Avaliação econômica financeira na implantação Energia Solar Fotovoltaica na região noroeste do estado de Minas Gerais: estudo de casos em micro e minigeração no município de Paracatu.

Olivar Gonçalves Borges

Dissertação de Mestrado

Mestrado em Assessoria e Administração

Porto – 2019

INSTITUTO SUPERIOR DE CONTABILIDADE E ADMINISTRAÇÃO DO PORTO

INSTITUTO POLITÉCNICO DO PORTO

Avaliação econômica financeira na implantação Energia Solar Fotovoltaica na região noroeste do estado de Minas Gerais: estudo de casos em micro e minigeração no município de Paracatu.

Olivar Gonçalves Borges

Dissertação de Mestrado,
apresentado ao Instituto Superior de Contabilidade e Administração do Porto para obtenção do grau de Mestre em Assessoria e Administração, sob orientação de

Orientador: Anabela Mesquita Teixeira Sarmento
Coorientador: Carlos Lourenço Moreira de Barros

Porto – 2019

INSTITUTO SUPERIOR DE CONTABILIDADE E ADMINISTRAÇÃO DO PORTO
INSTITUTO POLITÉCNICO DO PORTO

RESUMO

O uso de energias renováveis no mundo está em pleno crescimento, pois a busca de fontes alternativas de energia para que haja redução da emissão de gases poluentes está sendo tratado pelos países que fazem parte do Protocolo de Quioto e posteriormente ratificado na Conferência de Paris em 2015 (COP 21), como item de suma importância para a melhoria da qualidade de vida e sustentabilidade do planeta terra.

A energia fotovoltaica, oriunda da energia gerada da captação dos raios solares é uma dessas energias que está em grande evidência e forte crescimento também no Brasil.

A região noroeste do estado brasileiro de Minas Gerais tem ganhado bastante destaque, com vários estudos para viabilidade de implantação de sistemas de geradores solares de pequeno, médio e grande porte.

Contudo, por mais que a mesma esteja à disposição de todos os potenciais interessados, sendo esta uma região de alto índice solarimétrico, os fatores dificultadores como escassez dos recursos disponíveis para investimentos, os altos custos de implantação e a falta de conhecimento técnico e financeiro adequado dos potenciais interessados demonstra que esta energia renovável ainda não está acessível sistemáticamente para todos os potenciais interessados.

O objetivo dessa dissertação é fazer uma avaliação mais detalhada quanto à viabilidade economico financeira da implantação de sistemas de geração distribuida de energia, conectados ao sistema público de energia local, em dois consumidores situados na região noroeste do estado brasileiro de Minas Gerais. Será avaliado estudo de dois casos para verificar o retorno do investimento *(payback)* e outras variáveis financeiras, como VAL, TIR, TMA e o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) atenderiam às expectativas destes clientes, tomando como parâmetro estudos envolvendo microgeração e minigeração de energia solar fotovoltaica no município brasileiro de Paracatu.

Palavras chave: energia fotovoltaica – viabilidade – retorno do investimento – análise financeira

ABSTRACT

The use of renewable energy in the world is in full growth, as it is a resource of alternative sources of energy to reduce the emission of pollutant gases being reused by countries that are part of the Kyoto Protocol and later ratified in the Paris Conference in 2015 (COP 21), as an important item to improve the quality of life and sustainability of planet earth.

The photovoltaic energy, originated from the energy generated from the capture of the solar rays is one of those energies that are in great evidence and strong growth also in Brazil.

The northwest region of the Brazilian state of Minas Gerais has gained considerable prominence, with several studies for feasibility of implantation of solar systems of small, medium and large size.

However, although it is available to all potential stakeholders, this being a region of high solarimetric index, the difficult factors such as scarcity of resources available for investment, high implementation costs and lack of adequate technical and financial knowledge of potential stakeholders demonstrates that this renewable energy is not yet systematically accessible to all potential stakeholders.

The objective of this dissertation is to make a more detailed evaluation of the economic viability of the implementation of distributed energy generation systems, connected to the public system of local energy, in two consumers located in the northwest region of the Brazilian state of Minas Gerais. It will be evaluated a study of two cases to verify the payback and other financial variables, such as VAL, IRR, TMA and the Weighted Average Cost of Capital (WACC) would meet the expectations of these clients, taking as a parameter studies involving micro generation and mini generation of photovoltaic solar energy in the Brazilian municipality of Paracatu.

Key words: photovoltaic energy - viability – return on investment - financial analysis

AGRADECIMENTOS

Por ser um trabalho realizado individualmente e com objetivo acadêmico, sempre os objetivos são alcançados através do incentivo e apoio das pessoas que nos amam e que sempre nos impulsionam para novas conquistas.

Gostaria de deixar meu agradecimento aos professores do ISCAP, pela troca de conhecimento e cultura, por me terem recebido tão bem em terras lusitanas. Também imensamente ao IFTM, por me terem proporcionado esta grande oportunidade de conhecer um outro país e poder ter me incentivado a este desafio.

Agradeço também imensamente aos meus professores orientadora Anabela Mesquita Teixeira Sarmento e coorientador Carlos Lourenço Moreira de Barros, pelo incentivo, pelos diversos momentos de dificuldade nos esclarecimentos necessários para o desenvolvimento desta dissertação e pela paciência dispendida com as minhas limitações de tempo e distância.

A todos os outros professores do mestrado em Assessoria e Administração, que contribuiram com a minha formação.

Aos meus colegas de curso, que sempre estiveram unidos em prol do crescimento acadêmico e profissional nestes 02 anos de convívio.

Aos meus pais, irmãos e amigos pelo apoio incondicional e pela preocupação e fé depositados em mim.

À minha esposa Juliana Magalhães e aos meus filhos Pedro e João, que sempre estiveram ao meu lado e nunca me deixaram desistir, sempre me incentivando e apoiando, um grande beijo a eles.

A todos, agradeço imensamente do fundo do meu coração.

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNB	Banco do Nordeste
CDI	Certificados de Depósito Interbancários
CMPC	Custo Médio Ponderado de Capital
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CSP	*Concentrated Solar Power*
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia de Portugal
EUA	Estados Unidos da América
EVEF	Estudo de Viabilidade Econômico Financeira
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	*European Photovoltaic Industry Association*
FER	Fontes de Energia Renovável
FV	Fotovoltaica
FCO	Fundos Constitucionais do Centro-Oeste
FNE	Fundos Constitucionais do Nordeste
FNO	Fundos Constitucionais do Norte
GEE	Gases de Efeito Estufa
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IEA	*Internacional Energy Agency*
IR	Índice de Rendibilidade
IRS	Índice de Radiação Solar
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	*Megawatt*
NASA	*National Aeronautics and Space Administration*
ONU	Organização das Nações Unidas

PASESP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
ROI	*Return On Investment*
SEI	*Solar Energy International*
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio a Micro e Pequenas Empresas
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UE	União Europeia
VAL	Valor Atual Líquido
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	*Weighted Average Cost of Capital*

LISTA DE SÍMBOLOS

Io	Custo de investimento no ano 0 (zero)
i	Taxa de desconto
GW	*Giga Watt*
GWh	Gigawatt-hora
kW	*Kilo Watt*
MWp	*Mega Watt-pico*
R$/Wp	Reais por Watt-pico
W/m²	Watt por metro quadrado
Wp	Watt-pico
W	*Watt*
Wh	Watt-hora
V	*Volt*

INDICE GERAL

ÍNDICE DE FIGURAS x

ÍNDICE DE GRÁFICOS xii

ÍNDICE DE TABELAS xiii

Capítulo 1 - INTRODUÇÃO 1

1.1 Considerações Iniciais 1

1.2 Motivação 4

1.3 Objetivo Principal 5

1.4 Objetivos Secundários 6

1.5 Estrutura da Dissertação 6

Capitulo 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 8

2.1 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 8

2.1.1 Instalações Solares no Mundo 14

2.1.2 As Energias Renováveis na União Européia 16

2.1.3 As Energias Renováveis em Portugal 17

2.1.4 As Energias Renováveis no Brasil 18

2.1.5 As Energias Renováveis no estado de Minas Gerais 24

2.2 OS INDICADORES FINANCEIROS 26

2.2.1 Conceito de *cash-flow* (fluxo de caixa) 26

2.2.2 Valor Atual Líquido (VAL). 27

2.2.3 Período de Retorno do Investimento - *payback* 29

2.2.4 Taxa Interna de Retorno ou Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) 30

2.2.5 Taxa Mínima de Atratividade (TMA). 31

Capítulo 3 – AVALIAÇÃO ECONÔMICO FINANCEIRA DO INVESTIMENTO 32

3.1 Viabilidade Econômico-financeira 32

3.2 Principais Incentivos no Brasil para implantação de Sistemas FV 39

Capítulo 4 – ESTUDO DE CASOS: ANÁLISE ECONÔMICO FINANCEIRA DE MICRO E MINIGERAÇÃO 42

4.1 Linhas de Financiamento para Sistemas FV 43

4.1.1 Financiamento em longo prazo (FLP) 43

4.2 Taxa de Juros 45

4.3 Prazo de Pagamento 46

4.4 Prazo de Carência 46

4.5 Prestações (parcelas) 46

4.6 Amortização (SAC – Sistema de Amortização Constante) 46

4.7 CASO 1 – Condomínio Jóquei Aliança Residencial – Paracatu 47

4.8 CASO 2 – IFTM Campus Paracatu 62

Capítulo 5 – CONCLUSÕES, LIMITAÇÕES E ESTUDOS FUTUROS 75

5.1 Conclusões 76

5.2 - Limitações 79

5.3 – Propostas para Estudos Futuros 80

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 81

ANEXOS 89

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012 89

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015 95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 01 – COP21 – Conferência de Paris.....08

Figura 02 – A proporção de energia solar na geração total por região.....10

Figura 03 – Geração de energia solar por país.....10

Figura 04 – Evolução global da capacidade de energia solar fotovoltáica instalada acumulada entre 2000-2014.....11

Figura 05 – Cenário mercado global de energia solar FV acumulada até 2019.....12

Figura 06 – Instalações solares no mundo.....14

Figura 07 – Produção de energia primária, UE-28, 2014 (% do total, com base em toneladas equivalentes de petróleo).....16

Figura 08 – Produção anual de energia elétrica com base no FER ano de 2016.....17

Figura 09 – Desempenho dos países da UE em relação a incorporação de energias renováveis no setor de eletricidade.....18

Figura 10 – Balanço Energético Nacional Basileira.....20

Figura 11 – Mapa de radiação solar direta normal diária.....21

Figura 12 – Mapa de radiação solar global no plano inclinado.....22

Figura 13 – Mapa solarimétrico do Estado de Minas Gerais.....24

Figura 14 – Mapa solarimétrico do Estado de Minas Gerais.....25

Figura 15 – Evolução das aplicações financeiras no Brasil.....37

Figura 16 – Mapa de localização em coordenadas geográficas da cidade de Paracatu/MG.....48

Figura 17 – Conta de Energia Elétrica do mês de junho/2018.....50

Figura 18 – Características técnicas das placas solares monocristalinas de silício, fornedidos pela Blue Sol.....51

Figura 19 – Características técnicas dos inversores CC-CA, fornecido pela Blue Sol.....51

Figura 20 – Características técnicas do modelo de instalação em telhado, fornecido pela Blue Sol.....51

Figura 21 - Orçamento para atendimento a minigeração da unidade consumidora, fornecido pela Blue Sol.....52

Figura 22 – Mapa de localização em coordenadas geográficas da cidade de Paracatu/MG.....62

Figura 23 – Conta de Energia Elétrica do mês de março/2018.....64

Figura 24 – Características técnicas das placas solares monocristalinas de silício, fornedidos pela Blue Sol.....65

Figura 25 – Características técnicas dos inversores CC-CA, fornecido pela Blue Sol.....65

Figura 26 – Características técnicas do modelo de instalação em telhado, fornecido pela Blue Sol.....65

Figura 27 – Orçamento para atendimento a minigeração da unidade consumidora, fornecido pela Blue Sol.....66

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 01 – Irradiação solar média diária mensal.....49

Gráfico 02 – Estimativa Mensal de Produção na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....55

Gráfico 03 – Custo Investimento x Retorno Financeiro anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....58

Gráfico 04 – Poupança acumulada ao longo dos anos pela economia financeira anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....59

Gráfico 05 – Gráfico de irradiação solar média diária mensal.....63

Gráfico 06 – Estimativa Mensal de Produção na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....70

Gráfico 07 – Custo Investimento x Retorno Financeiro anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....72

Gráfico 08 – Poupança acumulada ao longo dos anos pela economia financeira anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....73

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 01 - Geração Solar em kWh/mês conforme radiação solar no plano inclinado de Paracatu/MG.....52

Tabela 02 – Custos de Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....53

Tabela 03 – Geração e Economia Mensal na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....54

Tabela 04 – Economia Gerada anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....57

Tabela 05 – Fluxos de Caixa (*Cash Flow*) Simples e Descontado na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....60

Tabela 06 – Indicadores Financeiros: VPL, TIR e *PAYBACK* Simples e Descontado na Inst.do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....61

Tabela 07 – Geração Solar em kWh/mês conforme radiação solar no plano inclinado de Paracatu/MG.....67

Tabela 08 – Custos de Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....68

Tabela 09 – Geração e Economia Mensal na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....69

Tabela 10 – Economia Gerada anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....71

Tabela 11 – Fluxo de Caixa (*Cash Flow*) Simples e Descontado na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....74

Tabela 12 – Indicadores Financeiros: VPL, TIR e PAYBACK Simples e Descontado na Inst. do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.....75

Capítulo 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A matriz energética mundial é composta por diversas fontes de energia primárias, classificadas por energias renováveis e energia não-renováveis. Como energias não-renováveis, destacam-se o petróleo, carvão mineral, gás natural e urânio. Essas energias, além de serem limitadas em determinadas quantidades no mundo, ainda são consideradas esgotáveis, poluentes e perigosas, visto que liberam para o meio ambiente quantidades altas de substâncias nocivas gerando os Gases de Efeito Estufa (GEE), ocasionando mudanças climáticas como a elevação da temperatura do planeta, derretimento das calotas polares e aumento dos mares e oceanos. Sendo que atualmente este tipo de energia é bastante constestado e discutido em diversos fóruns entre os países desenvolvidos e em desenvolvimento, para busca de alternativas que visam a compensação dos efeitos causados por estas energias poluidoras e a redução do uso das mesmas.

Segundo Ma, *et al*. (2018), o sistema elétrico representou mais de 42% das emissões lideradas por combustíveis em todo o mundo somente em 2014. Na China, a eletricidade é predominantemente gerada por geradoras térmicas; essa alta proporção se reflete no fato de que o setor de energia elétrica foi responsável por mais de 48% das emissões de CO_2 derivadas da combustão de combustíveis fósseis em 2014. Assim, a China comprometeu-se a não permitir que as emissões de carbono vão além de sua projeção para 2030, reduzindo a intensidade de emissões em 60-65% de 2005 a 2030.

Para este mesmo autor, o setor de energia desempenha um papel crítico na consecução desse objetivo, aumentando a urgência de promover a conservação de energia e redução de emissões nesse setor. A análise dos fatores que podem afetar as emissões de CO_2 do setor de energia pode beneficiar a formulação de políticas relacionadas a questões de conservação de energia e redução de emissões.

As energias renováveis são consideradas energias alternativas e inesgotáveis. Estas energias estão presentes e podem ser implantadas em diversos lugares do planeta, destacando-se neste setor a energia hidráulica, a energia eólica, biomassa, maremotriz, geotérmica e energia solar . O mundo vem, ao longo dos anos, necessitando cada vez mais de energia, devido principalmente ao crescimento populacional, ao desenvolvimento de novas tecnologias indutriais e a escassez de outros recursos

naturais, possuindo outros certa abundância. Segundo relatórios da Organização das Nações Unidas (ONU, 2016), a população mundial atualmente está próxima a 7 bilhões de habitantes e poderá chegar a 9 bilhões de habitantes em 2050, e esta necessidade é cada vez mais visível, a busca cada vez mais por energias alternativas e de fonte inesgotável.

Segundo White (2018) que devido ao rigoroso apoio da Califórnia à energia solar fotovoltaica residencial, quase todas as cidades tiveram acesso a descontos através de programas mandatados pelo estado para todos os anos de 2005 a 2013.

Embora quase todos os serviços públicos oferecessem incentivos financeiros para a energia solar fotovoltaica residencial ao longo dos anos estudados, a legislação da Califórnia permitia variações entre os serviços públicos e exigia que os incentivos financeiros oferecidos diminuíssem com o tempo. Após a introdução deste sistema de descontos, todas as concessionárias usaram cronogramas de incentivo que diminuíram através de níveis estabelecidos como limites para a participação. Ou seja, a taxa de desconto diminuiria após uma determinada quantidade de kW ter sido instalada no território da concessionária. Com isso, a partir de 2010, todas aas novas residências construídas deverão produzir sua energia solar fotovoltaica e a partir de 2014, toda a eletricidade consumida na região deverá ser proveniente de fontes não emissoras de GEE, principalmente das renováveis, com o uso da energia solar fotovoltaica (FV).

Neste contexto, o uso de energias alternativas e renováveis assume um papel importante, visto que está disponível e deverá ser acessível a todos, com o desenvolvimento de novas tecnologias para reduzir os custos de instalação e manutenção, proporcionando desenvolvimento e conforto para toda a população, além das melhorias de vida e geração de renda.

No entanto, entre as fontes renováveis em expansão, o uso do Sol como fonte direta para a produção de eletricidade é relativamente recente, datando de meados do século passado. A rápida expansão da capacidade instalada nos últimos anos, atrelada à forte redução de custos, o imenso potencial técnico de aproveitamento e o fato de não emitirem poluentes durante sua operação, fez com que o mundo voltasse sua atenção para a energia solar como alternativa de suprimento elétrico, buscando equilíbrio com sustentabilidade.

Segundo Martins e Cândido (2011), o modelo de desenvolvimento sustentável adotado nos últimos tempos, baseado no crescimento das relações de produção e consumo, tem como principais implicações o aumento da poluição e aumento nos

níveis de desigualdade social e de concentração de riquezas. Como decorrência dessa situação, surge o conceito de sustentável, sustentabilidade e desenvolvimento sustentável, os quais procuram reduzir tais implicações, a partir do entendimento das fragilidades do modelo vigente e da emergência da necessidade de uma nova concepção de desenvolvimento de forma equilibrada e equitativa, sendo que estas informações são oriundos dos dados levantados em 2015 do Índice de Desenvolvimento Sustentável para Municípios (IDSM).

Para Martins e Candido (2010), "a sustentabilidade significa a possibilidade de se obterem continuamente condições iguais ou superiores de vida em um dado ecossistema vislumbrando o sustentáculo da vida", sendo que a sustentabilidade é o impulsionador para a melhoria e perpetuação da vida humana, buscando equilíbrio do ecossistema, fazendo com que gerações futuras possam usufruir de todos os benefícios conquistados pelos seus antepassados, perpetuando e renovando o ciclo da biodiversidade.

Desde a crise financeira e energética que perdurava ao longo da década de 1990, os agentes planejadores do setor elétrico vêm se preocupando em diversificar a matriz de geração de energia elétrica no Brasil. A grande dependência da exploração dos empreendimentos hidrelétricos, ao mesmo tempo em que provém energia elétrica mais econômica, pode resultar em importantes déficits de produção em períodos de baixa hidrologia, caracterizada pela falta ou escasses de chuvas, fato bastante comum na atualidade, visto o aquecimento global e as mudanças climáticas.

Outro fato constatado que contribui com a redução das chuvas nas regiões onde existe a predominância de sistemas de geração hidrelétricos é o desmatamento da floresta amazônica, responsável também pela escassez atual de chuvas em períodos prolongados do ano, comprometendo o baixo nível dos reservatórios das Geradoras Hidrelétricas, chegando muitos a patamares abaixo de 10% do nível total, conforme relatórios divulgados mensalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016).

Com isso, as energias renováveis passam a merecer bastante destaque no Brasil, sendo que a solar e a eólica passam a serem as mais desejadas, visto que o sol e o vento são dois recursos naturais que estão caracterizados como fontes inesgotáveis no território brasileiro.

Diante deste cenário, percebe-se que a falta de chuvas nas regiões nordeste, sudeste e centro-oeste do território brasileiro, considerado o maior do Brasil em termos

de consumidores e complexos industriais e comerciais, comprometem bastante o fornecimento de energia limpa e mais barata para este mercado consumidor.

A geração de energia por via termelétrica passou a ser bastante utilizada no Brasil, durante estes períodos de estiagem e de reservatórios em baixo nível. Esta energia utiliza-se da queima do gás natural e do petróleo, inviabilizando financeiramente os custos de geração, fazendo com que sucessivos aumento nos valoress cobrados pelo kilo Watt-hora (kWh) por parte da ANEEL sofram variações bruscas e inesperadas aos consumidores.

1.2 Motivação

A adoção de políticas de racionamento e sobretaxas no consumo de energia, para compensação do uso das geradoras termelétricas, como exemplo atual, as chamadas Bandeiras Tarifárias, cobrando uma taxa fixa sobre o consumo a cada 100kWh e suas frações, são alternativas governamentais utilizadas que fazem com que o mercado consumidor de energia fique inseguro, com relação a política energética atual, freando investimentos e geração de empregos, e deixando o país mais longe de sair da crise financeira em que se encontra.

No Brasil, a matriz de energia é predominantemente renovável. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME), para o ano de 2014, a maior parte da energia gerada no país ainda pertence à fonte de geração hidrelétrica, que corresponde a 65,2% da produção total de energia no país, com cerca de 410 TWh de energia gerada, segundo (Tolmasquim, 2016). A geração de energia solar fotovoltaica ainda não representa uma quantidade de peso na geração de energia no território brasileiro, apesar da disponibilidade do recurso solar, superando países como Alemanha, pioneiros nesta forma de energia renovável.

Visando o crescimento com sustentabilidade e buscando energias alternativas e renováveis, reduzindo a geração de poluição que irá afetar a vida das futuras gerações, busca-se desenvolver e consolidar a energia solar em território brasileiro. O Brasil está situado numa região com incidência mais vertical dos raios solares. Esta condição favorece elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional. Adicionalmente, a proximidade à linha do equador faz com que haja pouca

variação na incidência solar ao longo do ano. Dessa forma, mesmo no inverno pode haver bons níveis de irradiação. Essas condições conferem ao país algumas vantagens para o aproveitamento energético do recurso solar.

Até o ano de 2012, 99% dos painéis fotovoltaicos em operação no Brasil eram usados em regiões isoladas onde não se tinha conexão com a rede elétrica. Apenas a partir de 2012, com a resolução normativa nº 482 da ANEEL (2016) , que permite ao usuário realizar a troca de energia gerada próxima da rede elétrica pública, chamado de geração distribuída, é que a energia fotovoltaica começou a crescer (Solar, 2015).

Apesar dos benefícios proporcionados pelo uso da energia fotovoltaica e da disponibilidade do recurso solar, no Brasil, ainda existem muitas barreiras que fazem com que os investidores pensem com cuidado antes de investir em um sistema fotovoltaico, seja este de pequeno e médio porte. Primeiramente, o custo de aquisição do sistema é considerado pela maioria dos consumidores, fora do seu alcance, mediante aos impostos envolvidos na geração e compra dos componentes. A falta de financiamento com juros baixos é um dos principais obstáculos da energia solar no país (Portal Solar, 2015).

1.3 Objetivo Principal

Diante do cenário energético brasileiro, da predominância com relação a utilização da energia vinda basicamente da geração hidráulica e em época de escassez de recursos hídricos, da geração térmica pela queima de combustíveis fósseis, tornando o custo elevado para desenvolvimento de diversos projetos e desenvolvimento industrial do país, esta dissertação propõe realizar um estudo de viabilidade econômico financeira em micro e minigeração de energia solar fotovoltaica.

Com isso, esta dissertação quer analisar a implantação de geração distribuida de energia solar fotovoltaica com pequenas centrais elétricas de microgeração e minigeração de energia para atender, realizando a avaliação de dois estudos de caso que se enquadram neste tipo de perfil, fazendo a avaliação destes consumidores ligados a baixa e a média tensão do Sistema Elétrico de Distribuição de Energia Brasileiro, situados na região noroeste do estado de Minas Gerais, no município de Paracatu, que se enquadram nas modalidades acima.

1.4 Objetivos Secundários

Nesta dissetação, deverão ser avaliados, após apresentação da proposta de implantação de pequenas centrais fotovoltaicas, o indicadores Método do Valor Atual Líquido (VAL) em associação com os Métodos a Taxa Interna de Retorno (TIR), do *payback* simples e descontado, e o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) ou na versão inglesa, *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) para análise de viabilidade econômica financeira de consumidores de energia elétrica.

Busca-se também verificar se este atendimento com pequenas centrais fotovoltaicas for avaliado como viável, o Brasil estará dando um grande passo rumo a sustentabilidade com a implementação destas energias renováveis, além de tornar-se menos dependente das energias de fontes hídricas e fontes térmicas, no caso, de chuvas regulares e queima de combustíveis fósseis.

1.5 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação é composta por 5 capítulos:

Capítulo 1 – O presente capítulo inclui aspetos como: considerações iniciais, motivação, objetivo principal e objetivos secundários e a estrutura da dissertação;

Capítulo 2 – Este capítulo foi dividido em 02 unidades, a primeira unidade fará uma contextualização do setor energético mundial e brasileiro, abordando o panorama das energias renováveis na Europa, em Portugal e no Brasil, bem como, a política energética e o mapa solarimétrico brasileiro e o mapa solarimétrico do estado de Minas Gerais. Na segunda unidade, serão apresentadas as variáveis econômico-financeiras: serão definidos os *cash-flows*, sendo abordados os seguintes parâmetros: Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), Valor Atual Líquido (VAL), *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) e o tempo de Retorno do Investimento (ROI) ou *payback* simples e descontado.

Capítulo 3 – Será realizada uma descrição dos aspectos gerais da avaliação de projetos de investimento: como proceder à avaliação de projetos de investimento, métodos, vantagens e desvantagens. Serão apresentados os principais incentivos existentes no Brasil para implantação de sistemas solares fotovoltaicos.

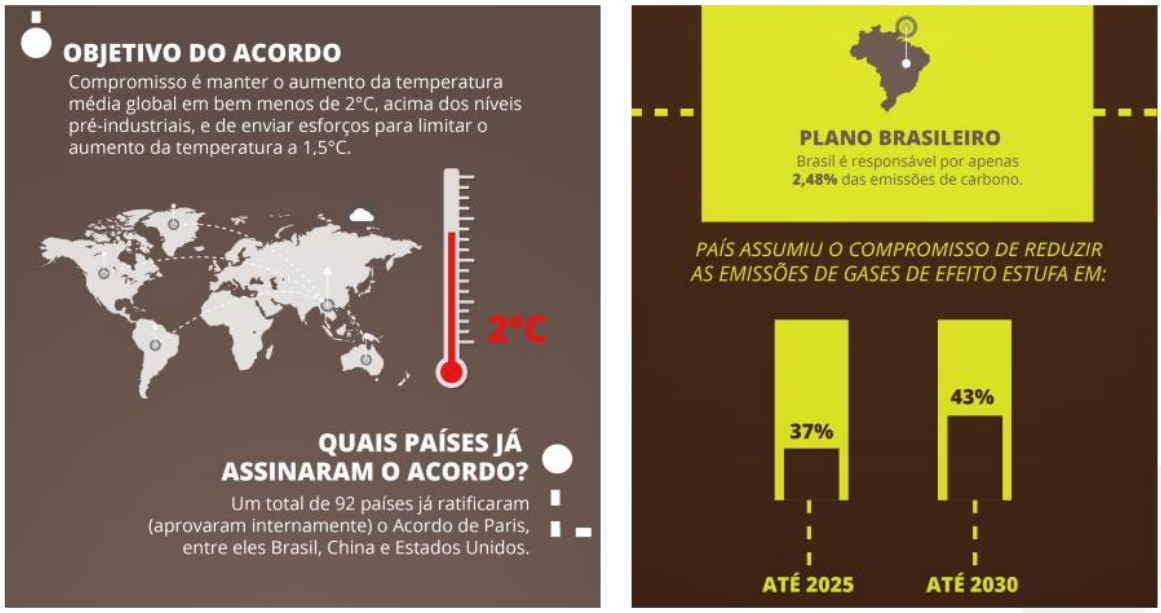
Capítulo 4 – Serão apresentadas as linhas de financiamento de projetos e definidos juros, parcelas, amortização, prazo de pagamento e carência. Estudos de casos: serão apresentados os casos de microgeração e minigeração de energia solar FV que constituem os casos de estudo para esta dissertação, assim como os resultados obtidos através da metodologia desenvolvida, utilizando gráficos, tabelas e fórmulas de suporte de planilhas *Office Excel* e por desenvolvimento próprio.

Capítulo 5 – Neste capítulo serão apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido, diante de estudos realizados até a presente data neste setor comparando-os com os estudos e dissertação recentes, os resultados obtidos conforme os parâmetros econômico financeiros propostos, limitações e propostas para estudos futuros sobre a avaliação econômica financeira da energia renovável solar FV.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo Reis (2006), o suprimento eficiente e universal de energia é considerado condição básica para o desenvolvimento econômico, independentemente do conceito que se utiliza para desenvolvimento. Nesse contexto, o acesso de cada ser humano a uma quantidade mínima de bens energéticos adequados aos atendimentos de suas necessidades básicas deve ser considerado como requisito da sustentabilidade e sobrevivência, inclusive de inclusão social, visando a melhoria contínua das condições humanas. Segundo citado autor, nos últimos anos, a questão energética assumiu posição central e importantíssima na agenda ambiental global, principalmente em razão do problema do aquecimento global que conduziu as negociações da convenção do clima, pautadas principalmente no Protocolo de Quioto e na Conferência de Paris, no ano de 2015 (COP21), conforme figura 01. Isso porque a atual matriz energética mundial depende ainda, em quase 80%, de combustíveis fósseis. Por isso, a busca de maior eficiência energética e a transição para um uso maciço de recursos primários renováveis têm sido ressaltadas como soluções a serem buscadas no contexto de um modelo de desenvolvimento sustentável para a viabilidade do planeta a ser deixado para as gerações futuras.

Figura 01 – COP21 – Conferência de Paris.



Fonte: Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR).

De acordo com Schettino (2013), a energia elétrica é um produto imprescindível para a sociedade atual para produzir luz, calor, movimento e outras formas de transformação energética. A indústria de energia elétrica, ou seja, os conjuntos de empresas que formam a cadeia dessa indústria são responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e consumo de energia, além das etapas de manutenção, projeto e execução.

Ainda, segundo este autor, a cadeia de valor do setor elétrico é basicamente composta por geradores espalhados pelo país, que podem ser de diversos tipos de fontes (hidrelétrica, térmica, nuclear, eólica e solar), pelas linhas de transmissão e de distribuição de energia e pelos consumidores. Todo o sistema é eletricamente conectado, exigindo o balanço constante e instantâneo entre tudo o que é gerado e consumido.

