FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA DE ECONOMIA DE SÃO PAULO

ELIAS MOTA LIMA JUNIOR

A ENERGIA FOTOVOLTAICA NO AGRONEGÓCIO - GESTÃO DE CUSTOS E RISCOS, DIVERSIFICAÇÃO DE RECEITA E EXTERNALIDADES

SÃO PAULO
2019

ELIAS MOTA LIMA JUNIOR

A ENERGIA FOTOVOLTAICA NO AGRONEGÓCIO - GESTÃO DE CUSTOS E RISCOS, DIVERSIFICAÇÃO DE RECEITA E EXTERNALIDADES

Dissertação apresentada à Escola de Economia de São Paulo, da Fundação Getulio Vargas – EESP – FGV, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Agronegócio.

Campo de conhecimento: Agroenergia

Orientador Prof. Dr. José Dilcio Rocha

SÃO PAULO

2019

Lima Junior, Elias Mota.
A energia fotovoltaica no agronegócio : gestão de custos e riscos, diversificação de receita e externalidades / Elias Mota Lima Junior. - 2019.
70 f.

Orientador: José Dilcio Rocha.
Dissertação (mestrado profissional MPAGRO) – Fundação Getulio Vargas, Escola de Economia de São Paulo.

1. Agroindústria - Brasil. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Energia - Fontes alternativas. 4. Eletrificação rural. I. Rocha, José Dilcio. II. Dissertação (mestrado profissional MPAGRO) – Escola de Economia de São Paulo. III. Fundação Getulio Vargas. IV. Título.

CDU 620.91(81)

Ficha Catalográfica elaborada por: Isabele Oliveira dos Santos Garcia CRB SP-010191/O
Biblioteca Karl A. Boedecker da Fundação Getulio Vargas - SP

ELIAS MOTA LIMA JUNIOR

A ENERGIA FOTOVOLTAICA NO AGRONEGÓCIO - GESTÃO DE CUSTOS E RISCOS, DIVERSIFICAÇÃO DE RECEITA E EXTERNALIDADES

Dissertação apresentada à Escola de Economia de São Paulo, da Fundação Getulio Vargas – EESP – FGV, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Agronegócio.

Data de Aprovação:

_____/_____/_____

Banca examinadora:

_____
Prof. Dr. José Dilcio Rocha (orientador)
Embrapa, FGV – EESP

_____
Prof. Dr. Sérvio Túlio Prado Júnior
FGV – EESP

_____
Prof. Dr. Roberto Zilles
USP – IEE

AGRADECIMENTOS

A Deus por mais essa experiência, pela vida e pelo privilégio ao acesso ao conhecimento.

Aos meus pais, Elias e Zita, ele sempre bem-humorado, criativo, corajoso, simpático e de fé inabalável em Deus. Dona Zita, culta, discreta, confiável, protetora. Sempre e para sempre ao meu lado, juntos me ensinaram, por meio de seus exemplos de vida, a importância do sonhar, superar desafios e a trabalhar para que sonhos e objetivos se materializem sem jamais renunciar ao caminho correto e do fazer o bem. Vocês são meus heróis.

À Patrícia, incansável em todos os momentos, por absolutamente todo apoio, compreensão, carinho, cuidado. Sua sabedoria, graça e amor me inspiram todos os dias a dar o meu melhor.

Aos meus filhos Guilherme e Pedro, “responsáveis” pelos dois dias mais felizes da minha vida, pelos incentivos, apoio e muita torcida. Me inspiram a buscar ser um homem melhor a cada dia. À Nina, minha filha do coração, que à sua maneira me apoiou durante esse tempo.

À minha família, em especial meus irmãos e irmãs, por todo o incentivo e carinho ao longo do curso. Aos amigos do MPAgro, muita alegria pela jornada juntos e felicidade em tê-los como amigos.

Ao meu orientador Prof. Dr. José Dilcio Rocha, sua sabedoria, conhecimento e sua empatia durante esta etapa do curso e da minha vida, em que os desafios extrapolaram as salas de aula, suas orientações e apoio para este trabalho foram essenciais.

Ao Prof. Dr. Angelo Gurgel por todo o ensinamento, dedicação, por sua parcimônia e incentivo nos momentos mais críticos.

Ao Prof. Dr. Roberto Zilles, por gentilmente aceitar participar da banca de avaliação, compartilhando sua extensa experiência e conhecimento.

Ao Prof. Dr. Sérvio Túlio Prado Júnior, por sua participação na banca e por suas valorosas contribuições.

Aos amigos, Tiago, Luciana, Chico, Lincoln, Jessica, Rodrigo e Thaigor por compartilharem um pouco de seu vasto conhecimento.

A todos os professores, ao Alexandre e à Eula, a todos os funcionários e colegas de outras turmas do MPAgro.

“Mas o Espírito de Deus produz o amor, a alegria, a paz, a paciência, a delicadeza, a bondade, a fidelidade, a humildade e o domínio próprio...”

Gálatas 5, v 22.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade da aplicação de tecnologia fotovoltaica para a geração de eletricidade no setor de agronegócio. O aumento no custo da energia no Brasil, no período entre 1995 e 2015, pode ser observado pela comparação entre 751,7% do IPCA-Energia e 342% do IPCA-Geral. O agronegócio demonstrou uma participação acima de 20% do PIB nacional nos últimos 10 anos. O custo de energia mantém um peso importante em toda a cadeia do agronegócio e, com a intensificação do uso de novas tecnologias, a busca por alternativas para a redução de custos, riscos e emissão de gases de efeito estufa faz-se ainda mais relevante. Considerando-se favoráveis os níveis de irradiação solar incidentes no território brasileiro, a legislação e a disponibilidade de áreas para instalação de usinas fotovoltaicas, essa fonte de energia destaca-se como opção viável. Dessa forma, este trabalho procura contribuir para a avaliação do estágio em que se encontra a geração de energia fotovoltaica, ou seja, se a tecnologia já atingiu um patamar em que a relação de custo versus benefícios se mostra propícia ao investimento. Esta pesquisa usou como referência um estudo de caso de uma fazenda que investiu em um sistema fotovoltaico. Foi analisado o cenário que serviu de base para que a decisão de investimento fosse tomada. Além disso, foram criados para análise outros dois cenários alternativos, com variações das tarifas de energia. Realizou-se consultas a especialistas e pesquisa bibliográfica referenciada. A análise dos resultados obtidos demonstrou a viabilidade do investimento nos três cenários analisados e a oportunidade de ampliação das fontes de receitas com o investimento em uma usina fotovoltaica de potência maior do que uma usina desenvolvida apenas para consumo próprio. Por fim, foram também analisadas as externalidades decorrentes do investimento em energia limpa, como a utilização de terras por vezes improdutivas e a geração de mão de obra vinculada à nova atividade.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica no agronegócio; geração distribuída no campo; energia renovável no meio rural**.**

ABSTRACT

This paper presents a feasibility study of application of photovoltaic technology to electricity generation in the agribusiness sector. The increase in the cost of energy in Brazil in the period between 1995 and 2015 can be observed by comparing the IPCA-Energy Index of 751.7% versus the IPCA-General Index of 342%. Agribusiness has had a share of over 20% of the Brazilian GDP over the past 10 years. The cost of energy plays an important role in the entire agribusiness chain, and with the intensification of the use of new technologies, the search for an alternative source to reduce costs, risks and greenhouse gases emissions is even more relevant. The suitable levels of solar irradiation, the legislation and the availability of areas for the installation of photovoltaic plants in Brazil point out this energy source as a feasible option. In this manner, this work seeks to contribute to the assessment of the stage of photovoltaic energy generation in Brazil, i.e., if it has reached a level in which the cost-benefit ratio is favorable for investing. This research was based on a case study of a farm that invested in a photovoltaic system. The base scenario that supported the investment decision was analyzed and compared with two other alternative scenarios created with variations of energy tariffs. Consultations with specialist and referenced literary research were carried out. The results showed the investment feasibility in all three scenarios and the opportunity to increase the income sources from a photovoltaic power plant with greater power generation. In addition, the externalities resulting from the investment in clean energy, such as the use of unproductive land and the generation of a labor force demand were also analyzed.

Keywords: Photovoltaic energy in the agribusiness; distributed generation in the rural areas; renewable energy in the rural areas.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Irradiação média anual global 13
Figura 2 - Ilustração esquemática das metas ambientais brasileiras baseadas na INDC 2015 14
Figura 3 - Representação dos sistemas GD: a) on-grid e b) off-grid 22
Figura 4 - População e consumo de energia em microrregiões do estado de Minas Gerais. 37
Figura 5- Média de energia gerada ao ano durante o período de 25 anos..... 48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Participação anual do agronegócio no PIB brasileiro 15
Tabela 2 - Estrutura da RN 687/15 para locação ou arrendamento 29
Tabela 3 - Descrição dos materiais utilizados na implantação do sistema fotovoltaico 31
Tabela 4: Análise de viabilidade da usina de GD, avaliando os 3 cenários propostos 48
Tabela 5 - Cenário Base – Tarifa indicativa R$/kWh = 0,75 65
Tabela 6 - Cenário Alternativo Conservador – Tarifa indicativa R$/kWh = 0,61 67
Tabela 7- Cenário Alternativo Otimista – Tarifa indicativa R$/kWh =0,83 69

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 12
2. OBJETIVOS 17
   2.1. Objetivo geral dessa pesquisa 17
   2.2. Objetivos específicos 17
3. REVISÃO DA LITERATURA 18
   3.1. Energia renovável, limpa e sustentável 18
   3.2. Tipos de energia solar 18
   3.2.1. Tecnologia de geração de energia solar 19
   3.3. Modelos de geração distribuída 21
   3.3.1. Sistema “*on grid*” e “*off grid*” 21
   3.4. Definição de Tarifas 24
   3.5. Análise de ambiente regulatório: leis, normas e incentivos 27
   3.6. Mudanças na tarifação e riscos da regulamentação 29
4. MATERIAIS E MÉTODOS 31
   4.1. Equipamentos e materiais 31
5. ESTUDO DE CASO 34
   5.1. Descrição do local 35
   5.2. Modelo de GD selecionado 38
   5.3. Modelagem financeira 38
   5.4. Fontes de financiamento 41
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES 43
   6.1. Impactos da geração distribuída na rede elétrica 43
   6.2. Análise dos resultados 45
7. CONCLUSÃO 54

REFERÊNCIAS 58

I. ANEXOS 65

Anexo A 65

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, é crescente a preocupação mundial com a preservação do meio ambiente e a diversificação da matriz energética. O aumento na demanda por energia e o desenvolvimento da indústria e do agronegócio estimularam a geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, como a energia solar.

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, na medida em que há avanços tecnológicos e ganho de escala, torna-se cada vez mais competitiva. A resultante da redução de custos é a competitividade (NASCIMENTO, 2017, p. 4). Fora que, segundo alguns estudos, mais empregos são gerados a partir do investimento em energias renováveis do que quando comparado a gerada por fontes fósseis. Segundo um estudo realizado em 2008, essa diferença é aproximadamente de quatro vezes (POLLIN; GARRET-PELTIER; HEINTZ; SCHARBER, 2008, p. 11). Este fato tem feito com que países desenvolvidos, como o Japão, invistam cada vez mais em energias provenientes de fontes renováveis como meio de geração de novos empregos para a população (IPCC, 2012, p. 18).

Em termos de consumo, o Brasil é atualmente o 8º consumidor mundial de energia. Segundo Tolmasquim, Gerreiro e Gorini (2007), o consumo de energia em 2030 será o dobro em comparação com o ano de 2015. De acordo com os dados apresentados pelo Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, lançado em fevereiro de 2019, a matriz de produção de energia elétrica no sistema interligado nacional produziu 51.570 GWh em janeiro de 2019 (MME, 2019). Neste mesmo mês, 90,9% desse total produzido foi proveniente de fontes renováveis, tendo sua maior contribuição, cerca de 81%, advinda da geração hidráulica, enquanto a solar correspondeu a 0,6% (MME, 2019). O Brasil possui expressivo potencial para geração de energia elétrica através de fonte solar (NASCIMENTO, 2017, p. 4). A Figura 1 abaixo mostra a média anual de insolação diária global no Brasil.

Figura 1 - Irradiação média anual global
Fonte: CRESESB, 2000

O acordo de Paris realizado na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015, direcionou ainda mais a atenção dos países em relação a preocupação com a geração de energia renovável (RHODES, 2016), já que a maior contribuição dos gases causadores do efeito estufa provenientes de fatores externos (antropogênicos) são resultantes do uso de combustíveis fósseis (IPCC, 2008, p. 5). O setor energético no ano de 2015 foi responsável pela parcela de 65% destas emissões (TOLMASQUIM, 2012, p. 141).

Em 2016, o Brasil divulgou a meta estabelecida pela Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), para a sua matriz energética de que, em até 2030, elevará para 23% a geração de energia renovável, exceto a energia hídrica (PEREIRA, 2016). Além disso, o Brasil também assumiu compromisso com metas ambientais para a redução da emissão de carbono com base nos dados da NDC de 2005, como ilustra a Figura 2. Para atingir as metas

firmadas, conforme a EPE 2016, será necessário aumentar o uso de energias renováveis, além da energia hídrica, para ao menos 23% até 2030.

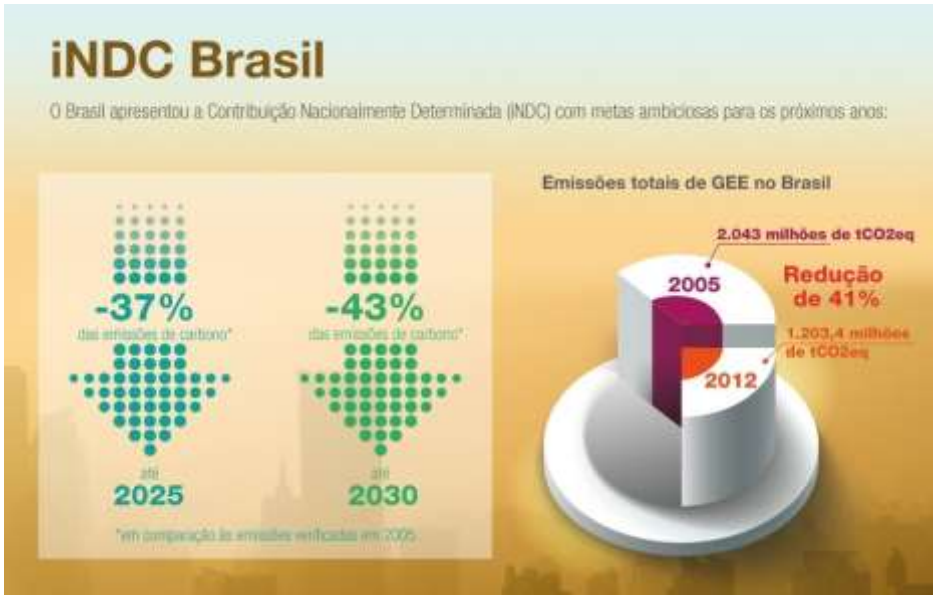


Figura 2 - Ilustração esquemática das metas ambientais brasileiras baseadas na INDC 2015
Fonte: (MMA, 2015)

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2018), a participação de energias renováveis na composição da matriz energética crescerá 20% nos próximos cinco anos atingindo 12,4% em 2023. Durante este período, as energias renováveis deverão atender a mais de 70% do crescimento da geração global de eletricidade; crescimento este estimado que deverá ser liderado pela energia solar, a qual, em 2017, teve aumento de 32% da capacidade instalada em relação ao ano de 2016. No ranking do crescimento das energias renováveis, a energia fotovoltaica é seguida pela eólica, depois pela hidrelétrica e então pela bioenergia. A energia hidrelétrica continua sendo a maior fonte renovável, atendendo 16% da demanda mundial de eletricidade até 2023, seguida pela energia eólica (6%), energia solar fotovoltaica (4%) e bioenergia (3%) (IEA, 2018).

