

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Gabriel Di Mambro Senra

Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de uma Fazenda Solar de 3,12MWp diante dos Novos Cenários de Cobrança Propostos pela ANEEL

2021

Belo Horizonte MG

Gabriel Di Mambro Senra

**Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de uma
Fazenda Solar de 3,12MWp diante dos Novos Cenários de Cobrança
Proposto pela ANEEL**

Versão final

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do *Certificado de Especialista em Fontes Renováveis*.

Orientador: Professor Victor Flores

Belo Horizonte MG

2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

CURSO DE FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

UFMG

ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO

GABRIEL DI MAMBRO SENRA

Realizou-se, no dia 09 de julho de 2020, às 10:00 horas, videoconferência pelo google meeting, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de uma Fazenda Solar de 3,12MWp diante dos Novos Cenários de Cobrança Proposta pela ANEEL*, apresentada por GABRIEL DI MAMBRO SENRA, número de registro 2018704200, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Victor Flores Mendes - Orientador (Departamento de Eng. Elétrica-UFMG), Prof(a). Wadaed Uturbey da Costa (Departamento de Eng. Elétrica-UFMG).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 09 de julho de 2020.

Prof(a). Victor Flores Mendes (Doutor)

Prof(a). Wadaed Uturbey da Costa (Doutora)

Secretário do Curso de Especialização em
Fontes Renováveis - Geração, Operação
e Integração

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho à minha família que esteve sempre presente me apoiando e acompanhando minha evolução, minha caminhada. A presença de vocês perto de mim, me deu força para chegar onde estou.

Aos meus colegas pelo companheirismo e paciência. E acima de tudo por entenderem e respeitarem.

Aos professores Victor e Selênio (in memoriam) pela dedicação e competência com que conduziram minhas orientações na pós graduação e graduação, e com quem aprendi muito.

Ao corpo docente da UFMG que sempre esteve à nossa disposição ajudando, dando dicas, tirando dúvidas e sempre, contribuindo para nosso crescimento profissional e pessoal.

AGRADECIMENTOS

Dizer obrigado é muito pouco para expressar toda a minha gratidão pelo apoio e confiança.

Pai, mesmo sem sua presença física, sinto sua força e posso ouvir suas palavras de incentivo que sempre estiveram presentes em minha vida. Seu amor incondicional por mim, me deu a confiança de me tornar uma pessoa guerreira e que está sempre lutando pelo que acredita. Te amo além da vida!

Mãe, sua força me inspira. Obrigado por tanto carinho e apoio que nunca me faltaram. Meu amor por você será eterno.

Lucas, obrigado por me apoiar sempre. Somos e seremos sempre um pelo outro. Nosso amor e nossa união são fortes apesar da distância física.

Professor Selênio (in memoriam), obrigado por ser meu tutor durante a graduação, sempre acredito no meu potencial, sempre lembrarei da nossa última conversa dois dias antes de nos deixar, me acalmando e dizendo que tudo ia dar certo na minha vida.

Deus, obrigado por me presentear com todas essas criaturas maravilhosas. Me sinto muito agradecido pela minha vida e por mais essa conquista.

EPÍGRAFE

*“Cada um de nós compõe a sua própria história.
Cada ser em si carrega o dom de ser
capaz de ser feliz”*

Almir Sater e Renato Teixeira

RESUMO

Este trabalho faz uma análise de viabilidade de implementação de uma usina fotovoltaica, no formato de fazenda solar, na modalidade de geração compartilhada e autoconsumo remoto, que foi regulamentada pela Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL. Em 2019 já era prevista a alteração da norma, gerando instabilidade no futuro da geração distribuída no Brasil. Neste sentido, o trabalho aborda-se os conceitos descritos tanto pela norma antiga quanto pela nova proposta de alteração e, então, avalia o impacto nos índices de viabilidade de projeto de acordo com cada alternativa proposta pela ANEEL. A fazenda solar proposta será instalada na cidade de Araxá/MG; portanto serão levadas em consideração as características climáticas do local de instalação e a descrição dos principais equipamentos e materiais utilizados para a implementação da fonte geradora de energia, que tem potência de captação de 3,12MWp e potência de conexão de 2,5MVA. A partir dos parâmetros de entrada, irradiação, temperatura, e das perdas que compõem o sistema de geração fotovoltaico, a estimativa de geração do sistema é obtida pelo software PVsyst. Posteriormente, com os dados de geração, dos custos de aquisição de equipamentos, materiais, serviços, operação, manutenção, impostos e do desconto proposto na tarifa de venda para consumidores, apresenta-se o resultado dos índices de investimento, valor presente líquido, taxa interna de retorno e *payback* do investimento, para comparação e análise de viabilidade diante dos diferentes cenários propostos pela ANEEL.

Palavras-chave: Fazenda solar, PVsyst, índices de investimentos, sistema solar fotovoltaico.

ABSTRACT

This work presents an economic viability analysis of building a kind of solar farm photovoltaic plant with shared generation and remote self-consumption, as ANEEL norm 687/2015 defines it. By 2019, it was expected a regulation change, which created a large instability for the future of distributed generation in Brazil. The analysis describes the 2015 and 2019 ANEEL concepts and evaluates the impact that each alternative has on project viability indexes. The proposed solar farm will be established in Araxá/MG, so that the local climatic aspects are regarded. In addition, the equipment set is considered, namely the energy generation source of 3.12MWp capture power and 2.5MVA connection power. Considering the photovoltaic generation system's data of irradiation, temperature, and losses, the estimated generation is calculated making use of the software PVsyst. Finally, bearing these generation data and relating them to both the overall investment costs, like those of acquiring all the equipment needed, operating costs (including maintenance), taxes, and the proposed discount in the retail price, it is shown the outcome of the investment indexes, net present value, internal rate of return, and investment payback. Moreover, these results compare the old and new ANEEL norms to see the better economic viability.

Key words: Solar Farm, PVsyst, Investment Indexes, Solar Photovoltaic System

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

REN: Resolução Normativa

ICMS: Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

CONFAZ: Conselho Nacional de Política Fazendária

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

HSP: Horas de Sol a Pino

CRESESB: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

INMET: Instituto Nacional de Meteorologia

C.C: Corrente Contínua

C.A: Corrente Alternada

MPPT: Rastreador de Máximo Ponto de Potência

THD: Distorção Harmônica Total

SPDA: Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

NBR: Normas Técnicas Brasileiras

NR: Normas Regulamentadoras

SCADA: Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados

PRODIST: Procedimentos de Distribuição

PIS: Programa de Integração Social

CONFIS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

ISS: Imposto Sobre Serviços

NREL: National Renewable Energy Laboratory

SEMAD: Secretaria de Estado de Meio-Ambiente e Desenvolvimento Sustentável

SINAPI: Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil

VPL: Valor Presente Líquido

TIR: Taxa Interna de Retorno

NOPAT: Net Operating Profit After Taxes

EBITIDA: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

WACC: Weighted Average Capital Cost

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Crescimento do número de instalações fotovoltaicas.....	16
Figura 2 - Matriz Energética Brasileira.....	16
Figura 3 - Componentes Tarifa de Energia.....	28
Figura 4 - Esquema referente à alternativa 0.....	29
Figura 5 - Esquema referente à alternativa 1.....	29
Figura 6 - Esquema referente à alternativa 2.....	30
Figura 7 - Esquema referente à alternativa 3.....	30
Figura 8 - Esquema referente à alternativa 4.....	30
Figura 9 - Esquema referente à alternativa 5.....	31
Figura 10 - Comparativo das alternativas, fornecido pelo documento referente à consulta pública da ANEEL.....	31
Figura 11 - Valor de cada componente tarifaria, em tarifa hipotética.....	31
Figura 12 - Proposta da ANEEL em janeiro de 2019 – Geração Junto a carga.....	32
Figura 13 - Proposta da ANEEL em outubro de 2019 – Geração Junto a carga.....	32
Figura 14 - Proposta da ANEEL em janeiro de 2019 – Geração remota.....	33
Figura 15 - Proposta da ANEEL em outubro de 2019 – Geração remota.....	33
Figura 16 - Imagem de satélite da localização do terreno.....	36
Figura 17 - Imagem de satélite da medição do terreno.....	36
Figura 18 - Imagem de satélite do arranjo dos módulos.....	37
Figura 19 - Imagem do Módulo Fotovoltaico.....	39
Figura 20 - Topologia de Estrutura de Fixação Fixa.....	41
Figura 21 - Topologia de Estrutura de Fixação com Tracker.....	41
Figura 22 – Inversor de Frequência ABB 100kW.....	44
Figura 23 - Diagrama unifilar de Subestação de entrada maior/igual a 300kVA.....	47
Figura 24 - Irradiação e Temperaturas.....	52
Figura 25 - Parâmetros de Máxima e Mínima Temperaturas.....	52
Figura 26 - Orientação e Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos.....	52
Figura 27 - Escolha dos Equipamentos e Strings.....	53
Figura 28 - Escolha dos Equipamentos e Strings.....	54
Figura 29 - Relatório de Simulação.....	56
Figura 30 – Diagrama de perdas ao longo do ano.....	56
Figura 31 - Custo de O&M - Tipos de Instalação.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Esquema de Mudança de Sistema de Compensação de Créditos, discernidos por data de entrada do usuário no sistema e presença ou ausência de autoconsumo remoto.....	28
Tabela 2 Dados de irradiação média diária de acordo com a inclinação.	38
Tabela 3 - Média de temperaturas de Araxá	38
Tabela 4 - Quedas de tensão admissíveis para trechos de ligação entre componentes de sistemas fotovoltaicos.....	40
Tabela 5 - Características Elétricas e Mecânicas dos módulos fotovoltaicos...	49
Tabela 6 - Características de Entrada e Saída dos Inversores	50
Tabela 7 - Perdas e Ganhos de Simulação.....	55
Tabela 8 - Custos de CAPEX.....	59
Tabela 9 - Composição de Custos – Usina Solar.....	61
Tabela 10 - Valor das tarifas por alternativa.....	62
Tabela 11 Fluxo de Caixa Alternativa 0.....	69
Tabela 12 - Fluxo de Caixa Alternativa 1	70
Tabela 13 – Fluxo de Caixa Alternativa 2.....	71
Tabela 14 – Fluxo de Caixa Alternativa 3.....	72
Tabela 15 - Fluxo de Caixa Alternativa 4	72
Tabela 16 - Fluxo de Caixa Alternativa 5	74
Tabela 17 - Valor Presente Líquido.....	75
Tabela 18 - Taxa Interna de Retorno	76
Tabela 19 – PayBack	77