Segunda a *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2012, p.11) nos últimos 10 anos, as energias renováveis e principalmente a tecnologia fotovoltaica tem mostrado potencial para tornar-se uma das fontes de eletricidade predominantes no mundo, com um crescimento robusto e contínuo mesmo em tempos de crise financeira e econômica. Espera-se que esse crescimento continue nos anos seguintes, respaldado pela conscientização das vantagens da energia fotovoltaica. No final de 2009, a capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos era de aproximadamente 23 GW. Um ano depois era de 40 GW. Em 2011, mais de 69 GW estão instalado no mundo, podendo produzir 85 TWh de eletricidade a cada ano. Esse volume de energia é suficiente para abastecer a necessidade anual de mais de 20 milhões de casas.

Para a *Internacional Energy Agency* (IEA) (2018), a energia solar fotovoltaica poderá corresponder a 11% da oferta mundial de energia elétrica em 2020, correspondendo a aproximadamente 5.000 TWh. Conforme figura 02, demonstra-se as perspectivas de geração de energia e sua comercialização entre as regiões formadas pelos paises pioneiros neste setor para os próximos 30 anos. Na figura 03 é mostrado a geração solar de energia por país ao longo dos últimos anos.

Conforme Hache e Palle (2018), em 2017, energia solar, eólica, geotérmica, biomassa, resíduos, energia marinha e pequenas tecnologias hidrelétricas foram responsáveis por 12,1% da geração global de eletricidade, em comparação com 11% em 2016.

Figura 02 – A proporção de energia solar na geração total por região.

Países	2020	2050
Austrália, parte da Ásia Central, Chile, Índia (Gujarat e Rajasthan), México, Oriente Médio, Norte da África, Peru, África do Sul, Estados Unidos (sudoeste)	5%	40%
Estados Unidos (área restante)	3%	20%
Europa (Importação) e Turquia	3%	15%
África (restante), Argentina, Brasil e Índia (restante)	1%	15%
Indonésia (Importação)	0,5%	7%
China, Rússia (Importação)	0,5%	4%

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2017, do Ministério das Minas e Energia.

Figura 03 – Geração de energia solar por país.

Geração Solar por País 1990 a 2016 (%)

nº	País	1990	2000	2010	2014	2015	2016
1	China	0,5	2,0	2,1	12,0	15,0	19,9
2	Estados Unidos	95,9	47,6	9,0	14,9	15,4	17,1
3	Japão	0,3	26,0	9,8	12,0	14,3	14,9
4	Alemanha	0,3	5,5	35,2	18,4	15,1	11,5
5	Itália	1,0	1,7	5,7	11,4	9,0	6,9
6	Espanha	1,5	1,6	21,3	7,0	5,4	4,1
7	Índia	-	0,6	0,8	2,2	2,6	3,6
8	Reino Unido	-	0,1	0,1	2,1	3,0	3,1
9	França	-	0,5	1,9	3,0	2,9	2,5
10	Austrália	-	4,3	2,9	2,5	2,3	2,1
11	Coréia do Sul	-	0,5	2,3	1,3	1,6	1,6
12	Grécia	-	-	0,5	1,9	1,5	1,2
13	África do Sul	-	-	0,1	0,6	1,1	1,0
14	Canadá	-	1,5	0,7	1,0	1,0	0,9
15	Bélgica	-	-	1,7	1,5	1,2	0,9
	Outros	0,5	8,2	5,9	8,4	8,7	8,9
	Mundo	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
	Mundo (TWh)	**0,4**	**1,1**	**33,3**	**196,3**	**256,2**	**333,1**
	%/total *	**0,003**	**0,007**	**0,15**	**0,8**	**1,1**	**1,4**

*** % sobre a geração mundial de energia elétrica**

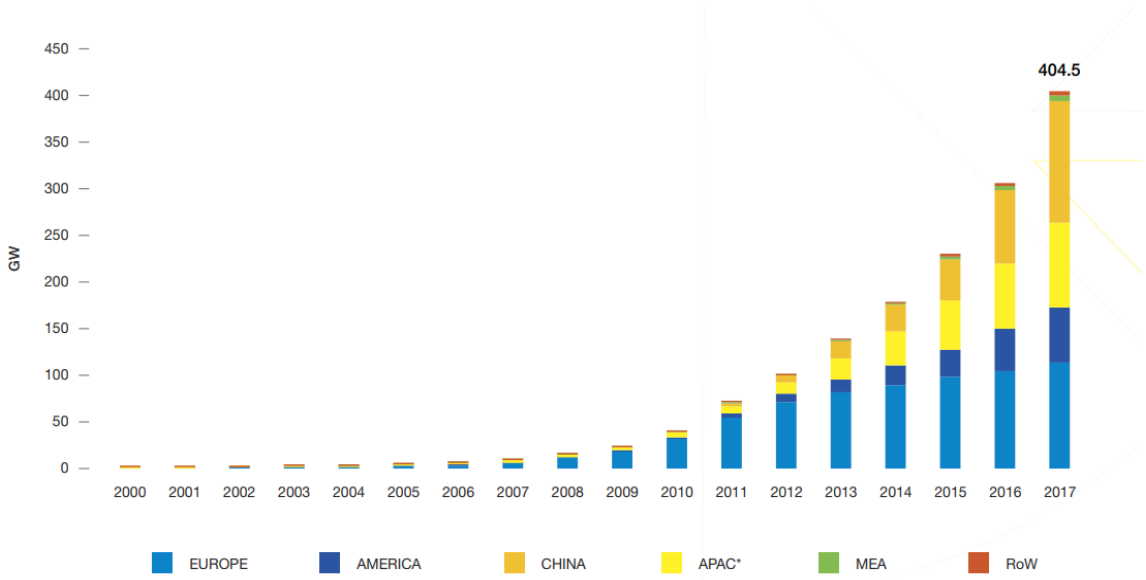
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2017,
Ministério das Minas e Energia (MME).

Apesar da pequena participação da energia solar na matriz energética mundial, atualmente o crescimento dos sistemas fotovoltaicos (FV) é considerado bastante expressivo, sendo a terceira mais importante fonte de energia renovável em termos de capacidade instalada a nível mundial. Países como Alemanha, Itália e Espanha representam 78% do total da geração solar com 91 TWh, confome (EPIA, 2015b).

Enquanto isso, de acordo com estimativas da EPIA (2017a), o mundo possuía 405 GW de capacidade instalada. A figura 04 mostra a evolução global da capacidade instalada acumulada de energia solar proveniente de sistemas FV. Observa-se que a partir do ano de 2009 tem-se o início de uma forte tendência de alta na capacidade instalada.

A energia solar, sob o aspecto de aceitação social, está entre as melhores oportunidades, visto que em grande parte das instalações, os módulos fotovoltaicos são acomodados nos telhados das residências e empresas. Sob o ponto de vista do fator tecnológico, houve grande evolução, contribuindo para a queda nos preços dos sistemas.

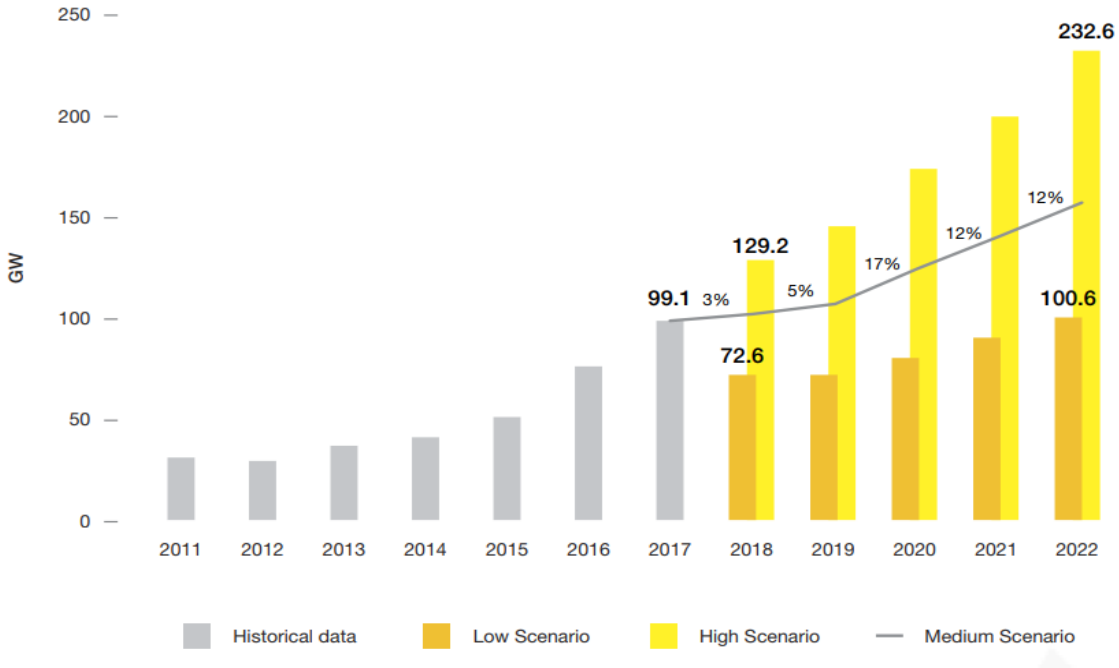
Figura 04 – Evolução global da capacidade de energia solar fotovoltaica instalada acumulada entre 2000-2017.



Fonte: EPIA, 2017a

Sendo assim, nos últimos anos, os preços reais dos sistemas de geração de energia solar FV recuaram em 75% (setenta e cinco por cento), devido a queda nos preços dos módulos e inversores para este fim, segundo a (EPIA, 2017a), demonstrando a real necessidade da inserção desta forma de energia na matriz energética mundial, conforme figura 04.

Figura 05 – Cenário do mercado global de energia solar FV acumulada até 2022.



Fonte: EPIA, 2017a

Nessa conjuntura, queda nos preços dos sistemas de geração FV conjuntamente atrelada à nova demanda mundial de recursos energéticos renováveis, a EPIA (2017a) estima-se que em 2022 a produção de energia proveniente da fonte solar será de 232 GW no melhor cenário e de 100 GW no pior cenário. A figura 05 demonstra a evolução anual das estimativas da EPIA.

Segundo estudos realizados pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE, 2012), em que se estima a curva e aprendizado tecnológico para os módulos FV, segundo os resultados obtidos, a cada duplicação da capacidade global produzida, o preço dos módulos FV decresce em média 20%, portanto, a economia de escala está presente nesta indústria, demonstrando que a mesma sofrerá grandes transformações e será bastante competitiva com outras energias renováveis em futuro muito próximo.

No final da década de 1990, alguns países lançaram programas de estímulo à geração fotovoltaica conectada à rede, em conjunto com o pagamento de tarifas-prêmio, que consistia na compra da energia gerada por um valor fixo por kWh (geralmente superior às tarifas das distribuidoras), através de contratos de longo prazo (15 a 20 anos), pela energia gerada por esses sistemas.

Tais medidas levaram a uma forte redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, viabilizando ao longo da década atual o terceiro estágio de desenvolvimento: paridade tarifária na geração distribuída. Esse estágio deve ser alcançado na maior parte do mundo até 2020 (Breyer & Gerlach, 2013).

A última fase de desenvolvimento começa a se materializar atualmente, com a energia fotovoltaica se tornando competitiva com fontes convencionais de energia na geração centralizada. Estima-se que esse estágio se realize principalmente entre 2025 a 2030.

Com sistemas em operação por mais de 35 anos (Heinemann *et al.*, 2011), a geração fotovoltaica se mostra como uma tecnologia robusta para atendimento elétrico. No entanto, a falta de conhecimento tecnológico em energias renováveis, por parte de todos os agentes, inclusive consumidores, prejudica sua maior inserção (Karakaya & Sriwannawit, 2015; Negro, *et al.*, 2012). O desafio de entender e mensurar os riscos desses ativos faz com que os bancos, por exemplo, tenham dificuldades em financiar projetos de geração fotovoltaica, em especial de geração distribuída.

Portanto, a disseminação do conhecimento em energias renováveis é uma importante medida para que esses parceiros invistam nessas tecnologias (Overholm, 2015). Do ponto de vista de sua integração, a inserção em massa de geração fotovoltaica, assim como eólica, introduz novos desafios no sistema elétrico. A necessidade de o sistema estar sempre em equilíbrio entre oferta e demanda significa que o operador deve ter condições de lidar com as súbitas variações das fontes intermitentes. Logo, será necessário adaptar o sistema elétrico para acomodar esse tipo de geração.

Segundo Kost *et al.* (2017) afirma que uma diferença marcante entre as tecnologias energia renovável clássica (turbinas eólicas, instalações fotovoltaicas) e as plantas CSP (Concentrated Solar Power) com armazenamento são o tipo de operação. Enquanto o antigo são sistemas "passivos" (não despacháveis) que não oferecem controle oportunidades (com exceção do derramamento de geração), estes são "Ativo" (despachável) no sentido de que os operadores podem deliberadamente direcionar os fluxos de energia dentro da planta e acessar a energia armazenada no armazenamento térmico. Dada a estrutura de controle limitada de sistemas não despacháveis ou passivos, as decisões de investimento são simples, questão de escala eficiente, rendimento energético e capacidade total.

Essa modernização deve vir acompanhada de aprimoramentos na regulação, de modo que seja construído um ambiente favorável para a realização de investimentos na modernização das redes e em serviços suplementares.

2.1.1 Instalações Solares no Mundo

Em 2016, o mundo contava com uma potência instalada solar de 301 GW, sendo 294 GW de FV e 7 GW de CSP. A geração total foi de 333 TWh, resultando num fator de capacidade médio de 14,4%. conforme mostrado na figura 06.

Segundo Kost *et al.* (2012), a energia renovável gerada no Norte da África se torna uma prioridade crescente para os decisores políticos de ambos os lados do Mar Mediterrâneo, no Oriente Médio e Norte da África, bem como na Europa. Argélia, Egito, Jordânia, Marrocos e Tunísia com um aumento anual em sua demanda anual de eletricidade de três por cento, incentivando as oportunidades de geração de empregos diante das oportunidades de abundância solarimétrica destes países.

Figura 06 – Instalações solares no mundo.

Geração e Potência Instalada Solar no Mundo - 2016

	País	Geração (TWh)	% da Geração Total	Potência Instalada (MW)	Fator de Capaci-dade (%)	Expansão no Ano (GW)
1	China	66,2	1,1	78.070	13,2	34,5
2	Estados Unidos	56,8	1,3	40.300	18,6	14,7
3	Japão	49,5	4,9	42.750	14,9	8,6
4	Alemanha	38,2	5,9	41.275	10,8	1,5
5	Itália	22,9	8,1	19.279	13,7	0,4
6	Espanha	13,6	5,0	5.490	28,3	0,1
7	Índia	11,9	0,8	9.010	18,8	4,0
8	Reino Unido	10,3	3,1	11.727	11,0	2,0
9	França	8,3	1,5	7.130	13,8	0,6
10	Austrália	7,2	2,8	5.488	15,8	0,8
11	Coréia do Sul	5,2	0,9	4.350	15,2	0,9
12	Grécia	4,0	8,2	2.611	17,5	0,0
13	África do Sul	3,3	1,3	1.544	27,6	0,5
14	Canadá	3,1	0,5	2.715	13,4	0,2
15	Bélgica	3,0	3,6	3.422	10,1	0,2
	Outros	29,7	0,4	26.313	14,6	6,3
	Mundo	**333,1**	**1,4**	**301.473**	**14,4**	**75,1**
	% do mundo	**1,4**		**4,7**		**34,9**

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2017,
do Ministério das Minas e Energia (MME).

A Grécia apresentou o maior percentual de geração solar em relação à sua geração total, de 8,2%, seguida da Itália (8,1%). A Espanha fica com o maior fator de capacidade, de 28,3%, em razão da presença de mais de 40% de potência instalada de CSP, boa parte com estoque de calor entre 7 e 8 horas, para gerar nos períodos sem sol.

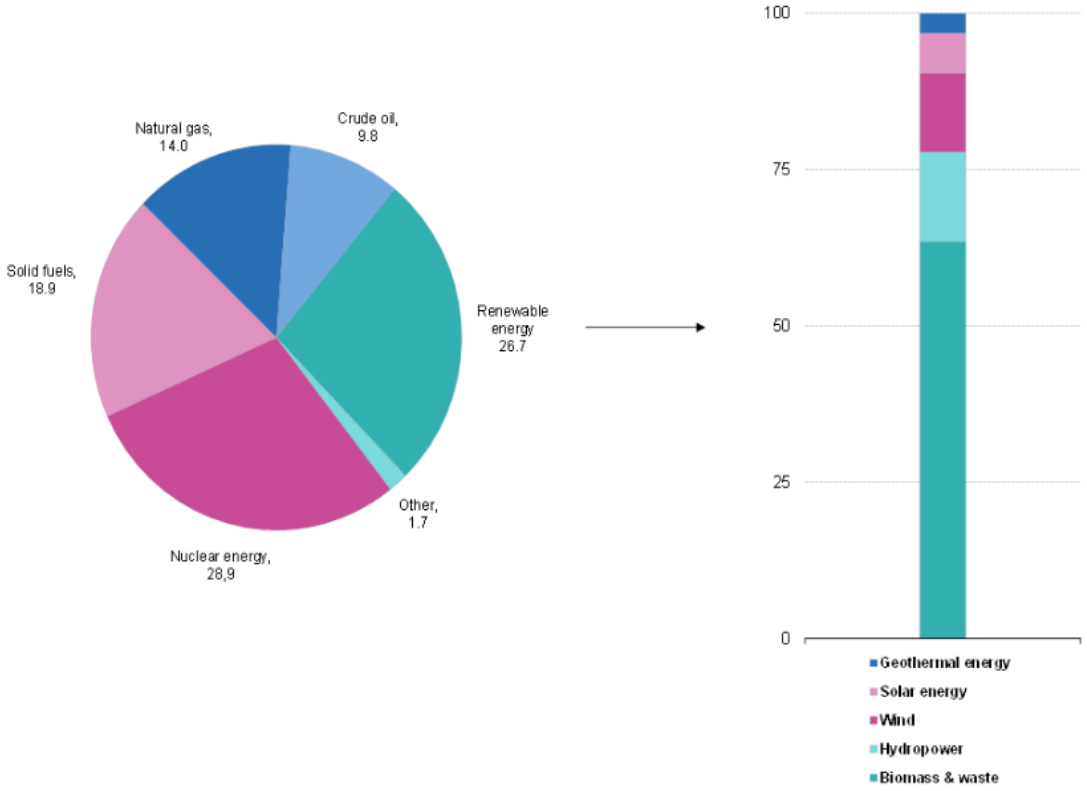
Os cinco primeiros países em potência instalada respondem por 74% do total mundial. Em 2015, a China (1º) e os Estados Unidos (2º) superaram a Alemanha na geração. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), divulgado em seu boletim sobre Energia Solar de outubro de 2017, afirma que em 2018, o Brasil poderá figuar-se entre os 15 países maiores geradores de energia solar, ao se considerar a operação da potência já contratada de 2,6 GW.

Para Kost *et al.* (2012), no cenário ambicioso industrial da instalação de CSP poderia tornar-se um importante motor para as economias nacionais através da adição de 58 bilhões de euros para as economias regionais. Uma forte cooperação econômica e política entre os países aumenta ainda mais o potencial local para a análise econômica para o Norte de África. Um mercado CSP maior, estável de países com metas de longo prazo para desenvolver sua indústria de energia solar em cooperação vai aumentar o benefício para a região, impulsionando a integração da região norte da África com os países europeus.

Segundo Kost *et al.* (2017), a estratégia energética da África do Sul inclui uma extensão de capacidade de geração de 45 GW para 81 GW. Em termos de energia gerada, cerca de 30% é destinada a ser fornecido pelas Fontes de Energia Renovável em 2030. No futuro, a crescente quota de energia renovável leva no entanto a uma crescente demanda para o fortalecimento da rede e balanceamento dos recursos renováveis flutuantes. Ao longo prazo o sistema de eletricidade sul-africano (com baixas emissões de CO2) requer a expansão de CSP para equilibrar o sistema como um todo e para despachar a geração de eletricidade em cada ponto de tempo.

2.1.2 As Energias Renováveis na União Européia

Figura 07 – Produção de energia primária, UE-28, 2014 (% do total, com base em toneladas equivalentes de petróleo).



Fonte: EUROSTAT (2017).

Segundo a EUROSTAT (2017), em 2014, mais de um quarto (26,7%) da produção total de energia primária da UE-28 foi contabilizada por fontes de energia renováveis, enquanto a participação de combustíveis sólidos (18,9%, em grande parte de carvão) ficou abaixo de um quinto e a parcela para o gás natural foi um pouco menor (14,0%). O petróleo bruto (9,8%) foi a única fonte importante de produção de energia primária, conforme figura 07.

Segundo Kost *et al*. (2017) afirm**a** que na Europa, apenas os países mediterrânicos têm um nível de potencial de radiação direta para operação da usina CSP com a maior parte Projetos de CSP baseados na Espanha. No final de 2012, a Espanha instalou uma capacidade total de geração de CSP de cerca de 1800 MW. Este faz da Espanha, de longe, o maior mercado da Europa para a CSP. Portanto, esta análise centra-se no mercado de eletricidade espanhol. No entanto, o modelo pode ser facilmente adaptado a outros mercados de eletricidade como a Itália ou norte da África. Em cenários supergrandes no futuro, pode-se até considerar locais de mercado de

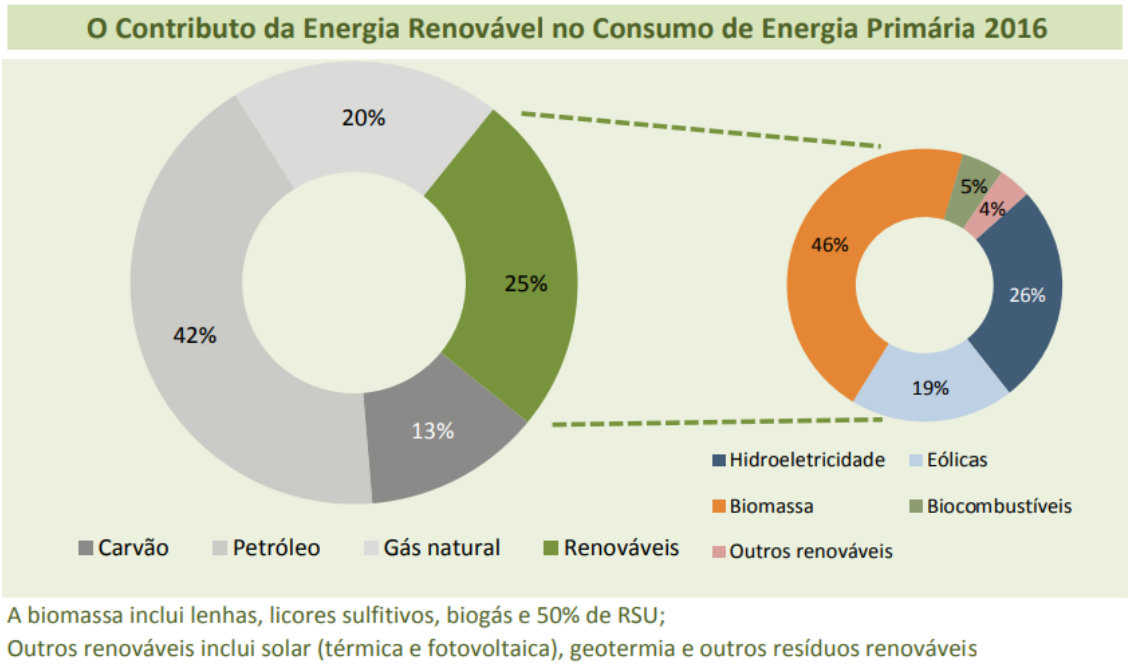
demanda do Norte como a Alemanha que poderia ser fornecido através de negociação de eletricidade.

2.1.3 As Energias Renováveis em Portugal

Conforme a Direção Geral de Energia e Geologia de Portugal (DGEG, 2018), a produção doméstica de energia primária em Portugal baseia-se quase na totalidade em Fontes de Energia Renovável (FER). A União Europeia (UE) definiu através da Diretiva FER relativa à promoção de utilização de energia proveniente de fontes renováveis e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (PNAER 2020) a meta de 31% para a utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia e 10% para o consumo energético nos transportes, até 2020. Preveem também a incorporação de 59,6% de energia renovável na eletricidade até 2020, conforme figura 08.

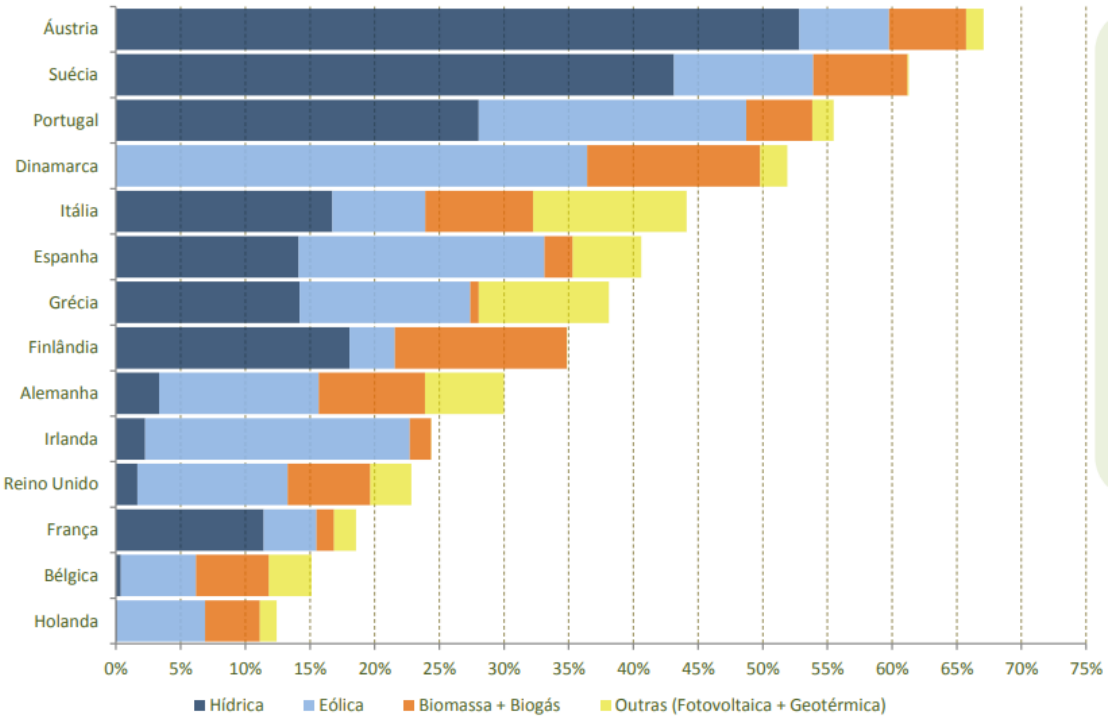
Em alinhamento com o PNAER 2020, o Compromisso para o Crescimento Verde, estabelece o objetivo de "Reforçar o peso das energias renováveis", determinando a meta de 31% de renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 e 40% em 2030.

Figura 08 – Produção anual de energia elétrica com base no FER no ano de 2016.



Fonte: DGEG (2018).

Figura 09 – Desempenho dos países da UE em relação a incorporação de energias renováveis no setor de eletricidade.



Fonte: DGEG (2018).

Comparando com outros países da UE, na figura 09, Portugal foi, em 2016, o terceiro país da UE-28 com melhor desempenho na incorporação de energias renováveis no setor da eletricidade, demonstrando que o mesmo está seguindo as diretrizes traçadas pelo PNAER 2020.

2.1.4 As Energias Renováveis no Brasil

Conforme a ANEEL, agência reguladora do setor elétrico brasileiro, desde 17 de abril de 2012, quando passou a vigorar a Resolução Normativa ANEEL nº 482. Os consumidores brasileiros obtiveram autorização de produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis e até mesmo fornecer o excedente desta energia para a rede elétrica de distribuição local e mais próxima do mesmo. Tal atividade é chamada de micro e minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações os quais podem contribuir para a economia financeira, consciência socioambiental e auto sustentabilidade do setor. As motivações à geração distribuída se justificam pelos potenciais benéficos que podem oferecer à rede elétrica. Entre eles, estão o baixo

impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética brasileira.

A Resolução busca incentivar a conexão do consumidor de pequeno porte à rede das concessionárias de energia elétrica e permitir que o saldo de energia produzida possa ser entregue para a rede, assim gerando um "crédito de energia" que posteriormente, será utilizado para abatimento do valor correspondente à energia consumida. Vale ressaltar que o saldo positivo do crédito de energia não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser abatido na fatura do mês subsequente.

Com a entrada em vigor da Resolução Normativa nº. 687 de 24 de novembro de 2015, em 01 de março de 2016, a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, que se encontram em anexo, sofreram grandes atualizações, impactando diretamente sobre o mercado de energia elétrica para micro e minigeradores distribuídos, pois cria novos nichos de consumidores e possibilidades de negócios.

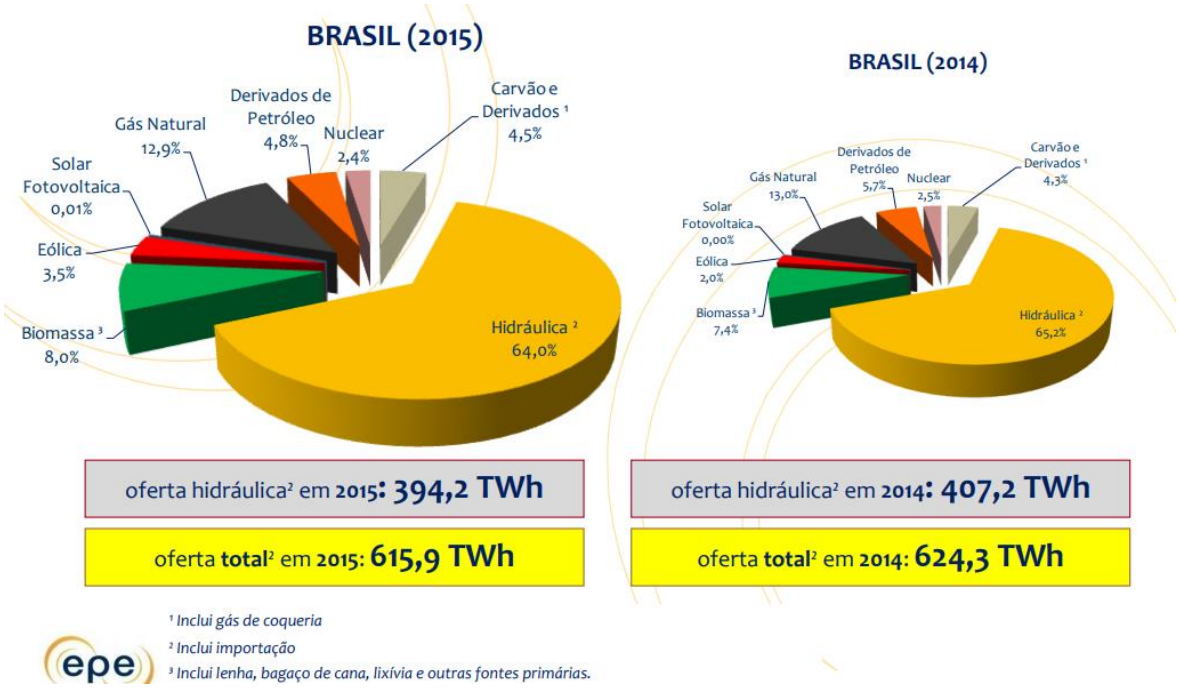
Das principais alterações, destacam-se o aumento no prazo para uso dos créditos energéticos, que saltou de 36 para 60 meses; o período para a aprovação do sistema fotovoltaico junto à concessionária também mudou, de 82 para 34 dias e a potência limite para micro e minigeração distribuída também sofreu alteração, compreendida por:

- **Microgeração** – Sistema gerador de energia elétrica através de fontes renováveis, com potência instalada inferior ou igual a 75 kW.
- **Minigeração** – Sistema gerador de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (para fonte hídrica) e menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis (Solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada).