A economia brasileira foi considerada, em 2018, a nona economia mundial e a primeira da América Latina, segundo dados do Fundo Monetário Internacional (FMI, 2018). A contribuição do agronegócio na economia brasileira representou cerca de 21,6% do PIB em 2017 (ESALQ, 2018). O agronegócio responde por aproximadamente 44,1% das exportações, tendo

saldo comercial de aproximadamente 96,1 bilhões de dólares em 2017, como demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Participação anual do agronegócio no PIB brasileiro

Ano	PIB total	*Agronegócio	participação
2010	3.885.847	841.025	22%
2011	4.376.382	920.264	21%
2012	4.814.760	934.578	19%
2013	5.331.619	1.022.027	19%
2014	5.778.953	1.101.374	19%
2015	5.995.787	1.231.419	21%
2016	6.259.228	1.428.880	23%
2017	6.559.940	1.418.778	22%

Fonte: elaborado pelo autor, com base em (CEPEA, 2018)

A necessidade de maior eficiência no setor do agronegócio, visando o aumento de sua competitividade, depende, entre outros fatores, da melhor gestão dos riscos e dos custos envolvidos. O insumo energia impacta cada vez mais de forma relevante tanto os custos como os riscos de produção. Em relação aos custos pode-se mencionar: a adoção de novas tecnologias a exemplo da utilização de irrigação por gotejamento que aumenta a demanda; e o aumento real nas tarifas de energia no Brasil que pode ser constatado pela comparação do IPCA-Energia de 751,7% contra 342% do IPCA-Geral (SINDIELETRO, 2019). Quanto aos riscos decorrentes do componente energia, a intermitência ou interrupção prolongada no fornecimento pode afetar períodos críticos da produção, motivo pelo qual geradores, usando como combustível o diesel, precisam ser instalados em algumas regiões nas épocas de colheita, aumentando os custos de produção (STEMAC, 2016).

A eliminação ou minimização do uso de máquinas e equipamentos, que hoje têm como fonte de energia quase que exclusivamente os combustíveis fósseis, surgem como outro desafio e oportunidade para o setor do agronegócio. Para se ter ideia da relevância do uso dos combustíveis fósseis no setor do agronegócio no Brasil, segundo estudo do Centro de Pesquisas Econômicas da Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz (CEPEA, 2018),

datado de 2010, 42,3% de todos os serviços de transporte no País foram utilizados pelos produtos do agronegócio (CEPEA, 2018).

Assim sendo, a condição favorável de irradiação solar incidente no território brasileiro, a disponibilidade de áreas para instalação de usinas fotovoltaicas, aliados também à redução de custos relativos ao uso de energia com a instalação de usinas fotovoltaicas, sugerem essa fonte de energia como uma opção economicamente viável. Este tipo de geração de energia limpa está totalmente alinhado às metas internacionalmente fixadas, à legislação e às políticas públicas do país para a matriz energética desejável, igualmente em plena sintonia com preservação do meio ambiente. Ademais, segundo Ribeiro (2014), o Brasil é um dos países mais propícios no mundo para o uso de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural. Portanto, há um contexto oportuno para uma avaliação mais aprofundada da utilização de energia renovável no agronegócio.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo geral dessa pesquisa

A partir do estudo de caso, realizado em uma fazenda no Triângulo Mineiro, analisar a viabilidade econômica e os potenciais impactos na gestão de custos e riscos envolvidos na geração e utilização de energia fotovoltaica, assim como a possibilidade de diversificação de receitas e externalidades.

2.2. Objetivos específicos

- Explorar o modelo de Geração Distribuída (GD), abordado no estudo de caso, quanto a sua viabilidade e eventuais possibilidades de aproveitamento provenientes de outras vantagens econômicas e estratégicas.
- Analisar o estado atual do marco regulatório e quais as possíveis mudanças em curso, uma vez que o mesmo se encontra em audiência pública na qual há debates que evidenciam a expectativa de mudanças na tarifação e nos incentivos ao segmento de GD.

3. REVISÃO DA LITERATURA

3.1. Energia renovável, limpa e sustentável

Segundo a IEA (2018), as fontes de energias renováveis advêm de processos naturais, sendo reabastecidas em proporções iguais ou superiores à sua utilização. As fontes mais comuns de energia renovável são: solar, eólica, geotérmica, hidrelétrica e biomassa (LUCON; GOLDEMBERG, 2009).

Enquanto a energia sustentável se refere à energia contida dentro de um ciclo de geração e consumo, de modo que estes estejam sempre em equilíbrio fazendo com que a natureza tenha poder de repô-la, a energia limpa diz respeito a produção de poluentes devido a geração e consumo de energia, sendo aquela que não polui ou polui menos que as fontes tradicionais, como o combustível fóssil.

3.2. Tipos de energia solar

O processo de transformação da radiação solar em energia não envolve a emissão de poluentes e por isso a radiação solar é considerada uma fonte de energia limpa. Além do mais, é uma forma de energia renovável e inesgotável (Casagranda *et al.*, 2017). A energia solar também tem um importante papel na preservação do meio ambiente: segundo Salés (2008, p. 46), uma parte do milionésimo da energia solar que nosso país recebe durante o ano poderia nos dar um suprimento de energia equivalente a 54% do petróleo nacional, 2 vezes a energia obtida com o carvão mineral e 4 vezes a energia gerada no mesmo período por uma usina hidrelétrica (SALÉS, 2008, p. 47).

Energia térmica ou elétrica podem ser geradas através da transformação da energia solar. Na energia térmica, a transformação é realizada através da captação e posterior conversão da radiação eletromagnética solar em calor e é geralmente vinculada ao uso e aproveitamento doméstico. Já a conversão de energia solar em energia elétrica é considerada como uma forma de energia solar ativa e possui duas vertentes: heliotérmica e fotovoltaica (ECYCLE, 2019).

Na heliotérmica ocorrem dois processos: o primeiro consiste na conversão da radiação eletromagnética solar em energia térmica e o segundo

na posterior conversão da energia térmica em elétrica. Esse processo de geração de energia, conhecida como Energia Solar Concentrada (CSP), utiliza o acúmulo do calor proveniente dos raios solares. A luz solar é concentrada em um único ponto, onde também está localizado um receptor, que aquece um fluido a fim de transferir calor, conhecido como fluido térmico. O calor captado dos raios solares pode ter aplicações de uso direto, como por exemplo processos industriais com necessidade de altas temperaturas, ou para gerar eletricidade através da movimentação de turbinas a vapor gerando energia elétrica. A vantagem deste sistema se encontra na possibilidade de armazenamento térmico com a finalidade de liberar calor em dias nublados ou a noite para geração de energia elétrica.

Já no que diz respeito à fotovoltaica, o seu efeito foi identificado em 1839 por Edmond Becquerel, através da observação da diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura contendo material semicondutor, em decorrência da absorção da luz (CRESESB, 2019).

Na geração de energia fotovoltaica, a energia contida na radiação luminosa é convertida diretamente em energia elétrica. O sistema fotovoltaico (FV) é composto basicamente pelos módulos fotovoltaicos, controladores de carga, inversores e baterias. O dimensionamento e a função de cada um desses componentes depende do tipo de instalação do sistema FV (BOSO et al., 2015). Os módulos fotovoltaicos, são constituídos por células fotovoltaicas, que são feitas de materiais semicondutores. Estas células, quando expostas à luz, produzem reações químicas e físicas que geram energia. Essa energia é gerada em corrente contínua e convertida pelos inversores em corrente alternada.

A energia solar fotovoltaica pode ser utilizada instantaneamente, armazenada por meio de baterias ou ainda injetada na rede da distribuidora de energia.

3.2.1. Tecnologia de geração de energia solar

A história da primeira célula solar teve início em 1953 com Calvin Fuller, que desenvolveu o processo de difusão para introduzir impurezas em cristais de silício. Porém, atribui-se a produção da primeira célula solar de silício a Gerald Pearson. As células apresentadas por Pearson tiveram resultados de

eficiência de conversão ainda melhores do que as melhores células de selênio da época, conhecidas há mais tempo. No caso, a célula fotovoltaica, conforme Zilles (2012) “é um dispositivo gerador de eletricidade com características peculiares que a diferem das tradicionais fontes de energia”. A eficiência de conversão ou rendimento de uma célula fotovoltaica é definida como o quociente entre a potência da luz que incide na superfície da célula fotovoltaica e a potência elétrica disponível aos seus terminais (BRITO; SILVA, 2006). A eficiência de conversão das células de silício era de cerca de 4%, enquanto as de selênio apresentavam uma eficiência máxima inferior a 1%. Fuller, não contente com os resultados encontrados, continuou suas experiências e chegou a uma composição de silício com arsênio que apresentava uma eficiência de 6% (VALLÊRA; BRITO, 2006, p. 10).

O desenvolvimento tecnológico do sistema FV é constantemente aprimorado. Há atualmente, disponíveis no mercado, inúmeras variantes de células fotovoltaicas. Como informa Zilles et al. (2012), entre elas se encontram as tecnologias de silício cristalino fotovoltaico (c-Si) que se subdivide em monocristalino e policristalino, sendo que há também a tecnologia na forma de amorfo. No caso das células de película fina, estas são formadas pela deposição de camadas extremamente finas de materiais semicondutores fotovoltaicos sobre materiais tais como o vidro, aço inoxidável ou plástico.

As diferentes tecnologias de fabricação promovem diferentes níveis de eficiência na conversão de energia. A tecnologia mais utilizada é a c-Si que representa a maior fatia do mercado (cerca de 95%). As do tipo monocristalino possuem eficiência de 15 a 20%, e as do tipo policristalino possuem eficiência entre 13,5% e 16,2% (MACHADO, 2017, p. 44), isso enquanto as células de filme fino do tipo a-Si têm eficiência entre 5 e 10% (FALCÃO, 2005, p. 27). Já as células de película fina têm menor custo, porém apresentam também menor eficiência.

Observa-se pelo histórico de preços que os custos dos módulos fotovoltaicos tendem a diminuir com o avanço da tecnologia empregada, colaborando para que o investimento se torne cada vez mais economicamente viável. Como exemplo, no início os módulos fotovoltaicos convertiam apenas 4,5% da energia solar captada em eletricidade a um custo de US$ 1.785/Wp. Atualmente, a eficiência média mundial alcançou 15%, sendo que as

tecnologias mais atuais alcançam uma eficiência de até 25% na conversão. Estima-se que em 2022 a média de eficiência de conversão operacional instalada seja de 23,5%, e que os preços estejam entre U$0,5/Wp e U$1,0/Wp (MME, 2019).

3.3. Modelos de geração distribuída

O sistema elétrico brasileiro adota o modelo centralizado de geração, baseado em grandes centrais geradoras, geralmente hidrelétricas, com linhas de transmissão interconectadas em quase a totalidade do território nacional (BERMANN, 2012). O modelo de Geração Distribuída – GD – é de forma descentralizada, podendo ser na própria unidade de consumo ou próxima desta, e surge como alternativa de geração de energia no que poderá ser usada pelo agronegócio brasileiro. Este tipo de distribuição de energia já foi amplamente utilizado no desenvolvimento da eletricidade (LOPES; FERNANDES; MUCHALUAT-SAADE, 2015). Zilles et al. (2012), esclarecem que a GD não foi muito utilizada nos últimos anos o que possivelmente leva a que ainda não exista uma única definição que caracterize a GD. Desta forma, pode-se encontrar definições que consideram diferentes fatores, tais como capacidade instalada, forma de conexão, tecnologias e outros. A GD traz consigo um papel fundamental na sustentabilidade, pois permite o controle do horário de pico, a redução de perdas no sistema e possibilita a utilização de fontes de energia renováveis na matriz energética. Esses fatores têm contribuído para o crescimento da GD (Chittum; Østergaard, 2014; Hiremath; Shikha; Ravindranath, 2007; Hiremath et al., 2009; Lüthi et al., 2009).

3.3.1. Sistema “*on grid*” e “*off grid*”

A GD pode ser classificada de acordo com a sua localização e a da unidade de consumo, em sistema conectado à rede elétrica (*on-grid*) e sistema isolado da rede elétrica (*off-grid*). No sistema “*on-grid*”, o excedente de energia gerada passa por um medidor (wattímetro) bidirecional e o excedente é injetado na rede da distribuidora, gerando crédito para futura compensação na conta de energia, conforme regulamentado no Brasil. No sistema “*off-grid*” a fonte de energia elétrica está desconectada da rede de distribuição, devendo

ser consumida no momento da geração ou armazenada em baterias (SILVA; HOLLANDA; CUNHA, 2016) .

A Figura 3 mostra de maneira esquematizada os processos envolvidos em um sistema GD “*on-grid*” (a) e “*off-grid*” (b).

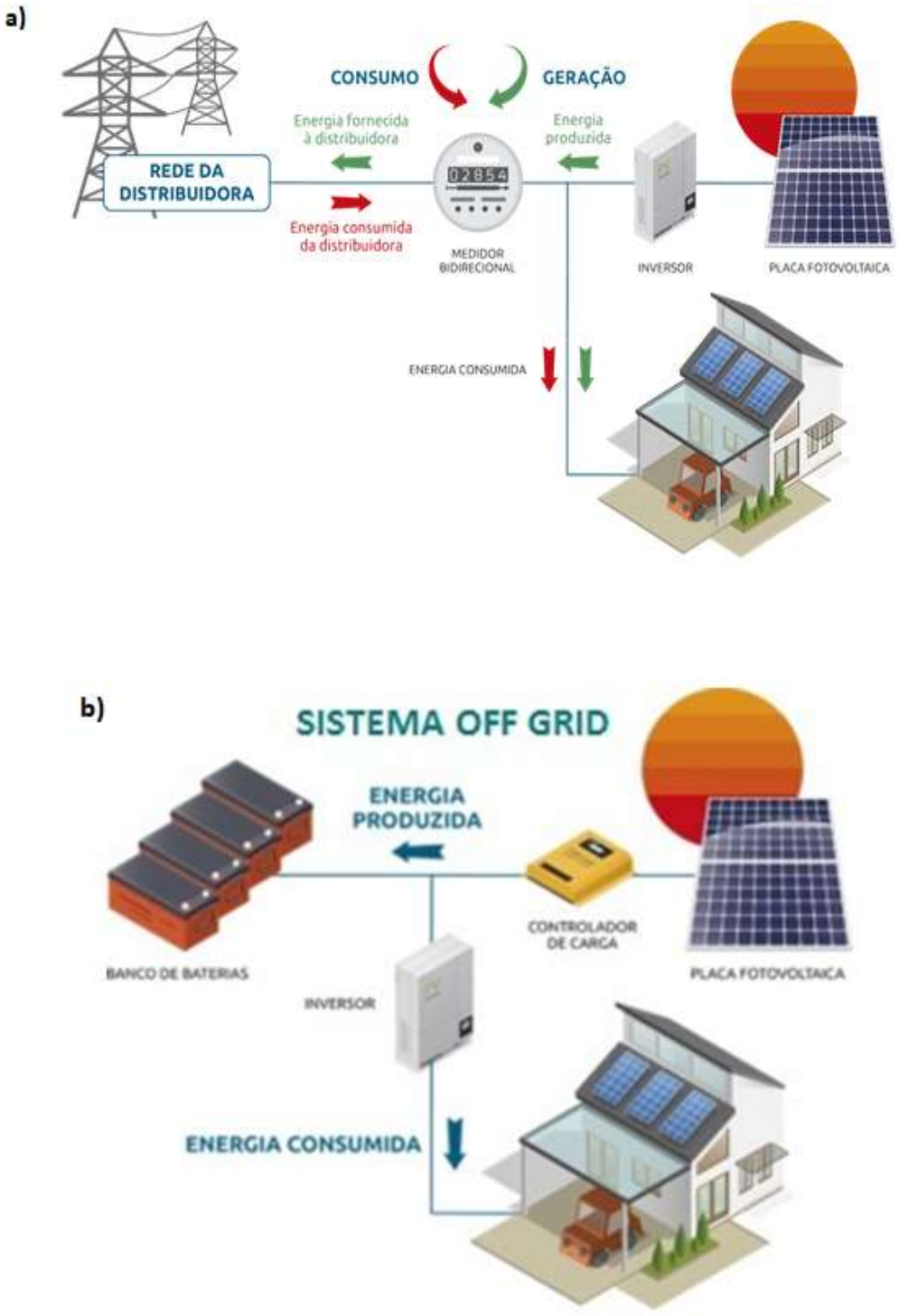


Figura 3 - Representação dos sistemas GD: a) on-grid e b) off-grid
Fonte: (INOVACARE)

A GD também pode ser classificada como microgeração ou minigeração, de acordo com a potência instalada. A microgeração distribuída possui potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), e a minigeração distribuída tem potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 megawatts (MW), tratando-se de energia solar. Ambas consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Com relação a conexão da GD ao sistema, esta é definida por cada distribuidora, desde que aderente a Resolução Normativa 56 da ANEEL, de 6 de abril de 2004 e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST/ Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição).