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO.....	17
1.2	METODOLOGIA	17
1.3	ESTRUTURA DOS CAPÍTULOS	18
2	ASPECTOS REGULATÓRIOS DE GD NO BRASIL	19
2.1	DEFINIÇÕES	19
2.1.1	Dos Sistemas de Compensação de Créditos e Faturamento	20
2.2	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687/2015.....	22
2.2.1	Novas definições	23
2.2.2	Dos novos sistemas de compensação de créditos e faturamento	24
2.3	CONSULTA PÚBLICA DA ANEEL E MUDANÇA DA RESOLUÇÃO ..	26
2.3.1	Cenário com as próximas Resoluções Normativas	26
2.4	CONSULTA PÚBLICA DA ANEEL.....	28
2.5	VISÃO DO SETOR SOBRE A RESOLUÇÃO E SUAS ALTERAÇÕES	33
3	PROJETO USINA 3,12MW E SIMULAÇÃO PVSYSYTEM.....	35
3.1	INTRODUÇÃO	35
3.2	LOCAL DE INSTALAÇÃO.....	35
3.3	IRRADIAÇÃO E TEMPERATURA LOCAL.....	37
3.4	MÓDULO FOTOVOLTAICO	38
3.5	CONDUTORES SOLAR.....	39
3.6	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO DOS MÓDULOS.....	40
3.6.1	Sistema de Fixo.....	40
3.6.2	Sistema de Rastreamento	41
3.7	CAIXAS DE JUNÇÃO E PROTEÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA ..	42
3.8	INVERSORES DE FREQUENCIA	43

3.9	CABOS CA.....	44
3.10	QUADROS DE PROTEÇÃO EM BAIXA TENSÃO.....	45
3.11	ATERRAMENTO.....	45
3.12	SISTEMA DE MEDIÇÃO E ESTAÇÃO SOLARIMÉTRICA	45
3.13	SUBESTAÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA (INTERLIGAÇÃO NA REDE ELÉTRICA).....	46
3.14	DIMENSIONAMENTO DOS PRINCIPAIS COMPONENTES E EQUIPAMENTOS DO SISTEMA	48
3.14.1	Potência Nominal de Módulos Fotovoltaicos:	48
3.14.2	Potência Nominal de Inversores Fotovoltaicos:.....	50
3.14.3	Dimensionamento e parâmetros considerados de simulação	51
3.14.4	Resultados do relatório de simulação.....	56
4	Capex, opex e análise de viabilidade.....	58
4.1	CAPEX.....	58
4.2	OPEX	60
4.3	ANÁLISE DE VIABILIDADE	61
4.3.1	Tarifa de energia de acordo com as alternativas	61
4.3.2	Metodologia de Análise de Investimentos	62
4.3.3	Método do Fluxo de Caixa Descontado.....	63
4.3.4	Fluxo de caixa para acionistas (FCFE).....	64
4.3.5	WACC.....	65
4.3.5.1	Cálculo de k_e	65
4.3.5.2	Cálculo de k_d	66
4.3.6	Demonstração de Resultados do Exercício.....	66
4.3.7	Receita Operacional Bruta:.....	67
4.3.8	Deduções da Receita bruta:	67
4.3.9	Receita Operacional Líquida:.....	67

4.3.10	Custos das vendas:	67
4.3.11	Resultado Operacional Bruto.....	68
4.3.12	EBITDA.....	68
4.3.13	Custos de Imposto de Renda.	68
4.3.14	Resultado Líquido Do Exercício.....	68
4.3.15	Valor presente líquido.....	75
4.3.16	TIR – Taxa Interna de Retorno	75
4.3.17	<i>Payback</i>	76
5	CONCLUSÃO	77
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80

1 INTRODUÇÃO

As resoluções 482/2012 e 687/2015 inseriram o Brasil no mundo da geração de energia distribuída descentralizada, um mercado já bem desenvolvido em países europeus, asiáticos e americanos. Com a evolução e popularização da tecnologia no Brasil e no mundo, os preços dos materiais e equipamentos vem sofrendo constantes reduções e aumentando a viabilidade da aplicação dos sistemas em pequenos, médios e grandes consumidores.

Até 2012, na ausência de resolução normativa Brasileira referente à geração própria (micro e mini geração), todos os sistemas eram totalmente desconectados da rede elétrica, e eram compostos, em sua maioria, por geradores emergenciais à diesel para fins hospitalares e comerciais. Já havia, nessa mesma época, porém, a expansão da geração solar fotovoltaica para aplicações de pequena e média escala em países como a Alemanha.

Dado o grande potencial fotovoltaico do Brasil, tiveram início as primeiras instalações fotovoltaicas residenciais no país, no final da década de 2000. Estas, porém, eram desconectadas da rede elétrica. Desta forma o consumo era integralmente in loco, e o excedente energético ou era armazenado em uma bateria estacionária ou era descartado e isto diminuía a potência das instalações e, conseqüentemente, a viabilidade econômica dos projetos.

Nas figuras 1 e 2, vê-se o crescimento da utilização da energia solar desde a publicação da norma em 2012 até 2020 e a atual Matriz Energética Brasileira, respectivamente:

Figura 1 - Crescimento do número de instalações fotovoltaicas.
Fonte: ABSOLAR - 2020

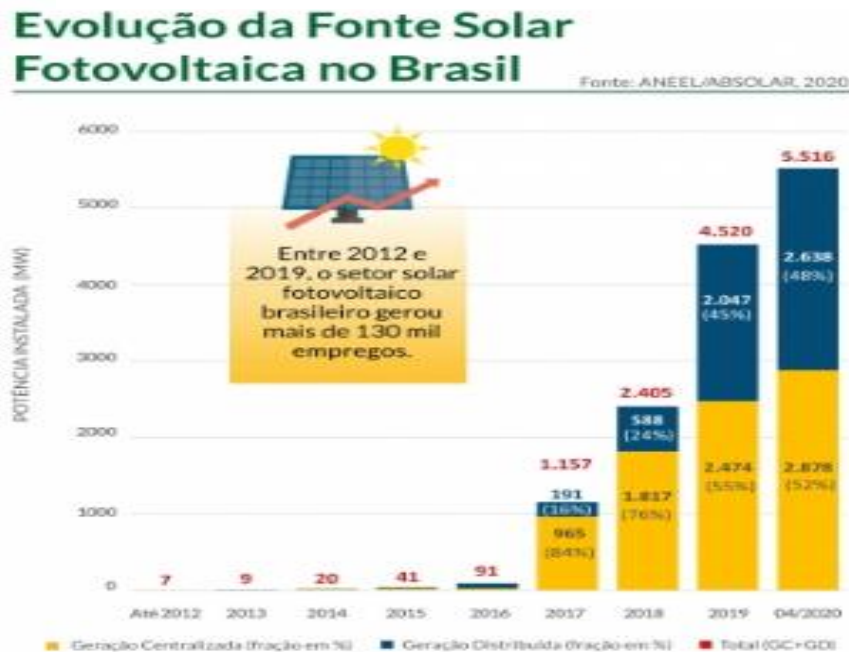


Figura 2 - Matriz Energética Brasileira
Fonte: ABSOLAR - 2020



A revisão da norma pela Ren N°687/2015 normatizou a forma de compensação com geração compartilhada. Viu-se aí, então, a oportunidade para grandes empresas como, CemigSIM do grupo Cemig, Alsol do grupo Energisa, Origon e investidores de participarem do mercado, comercializando para consumidores finais, de baixa e média

tensão, utilizando a rede das concessionárias, porém, sem o ônus do transporte da energia.

Além da não cobrança das redes de distribuição e transmissão, essas fazendas solares podem obter o benefício da isenção do ICMS de acordo com a resolução Confaz de cada estado.

Minas Gerais se destaca dos demais estados quando o assunto é ICMS, e por isso o estado é líder em número de instalações de fazendas solares. É o único estado que possui isenção de ICMS na energia gerada para usinas fotovoltaicas com capacidade de geração de até 5 MW, enquanto os demais estados que assinaram o Convênio ICMS nº 16/2015 limitam a uma potência de apenas 1 MW.

1.1 DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

A motivação deste presente estudo é o crescente número de investidores, atraídos pelos benefícios fiscais do estado, que desejam vender energia no formato de geração compartilhada e autoconsumo remoto para clientes finais, com a construção de fazendas solares em Minas Gerais.

De acordo com o local de instalação e uma composição de preços de serviços, equipamentos e materiais de um sistema de geração de energia fotovoltaica de 3,12MWp, baseados nos valores praticados nos primeiros 4 meses do ano de 2020, este estudo pretende demonstrar a viabilidade e os impactos da proposta de alteração da norma pela ANEEL. Serão apresentados os diferentes índices de viabilidade econômica de projetos.

1.2 METODOLOGIA

A metodologia, inicialmente, consiste em uma revisão bibliográfica sobre a criação e evolução das resoluções normativas que possibilitaram a inserção da tecnologia fotovoltaica no Brasil e o sistema de compensação de energia aplicada em Fazendas Solares. Posteriormente, são detalhadas características dos principais equipamentos e materiais para a implementação de usinas de geração fotovoltaicas.

A ferramenta utilizada para dimensionamento e simulação de geração de acordo com os parâmetros de entrada definidos é o software PVsyst. O relatório fornecido permite confiabilidade para análises iniciais de viabilidade de execução de projetos, posteriormente com a evolução do projeto dados devem ser coletados através de medições no local de instalação para aprimorar os resultados de geração.

Para aplicação do método de comparação e obtenção do impacto das alterações propostas pela Aneel na resolução normativa, foram levantados os custos de implantação da usina e os custos de operação e manutenção. De acordo com as alternativas foi realizado a demonstração de resultados contábil e fluxo de caixa ao longo dos anos, das 6 alternativas propostas, apresentando os índices de viabilidade de projeto, valor presente líquido, taxa interna de retorno e payback.

1.3 ESTRUTURA DOS CAPÍTULOS

A monografia está dividida em seis capítulos, incluindo este de introdução.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão da evolução das resoluções normativas 482 e 687 e a nova proposta pela ANEEL de alteração normativa para o setor.

No Capítulo 3 são apresentadas as descrições do local de instalação, dos principais equipamentos e materiais de uma usina fotovoltaica instalada em solo, e os parâmetros utilizados para simulação de geração no software PVsyst.

O Capítulo 4 descreve os levantamentos dos custos de implementação dos equipamentos e serviços da usina e os custos estimados de operação e manutenção da planta fotovoltaica, além dos parâmetros de entrada que são base para o cálculo dos índices de viabilidade de projetos. Os índices apresentados são comparados de acordo com as 6 alternativas propostas na consulta pública feita pela Aneel em 2019.

Capítulo 5 apresenta as conclusões desta monografia fazendo comentários gerais de todas os resultados obtidos.

2 ASPECTOS REGULATÓRIOS DE GD NO BRASIL

Em 2012 foi aprovada a resolução que regulamenta a forma como a conexão entre o pequeno gerador e a rede dar-se-ia, além de definir como funcionaria o sistema de compensação de créditos.