Grande parte da geração de energia elétrica no Brasil é derivada de fontes renováveis, como as geradoras hidrelétricas as quais fornecem em torno de 68,1% da eletricidade consumida no país, conforme pode ser visto na figura 10, que apresenta a distribuição da Matriz Energética Brasileira.

As Geradoras Solares Fotovoltaicas correspondem a 0,01% desta geração, compreendendo aproximadamente 15,18GW gerados, o que é, diante da abundância solar no Brasil, ainda muito pouco.

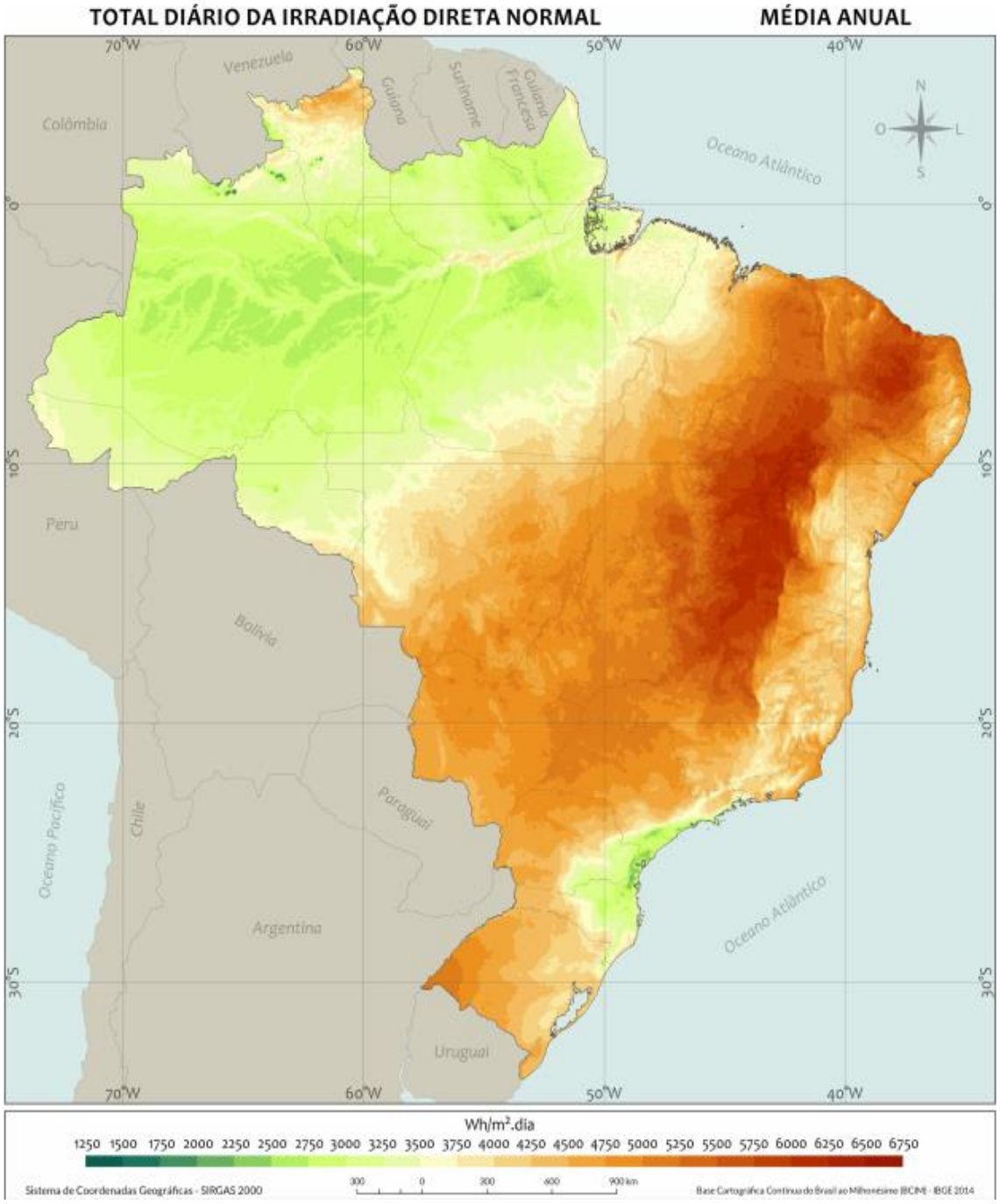
Figura 10 – Balanço Energético Nacional (BEN) - Mátriz Elétrica Brasileira.



Fonte: EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2017, do Ministério das Minas e Energia (MME).

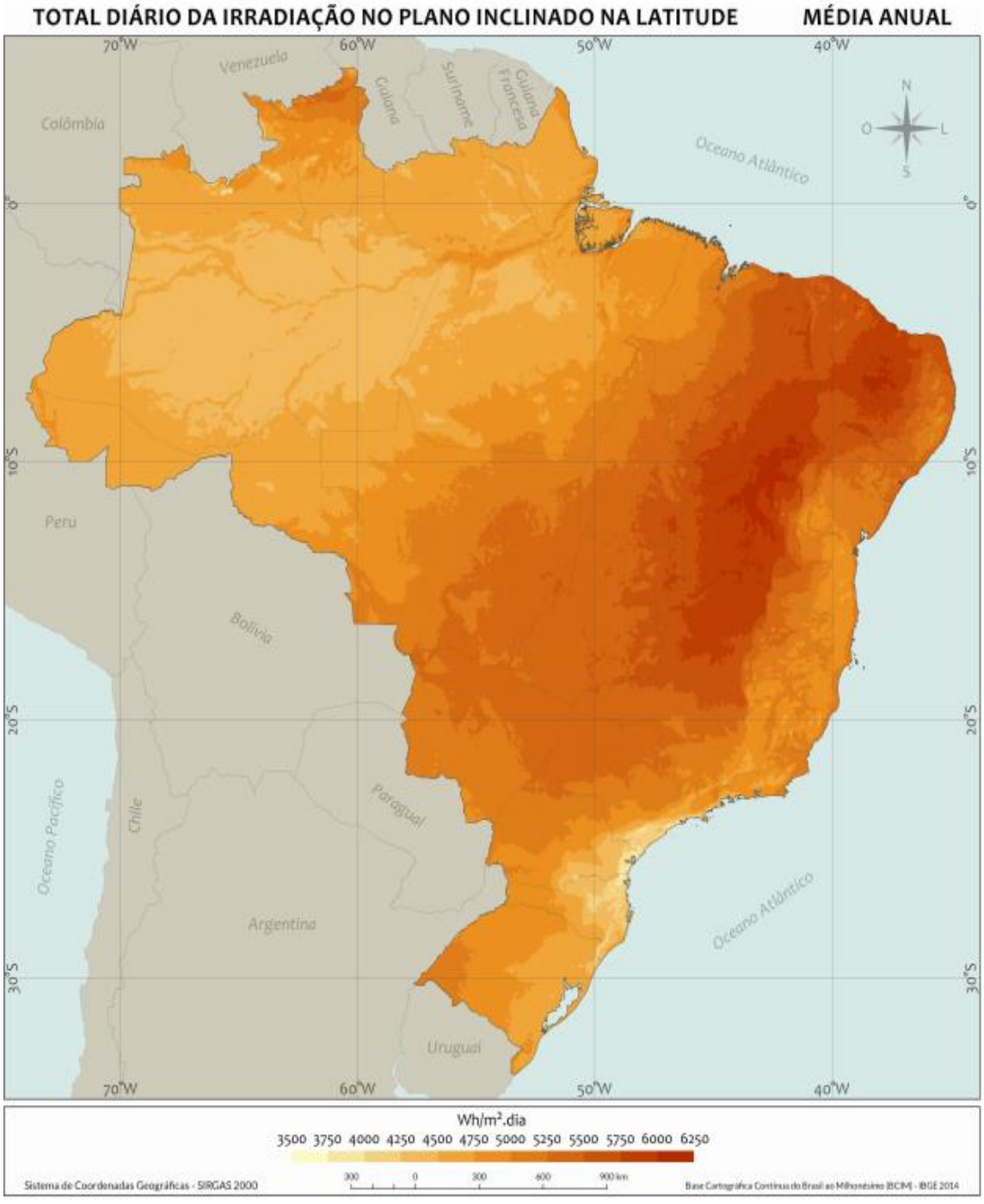
O Brasil está situado quase que totalmente na região limitada pelos Trópicos de Câncer e de Capricórnio, de incidência mais vertical dos raios solares. Adicionalmente, a localização próxima à linha do equador propicia uma baixa variabilidade intra-anual da radiação solar no Brasil.

Figura 11 – Mapa de radiação solar direta normal diária.



Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2017, p. 38.

Figura 12 – Mapa de radiação solar global no plano inclinado.



Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2017, p. 40.

Segundo a EPE (2017), os mapas apresentados nas figuras 11 e 12, ilustram as regiões onde a irradiação solar é maior no Brasil, indicando, inicialmente, as melhores áreas para o aproveitamento solar. Analisando-se exclusivamente este fator, observa-se que o oeste da Bahia é dos lugares mais favoráveis, bem como o Vale do São

Francisco, Piauí, Mato Grosso do Sul, leste de Goiás, oeste do Estado de São Paulo e no noroeste e norte de Minas Gerais.

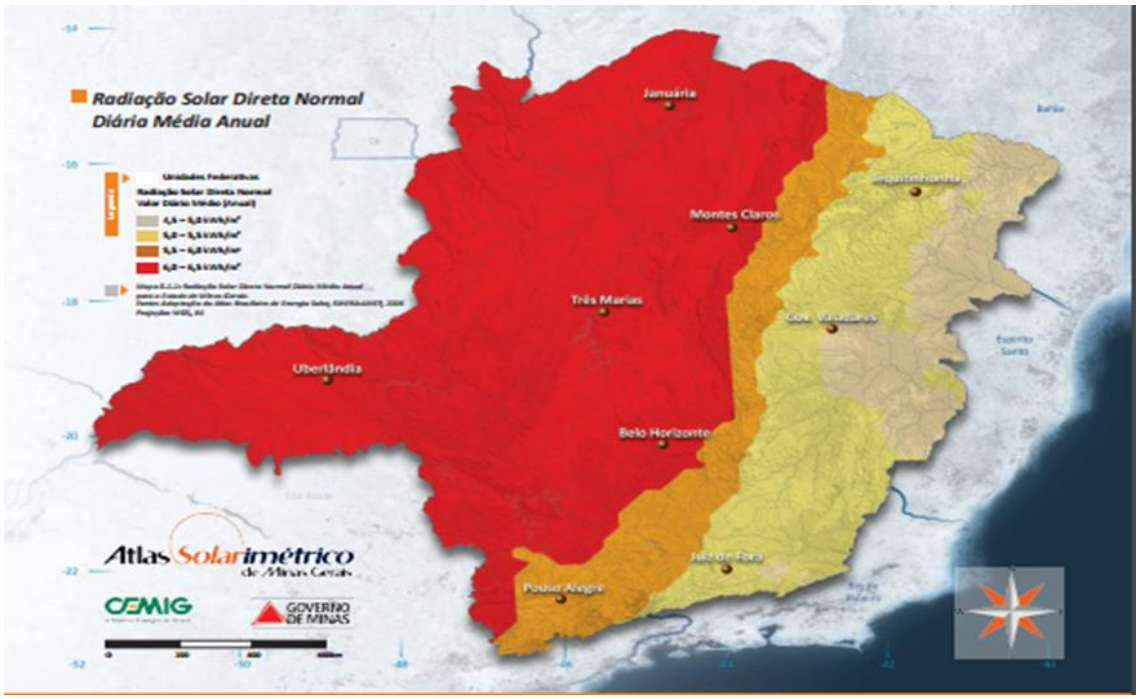
Dadas as condições favoráveis de irradiação solar, é provável que a instalação de plantas fotovoltaicas e heliotérmicas aconteça inicialmente nessas regiões, nas quais pode ser obtido um fator de capacidade mais elevado. No entanto, considerando que a faixa de variação da irradiação global horizontal anual do Brasil seja de 1.500 a 2.200 kWh/m², praticamente todo território brasileiro é elegível à expansão do aproveitamento deste recurso. Como referência, a Alemanha, um dos países com maior capacidade instalada fotovoltaica, possui irradiação entre 900 e 1.250 kWh/m² (Pereira *et al.*, 2006).

2.1.5 As Energias Renováveis no estado de Minas Gerais

Segundo a Agência e Promoção de Investimento e Comércio Exterior de Minas Gerais, o estado possui abundantes recursos naturais, com grande potencial de geração de energias renováveis. Bacias hidrográficas, elevada irradiação solar, ventos de alta intensidade e extensa área aproveitável pela agropecuária coloca o estado em posição privilegiada para a geração energética com base hidráulica, fotovoltaica, eólica e biomassa.

Além disso, o Programa Mineiro de Energias Renováveis estabelece incentivos fiscais e um regime tributário diferenciado para o setor, contemplando a geração e comercialização de energia elétrica, equipamentos, construção civil e boa parte da cadeia produtiva.

Figura 13 – Mapa solarimétrico do Estado de Minas Gerais.



Fonte: Atlas solarimétrico CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, 2012.

A figura 13 demonstra o potencial energético solar presente no estado de Minas Gerais, com relevante destaque na área vermelha, que possui um radiação solar direta anual entre 6,0 a 6,5 Wh/m². Nesta área, se encontra a região noroeste do estado, sendo o local para o estudo de casos a serem implantados.

Figura 14 – Mapa solarimétrico do Estado de Minas Gerais, a micro e minigeração fotovoltaica.

Fonte: Atlas solarimétrico CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, 2012.

Na figura 14, destaca-se a a radiação solar média anual, demonstrando que a área em estudo, que será a região noroeste deste estado possui em média 6,5kWh/m²/dia, sendo um dos maiores índices do estado em termos de incidência de raios solaores. E onde estão presentes espaços altamente sustentáveis para a instalação de geradoras solares de variados tamanhos e capacidades de carga instalada.

2.2 OS INDICADORES FINANCEIROS

Nesta unidade serão apresentados e conceituados os principais indicadores financeiros que avaliam a viabilidade econômica financeira dos estudos de casos de projetos de centrais solares fotovoltaicas (FV), com ênfase em suas aplicações e formulas de cálculos.

2.2.1 Conceito de *cash-flow* (fluxo de caixa) – Segundo o SEBRAE (2011), o fluxo de caixa é um instrumento de gestão financeira que projeta para períodos futuros todas as entradas e as saídas de recursos financeiros da empresa, indicando como será o saldo de caixa para o período projetado. O fluxo de caixa é de fácil elaboração para as empresas que possuem os controles financeiros bem organizados, ele deve ser utilizado para controle e, principalmente, como instrumento na tomada de decisões. O fluxo de caixa deve ser considerado como uma estrutura flexível, no qual o empresário deve inserir informações de entradas e saídas conforme as necessidades da empresa.

Com as informações do fluxo de caixa, o empresário pode elaborar a Estrutura Gerencial de Resultados, a Análise de Sensibilidade, a Rendibilidade, a Lucratividade, o Ponto de Equilíbrio e o Prazo de Retorno do Investimento. O objetivo é verificar a saúde financeira do negócio a partir de análise e obter uma resposta clara sobre as possibilidades de sucesso do investimento e do estágio atual da empresa.

Um *cash-flow* é definido como sendo o fluxo de dinheiro de para um projeto de investimento. No âmbito da análise econômico-financeira de projetos de investimento o fator importante é o fluxo do dinheiro, e não as datas em que se assumem compromissos, se registam os custos/proveitos ou qualquer outro critério contabilístico.

Para Barros (1995), o conceito de *cash-flow* é dividido em termos do processo sequencial do projeto de investimento em:

. *Cash-flow* de investimento e

. *Cash-flow* de exploração.

Segundo este autor, o *cash-flow* de investimento regista os pagamentos em dinheiro associados à despesa de investimento do projeto liquido dos recebimentos em dinheiro associados à extinção do projeto. O *cash-flow* de exploração registra os recebimentos líquidos de pagamentos em dinheiro associados à exploração do projeto.

A partir *do cash-flow* de investimento e do *cash-flow* de exploração define-se o *cash-flow* líquido, sendo a diferença entre os mesmos.

O *cash-flow* de investimento obtém-se a partir do investimento e o *cash-flow* de exploração a partir do plano de exploração. O plano de investimento e o plano de exploração registram os fluxos de saída (pagamentos/despesas) e entrada (recebimentos/receitas) de numerários devidos ao projeto; a característica fundamental dos fluxos registrados é a de serem fluxos monetários, característica esta que independente da forma como são financiados os pagamentos.

Os critérios de avaliação de projetos são medidas ou indicadores de rendibilidade dos projetos de investimento que servem de suporte à tomada de decisão de implementar ou não implementar o projeto. Os critérios de avaliação baseados no *cash-flow* são os critérios por excelência da avaliação da rendibilidade dos projetos de investimento. Uma vez que esses critérios têm em consideração o valor temporal do dinheiro.

O investimento inicial é encontrado a partir de todos os custos envolvidos para o funcionamento do sistema solar, incluindo os custos de aquisição de cada componente do sistema, os custos de projeto e custos de instalação, ou seja, corresponde aos custos totais do sistema

Para esta dissertação, onde se deseja analisar a viabilidade economica financeira de projetos de micro e minigeração de sistemas fotovoltaicos, o fluxo de caixa será composto pelo Investimento Total Inicial no ano zero, e os anos seguintes serão estimados os retornos através do cálculo da receita líquida para cada ano, por um período total de 25 anos médios de análise de retorno financeiro, visto ser este o valor médio de duração dos módulos e equipamentos solares, segundo ABSOLAR (2016).

2.2.2 Valor Atual Líquido (VAL) - O VAL ou VPL é considerado um dos indicadores existentes que tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus fluxos de caixa.

Segundo Freire (2011) corresponde à diferença entre os valores atualizados das entradas e saídas de dinheiro durante o período de vida útil do projeto, calculados para o ano zero. O VAL, determinado pela equação da abaixo, é um critério importante de decisão.

De acordo com Pereira e Almeida (2006), o cálculo do VAL, também conhecido como Valor Presente Líquido (VPL), pode ser interpretado pela seguinte equação:

$$VPL = \sum_{x=1}^{n} \frac{R_x}{(1 + i_{af})^x} - I_O$$

Onde: **Rx** é a receita líquida para o ano, **n** é o número de anos de estudo, **iaf** é a taxa de atratividade financeira (ou WACC - *Weighted Average Cost of Capital* ou CMPC – Custo Médio Ponderado de Capital) e **Io** é o montante do investimento inicial do projeto.

Se o valor for positivo (VPL > 0), o projeto será economicamente viável porque permite não só cobrir o investimento como gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros.

Se o valor for nulo (VPL = 0), é o caso limite em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida e se o valor for negativo (VPL < 0), considera-se a principio, o projeto economicamente inviável.

Em planilha *Office Excel*, a sintaxe do VPL é **VPL(taxa,valor1,[valor2],…)**, onde:

taxa – é a taxa de desconto sobre o intervalo de um período. Argumento obrigatório.

valor1; valor2; … - Valor1 é necessário, valores subsequentes são opcionais. Valor1; valor2;… devem ter o mesmo intervalo de tempo entre eles e ocorrer ao final de cada período. VPL utiliza a ordem de valor1; valor2;… para interpretar a ordem de fluxos de caixa.

Segundo Teles Filho (2015), a determinação do VAL ou VPL não é suficiente, somente ele, para determinar a viabilidade de se investir em um projeto. Também é importante se calcular a Taxa Interna de Retorno (TIR), para que com a avaliação de todas estas variáveis, possamos ter uma definição mais precisa da viabilidade econômica financeira do investimento / projeto a ser avaliado.

Segundo Silva e Queirós (2013, p.165) o Valor Atual Líquido (VAL) ao excedente do acumulado dos fluxos líquidos de tesouraria, ou *cash-flows* atualizados, calculados para todo o tempo de vida útil do investimento, subtraídos do montante de capital investido no início do processo, e pode ser calculado conforme fórmula abaixo:

$$\mathrm{VAL} = -\mathrm{I}_0 + \sum_{t=1}^{n} cash - flow\ \mathrm{explor}_t (1 + wacc)^{-t} + \mathrm{VR}(1 + wacc)^{-n}$$

Onde: **n** é o número de anos de estudo, **t** é a taxa de atratividade financeira (ou **WACC** - *Weighted Average Cost of Capital*, ou **CMPC** – Custo Médio Ponderado de Capital) e **Io** é o montante do investimento inicial do projeto.

Em planilha *Office Excel*, a sintaxe da fórmula é **VAL (taxa, valores)**, onde:

Taxa: representa a taxa de desconto a usar ao longo do período em que ocorrem os fluxos monetários.

Valores: corresponde a uma matriz ou referência células que contenham os números (fluxos monetários) cuja taxa interna de rentabilidade pretende calcular.

Segundo estes autores, o VAL dá-nos uma noção da rendibilidade do capital, pois diz-nos quanto é que sobra (se é que sobra) após a recuperação total do investimento ou a remuneração do capital investido a uma taxa igual à utilizada para avaliar o custo do capital, o que inclui uma taxa isenta de risco e um prêmio de risco.

Assim, o valor atua líquido de um investimento diz-nos em quanto é que o investidor vai conseguir aumentar a sua riqueza se decidir realizar o investimento.

2.2.3 Período de Retorno do Investimento - *payback* - É um indicador econômico financeiro que consiste na quantificação do tempo necessário para que o valor do investimento seja recuperado, através dos benefícios líquidos gerados pelo investimento (Ribeiro, 2006).

O tempo de retorno (*payback period*) do investimento é uma técnica de fácil compreensão para o investidor e, por isso mesmo, muito usada: "em quantos anos ele recuperará aquilo que ele investiu no projeto?".

Para Weisz (2009), quanto menor o tempo para o investidor recuperar o que ele aplicou no projeto, tanto mais cedo ele disporá de seu capital para fazê-lo render em outra iniciativa. Nos casos estudados, o *payback* foi utilizado como um dos índices financeiros para tomada de decisão sobre a viabilidade financeira dos empreendimentos envolvendo micro e minigeração de energia elétrica FV, sendo calculado os 02 *payback´s:* simples e descontado para um prazo de eficiência do sistema de 25 anos.

O *payback* simples é uma das técnicas de análise de investimento mais simples. Este método visa calcular quanto tempo o investidor precisa para recuperar o capital investido a partir das receitas advindas da realização do projeto, entretanto apresenta uma falha ao não considerar a taxa de juros aplicada sobre o dinheiro.

Para suprir esta deficiência, é possível utilizar o *payback* descontado que, além de levar em consideração a taxa de juros, permite a variação de valores de economia ao longo do período analisado.

Ambos os indicadores não se atêm aos possíveis fluxos de caixa após o tempo de recuperação do investimento, e para que o *payback* seja o desejado, pode incorrer em taxas de juros que não são praticadas no mercado.

2.2.4 Taxa Interna de Retorno ou Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) - Para Silva e Queirós (2013, p.178), para além do investimento é ou não recuperado, e por quantas vezes consegue multiplicar o investimento realizado, o investidor pode também ter interesse em saber qual a taxas de remuneração a que o seu capital estará sujeito, sendo a taxas de um projeto para o qual o VAL é nulo.

Para Fleischer (1988) a taxa interna de retorno de um investimento é a taxa de juros para qual o valor presente dos recebimentos resultantes do projeto é exatamente igual ao valor presente dos desembolsos, ou seja, é a obtenção de uma taxa de juros que anule o valor presente do fluxo de caixa.

Para Oliveira (1982) esta taxa é caracterizada como aquela que torna o valor dos lucros futuros equivalente ao valor dos gastos realizados com o projeto, assim, a TIR caracteriza-se como a taxa de remuneração esperada para o capital investido. Já Freire (2011) caracteriza como sendo a taxa mais elevada a que o investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento sem perder dinheiro.

A Taxa Interna de Rendibilidade, ou TIR, é entendida pela taxa de juros para a qual o VAL é nulo. Quanto maior o valor da TIR, melhor e mais lucrativo será o projeto. Um projeto viável deve apresentar uma TIR superior à taxa de atratividade financeira.

Para o cálculo da TIR, aplica-se o valor nulo na equação do VPL ou VAL:

$$0 = \sum_{x=1}^{n} \frac{R_x}{(1+TIR)^x} - I_0$$

ou

$$0 = -\mathrm{I}_0 + \sum_{t=1}^{n} cash - flow\,\mathrm{explor}_{\,t}(1+wacc)^{-t} + \mathrm{VR}(1+wacc)^{-n}$$

Em p*lanilha Office Excel*, a sintaxe da fórmul é **TIR (valores; estimativa)**, onde:

. **Valores** é o intervalo que contém os fluxos de caixa. O primeiro valor do intervalo e os fluxos de caixa seguintes devem ter sinais distintos: por exemplo, no caso de um investimento, o valor inicial é negativo e as receitas subseqüentes são valores positivos;

. **Estimativa** é um parâmetro opcional. A planilha *Office Excel* utiliza um método iterativo para o cálculo da TIR: este método depende de um valor inicial arbitrário. Forneça este parâmetro para que a planilha *Office Excel* o utilize como chute inicial.

Segundo Silva e Queirós (2013, p. 183), dos conceitos de matemática financeira, também pode-se deduzir que à medida que a taxa de atualização aumenta, o VAL vai diminuindo. Assim, é natural que a relação entre VAL e TIR seja negativa. Por outro lado, tendo em conta a atualização exponencial dos *cash-flows*, também é natural que a sua forma seja curvilínea.

Calculados o VAL e a TIR, é possível analisar se um projeto fotovoltaico tem viabilidade financeira para se implantado, com o apoio dos resultados calculados do *payback* simples e descontado, demonstrando o tempo de retorno do investimento realizado.

2.2.5 Taxa Mínima de Atratividade (TMA) - é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que uma pessoa se propõe a pagar quando faz um financiamento. Ou seja, é a melhor taxa para investir com o menor grau de riscos. A TMA é apontada como o critério de aprovação da viabilidade do projeto, haja visto que qualquer investimento que forneça retorno menor que seu valor deve ser descartado, a não ser que seja um projeto de cunho social ou que o capital seja investido a fundo perdido, sendo este vindo de recursos sem perspectiva de reembolso, normalmente cedido pelo estado para atender questões sociais.

Capítulo 3 – AVALIAÇÃO ECONÔMICO FINANCEIRA DO INVESTIMENTO

Este capítulo tem como objetivo apresentar e discutir a metodologia a ser utilizada. Apresentando os parâmetros para a avaliação econômico financeira dos estudos de casos propostos conforme projetos de geração distribuida em energia solar fotovoltaica adquiridos.

3.1 Viabilidade Econômico-financeira

Segundo Marques (2000, p.25) um projeto de investimento traduz-se numa intenção ou proposta de aplicação de recursos produtivos escassos (ativos fixos, corpóreos e incorpóreos e acréscimos de fundo de maneio) tendo em vista melhorar ou aumentar a produção de um bem ou serviço, ou a diminuição de custos de produção, tornando o mesmo viável na sua aplicabilidade.

Num projeto de investimento são geralmente afetados os recursos e os materiais para a obtenção de um benefício futuro, ou seja, uma situação econômico-financeira superior à situação inicial. A decisão de um possível investimento por parte de uma empresa ou gestor dependerá de como estará o ambiente econômico e em que condições o retorno financeiro do investimento se dará, proporcionando ou não sua aplicação. Sendo passível de um eventual investimento, dependerá da análise dos projetos numa perspetiva financeira, buscando fazê-los com recursos próprios, de terceiros, com linhas de crédito específicas ou não para o setor desejado.

Segundo Filipe (2015), um projeto de investimento poder-se-á definir como um conjunto de ações orientadas que utilizam recursos escassos, tendo como objetivo obter uma situação mais vantajosa do que aquela inicialmente existente através da geração de bens e serviços.

Segundo este autor, é facilmente percetível que a política de investimento de uma empresa compreende um dos principais pilares para a obtenção de sucesso empresarial, pois somente assim, poderá buscar aumentar suas conquistas e bens financeiros.

De acordo com Hazelton *et al*. (2014) os benefícios mais citados dos sistemas fotovoltaicos na literatura são melhores serviços de eletricidade e menores custos operacionais. O primeiro geralmente decorre das capacidades dos sistemas fotovoltaicos para atender cargas maiores em relação aos sistemas fotovoltaicos individuais, e sua

capacidade de atender o fornecimento confiável no contexto desafiador da eletrificação rural. Os riscos comumente identificados na literatura incluem incerteza de carga, falta de modelos de negócios eficazes e problemas de qualidade de energia. Os dois primeiros foram mais frequentemente identificados ao longo literatura, e persistiram ao longo do tempo, de 2001 a 2013.

Podemos constatar que num projeto de investimento são geralmente afetados os recursos e os materiais para a obtenção de um benefício futuro, ou seja, uma situação econômica financeira superior à situação inicial.

Segundo Brealey *et al.* (2007), as decisões de investimento e de financiamento são isoladas, isto é, analisadas de forma independente. Sendo assim, quando surge uma oportunidade de investimento, o gestor financeiro, responsável por estas avaliações diretas, verifica se o valor do projeto é superior ao capital necessário para executá-lo. Caso a resposta seja afirmativa, deverá então considerar-se o modo de financiamento do projeto, conforme as linhas de crédito disponíveis. No entanto, esta separação entre as decisões de investimento e de financiamento referida pelos autores, não implicará que o gestor financeiro possa ignorar os investidores e os mercados financeiros ao analisar projetos de investimento.

Quando se busca fazer um investimento, duas áreas são avaliadas, o investimento econômico social e o investimento econômico financeiro. Sendo que o investimento econômico financeiro, foco dessa dissertação, busca demonstrar, através das variáveis de rendibilidade e tempo de retorno, a viabilidade do mesmo, sendo que o investimento econômico social, este lado ficaria em segundo plano, visto que a melhoria da região e da vida social das pessoas é foco primordial.

De acordo com Barros (1995), várias medidas poderão ser adotadas para caracterização da rendibilidade de um projeto de investimento. O resultado encontrado no exercício assume um papel bastante importante na análise do projeto de investimento, dependendo este do registro contabilístico adotado.