Segundo o Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGREÉ, 2018), as definições referentes ao que é baixa tensão (BT), média tensão (MT), alta tensão (AT) e extra alta tensão (EAT) não são precisas. Esse tipo de entidade internacional relaciona a estrutura da rede e o tamanho da unidade de geração distribuída, desta forma BT equivaleria a tensão menor que 1 kV (pequenas unidades de geração); Rede de distribuição MT tensão de 1 a 35kV (médias unidades de geração) e Rede de distribuição AT com tensão superior a 35kV (grandes unidades de geração). Para a ANEEL a rede e a GD são consideradas em relação aos níveis de tensão para conexão de centrais geradoras conforme relacionado (ANEEL, 2018):

- <10 kW Baixa Tensão (monofásico);
- 10 a 75 kW Baixa Tensão (trifásico);
- 76 a 150 kW Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão;
- 151 a 500 kW Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão;
- 501 kW a 10 MW Média Tensão / Alta Tensão;
- 11 a 30 MW Média Tensão / Alta Tensão;
- > 30 MW Alta Tensão.

A Resolução Normativa ANEEL 482/2012 estabeleceu as condições gerais para a conexão à rede de GD e criou o sistema de compensação onde há possibilidade de se reter créditos em energia. Porém, o acesso a este

sistema de compensação só é permitido para aqueles consumidores que compram a energia diretamente da distribuidora, ou seja, que possuem um contrato vigente com a distribuidora de energia local. Estes são conhecidos como (i) consumidores cativos, (ii) múltiplas unidades consumidoras; e (iii) compartilhada. No autoconsumo local a produção e o consumo de energia ocorrem na mesma unidade e o excedente de energia é convertido em créditos com validade de 60 meses. Já no autoconsumo remoto a produção e o consumo do excedente de energia ocorrem em unidades diferentes desde que as unidades estejam sob o mesmo CPF ou CNPJ, ou seja, sob o mesmo titular e dentro da mesma área de concessão.

No empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, o sistema pertence a vários usuários e há a conversão de toda a energia produzida em crédito. Este crédito pode ser utilizado por cada usuário de forma individual sendo abatido em sua fatura ou em uso geral onde há áreas de uso comum, por exemplo, elevador de um prédio. É necessário apenas um medidor bidirecional. Na geração compartilhada o titular da unidade consumidora é dado pela formação de consórcios ou cooperativas, as quais podem estar localizadas em regiões diferentes, entretanto dentro da mesma área de concessão, desde que a unidade consumidora de GD e as unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada estejam em locais distintos.

3.4. Definição de Tarifas

A tarifa de energia elétrica é dada pela somatória de todos os componentes envolvidos no processo industrial de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica, além dos encargos envolvidos no custeio de aplicação de políticas públicas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desenvolve várias metodologias afim de calcular as tarifas de modo a viabilizar a remuneração dos segmentos do setor elétrico, tanto para que prestem um bom serviço em termos de disponibilidade e qualidade da energia fornecida, quanto para estimular empresas do sistema de geração, transmissão e distribuição a melhorar e baratear o serviço prestado (ANEEL, 2017). De acordo com o inciso XVIII do art. 3º da Lei nº

9.427 de 26 de dezembro de 1996, é dever da ANEEL estipular as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (BRASIL, 1996).

Quanto ao faturamento da energia aos consumidores, considera-se a demanda de potência e a carga de energia (consumo), sendo a demanda de potência medida em quilowatt e correspondente a média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à distribuidora durante um intervalo de tempo específico. O faturamento ocorre pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, em geral ciclos de 30 dias. Já o consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica que a distribuidora disponibiliza ao consumidor durante cada ciclo. São duas as classificações dos custos das distribuidoras para realizar o cálculo tarifário: a parcela A que corresponde a compra de energia, transmissão e encargos setoriais; e parcela B que corresponde a distribuição de energia (ANEEL, 2017).

O componente da tarifa relativo ao transporte da energia é considerado um monopólio natural e a ANEEL, em sua atuação, busca custos eficientes relacionados aos serviços prestados. A segmentação é feita em transmissão e distribuição. A transmissão é o elo entre geração e distribuição e a distribuição é o elo com os usuários finais (ANEEL, 2017).

A estrutura de tarifas de energia elétrica brasileira contempla dois grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”. As tarifas do “grupo A” são aplicadas para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, sendo classificados como: A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais; A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV; A3 para o nível de tensão de 69 kV; A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV; A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV; AS para sistema subterrâneo. Já as tarifas do “grupo B” são aplicadas aos consumidores atendidos em tensão menor do que 2,3 kV, sendo classificados como: B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda; B2 Classe rural, B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, serviço público e consumo próprio; B4 iluminação pública (ANEEL, 2017).

As tarifas dão cobertura para os custos envolvidos na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, além dos encargos setoriais. Também representam a maior fatia da conta de energia dos consumidores. As bandeiras tarifárias, por sua vez, refletem os custos variáveis da geração de

energia elétrica. Esses custos variam de acordo com as usinas utilizadas para gerar a energia. Antigamente, antes da criação das bandeiras tarifárias, esses custos variáveis só eram repassados no reajuste seguinte, tendo prazo de até um ano para serem repassados ao consumidor. As bandeiras tarifárias evidenciam a variação dos custos quando eles ocorrem. Há 3 tipos de bandeiras: verde, amarela e vermelha.

Quando as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas contas, a bandeira é classificada como verde. Agora, se as condições são um pouco menos favoráveis, a bandeira é classificada como amarela, havendo uma cobrança adicional proporcional ao consumo, na razão de R$ 1,00 por 100 kWh (ou suas frações). Se as condições forem ainda mais desfavoráveis, a bandeira é classificada como vermelha e o racional do adicional cobrado proporcional ao consumo é de acordo com o patamar da bandeira vermelha. Adicional na razão de R$ 3,00 por 100 kWh (ou suas frações), para a Bandeira vermelha - patamar 1; e na razão de R$ 5,00 por 100 kWh (ou suas frações), para a Bandeira vermelha - patamar 2. A esses valores, são acrescentados os impostos vigentes.

Para incentivar a micro e mini GD, a ANEEL optou por estabelecer o sistema de tarifas denominado *Net Metering*, o qual consiste na medição líquida do fluxo de energia no ponto de conexão através de medidores (wattímetros) bidirecionais. Caso a energia gerada e injetada na rede seja maior do que a carga, é gerado crédito em energia para abatimento da fatura nos meses posteriores. Caso contrário, o consumidor pagará a diferença entre a energia consumida e a injetada. O sistema de medição deve cumprir as exigências para as unidades consumidoras ligadas ao patamar da tensão de micro ou minigeração. Atualmente, a tarifa do tipo monômia é aplicada na compensação de energia injetada na rede pelo consumidor pertencente ao grupo B, a qual é caracterizada pela não dependência da tarifa de consumo de energia em relação ao horário de utilização da mesma; essa tarifa é volumétrica, sendo a fatura em R$/kWh, ou seja, proporcional ao consumo de energia. Já o custo de utilização da rede é o mesmo para todos os consumidores.

A ANEEL definiu um custo de disponibilidade para as unidades consumidoras ligadas a baixa tensão incluídas no grupo B, o qual independe

do fato da energia incidente na rede ultrapassar seu consumo. Esse custo difere para os casos monofásico, bifásico e trifásico, sendo cobrado o valor de, respectivamente, 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh. Para o caso das unidades consumidoras ligadas a alta tensão, incluídas no grupo A e que possuam quantidade de energia injetada igual ou maior ao seu consumo, o faturamento de energia será nulo. Ademais, a demanda contratada será faturada como de costume (ANEEL, 2016a).

Desde o início de 2018, os consumidores de baixa tensão podem optar pela modalidade tarifária branca, que é uma tarifa volumétrica horária, com valores tarifários que diferem de acordo com o consumo em três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta.

3.5. Análise de ambiente regulatório: leis, normas e incentivos

Com intuito de ampliar a geração de energias renováveis no Brasil, a ANEEL publicou a Resolução Normativa número 482/2012 regulamentando microcrogeração e minigeração distribuídas. Complementarmente, foram determinadas condições e características para concessão de incentivos. Posteriormente, a Resolução Normativa 482 foi atualizada através da RN 687/2015, essa a qual encontra-se em audiência pública para nova atualização.

A seguir são apresentados os principais pontos da regulamentação e os incentivos.

O convênio nº 101, de 1997, celebrado entre Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) e as secretarias de Fazenda de todos os estados, fornece isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) às operações que envolvem vários equipamentos destinados à geração de energia elétrica por células fotovoltaicas e por geração eólica (CONVÊNIO, 1997). O convênio vigorará até a data de 31 de dezembro de 2021. No entanto, alguns equipamentos utilizados pela geração solar, como inversores e medidores, não recebem isenção (CONVÊNIO, 1997).

Conforme o art. 18 contido no decreto nº 7.212/2010, são imunes à incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) a energia elétrica, derivados de petróleo, combustíveis e minerais do país (BRASIL, 2010).

A resolução normativa Nº 414 efetuada pela ANEEL, datada de 9 de setembro de 2010, trata das condições gerais de fornecimento de energia

elétrica. Atualizou as obrigações dos distribuidores e consumidores, os modelos tarifários, as formas de atendimento e a estrutura contratual.

A Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, além da definição da microgeração e minigeração distribuídas, instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Consumidores com geração de até 5 MW a partir fontes renováveis podem compensar a energia elétrica injetada na rede com a energia elétrica consumida, sistema *net metering.*

A resolução normativa ANEEL nº 517 de 2012 alterou a RN nº 482/12 e o Módulo 3 do PRODIST, viabilizando a compensação da energia excedente gerada no modelo de Autoconsumo Remoto. Outra providência foi limitar a potência instalada da microgeração e minigeração distribuída de forma vinculada a unidade consumidora. Para tanto, os consumidores do grupo A foram limitados à sua demanda contratada e os do grupo B, à sua carga instalada.

A resolução normativa ANEEL nº 676 publicada em 2015 define a potência instalada da unidade geradora fotovoltaica como sendo a potência nominal elétrica expressa em kW. O parâmetro deve ser medido na saída do inversor, sendo atendidas todas as limitações de potência dos módulos, do controle de potência do inversor e demais restrições técnicas.

O CONFAZ concedeu a partir do Convênio ICMS de 16/2015, a isenção aos Estados brasileiros do ICMS sobre as operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica nos termos da REN 482/2012 da ANEEL (OLIVEIRA, 2015).

A resolução normativa Nº 714 da ANEEL, datada de 2016, aprimorou a regulamentação referente aos contratos entre as distribuidoras e os consumidores. A lei Nº 13.169 de 2015, em seu artigo 8º, reduziu a zero as alíquotas da contribuição para o Programa de Inclusão Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora. A quantidade de energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição deve corresponder à mesma unidade consumidora ou a outra unidade consumidora de mesmo titular.

A RN Nº 687/15 alterou a RN 482/12, atualizou os Módulos 1 e 3 do PRODIST. Em síntese, autorizou o arrendamento ou locação de usinas que gerem energia fotovoltaica, aumentou o prazo para compensação de energia para 60 meses da data de faturamento e definiu os modelos de GD com múltiplas unidades consumidoras e o modelo de GD compartilhada. No entanto, proibiu a divisão de uma unidade geradora em unidades menores, restringiu o acesso aos sistemas de compensação de energia elétrica (*net metering*) aos consumidores em que o local onde estiver instalada a usina GD, tais como terrenos, propriedades e outros, tenha o valor definido por unidades de energia elétrica. Ademais, estipulou os limites de potência em 75kW para sistemas de microgeração e o intervalo entre 75kW e 5MW para minigeração distribuída.

Pode-se observar na Tabela 2 as formas legais trazidas pela resolução normativa n° 687/15 que viabilizaram a locação ou arrendamento na micro e mini GD.

Tabela 2 - Estrutura da RN 687/15 para locação ou arrendamento

O que?	Aluguel	Arrendamento
Fundamento	Lei de Locação – Lei n° 8245/91	Cód. Civil – Artigo 1.144
Partes no contrato	Locador e Locatário	Arrendador e Arrendatário
Motivação	Concessão de uso de bem móvel ou imóvel	Concessão de uso de bem móvel ou imóvel
Prazo	Determinado ou não	Determinado ou não
Onero ou Gratuito	Pagamento mensal	Pagamento (mensal)
Ao Término do Contrato	Devolução do bem	Devolução do bem com opção de compra

Elaborado pelo autor. Referência: (BRASIL SOLAR, 2018)

3.6. Mudanças na tarifação e riscos da regulamentação

Importante destacar que há uma discussão acerca da revisão da RN 482/12 que se encontra em audiência pública em 2019. Um dos pontos mais relevantes se trata da eventual mudança do modelo de tarifação para a GD afim de torná-la binômia, bem como seriam estabelecidas faixas de cobrança pelo serviço de distribuição, o chamado “Fio B”.

Em outubro de 2018, foi realizada uma consulta pública gerida pela ANEEL a respeito da revisão da RN 482/12. Esta consulta resultou no entendimento de que o atual modelo de compensação de energia utilizado na

GD é insustentável, pois não há cobrança pelo uso da rede de distribuição. Além do mais, as distribuidoras justificam que o modelo utilizado atualmente não remunera adequadamente os serviços de distribuição. Apesar disso, os participantes da GD alegam em favor da manutenção do modelo atual, tendo como justificativa a consolidação da GD afim de beneficiar a sociedade, assim como o meio ambiente.

