	6971	6936	6901	6867	6832	6798	6764	6730	6697	6663	6630	6597	6564	6531	6498	6466	6434	6401	6369	6338	6306	6274
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		7076,44	7041,06	7005,86	6970,83	6935,97	6901,29	6866,79	6832,45	6798,29	6764,30	6730,48	6696,82	6663,34	6630,02	6596,87	6563,89	6531,07	6498,41	6465,92	6433,59	6401,43	6369,42	6337,57	6305,88	6274,35
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																										
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556	0,84556
Reajuste tarifário (%)																										
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																										
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																										
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																										
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																										
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																										
Saídas de Caixa	32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	4905	4875	4819	4808	4785	4756	4726	4697	4665	4640	4624	4607	-2154	4575	4559	4540	4514	4495	4476	4457	4438	4420	4401	4383	4364

Apêndice H - Fluxo de caixa da hipótese 7 (Isenção de PIS/COFINS e ICMS na TE e na TUSD)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Entradas de Caixa		5878	5849	5819	5790	5761	5732	5704	5675	5647	5619	5591	5563	5535	5507	5480	5452	5425	5398	5371	5344	5317	5291	5264	5238	5212
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		5877,98	5848,59	5819,35	5790,25	5761,30	5732,49	5703,83	5675,31	5646,93	5618,70	5590,61	5562,65	5534,84	5507,17	5479,63	5452,23	5424,97	5397,85	5370,86	5344,00	5317,28	5290,70	5264,24	5237,92	5211,73
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498	0,57498
Reajuste tarifário (%)																										
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																										
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																										
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																										
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																										
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																										
Saídas de Caixa	32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	3707	3682	3633	3628	3611	3587	3563	3540	3514	3495	3484	3473	-3283	3452	3441	3428	3408	3394	3381	3368	3354	3341	3328	3315	3302

Apêndice I - Fluxo de caixa da hipótese 8 (Preço do 18° LEE)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Entradas de Caixa		8541	8473	8405	8339	8274	8210	8147	8085	8023	7963	7903	7844	7786	7729	7673	7617	7562	7508	7455	7402	7350	7299	7248	7198	7148
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		8540,76	8472,60	8405,47	8339,36	8274,24	8210,09	8146,88	8084,59	8023,20	7962,70	7903,06	7844,25	7786,27	7729,09	7672,70	7617,07	7562,20	7508,06	7454,64	7401,92	7349,88	7298,52	7247,81	7197,75	7148,31
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																										
Autoconsumo (R\$/kWh)		1,06054	1,05736	1,05426	1,05122	1,04826	1,04536	1,04252	1,03975	1,03704	1,03439	1,03180	1,02927	1,02680	1,02438	1,02201	1,01970	1,01744	1,01524	1,01308	1,01097	1,00890	1,00689	1,00492	1,00299	1,00111
Injeção na rede (R\$/kWh)		1,06054	1,05736	1,05426	1,05122	1,04826	1,04536	1,04252	1,03975	1,03704	1,03439	1,03180	1,02927	1,02680	1,02438	1,02201	1,01970	1,01744	1,01524	1,01308	1,01097	1,00890	1,00689	1,00492	1,00299	1,00111
Reajuste tarifário (%)		15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%	15,37%
Representatividade das Cotas na tarifa (%)		8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%
Aumento do preço da energia das Cotas (%)		174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%	174,14%
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																										
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																										
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																										
Saídas de Caixa	32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		1,06054	1,05736	1,05426	1,05122	1,04826	1,04536	1,04252	1,03975	1,03704	1,03439	1,03180	1,02927	1,02680	1,02438	1,02201	1,01970	1,01744	1,01524	1,01308	1,01097	1,00890	1,00689	1,00492	1,00299	1,00111
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	6369	6306	6219	6177	6124	6065	6006	5949	5890	5839	5796	5755	-1031	5674	5635	5593	5545	5505	5465	5426	5387	5349	5311	5275	5238