2.1 DEFINIÇÕES

Esta resolução teve como um de seus objetivos, definir alguns conceitos referentes à conexão à rede dos sistemas de geração distribuída. Assim, ficaram definidas como:

- Microgeração: as centrais com potências iguais ou inferiores a 100 kW que utilizem como fonte energética fontes hidráulicas, solar, eólica biomassa ou cogeração qualificada.
- Minigeração: as centrais geradoras com potências superiores a 100 kW e inferiores a 1 MW que utilizem como fonte energética fontes hidráulicas, solar, eólica biomassa ou cogeração qualificada
- Sistema de Compensação de Energia o sistema em que a energia ativa injetada na rede pela unidade consumidora, com micro ou minigeração distribuída, compensa o consumo em energia ativa proveniente da rede.

2.1.1 Dos Sistemas de Compensação de Créditos e Faturamento

A resolução não só define o sistema de compensação de créditos, mas também estabelece como este sistema deve funcionar e quais são suas limitações. Uma vez que o funcionamento do sistema de compensação está intrinsecamente ligado ao faturamento, este tópico também foi elucidado no documento, segundo **(Resolução Normativa da ANEEL. Nº 482/2012)**.

A compensação de créditos fica limitada à unidade consumidora onde se encontra instalado o gerador elétrico, não sendo possível realizar a compensação de créditos em outras unidades consumidoras além desta.

Era proibida a divisão de uma única propriedade em outras menores de forma a enquadrar nos limites de potência de micro e minigeração distribuída, vários geradores, como se não se tratasse de uma única instalação.

Com relação à participação financeira do consumidor, definiu-se que os custos com melhorias, manutenções ou reforços no sistema de distribuição em função exclusiva da conexão de microgeração distribuída, não são de responsabilidade financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora. Porém para o caso de minigeração, estes custos passam a ser de responsabilidade financeira, parcial ou integral, do consumidor.

Com relação ao sistema de Compensação de Energia ficou definido que a energia injetada na rede é cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, enquanto a unidade consumidora recebe um crédito energético a ser consumido em no máximo 36 meses (3 anos). Nota-se que a adesão ao sistema de compensação de créditos não é aplicável para consumidores livres ou especiais.

Com relação ao Faturamento, o consumo a ser faturado é o equivalente a diferença entre a energia consumida e a injetada, e, quando for o caso deve ser utilizado o excedente não compensado de meses anteriores para abater o consumo medido no mês em questão.

As energias excedentes devem ser compensadas, preferencialmente, nos mesmos tipos de horários (se faturados de formas distintas) em que elas foram injetadas para que não haja diferença econômica na transação de compensação beneficiando ou prejudicando alguma das partes.

Caso o consumidor não faça uso dos seus créditos após 36 meses, eles serão expirados, não havendo possibilidade de qualquer tipo de compensação após seu vencimento. Os créditos expirados serão revertidos em prol da modicidade tarifária.

Toda fatura deveria conter o valor do saldo de créditos positivo de energia, se existente, dado em kWh, discriminado por tipo de tarifação horária e também conter o número de créditos a expirar no mês seguinte, se houver.

O valor mínimo a ser cobrado é o referente ao custo de disponibilidade para consumidores do tipo B, 30 kWh para unidades consumidoras monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para monofásicas, ou da demanda contratada para consumidores do tipo A. Outras tarifações, tais como taxas de iluminação pública, multas por dano ao sistema (infraestrutura) ou à qualidade de energia distribuída (fator de potência) não poderiam ser compensados utilizando o saldo disponível em créditos.

2.1.2 Do Sistema de Medição, Responsabilidade e Penalizações

Parte importante do sistema de compensação de créditos é a sua medição, então define-se como será feita, quais serão os equipamentos a serem instalados e como será feita essa instalação. Além disso estipulam-se as responsabilidades do

usuário de geração distribuída com a rede, como deve ser feita esta conexão, e quais penalidades são aplicáveis caso esta conexão seja danosa ao sistema de distribuição de energia.

No que tange a medição, a adequação do sistema de medição para uma medição bilateral, imprescindível para a implementação de um sistema de geração distribuída, é de responsabilidade financeira exclusiva do interessado. Os equipamentos de medição instalados devem atender às especificações técnicas da distribuidora, sendo cedidos e instalados por ela, sem ônus a ela, com os custos arcados pelo interessado.

Uma vez que o sistema de medição foi alterado, é de responsabilidade da distribuidora a sua manutenção, operação e custos referentes a uma possível adequação ou substituição por mudança de norma ou legislação.

Definiu-se que a adequação do sistema de medição antes da realização da vistoria e conexão do gerador à rede elétrica, é de responsabilidade da distribuidora, para que possam ser contabilizados os créditos injetados e consumidos para o sistema de compensação de créditos.

Sobre as responsabilidades por eventuais danos ao sistema elétrico, seja por instalação defeituosa ou injeção de potência com fator de potência abaixo dos limites estabelecidos pela distribuidora, os créditos injetados neste período não poderão ser usados no abatimento de energia consumida.

Ficou acordado que é competência e responsabilidade da distribuidora, a coleta de informações das unidades geradoras, junto a seus respectivos geradores, e pelo envio de dados para a ANEEL.

Quanto à resolução nº 482/2012 da ANEEL, esta foi relativamente bem recebida pelo ainda incipiente setor de geração distribuída (majoritariamente fotovoltaico), apesar de ser considerada tardia, uma vez que países europeus, tais como Alemanha e Espanha já dispunham de resoluções do tipo desde o início da década de 2000, **(GALDINO, M.A.; PINHO, J. T, 2014).**

2.2 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687/2015

O setor clamava por algumas mudanças, principalmente referentes à possibilidade de realizar autoconsumo remoto e geração com múltiplos empreendimentos, principalmente para poder ter instalações prediais. Também havia a necessidade de empreendimentos com maior potência instalada de se enquadrarem como minigeração.

Depois da revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, esta resolução manteve muito da original, com algumas notáveis e importantes modificações. Para evitar repetições desnecessárias, apenas as modificações serão explicitadas nesta seção.

2.2.1 Novas definições

Diante da necessidade da expansão do limite de potência para minigeração, de forma a viabilizar maiores fazendas solares, e da necessidade de se reduzir o limite de potência para microgeração, algumas definições anteriores foram revistas e refeitas nesta atualização.

Outros conceitos necessários, que não estavam presentes na última norma, também foram incluídos.

De acordo com essa revisão, redefine-se:

- Microgeração: centrais geradoras com potências iguais ou inferiores a 75 kW que utilizem como fontes renováveis ou cogeração qualificada.
- Minigeração: centrais geradoras com potências superiores a 75 kW e inferiores a 5 MW que utilizem como fonte energética fontes renováveis ou cogeração qualificada.
- Sistema de Compensação de Energia: a energia ativa injetada na rede pela unidade consumidora, com micro ou minigeração distribuída, é cedida por empréstimo gratuito à distribuidora local e subsequentemente compensada com o consumo de energia ativa fornecido pela distribuidora.
- A melhoria nas instalações já existentes, substituição ou reforma dos equipamentos, de forma a manter a conexão adequada de energia elétrica junto à rede, além de eventuais adequações destas instalações a novas normas.

- Reforço à instalação, substituição ou reforma dos equipamentos em instalações existentes de forma a aumentar as suas potências instaladas, respeitando e fazendo adequações a estas instalações se necessário.

Define-se ainda diferentes mecanismos de compensação:

- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** utilização da energia elétrica gerada de forma independente, onde cada fração seja equivalente a uma unidade consumidora separada, e as áreas de uso comum constituam outra unidade consumidora, esta prioritária. Este tipo de empreendimento só é permitido em áreas contíguas, além de ser vedada a utilização de espaços públicos.
- **Autoconsumo remoto:** compensação de energia em unidade diferente daquela onde se encontra a instalação do gerador de energia, desde que ambas as partes estejam de acordo (se não forem a mesma) e ambas as unidades consumidoras estejam dentro de uma mesma área de concessão.
- **Geração compartilhada:** reunião de consumidores ou unidades consumidoras dentro de uma mesma área de concessão, que compensam a energia gerada em outra localidade, por meio de cooperação, (também dentro desta mesma unidade de concessão) em suas respectivas unidades consumidoras.

2.2.2 Dos novos sistemas de compensação de créditos e faturamento

Uma vez normatizada de geração compartilhada e autoconsumo remoto, tornou-se necessário definir como seria a compensação para estes casos, uma vez que diferem o local, e como ficaria a partir de então a questão dos faturamentos. Ademais, houve algumas modificações pontuais nas regulamentações destes sistemas de forma a expandir o uso de geração distribuída, tornando-a mais viável e atrativa.

Referente ao sistema de compensação, ficou definido que podem utilizar-se deste sistema, as unidades consumidoras que possuam microgeração ou minigeração distribuída instaladas, sejam integrantes de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, estejam em um acordo de geração compartilhada ou sejam caracterizadas como autoconsumo remoto.

Caso o consumidor não faça uso dos seus créditos após 60 meses, estes serão expirados, não havendo possibilidade de qualquer tipo de compensação após seu vencimento. Os créditos expirados serão revertidos em prol da modicidade tarifária.

Os créditos não podem ser compensados na unidade consumidora caso seja comprovado que no terreno onde foi instalado o gerador de energia seja loteado e colocado para aluguel, com o valor dos aluguéis proporcional à potência neles instalada. Não é possível monetizar externamente a geração de energia independente da concessionária.

Quanto ao faturamento, deve-se considerar a energia consumida, deduzindo desta, a quantidade de energia gerada multiplicada pelo percentual alocado a esta unidade consumidora, além dos eventuais créditos excedentes de meses anteriores alocados para esta unidade, caso haja.

Os créditos acumulados não devem ser debitados do montante de energia referente ao custo de disponibilidade, ou seja, independentemente de haver sistema de compensação de créditos para a unidade consumidora, esta deve sempre arcar com o valor do consumo mínimo referente ao tipo de instalação para consumidores do tipo B, que são consumidores de faturamento em baixa tensão, com tarifa fixa ao longo do dia.

Nos casos em que a compensação se dá em unidade diferente de onde o gerador se encontra instalado, isto poderá ser feito desde que haja um acordo feito entre os consumidores e a distribuidora no momento da solicitação de acesso à rede, desde que respeitando as condições de enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto.

Caso o titular da unidade consumidora onde se encontra a instalado o gerador de energia queira alterar os percentuais destinados às unidades consumidoras em contrato de geração compartilhada ou empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, ou queira adicionar ou retirar alguma unidade consumidora do sistema de geração compartilhada, deverá solicitar esta alteração junto à distribuidora com ao menos 60 dias de antecedência, juntamente com documento que ateste o acordo de compartilhamento entre todos os integrantes.

O posto tarifário onde ocorre a geração é prioritário em relação às demais unidades de geração compartilhada ou autoconsumo remoto. A energia a ser

compartilhada é a excedente em relação ao que foi compensado na unidade consumidora onde se encontra instalado o gerador.