De acordo com o cronograma apresentado pela ANEEL, o esboço da revisão da RN 482/12 será elucidado em junho de 2019, e a definição concisa dessa RN será dada em dezembro de 2019. A proposta contempla um prazo de 25 anos para as instalações efetuadas até 2019 aderirem à nova RN. As demais instalações subsequentes a este ano já deverão aderir a nova RN, segundo antecipado pela ANEEL.

Positiva a manifestação da ANEEL indicando a manutenção das condições vigentes à época da instalação da usina FV pelo período de 25 anos, que é o ciclo parâmetro do sistema. Já em relação a tarifa binômia e a cobrança do “Fio B”, apresentam-se necessárias as alterações que levem às alocações de custos segundo a utilização, para que se possa equilibrar o custo e a rentabilidade dos distribuidores, permitindo a aplicação de investimentos e manutenção da rede. Sistemas de GD conectados à rede aumentam a complexidade de gestão da rede. Como exemplo, pode-se citar os potenciais impactos relativos à intermitência na geração, e a injeção de energia, criando fluxo bidirecional de energia com eventual inversão do fluxo de potência, fatores esses que podem adicionar sobrecargas e perdas em função do potencial desequilíbrio da rede. Por outro lado, existem os benefícios que a GD adiciona aos sistemas. Na análise de resultados desta dissertação, são listados mais alguns desafios e vantagens da conexão da GD à rede elétrica. Portanto, é necessário equacionar os custos e a rentabilidade dos participantes da cadeia energética e o devido planejamento do sistema

4. MATERIAIS E MÉTODOS

A presente dissertação baseia-se na análise de um estudo de caso onde é abordado o tema de geração de energia fotovoltaica em uma fazenda. Um estudo de caso investiga contextos atuais baseados em fatos e é uma forma de estratégia de pesquisa, sabendo-se que possui um viés empírico, como discutido por Yin (2015). Os dados para o estudo foram coletados junto à fazenda, através de pesquisas junto à cadeia fotovoltaica e revisão literária.

A metodologia consistiu na análise do ambiente regulatório, incentivos fiscais e do modelo de GD implementado pela fazenda. Os fatores envolvidos no cálculo do investimento foram baseados nos dados utilizados pela fazenda, a qual foi tomada como referência, uma vez que estes dados são atualizados já que a referida usina fotovoltaica começou a ser implementada no segundo semestre de 2018 e a gerar energia de fato em 2019. Logo, os dados e as análises feitas neste trabalho possuem um viés baseado em um contexto real e atual. Para a análise de viabilidade econômica e financeira foram utilizados os conceitos de *Payback*, TIR, VPL e LCOE, os quais serão descritos posteriormente. Também foram realizadas simulações para dois cenários com alteração da tarifa em termos reais, um de aumento e outro de redução, ambos em relação ao cenário base utilizado, o qual também é apresentado nessa pesquisa.

4.1. Equipamentos e materiais

O sistema fotovoltaico implementado pela unidade é composto principalmente pelos equipamentos listados a seguir:

Tabela 3 - Descrição dos materiais utilizados na implantação do sistema fotovoltaico

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
1	Módulos Fotovoltaicos Canadian Solar de 335W	14.940
2	Inversores AC/DC Sungrow com potência nominal de 125	38
3	Estruturas metálicas para suporte de módulos FV	38
4	Cabos e conexões	
5	Dispositivos de proteção CC e CA	
6	Transformadores de energia de 1 MW	5
7	Cabine de medição	1

Fonte: Elaborada pelo autor, 2019

O investimento total realizado foi de R$ 19.179.324,28 e compreendeu equipamentos, materiais de instalação, mão de obra e gerenciamento. O levantamento do investimento apontou que o custo para implantação da usina foi de R$ 3,84/Wp, tendo sido alocados: R$ 2,77/Wp em equipamentos; R$ 0,63/Wp em engenharia e construção; R$ 0,08/Wp em serviços; R$ 0,10/Wp em conexão à rede; R$ 0,17/Wp em gerenciamento; e R$ 0,09/Wp em custos adicionais.

Foram escolhidos os módulos fotovoltaicos *Canadian Solar* de 335W de potência. A empresa responsável por sua produção, *Canadian Solar*, possui sede no Canadá e é uma das maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos do mundo, com atuação em mais de 90 países. Esse modelo é constituído de material policristalino com 72 células, podendo ser utilizado em sistemas conectados à rede, como também em sistemas isolados (bateria e controlador de carga). Também possui 25 anos de garantia linear de produção de energia (vida útil) e 10 anos de garantia contra defeitos de fabricação. Este módulo fotovoltaico foi certificado pelo INMETRO com nota “A” (SIBBITT; *et al.*, 2007).

Suas células fotovoltaicas apresentam uma eficiência em torno de 17,23% e são protegidas por uma resistente camada de vidro temperado, o qual possui uma alta transmissão que direciona mais luz sobre as células, gerando uma maior eficiência energética (CANADIAN SOLAR). Entre suas características principais, estão:

- Eficiência do módulo fotovoltaico: até 17,23%;
- Tolerância de potência: 0 até +5W;
- Temperatura Nominal de Operação de Célula (NOCT): 45±2°C;
- Peso: 25,2 Kg;
- Dimensões: 1954 x 982 x 40 mm;
- Cabo incluso: Sim, cabo de 4 mm^2;
- Conector MC4 incluso: Sim.

Sistemas “*on grid*” necessitam de inversores de tensão “*grid-tie*”. Um inversor de tensão “*grid-tie*” é responsável por converter a tensão de corrente contínua para corrente alternada, rastreando a potência máxima de saída do gerador fotovoltaico e conectando a energia à rede com o mínimo consumo de energia e máxima potência. Os inversores realizam a sincronização com a

rede, na frequência e tensão definidas pela concessionária de energia utilizada. Ademais, têm como função a proteção do conjunto dos painéis solares, bem como das equipes de manutenção da rede elétrica em situações onde há possíveis surtos da rede, com a necessidade de cortes na geração de energia. Em condições adversas, muitas vezes a rede elétrica encontra-se fora dos parâmetros de estabilidade ou cai (CANADIAN SOLAR). Logo, o inversor fotovoltaico é um dos principais componentes de proteção.

A escolha do inversor é fundamental para garantir o funcionamento adequado do sistema FV a longo prazo. Atualmente, existem várias opções de inversores "*grid-tie*" de energia solar fotovoltaica. A fazenda selecionou inversores *Sungrow*, empresa fundada em 1997 e que é atualmente a 2ª maior fabricante de inversores do mundo. Têm garantia de fábrica de 5 anos e oferecem inversores *string* de alta potência (> 75 kW) (SOLIS ENERGIA, 2018). A unidade utilizada no estudo obteve garantia de 10 anos para seus inversores e geradores.

.

5. ESTUDO DE CASO

A análise da viabilidade da utilização de energia fotovoltaica no setor do agronegócio foi realizada através de um estudo de caso de uma fazenda localizada no Triângulo Mineiro. Esta não tem seu nome mencionado por questão de confidencialidade. Além da análise do conjunto de leis e normas vigentes, foram analisados cenários alternativos com variação do valor real de tarifa da energia fornecida pela distribuidora. Analisou-se também, simultaneamente, uma maior redução da eficiência do sistema ao longo dos anos, em relação ao cenário base adotado pela fazenda, a qual suportou o processo decisório para investimento da unidade geradora de energia. Ademais, foram abordadas as externalidades geradas pela decisão de dimensionar a usina para geração de excedente de energia, resultando em um novo negócio com diversificação de receita para a fazenda.

Faz-se relevante a análise de tal propriedade no triangulo mineiro visto que a mesma se situa em um Estado que permite a implantação de até 5MW para uma unidade geradora de energia. O Estado também aderiu ao convênio que autoriza a concessão de isenção de ICMS e PIS/COFINS sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da ANEEL. Outro ponto importante é o fato de a fazenda ser de relevância local, já que, além dela, a região possui apenas mais uma propriedade com o seu porte e com a sua capacidade de geração de energia.

O caso prático em comento e a metodologia de análise aqui empregada, portanto, tornam-se relevantes por se tratar de um *caso* em que se pode observar as barreiras enfrentadas pelos interessados responsáveis (*stakeholders)* pelas decisões de investimentos e gestão da fazenda.

Uma das principais vantagens do modelo aqui empregado é a de o pesquisador ter podido participar ativamente do levantamento e da análise dos dados coletados. Outro ponto importante é o desenvolvimento do pesquisador no que diz respeito à capacidade de identificar problemas reais, fazendo com que ele produza propostas que contribuam para a sua solução. Outro diferencial é a aplicação prática dos seus próprios conhecimentos teóricos aos problemas observados (ROCHA; GOMES; SILVA; ALVES, 2014).

Entretanto, uma das desvantagens que pode ser citada é a de que os dados podem estar enviesados e ter influências que não são captadas pela análise, como influências externas quanto a escolha de dados e parâmetros. O estudo de caso limita a capacidade de extrapolação estatística dos resultados encontrados. Porém, apesar do estudo de caso se limitar por um lado, por outro, possibilita analisar um caso real, permitindo entender os detalhes do processo do fenômeno estudado. Ademais, o estudo de caso contribui como possível referência para se efetuar a extrapolação para outras fazendas que tenham similaridades em termos de tamanho, produção, consumo de energia elétrica e níveis de irradiação solar. Independente das diferenças constatadas em relação a unidade que se deseja analisar a partir deste estudo de caso, com as necessárias compensações, o autor acredita que pode ser válido a utilização deste estudo de caso como referência.

5.1. Descrição do local

A fazenda concluiu, através dos seus estudos e análises, haver oportunidades para redução do custo referente ao seu consumo de energia e incrementação de sua receita a partir da implementação de uma usina para geração de energia fotovoltaica com o respectivo aluguel desta estrutura aos clientes já pertencentes a sua cadeia de fornecimento de produtos, bem como outros consumidores.

Na decisão, foram considerados os parâmetros de mini GD previstos na regulamentação e incentivos, tendo optado pela implementação de uma usina fotovoltaica com potência instalada de 5 MW. Para a implantação da usina, a propriedade dedicou 80 mil m^2 (8 ha), sendo que normalmente usa-se 1 ha para cada MW implantado. Logo, por essa premissa usual, seriam utilizados nesta propriedade cerca de 5 ha. Porém, a declividade do solo, implantação de alambrados laterais, além de características locais, fizeram com que fossem necessários 3 ha adicionais para a implantação dos 5 MW. Cabe ressaltar que os alambrados ficam afastados dos módulos fotovoltaicos pelo menos 10m, a fim de evitar toda e qualquer forma de sombra nos módulos fotovoltaicos. Isso dado que qualquer sombreamento afeta a geração de energia, uma vez que a energia é gerada através da transformação da radiação solar.

A fazenda é situada no Triângulo Mineiro, com 12,5 alqueires ou 575 mil m², localizada próxima a região de Uberlândia-MG. Produz hortaliças através da utilização de tecnologia de gotejamento e adubação, a qual utiliza o insumo energia, o que levou ao estudo da viabilidade de auto geração de energia via usina fotovoltaica. A propriedade situa-se em uma região cuja radiação média varia entre 5,5 e 6,5 kWh/m^2.

A região do Estado de Minas Gerais possui os melhores índices de geração e conversão de energia (SILVA, 2012). Segundo a ABSOLAR (2019a), Minas Gerais lidera o ranking nacional de potência instalada, com 109,5 MW, O equivalente a 21,80% da potência instalada no país. Sendo o único estado a ultrapassar 100 MW, seguido por Rio Grande do Sul, com 78,8 MW (15,7%), São Paulo, com 61,2 MW (12,2%), Paraná, com 30,6 MW (6,1%) e Santa Catarina, com 27,1 MW (5,4%). Os demais estados apresentam uma parcela inferior a 5% da potência instalada no Brasil (ABSOLAR, 2019a).

A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) realizou um estudo sobre o potencial da irradiação solar para geração de energia no território mineiro. A CEMIG, em seu papel na distribuição de energia, necessita de predição da geração de energia anual, pois essa será utilizada para o cálculo do custo da energia gerada, considerando as variabilidades estocásticas interanuais da radiação solar, o que repercute, assim, diretamente na viabilidade econômica do empreendimento (REIS; TIBA, 2016). Dessa maneira, um Atlas Solarimétrico do estado de Minas Gerais foi desenvolvido pela CEMIG durante cinco anos, entre 2012 e 2017. Também foi feito um mapeamento da produção de eletricidade fotovoltaica, o qual teve como referência a análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCRs).

De acordo com o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais volume II, o Estado é a quarta unidade da federação em termos de extensão territorial, o que corresponde a 7% do território do nacional, e está localizada na Região Sudeste, possuindo divisa ao sul e ao sudoeste com o Estado de São Paulo, ao oeste com o Mato Grosso do sul, ao noroeste com Goiás, ao norte com a Bahia, ao leste com o Espírito Santo e ao sudeste com o Rio de Janeiro (REIS; TIBA, 2016). A Figura 4 ilustra o consumo de energia de Minas Gerais dividido em microrregiões.

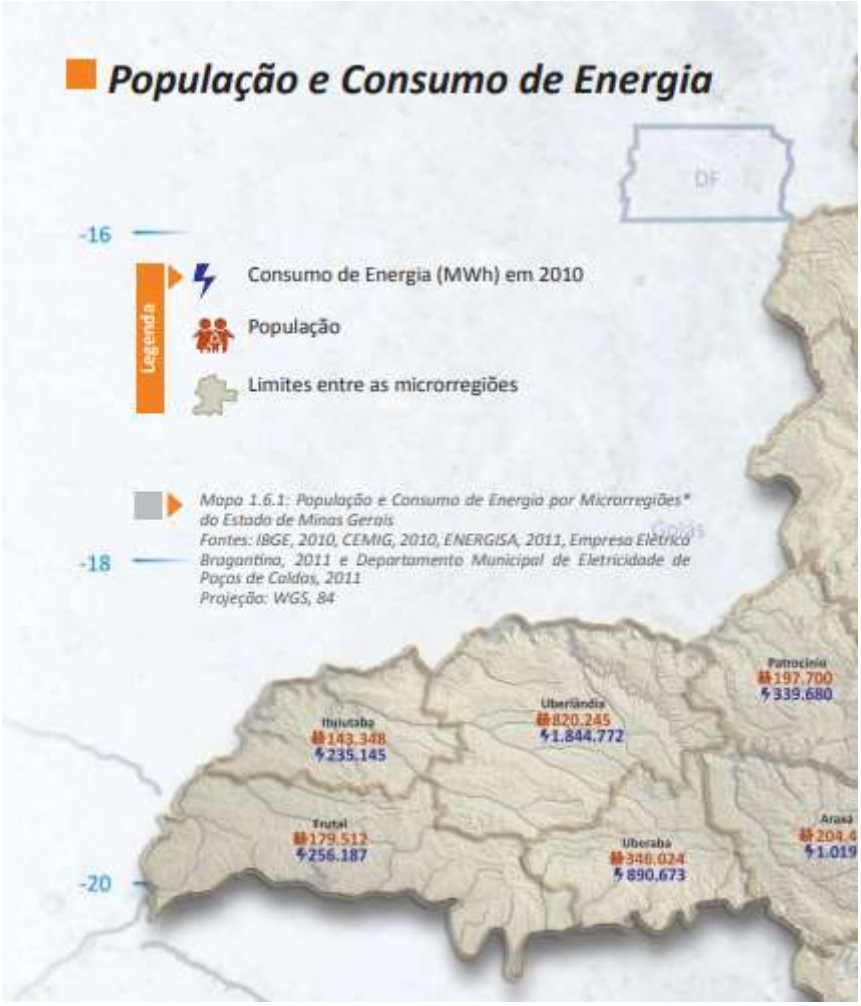


Figura 4 - População e consumo de energia em microrregiões do estado de Minas Gerais
Fonte: (REIS; TIBA, 2016)

A microrregião de Uberlândia, localizada no Oeste Mineiro, é a segunda mais populosa de Minas Gerais, com 820.245 pessoas, enquanto a microrregião de Uberaba apresenta por volta de 346.024 pessoas (IBGE, 2010). A cidade de Uberlândia apresenta temperatura máxima média anual de 32ºC e mínima de 23ºC. Em relação as microrregiões com maiores potenciais no estado de Minas Gerais, se encontram nas 6 primeiras colocações as microrregiões de: Janaúba; Januária; Pirapora e Unaí; Pirapora e Paracatu; Curvelo e Três Marias; Patrocínio e Araxá (BROENERGY, 2018).