Sendo assim, conforme Filipe (2015) surge o *cash-flow* a fim de evitar essa dependência da rendibilidade do procedimento contabilístico. O termo *cash-flow* representa os recebimentos (*cash inflows*) e os pagamentos (*cash outflows*) da empresa / projeto durante um determinado período, tendo a grande vantagem, relativamente ao lucro, de se tratar de um conceito claramente definido.

Segundo Cong e Shen (2014), projetos de investimento em energias renováveis requerem elevado investimento inicial, verificando-se receitas nos anos subsequentes,

ou seja, o consumo ou os créditos acumulados pela geração de energia e às despesas associadas à operação e manutenção, assim como aos custos financeiros. Deverá ser verificado se a energia produzida e consumida por fontes renováveis não irá representar custos superiores em relação à produção de energia por fontes convencionais, devendo ser avaliado todos os custos gerados com a tecnologia escolhida.

Ao executar um estudo de viabilidade econômica financeira de um projeto de investimento deverá trabalhar-se com valores estimados sobre dados esperados que, naturalmente, possuem associado um determinado risco. O risco advém, principalmente, da incerteza que existe na previsão dos valores estimados. Para uma análise correta do projeto, a componente de análise de risco deverá estar presente para auxiliar nas decisões de investimento, tais como, o valor da tarifa paga, a localização da instalação, a tecnologia aplicada na instalação, taxa de atualização, entre outros.

Segundo Soares *et al.* (1999) diz que a análise e avaliação de projetos de investimento apresenta-se com dois tipos essenciais de risco: o econômico e o risco financeiro. O risco econômico está relacionado com os acontecimentos que afetam os resultados operacionais. Este tipo de risco depende de variáveis associadas à exploração da empresa, onde se podem destacar duas áreas: comercial (produtos finais e fatores de produção) e tecnológica (inerente à tecnologia escolhida e à eficácia na sua utilização). Por outro lado, o risco financeiro está associado a problemas de curto prazo (liquidez) ou à degradação da estrutura financeira da empresa no médio e longo prazo (solubilidade), que está relacionado com a contratação de dívidas que consumam o resultado criado ou que afetem a estrutura financeira da empresa. Sendo verdadeiro que o risco econômico se acabará por refletir, mais cedo ou mais tarde no risco financeiro.

Segundo também Silva e Queirós (2013), o risco se divide em três tipologias básicas, a indiferença perante o risco, pois a rendibilidade perante a um ativo não varia quanto varia seu risco; a aversão face ao risco, pois à medida que o risco vai aumentando o investidor exige maior rendibilidade sendo esta a situação mais comum e a propensão para o risco, não está sendo uma situação tão habitual.

Nesta dissertação, será considerado, durante o período em análise um risco financeiro, com possibilidade de aumento inflacionário que poderá afetar os custos do consumo da energia elétrica em relação à geração e de um risco econômico voltado a acidentes e avarias nos equipamentos e painéis solares, fora da garantia contratual a sua reposição sem o devido ônus.

Thomson (2005) define o Estudo de Viabilidade como sendo um processo controlado para identificar problemas e oportunidades, determinar objetivos, descrever situações, definir resultados de sucesso e avaliar a faixa de custos e benefícios associados às várias alternativas de solução de um problema.

O estudo de caso como estratégia de investigação é abordado por vários autores, como Yin (1993 e 2005), Stake (1999), Rodríguez *et al.* (1999), entre outros, para os quais, um caso pode ser algo bem definido ou concreto, como um indivíduo, um grupo ou uma organização, mas também pode ser algo menos definido ou definido num plano mais abstrato como, decisões, programas, processos de implementação ou mudanças organizacionais. Os estudos de caso, na sua essência, parecem herdar as características da investigação qualitativa. Esta parece ser a posição dominante dos autores que abordam a metodologia dos estudos de caso.

Neste sentido, o estudo de caso rege-se dentro da lógica que guia as sucessivas etapas de recolha, análise e interpretação da informação dos métodos qualitativos, com a particularidade de que o propósito da investigação é o estudo intensivo de um ou poucos casos (Latorre, 2003). A vantagem do estudo de caso é a sua aplicabilidade a situações humanas, a contextos contemporâneos de vida real (Dooley, 2002).

Como refere Yin (1993, p.67), "A orientação inicial do estudo de caso aponta para múltiplas fontes de evidência. A avaliação do estudo de caso por, assim, incluir o uso de análise de documentos, de entrevistas abertas e fechadas, análise quantitativa de dados registrados e observações de campo diretas".

Propõe-se nesta dissertação que analisar a viabilidade econômico-financeira de pequenas centrais fotovoltaicas a serem implantadas na região nororeste do estado brasileiro de Minas Gerais, fazendo uma avaliação empírica de propostas ténico-comerciais e dissertações referentes ao estudo de viabilidade do setor elétrico, com investigação qualitativa deste estudo, sendo proposto um estudo de microgeração e outro estudo de minigeração de energia elétrica através da implantação de pequenas centrais fotovoltaicas na referida região, buscando comparar os resultados obtidos com estudos realizados recentemente, como ponto de apoio para continuação de pesquisas na área em questão e como referência para a implantação mais sistêmica de pequenas centrais fotovoltaicas nesta região e em outras regiões similares.

Segundo Portal Solar (2015), o custo de um sistema de energia solar fotovoltaica depende do tamanho deste, da potência instalada desejada e da complexidade de

instalação. A variação no preço entre os fornecedores está relacionada a fatores como a qualidade dos componentes utilizados e o tamanho da empresa fornecedora.

Pretende-se avaliar, através destes estudos de casos , utilizando o Método do Valor Atual Líquido (VAL) em associação com os indicadores da Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de recuperação do investimento (ROI), também conhecido por *payback*, que compreende o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro acumulado se iguala ao valor desse investimento.

Segundo Soares *et. al.,* (2007, p.201) "Este modelo proporciona o número de períodos para os quais, através dos *cash-flows* de exploração gerados, se recupera o capital investido". Com base neste raciocínio será possível ordenar vários projetos, assumindo como medida do risco associado a cada um deles a rapidez com que se recupera o investimento, levando em consideração o tempo de vida útil do projeto e as manutenções necessárias.

O VAL tem por finalidade calcular o impacto dos eventos futuros associados a um projeto de investimento com relação ao presente, ou seja, ele calcula o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil.

Os cálculos do VAL, da TIR e do *payback* só podem ser realizados quando se tem posse de sua variável fundamental, ou seja o fluxo de caixa (*cash flow*). Segundo Samanez (2009), o fluxo de caixa permite conhecer a rendibilidade e a viabilidade econômica do projeto, uma vez que este expõe o resumo das entradas e saídas efetivas de dinheiro ao longo do tempo. Ainda conforme o autor, o fluxo de caixa trata-se da matéria-prima principal e indispensável para estimar o valor de uma empresa, medir a lucratividade de um projeto de investimento, planejar operações ou estabelecer a capacidade de pagamento de uma dívida.

Através destes métodos financeiros, busca-se avaliar financeiramente a viabilidade econômica da implantação de pequenas centrais elétricas fotovoltaicas na região em questão, situadas no município de Paracatu, analisando o potencial solarimétrico presente nesta região, como fonte de energia limpa e sustentável, para atender a estes projetos de microgeração e minigeração de energia solar, sendo que a região se encontra situada em um dois locais com o mais alto índice solarimétrico do território brasileiro.

Para se desenvolver este estudo e buscar soluções adequadas economico-financeira para estas pequenas centrais solares fotovoltaicas, necessita-se conhecer toda a legislação do setor através das agências reguladoras, as normas técnicas que são

seguidas, as tarifas de cobrança por energia elétrica aos consumidores e demonstrar, através do tempo, se a viabilidade econômica pelos métodos propostos acima será atendida.

O cálculo da viabilidade econômica de um projeto de energia fotovoltaica tem início com a escolha da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), pois este é um fatores decisivos para sua aprovação ou não, sob o ponto de vista financeiro. A taxa mínima de atratividade financeira teve o valor adotado de 6,65% (seis vírgula sessenta e cinco por cento) para os casos estudados, essa taxa corresponde ao Certificados de Depósito Interbancários (CDI) dos últimos 12 meses, conforme mostrado na figura 15.

Figura 15 – Evolução das aplicações financeiras no Brasil.

Rentabilidade no período em %

Renda Fixa	Mês						Acumulado	
	out/18*	set/18	ago/18	jul/18	jun/18	mai/18	Ano*	12 meses**
Selic	0,22	0,47	0,57	0,54	0,52	0,52	5,05	6,66
CDI	0,22	0,47	0,57	0,54	0,52	0,52	5,04	6,65
CDB (1)	-	0,76	0,64	0,59	0,58	0,54	5,25	6,99
Poupança (2)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	5,11	6,17
Poupança (3)	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	3,85	4,80
Inflação								
IPCA	-	0,48	-0,09	0,33	1,26	0,40	3,34	4,53
IGP-M	-	1,52	0,70	0,51	1,87	1,38	8,29	10,04

* Rendimento até o dia 11/out. ** Até set/18 (1) rendimento bruto do 1º dia útil do mês (2) rentabilidade do 1º dia do mês - depósitos até 03/05/12. (3) rentabilidade do 1º dia do mês - depósitos a partir de 04/05/12; Lei nº 12.703/2012. (4) Variação sobre o Real.

Fontes: Banco Central, B3, FGV, IBGE e Valor PRO .
Elaboração: Valor Data.

Acedido ao site http://www.valor.com.br/valor-data/tabela/5810/evolucao-das-aplicacoes-financeiras, em 11 de outubro de 2018.

Segundo a *Solar Energy International* – SEI (2013), os sistemas solares fotovoltaicos, oferecem grandes vantagens em relação aos sistemas elétricos convencionais, tais como:

. Confiabilidade: evitam o elevado custo de falhas no sistema elétrico em aplicações que demandam alimentação ininterrupta (fonte de energia *backup*);

. Durabilidade: longa vida útil sendo maior que 25 anos;

. Baixo custo de manutenção: necessitando somente de limpeza periódica dos módulos;

. Baixa poluição sonora;

. Possibilita a expansão da potência instalada de forma modular;

. Oferece segurança ao instalador e ao usuário final;

. Promove a autossuficiência de energia elétrica em algumas aplicações;

. Alto desempenho em elevadas altitudes.

Por outro lado, segundo a SEI (2013), caso seja comparada aos sistemas de energia convencionais, a geração de energia fotovoltaica apresenta algumas desvantagens, tais como:

. Elevado investimento inicial;

. Variabilidade da radiação solar disponível ao longo do dia e do ano;

. Armazenamento de energia, no caso de sistemas autônomos;

. Baixa eficiência da conversão da energia solar em elétrica;

. Escassez de mão-de-obra especializada na instalação e manutenção.

Diante do que foi apresentado como desvantagens, levantadas pela SEI (2013) propõe-se fazer uma análise do investimento em geração própria de energia solar fotovoltaica, buscando em 02 (dois) estudos de caso sobre microgeração e minigeração, como base de avaliação desta forma de energia limpa. Destacando o investimento que deverá ser realizado, o tempo de retorno deste investimento (*payback),* as normas e políticas internas que são exigidas pelo setor elétrico brasileiro e os créditos gerados pela energia excedente produzida, viabilizando ou não o investimento nesta forma de energia.

Os dois estudos de caso, envolvendo a micro e minigeração de energia solar fotovoltaica, serão analisados pelo orçamento detalhado confeccionado por uma das empresas pioneiras no mercado de energia solar no Brasil, para dois empreendimentos

que se enquadram nas diretrizes na Resolução Normativa ANEEL nº 482 de 17 de janeiro de 2012 da ANEEL, instalados na região noroeste de Minas Gerais, sendo o primeiro o atendimento em energia residencial para um prédio de 48 apartamentos de classe média chamado Condomínio Residencial Jóquei Aliança, situado na região central da cidade de Paracatu e o outro empreendimento será o atendimento ao IFTM – Instituto Federal do Triângulo Mineiro, campus de Paracatu, ambos situados na região noroeste de Minas Gerais.

Será elaborado um fluxo de caixa (*cash-flow*) demonstrando os investimentos a serem realizados em painéis fotovoltaicos, inversores e equipamentos de conexão; mão-de-obra de instalação destes equipamentos, taxas praticadas no mercado disponíveis para viabilizar o investimento, depreciação dos equipamentos ao longo deste investimento de 25 anos.

Serão apresentados os resultados referentes ao VAL (Valor Atual Líquido), a TIR (Taxa Interna de Retorno) e ao *payback* simples e descontado para estes dois projetos de geração própria de energia solar fotovoltaica, demonstrando serem os mesmos viáveis ou não para a referida região e conforme a Resolução 482/2012 e 687/2015 da ANEEL, aplicáveis no setor elétrico de geração de energia distribuída, com a geração de créditos (bônus), que são descontados da energia consumida mensalmente e demonstrados na conta do cliente.

Segundo Teles Filho (2015), o mesmo concluiu em sua dissertação, mediante aos resultados encontratos conforme dados adotados, um projeto de microgeração solar fotovoltaica de 100 kW cujo investimento seja de 775 mil reais é viável financeiramente para um consumidor que queria instalar este tipo de geração na cidade de Fortaleza, Ceará. Esse retorno financeiro é possível devido ao sistema de microgeração estar enquadrado no Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Tomando como base esta informação, os projetos de micro e minigeração de energia solar fotovoltaica, para sistemas localizados na região noroeste de Minas Gerais serão analisados sua viabilidade.

3.2 Principais Incentivos no Brasil para implantação de Sistemas FV

. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuida (ProGD) – O MME lançou, em 15/12/2015, o ProGD com o objetivo de aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores (residencial, comercial,

indústria e agropecuária), com base em fontes renováveis, em especial, a solar fotovoltaica.

. Chamada Pública (CP) ANEEL – De 2014 a 2016 entraram em operação as plantas FV da CP nº 013/2011 - Projetos Estratégicos: "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira" (24,6 MW contratados, ao custo de R$ 396 milhões).

. Isenção de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) - De acordo com o Decreto nº 7.212, de 15/06/2010, são imunes à incidência do IPI, a energia elétrica, derivados de petróleo, combustíveis e minerais.

. Isenção de Imposto Sobre Circulação de Mercadorias (ICMS) - Pelo Convênio ICMS 101/97, celebrado entre as secretarias de Fazenda de todos os estados, há isenção do ICMS para as operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica, válido até 31/12/2021.

. Desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (TUST/TUSD) - A Resolução Nacional ANEEL 481/2012, ampliou para 80% o desconto na TUST/TUSD para empreendimentos com potência inferior a 30 MW.

. Isenção de ICMS, Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) na Geração Distribuída – Os convênios ICMS 16, 44 e 52, 130 e 157, de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), firmados por pelos estados brasileiros do Acre, Tocantins, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Alagoas, Bahia, Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás e Distrito Federal, isentam o ICMS sobre a energia que o consumidor gerar. O tributo se aplica apenas sobre o excedente que ele consumir da rede, e para instalações inferiores a 1 MW. O mesmo vale para o PIS e Cofins (Lei 13.169, de 6/10/2015).

. Redução do Imposto de Importação – A Resolução 64 da Câmara de Comércio Exterior (CAMEX), de 22/08/2015, reduz de 14% para 2%, a alíquota

incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica, vigente até 31/12/2016.

. Inclusão no programa "Mais Alimentos" - A partir de novembro de 2015, os equipamentos para produção de energia solar e eólica passaram a fazer parte do programa "Mais Alimentos", o que possibilita financiamentos a juros mais baixos.

. Apoio Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) - pela Lei 13.203, de 8/12/2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, foi autorizado a financiar, com taxas diferenciadas, os projetos de geração distribuída em hospitais e escolas públicas.

. Plano Inova Energia – Fundo de R$ 3 bilhões, criado em 2013, pelo BNDES, Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ANEEL, com foco na empresa privada e com o objetivo de pesquisa e inovação tecnológica nas áreas de: redes inteligentes de energia elétrica, linhas de transmissão de longa distância em alta tensão; energias alternativas, como a solar; e eficiência de veículos elétricos.

Capítulo 4 – ESTUDO DE CASOS: ANÁLISE ECONÔMICO FINANCEIRA DE MICRO E MINIGERAÇÃO

Para o desenvolvimento econômico financeiro de casos envolvendo a microgeração e a minigeração de energia, esta dissertação buscou junto a empresa do setor de fornecimento de materiais solares, mão-de-obra de instalação e suporte técnico necessários para a montagem eletromecânica e liberação de todos os procedimentos necessários junto a concessionária fornecedora de energia elétrica da região noroeste de Minas Gerais que é a CEMIG D – Cemig Distribuição S.A.

Avaliando as empresas brasileiras com capacidade técnica para isso, foi solicitado o suporte técnico de uma das empresas pioneiras no setor de instalação de sistemas solares fotovoltaicos no Brasil denominada Blue Sol Energia Solar, sediada na cidade de Ribeirão Preto no interior do estado de São Paulo.

A Blue Sol Energia Solar foi fundada em 2008 e hoje é uma das empresas de maior destaque do Brasil no setor de energia solar fotovoltaica. A empresa desenvolve projetos de engenharia, incorporando, integrando e instalando sistemas solares fotovoltaicos para geração distribuída no Brasil, possuindo os seguintes destaques comerciais:

. Empresa pioneira em sistemas conectados à rede no Brasil;

. Foco 100% em Energia Solar Fotovoltaica;

. Mais de 500 sistemas comercializados e instalados pelo Brasil;

. 800 parceiros cadastrados e mais de 2.000 alunos formados;

. Aproximadamente 3MWp de potência instalados;

.Profissionais com as certificações em segurança do trabalho e profundo conhecimento técnico com cumprimento de normas técnicas nacionais e internacionais (NBR 14039, NBR 5410, IEC 62446).

Contudo, a Blue Sol Energia Solar forneceu todas as informações técnicas necessárias solicitadas para que fosse atendido o perfil de consumo energético das duas unidades consumidoras estudadas, fornecimento de projeto, equipamentos solares e elétricos de conversão de energia, condutores e conexões para a instalação eletromecânica e a mão-de-obra necessária, com apresentação dos valores financeiros e as condições de pagamento de todo o processo de instalação e início da geração de

energia solar fotovoltaica conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica da CEMIG D, concessionária que atua na região noroeste do estado de Minas Gerais.

Para avaliação financeira dos estudos de caso propostos para microgeração e minigeração de energia acoplados ao sistema de Geração Distribuida (Gdis), foram utilizados os índices das aplicações financeiras acumuladas nos últimos 12 meses, conforme figura 15.

4.1 Linhas de Financiamento para Sistemas FV

4.1.1 Financiamento em longo prazo (FLP) - A execução de um projeto dependerá fundamentalmente dos recursos disponíveis interna e externamente pela empresa. O capital próprio que a empresa colocará no projeto é um elemento importante para a determinação do investimento total que pode ser feito, uma vez que muitas instituições só emprestam até certos limites deste capital próprio. Ou seja, corresponde aos gastos necessários para a geração de benefícios em longo prazo.

Inicialmente, classificam-se as fontes de recursos financeiros em duas categorias principais: recursos próprios e recursos de terceiros. Ribeiro (2006) ressalta que a disponibilidade de incentivos fiscais e financeiros, possíveis de serem alavancados para um empreendimento é levada em consideração. Os incentivos fiscais relacionam-se, normalmente, as vantagens fiscais concedidas pela legislação tributária, em níveis federal, estadual e municipal, que servem de atrativos para a instalação ou ampliação de empreendimentos econômicos em determinadas regiões de nosso país.

Entre as principais linhas de financiamento utilizadas atualmente pode-se citar:

. Os Fundos Constitucionais do Norte – FNO, do Centro-Oeste – FCO, e do Nordeste – FNE são exemplos de tais instrumentos de crédito disponíveis para os empreendimentos que pretendem se instalar nas regiões Norte, Centro Oeste e Nordeste do País. Trata-se de alocação de recursos na forma de financiamento de ativo fixo e capital de giro associado, a prazos de até 12 anos, com até 03 anos de carência (Ribeiro, 2006).

. O BNDES – Fundo Clima2018. Instituição oficial de crédito de longo prazo do Governo Federal, também disponibiliza recursos para financiamento em condições especiais quanto a prazos e taxas de encargos financeiros, para empreendimentos localizados em determinadas regiões, consideradas prioritárias na política de fomento do banco, atuando assim, segundo o mesmo, como um grande financiador. Conforme circular SUP/AOI Nº 26/2018-BNDES para projetos até R$ 30 milhões a taxa de juros é de 4,0% a 4,5% ao ano. Para projetos menores que este valor, os juros sobem por causa do *spread* e taxas de risco e crédito do banco operador.

. **BNDES Finame Energia Renovável (2018)** lançou uma linha permanente para apoiar investimentos em energias renováveis, com dotação inicial de R$ 2 bilhões. De forma complementar, o programa Fundo Clima – Linha Máquinas e Equipamentos Ecientes também teve aprovado aporte de recursos de R$ 228 milhões para novos financiamentos. Com a linha BNDES Finame Energia Renovável, os clientes — condomínios, empresas, cooperativas, produtores rurais e pessoas físicas — podem financiar, junto a bancos privados, públicos e agências de fomento, até 100% do total a ser aplicado nos equipamentos, com prazos de pagamento de até 120 meses e carência de até 24 meses.

. O programa de Financiamento à Sustentabilidade Ambiental - FNE VERDE do BNB objetiva desenvolver empreendimentos e atividades econômicas que propiciem a preservação, conservação, controle e/ou recuperação do meio ambiente, com o foco na sustentabilidade e competitividade das empresas e cadeias produtivas, este programa prioriza projetos relacionados a energias renováveis e eficiência energética. Prioriza projetos na área coberta pelo BNB: Nordeste, Espirito Santo e Minas Gerais. Suas taxas de juros podem ser tão baixas quanto 6,7% ao ano, e ainda com rebatimento de 25% por adimplência. Ou seja, 6,7 x 0,75 = 5,025% ao ano.

. Programa Construcard da Caixa Econômica Federal (CEF). Destina-se a compra de qualquer tipo de material de construção, além de armários embutidos, piscinas, elevadores, aquecedores solares, aerogeradores e equipamentos de energia fotovoltaica. O financiamento tem duas fases: utilização e amortização. Tem se mostrado um programa excelente para pequenos projetos residenciais e/ou comerciais. Taxas de juros em torno de 12% ao ano e facilidade de abertura de crédito.

A Caixa Econômica Federal estipulou também, a partir de outubro/2018, com taxa de juros de 0,83% ao mês, na linha de capital de giro do banco para “Clientes Verdes”, empresa que proporcionam o uso sustentável dos recursos naturais. Comparada com a taxa regular da modalidade, a redução é de 0,7 pontos percentuais. Podem contratar com essas condições empresas com faturamento bruto anual de até R$ 30 milhões.

Além destas diversidades de linhas de financiamentos incentivarem a utilização de energias renováveis, com o surgimento do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA) está sendo possível cada vez mais promover e incentivar a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais (MME, 2014).

4.2 Taxa de Juros

A taxa de juros é uma relação entre dinheiro e o tempo dado que podem beneficiar a um poupador que decide investir seu dinheiro em um fundo bancário, ou seja, que se soma ao custo final de uma pessoa ou entidade que decide obter um empréstimo ou crédito.

A taxa de juros é calculada em porcentagem e com frequência aplica-se de forma mensal ou anual. Isto é, que os juros permitem que uma pessoa que quer gerar rendimentos a partir de suas poupanças, coloque suas rendas em uma conta no banco, e este lhe dará um ganho mensal estipulado de acordo com a quantidade de dinheiro investida e o tempo durante o qual se comprometa a deixar esse montante num prazo fixo, por exemplo.

Corresponde a taxa de juros contratada entre as partes. Pode referir-se ou não ao custo efetivo do empréstimo, dependendo das condições contratadas. Nos casos estudados, a taxa de juros adotada para a correção financeira foi de 4,53% (quatro vírgula cinquenta e três por cento) correspondente ao IPCA acumulado dos últimos 12 meses, conforme mostrado na figura 15.

4.3 Prazo de Pagamento

Corresponde ao intervalo de tempo durante o qual o empréstimo é transferido do credor (aquele que faz o empréstimo) para o devedor (aquele que recebe o empréstimo). O prazo é dito unitário caso o empréstimo seja transferido em uma só parcela, sendo que nos casos estudados, os mesmos foram considerados com pagamento em uma única parcela.

4.4 Prazo de Carência

Segundo Woiler e Mathias (1986), a carência corresponde ao período compreendido entre o fim do prazo de utilização e o pagamento da primeira amortização, ou seja, é o período compreendido entre a assinatura do contrato de financiamento e o pagamento da primeira parcela de amortização do principal. Nos casos estudados, não foi considerado prazo de carência.

4.5 Prestações (parcelas)

É a soma da parcela de amortização com os juros e outros encargos que devem ser pagos em certos períodos (Woiler & Mathias, 1986). Nos casos em estudo, não foi considerado o pagamento em parcelas, e sim em uma única parcela. Conforme circular SUP/AOI Nº 26/2018-BNDES poderá ser de até 144 (cento e quarenta e quatro) meses, incluída carência de, no mínimo, 3 (três) meses e, no máximo, 24 (vinte e quatro) meses.

4.6 Amortização (SAC – Sistema de Amortização Constante)

É o período que se inicia imediatamente após o término da carência, quando tem início o pagamento do principal dos recursos contratados no financiamento. Esta periodicidade normalmente é mensal, porém, alguns programas de financiamento poderão ter periodicidade trimestral ou semestral. Nesta modalidade de amortização, segundo Woiler e Mathias (1986), as parcelas são iguais entre si. Os juros de um período são calculados pela multiplicação da taxa de juros contratada pelo saldo

devedor existente no período anterior. Nos casos estudados, não foi considerado o uso de amortização para os cálculos.

Sendo assim, segundo Ribeiro (2006), o critério de decisão, sobre a viabilidade da alternativa de investimento em análise, utilizando-se a taxa interna de retorno, é formulado a partir da escolha de uma taxa mínima de atratividade, determinada previamente. Se a TIR for maior do que a TMA, se aceita o projeto, isto é, o investimento programado é viável, tendo rentabilidade positiva, acima do retorno esperado.

Deste modo, o tempo de retorno do investimento, o *payback*, consiste na quantificação do tempo necessário para que o dispêndio de capital – valor do investimento – seja recuperado através dos benefícios líquidos – fluxo de caixa – gerados pelo empreendimento. Ou seja, estes pontos mencionados, servem de parâmetros na tomada de decisão e execução de um projeto, principalmente no que se refere a dispêndio de capital.

Segundo Nakabayahi (2014), o método do VAL não dá a noção do quanto cada unidade monetária investida dará de retorno, por exemplo, dois projetos com investimentos de R$1.000,00 e R$ 100.000,00, respectivamente, podem apresentar o mesmo VAL, entretanto o valor de investimento necessário para o segundo caso é 100 vezes maior.

Segundo este autor, o método da TIR, conforme já mencionado, pode se tornar complicado em situações que apresentem mais de uma inversão no sinal do fluxo de caixa. Por fim, o método do tempo de retorno, ou *payback*, embora possa dar uma noção da atratividade do projeto de maneira simples e compreensível, apresenta limitações quanto à apresentação de rendibilidade.

4.7 CASO 1 – Condomínio Jóquei Aliança Residencial – Paracatu

Para avaliar este estudo de caso, que se enquadra em microgeração, onde a demanda da unidade consumidora está avaliada com consumo energético de 30kW, estando abaixo do consumo de 75kW, conforme Resolução 482/2012 da ANEEL, que abrange as unidades consumidoras enquadradas nesta modalidade.

Figura 16 – Mapa de localização em coordenadas geográficas da cidade de Paracatu/MG.

Acedido ao site https://www.google.com.br/maps/place/Paracatu+-+MG/ em 25 de julho de 2017.

Para se iniciar a avaliação deste estudo de viabilidade, primeiramente, na figura 16, foram encontradas as coordenadas georreferenciadas de localização do município de Paracatu, que se encontra na região noroeste do estado de Minas Gerais, com auxílio do site GOOGLE MAPS. Neste caso, o município de Paracatu, foco de nosso estudo, está localizado nas coordenadas -17,213000; -46,839027.

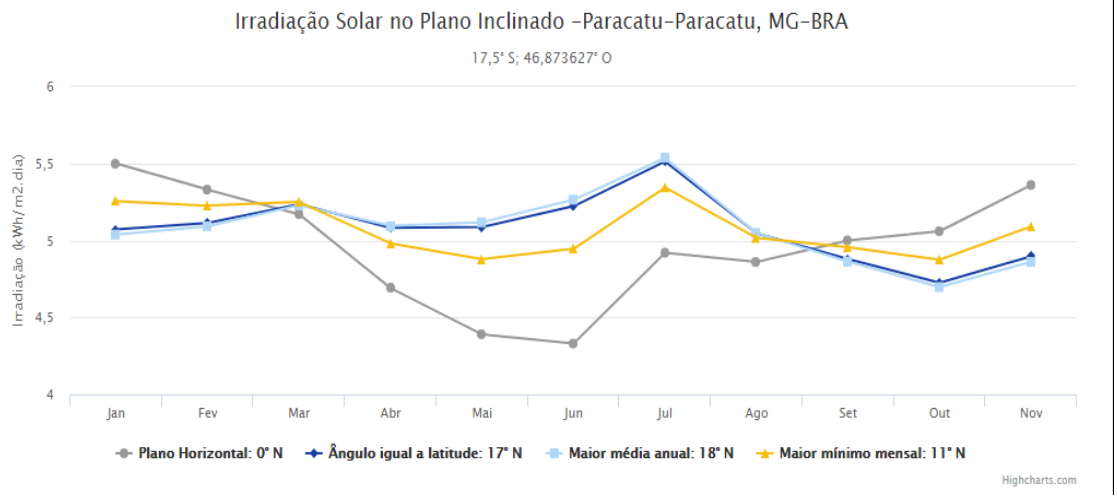
Conforme demonstrado no gráfico 01, busca-se junto ao CRESESB SunData, as informações da irradiação solar diária média mensal em kwh/m².dia para os meses de janeiro a dezembro, tendo como referências as coordenadas acima encontradas. O CRESESB é um centro de referência brasileiro em estudos de viabilidade técnica em energia solar e eólica, mapeando todos os pontos do território nacional viáveis ou não com relação aos índices de movimentação do ar e de irradiação solar diários e ao longo dos meses do ano.

Para estes cálculos, relacionados a irradiação solar diária média mensal serão utilizados os valores do plano horizontal, sendo este o pior caso para o estudo da irradiação solar, para um ângulo igual a latitude de 17° do município de Paracatu/MG.

Gráfico 01 – Gráfico de irradiação solar média diária mensal.