Os créditos de energia devem ser consumidos em no máximo 60 meses. Caso a unidade consumidora não consiga consumir estes créditos, eles podem ser transferidos para uma outra unidade consumidora sob a mesma titularidade (CPF ou CNPJ) e sob a mesma área de concessão.

Com a revisão nº 687/2015 da ANEEL, a resolução tornou-se mais abrangente, permitindo formas diversas de conexão e compensação de créditos, explicitando de maneira mais organizada regras de conexão, além de alterar beneficemente as definições de Microgeração e Minigeração discernidas por novos limites de potência **(Resolução Normativa da ANEEL. Nº 687/2015).**

Estas mudanças na resolução foram bastante bem recebidas pelo setor e especialistas afirmaram que este iria “decolar” nos anos subsequentes, o que de fato aconteceu. Já no primeiro ano houve um aumento de 432% na potência instalada de geração distribuída no Brasil, e ao final de 2019 esse aumento (comparado com os valores de 2015) foi de cerca de 7.675%, o que representa mais de 1,34 GW de potência e 110.000 instalações **(Lygia Haydée, 2013), (Laís Lis, 2016), (Leo Branco, 2016).**

2.3 CONSULTA PÚBLICA DA ANEEL E MUDANÇA DA RESOLUÇÃO

2.3.1 Cenário com as próximas Resoluções Normativas

Em 2015 ficou prevista uma nova revisão da resolução nº 482/2012 para o final do ano de 2019. A ANEEL divulgou diretrizes da mudança na resolução, além de abrir uma consulta pública para que o setor pudesse opinar e ajudar a elaborar esta revisão programada.

A principal mudança desta proposta refere-se ao sistema de compensação de créditos. Atualmente a energia ativa gerada e injetada na rede, é cedida através de empréstimo gratuito à distribuidora, e a mesma quantidade de kWh injetada é compensada no consumo proveniente da rede, respeitando os valores mínimos de consumo referentes ao tipo de instalação, caso mais créditos sejam injetados do que

consumidos. A ANEEL afirma que este sistema possui um problema referente aos custos de operação, transmissão e perdas de energia na rede.

Quando o usuário utiliza seus créditos de geração para compensar a energia consumida, ele compensa exatamente a mesma quantidade de créditos injetados, aparentemente sendo uma relação sem custos adicionais para ambas partes. Porém nesta configuração os custos de uso da rede, seja para injeção de energia ou uso da energia proveniente da distribuidora não são contabilizados pelo usuário. Estes custos são rateados pelos demais usuários da concessionária, aumentando-se assim o valor do kWh.

A ANEEL propõe que o usuário passe a arcar com estes custos, de forma que, para compensar uma certa quantidade de energia consumida seja necessário debitar uma quantidade maior de créditos acumulados, compensando financeiramente a distribuidora pelos custos de operação da rede.

A proposta ainda define que os usuários sejam classificados em duas categorias:

- a) Aqueles aderidos ao sistema de compensação de créditos anterior à esta mudança de resolução, aos quais as novas regras não se aplicam e o sistema de compensação de créditos permanece o mesmo, por direito adquirido, até o ano de 2030.
- b) Aqueles aderidos após a mudança da resolução que passam a pagar o custo da rede, apenas, caso não façam uso de autoconsumo remoto, até a capacidade instalada no país chegar a 5,9 GW, ou, caso isto não aconteça, ao chegar ao ano de 2030. A partir deste ponto, estes usuários passam também a pagar componentes da TUSD (Tarifa de Utilização de Serviço de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia) e encargos setoriais. Os usuários aderidos após a mudança de resolução que optem pelo uso de autoconsumo remoto, pagam pelos encargos setoriais e os componentes de distribuição, transmissão e geração desde o início do sistema de compensação.

Uma melhor visualização do que isto significa pode ser observada na Tabela 1:

Tabela 1 - Esquema de Mudança de Sistema de Compensação de Créditos, discernidos por data de entrada do usuário no sistema e presença ou ausência de autoconsumo remoto

Tipo de Usuário de GD	Até 2030	Após 2030
Aderido antes da mudança de resolução, com ou sem autoconsumo remoto	Não há alterações	
Aderido após da mudança de resolução, sem autoconsumo remoto	Pagamento do custo da rede + Encargos (caso a potência instalada chegue a 5,9 GW)	Pagamento do custo da rede + Encargos de Impostos
Aderido após da mudança de resolução, com autoconsumo remoto	Pagamento do custo da rede + Encargos de Impostos	

A ANEEL afirmou que esta mudança é benéfica para os demais consumidores além do setor de geração distribuída. Os benefícios da geração distribuída seriam compartilhados com o restante dos usuários de energia do Brasil, de forma a fazer com que o crescimento da geração distribuída se torne sustentável econômica e ambientalmente (AID, 2019)

2.4 CONSULTA PÚBLICA DA ANEEL

Após a repercussão negativa da proposta de mudanças na resolução, a ANEEL fez uma consulta pública com especialistas do setor, principalmente fotovoltaico.

A tarifa de energia monômnia contém diversas componentes agrupadas sob a TE (Tarifa de Energia) e a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). Cada uma delas possui um peso na formação da tarifa final do consumidor, representados, pela média, na Figura 3:

Figura 3 - Componentes Tarifa de Energia
Fonte: [Bright Strategies](#) - 2020

TARIFA DE ENERGIA					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A (trans.)	FIO B (distribuição)	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Definiu-se então 6 alternativas possíveis para o sistema de compensação de créditos **(BRIGHT STRATEGIES, 2020):**

- Alternativa 0: equivale ao cenário atual, onde os créditos injetados são compensados em uma proporção de 1:1, enquanto a Alternativa 5 é o cenário com maior percentual de descontos.

Figura 4 - Esquema referente à alternativa 0
Fonte: [Bright Strategies](#) - 2020



- Alternativa 1: propõe que o usuário de geração distribuída arque com os custos referentes à transmissão nos filamentos de fio B (filamento de distribuição) da TUSD (Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição).

Figura 5 - Esquema referente à alternativa 1
Fonte: [Bright Strategies](#) - 2020



- Alternativa 2: propõe que além dos custos já arcados na Alternativa 1, o usuário de geração distribuída também arque com os custos referentes transmissão nos filamentos de fio A (filamento de transmissão) da TUSD.

Figura 6 - Esquema referente à alternativa 2
 Fonte: [Bright Strategies](#) - 2020



- Alternativa 3: propõe que além dos custos já arcados na Alternativa 2, o usuário de geração distribuída também arque com os custos referentes a encargos (impostos) referentes à TUSD.

Figura 7 - Esquema referente à alternativa 3
 Fonte: [Bright Strategies](#)



- Alternativa 4 propõe que além dos custos já arcados na Alternativa 3, o usuário de geração distribuída também arque com os custos referentes às perdas energéticas da TUSD.

Figura 8 - Esquema referente à alternativa 4
 Fonte: [Bright Strategies](#) - 2020



- Alternativa 5 propõe que além dos custos já arcados na Alternativa 4, o usuário de geração distribuída também arque com os custos referentes aos encargos

referentes à Tarifa de Energia Consumida (TE), sendo compensada apenas o valor referente exclusivamente à energia gerada.

Figura 9 - Esquema referente à alternativa 5
 Fonte: [Bright Strategies](#) - 2020



Um comparativo das Alternativas pode ser visto na figura 10:

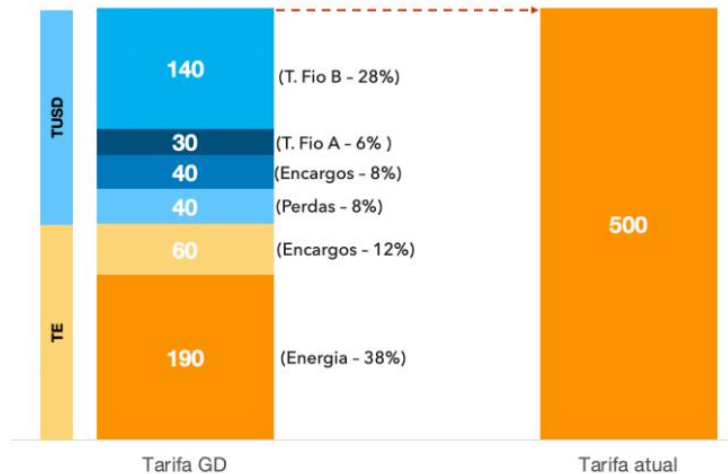
Figura 10 - Comparativo das alternativas, fornecido pelo documento referente à consulta pública da ANEEL

Fonte: [Bright Strategies](#) - 2020



A Figura 11 representa, a partir de uma tarifa hipotética, o impacto que cada componente possui no valor total em R\$/kWh:

Figura 11 - Valor de cada componente tarifaria, em tarifa hipotética.
 fonte [Bright Strategies](#) - 2020



A consulta pública ainda traz um levantamento referente à inviabilidade financeira da Alternativa 5, pois, segundo relatório da própria ANEEL esta alternativa teria tempo de payback bastante elevado, cerca de 23 anos, comparando-se com o tempo de vida útil dos equipamentos, cerca de 25 a 30 anos, diminuindo fortemente a atratividade.

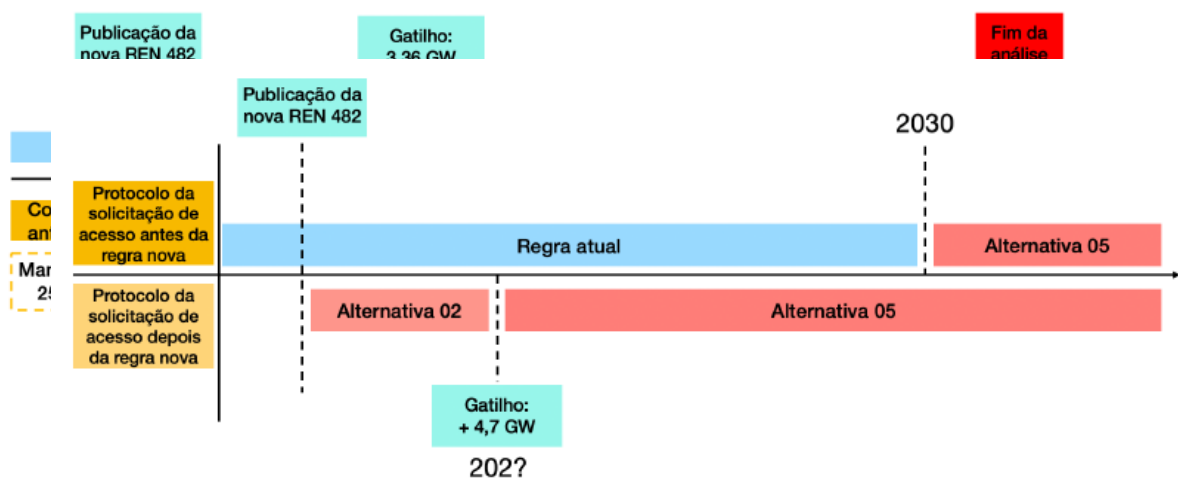
Mesmo que esta alternativa fosse implementada em etapas, passando pelas demais alternativas através de gatilhos de data ou de potência instalada nacional, ainda assim o cenário seria fortemente inviável, afastando investidores, novas empresas no mercado e possivelmente aniquilando o setor.