Apêndice J - Fluxo de caixa da hipótese 9 (Preço do 13º LEE)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Entradas de Caixa		10185	10072	9961	9852	9746	9641	9539	9438	9340	9243	9149	9056	8965	8875	8787	8701	8617	8534	8452	8372	8294	8216	8141	8066	7993	
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		10184,86	10071,70	9960,81	9852,13	9745,60	9641,18	9538,80	9438,41	9339,97	9243,43	9148,73	9055,83	8964,69	8875,25	8787,49	8701,35	8616,80	8533,80	8452,30	8372,27	8293,68	8216,48	8140,65	8066,15	7992,95	
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40	
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18	
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22	
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																											
Autoconsumo (R\$/kWh)		1,26470	1,25693	1,24934	1,24192	1,23466	1,22757	1,22064	1,21386	1,20724	1,20076	1,19443	1,18824	1,18220	1,17628	1,17051	1,16486	1,15933	1,15394	1,14866	1,14350	1,13846	1,13353	1,12871	1,12400	1,11940	
Injeção na rede (R\$/kWh)		1,26470	1,25693	1,24934	1,24192	1,23466	1,22757	1,22064	1,21386	1,20724	1,20076	1,19443	1,18824	1,18220	1,17628	1,17051	1,16486	1,15933	1,15394	1,14866	1,14350	1,13846	1,13353	1,12871	1,12400	1,11940	
Reajuste tarifário (%)		37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	37,58%	
Representatividade das Cotas na tarifa (%)		8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	8,83%	
Aumento do preço da energia das Cotas (%)		425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	425,74%	
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																											
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																											
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																											
Saídas de Caixa		32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)		32120																									
Reposição inversor (R\$)															6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05	
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80	
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80	
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77	
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		1,26470	1,25693	1,24934	1,24192	1,23466	1,22757	1,22064	1,21386	1,20724	1,20076	1,19443	1,18824	1,18220	1,17628	1,17051	1,16486	1,15933	1,15394	1,14866	1,14350	1,13846	1,13353	1,12871	1,12400	1,11940	
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	
Fluxo de Caixa do Projeto		-32120	8014	7906	7774	7690	7595	7496	7398	7303	7207	7119	7042	6966	147	6820	6749	6677	6600	6530	6462	6396	6331	6267	6204	6143	6083

Apêndice K - Fluxo de caixa hipótese 10 (Preço da Tarifa Branca Fora de Ponta)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Entradas de Caixa		6490	6458	6425	6393	6361	6329	6298	6266	6235	6204	6173	6142	6111	6081	6050	6020	5990	5960	5930	5900	5871	5842	5812	5783	5754	
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		6490,07	6457,62	6425,33	6393,20	6361,24	6329,43	6297,78	6266,29	6234,96	6203,79	6172,77	6141,91	6111,20	6080,64	6050,24	6019,99	5989,89	5959,94	5930,14	5900,49	5870,98	5841,63	5812,42	5783,36	5754,44	
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40	
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18	
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22	
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)		0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	
Reajuste tarifário (%)																											
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																											
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																											
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)																											
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)																											
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)																											
Saídas de Caixa		32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)		32120																									
Reposição inversor (R\$)															6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05	
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80	
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80	
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77	
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	0,80590	
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	
Fluxo de Caixa do Projeto		-32120	4319	4291	4239	4231	4211	4184	4157	4131	4102	4080	4066	4052	-2706	4025	4012	3996	3973	3957	3940	3924	3908	3892	3876	3860	3844

Apêndice L - Fluxo de caixa hipótese 11 (Preço médio dos mercados de carbono)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Entradas de Caixa		7829	7790	7751	7712	7673	7635	7597	7559	7521	7483	7446	7409	7372	7335	7298	7262	7225	7189	7153	7118	7082	7047	7011	6976	6941
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		7402,76	7365,75	7328,92	7292,28	7255,82	7219,54	7183,44	7147,52	7111,78	7076,23	7040,84	7005,64	6970,61	6935,76	6901,08	6866,57	6832,24	6798,08	6764,09	6730,27	6696,62	6663,13	6629,82	6596,67	6563,69
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																										
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
Reajuste tarifário (%)																										
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																										
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																										
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)		426,06	423,93	421,81	419,70	417,60	415,52	413,44	411,37	409,31	407,27	405,23	403,21	401,19	399,18	397,19	395,20	393,23	391,26	389,30	387,36	385,42	383,49	381,58	379,67	377,77
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)		9969,86	9920,01	9870,41	9821,06	9771,95	9723,10	9674,48	9626,11	9577,98	9530,09	9482,44	9435,02	9387,85	9340,91	9294,21	9247,73	9201,50	9155,49	9109,71	9064,16	9018,84	8973,75	8928,88	8884,23	8839,81
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)		0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274	0,04274
Saídas de Caixa	32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																									
Reposição inversor (R\$)														6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00
Fluxo de Caixa do Projeto	-32120	5657	5624	5564	5549	5523	5490	5456	5423	5388	5359	5339	5319	-1446	5280	5260	5238	5208	5186	5164	5141	5119	5097	5075	5053	5031