Estação: Paracatu
Município: Paracatu , MG - BRA
Latitude: 17,5° S
Longitude: 46,873627° O
Distância do ponto de ref. (17,215624° S; 46,841773° O) :31,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,50	5,33	5,17	4,69	4,39	4,33	4,75	4,92	4,86	5,00	5,06	5,36	**4,95**	**1,17**
☑	Ângulo igual a latitude	17° N	5,07	5,11	5,24	5,08	5,09	5,22	5,68	5,51	5,05	4,88	4,73	4,90	**5,13**	**,96**
☑	Maior média anual	18° N	5,04	5,09	5,23	5,10	5,12	5,26	5,72	5,54	5,05	4,86	4,70	4,86	**5,13**	**1,03**
☑	Maior mínimo mensal	11° N	5,26	5,23	5,25	4,98	4,88	4,95	5,40	5,34	5,02	4,96	4,87	5,09	**5,10**	**,52**



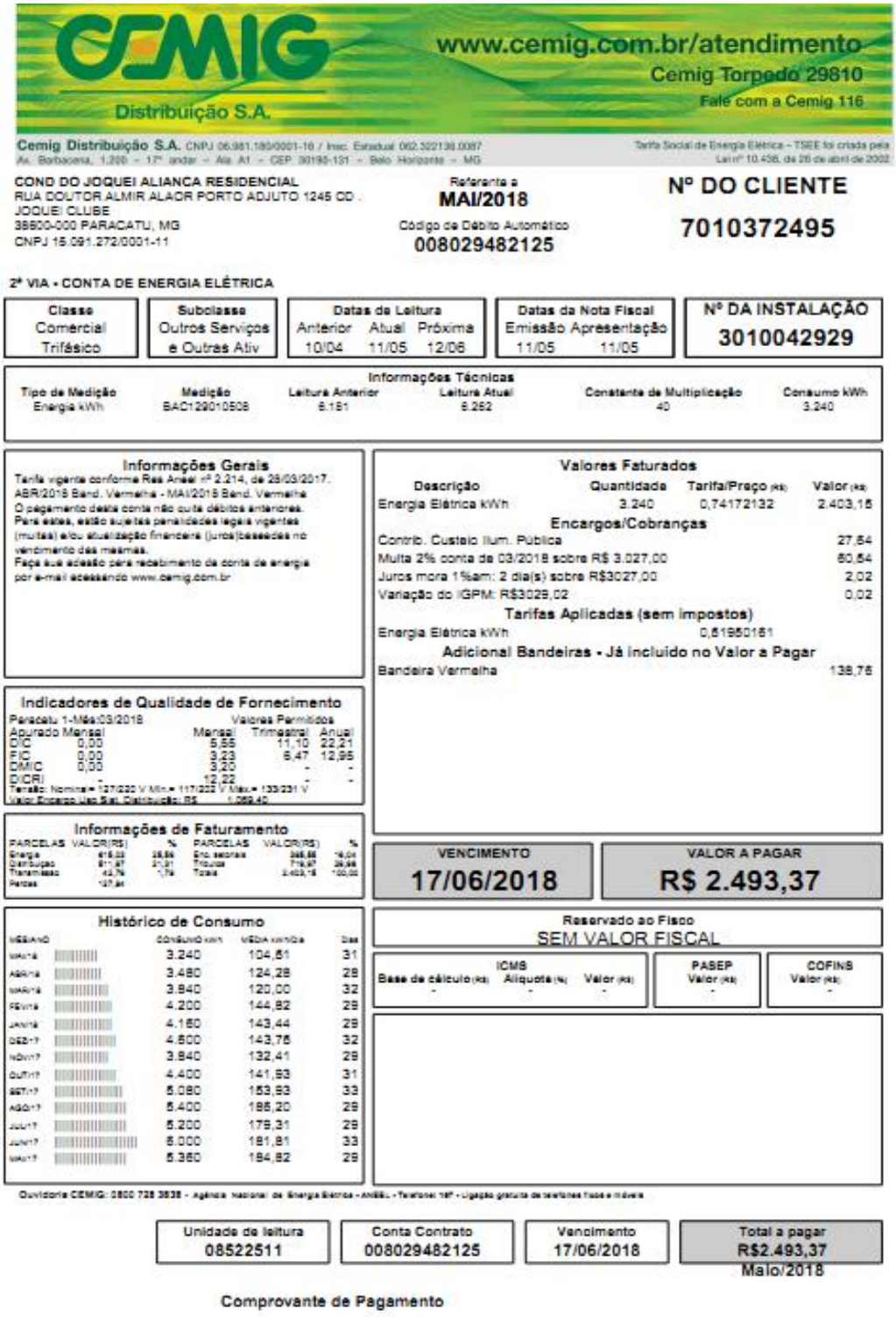
Fonte: CRESESB, 2015.

Para atendimento a unidade consumidora considerada Condomínio Jóquei Aliança Residencial, junto a concessionária local de energia foi verificado o consumo de energia médio mensal, que classifica este unidade consumidora em comercial, atendimento trifásico, com medição em baixa tensão 220/127V, conforme figura 17, onde esta fatura de energia elétrica demonstra o consumo do mês de referência e ao lado esquerdo, uma síntese do consumo dos 12 (doze) últimos meses do ano em kWh/mês, os valores cobrados e os impostos inseridos na fatura.

Para avaliação dos parâmetros financeiros propostos nesta dissertação, foi encontrado o valor do kWp da unidade consumidora, sendo que é calculado pela razão entre o valor da média do kWh consumido diariamente pela média do IRS (índice irradiação solar) médio diário, do gráfico 01, dados da CECRESB, neste caso temos:

kWp = kWh / IRS = 120,681/4,95 = 24,38

Figura 17 - Conta de Energia Elétrica do mês de junho/2018.



CEMIG Distribuição S.A.

www.cemig.com.br/atendimento
Cemig Torpedo 29810
Fale com a Cemig 116

Cemig Distribuição S.A. CNPJ 06.981.180/0001-16 / Insc. Estadual 062.322138.0087
Av. Barbacena, 1.200 – 17º andar – Ala A1 – CEP 30190-131 – Belo Horizonte – MG

Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

COND DO JOQUEI ALIANCA RESIDENCIAL
RUA DOUTOR ALMIR ALAOR PORTO ADJUTO 1245 CD .
JOQUEI CLUBE
35500-000 PARACATU, MG
CNPJ 15.091.272/0001-11

Referente a
MAI/2018

Código de Débito Automático
008029482125

Nº DO CLIENTE
7010372495

2ª VIA - CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Classe	Subclasse	Datas de Leitura			Datas da Nota Fiscal		Nº DA INSTALAÇÃO
		Anterior	Atual	Próxima	Emissão	Apresentação	
Comercial Trifásico	Outros Serviços e Outras Ativ	10/04	11/05	12/06	11/05	11/05	3010042929

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	BAC129010508	6.161	6.262	40	3.240

Informações Gerais

Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.214, de 28/03/2017.
ABR/2018 Band. Vermelha - MAI/2018 Band. Vermelha
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.
Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros) baseadas no vencimento das mesmas.
Faça sua adesão para recebimento da conta de energia por e-mail acessando www.cemig.com.br

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço (R$)	Valor (R$)
Energia Elétrica kWh	3.240	0,74172132	2.403,16

Encargos/Cobranças

Contrib. Custeio Ilum. Pública	27,64
Multa 2% conta de 03/2018 sobre R$ 3.027,00	60,54
Juros mora 1%am: 2 dia(s) sobre R$3027,00	2,02
Variação do IGPM: R$3029,02	0,02

Tarifas Aplicadas (sem impostos)

Energia Elétrica kWh	0,61950161

Adicional Bandeiras - Já incluído no Valor a Pagar

Bandeira Vermelha	138,76

Indicadores de Qualidade de Fornecimento

Parcelas 1-Mês:03/2018

Apurado Mensal		Valores Permitidos Mensal	Trimestral	Anual
DIC	0,00	5,55	11,10	22,21
FIC	0,00	3,23	6,47	12,95
DMIC	0,00	3,20	-	-
DICRI	-	12,22	-	-

Tensão: Nominal = 127/220 V Mín = 117/202 V Máx = 133/231 V
Valor Energia Liq Sist. Distribuição: R$ 1.069,40

Informações de Faturamento

PARCELAS	VALOR(R$)	%	PARCELAS	VALOR(R$)	%
Energia	616,33	25,64	Enc. setoriais	366,66	14,04
Distribuição	811,87	33,91	Tributos	716,87	28,66
Transmissão	43,76	1,76	Total	2.403,16	100,00
Perdas	127,91				

VENCIMENTO	VALOR A PAGAR
17/06/2018	R$ 2.493,37

Histórico de Consumo

MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/DIA	Dias
MAI/18	3.240	104,51	31
ABR/18	3.480	124,28	28
MAR/18	3.840	120,00	32
FEV/18	4.200	144,82	29
JAN/18	4.160	143,44	29
DEZ/17	4.600	143,75	32
NOV/17	3.840	132,41	29
OUT/17	4.400	141,93	31
SET/17	5.080	153,93	33
AGO/17	5.400	186,20	29
JUL/17	5.200	179,31	29
JUN/17	6.000	181,81	33
MAI/17	5.360	184,82	29

Reservado ao Fisco
SEM VALOR FISCAL

ICMS			PASEP	COFINS
Base de cálculo (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)	Valor (R$)	Valor (R$)
-	-	-	-	-

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefones 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis

Unidade de leitura	Conta Contrato	Vencimento	Total a pagar
08522511	008029482125	17/06/2018	R$2.493,37

Mai/2018

Comprovante de Pagamento

Fonte: CEMIG Distribuição, 2018.

De acordo com os valores apresentados, os seguintes equipamentos e painéis fotovoltáicos foram propostos pela Blue Sol Energia Solar, conforme figuras 18, 19, 20 e suas características técnicas específicas para atender o cliente em questão.

Figura 18 - Características técnicas das placas solares monocristalinas de silício.

Características Técnicas:	
Potência:	265 W
Garantia (Defeitos de fábrica):	10 anos
Garantia (80% Eficiencia):	25 anos
Marca:	Canadian Solar
Peso kg:	18,0 kg

Figura 19 - Características técnicas dos inversores CC-CA.

Características Técnicas:	
Modelo:	Eco 25.0-3-S
Fabricante:	Fronius
Garantia:	5 anos
Sistema de Monitoramento:	Wireless
Tensão de Funcionamento:	380 V
Potencia Máx. Nominal AC:	25.000 W

Figura 20 - Características técnicas do modelo de instalação em telhado.

Características Técnicas:	
Tipo de Superfície:	Telhado de Fibrocimento
Garantia:	1 ano
Material:	Aluminio
Peso Total Estimado:	449,7 kg

Fonte: Blue Sol Energia Solar, 2018.

Na figura 21, a Blue Sol Energia Solar apresentou o orçamento técnico e financeiro para atendimento ao Condomínio Jóquei Aliança Residencial, visto que são considerados todos os equipamentos e serviços para execução da implantação da microgeração de energia solar FV na unidade consumidora.

Figura 21 - Orçamento para atendimento a minigeração da unidade consumidora.

Componentes	Quantidade
• Módulos Canadian Solar de 265W	92
• Inversor Fronius Eco 25.0-3-S	1
• Estrutura Telhado de Fibrocimento	1
• Kit de Materiais Elétricos	1
• Frete	1
• Serviços de Instalação, Projetos e Solicitação de Acesso à rede	1
• Acompanhamento e Monitoramento do Sistema pela Equipe de Engenharia	1

Valor à Vista: R$ 142.796,16

Fonte: Blue Sol Energia Solar, 2018.

Para avaliação dos parâmetros financeiros do *payback*, TIR e VAL, as próximas tabelas e gráficos foram gerados para o Estudo de Viabilidade Econônico Financeira (EVEF) da unidade consumidora considerada para o caso 1 – Condomínio Jóquei Aliança Residencial.

Tabela 01 - Geração Solar em kWh/mês conforme radiação solar no plano inclinado de Paracatu/MG.

Geração (KWh / mês) Mês de Ref	TOTAL PARACATU/MG Orientação: Latitude (ângulo)	PARACATU/MG Radiacao solar no plano inclinado(kWh/m²) Norte 17
JAN	3231	5,50
FEV	2828	5,33
MAR	3037	5,17
ABR	2666	4,69
MAI	2579	4,39
JUN	2462	4,33
JUL	2790	4,75
AGO	2890	4,92
SET	2763	4,86
OUT	2937	5,00
NOV	2877	5,06
DEZ	3149	5,36
TOTAL	34210	Eficiência do Projeto Fotovoltaico (inferência padrão): CENÁRIO OTIMISTA
		0,78

Geração (KWh / mês) Mês de Ref	TOTAL PARACATU/MG Orientação: Latitude (ângulo)	PARACATU/MG Radiacao solar no plano inclinado(kWh/m²) Norte 17
JAN	3106	5,50
FEV	2719	5,33
MAR	2920	5,17
ABR	2563	4,69
MAI	2479	4,39
JUN	2367	4,33
JUL	2683	4,75
AGO	2779	4,92
SET	2656	4,86
OUT	2824	5,00
NOV	2766	5,06
DEZ	3027	5,36
TOTAL	32890	Eficiência do Projeto Fotovoltaico (inferência padrão) CENÁRIO PESSIMISTA
		0,75

Fonte: Adaptado CRESESB, 2015.

Esta tabela 01 demonstra que para cada mês do ano, os valores da energia FV gerada a partir dos dados de irradiação solar média no plano inclinado para a cidade de Paracatu, no noroeste de Minas Gerais, conforme valores obtidos do gráfico 01, pela quantidade de dias do mês multiplicados pela eficiência do projeto fotovoltaico. Foi considerado pela empresa Blue Sol, considerando um cenário otimista, sem riscos com avarias, conforme dados dos fabricantes de equipamentos, 11% de perdas por temperatura, 2,27% de perdas na conversão CC-CA, 7% de perdas por sujeira e sombreamento e 2% de perdas no cabeamento, totalizando 22,27% de perda, sendo, neste caso, 78% de eficiência do projeto dos painéis e sistema propostos para instalação em um cenário pessimista, com riscos no projeto, considerou-se 3% de perdas com os riscos em avarias e na eficiência na produção fotovoltaica .(ABSOLAR, 2016)

Na tabela 02, o valor do kWp encontrado determinará a quantidade de placas solares da figura 21 que serão instaladas, os valores cobrados pelo kWh consumido conforme a concessionária CEMIG D e os índices financeiros de correção. Sendo que o TMA utilizado será definido pela taxa de Certitifcados de Depósitos Interbancário (CDI) acumulada dos últimos 12 meses, visto ser uma das remunerações mais atrativas do mercado. Na tabela 03 é demonstrado o valor da instalação do sistema solar FV, conforme valores fornecidos pela empresa referência no setor Blue Sol Energia Solar.

Tabela 02 - Custos de Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

Cidade:	PARACATU/MG
Potencia instalada (kWp):	24,38
POTENCIA DAS PLACAS EM W	265
Valor do kWh R$:	R$ 0,74
Quantitade de placas	92
Superficie necessaria se teto inclinado (m2):	177,62
Orientacao ideal	Norte
Inclinacao ideal	17

Fonte: CEMIG D

Eficiência s/ perdas (CENÁRIO OTIMISTA)	0,99		VALOR MÉDIO ACEITÁVEL P/ ANO
TX de aplicação ANUAL	1,07		
% TMA aplicação anual	6,65%	%	CDI dos últimos 12 meses
INFLAÇÃO ENERGETICA MÉDIA	1,05		
% INFLAÇÃO ENERGETICA MÉDIA	4,53%	%	IPCA dos últimos 12 meses
Custo do sistema FV (kit)	R$ 122.996,16		
Solicitação de acesso á rede elétrica	R$ 3.600,00		
Valor do Projeto Elétrico	R$ 1.200,00		
Valor da Instalação/montagem	R$ 15.000,00		
CUSTO DO SISTEMA INSTALADO - Blue Sc	R$ 142.796,16		
Preco per watt peak: R$/W	5,86		

Eficiência c/ perdas (CENÁRIO PESSIMISTA):	0,96		VALOR MÉDIO ACEITÁVEL P/ ANO
TX de aplicação ANUAL	1,07		
% TMA aplicação anual	6,65%	%	CDI dos últimos 12 meses
INFLAÇÃO ENERGETICA MÉDIA	1,05		
% INFLAÇÃO ENERGETICA MÉDIA	4,63%	%	IGP-M dos últimos 12 meses
Custo do sistema FV (kit)	R$ 122.996,16		
Solicitação de acesso á rede elétrica	R$ 3.600,00		
Valor do Projeto Elétrico	R$ 1.200,00		
Valor da Instalação/montagem	R$ 15.000,00		
CUSTO DO SISTEMA INSTALADO - Blue Sc	R$ 142.796,16		
Preco per watt peak: R$/W	5,86		

Fonte: Elahoração própria, 2018

Tabela 03 - Geração e Economia Mensal na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

Geração (KWh / mês) - CENÁRIO OTIMISTA	
Mês de Referência	TOTAL
JAN	3.231
FEV	2.828
MAR	3.037
ABR	2.666
MAI	2.579
JUN	2.462
JUL	2.790
AGO	2.890
SET	2.763
OUT	2.937
NOV	2.877
DEZ	3.149
TOTAL	34.210

Economia (R$) - CENÁRIO OTIMISTA	
Mês de Referência	TOTAL
JAN	R$ 2.387,71
FEV	R$ 2.089,98
MAR	R$ 2.244,45
ABR	R$ 1.970,39
MAI	R$ 1.905,83
JUN	R$ 1.819,14
JUL	R$ 2.062,12
AGO	R$ 2.135,92
SET	R$ 2.041,81
OUT	R$ 2.170,65
NOV	R$ 2.125,83
DEZ	R$ 2.326,93
TOTAL	R$ 25.280,77

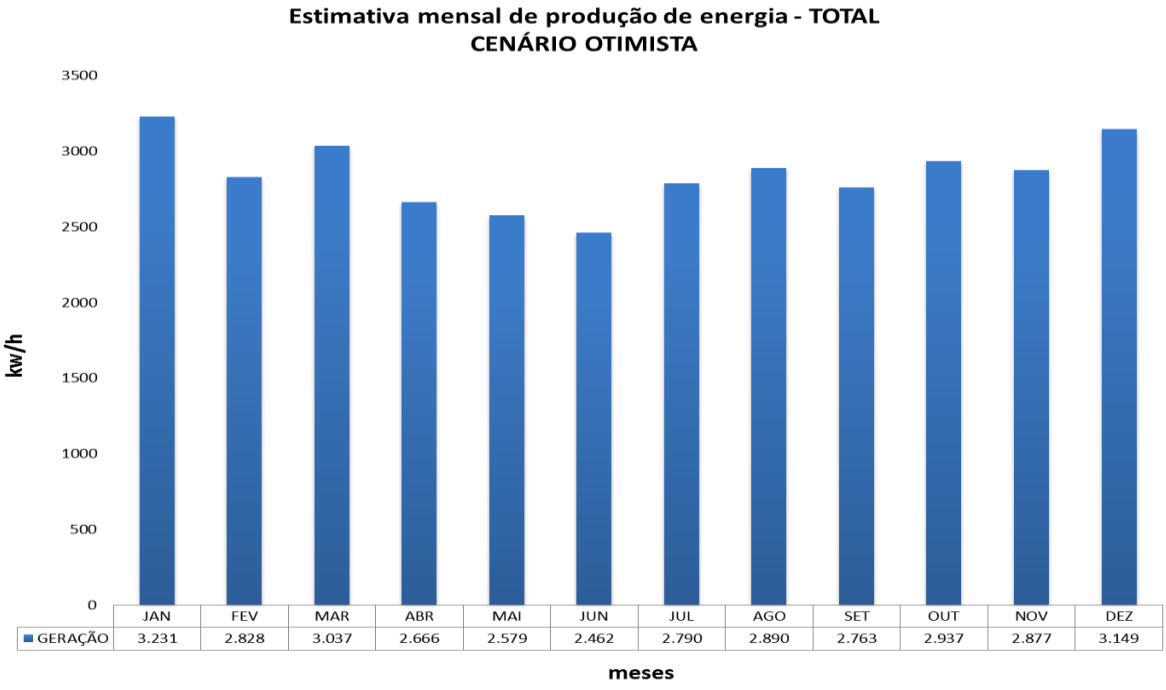
Geração (KWh / mês) CENÁRIO PESSIMISTA	
Mês de Referência	TOTAL
JAN	3.106
FEV	2.719
MAR	2.920
ABR	2.563
MAI	2.479
JUN	2.367
JUL	2.683
AGO	2.779
SET	2.656
OUT	2.824
NOV	2.766
DEZ	3.027
TOTAL	32.890

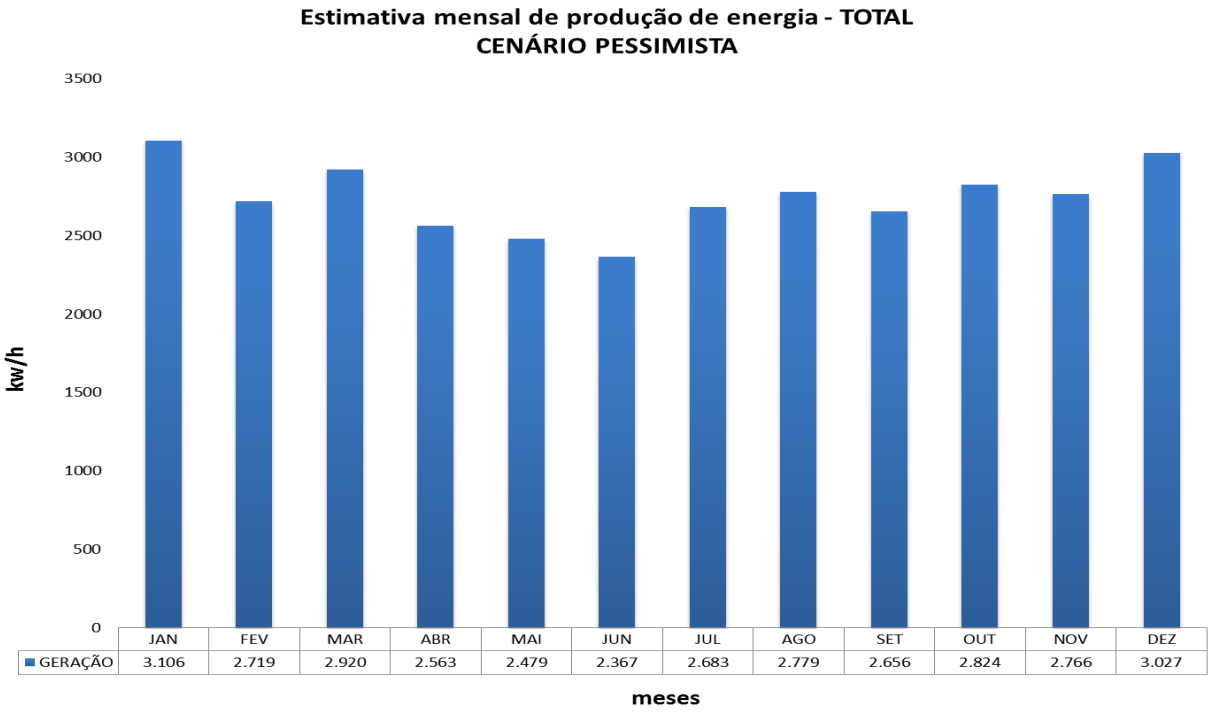
Economia (R$) CENÁRIO PESSIMISTA	
Mês de Referência	TOTAL
JAN	R$ 2.295,56
FEV	R$ 2.009,32
MAR	R$ 2.157,83
ABR	R$ 1.894,34
MAI	R$ 1.832,27
JUN	R$ 1.748,93
JUL	R$ 1.982,53
AGO	R$ 2.053,48
SET	R$ 1.963,01
OUT	R$ 2.086,87
NOV	R$ 2.043,79
DEZ	R$ 2.237,13
TOTAL	R$ 24.305,05

Fonte: Elaboração própria, 2018.

Na tabela 03, os valores da geração dados pela tabela 02 são transportados e é gerado a economia de energia, a cada mês, em kWh e financeira, em R$, levando em consideração o valor do kWh cobrado pela concessionária de energia CEMIG D, no valor de moeda corrente em reais brasileiros R$ 0,73898455, apresentado na figura 17, já inclusos os valores e impostos: ICMS, PASEP e COFINS cobrados diretamente na fatura de energia consumida.

Gráfico 02 - Estimativa Mensal de Produção na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.





Fonte: Elaboração própria, 2018.

O gráfico 02 é um apresentadação da tabela 03 em barras, visto que o mesmo quer demonstrar a estimativa de produção mensal, em unidade energética de kWh ao longo de 01 ano de instalação do sistema solar FV.

A tabela 04 mostra a economia de energia gerada ao longo dos próximos 25 anos de instalação do sistema solar FV, período de durabilidade e eficiência do sistema, sendo o valor anual e o valor anual acumulativo. Sendo que estes valores levam em consideração a eficiência anual do módulo solar e a inflação energética média, considerado o IPCA acumulado dos últimos 12 meses, conforme figura 15. Além da TMA utilizada para a remuneração do empreendimento ao longo destes 25 anos de geração de energia solar FV.

Tabela 04 - Economia Gerada anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

ANO	Valor da Economia Gerada CENÁRIO OTIMISTA
1	R$ 25.280,77
2	R$ 26.161,73
3	R$ 27.073,39
4	R$ 28.016,81
5	R$ 28.993,11
6	R$ 30.003,44
7	R$ 31.048,97
8	R$ 32.130,93
9	R$ 33.250,60
10	R$ 34.409,28
11	R$ 35.608,34
12	R$ 36.849,18
13	R$ 38.133,27
14	R$ 39.462,10
15	R$ 40.837,23
16	R$ 42.260,29
17	R$ 43.732,93
18	R$ 45.256,89
19	R$ 46.833,96
20	R$ 48.465,98
21	R$ 50.154,88
22	R$ 51.902,62
23	R$ 53.711,27
24	R$ 55.582,95
25	R$ 57.519,85

ANO	Poupanca acumulada gerada pela economia financeirados da energia fotovoltaica e remunerada ao CDI	Valor do Investimento CENÁRIO OTIMISTA
1	R$ 25.280,77	R$ 142.796,16
2	R$ 53.123,67	R$ 142.796,16
3	R$ 83.729,78	R$ 142.796,16
4	R$ 117.314,62	R$ 142.796,16
5	**R$ 154.109,15**	**R$ 142.796,16**
6	R$ 194.360,85	R$ 142.796,16
7	R$ 238.334,81	R$ 142.796,16
8	R$ 286.315,00	R$ 142.796,16
9	R$ 338.605,55	R$ 142.796,16
10	R$ 395.532,09	R$ 142.796,16
11	R$ 457.443,32	R$ 142.796,16
12	R$ 524.712,48	R$ 142.796,16
13	R$ 597.739,13	R$ 142.796,16
14	R$ 676.950,88	R$ 142.796,16
15	R$ 762.805,34	R$ 142.796,16
16	R$ 855.792,19	R$ 142.796,16
17	R$ 956.435,30	R$ 142.796,16
18	R$ 1.065.295,14	R$ 142.796,16
19	R$ 1.182.971,22	R$ 142.796,16
20	R$ 1.310.104,79	R$ 142.796,16
21	R$ 1.447.381,64	R$ 142.796,16
22	R$ 1.595.535,14	R$ 142.796,16
23	R$ 1.755.349,50	R$ 142.796,16
24	R$ 1.927.663,20	R$ 142.796,16
25	R$ 2.113.372,65	R$ 142.796,16

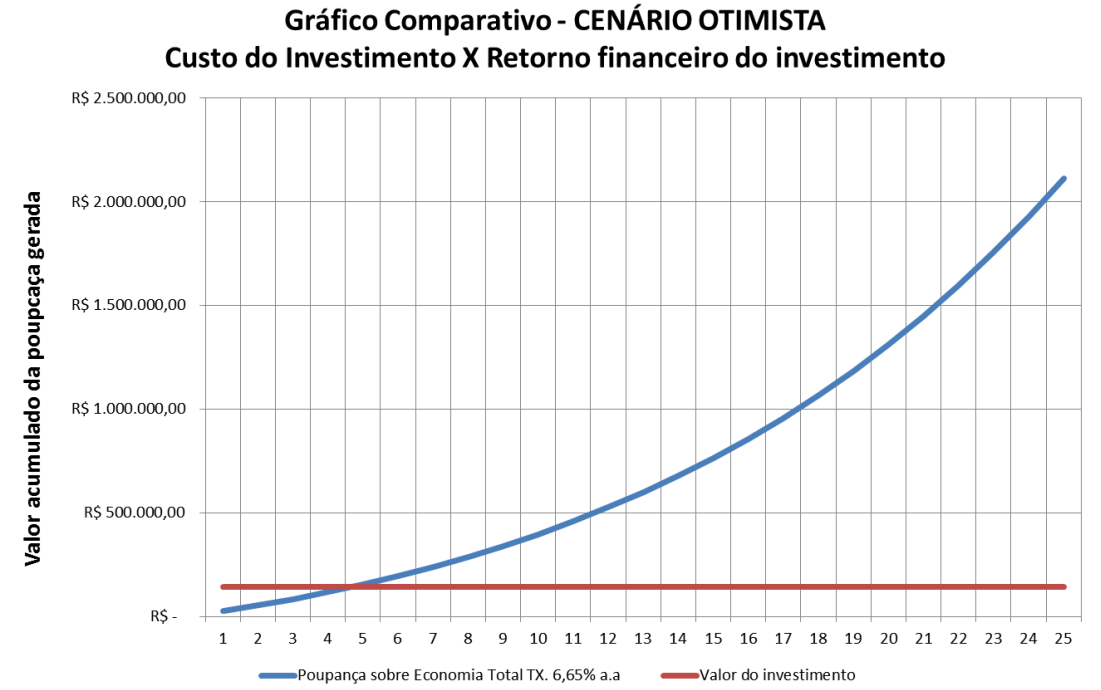
ANO	Valor da Economia Gerada CENÁRIO PESSIMISTA
1	R$ 24.305,05
2	R$ 24.413,16
3	R$ 24.521,75
4	R$ 24.630,83
5	R$ 24.740,38
6	R$ 24.850,43
7	R$ 24.960,96
8	R$ 25.071,99
9	R$ 25.183,51
10	R$ 25.295,53
11	R$ 25.408,04
12	R$ 25.521,06
13	R$ 25.634,57
14	R$ 25.748,60
15	R$ 25.863,13
16	R$ 25.978,16
17	R$ 26.093,72
18	R$ 26.209,78
19	R$ 26.326,36
20	R$ 26.443,46
21	R$ 26.561,08
22	R$ 26.679,23
23	R$ 26.797,89
24	R$ 26.917,09
25	R$ 27.036,82

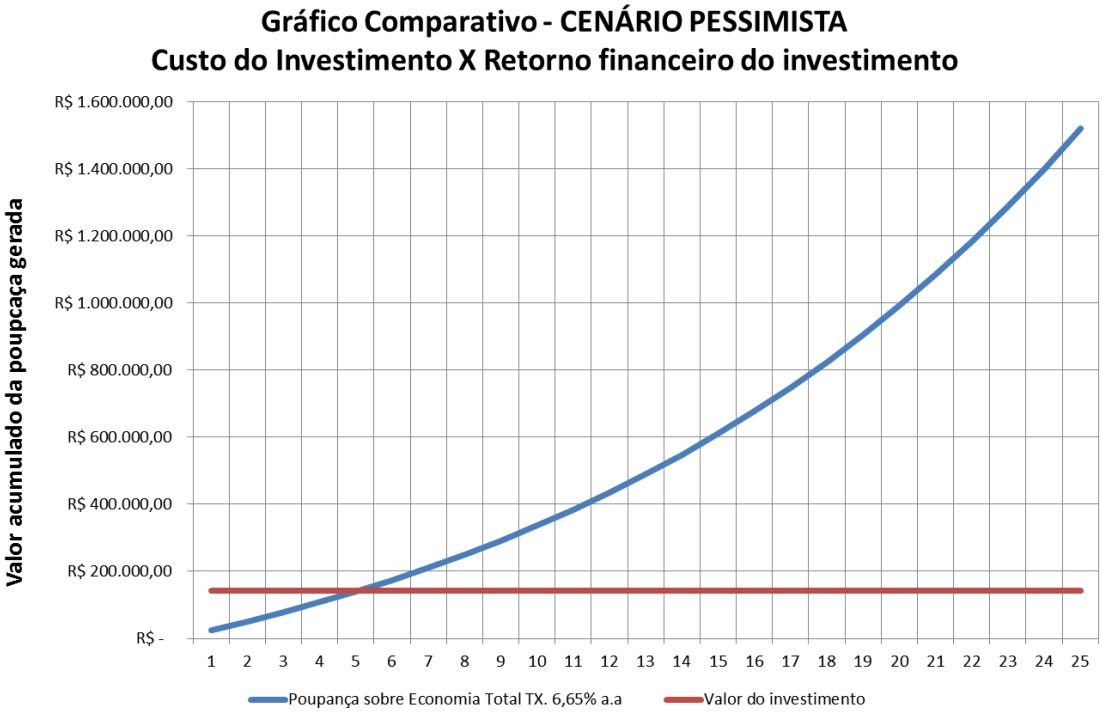
ANO	Poupanca acumulada gerada pela economia financeirados da energia fotovoltaica e remunerada ao CDI	Valor do Investimento CENÁRIO PESSIMISTA
1	R$ 24.305,05	R$ 142.796,16
2	R$ 50.334,50	R$ 142.796,16
3	R$ 78.203,50	R$ 142.796,16
4	R$ 108.034,86	R$ 142.796,16
5	**R$ 139.959,56**	**R$ 142.796,16**
6	R$ 174.117,30	R$ 142.796,16
7	R$ 210.657,06	R$ 142.796,16
8	R$ 249.737,74	R$ 142.796,16
9	R$ 291.528,81	R$ 142.796,16
10	R$ 336.211,00	R$ 142.796,16
11	R$ 383.977,08	R$ 142.796,16
12	R$ 435.032,61	R$ 142.796,16
13	R$ 489.596,85	R$ 142.796,16
14	R$ 547.903,63	R$ 142.796,16
15	R$ 610.202,35	R$ 142.796,16
16	R$ 676.758,97	R$ 142.796,16
17	R$ 747.857,16	R$ 142.796,16
18	R$ 823.799,44	R$ 142.796,16
19	R$ 904.908,46	R$ 142.796,16
20	R$ 991.528,34	R$ 142.796,16
21	R$ 1.084.026,05	R$ 142.796,16
22	R$ 1.182.793,01	R$ 142.796,16
23	R$ 1.288.246,64	R$ 142.796,16
24	R$ 1.400.832,13	R$ 142.796,16
25	R$ 1.521.024,29	R$ 142.796,16

Fonte: Elaboração própria, 2018.