Então torna-se claro que, apesar de a ANEEL ter afirmado que a Alternativa 5 poderia garantir rentabilidade para os empreendimentos, isto não se sustenta, baseando-se em simulações com dados reais apresentados nesta consulta pública.

Propõe-se que a Alternativa 0 fique em vigor até 31 de dezembro de 2020, e então que a Alternativa 1 seja aplicada, gradualmente de acordo com o aumento da potência instalada em MW no Brasil, aos usuários de geração distribuída até 31 de dezembro de 2030, de forma que em 2031 a parcela referente ao Fio B deixe de fazer parte da compensação de créditos da geração distribuída.

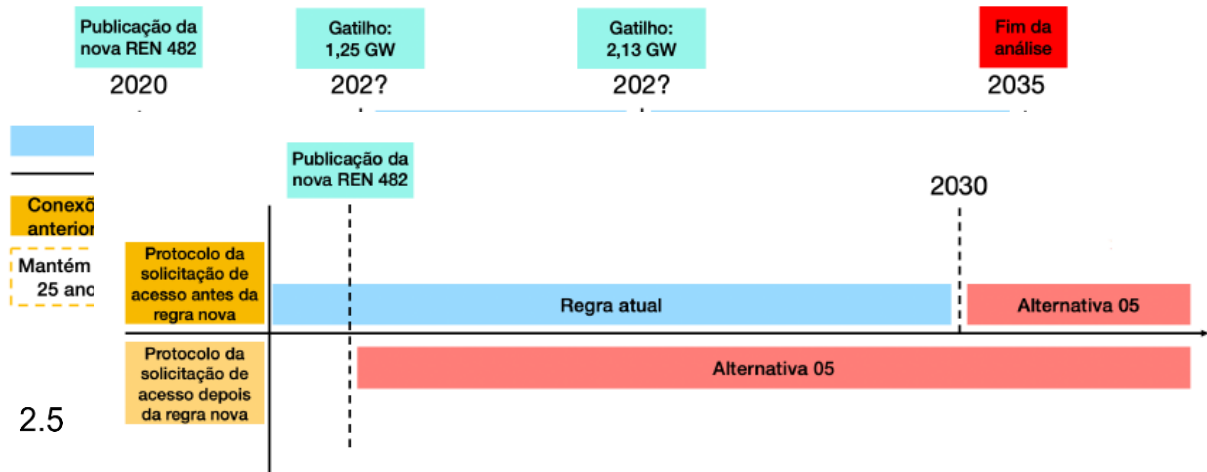
Dessa forma, os cenários para a geração junto a carga, apresentam-se conforme se vê nas figuras 12 e 13:

Figura 12 - Proposta da ANEEL em janeiro de 2019 – Geração Junto a carga
Fonte [Bright Strategies -2020](#)



E para a geração remota – Caso das Fazendas Solares, os cenários podem ser conforme as figuras 14 e 15:

Figura 14 - Proposta da ANEEL em janeiro de 2019 – Geração remota
fonte [Bright Strategies - 2020](#)



VISÃO DO SETOR SOBRE A RESOLUÇÃO E SUAS ALTERAÇÕES

Em 2019, estava prevista uma nova revisão da resolução da ANEEL referente à geração distribuída. O setor então esperava mudanças que viabilizassem ainda mais o crescente mercado, seguindo a mesma linha da resolução de 2015. Porém, a cobrança de encargos e cobrança de custos da rede, propostas pela ANEEL somente aumentam o tempo de retorno de capital de uma instalação de geração distribuída, diminuindo sua viabilidade financeira **(NYELDER RODRIGUES, 2019)**.

Além disso, a esmagadora maioria dos usuários de geração distribuída acabam sendo obrigados a pagar os custos de consumo mínimo, debitados dos créditos no mês de referência ou cobrados na fatura neste mesmo mês, que já seria uma forma de contribuir com custos pelo uso da rede elétrica, porém o custo de disponibilidade não é equivalente ao custo da rede de distribuição. **(FOLHA ESTADO DE SÃO PAULO, 2020)**.

O setor viu a mudança da resolução de forma bastante negativa, afirmando que seria um retrocesso na expansão de energias renováveis, e um freio econômico para um setor em ascensão, ainda mais em um momento de crise econômica. Enquanto a ANEEL afirma que estas mudanças auxiliam a geração distribuída e os demais usuários críticos da proposta, afirmam que, na realidade, esta proposta beneficiaria as usinas centralizadas de grande porte no Brasil, principalmente hidrelétricas de

grande porte, favorecendo geração centralizada em detrimento da distribuída **(PORTAL SOLAR, 2019)**.

Dada a repercussão negativa proveniente da proposta, o congresso decidiu discuti-la com os diretores da ANEEL, e então criar um projeto de lei que ainda tramita no congresso e, ao que tudo indica, esta será criada e divulgada ao longo de 2020, ou 2021. **(ANA FLOR, 2020), (RODRIGO BAPTISTA, 2019)**.

3 PROJETO USINA 3,12MW E SIMULAÇÃO PVSYSYSTEM

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será descrito o local da instalação da Fazenda Solar, como os dados climáticos, variáveis para a simulação de geração e uma descrição dos principais componentes de projeto da Fazenda Solar.

3.2 LOCAL DE INSTALAÇÃO

Como apresentado no Capítulo 1 a motivação para o presente estudo, o local de instalação da usina fotovoltaica será no município de Araxá, Minas Gerais, região do Alto Paranaíba.

A área destinada ao estudo para a instalação da planta geradora, possui coordenadas (19°42'27.0"S 46°57'06.6"W), localizada a 14,6 km do município de Araxá, na Rodovia estadual Francisco Rodrigues Duarte (MG-458), Figura 16 sentido Franca - estado de São Paulo.

A área disponível para o projeto é de $46.235,73m^2$, Figura 17 e foi escolhida de acordo com a topografia do terreno e proximidade da rede de média tensão - 13,8kV da Cemig.

De acordo com a área disponível foram locados módulos fotovoltaicos orientados para o norte, azimute 0° e inclinação de 19° , que representa a melhor captação de energia ao longo do ano para a presente latitude. Dessa forma a quantidade de módulos total da fazenda solar é de 7.800 unidades (área de módulos $15.600m^2$), (área de espaçamento entre fileiras $23.635m^2$) e (área livre $7.000m^2$) Figura 18 distribuídas em 260 mesas de 30 módulos cada, com uma distância de 4 metros entre mesas.

Figura 16 - Imagem de satélite da localização do terreno
Fonte: Google Earth

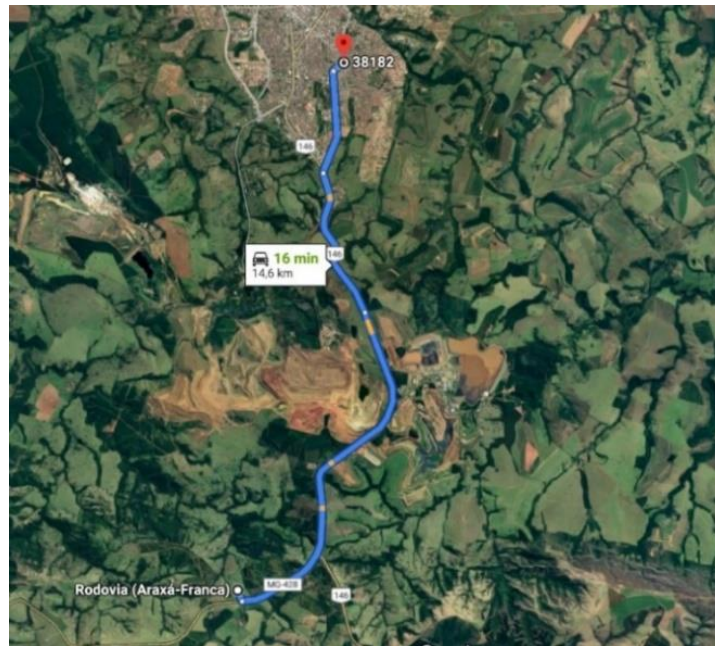


Figura 17 - Imagem de satélite da medição do terreno
Fonte: Google Earth



Figura 18 - Imagem de satélite do arranjo dos módulos
Fonte: Google Earth



3.3 IRRADIAÇÃO E TEMPERATURA LOCAL

Para avaliação do potencial energético solar, ou seja, potencial de geração da Fazenda solar, é necessário avaliar as variáveis climáticas do local de instalação, irradiação solar e temperatura da região.

A radiação solar referenciada em irradiação solar representa o fluxo de energia em metros quadrados. Existem várias unidades de representação para essa variável, mas para sistemas fotovoltaicos é utilizado kWh/m². Uma maneira usualmente utilizada é em (HSP – Horas de sol Pleno), representada por quantas horas de sol acumulado ao longo do dia temos uma irradiação de 1 kWh/ m²

A ferramenta utilizada para fontes de dados de irradiação solar nesse estudo, é o SunData v 3.0, fornecida pela CRESEB pelo site na internet. De acordo com a latitude e longitude do local de instalação e as orientações dos módulos fotovoltaicos, no plano inclinado e horizontal, o programa fornece o valor médio diário em kW/m², dos lugares com medição próximos ao local referenciado.

Nesse caso os dados fornecidos pela ferramenta, são apresentados na Tabela 2 em valores médios diários da cidade de Araxá - MG no plano inclinado.

Tabela 2 Dados de irradiação média diária de acordo com a inclinação.
Fonte: Cresesb - 2020

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Araxá
Município: Araxá - MG - BRASIL
Latitude: 19,701° S
Longitude: 46,949° O
Distância do ponto de ref. (19,7069° S; 46,952285° O) : 7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
☑	Plano Horizontal	0° N	5,50	5,88	4,94	4,86	4,46	4,22	4,46	5,51	5,41	5,60	5,34	5,61	5,15	1,66
☑	Ângulo igual a latitude	20° N	5,02	5,61	5,03	5,40	5,38	5,33	5,54	6,43	5,71	5,45	4,93	5,05	5,41	1,50
☑	Maior média anual	21° N	4,99	5,58	5,02	5,41	5,41	5,37	5,58	6,46	5,71	5,43	4,90	5,01	5,41	1,56
☑	Maior mínimo mensal	14° N	5,21	5,74	5,05	5,29	5,16	5,05	5,27	6,21	5,67	5,54	5,10	5,25	5,38	1,17

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Araxá–Araxá, MG–BRASIL

19,701° S; 46,949° O

- Temperaturas Mínima, Média e Máxima. [INMET]

Além da irradiação solar, outro parâmetro que influencia nas características elétricas é a temperatura de operação das células fotovoltaicas. Portanto para o dimensionamento dos arranjos dos módulos e tensão de operação das strings é necessário o conhecimento dos históricos de temperaturas do local de instalação.