5.2. Modelo de GD selecionado

Foi selecionado o modelo de geração compartilhada, uma vez que se investiu na construção de uma usina de 5 MW de potência instalada e este é o modelo que prevê a locação de equipamentos em uma estrutura consorciada correspondendo assim à estratégia abordada pela unidade. Neste modelo de GD, conforme já esclarecido, o titular da unidade consumidora deve ser uma cooperativa ou consórcio. Com essa estrutura, fica equacionada a adequação para que seus diferentes clientes possam participar do consumo de energia gerada pela usina. É importante lembrar que esse modelo de GD permite que os participantes do consórcio instituído para esse fim estejam localizados em lugares distintos, no entanto devem necessariamente estar na mesma área de concessão da distribuidora, neste caso a CEMIG-D.

5.3. Modelagem financeira

Como um dos componentes da análise de rentabilidade da usina, foi realizada a projeção de geração de energia total (MWh/ano). Para tanto, foi verificada a energia específica kWh que serve como medida de geração com base na irradiação solar incidente na localização. Os dados solarimétricos da região foram obtidos a partir da análise dos dados disponíveis pela (NASA; BANCO MUNDIAL; LABREN, 2019).

Também foram considerados na análise a potência instalada na usina para geração de energia, o ângulo azimutal solar, a inclinação angular dos módulos, perdas por sombreamento, a temperatura média ao longo do ano, o decréscimo linear na eficiência dos módulos fotovoltaicos para geração de energia ao longo do período, e as perdas em função da eficiência dos inversores. O ângulo azimutal solar é fundamental para que um sistema FV possa ser dimensionado. Ele corresponde a componente horizontal da posição do sol relativa a uma determinada direção e influência no nível de radiação recebida no local.

Para as projeções e consequentes análises, as condicionantes financeiras presentes em um investimento para geração de energia utilizando um sistema FV foram empregadas de modo a obter resultados condizentes ao que se encontraria em vias reais. A fim de verificar a viabilidade da transação financeira em tempo futuro, é necessário estimar corretamente a aplicação do

capital financeiro que se tem disponível. A análise desta viabilidade financeira foi realizada por meio de alguns conceitos econômicos utilizados na área de investimento, os quais serão detalhados. (SAMANEZ, 2002).

Dependendo das características do projeto, diferentes tipos de indicadores de viabilidade econômico-financeira podem ser utilizados. Em resumo, o cálculo é dado a partir do custo de implantação, retorno de investimento e custo de oportunidade. Assim como pela análise de viabilidade, através da comparação da competitividade econômica da alternativa fotovoltaica em relação à energia elétrica já distribuída pela concessionária local. Na usina estudada, a comparação deu-se em relação à tarifa média praticada pela concessionária para os integrantes do então futuro consórcio instituído pela fazenda. Os principais indicadores utilizados para avaliar essa viabilidade são: taxa mínima de atratividade (TMA), taxa interna de retorno (TIR), valor presente líquido (VPL), período de recuperação do investimento (*payback)* e o custo nivelado de energia (LCOE). Esses indicadores são detalhados a seguir:

- TIR - Taxa interna de retorno : proposta por Keynes (1936), é a taxa exigida de retorno, que, se utilizada como taxa de desconto, resulta na equivalência do valor dos fluxos de caixa futuros com o investimento inicial (FONTOURA; RABUSKE; FRIEDRICH, 2018). É uma medida bastante utilizada no orçamento de capital que caracteriza a taxa de remuneração do capital investido, onde não há criação nem destruição de valor (ROSS; WESTERFIELD; JORDAN, 2000). Essa taxa é denominada interna, pois não depende de taxas oferecidas em algum outro lugar a não ser somente dos fluxos de caixa de certo investimento (LEMES JUNIOR; RIGO; CHEROBIM, 2002). Para uma análise mais eficaz, a taxa interna de retorno deve ser comparada com a taxa mínima de atratividade. Considerando que a TIR assume que os fluxos de caixa positivos serão reinvestidos na mesma taxa do projeto, o que não é possível no caso de o projeto propiciar nível de taxas superiores, essa situação leva a distorções na análise. Para o estudo de caso analisado foi calculada também a TIR modificada (MTIR) em que pode ser definida uma taxa de reinvestimento para os fluxos positivos gerados. Foi adotada para a MTIR o mesmo nível de taxa da TMA, ou seja, 3,69% ao ano.

- TMA - Taxa Mínima de Atratividade: diz respeito a taxa mínima que um investidor se sujeita a receber pelo montante investido em determinado bem. Ou seja, quando aplicada uma taxa de juros, precisa-se determinar o rendimento que este investimento teria caso tivesse sido aplicado em outra fonte de investimento, como a poupança, por exemplo (MORAES FILHO, 2017). Assim, a TMA deve ser no mínimo equivalente à rentabilidade obtida em aplicações de melhor perfil de risco de investimento. Neste estudo foi utilizada para definição da TMA a parte fixa da taxa de remuneração dos títulos (Notas do Tesouro Nacional série B) NTN-B com vencimento em 15-05-204. Não foi considerado o componente de inflação medido pelo IPCA (índice de preços ao consumidor amplo) que compõe junto com a parte fixa a rentabilidade da NTN-B.

- VPL - Valor Presente Líquido: baseado em Gitman (1997), o VPL consiste em trazer para o tempo presente os valores estimados no fluxo de caixa do projeto, assim como explanado por Souza (2003, p. 74). Portanto, esse índice diz respeito à quantidade de valor adicionada ao se fazer determinado investimento. É o método mais usado por profissionais da área para a análise de investimento em projetos como meio de tomada de decisão (LEMES JUNIOR; RIGO; CHEROBIM, 2002; ABREU FILHO, et al., 2005; ZANIN; BAGATINI, 2012).

- *Payback*: é o período de recuperação do investimento. Deve ser ressaltado que o *payback simples* não leva em conta o valor do dinheiro no tempo em sua desvalorização e não participa da estimativa do lucro (GITMAN, 2007). Portanto, o *payback* deve ser utilizado conjuntamente com o VPL e o TIR. Este conjunto de fatores é uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão pelo gestor, visando diminuir os riscos resultantes do investimento. Para a análise da usina em estudo, foi calculado, além do *payback* simples descrito, o *payback* descontado, que segue conceitualmente a mesma lógica do *payback* simples, porém o fluxo de caixa acumulado utiliza os valores presentes do fluxo de caixa descontados pela TMA. Considerar o valor do custo de capital no período torna mais robusta e precisa a análise do que quando levado em consideração apenas o *payback* simples.

- Custo Nivelado de Energia (LCOE): é uma forma de precificação do investimento, através da avaliação do custo por kWh para construção e

operação de um sistema de geração (planta) ao longo de sua vida útil. Considera na sua composição de cálculo: custos de capital, custos da fonte primaria empregada, custos variáveis e fixos, além da geração de energia ao total ao longo do projeto. (EIA, 2017). O LCOE, eventualmente pode ser comparado com o valor da tarifa de energia que é paga pelo consumidor, somando-se a outras avaliações de viabilidade de geração de energia.

5.4. Fontes de financiamento

As fontes de financiamento servem como meio de incentivo à viabilização de um empreendimento. Não apenas no setor do agronegócio, mas também em outros segmentos, nem sempre é possível contar com recursos próprios, por falta de disponibilidade do investidor, pelo prazo ser considerado longo, ou por estes optarem por alocarem os recursos na sua operação, ou outros. A unidade estudada nesta pesquisa utilizou recursos próprios como origem para a totalidade de seu investimento. Apesar deste fato, foram pesquisadas algumas formas de financiamento.

A pesquisa realizada apontou diversos agentes no papel de financiadores. Atualmente, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o qual será mais detalhado, tem a maior participação em financiamentos para sistemas instalados. Outros agentes são os bancos comerciais Estatais e privados, Fundos Regionais, Bancos Multilaterais, Agencias de Crédito à Exportação, Fundos de Energia e outros participantes, tais como Fundos de *Venture Capital* e *Private Equity*.

O BNDES é a maior fonte de financiamento em energias renováveis no Brasil, e o país possui uma das matrizes mais renováveis do mundo, com aproximadamente 75% de fontes renováveis na oferta de energia. (NASCIMENTO, 2017, p. 4). Em 2014 foi criado o Plano de Nacionalização Progressiva (PNP), que tem por objetivo o desenvolvimento de todo o sistema envolvido na energia fotovoltaica por meio da nacionalização percentualmente progressiva da cadeia, originando, assim, o Fator de Nacionalização (Fator N) do sistema fotovoltaico. A política empregada pelo BNDES em 2017 visa financiamentos que têm como maior beneficiário a sociedade como um todo, onde uma das principais áreas de financiamento é a energia solar. Neste mesmo ano, o BNDES e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) a

fim de viabilizar o investimento privado em projetos envolvendo energia sustentável, fecharam um acordo no qual eram ofertados US$2.4 bilhões como linha de crédito.

O BNDES possui linhas de financiamentos de acordo com o valor do negócio e perfis de clientes (pessoa física, jurídica e entre outros). Entre as linhas de financiamento, encontram-se o FINEM, para geração e eficiência energética, Fundo Clima, no qual há dois subprogramas – Energias Renováveis e Máquinas; e Equipamentos Eficientes -, Inovagro, Pronaf Eco e FINAME.

O Banco do Brasil possui linhas de financiamento para energia solar, como a Proger Urbano Empresarial e a FCO Empresarial. A primeira utiliza recursos do Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT). Já a segunda linha utiliza recursos provenientes Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO) (BLUESOL, 2018).

Há diversas alternativas para financiamento dos investimentos em energia fotovoltaica, indo desde os itens constituintes da cadeia fotovoltaica até aos fatores relacionados ao projeto em si. A ABSOLAR, em parceria com a *Clean Energy Latin America,* realizou mapeamento das linhas de financiamento atualmente disponíveis. Foram identificados 70 produtos em 26 instituições financeiras diferentes, demonstrando o interesse de diversos agentes financeiros e investidores no seguimento (ABSOLAR, 2019b).

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1. Impactos da geração distribuída na rede elétrica

O crescimento da GD poderá impactar na rede de distribuição em aspectos positivos e negativos. Como aspecto positivo, é possível relacionar:

- a redução de perdas de energia no transporte em largas distâncias;
- Redução da capacidade máxima do sistema;
- melhor qualidade da tensão nos horários de pico de carga;
- baixo impacto ambiental;
- postergação, redução ou até mesmo transferência da necessidade de investimentos na geração centralizada;
- transmissão e distribuição, uma vez que a GD participa do crescimento do volume de energia gerado e injetado na rede e ou diretamente disponibilizado junto à carga;
- o ciclo de implantação reduzido;
- Diversificação da matriz elétrica;
- Redução de custo de energia para os geradores;
- Redução dos gases causadores do efeito estufa;
- Geração de empregos.

É importante notar que o sistema elétrico interligado brasileiro foi concebido no modelo centralizado, em que, a partir da geração da energia, o fluxo de potência era unidirecional para os consumidores, não sem antes passar por linhas de transmissão, sistemas de distribuição e outros. Como aspectos negativos, podem ser ressaltados:

- com a GD, o fluxo de potência torna-se bidirecional, sem que muitas vezes o devido dimensionamento da rede no local tenha sido realizado;
- riscos relativos a ilhamentos que comprometem a segurança dos operadores da rede, salvo os casos em que os sistemas são híbridos e a distribuidora está em acordo, uma vez que os requisitos técnicos se fazem presentes (sistema de armazenamento e ou consumo imediato da energia sem injeção na rede);

- riscos em relação a qualidade da energia que tem seus parâmetros definidos no PRODIST Modulo 3 (tensão em regime permanente, fator de potência, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, e variações de tensão de curta duração);
- Aumento de custo e da necessidade de investimentos para estudos, planejamento, atualização da rede e para fiscalização da GDs conectadas;
- Aumento nos níveis de curto-circuito das redes;
- Aumento da complexidade da rede e dos sistemas de proteção.

Fatores esses que afetam a qualidade da rede e impactam na gestão do operador central, em função da intermitência na injeção na rede de energia por parte da GD, além de problemas de sub e sobretensão. Há uma alta complexidade no sistema centralizado, porém este foi adequado ao longo de décadas através de diversos estudos, equipamentos, procedimentos e qualificações de mão de obra para que o sistema opere da forma mais estável possível.

A GD precisa de mais estudos detalhados quanto aos impactos na rede elétrica, visando analisar os custos, benefícios e externalidades decorrentes, para que o crescimento seja sustentável e viável.

Alguns estudos já vêm sendo conduzidos para melhor quantificar benefícios e custos inerentes ao processo de participação da GD. Ademais, esta não é uma condição exclusiva do Brasil. Tais estudos estão sendo realizados em diversos países, tais como Estados Unidos e Alemanha, e em outros países os quais adotaram ou consideram a adoção de GD. Além do impacto técnico decorrente das conexões das GDs, a análise correta em relação as tarifas que são e serão praticadas são essenciais para determinar o desenvolvimento da GD e do sistema elétrico de forma sustentável. Os impactos do crescimento das GDs na rede não estão totalmente mensurados, e a continuar o crescimento observado nos últimos anos, o risco adicionado ao sistema poderá ser de alta criticidade (LINDNER; WITZMANN; MARGGRAF, et al, 2017).

Oportuna a revisão da RN 482/12, ao abrir para discussão e eventual atualização da norma. Equalizar algumas questões importantes, como os custos implícitos e explícitos a que cada um dos participantes da matriz elétrica

do país está inserido, estipular aplicação de tarifa binômia, bem como a cobrança do fio B, são pontos em debate e que se considera essenciais para o crescimento ordenado da GD. Não podem ser ignorados os impactos no sistema, nem deixados à margem as necessidades de atualizações das redes, sistemas de proteção, entre outros. Para tanto, investimentos deverão ser realizados, bem como o custo operacional que a GD impõe, a rede para gestão, administração e fiscalização precisa ser alocada de forma equânime.