Os gráficos 03 e 04 demonstram o custo do investimento *versus* o retorno financeiro gerado anualmente com a instalação de energia solar FV e a poupança acumulada ao longo dos 25 anos de utilização média do sistema solar FV.

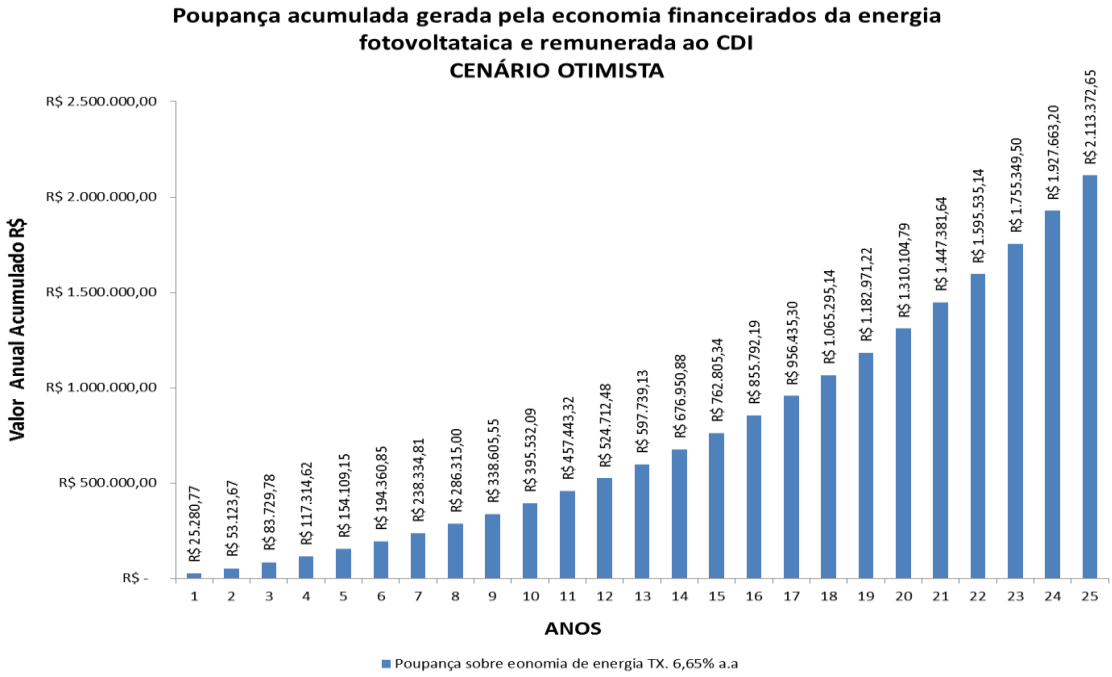
Gráfico 03 - Custo Investimento x Retorno Financeiro anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

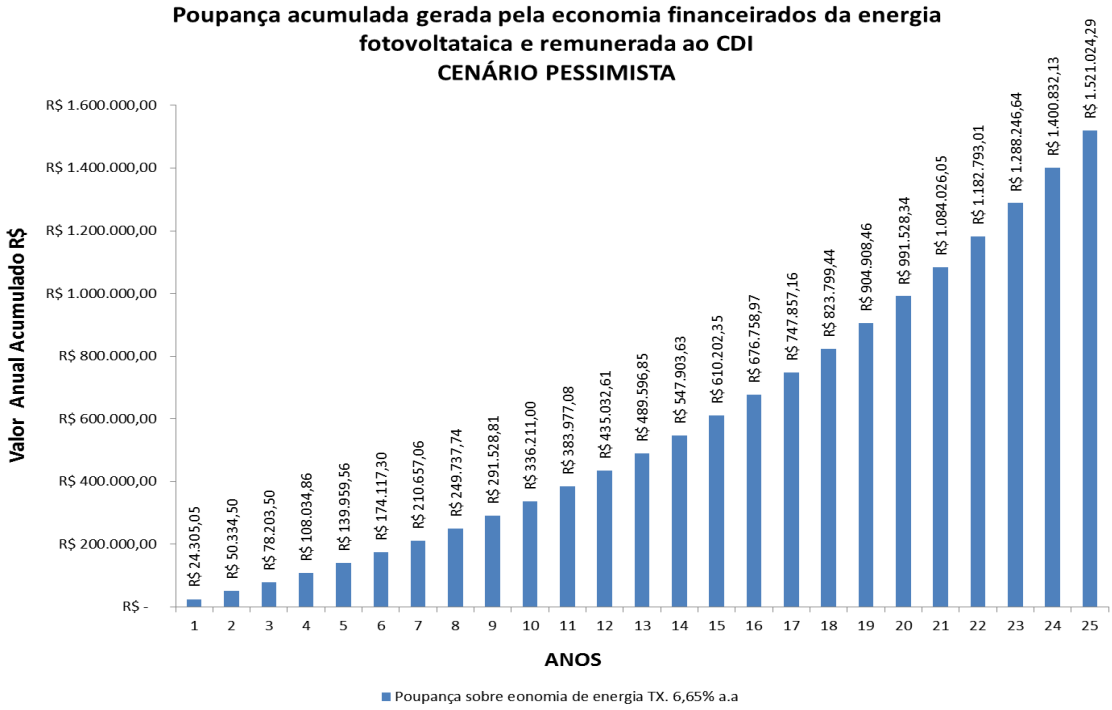




Fonte: Elaboração própria, 2018.

Gráfico 04 - Poupança acumulada ao longo dos anos pela economia financeira anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG





Fonte: Elaboração própria, 2018.

Tabela 05 - Fluxos de Caixa (*Cash-flows*) Simples e Descontado na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

TMA	6,65%

ANO	Economia Gerada / Ano Fluxo Simples CENÁRIO OTIMISTA	Saldo Simples	Fluxo Descontado	Saldo Descontado
0	-R$ 142.796,16	-R$ 142.796,16	-R$ 142.796,16	-R$ 142.796,16
1	R$ 25.280,77	-R$ 117.515,39	R$ 23.704,42	-R$ 119.091,74
2	R$ 26.161,73	-R$ 91.353,66	R$ 23.000,89	-R$ 96.090,84
3	R$ 27.073,39	-R$ 64.280,28	R$ 22.318,24	-R$ 73.772,60
4	R$ 28.016,81	-R$ 36.263,47	R$ 21.655,85	-R$ 52.116,75
5	R$ 28.993,11	-R$ 7.270,35	R$ 21.013,12	-R$ 31.103,63
6	R$ 30.003,44	R$ 22.733,08	R$ 20.389,47	-R$ 10.714,16
7	R$ 31.048,97	R$ 53.782,05	R$ 19.784,32	R$ 9.070,16
8	R$ 32.130,93	R$ 85.912,98	R$ 19.197,13	R$ 28.267,29
9	R$ 33.250,60	R$ 119.163,57	R$ 18.627,38	R$ 46.894,67
10	R$ 34.409,28	R$ 153.572,85	R$ 18.074,53	R$ 64.969,20
11	R$ 35.608,34	R$ 189.181,19	R$ 17.538,09	R$ 82.507,28
12	R$ 36.849,18	R$ 226.030,37	R$ 17.017,57	R$ 99.524,85
13	R$ 38.133,27	R$ 264.163,64	R$ 16.512,50	R$ 116.037,35
14	R$ 39.462,10	R$ 303.625,74	R$ 16.022,42	R$ 132.059,77
15	R$ 40.837,23	R$ 344.462,97	R$ 15.546,89	R$ 147.606,66
16	R$ 42.260,29	R$ 386.723,26	R$ 15.085,46	R$ 162.692,12
17	R$ 43.732,93	R$ 430.456,19	R$ 14.637,74	R$ 177.329,86
18	R$ 45.256,89	R$ 475.713,08	R$ 14.203,30	R$ 191.533,16
19	R$ 46.833,96	R$ 522.547,04	R$ 13.781,76	R$ 205.314,92
20	R$ 48.465,98	R$ 571.013,02	R$ 13.372,72	R$ 218.687,64
21	R$ 50.154,88	R$ 621.167,90	R$ 12.975,83	R$ 231.663,47
22	R$ 51.902,62	R$ 673.070,52	R$ 12.590,72	R$ 244.254,18
23	R$ 53.711,27	R$ 726.781,80	R$ 12.217,03	R$ 256.471,22
24	R$ 55.582,95	R$ 782.364,75	R$ 11.854,44	R$ 268.325,65
25	R$ 57.519,85	R$ 839.884,60	R$ 11.502,61	R$ 279.828,26

TMA	6,65%

ANO	Economia Gerada / Ano Fluxo Simples CENÁRIO PESSIMISTA	Saldo Simples	Fluxo Descontado	Saldo Descontado
0	-R$ 142.796,16	-R$ 142.796,16	-R$ 142.796,16	-R$ 142.796,16
1	R$ 24.305,05	-R$ 118.491,11	R$ 22.789,55	-R$ 120.006,61
2	R$ 24.413,16	-R$ 94.077,94	R$ 21.463,59	-R$ 98.543,02
3	R$ 24.521,75	-R$ 69.556,19	R$ 20.214,78	-R$ 78.328,25
4	R$ 24.630,83	-R$ 44.925,37	R$ 19.038,62	-R$ 59.289,63
5	R$ 24.740,38	-R$ 20.184,98	R$ 17.930,90	-R$ 41.358,72
6	R$ 24.850,43	R$ 4.665,44	R$ 16.887,63	-R$ 24.471,09
7	R$ 24.960,96	R$ 29.626,41	R$ 15.905,06	-R$ 8.566,03
8	R$ 25.071,99	R$ 54.698,40	R$ 14.979,66	R$ 6.413,62
9	R$ 25.183,51	R$ 79.881,91	R$ 14.108,10	R$ 20.521,72
10	R$ 25.295,53	R$ 105.177,43	R$ 13.287,25	R$ 33.808,97
11	R$ 25.408,04	R$ 130.585,47	R$ 12.514,16	R$ 46.323,13
12	R$ 25.521,06	R$ 156.106,53	R$ 11.786,05	R$ 58.109,19
13	R$ 25.634,57	R$ 181.741,10	R$ 11.100,30	R$ 69.209,49
14	R$ 25.748,60	R$ 207.489,70	R$ 10.454,46	R$ 79.663,95
15	R$ 25.863,13	R$ 233.352,82	R$ 9.846,19	R$ 89.510,14
16	R$ 25.978,16	R$ 259.330,99	R$ 9.273,31	R$ 98.783,44
17	R$ 26.093,72	R$ 285.424,70	R$ 8.733,76	R$ 107.517,21
18	R$ 26.209,78	R$ 311.634,48	R$ 8.225,61	R$ 115.742,81
19	R$ 26.326,36	R$ 337.960,84	R$ 7.747,02	R$ 123.489,83
20	R$ 26.443,46	R$ 364.404,30	R$ 7.296,27	R$ 130.786,10
21	R$ 26.561,08	R$ 390.965,38	R$ 6.871,76	R$ 137.657,86
22	R$ 26.679,23	R$ 417.644,61	R$ 6.471,94	R$ 144.129,79
23	R$ 26.797,89	R$ 444.442,50	R$ 6.095,38	R$ 150.225,18
24	R$ 26.917,09	R$ 471.359,59	R$ 5.740,73	R$ 155.965,91
25	R$ 27.036,82	R$ 498.396,41	R$ 5.406,72	R$ 161.372,63

Fonte: Elaboração própria, 2018.

A tabela 05 demonstra os fluxos de caixa (*cash-flows*) e saldos simples e descontados para encontrarem-se os indicadores financeiros esperados, para análise de resultados da avaliação da viabilidade econômico financeira do estudo de caso 1.

Tabela 06 – Indicadores Financeiros: VAL, TIR e *PAYBACK* Simples e Descontado na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

INDICADORES FINANCEIROS ENCONTRADOS
CENÁRIO OTIMISTA

VAL	R$ 279.828,26		
TIR	20,82%	**ANOS**	**MESES**
PAYBACK SIMPLES	5,24	5	3
PAYBACK DESCONTADO	6,54	6	6

INDICADORES FINANCEIROS ENCONTRADOS
CENÁRIO PESSIMISTA

VAL	R$ 161.372,63		
TIR	17,10%	**ANOS**	**MESES**
PAYBACK SIMPLES	5,81	5	10
PAYBACK DESCONTADO	7,57	7	7

Fonte: Elaboração própria, 2018.

Conforme tabela 06, encontra-se os valores dos indicadores econômico financeiros VAL, TIR e *PAYBACK* simples e descontado, do caso 1 em análise conforme formulário utilizado das tabelas do *Office Excel* e formulário integrado, sendo que a tabela 06 está vinculada as tabelas 05, 04 e 03 para fechamento dos resultados encontrados analisando um cenário otimista e um cenário pessimista, conforme definido.

4.8 CASO 2 – Instituto Federal do Triângulo Mineiro – IFTM Campus Paracatu

Para avaliar o estudo de caso 2, pois o mesmo se enquadra em minigeração, onde a demanda da unidade consumidora está avaliada com consumo acima de 75kW, conforme Resolusão 482/2012 da ANEEL, que estipula as unidades consumidoras enquadradas nesta modalidade.

Na figura 22, foram encontradas as coordenadas georreferenciadas de localização do município de Paracatu, que se encontra na região noroeste do estado de Minas Gerais, com auxílio do site GOOGLE MAPS, as coordenadas são -17.213000, -46.839027.

Figura 22 – Mapa de localização em coordenadas geográficas da cidade de Paracatu/MG.

Fonte: https://www.google.com.br/maps/place/Paracatu+-+MG/ em 25 de julho de 2017.

Conforme gráfico 05, busca-se junto ao site da CRESESB SunData, as informações da irradiação solar diária média mensal em kwh/m².dia para os meses de janeiro a dezembro da região georreferenciada. O CRESESB é um centro de referência brasileiro em estudos de viabilidade técnica em energia solar e eólica, mapeando todos

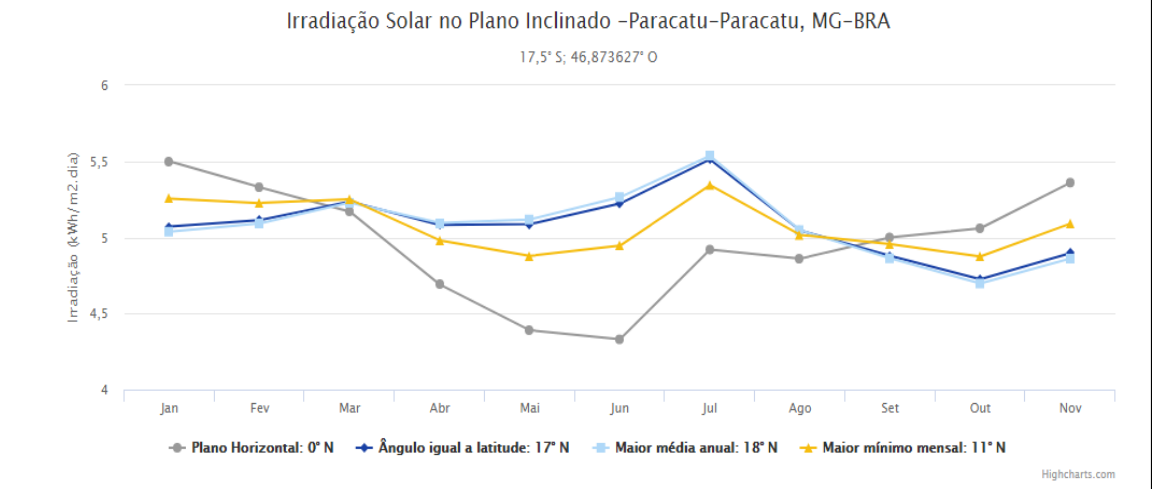
os pontos do território nacional viáveis ou não com relação aos índices de movimentação do ar e de irradiação solar diários e ao longo dos meses do ano.

Para estes cálculos, relacionados a irradiação solar diária média mensal serão utilizados os valores do plano horizontal, sendo este o pior caso, para um ângulo igual a latitude de 17° do município de Paracatu/MG.

Gráfico 05 – Gráfico de irradiação solar média diária mensal.

Estação: Paracatu
Município: Paracatu , MG - BRA
Latitude: 17,5° S
Longitude: 46,873627° O
Distância do ponto de ref. (17,215624° S; 46,841773° O) :31,8 km

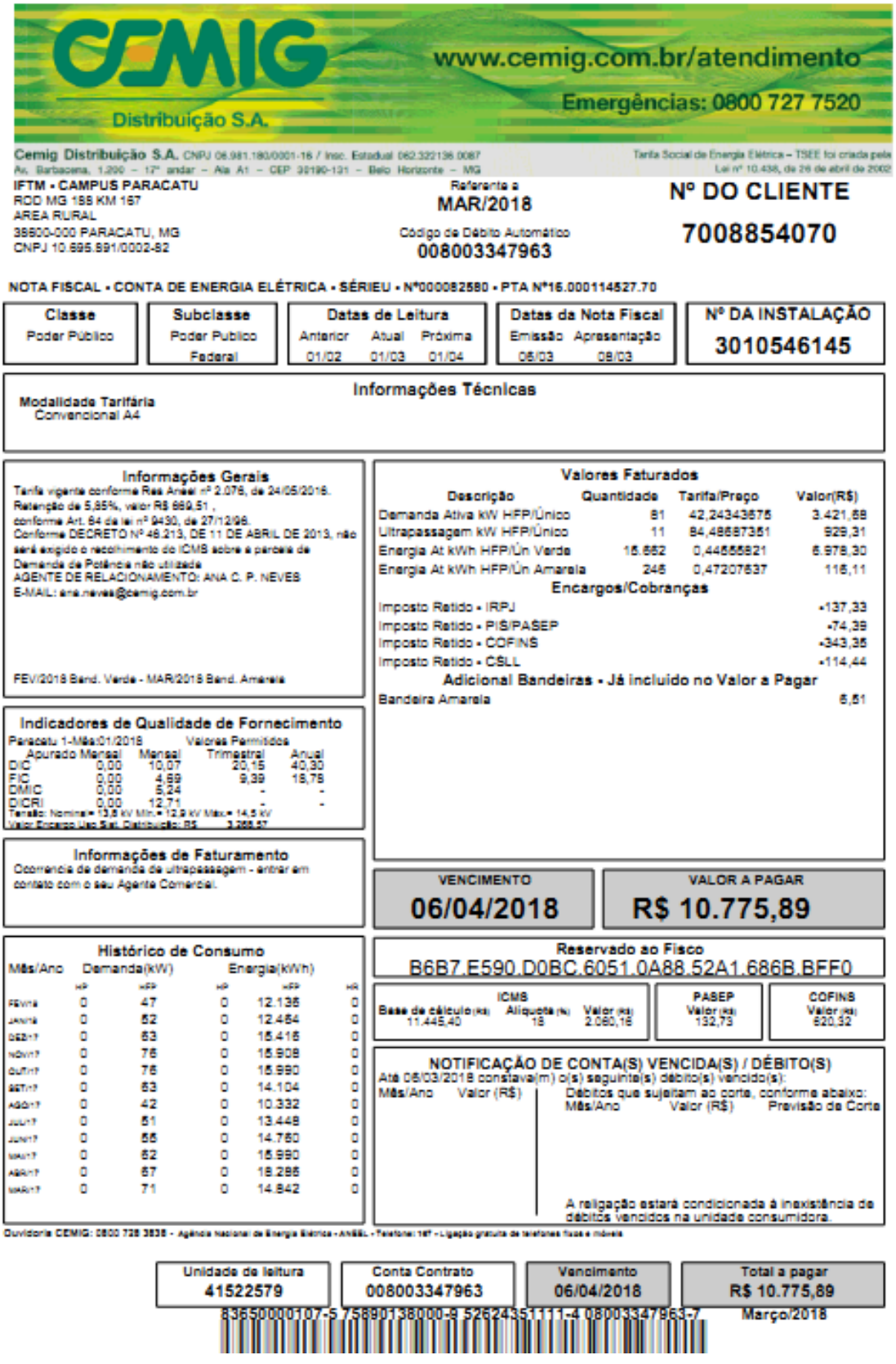
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,50	5,33	5,17	4,69	4,39	4,33	4,75	4,92	4,86	5,00	5,06	5,36	4,95	1,17
☑	Ângulo igual a latitude	17° N	5,07	5,11	5,24	5,08	5,09	5,22	5,68	5,51	5,05	4,88	4,73	4,90	5,13	,96
☑	Maior média anual	18° N	5,04	5,09	5,23	5,10	5,12	5,26	5,72	5,54	5,05	4,86	4,70	4,86	5,13	1,03
☑	Maior mínimo mensal	11° N	5,26	5,23	5,25	4,98	4,88	4,95	5,40	5,34	5,02	4,96	4,87	5,09	5,10	,52



Fonte: CRESESB, 2015.

Para atendimento a unidade consumidora considerada IFTM – Instituto Federal do Triângulo Mineiro – Câmpus Paracatu, a concessionária local CEMIG D classifica a mesma como classe Poder Público Federal, atendimento trifásico A4 em Média Tensão 13,8kV, com medição em baixa tensão 220/127V, conforme fatura da conta de energia apresentada na figura 23, onde esta fatura de energia elétrica demonstra o consumo do mês em referência e ao lado esquerdo uma resumo sintético do 12 (doze) últimos consumos em kWh/mês, além da demanda de energia contratada para o atendimento classificado acima.

Figura 23 – Conta de Energia Elétrica do mês de março/2018.



CEMIG Distribuição S.A.

www.cemig.com.br/atendimento

Emergências: 0800 727 7520

Cemig Distribuição S.A. CNPJ 06.981.180/0001-16 / Insc. Estadual 062.322136.0087
Av. Barbacena, 1.200 – 12º andar – Ala A1 – CEP 30190-131 – Belo Horizonte – MG

Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

IFTM • CAMPUS PARACATU
ROD MG 188 KM 167
AREA RURAL
38600-000 PARACATU, MG
CNPJ 10.695.891/0002-82

Referente a
MAR/2018

Código de Débito Automático
008003347963

Nº DO CLIENTE
7008854070

NOTA FISCAL • CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA • SÉRIE U • Nº000082580 • PTA Nº16.000114527.70

Classe	Subclasse	Datas de Leitura			Datas da Nota Fiscal		Nº DA INSTALAÇÃO
		Anterior	Atual	Próxima	Emissão	Apresentação	
Poder Público	Poder Público Federal	01/02	01/03	01/04	06/03	08/03	3010546145

Informações Técnicas

Modalidade Tarifária
Convencional A4

Informações Gerais

Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.076, de 24/05/2016.
Retenção de 5,85%, valor R$ 669,51 ,
conforme Art. 64 da lei nº 9430, de 27/12/96.
Conforme DECRETO Nº 46.213, DE 11 DE ABRIL DE 2013, não será exigido o recolhimento do ICMS sobre a parcela de Demanda de Potência não utilizada.
AGENTE DE RELACIONAMENTO: ANA C. P. NEVES
E-MAIL: ana.neves@cemig.com.br

FEV/2018 Band. Verde - MAR/2018 Band. Amarela

Valores Faturados

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R$)
Demanda Ativa kW HFP/Único	81	42,24343675	3.421,58
Ultrapassagem kW HFP/Único	11	84,48687351	929,31
Energia At kWh HFP/Ún Verde	15.552	0,44555821	6.978,30
Energia At kWh HFP/Ún Amarela	246	0,47207637	116,11
Encargos/Cobranças			
Imposto Retido - IRPJ			-137,33
Imposto Retido - PIS/PASEP			-74,39
Imposto Retido - COFINS			-343,35
Imposto Retido - CSLL			-114,44
Adicional Bandeiras - Já incluído no Valor a Pagar			
Bandeira Amarela			6,51

Indicadores de Qualidade de Fornecimento

Paracatu 1-Mês/01/2018

	Apurado Mensal	Mensal	Valores Permitidos Trimestral	Anual
DIC	0,00	10,07	20,15	40,30
FIC	0,00	4,89	9,39	18,78
DMIC	0,00	5,24	-	-
DICRI	0,00	12,71	-	-

Tensão: Nominal= 13,8 kV Mín.= 12,9 kV Máx.= 14,5 kV
Valor Encargo Uso Sist. Distribuição: R$ 3.268,57

Informações de Faturamento

Ocorrência de demanda de ultrapassagem - entrar em contato com o seu Agente Comercial.

VENCIMENTO	VALOR A PAGAR
06/04/2018	R$ 10.775,89

Histórico de Consumo

Mês/Ano	Demanda(kW)		Energia(kWh)		
	HP	HFP	HP	HFP	HR
FEV/18	0	47	0	12.136	0
JAN/18	0	52	0	12.464	0
DEZ/17	0	63	0	15.416	0
NOV/17	0	76	0	15.908	0
OUT/17	0	76	0	15.990	0
SET/17	0	63	0	14.104	0
AGO/17	0	42	0	10.332	0
JUL/17	0	51	0	13.448	0
JUN/17	0	55	0	14.760	0
MAI/17	0	62	0	15.990	0
ABR/17	0	67	0	18.286	0
MAR/17	0	71	0	14.842	0

Reservado ao Fisco

B6B7.E590.D0BC.6051.0A88.52A1.686B.BFF0

ICMS			PASEP	COFINS
Base de cálculo (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)	Valor (R$)	Valor (R$)
11.445,40	18	2.060,18	132,73	820,32

NOTIFICAÇÃO DE CONTA(S) VENCIDA(S) / DÉBITO(S)

Até 06/03/2018 constava(m) o(s) seguinte(s) débito(s) vencido(s):

Mês/Ano	Valor (R$)

Débitos que sujeitam ao corte, conforme abaixo:

Mês/Ano	Valor (R$)	Previsão de Corte

A religação estará condicionada à inexistência de débitos vencidos na unidade consumidora.

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Telefone: 167 - Ligação gratuita de telefones fixos e móveis

Unidade de leitura	Conta Contrato	Vencimento	Total a pagar
41522579	008003347963	06/04/2018	R$ 10.775,89

836500001075 75890138000-9 52624351111-4 008003347963-7

Março/2018

Fonte: CEMIG Distribuição, 2018.

Para avaliação dos parâmetros financeiros propostos nesta dissertação, foi encontrado o valor do kWp da unidade consumidora, sendo que o mesmo é calculado pela razão entre o valor da média do kWh consumido diariamente pela média do IRS (índice irradiação solar) diário, do gráfico 05, dados da CRESESB, neste caso temos:

kWp = kWh / IRS = 652,16/4,95 = 131,75

De acordo com os valores apresentados, os seguintes equipamentos e painéis fotovoltáicos foram propostos pela Blue Sol Energia Solar, conforme figuras 24, 25, 26 e suas características técnicas específicas.

Figura 24– Características técnicas das placas solares monocristalinas de silício.

Características Técnicas:

Modelo:	TS 310
Marca:	Trina Solar
Garantia (Defeitos de fábrica):	10 anos
Garantia (80% Eficiencia):	25 anos
Potência:	310 W
Peso kg:	22,5 kg

Figura 25 – Características técnicas dos inversores CC-CA.

Características Técnicas:

Modelo:	Eco 27.0-3-S
Garantia:	5 anos
Marca:	Fronius
Potencia Máx. Nominal AC:	27.000 W

Figura 26 - Características técnicas do modelo de instalação em telhado.

Características Estruturais |

Área Estimada do Sistema:	989,6 m²	Angulação do Sistema:	16 °
Peso Aproximado por m²:	12,9 kg/m²	Código da Estrutura:	Tipo 3 38 BS 3150

Fonte: Blue Sol Energia Solar, 2018.

Na figura 27, é apresentado o orçamento para atendimento a unidade consumidora em questão, visto que são considerados todos os equipamentos e serviços para execução da implantação da energia solar FV na unidade consumidora classificada como minigeração solar FV.