A base de dados de temperaturas utilizada é da cidade de Araxá MG e pode ser conferida na tabela 3:

Tabela 3 - Média de temperaturas de Araxá
Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (climatológica de 1981-2010).

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Temperatura máxima recorde (°C)	34,9	35,2	34,3	32,4	31,1	30,1	30,3	33,5	35,9	36,8	34,7	34,3	36,8
Temperatura máxima média (°C)	28	28,4	28,1	27,6	25,8	25,1	25,2	27,2	28,4	28,8	27,9	27,5	27,3
Temperatura média compensada (°C)	22,4	22,5	22,2	21,5	19,4	18,5	18,4	20	21,6	22,3	22	21,9	21,1
Temperatura mínima média (°C)	18,7	18,7	18,5	17,4	15	13,9	13,8	15	16,5	17,8	18	18,4	16,8
Temperatura mínima recorde (°C)	9,7	10,9	12,3	8,9	3,7	2,2	1,6	4,5	8,1	7,9	7,2	8,6	1,6
Precipitação (mm)	304,3	215,3	192,1	78	49,1	11,4	9,6	17,6	67,7	123,6	193,1	292,4	1 554,2
Dias com precipitação (≥ 1 mm)	18	14	14	7	4	1	1	2	7	9	14	19	110
Umidade relativa compensada (%)	81,2	80	80,6	78,2	75,9	72,5	67,8	63,5	65,5	70,9	78	82,7	74,7
Horas de sol	149,2	171,5	186,6	216,2	215,1	213,1	239,1	252,4	204,3	199,6	170,9	137	2 355

3.4 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Os módulos fotovoltaicos são compostos por um arranjo de células solares que são ligados entre si para converter a energia proveniente da radiação solar em energia elétrica contínua. As ligações dos módulos são relacionadas ao quanto se deseja de produção de energia, corrente e tensão que o módulo deva atender ao projeto de fabricação.

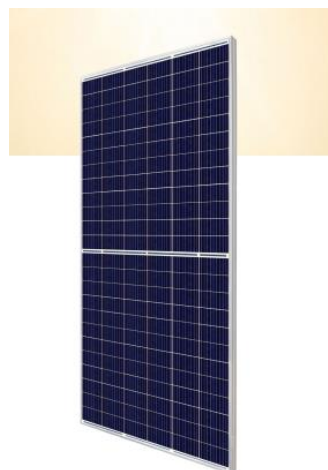
As principais características e parâmetros dos módulos que devem ser observadas para escolha ideal do fabricante e potência de cada módulo são:

- Características Construtivas: Dimensões, tipo da célula, peso e tipo de conector.
- Características Elétricas: Tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, corrente de máxima potência, tensão de máxima potência, máxima tensão do sistema, fusíveis.
- Características Elétricas para Associação dos módulos: tensões e correntes de acordo com a máxima e mínima temperatura
- Fatores que afetam a conversão de energia: coeficiente de temperatura em máxima potência, em tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito.

Existem diversos tipos e modelos de módulos fotovoltaicos no mercado mundial, com o avanço da tecnologia e com a redução dos preços devido a maior maturidade do setor no Brasil, hoje podemos encontrar diversos fabricantes no país.

É importante a escolha do tipo de células e arranjos de módulos a serem utilizadas pois a incompatibilidade de suas características elétricas pode reduzir a eficiência de conversão e danos ao longo do tempo. Isso ocorre pelo efeito de descasamento, onde as células de maior corrente e voltagem dissipam seu excesso de potência nas células de desempenho inferior. Em consequência, a eficiência global do módulo fotovoltaico é reduzida **(GALDINO, M.A.; PINHO, J. T, 2014).**

Figura 19 - Imagem do Módulo Fotovoltaico
Fonte: Datasheet Canadian Solar



3.5 CONDUTORES SOLAR

O condutor a ser utilizado em sistemas fotovoltaicos deve ser resistente às severas condições ambientais, por serem instalados em locais com altas temperaturas. Os módulos fotovoltaicos são ligados entre si em série elétrica pelos próprios cabos contidos nos módulos, porém ao final de cada série os condutores solares são instalados nos polos positivo e negativo, a fim de ligar a série ao seu respectivo inversor.

O dimensionamento dos cabos deve ser feito considerando os critérios de corrente admissível de curto-circuito, corrente máxima admissível pelo aquecimento do cabo e a queda máxima de tensão permitida.

Tabela 4 - Quedas de tensão admissíveis para trechos de ligação entre componentes de sistemas fotovoltaicos
Fonte: IEC 60364-7-712

Quedas de Tensão para Sistemas Fotovoltaicos Isolados	
Trecho de ligação	(QV)
Painel fotovoltaico – Controlador de cargas	3%
Controlador de cargas – Banco de Baterias	1%
Banco de Baterias – Inversor Autônomo	1%
Controlador de cargas – Cargas CC	3%
Inversor Autônomo – Cargas CA	4%
Quedas de Tensão para Sistemas Conectados à Rede	
Painel Fotovoltaico – Inversor Interativo	1%
Inversor Interativo – Rede	3%

3.6 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO DOS MÓDULOS

A estrutura de correção de inclinação utilizada em Fazendas Solares deve ser capaz de resistir ao próprio peso e aos esforços de vento, existem vários tipos de arranjos e topologias de materiais, angulação fixa ou móvel (Tracker – Sistema de Rastreamento Solar)

3.6.1 Sistema de Fixo

O sistema fixo, apresentado na Figura 20, é a topologia utilizada na maioria das usinas fotovoltaicas devido ao menor custo comparado com os de rastreamento solar. Neste caso, os módulos ficam posicionados com um ângulo otimizado de acordo com o local de instalação. Esse tipo de estrutura apresenta um menor custo de manutenção e implantação. Sendo mais comum para regiões com grandes áreas disponíveis e regiões com menores altitudes.

Figura 20 - Topologia de Estrutura de Fixação Fixa
Fonte: Solar Motors



3.6.2 Sistema de Rastreamento

O sistema de rastreamento solar, (Tracker) é um dispositivo que altera várias vezes a posição dos módulos fotovoltaicos durante o dia, seguindo o caminho do sol para aumentar a produção de energia solar do sistema fotovoltaico, conforme pode-se observar na figura 21. Esse sistema apresenta vantagens e desvantagens.

Figura 21 - Topologia de Estrutura de Fixação com Tracker
Fonte: Solar Motors



Sistemas com rastreamento solar geram mais energia do que os sistemas fixos. Isto se deve ao aumento da incidência direta aos raios solares, esse ganho pode ser nos valores de 25 a 45%. Ao comparar, observa-se que um sistema com seguidor solar que aumenta em 30% a produção de energia, é semelhante a um sistema fixo com 30% a mais de potência de captação (módulos fotovoltaicos). Dessa forma geram mais eletricidade com aproximadamente a mesma quantidade de espaço necessário

para os sistemas de inclinação fixa, tornando-os ideais para otimizar o uso da área disponível (AXAOPOULOS E FYLLADITAKIS, 2013).

Devido ao uso de tecnologias mais complexas e de peças móveis para seu funcionamento, os sistemas com seguidores solares são mais caros e mesmo com os avanços na confiabilidade, a manutenção necessária para manter o funcionamento de um sistema com essa tecnologia é maior do que um sistema fixo (PEREIRA,2012).

Para as duas topologias mencionadas acima, tem-se uma parte principal dessa estrutura que consiste em um feixe contínuo, apoiado por uma série de pilares que suporte contra arraste de vento no plano dos módulos fotovoltaicos, sendo estes fixados à estrutura através de grampos finais e intermediários de pressão em sua moldura de alumínio.

A fundação das estruturas deve ser feita conduzindo o solo a uma profundidade suficiente para alcançar a estabilidade e resistência adequadas, incluindo a concretagem em casos considerados necessários.

A distância entre as mesas de estrutura metálica na direção Norte Sul deverá ser tal que os efeitos de sombreamento entre eles sejam minimizados.

3.7 CAIXAS DE JUNÇÃO E PROTEÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA

As Caixas de Junção, também chamadas de *String Boxes*, servem para acomodar todas as conexões dos circuitos de corrente contínua vindos dos módulos fotovoltaicos, produzindo uma saída (CC) que se conecta à entrada CC do Inversor de frequência solar.

A caixa de junção precisa obrigatoriamente conter os dispositivos de proteção, tais como:

- Dispositivo de seccionamento em carga e proteção de sobrecorrente - Chaves Seccionadoras CC;
- Dispositivo de proteção de sobrecorrente - Fusíveis de proteção para as strings;
- Dispositivo de proteção de descarga atmosféricas - Proteção Contra Surtos (DPSs) – Classe II.

3.8 INVERSORES DE FREQUENCIA

O inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica alternada (C.A) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (C.C).

Os principais inversores utilizados para a conexão de plantas solares ao sistema elétrico são equipados com a função MPPT capaz de obter a máxima potência dos módulos fotovoltaicos ($V \times I$), de acordo com a variação da irradiação, temperaturas e sombras ao longo do dia.

A tensão C.A modulada de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados aos parâmetros de energia do local de instalação para o sincronismo e injeção da energia na rede **(BRAGA,2008)**.

As principais características e parâmetros dos inversores que devem ser observadas para escolha do fabricante, da potência e do seu arranjo, são:

- Características Elétricas de Entrada: máxima e mínima tensão de entrada, máxima corrente por entrada, tensão de MPPT, proteções de entrada, dentre outras;
- Características Elétricas de Saída: Faixas de tensão, corrente e frequências de saída;
- Características Elétricas para Associação de Inversores; máxima e mínima tensão e corrente do conjunto;
- Características Mecânicas: Dimensões, peso e ventilação;
- Características de Conversão: eficiência de conversão, THD

Segundo as normas brasileiras, os conversores deverão ser desconectados em caso de **(REFERÊNCIA ND - 5.30)**:

- Falha na rede elétrica: em caso de interrupção no fornecimento da rede elétrica, o inversor se encontra em curto-circuito, portanto, desconectará, e não trabalhará sob quaisquer circunstâncias em modo ilha, e voltando a conectar somente quando for restaurada a rede elétrica.
- Tensão fora do *range*: se a tensão estiver acima ou abaixo da tensão de operação do inversor, ele será desconectado automaticamente, aguardando condições de operação mais favoráveis.