6.2. Análise dos resultados

Nessa pesquisa foram analisados três cenários; um cenário base, o qual foi utilizado para a análise de viabilidade por parte do investidor, o qual serviu de base para que a decisão de investimento fosse tomada. Os outros dois cenários alternativos foram construídos para comparação, sendo um otimista e outro pessimista. A abordagem de considerar três cenários distintos foi realizada devido às características do projeto dependerem de aspectos mutáveis que podem ter impactos relevantes na competitividade ao longo da vida útil de 25 anos do sistema FV. Como por exemplo: a impossibilidade de previsão assertiva do nível de tarifa que será praticada pela distribuidora de energia ao longo desse período. A definição dos valores das tarifas praticadas pelas distribuidoras pode ser impactada por alguns fatores, tais como: custo da energia comprada; desenvolvimento de novas tecnologias que venham a alterar o custo de geração; possíveis avanços tecnológicos que permitam repotencialização do sistema; eventuais ganhos de eficiência e redução dos preços de equipamentos em função de desenvolvimento tecnológico e escala; mudanças na estrutura de custos e ou rentabilidade, tais como novo balanceamento entre os participantes da cadeia de geração de transporte e de distribuição; mudanças nos incentivos; outras mudanças regulatórias; entre outros fatores. A tarifa praticada pela distribuidora é um dos principais parâmetros para comparação com o valor de locação dos equipamentos e instalações para os consorciados da GD compartilhada. Outra motivação para a construção de cenários alternativos são os impactos decorrentes e não previsíveis das mudanças de mercado que afetem as condições iniciais acordadas entre o consorcio da GD compartilhada e seus consorciados. Alterações, como por exemplo, o encurtamento dos prazos dos contratos de

locação de equipamentos ou tempo de permanência de consorciados na GD, aumento de vacância e inadimplência. Por outro lado, eventos tais como uma escassez hídrica pode alterar o nível de preços das tarifas favorecendo o projeto.

A avaliação econômica e financeira do projeto levou em consideração as projeções dos fluxos de caixa gerados pela planta fotovoltaica em relação aos investimentos realizados ao longo de sua vida útil. Foi escolhida como forma de consolidar e analisar os potenciais efeitos dos impactos positivos e negativos nos fluxos de caixa futuros a construção de cenários alternativos que, como explanado, utilizam-se de simulações dos valores das tarifas indicativas (tarifas de referência que servem de parâmetro para o cálculo da rentabilidade do sistema FV).

A fim de se avaliar o retorno do ponto de vista do investidor para os cenários alternativos, foram realizadas análises de sensibilidade, variando os valores das tarifas indicativas em termos reais, com impacto para todo o período nos fluxos financeiros. As demais premissas do cenário base foram mantidas.

Uma vez que a usina FV foi construída para o modelo de geração compartilhada na forma de consórcio com locação de equipamentos, o modelo utilizado pela fazenda para quantificar a rentabilidade do negócio considerou uma tarifa indicativa (fictícia) de venda. Isto devido ao fato de a energia não ser comercializada, e o investidor obter receitas provenientes da locação da usina (placas, inversores e outros equipamentos). As tarifas indicativas, utilizadas nos cenários para os cálculos de viabilidade e rentabilidade do sistema FV, são referenciadas na tarifa média final, inclusive impostos, oferecida pela concessionaria para os consumidores do grupo B. Foi aplicado um desconto sobre a tarifa base da concessionária, obtendo-se uma tarifa indicativa atrativa para os integrantes do consórcio, segundo pesquisa realizada pelo investidor junto aos seus potenciais clientes.

Para o cenário base adotado pela fazenda, a tarifa indicativa considerada foi de R$0,75/kWh, a qual representa aproximadamente 15% de desconto sobre a tarifa referência praticada pela distribuidora. Para o cenário conservador foi utilizada a tarifa de R$ 0,61/kWh, ou seja, 19% menor que a

tarifa indicativa do cenário base. Já no cenário otimista a tarifa indicativa foi de R$ 0,83/kWh, ou seja, 11% maior que a tarifa do cenário base.

As tarifas indicativas para os três cenários são consideradas constantes, ou seja, sem qualquer efeito inflacionário. O investimento total para instalação da usina FV está alinhado, considerando as particularidades da estrutura fiscal brasileira, com os parâmetros apresentados em estudo da IRENA (2017). Entretanto, os custos em relação à O&M, de 2,18%, estão mais altos que a média observada no País, que é de 0,80% a 1,2% ao ano sobre o valor do investimento inicial. Isto decorre do superdimensionamento do item segurança da área da usina, uma vez que o investidor quer se precaver de interrupções na geração de energia por problemas decorrentes de eventuais furtos de módulos, conforme a tecnologia fotovoltaica seja adotada em larga escala em outros segmentos da sociedade. Além disso, algumas pesquisas indicam que o custo de O&M equivalente ao percentual de 1% ao ano sobre o valor do investimento inicial total seria suficiente, inclusive para a prevista troca de inversores e equipamentos ao longo do projeto. No entanto, o investidor decidiu ser mais conservador, criando espaço para investimentos adicionais futuros em determinados equipamentos que agreguem eficiência ao sistema, dado o eventual desenvolvimento tecnológico através de uma previsão de O&M anual maior.

As demais variáveis foram consideradas sem alteração para os cenários alternativos, ou seja, foram utilizados os dados adotados pela fazenda para implantação do projeto.

A previsão anual de geração de energia pela usina para o primeiro ano é de 8.200.636 kWh/ano. Para tal, os parâmetros utilizados foram: radiação média anual de 5,83 kWh/m^2; taxa de eficiência PR (*Performance Ratio*) de 0,77; e instalação de 14.940 módulos fotovoltaicos com potência de 335 W cada. Os inversores têm substituições consideradas para o décimo e para o vigésimo ano do projeto. Foram utilizados no projeto inicial os *softwares RetScreen 4* e *PVSyst* em adição às análises apresentadas por consultoria especializada em desenvolvimento de projetos fotovoltaicos. Foi considerada uma taxa de perda de eficiência no sistema de 0,5% ao ano, linear por todo o período, perfazendo o total de 12,5% de perda, como ilustra a Figura 5.

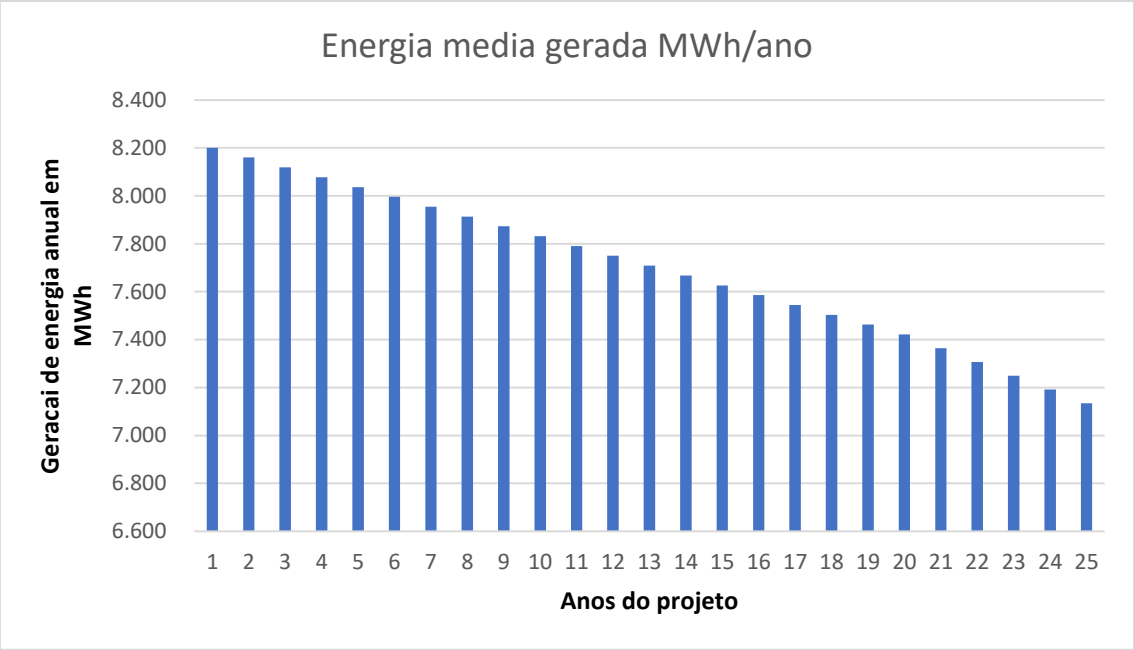


Figura 5- Média de energia gerada ao ano durante o período de 25 anos
Fonte: elaborado pelo autor com dados do cenário base do Estudo de Caso

Em relação à análise econômica e financeira, a TMA e a taxa de reinvestimento dos fluxos positivos do projeto são iguais e definidas em 3,69% a.a. São taxas reais, ou seja, não foram considerados quaisquer efeitos inflacionários. Essas análises são mostradas na Tabela 4.

Tabela 4: Análise de viabilidade da usina de GD, avaliando os 3 cenários propostos

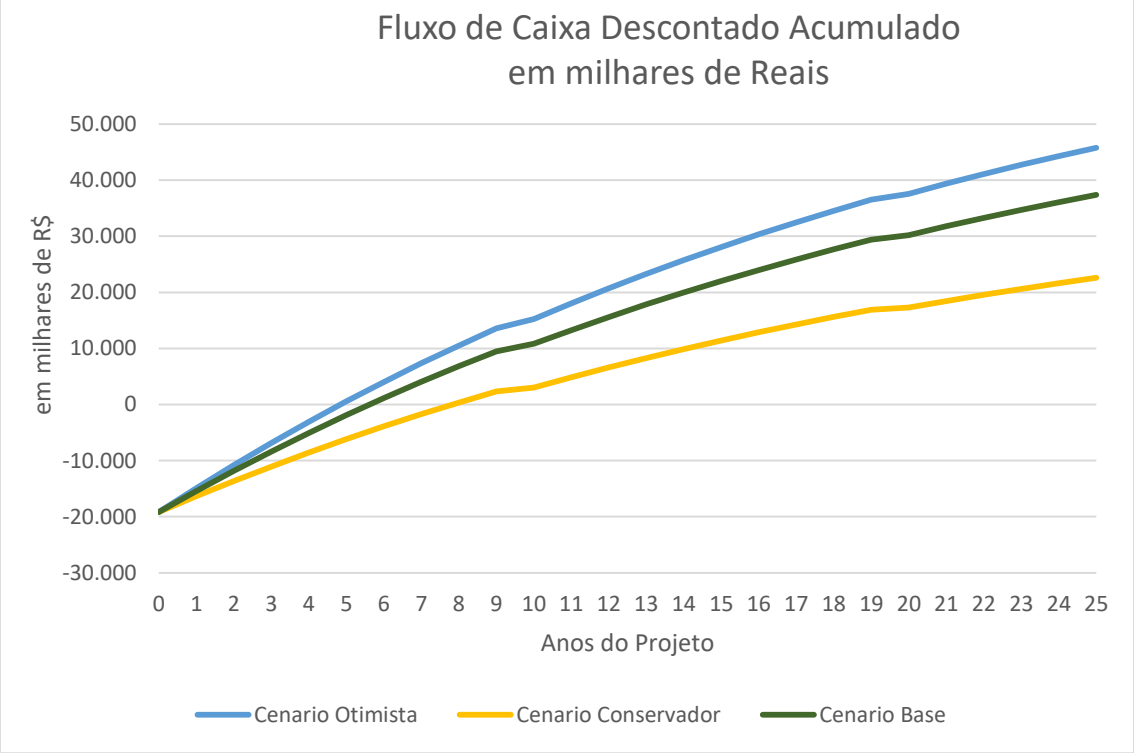
Usina 5MW	Cenário base	Cenário conservador	Cenário otimista
Payback Simples	5 anos	6 anos e 8 meses	4 anos e 4 meses
Payback Descontado	5 anos e 8 meses	7 anos e 10 meses	4 anos e 10 meses
VPL	37.364.348,82	22.603.868,29	45.798.909,12
VPL anualizado	2.314.040,51	1.399.897,73	2.836.407,82
TIR 25 anos	19%	14%	22%
TIR Modificada 25 anos	8%	7%	9%
LCOE R$/kWh	0,27	0,24	0,28
custo implantação *Capex* R$/Wp	3,84		
TMA	3,69%		
taxa de reinvestimento	3,69%		
Alteração Tarifária:	0%	-19%	11%
tarifa indicativa R$/kWh	0,75	0,61	0,83
O&M	2,18%	2,12%	2,22%

Fonte: Elaborada pelo autor com dados da pesquisa, 2019

Como pode ser observado, na Tabela 5 e nos dados do Anexo A do presente trabalho, em todos os cenários o VPL obtido foi maior que do que zero, ou seja, por esta métrica, o projeto é considerado viável.

A Figura 6 mostra a capacidade de geração de fluxo de caixa acumulado para cada um dos cenários pelo prazo do projeto.

Gráfico 1- Projeção financeira dos cenários base, conservador e otimista



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da pesquisa, 2019

Analisando o Gráfico 1 e a Tabela 5, em que são demostradas as capacidades de geração de fluxo de caixa acumulado para cada um dos cenários pela vida útil do sistema fotovoltaico, pode-se concluir que todos os cenários analisados suportam a viabilidade do projeto. O VPL no cenário base indica benefício na geração de caixa 65% maior em relação ao cenário conservador. O resultado é coerente, uma vez que os cenários alternativos nessa pesquisa têm por objetivo simularem variações extremas nos níveis de tarifas.

Ainda para os resultados do cálculo da TIR e da TIR modificada os resultados também são favoráveis ao projeto, uma vez que a TMA definida foi de 3,69% a.a. Quanto ao resultado calculado para o LCOE, foi observado que

foi menor que a tarifa indicativa nos 3 cenários analisados. Portanto, pode-se constatar que o investimento se mostra viável em todos os cenários analisados por este critério.

Deve ser ponderado que o LCOE tem limitações quando utilizado como ferramenta para comparações entre as diferentes fontes de geração de energia, uma vez que não leva em consideração: disponibilidade, despacho, incentivos na geração, tarifas "*feed in*", entre outras limitações que podem gerar distorções nas análises. Ainda assim, com as devidas ressalvas a este indicador, pode-se utilizar o LCOE como um dos parâmetros para comparação entre o custo de geração de energia e os valores de tarifas, tanto de fornecimento da distribuidora, como da tarifa indicativa determinada no modelo de precificação da fazenda para cada um dos consorciados da GD. Há que se considerar que o LCOE não leva em consideração o valor da usina a partir do 25º ano e não captura o risco de sinistros. Recomenda-se que a utilização do LCOE seja um parâmetro de curto ou no máximo de médio prazo. Alguns investidores têm preferido análises com base em períodos menores que a vida útil do sistema, analisam períodos de 10 a 15 anos. Em algumas abordagens, são aplicados todos os efeitos da depreciação e amortização no período escolhido. Em geral utiliza-se o mesmo prazo dos contratos (acordos) de locação da usina ou equipamentos para os consorciados. Na simulação realizada, considerando os mesmos parâmetros utilizados nas análises dos três cenários dessa pesquisa, ainda assim o projeto mostrou-se viável.

O projeto tem vida útil de 25 anos, porém, o sistema poderá, ainda que com desempenho menor, continuar gerando energia por 30, 40 anos. Existe descasamento entre o prazo dos contratos de permanência dos consorciados e a vida útil do sistema. Não foram precificados os eventuais avanços tecnológicos que permitam potencialização do sistema, eventuais ganhos de eficiência e redução dos preços de equipamentos em função de desenvolvimento tecnológico e escala.