Figura 27 - Orçamento para atendimento a minigeração da unidade consumidora.

29/06/2018			
Quantidade	Equipamentos (Kit)		
425	Módulo Solar Trina Solar TS 310		
5	Inversor Fronius Eco 27.0-3-S		
11	Estrutura Tipo 3 38 BS 3150		
1	Kit de Materiais Elétricos e Insumos de Instalação		
1	Sistema de Monitoramento Fronius Datalogger Web (Embutido)		
-			
		Sub-Total	R$ 394.171,25
SERVIÇOS			
Serviços de Instalação, Projetos de Engenharia e Solicitação de Acesso à rede			
		Sub-Total	R$ 128.024,85
TOTAL: R$ 522.196,10 à vista			

Fonte: Blue Sol Energia Solar, 2018.

Para avaliação dos parâmetros financeiros do *payback*, TIR e VAL, as próximas tabelas e gráficos foram gerados para o EVEF da unidade consumidora considerada para o caso 2 – IFTM – Campus Paracatu/MG.

Tabela 07 – Geração Solar em kWh/mês conforme radiação solar no plano inclinado de Paracatu/MG.

Geração (KWh / mês) Mês de Ref	TOTAL PARACATU/MG Orientação: Latitude (ângulo)	PARACATU/MG Radiacao solar no plano inclinado(kWh/m²) Norte 16
JAN	17461	5,50
FEV	15284	5,33
MAR	16413	5,17
ABR	14409	4,69
MAI	13937	4,39
JUN	13303	4,33
JUL	15080	4,75
AGO	15619	4,92
SET	14931	4,86
OUT	15873	5,00
NOV	15546	5,06
DEZ	17016	5,36
TOTAL	184872	Eficiência do Projeto Fotovoltaico (inferência padrão): CENÁRIO OTIMISTA
		0,78

Geração (KWh / mês) Mês de Ref	TOTAL PARACATU/MG Orientação: Latitude (ângulo)	PARACATU/MG Radiacao solar no plano inclinado(kWh/m²) Norte 16
JAN	16787	5,50
FEV	14694	5,33
MAR	15780	5,17
ABR	13853	4,69
MAI	13399	4,39
JUN	12790	4,33
JUL	14498	4,75
AGO	15017	4,92
SET	14355	4,86
OUT	15261	5,00
NOV	14946	5,06
DEZ	16360	5,36
TOTAL	177737	Eficiência do Projeto Fotovoltaico (inferência padrão) CENÁRIO PESSIMISTA
		0,75

Fonte: Adaptado CRESESB, 2015.

Esta tabela 07 demonstra cada mês do ano, os valores da energia FV gerada a partir dos dados de irradiação solar média no plano inclinado para a cidade de Paracatu, no noroeste de Minas Gerais, conforme valores retirados do gráfico 05, pela quantidade de dias do mês multiplicados pela eficiência do projeto fotovoltaico. Foi considerado pela empresa Blue Sol, considerando um cenário otimista, sem riscos com avarias, conforme dados dos fabricantes de equipamentos, 11% de perdas por temperatura, 2,27% de perdas na conversão CC-CA, 7% de perdas por sujeira e sombreamento e 2% de perdas no cabeamento, totalizando 22,27% de perda, sendo, neste caso, 78% de eficiência do projeto dos painéis e sistema propostos para instalação em um cenário pessimista, com riscos no projeto, considerou-se 3% de perdas com os riscos em avarias e na eficiência na produção. (ABSOLAR, 2016)

Na tabela 08 o valor do kWp encontrado determinará a quantidade de placas solares da figura 27 serão utilizadas, os valores cobrados pelo kWh consumido

conforme a concessionária CEMIG D e os índices financeiros de correção. Sendo que o TMA utilizado será definido pela taxa de Certificados de Depóstito Interbancários (CDI) acumulada dos últimos 12 meses, visto ser uma das remunerações mais atrativas do mercado. Nesta tabela é demonstrado o valor da instalação do sistema solar FV, conforme valores fornecidos pela empresa referência do setor Blue Sol Energia Solar.

Tabela 08 – Custos de Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

Cidade:	PARACATU/MG	
Potencia instalada (kWp):	131,75	
POTENCIA DAS PLACAS EM W	310	
Valor do kWh R$:	0,45	Fonte: CEMIG D
Quantitade de placas	425	
Superficie necessaria se teto inclinado (m2):	989,63	
Orientacao ideal	Norte	
Inclinacao ideal	16	

Eficiência s/perdas (CENÁRIO OTIMISTA)	0,99		VALOR MÉDIO ACEITÁVEL P/ ANO
TX de aplicação ANUAL	1,07		
% TMA aplicação anual	6,65%	%	CDI dos últimos 12 meses
INFLAÇÃO ENERGETICA MÉDIA	1,05		
% INFLAÇÃO ENERGETICA MÉDIA	4,53%	%	IPCA dos últimos 12 meses
Custo do sistema FV (kit)	R$ 394.171,25		
Solicitação de acesso à rede elétrica	R$ 8.200,00		
Valor do Projeto Elétrico	R$ 12.000,00		
Valor da Instalação/montagem	R$ 107.824,85		
CUSTO DO SISTEMA INSTALADO - Blue Sol	R$ 522.196,10		
Preco per watt peak: R$/W	3,96		

Eficiência c/perdas (CENÁRIO PESSIMISTA)	0,96		VALOR MÉDIO ACEITÁVEL P/ANO
TX de aplicação ANUAL	1,07		
% TMA aplicação anual	6,65%	%	CDI dos últimos 12 meses
INFLAÇÃO ENERGETICA MÉDIA	1,05		
% INFLAÇÃO ENERGETICA MÉDIA	4,53%	%	IPCA dos últimos 12 meses
Custo do sistema FV (kit)	R$ 394.171,25		
Solicitação de acesso à rede elétrica	R$ 8.200,00		
Valor do Projeto Elétrico	R$ 12.000,00		
Valor da Instalação/montagem	R$ 107.824,85		
CUSTO DO SISTEMA INSTALADO - Blue Sol	R$ 522.196,10		
Preco per watt peak: R$/W	3,96		

Fonte: Elaboração própria, 2018.

Tabela 09 - Geração e Economia Mensal na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

Geração (KWh / mês) - CENÁRIO OTIMISTA	
Mês de Referência	TOTAL
JAN	17.461
FEV	15.284
MAR	16.413
ABR	14.409
MAI	13.937
JUN	13.303
JUL	15.080
AGO	15.619
SET	14.931
OUT	15.873
NOV	15.546
DEZ	17.016
TOTAL	184.872

Economia (R$) - CENÁRIO OTIMISTA	
Mês de Referência	TOTAL
JAN	R$ 7.779,79
FEV	R$ 6.809,72
MAR	R$ 7.313,01
ABR	R$ 6.420,04
MAI	R$ 6.209,69
JUN	R$ 5.927,25
JUL	R$ 6.718,91
AGO	R$ 6.959,38
SET	R$ 6.652,75
OUT	R$ 7.072,54
NOV	R$ 6.926,53
DEZ	R$ 7.581,76
TOTAL	R$ 82.371,37

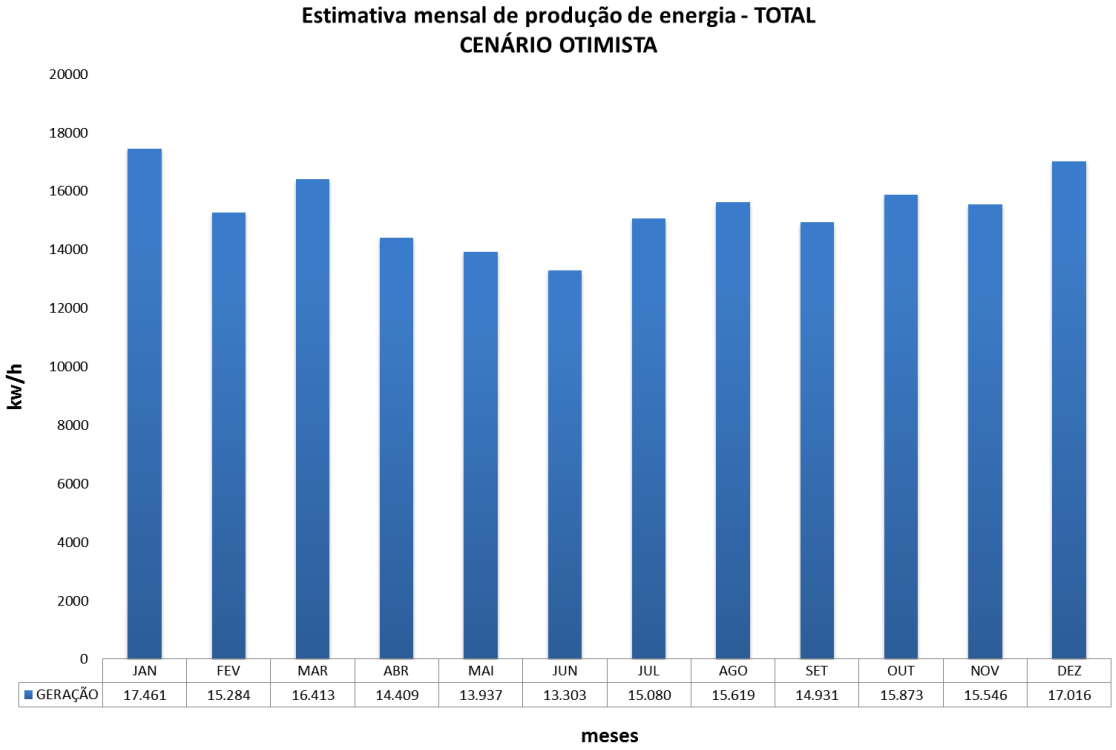
Geração (KWh / mês) - CENÁRIO PESSIMISTA	
Mês de Referência	TOTAL
JAN	16.787
FEV	14.694
MAR	15.780
ABR	13.853
MAI	13.399
JUN	12.790
JUL	14.498
AGO	15.017
SET	14.355
OUT	15.261
NOV	14.946
DEZ	16.360
TOTAL	177.737

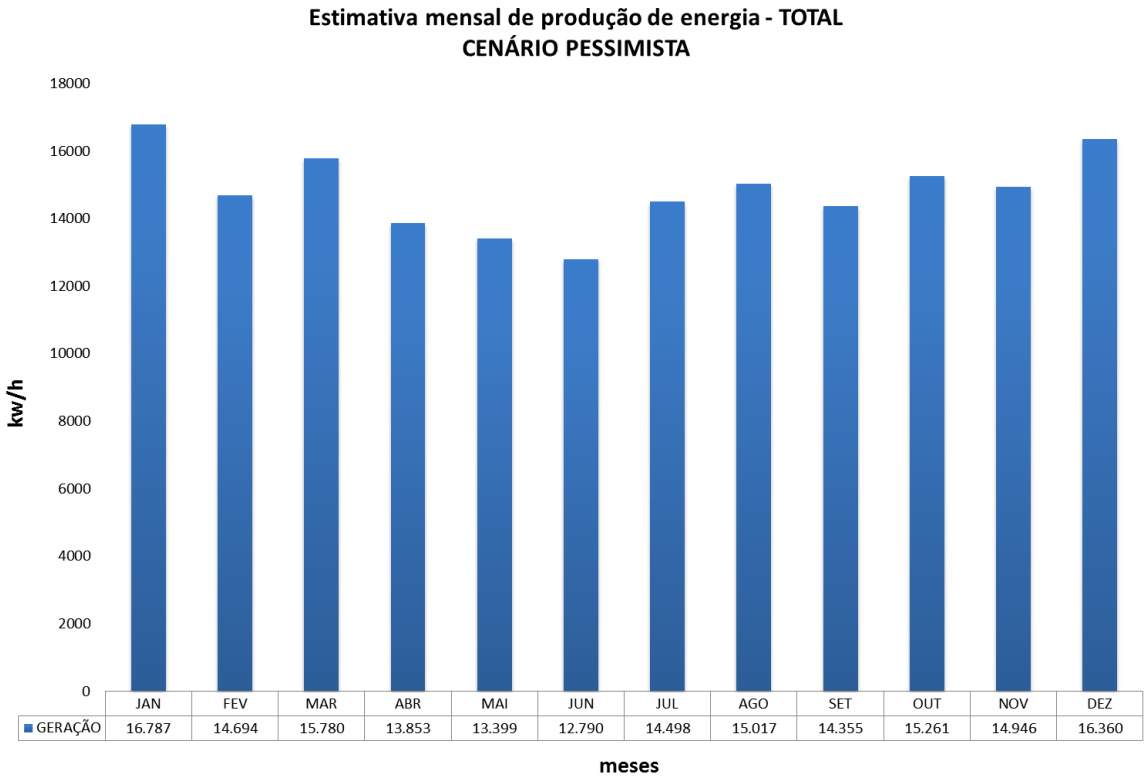
Economia (R$) - CENÁRIO PESSIMISTA	
Mês de Referência	TOTAL
JAN	R$ 7.479,53
FEV	R$ 6.546,89
MAR	R$ 7.030,76
ABR	R$ 6.172,26
MAI	R$ 5.970,03
JUN	R$ 5.698,48
JUL	R$ 6.459,60
AGO	R$ 6.690,78
SET	R$ 6.395,99
OUT	R$ 6.799,57
NOV	R$ 6.659,20
DEZ	R$ 7.289,14
TOTAL	R$ 79.192,23

Fonte: Elaboração própria, 2018.

Na tabela 09 acima, os valores da geração dados pela tabela 08 são transportados e é gerado a economia energética a cada mês, em kWh e financeira, em R$, levando em consideração o valor do kWh cobrado pela concessionária de energia CEMIG D, no valor de R$ 0,4455821, já inclusos os valores de impostos: ICMS, PASEP e COFINS cobrados diretamente na fatura de energia consumida.

Gráfico 06 – Estimativa Mensal de Produção na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.





Fonte: Elaboração própria, 2018.

O gráfico 06 é uma representadação em barras da tabela 09, visto que o mesmo quer demonstrar a estimativa de produção mensal, em unidade energética de kWh ao longo de 01 ano de instalação do sistema solar FV.

Tabela 10 – Economia Gerada anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

ANO	Valor da Economia Gerada CENÁRIO OTIMISTA	Poupanca acumulada gerada pela economia financeirados da energia fotovoltaica e remunerada ao CDI	Valor do Investimento CENÁRIO OTIMISTA
1	R$ 82.371,37	R$ 82.371,37	R$ 522.196,10
2	R$ 85.241,76	R$ 173.090,83	R$ 522.196,10
3	R$ 88.212,18	R$ 272.813,55	R$ 522.196,10
4	R$ 91.286,11	R$ 382.241,77	R$ 522.196,10
5	R$ 94.467,16	**R$ 502.128,01**	**R$ 522.196,10**
6	R$ 97.759,06	R$ 633.278,58	R$ 522.196,10
7	R$ 101.165,67	R$ 776.557,27	R$ 522.196,10
8	R$ 104.690,99	R$ 932.889,32	R$ 522.196,10
9	R$ 108.339,16	R$ 1.103.265,61	R$ 522.196,10
10	R$ 112.114,45	R$ 1.288.747,23	R$ 522.196,10
11	R$ 116.021,30	R$ 1.490.470,22	R$ 522.196,10
12	R$ 120.064,30	R$ 1.709.650,78	R$ 522.196,10
13	R$ 124.248,18	R$ 1.947.590,74	R$ 522.196,10
14	R$ 128.577,85	R$ 2.205.683,37	R$ 522.196,10
15	R$ 133.058,41	R$ 2.485.419,72	R$ 522.196,10
16	R$ 137.695,09	R$ 2.788.395,23	R$ 522.196,10
17	R$ 142.493,35	R$ 3.116.316,86	R$ 522.196,10
18	R$ 147.458,82	R$ 3.471.010,75	R$ 522.196,10
19	R$ 152.597,32	R$ 3.854.430,28	R$ 522.196,10
20	R$ 157.914,87	R$ 4.268.664,77	R$ 522.196,10
21	R$ 163.417,73	R$ 4.715.948,71	R$ 522.196,10
22	R$ 169.112,35	R$ 5.198.671,65	R$ 522.196,10
23	R$ 175.005,41	R$ 5.719.388,73	R$ 522.196,10
24	R$ 181.103,82	R$ 6.280.831,90	R$ 522.196,10
25	R$ 187.414,75	R$ 6.885.921,97	R$ 522.196,10

ANO	Valor da Economia Gerada CENÁRIO PESSIMISTA	Poupanca acumulada gerada pela economia financeirados da energia fotovoltaica e remunerada ao CDI	Valor do Investimento CENÁRIO PESSIMISTA
1	R$ 79.192,23	R$ 79.192,23	R$ 522.196,10
2	R$ 79.468,46	R$ 163.926,98	R$ 522.196,10
3	R$ 79.745,64	R$ 254.573,76	R$ 522.196,10
4	R$ 80.023,80	R$ 351.526,71	R$ 522.196,10
5	R$ 80.302,92	**R$ 455.206,16**	**R$ 522.196,10**
6	R$ 80.583,02	R$ 566.060,39	R$ 522.196,10
7	R$ 80.864,09	R$ 684.567,49	R$ 522.196,10
8	R$ 81.146,14	R$ 811.237,37	R$ 522.196,10
9	R$ 81.429,18	R$ 946.613,84	R$ 522.196,10
10	R$ 81.713,21	R$ 1.091.276,86	R$ 522.196,10
11	R$ 81.998,22	R$ 1.245.845,00	R$ 522.196,10
12	R$ 82.284,23	R$ 1.410.977,92	R$ 522.196,10
13	R$ 82.571,24	R$ 1.587.379,19	R$ 522.196,10
14	R$ 82.859,25	R$ 1.775.799,15	R$ 522.196,10
15	R$ 83.148,26	R$ 1.977.038,06	R$ 522.196,10
16	R$ 83.438,28	R$ 2.191.949,37	R$ 522.196,10
17	R$ 83.729,31	R$ 2.421.443,32	R$ 522.196,10
18	R$ 84.021,36	R$ 2.666.490,66	R$ 522.196,10
19	R$ 84.314,43	R$ 2.928.126,72	R$ 522.196,10
20	R$ 84.608,52	R$ 3.207.455,66	R$ 522.196,10
21	R$ 84.903,63	R$ 3.505.655,09	R$ 522.196,10
22	R$ 85.199,78	R$ 3.823.980,93	R$ 522.196,10
23	R$ 85.496,95	R$ 4.163.772,62	R$ 522.196,10
24	R$ 85.795,17	R$ 4.526.458,66	R$ 522.196,10
25	R$ 86.094,42	R$ 4.913.562,58	R$ 522.196,10

Fonte: Elaboração própria, 2018.

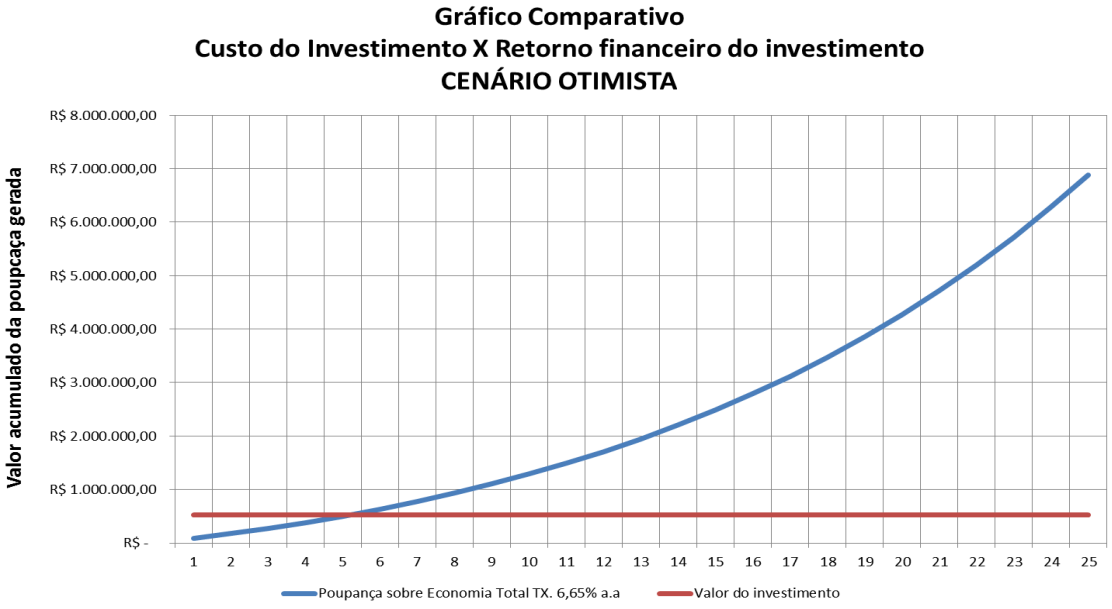
.

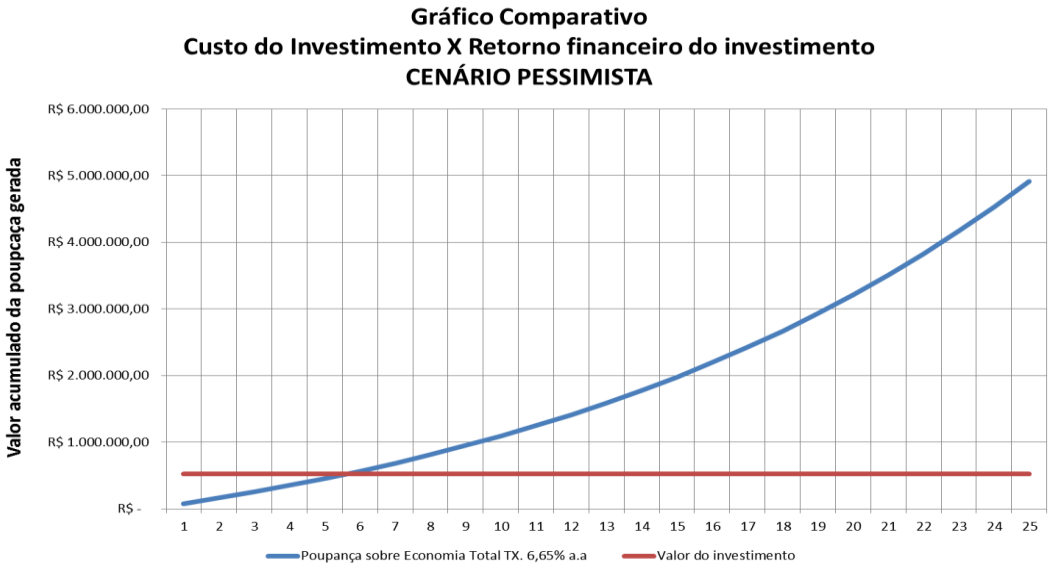
A tabela 10 mostra a economia de energia gerada ao longo dos próximos 25 anos de instalação do sistema solar FV, período de durabilidade e eficiência do sistema, sendo o valor anual e o valor anual acumulativo. Sendo que estes valores levam em

consideração a eficiência anual do módulo solar e a inflação energética média, considerado o IPCA acumulado dos últimos 12 meses, conforme figura 15. Além da TMA utilizada para a remuneração do empreendimento ao longo destes 25 anos de geração de energia solar FV. (ABSOLAR, 2016).

Os gráficos 07 e 08 demonstram o custo do investimento *versus* o retorno financeiro gerado anualmente com a instalação de energia solar FV e a poupança acumulada ao longo dos 25 anos de utilização média do sistema solar FV.

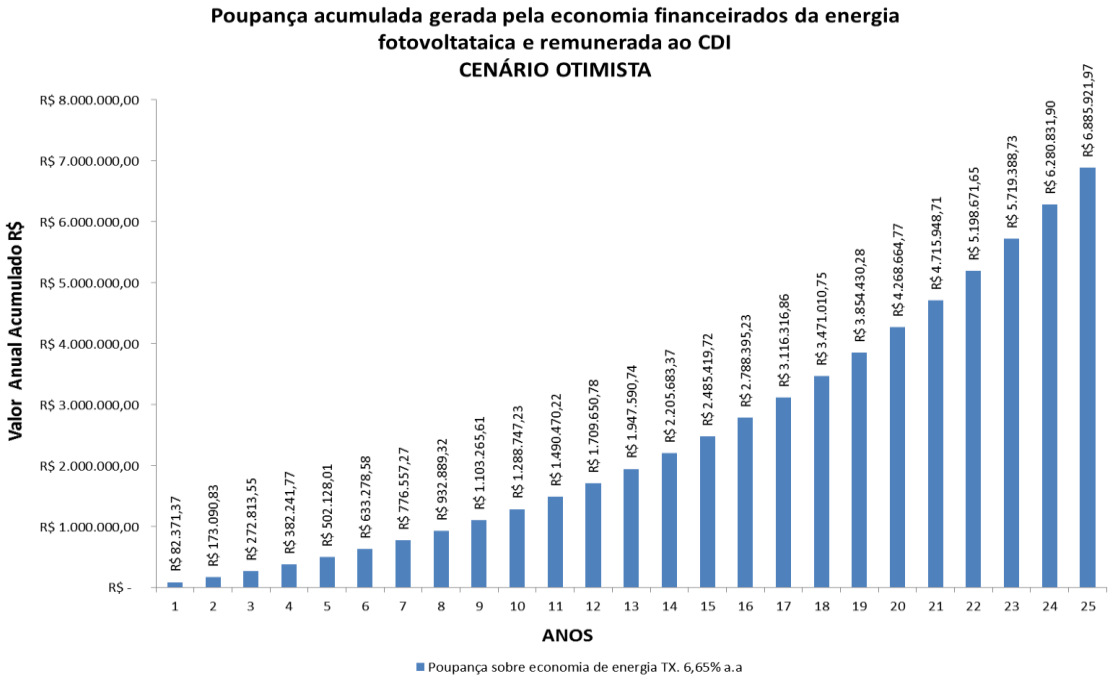
Gráfico 07 – Custo Investimento x Retorno Financeiro anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

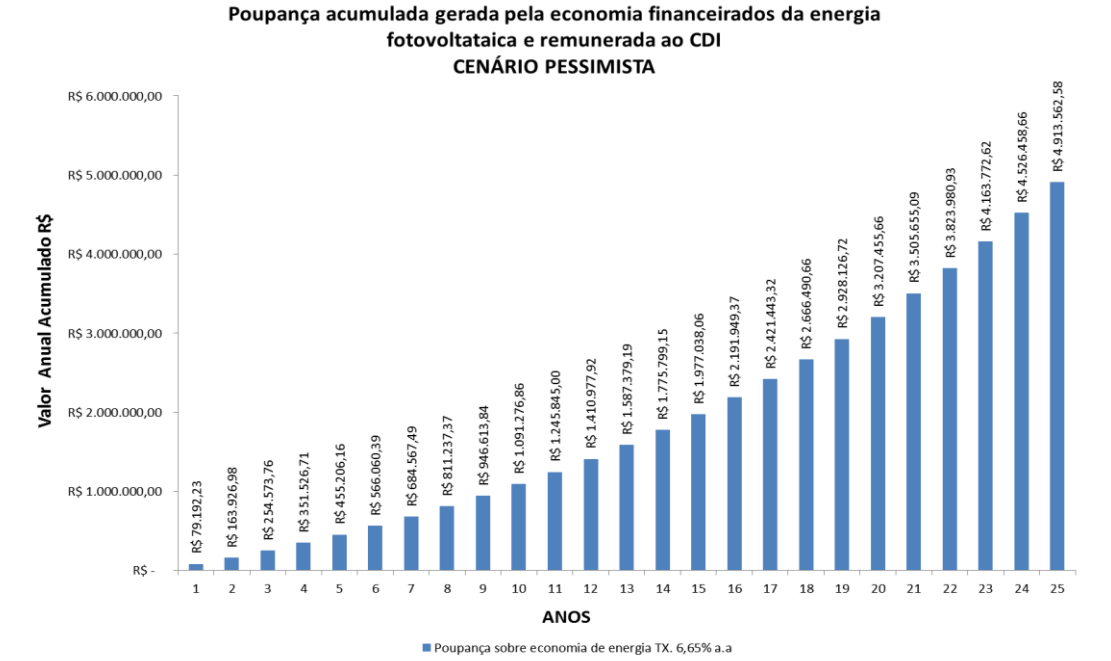




Fonte: Elaboração própria, 2018.

Gráfico 08 – Poupança acumulada ao longo dos anos pela economia financeira anual na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.





Fonte: Elaboração própria, 2018.

Na tabela 11, é apresentado o fluxo de caixa para o saldo simples e saldo descontado, trazendo este último os seus valores ao longo dos anos, para o valor presente, utilizando a taxa de atratividade TMA de 6,65% como taxa mínima de desconto.