- Frequência fora do *range*: no caso de a frequência da rede estar fora da faixa permitida, o inversor parará imediatamente, pois isso significa que a rede está operando em modo ilha ou instável.
- Alta temperatura: o inversor possui um sistema de resfriamento por convecção e ventilação forçada. Caso a temperatura interna do equipamento aumente, ele terá que apresentar controle para fornecer menos energia para não exceder a temperatura limite. E caso a temperatura exceda a máxima suportada, o inversor deverá desconectar automaticamente.

Para as plantas solares de maior potência os inversores devem ser de mesma potência, marca e modelos a fim de padronizar a facilitar as manutenções.

A Figura 22 apresenta o modelo de inversor utilizado no presente estudo.

Figura 22 – Inversor de Frequência ABB 100kW
Fonte: Datasheet ABB



3.9 CABOS CA

Os condutores de corrente alternada são utilizados para a interconexão da saída dos inversores aos transformadores de interligação a rede elétrica da concessionária.

O dimensionamento dos cabos deve ser feito considerando os critérios de corrente admissível de curto-circuito, corrente máxima admissível pelo aquecimento do cabo e queda máxima de tensão permitida, conforme Tabela 4.

3.10 QUADROS DE PROTEÇÃO EM BAIXA TENSÃO

O Quadro Geral de Proteção de Baixa Tensão, proporciona as proteções seletivas aos circuitos dos sistemas de distribuição. Geralmente, o equipamento consiste de uma estrutura modular com um ou mais disjuntores por coluna, fixos ou extraíveis, além de serem capazes de fornecer proteção, controle, medição e até monitoramento e comunicação remota em alguns casos.

Nas Fazendas Solares, os quadros gerais de baixa tensão servem para fazer a interligação dos inversores com o transformador, protegendo e coletando assim a corrente de saída dos inversores e direcionando por um único caminho até o transformador.

3.11 ATERRAMENTO

Todo os componentes devem ser equipotencializados no aterramento da instalação fotovoltaica. O sistema deve ser único e percorrerá por toda a planta, formando uma malha à qual serão conectadas todas as estruturas e partes metálicas da instalação, bem como as caixas de junção, o inversor, o sistema SPDA (Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas), dispositivos de proteção contra surto e os painéis elétricos.

As normas brasileiras 14039 e NBR 5410, além da NR-10 exigem que todas as instalações elétricas tenham um sistema de aterramento. Esta exigência tem como finalidade principal a segurança das pessoas, tanto dos profissionais encarregados da operação, supervisão e manutenção, quanto usuários.

O aterramento deve ser adequado para lidar com fenômenos e eventos em baixa e alta frequências.

3.12 SISTEMA DE MEDIÇÃO E ESTAÇÃO SOLARIMÉTRICA

Um sistema de registro de dados (aquisição e armazenamento de dados) muito utilizados nas fazendas solares é o sistema – SCADA (Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados) que proporciona a aquisição e supervisão de todas as diferentes variáveis da instalação, o que fornece informações completas sobre o comportamento

geral do sistema. Esses dados serão armazenados a fim de gerar informações suficientes para que o operador da planta geradora possa tomar decisões sobre manutenções preventivas, preditivas ou corretivas.

Outro componente importante nas usinas é a estação meteorológica, necessária para se obter os dados em tempo real das condições meteorológicas da usina. O uso dos seguintes equipamentos se faz necessário:

- Um piranômetro para medir irradiância global (posição horizontal);
- Um piranômetro para medir irradiância total (inclinação dos módulos);
- Um sensor de temperatura ambiente;
- Um sensor de temperatura dos módulos fotovoltaicos, fixado à parte traseira de um módulo;
- Um sensor de umidade relativa do ar;
- Um anemômetro para medir velocidade do vento.

3.13 SUBESTAÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA (INTERLIGAÇÃO NA REDE ELÉTRICA)

Os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica de energia estão regulamentados nos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST). Contudo é necessário seguir a regulamentação da concessionária, seus padrões e normas de subestações de interligação a rede.

Para a faixa de potência do projeto em questão a subestação deve ser N° 2 ou 4, com proteções e arranjos como descrito a seguir.

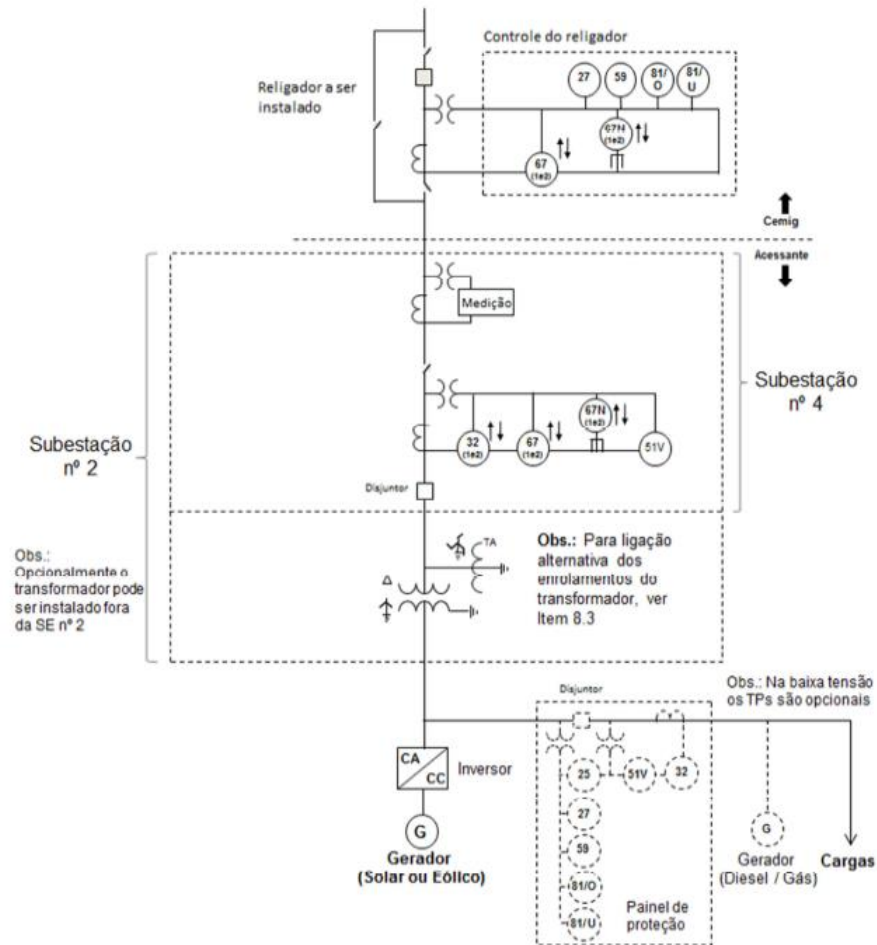
As principais características da SE n° 2 com potência superior a 300kW devem ser

(REFERÊNCIA ND - 5.31):

- Religador de Tensão deverá ser instalado o mais próximo do ponto de acesso;
- A medição de potência injetada, demanda contratada deve ser na média tensão;
- O disjuntor de entrada deverá contar com as seguintes funções de relé de proteção:

- **Função 32 – Relé direcional de potencial:** Limita o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo acessante.
- **Função 51V – Relé de sobrecorrente com restrição de tensão:** protege contra faltas fase-fase na rede de média tensão da distribuidora.
- **Função 67 - Relé de sobrecorrente direcional de fase** proteção de sobrecorrente direcional de fase para faltas na barra de média tensão do acessante. Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante.
- **Função 67N (1 e 2) - Relé de sobrecorrente direcional de neutro** proteção de sobrecorrente direcional de terra. Uma unidade protege contra faltas fase-terra na rede de média tensão da distribuidora e outra na barra de média tensão do acessante e, em alguns casos, no transformador de aterramento.

Figura 23 - Diagrama unifilar de Subestação de entrada maior/igual a 300kVA
Fonte: ND 5.31 - CEMIG



3.14 DIMENSIONAMENTO DOS PRINCIPAIS COMPONENTES E EQUIPAMENTOS DO SISTEMA

Nesta secção do estudo, serão apresentadas as principais características dos módulos fotovoltaicos, inversores de frequência e resultado de simulação de geração de energia.

3.14.1 Potência Nominal de Módulos Fotovoltaicos:

A Fazenda Solar a ser instalada no terreno descrito no item 3.2, será composta por 7.800 módulos do tipo policristalino, 144 Células e 400Wp de potência de pico, resultando em uma potência total da Usina de 3.120kWp.

Depois da avaliação dos módulos disponíveis no mercado, o equipamento de menor custo de aquisição, foi o módulo fotovoltaico do fabricante Canadian Solar, modelo CS3W-400Wp, com as seguintes características elétricas e mecânicas, conforme Tabela 5:

Tabela 5 - Características Elétricas e Mecânicas dos módulos fotovoltaicos
Fonte: Datasheet Canadian Solar

Características Elétricas CS3W-400Wp - 1500V	
Potência Máxima: (pico)	400W
Tensão em Potência Máxima: (Vmp)	38,7 V
Corrente em Potência Máxima: (Vmp)	10,34 A
Tensão em Circuito Aberto: (Voc)	47,2 V
Corrente em Curto Circuito: (Isc)	10,9 A
Tolerância de Potência:	0~+5W
Corrente Máxima do fusível em série	20A
Temperatura Nominal de Funcionamento:	-40°C~+85°C
Coeficiente de Temperatura da Potência: (Pmax)	-0,37%/°C
Coeficiente de Temperatura da Tensão: (Voc)	-0,29%/°C
Coeficiente de Temperatura da Corrente: (Isc)	-0,05%/°C
Características Mecânicas CS3W-400Wp - 1500V	
Altura:	2108mm
Largura:	1048mm
Profundidade:	40mm
Peso:	24,9Kg
Quantidade de Células Fotovoltaicas:	144 [2 x (6x12)]
Tipo de células Fotovoltaicas:	Silício Poly-Cristalino
Estrutura Externa: (fixação)	Liga de alumínio anodizado/vidro temperado
Caixa de Conexão:	IP68
Cabos:	4mm ²
Conectores:	MC4

3.14.2 Potência Nominal de Inversores Fotovoltaicos:

A potência total de conexão da usina, demanda contratada, solicitada na concessionária de energia para o estudo de interligação na rede é de 2500kVA, portanto o arranjo total de inversores deve ser igual a demanda a ser contratada.

Uma forma de otimizar as perdas de potência entre o arranjo dos módulos e inversor, perdas ôhmicas, sujeiras e irradiação, defin-se uma potência de módulos maior que do inversor, chamado de FDI (Fator de Dimensionamento de Inversores)

Para determinar o FDI, basta dividir a potência nominal do inversor pelo somatório de potência nominal dos módulos conectados a cada inversor.