A premissa de PR de 0,77 adotada no cenário base é conservadora, sistemas eficientes trabalham na região com uma PR de 0,79. A utilização de rastreadores solares (*trackers)* poderiam elevar os níveis de PR para 0,84 com geração de energia adicional estimada em mais 9%. O custo adicional para utilização de *trackers* é de cerca de 35% maior nos itens de estrutura e de

cerca de 5% a mais no custo de mão de obra. A fazenda dimensionou seu sistema com 5 MW de potência de módulos, no entanto, a demanda contratada foi de 4,375 MW e a potência dos inversores de 5 MW. Ocorre que o limite de conexão da mini GD é de 5MW de potência instalada de inversores, logo, a demanda contratada deveria ser também de 5 MW. A receita poderá ser ampliada em cerca de 29% se houver redimensionamento da planta fotovoltaica com instalação de módulos excedentes (*over loading), na proporção de 130%.* Ocorrendo o redimensionamento dos módulos, consequentemente o *Capex e* o *Opex* serão maiores. Porém, a rentabilidade adicionada através da maior geração de energia justifica a adequação da planta fotovoltaica.

No caso da usina, ter uma parcela em dívida, na forma de financiamento na sua estrutura de capital poderá levar a redução do total de impostos devidos, resultando em maior rentabilidade para seus investidores.

A fazenda iniciou o processo de análise buscando redução em seu custo com energia e riscos de interrupção no fornecimento. A tarifa para consumo da fazenda referência era de R$ 0,56/kWh. Através de estudos e análises conclui-se haver uma oportunidade de investimento que se mostrou atrativa, a qual foi analisada em maior profundidade, levando a realização do investimento com a instalação da usina. Foi verificado que mesmo para sistemas menores que objetivem atender apenas o consumo da unidade os resultados obtidos seriam positivos.

Ao implementar nova fonte de receita a partir da GD, a fazenda, além de atingir seus objetivos iniciais, implementou nova fonte de receita com boa geração de fluxo de caixa, incrementou seus ativos o que eventualmente favorece um diversas opções para captação de recursos a custos menores dado o novo perfil de ativos e receitas. A previsibilidade em relação ao custo de energia e mais ainda a um custo reduzido aumentou a competitividade da fazenda. Os consumidores participantes da GD da fazenda são essencialmente da cadeia do agronegócio, seus clientes e fornecedores, fato esse que aprofunda o relacionamento da fazenda com aqueles.

Vale ainda ressaltar que com os preços obtidos no mercado, mesmo no cenário conservador, cuja viabilidade foi analisada a uma tarifa indicativa de R$ 0,61/kWh, a melhor alternativa é a venda total da energia gerada por parte do

investidor e a compra da energia da distribuidora para uso da fazenda. Com essa estratégia a fazenda ganhará R$ 0,05/kWh, resultado da diferença entre a tarifa da distribuidora e o valor implícito da energia disponibilizada à sua GD relativo a seus parâmetros de carga mensal.

Durante a pesquisa realizada, alguns dados relativos à participação de estruturas que contam com financiamento apontou um alto percentual de participação de financiadores nos sistemas já instalados. Fato esse que sugere que as taxas para financiamento dos sistemas encontram-se mais competitivas ainda que exista eventual espaço para reduções.

O crescimento da GD no agronegócio ou próximo a este colabora para equacionar a gestão de riscos de fornecimento de energia em momentos críticos da produção agrícola. Diante destes riscos, que têm o potencial de afetar de forma irreversível determinados ciclos da produção no agronegócio, sem a GD, eventualmente geradores de energia móveis são alugados para estes períodos. Solução paliativa e que onera o custo de produção.

O desenvolvimento e o avanço de novas tecnologias em todos os setores levam a projeções de maior consumo e custo de energia. Os sistemas FV são analisados com o horizonte de 25 anos de geração de energia podendo ter sua vida útil estendida para 30 ou até 40 anos, com as devidas manutenções e potencializações dos sistemas. Há diversas pesquisas e iniciativas para que os modais de transportes substituam os combustíveis fosseis por renováveis. Se em um cenário futuro isto ocorrer e, considerando que, como já mencionado nessa dissertação, acima de 40% dos transportes no país foram utilizados pelo agronegócio, gerar a própria energia a um custo reduzido e previsível será importante variável na determinação da competitividade do setor.

Por fim, reitera-se a importância da revisão da RN 482/12 em curso. Dentre os pontos em revisão, destacam-se as discussões em torno da tarifa binômia, cobrança do Fio B, descontos nas tarifas de injeção de energia na rede por parte dos consumidores entre outros pontos. Caso essas mudanças ocorram, agregará custos que resultarão em um impacto negativo para a GD em relação as regras atuais. Segundo estudos preliminares realizados pela ANEEL, divulgados durante as apresentações para debater a revisão da regulamentação, essas mudanças, uma vez implementadas, impactariam o

payback para o consumidor entre 20% a 30% a mais. Apesar desses indícios, a recomendação neste momento é por cautela até que seja possível precificar e analisar as mudanças que serão determinadas pela ANEEL.

7. CONCLUSÃO

O agronegócio no Brasil tem participações acima de 40% na utilização de transportes, 44% nas exportações e 20% no PIB. Atribui-se aos ganhos de produtividade grande parte do crescimento da produção nos últimos anos. Ainda assim, os desafios são muitos e crescentes, abarcando a importância do gerenciamento do insumo energia. O custo, a disponibilidade (que além de gargalo para crescimento, gera riscos de produção), assim como eventual aumento do consumo de energia elétrica, precisam ser bem planejados. A tendência é de intensificação do uso de novas tecnologias em toda a cadeia do agronegócio e nos modais de transporte. O Brasil conta com disponibilidade de áreas e condições favoráveis para a geração de energia fotovoltaica. Diante deste contexto, foi realizado um estudo de caso buscando analisar a viabilidade econômica da geração de energia fotovoltaica em uma fazenda no Estado de Minas Gerais. A metodologia consistiu nas análises da regulamentação, de dados técnicos da planta fotovoltaica, e dos indicadores econômicos TIR, MTIR, VPL, LCOE e *Payback*. Foi realizada também análise de sensibilidade a partir da construção de dois cenários alternativos. Estes foram realizados aplicando-se variações extremas nos valores das tarifas. Tal abordagem foi realizada em função da complexidade para previsão dos valores das tarifas de energia, incertezas jurídicas decorrentes das revisões da regulamentação e incentivos fiscais bem como mudanças no mercado de energia que alterem a competitividade dos sistemas fotovoltaicos. Em se tratando de mini GD compartilhada, outra condição importante para a análise de cenários alternativos são os descasamentos de prazos entre os contratos dos clientes (consorciados) da usina (que têm prazos entre 10 e 15 anos), e a vida útil do projeto. Não há garantia de que os contratos possam ser repactuados em níveis de tarifas iguais às contratações do início do projeto.

Considerando o estudo realizado, tem-se que o investimento para uso de energia fotovoltaica no agronegócio já encontrou um nível de custo viável para sua utilização. Pode-se constatar, através das análises realizadas para cada um dos três cenários projetados, que todos os indicadores são favoráveis ao investimento, VPLs maiores que zero, TIRMs maiores do que a TMA. Destaca-se que, mesmo no cenário pessimista, em que a tarifa indicativa

utilizada tem desconto de 31% em relação a tarifa base praticada pela distribuidora, o investimento ainda se mostra viável. Já no cenário base, as simulações atestam uma geração de caixa expressiva para o investidor.

Foi apontado também a possibilidade de redimensionamento da planta fotovoltaica com a instalação de mais módulos na proporção de 130% em relação a potência dos inversores (*overloading)*, o que poderá elevar a geração de energia projetada em cerca de 29%. Alternativamente a fazenda poderia ter redimensionado o projeto de sua usina reduzindo o número de módulos fotovoltaicos, o que levaria a um menor investimento inicial.

Importante ressaltar que o investimento é rentável para o caso analisado com base nas premissas econômicas, técnicas e legislações atuais, tendo-se em conta, porém, que o sistema de geração distribuída tem sido pautado por constantes mudanças as quais poderão interferir nos cenários projetados. Há no contexto atual pressões por parte das distribuidoras, visto que a regulamentação atual para as GDs onera as distribuidoras de diversas formas e, além disso, as GDs começam a concorrer no fornecimento de energia, reduzindo por seu turno a receita das distribuidoras. Ademais, o aumento da complexidade da rede aliada aos custos diretos e indiretos e a necessidade de investimentos, acabam por desequilibrar os balanços das distribuidoras, impulsionando a que estas reforcem ainda mais as pressões por alterações.

Estudos ainda precisam ser realizados em busca de formas que assegurem o crescimento da participação da GD na matriz elétrica. Por um lado, impactos na rede e rentabilidade devem ser entendidos e balanceados. Por outro lado, soluções que permitam, por exemplo, a comercialização de energia por parte da microgeração e minigeração distribuídas ou mesmo a compra de energia pela distribuidora destes pequenos geradores, são alguns caminhos que podem ser seguidos. A legislação que regulamenta a GD está em revisão. Dados estes cenários e mudanças, recomenda-se cautela quanto às análises extremamente otimistas.

Importante ressaltar a relevância de uma análise minuciosa dos impactos quanto a valorização ou desvalorização da terra onde a usina GD será implantada, visto que haverá limitação da possibilidade de venda, loteamento ou outro uso diverso da usina instalada.

Apesar das opções disponíveis, muito há o que se desenvolver em termos de produtos e alternativas para acesso às estruturas de capital para financiamento do crescimento da GD. Alguns dos desafios para ampliação da participação dos agentes financeiros são: os prazos dos projetos são considerados longos, não se tem históricos suficientes da performance dos sistemas; os riscos não são totalmente conhecidos pelos financiadores; outros.

Existem algumas modalidades de negócio que podem ser estudadas para que se faça a opção pela melhor estrutura de acordo com a característica e objetivo do consumidor. Atualmente os principais modelos de negócio são:

- o consumidor como proprietário do sistema fotovoltaico;
- fracionamento da usina em cotas entre os consumidores;
- “leasing”, modelo no qual o sistema é alugado pelo consumidor com opção de compra no final por valor residual;
- modelo de locação do sistema.

Vale ainda observar as externalidades positivas do investimento em GD, visto que além da geração de uma energia limpa, a usina fotovoltaica gera empregos ajudando no desenvolvimento econômico e social local. Há ainda uma possibilidade de acúmulo de créditos de carbono, uma vez que a geração de energia limpa evita a utilização de outras fontes que produzem gases de efeito estufa.

Fica claro que a maior utilização da energia fotovoltaica no setor do agronegócio está aderente à agenda mundial de discussão, iniciativas de combate ao aquecimento global e uso de energias sustentáveis e renováveis. Por fim, é importante destacar, ainda, a tendência mundial de utilização de motores elétricos e o impacto positivo que o uso da energia fotovoltaica produzida pelo setor no abastecimento do modal de transportes poderá trazer em termos de redução de custos, de poluição e uso de energia limpa e renovável.

Os resultados dessa pesquisa não podem ser generalizados, uma vez que os parâmetros técnicos e o ambiente regulatório e os incentivos podem ser distintos daqueles levados em consideração no estudo de caso realizado. A taxa definida para a TMA seguiu os parâmetros utilizados pela fazenda. Considerou a taxa de juros real implícita na NTN-B sem acréscimo de premio de risco adicional.

Sugere-se que sejam realizados estudos futuros com vistas ao desenvolvimento sustentável da GD:

- viabilidade da utilização de energia fotovoltaica no agronegócio considerando as alterações da regulamentação prevista para 2020;
- desenvolvimento de produtos financeiros e ampliação dos recursos para financiamento;

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Energia solar fotovoltaica atinge marca histórica de 500 MW em microgeração e minigeração distribuída no Brasil**. 08 de janeiro 2019. Disponível em: http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-fotovoltaica-atinge-marca-historica-de-500-mw-em-microgeracao-e-minigeracao-distribuid.html. Acesso em 01 abril de 2019

_____. **Financiamento para energia solar fotovoltaica: informação é ferramenta indispensável**. 16 de abril de 2019. Disponível em: http://absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/financiamento-para-energia-solar-fotovoltaica-informacao-e-ferramenta-indispensavel.html. Acesso em 01 de maio de 2019

AGRIBUSINESS, G. **PIB do Agronegócio BRASIL**. 2018

ANEEL **Resolução Normativa 414**, 09 de setembro de 2010

_____, **Resolução Normativa 481**, de 17 de abril de 2012

_____. **Tarifas Consumidores**. 03 de abril de 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/classe/654800?inheritRedirect=false. Acesso em 25 abril. 2019

_____. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. 2018. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao. Acesso em 25 de abril de 2019

BERMANN, C. Entrevista cedida ao Instituto Humanitas. **Unisinos**, 07 de dezembro de 2012. Disponível em: <http://www.ihu.unisinos.br/entrevistas/516209-mp-579-um-debate-politico-e-corporativista-entrevista-especial-com-celio-bermann >. Acesso em 25 de junho de 2016

BLUESOL. **Financiamento de Energia Solar do Banco do Brasil**: O Guia Rápido e Prático Para Ter Seu Gerador Solar. 30 de julho de 2018. Disponível em: https://blog.bluesol.com.br/financiamento-energia-solar-banco-do-brasil/. Acesso em 01 de maio de 2019

BRASIL. Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996

_____. Lei nº 20.824, D. D. J. D. 20.824 2013

_____. Lei nº 13.169, 29 de setembro de 2015

_____. Decreto nº 7.212, 15 de junho de 2010

BRASIL SOLAR. CBGD 2018 e 3ª Expo GD fortaleceram o setor GD com fontes renováveis na última semana. 29 de outubro de 2018. Disponível em: http://www.portalenergiasolar.com.br/energia-solar/resultadonoticias.asp?id=1373. Acesso em 26 de abril de 2019

BRITO, M. C.; SILVA, J. A. **Energia fotovoltaica**: conversão de energia solar em electricidade. 2006. Disponível em: http://solar.fc.ul.pt/i1.pdf. Acesso em 01 de maio de 2019.