Tabela 11 - Fluxos de Caixa (*Cash-flows*) Simples e Descontado na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

TMA	6,65%

ANO	Economia Gerada / Ano Fluxo Simples CENÁRIO OTIMISTA	Saldo Simples	Fluxo Descontado	Saldo Descontado
0	-R$ 522.196,10	-R$ 522.196,10	-R$ 522.196,10	-R$ 522.196,10
1	R$ 82.371,37	-R$ 439.824,73	R$ 77.235,23	-R$ 444.960,87
2	R$ 85.241,76	-R$ 354.582,97	R$ 74.942,94	-R$ 370.017,94
3	R$ 88.212,18	-R$ 266.370,78	R$ 72.718,68	-R$ 297.299,26
4	R$ 91.286,11	-R$ 175.084,67	R$ 70.560,44	-R$ 226.738,82
5	R$ 94.467,16	-R$ 80.617,51	R$ 68.466,25	-R$ 158.272,56
6	R$ 97.759,06	R$ 17.141,55	R$ 66.434,22	-R$ 91.838,34
7	R$ 101.165,67	R$ 118.307,22	R$ 64.462,50	-R$ 27.375,84
8	R$ 104.690,99	R$ 222.998,21	R$ 62.549,30	R$ 35.173,45
9	R$ 108.339,16	R$ 331.337,36	R$ 60.692,87	R$ 95.866,33
10	R$ 112.114,45	R$ 443.451,81	R$ 58.891,55	R$ 154.757,88
11	R$ 116.021,30	R$ 559.473,11	R$ 57.143,69	R$ 211.901,57
12	R$ 120.064,30	R$ 679.537,41	R$ 55.447,70	R$ 267.349,27
13	R$ 124.248,18	R$ 803.785,59	R$ 53.802,05	R$ 321.151,33
14	R$ 128.577,85	R$ 932.363,44	R$ 52.205,24	R$ 373.356,57
15	R$ 133.058,41	R$ 1.065.421,84	R$ 50.655,83	R$ 424.012,40
16	R$ 137.695,09	R$ 1.203.116,94	R$ 49.152,40	R$ 473.164,79
17	R$ 142.493,35	R$ 1.345.610,29	R$ 47.693,59	R$ 520.858,38
18	R$ 147.458,82	R$ 1.493.069,11	R$ 46.278,07	R$ 567.136,46
19	R$ 152.597,32	R$ 1.645.666,42	R$ 44.904,57	R$ 612.041,03
20	R$ 157.914,87	R$ 1.803.581,30	R$ 43.571,83	R$ 655.612,86
21	R$ 163.417,73	R$ 1.966.999,03	R$ 42.278,65	R$ 697.891,51
22	R$ 169.112,35	R$ 2.136.111,38	R$ 41.023,85	R$ 738.915,36
23	R$ 175.005,41	R$ 2.311.116,79	R$ 39.806,29	R$ 778.721,65
24	R$ 181.103,82	R$ 2.492.220,62	R$ 38.624,87	R$ 817.346,52
25	R$ 187.414,75	R$ 2.679.635,36	R$ 37.478,51	R$ 854.825,02

TMA	6,65%

ANO	Economia Gerada / Ano Fluxo Simples CENÁRIO PESSIMISTA	Saldo Simples	Fluxo Descontado	Saldo Descontado
0	-R$ 522.196,10	-R$ 522.196,10	-R$ 522.196,10	-R$ 522.196,10
1	R$ 79.192,23	-R$ 443.003,87	R$ 74.254,32	-R$ 447.941,78
2	R$ 79.468,46	-R$ 363.535,41	R$ 69.867,16	-R$ 378.074,62
3	R$ 79.745,64	-R$ 283.789,76	R$ 65.739,20	-R$ 312.335,43
4	R$ 80.023,80	-R$ 203.765,97	R$ 61.855,13	-R$ 250.480,30
5	R$ 80.302,92	-R$ 123.463,05	R$ 58.200,54	-R$ 192.279,76
6	R$ 80.583,02	-R$ 42.880,03	R$ 54.761,88	-R$ 137.517,87
7	R$ 80.864,09	R$ 37.984,06	R$ 51.526,39	-R$ 85.991,49
8	R$ 81.146,14	R$ 119.130,20	R$ 48.482,05	-R$ 37.509,44
9	R$ 81.429,18	R$ 200.559,38	R$ 45.617,59	R$ 8.108,15
10	R$ 81.713,21	R$ 282.272,59	R$ 42.922,37	R$ 51.030,52
11	R$ 81.998,22	R$ 364.270,81	R$ 40.386,38	R$ 91.416,90
12	R$ 82.284,23	R$ 446.555,04	R$ 38.000,24	R$ 129.417,14
13	R$ 82.571,24	R$ 529.126,28	R$ 35.755,07	R$ 165.172,21
14	R$ 82.859,25	R$ 611.985,52	R$ 33.642,55	R$ 198.814,76
15	R$ 83.148,26	R$ 695.133,78	R$ 31.654,85	R$ 230.469,61
16	R$ 83.438,28	R$ 778.572,07	R$ 29.784,59	R$ 260.254,20
17	R$ 83.729,31	R$ 862.301,38	R$ 28.024,83	R$ 288.279,03
18	R$ 84.021,36	R$ 946.322,74	R$ 26.369,04	R$ 314.648,06
19	R$ 84.314,43	R$ 1.030.637,17	R$ 24.811,07	R$ 339.459,14
20	R$ 84.608,52	R$ 1.115.245,69	R$ 23.345,16	R$ 362.804,30
21	R$ 84.903,63	R$ 1.200.149,32	R$ 21.965,86	R$ 384.770,16
22	R$ 85.199,78	R$ 1.285.349,10	R$ 20.668,05	R$ 405.438,21
23	R$ 85.496,95	R$ 1.370.846,05	R$ 19.446,92	R$ 424.885,13
24	R$ 85.795,17	R$ 1.456.641,21	R$ 18.297,94	R$ 443.183,07
25	R$ 86.094,42	R$ 1.542.735,63	R$ 17.216,84	R$ 460.399,91

Fonte: Elaboração própria, 2018.

A tabela 11 demonstra os fluxos de caixa (*cash-flows*) e saldos simples e descontados para encontrarem-se os indicadores financeiros esperados, para avaliação final da viabilidade econômico financeira do caso 2 da unidade consumidora.

Tabela 12 - Indicadores Financeiros: VAL, TIR e *payback* Simples e Descontado na Instalação do Sistema Solar FV no plano inclinado de Paracatu/MG.

INDICADORES FINANCEIROS ENCONTRADOS
CENÁRI O OTIMISTA

VAL	R$ 854.825,02		
TIR	18,75%	**ANOS**	**MESES**
PAYBACK SIMPLES	5,82	5	10
PAYBACK DESCONTADO	7,44	7	5

INDICADORES FINANCEIROS ENCONTRADOS
CENÁRIO PESSIMISTA

VAL	R$ 460.399,91		
TIR	15,01%	**ANOS**	**MESES**
PAYBACK SIMPLES	6,53	6	6
PAYBACK DESCONTADO	8,73	8	9

Fonte: Elaboração própria, 2018.

Conforme tabela 12, encontra-se os valores dos indicadores econômico financeiros VAL, TIR e *payback* simples e descontado, do caso 2 em análise conforme formulário utilizado das tabelas do *Office Excel* e formulário integrado, sendo que a tabela 12 está vinculada as tabelas 11, 10 e 09 para fechamento dos resultados encontrados analisando um cenário otimista e um cenário pessimista, conforme definido.

Capítulo 5 – CONCLUSÕES, LIMITAÇÕES E ESTUDOS FUTUROS

5.1 Conclusões

Após estudos realizados com relação a revisão da literatura sobre análise de investimentos em ativos reais (Silva & Queirós, 2013), (Soares, et al., 2007) dentre outros autores referenciados na bibliografia, consultas a catálogos e livros técnicos específicos e a artigos mais recentes referentes a área em estudo que se encontram também referenciados na bibliografia. Percebeu-se que a geração de energia solar fotovoltaica através da instalação de módulos solares para interligação ao sistema de geração de energia distribuída, após regulamentação do setor pela Resolução Normativa 482/2012 é uma realidade e uma grande oportunidade de geração da sua própria energia pelos pequenos e médios clientes. Estes consumidores que se encontram próximos as unidades de geração terão o excedente de energia injetado ao sistema da concessionária e compensado em créditos em faturas energéticas futuras.

A energia solar FV, além de ser uma energia limpa e renovável, a mesma proporciona conforto e geração de renda para quem instala e também para quem gera os créditos energéticos, visto que, os mesmos podem ser utilizados por 60 meses, conforme Resolução Normativa 687/2015, e até mesmo em outras unidades consumidoras de mesma titularidade do sistema de geração solar FV instalado, em associações, cooperativas e também em geração remota, longe da unidade consumidora.

Esta dissertação propôs avaliar estudo da micro e minigeração de energia em pequenas centrais fotovoltaicas, fazendo a análise de 02(dois) casos específicos, levantando, através da metodologia de *cash-flow*, a variáveis VAL, TIR e *payback* simples e descontado para clientes situados no município de Paracatu/MG, na região noroeste do estado de Minas Gerais. Foram utilizadas as metodologias de cálculos destas variáveis financeiras com o suporte das planilhas *Office Excel*, que possui em sua base de dados o formulário destes indicadores financeiros importantes para definição da viabilidade do atendimento as unidades consumidoras em questão, avaliando o cenário otimista e o cenário pessimista.

Para o caso 1, foi avaliado o Condomínio Jóquei Aliança Residencial, enquadrado como microgeração de energia, para um investimento inicial do projeto de R$ 142.796,16, os cálculos realizados através do fluxo de caixa durante 25 anos, considerados como período médio de vida útil dos painéis FV, demonstraram que o

VAL, em um cenário otimista, foi de R$ 279.828,26 positivo, a TIR esteve em 20,82%, ficando acima da TMA definida em 6,65% e o *payback* simples em 5 anos e 3 meses e o *payback* descontado em 6 anos e 6 meses, demonstrando que a microgeração de energia também é um investimento viável para os clientes que se enquadram nesta modalidade, a mesma avaliação se faz para o cenário pessimista, que em sua maioria são os comércios e residências de pequeno e médio porte, sítios e pequenos produtores rurais atendidos com eletrificação rural. Este estudo poderá ser utilizado como parâmetro de avaliação para outras unidades consumidoras que possuem o mesmo perfil e enquadramento deste tipo de consumidor para a região em estudo dessa dissertação.

Sendo assim, conforme Teles Filho (2015), este projeto de estudo de caso 1, enquadrado em microgeração, considera-se viável, conforme os valores encontratos que demonstraram esta viabilidade, desde que o mesmo se enquadre no Processo de Compensação de Energia, ou melhor, esteja atendendo aos quesitos de geração distribuída, tornando-se rentável em valores abaixo de 50% do tempo de vida útil dos equipamentos solares, demostrando que o investimento a ser realizado na região noroeste de Minas Gerais, atendem também aos quesitos avaliados na região nordeste do território brasileiro, viabilizando o investimento na geração própria até 75kW.

Quanto ao caso 2, foi avaliado o IFTM – Instituto Federal do Triângulo Mineiro – Campus Paracatu, enquadrado como minigeração de energia, para um investimento inicial do projeto de R$ 522.196,10, os cálculos realizados através do fluxo de caixa durante 25 anos, considerados como período médio de vida útil dos painéis FV, demonstraram que, em um cenário otimista, o VAL foi de R$ 854.825,02 positivo, a TIR esteve em 18,75%, ficando acima da TMA definida em 6,65% e o *payback* simples em 5 anos e 10 meses e o *payback* descontado em 7 anos e 5 meses, demonstrando que a minigeração de energia também é um investimento viável para os clientes que se enquadram nesta modalidade, a mesma avaliação se faz para o cenário pessimista, que em sua maioria são os comércios de médio e grande porte, pequenas e médias indústrias e grandes produtores rurais atendidos com eletrificação rural. Este estudo poderá ser utilizado como parâmetro de avaliação para outras unidades consumidoras que possuem o mesmo perfil e enquadramento deste tipo de consumidor para a região em estudo desta dissertação.

Segundo estudo realizado por Nakabayashi (2014), em linhas gerais pode considerar-se a micro e minigeração fotovoltaica como uma alternativa interessante às fontes tradicionais no sistema elétrico brasileiro. Apesar de existirem limitações

devidas, principalmente, à sua intermitência, seu custo de operação e manutenção é muito baixo e o recurso solar pode ser considerado como infinito. Além disso, em condições de baixo nível de água nos reservatórios, nas quais o custo de operação das geradoras térmicas tem se mostrado muito alto, a geração distribuída pode ser vista como uma forma economicamente viável de poupar a energia armazenada na forma de energia potencial gravitacional e, assim, mitigar o acionamento de geradoras onerosas e poluentes, como são as centrais térmicas, deixando os consumidores as margens de cobranças e sobretaxas inesperadas em suas contas, como é o caso das Bandeiras Tarifárias, sobretaxas inseridas na conta de consumo de energia (ANEEL, 2017).

Segundo Filipe (2015), investir no setor fotovoltaico constitui um desafio, implicando a racionalização dos custos associados ao investimento inicial, através da opção de equipamentos e matérias economicamente mais acessíveis, assim como na escolha de localizações que pelo seu nível de irradiância possibilitem uma maior produção de energia. Desta forma, poderia garantir-se que o setor da produção de energia elétrica a partir do fotovoltaico fosse rentável e atrativo para novos investidores e promotores.

Sendo assim, o presente estudo vai de encontro aos resultados encontrados pelos autores citados ao longo desta dissertação e referenciados bibliograficamente, concluindo que a região noroeste do estado brasileiro de Minas Gerais atende aos níveis de irradiação solar que tornam os projetos de investimentos neste setor rentáveis dentro do esperado para sua vida útil definida pelos fabricantes dos painéis FV, nos dois cenários avaliados.

Após a avaliação realizada para os dois casos envolvendo a microgeração e a minigeração de energia, conforme definidas pela RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 e 687/2015, percebe-se que que a geração distribuída *on-grid*, que é a conexão direta do cliente ao sistema público de distribuição de energia elétrica, gerando créditos para serem utilizados com a compensaçao aos débitos gerados tornou o investimento em sistemas solares FV uma realidade na matriz energética brasileira e de grande importância para sua diversificação, geração de novos empregos, melhoria na distribuição de renda e forte inclusão social.

5.2 - Limitações

Estamos cientes que o trabalho realizado possui limitações, pois os resultados encontrados deverão ser analisados de forma bem cuidadosa, a investigação empírica realizada para 02 estudos de casos pode não refletir a realidade de todos os outros casos para outras regiões do território brasileiro, pois existem outras variáveis que poderão estar presentes nestes outros casos e que não foram analisadas, como riscos e incertezas.

Na realização dos estudos envolvendo os casos de microgeração e minigeração de energia, percebeu-se que ao analisar um projeto de investimento, temos previamente de definir nossos critérios de escolha, quais as variáveis que vamos utilizar como indicadores de rendibilidade. O estudo realizado, com o uso somente das variáveis financeiras apresentadas, calculadas e discutidas na dissertação: VAL, TIR, payback, TMA, poderão ser considerados como limitantes para o trabalho realizado, pois estas variáveis são indicadores de rendibilidade para o encontro dos pontos críticos do investimento em projetos.

Encontrar o ponto crítico destes investimentos é constatar a alteração de uma ou mais variáveis da análise de sensibilidade, como exemplo: preço de venda, quantidades, uso de matérias-primas, gastos com pessoal, montante dos investimentos, taxa da atualização, etc., que em outras regiões poderão ser diferentes da região estudada, de forma que a decisão de investir aponte para a indiferença, segundo (Silva e Queirós, 2013, p.76). A indiferença em fazer ou não o investimento e se seria o momento adequado para se investir.

Outra limitação encontrada poderá ser a indefinição quanto ao prazo de compensação que está determinado pela Resolução Normativa 687/2015. Esa resolução sofrerá uma revisão em 5 anos, fechando com o ano de 2019, conforme art. 12, em anexo, mudanças e novas condicionantes poderão ser inseridas, podendo modificar o cenário de incertezas para otimista, base ou pessimista quanto aos investimentos em projetos solares fotovoltaicos.

5.3 – Propostas para Estudos Futuros

Como proposta futura, seria muito interessante complementar estes estudos com a utilização de algumas técnicas e metodologias mais atualizadas, como a análise de sensibilidade, análise de cenários, análise probabilística, método de Monte Carlo e árvores de decisão para ajudar a lidar com as incertezas do mercado.

Essas técnicas tem o objetivo de melhor avaliar as hipóteses alternativas de evolução de um projeto de investimento no contexto das incertezas e dos riscos de indiferença, aversão e propensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE (2012). *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira*.

ABSOLAR (2016). Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios, Disponível em: www.absolar.org.br , acedido em 11 de outubro de 2018.

ANEEL (2016). *Geração distribuída amplia número de conexões em 2015*, 22 jan. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm? Identidade=9044&id_area, acedido em 05 de dezembro de 2016.

ANEEL (2016). *BIG – Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil.cfm>. acedido em 5 de dezembro de 2016.

Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Solarimétricos (2012) – Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil2000.pdf , acedido em 09 de dezembro de 2016.

Atlas Solarimétrico de Minas Gerais – Cemig D (2012) – Disponível em: www.cemig.com.br/pt-br/A.../Atlas_Solarimetrico__CEMIG_12_09__menor.pdf, acedido em 09 de dezembro de 2016.

Barros, C. (1995). *Decisões de Investimento e Financiamento de Projectos*, 3ª Edição, Edições Sílabo, Lisboa.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (2018) – Disponível em: 617758a454d0/ https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/6ee85b06-51b1-410e-838e-circular-26-o18.pdf?MOD=AJPERES&CVID=meOqO89 , acedido em 11 de outubro de 2018.

Bluesol (2011). *Energia Solar: Como funciona? - Efeito Fotovoltaico. Blue Sol Educacional*. Disponivel em: http://www.blue-sol.com/energia-solar/energia-solar-como-funciona-o-efeito-fotovoltaico/ , acedido em 23 de julho de 2017.

Brealy, R., Myers, S., & Allen, F. (2007). *Princípios de finanças Empresariais*. Madrid: McGraw-Hill companies. Madrid: McGraw-Hill companies.

Breyer, C., Gerlach, A. (2013). *Global overview on grid-parity. Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v.21, n.1, pp. 121–136.

Cemig Distribuição S.A. Disponível em www.cemig.com.br , acedido em 11 de outubro de 2018.

Colaço, J. (2015). *Micro e minigeração serão isentas de ICMS. Diário do Nordeste, 2015.* Disponivel em: <http://diariodonordeste.verdesmares.com.br /cadernos/ negocios/micro-e-minigeracao-serao-isentas-de-icms-1.1332794, acedido em 08 de janeiro de 2017.

Cong, R. G., & Shen, S. (2014). *How to develop renewable power in China? a cost-effective perspective.* The Scientific World Journal, Hindawi Publishing Corporation, p.7.

COP21 / CMP11. (2015). Conferência das Naçoes Unidades sobre Mudanças Climáticas. https://nacoesunidas.org/cop21/, acedido em 12 de outubro de 2018.

CRESESB Potencial Solar - Sun Data. (2015). *Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito*. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data acedido em 12 de julho de 2017.

Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) (2018). Disponível em www.dgeg.gov.pt, acedido em 13 de outubro de 2018.

Dooley, L. M. (2002). *Case Study Research and Theory Building. Advances in Developing Human Resources (4),* pp. 335-354.

EUROSTAT (2017). *Sua chave para estatísticas européias*, Disponível em http://ec.europa.eu/eurostat, acedido em 21 de julho de 2017.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2017). Disponível em www.epe.gov.br, acedido em 26 de novembro de 2018.

European Photovoltaic Industry Association (EPIA) (2012). *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*.

Filipe, D. J. O. (2015). *Uma reanálise do ponto de vista economico de Centrais Fotovoltaicas.* Dissertação de Mestrado em Gestão pela Universidade de Economia de Coimbra, Portugal.

Fleischer, G. A. (1988). *Teoria da aplicação do capital: um estudo das decisões de investimento.* São Paulo: Edgard Blucher.

Freie, R. N. (2011). *Análise de viabilidade de Projectos de minigeração Fotovoltaica.* FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia. Portugal.

Google Maps (2017). Disponívelm em: https://www.google.com.br/maps/place/Paracatu+-+MG/, acedido ao site em 25 de julho de 2017.

Heinemann, D., Jurgens, W., Knecht, R., & Parisi, J. (2011). *30 Years at the Service of Renewable Energies.* Einblicke, n.54, p.39.

Hache, E., & Palle, A. (2018). *Renewable energy source integration into power networks, research trends and policy implications: A bibliometric and research actors survey analysis.* Energy Policy (Vol. 124, January 2019, pp. 23-35). France: Elsevier.

Hazelton, J., Bruce, A., & Macgill, I. (2014). *A review of the potential benefits and risks of photovoltaic hybrid mini-grid systems.* Renewable Energy (Vol. 67, December 2013, pp. 222-229). Australia: Elsevier.

Instituto de Desenvolvimento Integrado de Minas Gerais (INDI) (2017). Disponível em http://www.indi.mg.gov.br/minas-gerais/setores-de-destaque/energia-renovavel/, acedido em 17 de julho de 2017.

Internacional Energy Agency (IEA) (2018). Disponível em https://www.iea.org , acedito em 13 de outubeo de 2018.

Karakaya, E., & Sriwannawit, P. (2015). *Barriers to the adoption of photovoltaic systems: The state of the art. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 49, pp. 60–66.

Kost, C., Friebertshauser, C., Hartmann, N., & Fluri, T. (2017) *(The Role of CSP in the Electricity System of South Africa – Technical Operation, Grid Constraints, Market Structure and Economics.* AIP Conference Proceedings 1850, 200001 (2017) American Institute of Physics.

Kost, C., Fath, C. M., & Most, D. (2013). *Concentrating solar power plant investment and operation decisions under different price and support mechanism.* Energy Policy (Vol. 61, June 2013, pp. 238-248). Germany: Elsevier.

Kost, C., Engelken, M., & Schegl, T. (2012). *Value generation of future CSP projects in North Africa.* Energy Policy (Vol. 46, April 2012, pp. 88-99). Germany: Elsevier.

Latorre, A. (2003). *La Investigación-Acción*. IRIF, Barcelona: Editorial Graó, Disponível em www.grao.com

Ma, J-J., Bai, G. D., & Xi, B-C (2019). *CO2 emission changes of China's power generation system: Input-output subsystem analysis.* Energy Policy. Vol. 124, pp. 46-53.

Marques, A. (2000). *Concepção e Análise de Projectos de Investimentos.* Lisboa: Edições Sílabo.

Martins, M. F., & Cândido, G. A. (2010) *Indicadores de Desenvolvimento Sustentável para Localidades: uma proposta metodológica de construção e análise.* In: Cândido, G.A. *Desenvolvimento Sustentável e Sistemas de Indicadores de Sustentabilidade: formas de aplicação em contextos geográficos diversos e contingências específicas.* Campina Grande – PB: Ed. UFCG, Cap. 1. Acedido em 17 de julho de 2017.

Martins, M. F., & Cândido, G. A. (2011). *Índice de desenvolvimento sustentável para municípios: uma proposta metodológica de construção e análise*. Disponível em: http://www.ecoeco.org.br/conteudo/publicacoes/encontros/ix_en/GT2-321-213-20110620202017.pdf , acedido em 12 de janeiro de 2017.

Ministério das Minas e Energia (2016). *Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia ligados a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).* Disponível em: www.mme.gov.br, acedido em 18 de julho de 2017.

Nakabayashi, R. K. (2014). *Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectivas futuras.* Dissertação do Programa de Pós Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente – São Paulo: USP.

Negro, S. O., Alkemande, F., & Hekkert, M. P. (2012). *Why does renewable energy diffuse so slowly? A review of innovation system problems.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.16, n.6, pp. 3836–3846.

Oliveira, J. A. N. (1982). *Engenharia econômica: uma abordagem as decisões de investimento.* São Paulo: McGraw-Hill.

Overholm, H. (2015). *Spreading the rooftop revolution: What policies enable solar-as-a-service? Energy Policy*, v.84.

Pereira, W. A., & Almeida, L. da S. (2008). *Método manual para cálculo da taxa interna de retorno*. Revista Objetiva, n.04.

Pereira, E. B, Martins, F.R., Abreu, S. L. de, & Ruther, R. (2006). *Atlas Brasileiro de Energia Solar.* São José dos Campos: INPE.

Pinho J. T., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.* [s.l: s.n.].

Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020 (PNAER 2020). Disponível em http://www.ap2h2.pt/download.php?id=27 , acedido em 13 de outubro de 2018.

Portal Solar (2015). *Energia Solar no Brasil*. Disponivel em: http://www.portalsolar.com.br/ . Acedido em: 11 de janeiro de 2017.

Protocolo de Quioto, Disponível em: www.mma.gov.br/clima/ convencao-das-nacoes-unidas/protocolo-de-quioto, acedido em 25 de novembro de 2016.

Reis, L. B. dos (2006). *Energia elétrica e sustentabilidade: aspectos tecnológicos, socioambientais e legais.* Barueri, SP: Manole – Coleção Ambiental.

REN21 (2015). *Renewables 2015*. Global Status Report.

Riberiro, C.V.T. (2006). *Como fazer projetos de viabilidade econômica: manual de elaboração.* Cuiabá: Edunic.

Rodríguez, G. G., Flores, J. G., & Jiménez, E. G. (1999). *Metodología de la investigación cualitativa*. Málaga: Ediciones Aljibe.

Samanez, C. P. (2009). *Engenharia econômica*. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 210p.

Schettino, S. (2013). *Cenários do uso das redes elétricas inteligentes (smart grid): tendências de sua difusão no Brasil.* Dissertação do Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção - João Pessoa: UFPB.

SEBRAE (2011). *Análise e Planejamento Financeiro*. Manual do Participante. Brasília.

SEI – Solar Energy Internacional (2013). *Photovoltaics: Design and Installation Manual*. New Society Publishers, p.317.

Silva, E. S., & Queirós, M. (2013). *Análises de Investimento em Ativos Reais*. Porto: Edições Vida Econômica, v.1 Abordagem Convencional.

Silva, E. S., & Queirós, M. (2013). *Análises de Investimento em Ativos Reais-Análise de Risco e Incerteza.* Porto: Edições Vida Econômica, v.2

Soares, I., Moreira, J., Pinho, C., & Couto, J. (2007). *Decisões de investimento: Análise financeira de projetos,* Lisboa: Edições Sílabo, Lisboa.

Soares, J. O., Fernandes, A. V., Março, A. A., & Marques, J. P. (1999). *Avaliação de Projetos de Investimentos na Óptica Empresarial.* Edições Sílabo, Lisboa

Stake, R. E. (1999). *Investigación con estudio de casos*. Madrid: Morata.

Teles Filho, P. M. C. (2015). *Estudos da Viabilidade Econômica da Micro e Minigeração Fotovoltaica à Luz da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL*. Dissertação do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica – Fortaleza: UFCE.

Tolmasquim, M. T. (2016). *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. EPE: Rio de Janeiro.

Thomson, A. (2005). *Entrepreneurship and business innovation: the art of successful business start-ups and business planning*. Perth, Australia: Murdoch Business School.

Weisz, J. (2009). *Projetos de inovação tecnológica: planejamento, formulação, avaliação, tomada de decisões*. Brasília: IEL.

White, L. V. (2019). *Increasing residential solar installations in California: Have local permitting processes historically driven differences between cities?* Energy Policy, Vol. 124, pp. 46-53.

Woiler, S., & Mathias, W.F. (1986). *Projetos: planejamento, elaboração e análise*. São Paulo: Atlas.

Yin, R. (1993). *Applications of case study research.* Beverly Hills, CA: Sage Publishing.

Yin, R. (2005). *Estudo de Caso. Planejamento e Métodos.* Porto Alegre: Bookman.

ANEXOS

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estabelece as condições gerais para o acesso e micro geração e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

O DIRETOR - GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando:

As contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e; As contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Art. 2º Para efeitos desta Resolução ficam adotadas as seguintes definições:

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

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia

hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

CAPÍTULO II

DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores.

(Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no

caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A.

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico.

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora.

CAPÍTULO III

DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses.

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento,

devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver.

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado.

VI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE para diferentes postos tarifários de uma mesma unidade consumidora, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver.

VII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, conforme incisos II a VI, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

VIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação.

IX - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.

X - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE,

devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

XI - Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

Parágrafo único. Aplica-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, relativas aos procedimentos para faturamento.

CAPÍTULO IV

DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 8º Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

§1º O custo de adequação a que se refere o caput é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que deve cobrar dos interessados o custo de adequação.

§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica.

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10 A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão,

conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO V

DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no caput e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do caput, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

CAPÍTULO VI

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art.13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos micro geradores e mini geradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação.

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015.

Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, incisos IV e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no que consta do Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 026/2015, realizada entre 7 de maio de 2015 e 22 de junho de 2015, que foram objeto de análise desta Agência e permitiram o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar o art. 2º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 2º.....**....**

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

IV - melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica;

V - reforço: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários;

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em

local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada."

Art. 2º Alterar o art. 4º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 4º - Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

§ 3º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

§4º Para a determinação do limite da potência instalada da central geradora localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.

§5º Para a solicitação de fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua microgeração ou minigeração distribuída, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST para emitir a informação ou o parecer de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§6º Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes."

Art. 3º Alterar o parágrafo único no art. 5º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art.5º .....

§1º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada.

§2º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor."

Art. 4º Alterar o § 1º do art. 6º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

I – com microgeração ou minigeração distribuída;
II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
III – caracterizada como geração compartilhada;

IV – caracterizada como autoconsumo remoto.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. .....
....."

Art. 5º Inserir o art. 6A na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

"Art. 6-A A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica."

Art. 6º Alterar o art. 7º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica devem ser observados os seguintes procedimentos:

I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso;

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado na unidade consumidora onde se localiza a microgeração ou minigeração distribuída é a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual excedente de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre o qual deverão incidir todas as componentes da tarifa em R$/MWh;

III – caso a energia injetada seja superior à consumida, o excedente de energia será igual à diferença entre o montante de energia injetada e o montante de energia consumida;

IV – quando o excedente de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B;

V - o montante de energia ativa injetada que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto;

VI – o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado na unidade consumidora a que se refere o inciso V é a energia consumida, deduzidos eventuais créditos de energia, por posto tarifário, quando for o caso;

VII – para a utilização dos créditos de energia em local diferente da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a compensação deve ser realizada sobre todas as componentes da tarifa em R$/MWh;

VIII - o titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes;

IX – para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de

faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados;

X - quando a unidade consumidora onde ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora;

XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;

XII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo;

XIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser contabilizados pela distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 (sessenta) meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes;

XIV – adicionalmente às informações definidas na Resolução Normativa nº 414, de 2010, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigeração distribuída deve conter:

a) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica;

b) o saldo anterior de créditos em kWh;

c) a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário;

d) a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário;

e) histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento;

f) o total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora;

g) o total de créditos expirados no ciclo de faturamento;

h) o saldo atualizado de créditos;

i) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá;

XV - as informações elencadas no inciso XIV podem ser fornecidas mensalmente ao consumidor, a critério da distribuidora, por meio de um demonstrativo específico, anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizado pela internet, em um espaço de acesso restrito, devendo a fatura conter no mínimo as informações elencadas nas alíneas "a","c", "d" e "h" do referido inciso;

XVI - para as unidades consumidoras cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica que não possuem microgeração ou minigeração distribuída instalada, além da informação de sua participação no sistema de compensação de energia, a fatura deve conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver;

XVII - para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010;

XVIII – os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica;

XIX – para unidades consumidoras classificados na subclasse residencial baixa renda deve-se, primeiramente, aplicar as regras de faturamento previstas neste artigo e,

em seguida, conceder os descontos conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 414, de 2010;

§1º Os efeitos tarifários decorrentes do sistema de compensação de energia elétrica serão contemplados nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

§ 2º A cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, nos termos deste artigo.

Art. 7º Alterar o art. 8º da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 8º - A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST.

§1º Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado.

§2º Os custos de adequação a que se refere o §1º correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

Art. 8º Alterar o art. 10 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST."

Art. 9º Alterar a redação do art. 13 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art.13 Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e envio dos dados para registro junto à ANEEL, conforme modelo disponível no site da Agência.

Parágrafo único. Os dados para registro devem ser enviados até o dia 10 (dez) de cada mês, contendo os dados das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que entraram em operação no mês anterior."

Art. 10. Incluir o art. 13-A na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

"Art. 13-A A distribuidora deve disponibilizar, a partir de 1º de janeiro de 2017, sistema eletrônico que permita ao consumidor o envio da solicitação de acesso, de todos os documentos elencados nos anexos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, e o acompanhamento de cada etapa do processo."

Art. 11. Incluir o art. 13-B na Resolução Normativa nº 482, de 2012, com a seguinte redação:

"Art. 13-B Aplicam-se às unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, de forma complementar, as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 2010."

Art. 12. Alterar o art. 15 da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019."

Art. 13. Ficam aprovadas a revisão 6 do Módulo 3 e a revisão 8 do Módulo 1 do Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que entram em vigor em 1º de março de 2016.

Art. 14. As distribuidoras devem revisar e publicar em seu endereço eletrônico, até 1º de março de 2016, as normas técnicas que tratam do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência o Módulo 3 do PRODIST.

Art. 15. Esta Resolução entra em vigor em 1º de março de 2016.

ROMEU DONIZETE RUFINO