Apêndice M - Fluxo de caixa hipótese 12 (Maior preço dos mercados de carbono)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Entradas de Caixa		8105	8065	8024	7984	7944	7905	7865	7826	7787	7748	7709	7670	7632	7594	7556	7518	7481	7443	7406	7369	7332	7295	7259	7223	7186	
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)		7402,76	7365,75	7328,92	7292,28	7255,82	7219,54	7183,44	7147,52	7111,78	7076,23	7040,84	7005,64	6970,61	6935,76	6901,08	6866,57	6832,24	6798,08	6764,09	6730,27	6696,62	6663,13	6629,82	6596,67	6563,69	
Energia gerada (kWh)		8053,20	8012,93	7972,87	7933,00	7893,34	7853,87	7814,60	7775,53	7736,65	7697,97	7659,48	7621,18	7583,08	7545,16	7507,44	7469,90	7432,55	7395,39	7358,41	7321,62	7285,01	7248,58	7212,34	7176,28	7140,40	
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)		3623,94	3605,82	3587,79	3569,85	3552,00	3534,24	3516,57	3498,99	3481,49	3464,09	3446,77	3429,53	3412,38	3395,32	3378,35	3361,45	3344,65	3327,92	3311,28	3294,73	3278,25	3261,86	3245,55	3229,33	3213,18	
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)		4429,26	4407,11	4385,08	4363,15	4341,34	4319,63	4298,03	4276,54	4255,16	4233,88	4212,71	4191,65	4170,69	4149,84	4129,09	4108,44	4087,90	4067,46	4047,13	4026,89	4006,76	3986,72	3966,79	3946,95	3927,22	
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)																											
Autoconsumo (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	
Injeção na rede (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	
Reajuste tarifário (%)																											
Representatividade das Cotas na tarifa (%)																											
Aumento do preço da energia das Cotas (%)																											
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO2-eq (R\$)		702,43	698,91	695,42	691,94	688,48	685,04	681,62	678,21	674,82	671,44	668,09	664,74	661,42	658,11	654,82	651,55	648,29	645,05	641,82	638,62	635,42	632,25	629,08	625,94	622,81	
Quantidade de CO2-eq evitado (Kg)		9969,86	9920,01	9870,41	9821,06	9771,95	9723,10	9674,48	9626,11	9577,98	9530,09	9482,44	9435,02	9387,85	9340,91	9294,21	9247,73	9201,50	9155,49	9109,71	9064,16	9018,84	8973,75	8928,88	8884,23	8839,81	
Preço do Kg de CO2-eq evitado (R\$/kg)		0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	0,07046	
Saídas de Caixa		32120	2171	2166	2187	2162	2151	2146	2140	2136	2133	2124	2107	2090	8818	2055	2038	2024	2017	2003	1990	1976	1963	1950	1936	1923	1910
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	32120																										
Reposição inversor (R\$)															6745												
Disponibilidade energética (R\$)		565,33	560,12	580,68	556,50	544,65	539,54	534,46	529,75	527,22	518,18	500,80	483,52	466,32	449,21	432,18	417,97	410,98	397,38	383,84	370,38	356,98	343,65	330,38	317,18	304,05	
Consumo total (kWh)		9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	9253,20	
Consumo total - Energia gerada (kWh)		1200,00	1240,27	1280,33	1320,20	1359,86	1399,33	1438,60	1477,67	1516,55	1555,23	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80	
Consumo líquido (kWh)		1342,20	1365,54	1263,49	1303,44	1343,19	1382,74	1422,09	1461,25	1500,21	1546,08	1593,72	1632,02	1670,12	1708,04	1745,76	1783,30	1820,65	1857,81	1894,79	1931,58	1968,19	2004,62	2040,86	2076,92	2112,80	
Disponibilidade energética (kWh)		615,00	609,34	631,70	605,39	592,51	586,95	581,42	576,30	573,55	563,70	544,81	526,00	507,29	488,67	470,15	454,70	447,09	432,29	417,57	402,92	388,34	373,84	359,41	345,05	330,77	
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)		0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	0,91923	
O&M		1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	1606,00	
Fluxo de Caixa do Projeto		-32120	5934	5899	5838	5822	5794	5759	5725	5690	5653	5623	5602	5581	-1185	5539	5518	5494	5464	5440	5416	5393	5369	5346	5323	5299	5276