BROENERGY. **O potencial solar em seis microrregiões de Minas Gerais**. 2018. Disponível em: < http://www.broenergy.com.br/2018/03/06/o-potencial-solar-em-seis-microrregioes-de-minas-gerais/ >. Acesso em 02 de março de 2019

CANADIAN SOLAR. **Especificações técnicas**. Disponível em: https://www.canadiansolar.com/en. Acesso em 02 de fevereiro de 2019

CEPEA. **A vulnerabilidade doagronegócio às influências do tabelamento dos fretes**. jul. 2018. Disponível em: https://www.cepea.esalq.usp.br/br/documentos/texto/a-vulnerabilidade-do-agronegocio-as-ineficiencias-do-tabelamento-de-fretes-autores-nicole-renno-leandro-gilio-e-arlei-fachinello-coordenacao-da-pesquisa-geraldo-barros.aspx. Acesso em 24 de abril de 2019

CHITTUM, A.; ØSTERGAARD, P. A. How Danish communal heat planning empowers municipalities and benefits individual consumers. **Energy Policy**, v.74, p. 465-74, novembro de 2014

CIGREÉ. Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos. 2018. Disponível em: https://www.cigre.org/. Acesso em 20 de dezembro de 2018

CONVÊNIO ICMS **101/97**, 12 de dezembro 1997. Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica que especifica, 2008

CRESESB. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. 2000. Disponível em:http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar. Acesso em 01 de maio de 2019

ECYCLE. **Energia solar**: o que é, vantagens e desvantagens. Disponível em: https://www.ecycle.com.br/2890-energia-solar. Acesso em 25 de abril de 2019

ESALQ. Nota técnica sobre os ajustes metodológicos do PIB do Agronegócio do Brasil. **CEPEA**. 2018. Disponível em: https://www.cepea.esalq.usp.br/br/pib-do-agronegocio-brasileiro.aspx. Acesso em 25 de abril de 2019

FALCÃO, V. D. Fabricação de células solares de CdS/CdTe. 2005. Dissertação (Mestrado em Ciência dos Materiais) Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro, 2005

FGV. Recursos energéticos distribuídos. **FGV Energia** - Cadernos FGV Energia. maio de 2016

FMI. Brasil será emergente com maior dívida em 2019, diz FMI. **O Globo**. 09 out. 2018. Disponível em: https://oglobo.globo.com/economia/brasil-sera-emergente-com-maior-divida-em-2019-diz-fmi-23144204. Acesso em 24 de abril de 2019

FONTOURA, F. B. B. da; RABUSKE, R.; FRIEDRICH, L. R. Análise da viabilidade para implantação de energia fotovoltaica com utilização para sombreamento de estacionamento. **Estudos do CEPE**, p. 36-48, n. 47, 2018

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. São Paulo: Harbra 1997

HIREMATH, R. B.; SHIKHA, S.; RAVINDRANATH, N. H. Decentralized energy planning; modeling and application-a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.11, n.5, p. 729-52, 2007

HIREMATH, R. B. et al. Decentralized energy planning through a case study of a typical village In India. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v.1, n.4, p. 43103, 2009

HUMMEL, P. R. V.; PILÃO, N. E. **Matemática financeira e engenharia econômica**: São Paulo, Thomson 2003

IBGE. **Sinopse do Censo Demográfico**. Minas Gerais. 2010. Disponível em: https://censo2010.ibge.gov.br/sinopse/index.php?dados=29&uf=31. Acesso em 26 de abril de 2019

IEA. Renewables 2018. Market analysis and forecast from 2018 to 2023. **International Energy Agency**. 2018. Disponível em: https://www.iea.org/renewables2018/. Acesso em 25 de abril de 2019

INOVACARE. **Tecnologia**. Disponível em: http://www.inovacare.solar/tecnologia. Acesso em 25 de abril de 2019

INPE. Atlas Brasileiro de Energia Solar ganha nova edição após dez anos. **Informativo INPE**, n. 8, 05 jan. 2017. Disponível em: http://www.inpe.br/informativo/08/nota03. Acesso em: 25 de abril de 2019

IPCC. **Climate Change**: Synthesis Report. Intergovernmental Panel on Climate Change. Suíça: IPCC, 2008

_____. Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change. **Intergovernmental Panel on Climate Change**. New York: Cambridge University Press, 2012

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. 2017. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017. Acesso em 13 de abril de 2019

KEYNES, J. M. **The general theory of employment, interest and money**. Cambridge: Harcourt Brace, 1936

LEMES JUNIOR, A. B.; RIGO, C. M.; CHEROBIM, A. P. **Administração financeira**: princípios, fundamentos e práticas brasileiras. São Paulo: Elsevier, 2002

LINDNER M.; WITZMANN, R; MARGGRAF, O.; et al. Estabilidade de rede com fontes de energia renovável. **FotoVolt**. maio 2017. Disponível em: http://www.arandanet.com.br/assets/revistas/fotovolt/2017/maio/index.php#page=28. Acesso em 01 de mai de 2019

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. Geração distribuída de energia: Desafios e perspectivas em redes de comunicação. **Minicursos do XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos.** v. 33, janeiro de 2015

LUCON, O.; GOLDEMBERG, J. J. E. A. Crise financeira, energia e sustentabilidade no Brasil. **Revista de Estudos Avançados**, v. 23, n. 65, p. 121-130, 2009

LÜTHI, C. et al. Rethinking Sustainable Sanitation for the Urban Domain. **4TH International Conference of the International Forum on Urbanism** (IFOU), p.451-62, 2009

MACHADO, C. A. **Avaliação de regiões com potencial de aproveitamento solar e identificação de áreas para implantação de uma usina solar fotovoltaica no Rio Grande do Sul**. 2018. Monografia (Etapa II, do Curso de Engennharia Ambiental) Universidade do Vale do Taquari, Lajeado, 2018

MMA. **iNDC (Contribuição Nacionalmente Determinada)**. 2015. Disponível em: http://www.mma.gov.br/comunicacao/item/10570-indc-%20contribui%C3%A7%C3%A3o-nacionalmente-determinada. Acesso em 25 de abril de 2019

MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro.** fevereiro 2019. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Fevereiro+-+2019.pdf/e7e55cd2-2a56-41db-8054-9620095728e4. Acesso em 25 de abril de 2019

MORAES FILHO, J. R. S. **Análise de viabilidade econômica do mercado de microgeração fotovoltaica on grid no Estado do Maranhão**. 2017. Dissertação (Mestrado em Energia e Ambiente) - Universidade Federal do Maranhão, São Luis, 2017

NASA; BANCO MUNDIAL; LABREN. **Médias do Total Diário da Irradiação Global Horizontal para o Estado de Minas Gerais**. 11 de abril de 2019 Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/MG_glo.html. Acesso em 26 de abril de 2019

NASCIMENTO, R. L. Energia solar no Brasil: situação e perspectivas. Estudo Técnico. **Câmara dos Deputados**, março de 2017. Disponível em: http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia_solar_limp.pdf?sequence=1. Acesso em 25 de abril de 2019

OLIVEIRA, L. M. V. da S. Declaração de inconstitucionalidade de benefício fiscal de ICMS concedido sem prévio convênio CONFAZ e consequências práticas. **Revista Jurídica da Procuradoria-Geral do Distrito Federal**, v. 40, n. 1, p. 135-164, 2015

PORTAL SOLAR. **O que é Geração Distribuída** – GD. 2018. Disponível em: https://www.portalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida.html. Acesso em 26 de abril de 2019

PEREIRA, H. NDC do Brasil: Corrida Energética com Barreiras. **Carbon**. 13 out. 2016. Disponível em: https://blog.waycarbon.com/2016/10/ndc-corrida-energetica-com-barreiras/. Acesso em 24 de abril de 2019

POLLIN, R.; GARRET-PELTIER, H.; HEINTZ, J; SCHARBER, H. Green recovery: a program to create good jobs and start building a low-carbon economy. **Center for American Progress - Political Economy Research Institute**, University of Massachusetts at Amherst. Setembro de 2008

REIS, R. J. dos.; TIBA, C. (orgs.). **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais**. Belo Horizonte: Futura Express, 2016

RHODES, C. J. The 2015 Paris Climate Change Conference: COP21. **Science Progress**, n. 99, v. 1, p. 97–104, 2016

ROCHA, L. da S.; GOMES, J. B. S.; SILVA, T. R. C.; ALVES, A. M. S. O potencial de geração de energia fotovoltaica integrada a rede pública de distribuição: um exemplo de Açailândia para o Maranhão. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, n. 3, p. 107-127, 2014

ROSS, S.A.; WESTERFIELD, R.W.; JORDAN, B.D. Princípios de administração financeira. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2002

SÁLES, I. C. F. de. **Análise da substituição do chuveiro elétrico por aquecedor solar**: uma contribuição ao setor elétrico na conservação de

energia. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2008

SAMANEZ, C. P. **Matemática Financeira aplicações a anlise de investimento**. 3. ed. Prentice-hall, 2002

SIBBITT, B. et al. The Drake Landing solar community project—Early results. **Power Point presentation to Canadian Solar Buildings Conference**, p.10-14, 2007

SINDIELETRO. **Deputados recebem carta dos eletricitários**. 05 de fevereiro de 2019. Disponível em: http://sindieletromg.org.br/posts/deputados-recebem-carta-dos-eletricitarios. Acesso em 25 de abril de 2019

SOLIS ENERGIA. **Qual é a melhor marca de inversor solar?**. 26 de novembro de 2018. Disponível em: < https://solisenergia.com.br/qual-e-a-melhor-marca-de-inversor-solar/. >. Acesso em: 01 de dezembro de 2018

SOUZA, A. B.. **Projetos de investimentos de capital**: elaboração, análise, tomada de decisão. São Paulo: Atlas, 2003.

TOLMASQUIM; M. T.; GERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. **Revista Novos Estudos - CEBRAP**, n. 79, São Paulo, novembro de 2007

TOLMASQUIM; M. T. A Política Energética Atual e as Fontes Renováveis de Energia. Energias Renováveis: Riqueza Sustentável ao Alcance da Sociedade . **Cadernos de Altos Estudos**, n. 10, p. 141-171, Brasília: Câmara dos Deputados, 2012

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C. Meio século de história fotovoltaica. **Gazeta de Física**, v. 29, p. 10-15, 2006

YIN, R. K. **Estudo de Caso-: Planejamento e métodos**. Rio de Janeiro: Bookman editora, 2015

ZILLES; et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012

I. ANEXOS

Anexo A

Nas Tabelas 5, 6 e 7 seguintes podem ser observados os resultados financeiros para cada cenário proposto.

Tabela 5 - Cenário Base – Tarifa indicativa R$/kWh = 0,75

Ano	Período	Fluxo de Caixa	Fluxo de caixa acumulado	Fluxo de caixa descontado	Fluxo de caixa descontado acumulado
2019	0	-19.179,32	-19.179,32	-19.179,32	-19.179,32
2020	1	3.899,00	-15.280,32	3.760,25	-15.419,08
2021	2	3.872,86	-11.407,46	3.602,12	-11.816,96
2022	3	3.846,72	-7.560,74	3.450,49	-8.366,47
2023	4	3.820,58	-3.740,16	3.305,08	-5.061,39
2024	5	3.794,44	54,28	3.165,66	-1.895,74
2025	6	3.768,30	3.822,59	3.031,97	1.136,23
2026	7	3.742,16	7.564,75	2.903,79	4.040,02
2027	8	3.716,02	11.280,78	2.780,89	6.820,91
2028	9	3.689,88	14.970,66	2.663,06	9.483,97
2029	10	1.913,75	16.884,41	1.332,03	10.816,00
2030	11	3.637,61	20.522,01	2.441,80	13.257,80
2031	12	3.611,47	24.133,48	2.337,98	15.595,78
2032	13	3.585,33	27.718,80	2.238,46	17.834,24
2033	14	3.559,19	31.277,99	2.143,06	19.977,30
2034	15	3.533,05	34.811,04	2.051,62	22.028,92
2035	16	3.506,91	38.317,95	1.963,97	23.992,89

2036	17	3.480,77	41.798,71	1.879,96	25.872,85
2037	18	3.454,63	45.253,34	1.799,44	27.672,29
2038	19	3.428,49	48.681,83	1.722,27	29.394,56
2039	20	1.652,35	50.334,18	800,51	30.195,07
2040	21	3.365,75	53.699,94	1.572,56	31.767,63
2041	22	3.329,16	57.029,10	1.500,11	33.267,74
2042	23	3.292,56	60.321,66	1.430,82	34.698,56
2043	24	3.255,97	63.577,63	1.364,57	36.063,13
2044	25	3.219,37	66.797,00	1.301,22	37.364,35

*valores em milhares de Reais.
Fonte: Elaborada pelo autor (dados da pesquisa).

Tabela 6 - Cenário Alternativo Conservador – Tarifa indicativa R$/kWh = 0,61

Ano	Período	Fluxo de Caixa	Fluxo de caixa acumulado	Fluxo de caixa descontado	Fluxo de caixa descontado acumulado
2019	0	-19.179,32	-19.179,32	-19.179,32	-19.179,32
2020	1	2.934,61	-16.244,72	2.830,17	-16.349,15
2021	2	2.913,35	-13.331,37	2.709,68	-13.639,47
2022	3	2.892,09	-10.439,29	2.594,18	-11.045,29
2023	4	2.870,83	-7.568,46	2.483,47	-8.561,82
2024	5	2.849,57	-4.718,90	2.377,36	-6.184,46
2025	6	2.828,31	-1.890,59	2.275,65	-3.908,81
2026	7	2.807,05	916,45	2.178,17	-1.730,64
2027	8	2.785,78	3.702,24	2.084,74	354,10
2028	9	2.764,52	6.466,76	1.995,21	2.349,31
2029	10	993,26	7.460,03	691,35	3.040,66
2030	11	2.722,00	10.182,03	1.827,19	4.867,85
2031	12	2.700,74	12.882,78	1.748,40	6.616,25
2032	13	2.679,48	15.562,26	1.672,91	8.289,15
2033	14	2.658,22	18.220,49	1.600,57	9.889,73
2034	15	2.636,96	20.857,45	1.531,27	11.420,99
2035	16	2.615,70	23.473,15	1.464,87	12.885,86
2036	17	2.594,44	26.067,60	1.401,26	14.287,12
2037	18	2.573,18	28.640,78	1.340,32	15.627,43
2038	19	2.551,92	31.192,70	1.281,94	16.909,37
2039	20	780,66	31.973,37	378,20	17.287,57
2040	21	2.500,90	34.474,27	1.168,48	18.456,06
2041	22	2.471,13	36.945,40	1.113,49	19.569,54

2042	23	2.441,37	39.386,77	1.060,93	20.630,47
2043	24	2.411,61	41.798,38	1.010,70	21.641,17
2044	25	2.381,84	44.180,22	962,70	22.603,87

*valores em milhares de Reais.
Fonte: Elaborada pelo autor (dados da pesquisa)

Tabela 7- Cenário Alternativo Otimista – Tarifa indicativa R$/kWh =0,83

Ano	Período	Fluxo de Caixa	Fluxo de caixa acumulado	Fluxo de caixa descontado	Fluxo de caixa descontado acumulado
2019	0	-19.179,32	-19.179,32	-19.179,32	-19.179,32
2020	1	4.450,08	-14.729,24	4.291,72	-14.887,61
2021	2	4.421,16	-10.308,08	4.112,08	-10.775,52
2022	3	4.392,23	-5.915,86	3.939,80	-6.835,72
2023	4	4.363,30	-1.552,56	3.774,57	-3.061,15
2024	5	4.334,37	2.781,82	3.616,11	554,96
2025	6	4.305,44	7.087,26	3.464,15	4.019,11
2026	7	4.276,52	11.363,78	3.318,43	7.337,54
2027	8	4.247,59	15.611,37	3.178,69	10.516,23
2028	9	4.218,66	19.830,03	3.044,69	13.560,91
2029	10	2.439,73	22.269,76	1.698,14	15.259,05
2030	11	4.160,81	26.430,57	2.793,01	18.052,06
2031	12	4.131,88	30.562,45	2.674,88	20.726,95
2032	13	4.102,95	34.665,40	2.561,63	23.288,58
2033	14	4.074,02	38.739,42	2.453,05	25.741,63
2034	15	4.045,10	42.784,52	2.348,96	28.090,59
2035	16	4.016,17	46.800,68	2.249,17	30.339,76
2036	17	3.987,24	50.787,92	2.153,50	32.493,26
2037	18	3.958,31	54.746,24	2.061,80	34.555,06
2038	19	3.929,38	58.675,62	1.973,89	36.528,96
2039	20	2.150,46	60.826,08	1.041,82	37.570,78
2040	21	3.859,96	64.686,03	1.803,47	39.374,24
2041	22	3.819,46	68.505,49	1.721,04	41.095,28

2042	23	3.778,96	72.284,45	1.642,19	42.737,48
2043	24	3.738,46	76.022,91	1.566,78	44.304,26
2044	25	3.697,96	79.720,88	1.494,65	45.798,91

*valores em milhares de Reais.
Fonte: Elaborada pelo autor (dados da pesquisa).