Os fabricantes recomendam uma faixa entre 0,75 e 0,85 vezes a potência STC instalado dos módulos. Sendo assim, se o resultado da divisão da potência nominal do inversor/dividido pela potência nominal dos módulos, estiver entre 0,75 e 0,85 pode se considerar que o inversor está bem dimensionado, **(MANUAL CRESESB, 2014)**

Neste caso, será utilizada a topologia de 25 inversores de 100kVA de fabricante ABB, modelo PVS 100kW TL SX2 FULL com 6 MPPTS (*Maximum Power Point Tracking*)

Os inversores com múltiplos MPPTs são vantajosos, por terem um rastreamento de máxima potência para cada conjunto, além de possibilitar o monitoramento individual dos conjuntos ligados a cada uma das entradas de MPPT.

Como o inversor consegue medir a potência de cada um dos MPPTs, a detecção de uma eventual falha é facilitada e o impacto da mesma é minimizado, pois os outros arranjos continuarão operando no seu ponto de máxima potência.

As características de entrada e saída dos inversores, pode ser constatada na tabela 6, a seguir:

Tabela 6 - Características de Entrada e Saída dos Inversores
Fonte: Datasheet ABB

Inversor de Frequência

Fabricante:	ABB
Modelo:	PVS 100kW TL SX2 FULL
Características da Entrada C.C.	
Máxima Tensão de Entrada:	1000Vcc
Tensão Mínima de Funcionamento:	360Vcc
Faixa de tensão do SPMP: (MPPT)	480 - 850Vcc
Número de SPMP's: (MPPT's)	6
Corrente Máxima de (Isc) de Entrada por MPPT:	50A
Corrente Máxima por MPPT	36A
Número de pares de conector por SPMP:	4
Características da Entrada C.A.	
Tipo de conexão à rede:	Trifásico
Potência Nominal: (fator de potência = 1)	100.000W
Máxima Potência Aparente:	100.00VA
Faixa de Tensão de Operação CA:	320Vca a 480Vca
Corrente Máxima da Saída CA:	145A
Frequência Nominal de Operação CA:	50Hz/60Hz
Faixa de Frequência de Operação CA:	45Hz a 55Hz/ 55Hz a 65Hz
Fator de Potência: (ajustado/ajustável)	> 0,995
Distorção Harmônica Total: (THD)	< 3%

3.14.3 Dimensionamento e parâmetros considerados de simulação

A ferramenta utilizada para auxílio do dimensionamento e simulação de geração de energia do sistema proposto é o PVSyst versão 6.87.

Esse software auxilia em questões complexas como cálculo de perdas por sombreamento, sujeira nos módulos, queda de tensão, transformação de energia, qualidade dos módulos. Além de apresentar uma vasta biblioteca com os principais equipamentos do mercado e dados de irradiação solar.

A seguir, serão definidos os passos de inserção dos parâmetros de entrada do sistema no software:

1º Passo: Irradiação, temperaturas ambientes e local de Instalação:

De acordo com as definições do local de instalação e seus parâmetros climáticos apresentados no Item 3.3, temos os seguintes valores inseridos no software:

Figura 24 - Irradiação e Temperaturas
Fonte: PVsyst

	Horizontal global irradiation kWh/m ² .day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² .day	Temperature °C
January	5.43	2.55	29.0
February	5.52	2.38	29.0
March	5.10	2.09	28.0
April	5.00	1.59	28.0
May	4.55	1.21	27.0
June	4.46	0.96	26.0
July	4.67	0.99	26.0
August	5.30	1.21	28.0
September	5.46	1.75	27.0
October	5.66	2.18	28.0
November	5.49	2.51	29.0
December	5.28	2.59	29.0
Year	5.16	1.83	27.8
	Paste	Paste	Paste

2º Passo: Máxima e Mínima Temperatura de Operação do Sistema:

As temperaturas máximas e mínimas são limitadas para o dimensionamento das máximas e mínimas tensões de entrada de arranjo dos módulos de acordo com as tensões de operação dos inversores.

Figura 25 - Parâmetros de Máxima e Mínima Temperaturas
Fonte: PVsyst

The screenshot shows the 'Site-dependent Design parameters' section in the PVsyst software. It includes a tabbed interface with 'Albedo', 'Design conditions', 'Other limitations', and 'Preferences'. The 'Design conditions' tab is active, showing a sub-section for 'Reference temperatures for array design by respect to the inverter input voltages'. This section contains four temperature settings, each with a numerical input field, a unit of °C, and a 'Default' checkbox:

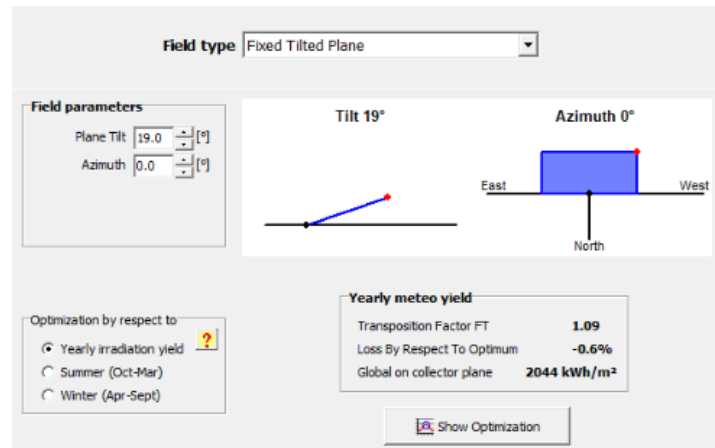
- Lower temperature for Absolute Voltage limit: 0 °C (checkbox unchecked)
- Winter operating temperature for VmppMax design: 20 °C (checkbox checked)
- Usual operating temperature under 1000 W/m: 50 °C (checkbox checked)
- Summer operating temperature for VmppMin design: 60 °C (checkbox checked)

3º Passo: Orientação e inclinação dos módulos:

De acordo com as latitudes e longitudes do local de instalação do sistema.

Figura 26 - Orientação e Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos

Fonte: PVsyst



4º Passo: Escolha dos equipamentos e dimensionamento das strings:

Depois de definidos os parâmetros de entrada e temperatura, e da escolha dos equipamentos, o próprio software limita a quantidade de módulos por arranjo de acordo com as tensões e correntes máxima e mínima de entrada e qual a percentagem de perda por *Overpanel*, ou seja, as perdas por maior potência de módulos do que inversor, que serão demonstrados nas imagens a seguir, resultando em um sistema total dos 25 inversores, com cada inversor com 6 MPPT, com 3 entradas por MPPT, resultando em 450 arranjos de entrada.

O sistema será dividido em 2 arranjos:

- Arranjo 1 com (5100 módulos, com 17 módulos conectados em serie, 3 arranjos por MPPT e alocados em 100 MPPTs).

Figura 27 - Escolha dos Equipamentos e Strings
Fonte: PVsyst

Select the PV module

Available Now Filter: All PV modules

Canadian Solar Inc. 400 Wp 33V Si-poly CS3W-400P 1500VHE Since 2019 Manufacturer 2019 Open

Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) 33.6 V
V_{oc} (0°C) 50.7 V

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now Output voltage 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

ABB 100 kW 360 - 1000 V TL 50/60 Hz PVS-100-TL Since 2017 Open

Nb of MPPT inputs 100 Operating Voltage: 360-1000 V Inverter power used 1667 kWac Power sharing

Use multi-MPPT feature Input maximum voltage: 1000 V inverter with 6 MPPT

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series 17 between 11 and 19

Nbre strings 300

Overload loss 1.2% Show sizing

Pnom ratio 1.22

Nb. modules 5100 Area 11267 m²

Operating conditions

V_{mpp} (60°C) 571 V
V_{mpp} (20°C) 672 V
V_{oc} (0°C) 863 V

Plane irradiance 1000 W/m²

I_{mp} (STC) 3105 A
I_{sc} (STC) 3270 A
I_{sc} (at STC) 3270 A

The inverter power is slightly undersized.

Max. in data STC

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C 1852 kW

Array nom. Power (STC) 2040 kWp

- Arranjo 2 com (2700 módulos, com 18 módulos conectados em serie, 3 arranjos por MPPT e alocados em 50 MPPTs.

Figura 28 - Escolha dos Equipamentos e Strings
Fonte: PVSystem

Sub-array name and Orientation

Name Sub-array #2 Order 2 Tilt 19° Azimuth 0°

Orient. Fixed Tilted Plane

Presizing Help

No sizing Enter planned power 0.0 kWp
 ... or available area(modules) 0 m²

Select the PV module

Available Now Filter: All PV modules

Canadian Solar Inc. 400 Wp 33V Si-poly CS3W-400P 1500VHE Since 2019 Manufacturer 2019 Open

Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) 33.6 V
V_{oc} (0°C) 50.7 V

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now Output voltage 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

ABB 100 kW 360 - 1000 V TL 50/60 Hz PVS-100-TL Since 2017 Open

Nb of MPPT inputs 25 Operating Voltage: 360-1000 V Inverter power used 417 kWac Power sharing

Use multi-MPPT feature Input maximum voltage: 1000 V inverter with 6 MPPT

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series 18 between 11 and 19

Nbre strings 75

Overload loss 2.4% Show sizing

Pnom ratio 1.30

Nb. modules 1350 Area 2982 m²

Operating conditions

V_{mpp} (60°C) 605 V
V_{mpp} (20°C) 711 V
V_{oc} (0°C) 913 V

Plane irradiance 1000 W/m²

I_{mp} (STC) 776 A
I_{sc} (STC) 818 A
I_{sc} (at STC) 818 A

The inverter power is slightly undersized.

Max. in data STC

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C 490 kW

Array nom. Power (STC) 540 kWp

5º Passo: Definição dos coeficientes de perda do sistema:

O software contabiliza as perdas do sistema como forma de ventilação dos módulos de acordo com a estrutura de fixação utilizada, perdas ôhmicas de cabos CC e CA, ôhmicas e de magnetização em transformadores, de acordo com a forma construtiva dos módulos e acúmulo de sujeiras.

Como o presente estudo representa uma análise inicial de viabilidade para implantação da usina, estão sendo considerados os primeiros parâmetros, definidos pelo software, conforme tabela 7, para maiores detalhes da base de valores e as perdas, referenciada no **(Help do Software PVsystem,2020)**.

Tabela 7 - Perdas e Ganhos de Simulação
Fonte: PVSyst

Perdas	Valores	Descrição das Perdas
Constante de perda por Ventilação	29 W/m ² /k	Utilizada para estruturas com ventilação livre de ar
Perdas Ôhmicas CC	1%	Perdas em Cabo CC
Perdas Ôhmicas CA	3%	Perdas em Cabo CA
Perdas no Transformador	2%	Perdas Ôhmicas e Magnetização
Qualidade do Módulo	-0,3%	Ganho positivo do módulo 0 a +5W
Perdas Mismatch	1%	Diferença de fabricação por módulos quando associados em serie
LID – Light Induced Degradations	2%	Perdas de degradação do silício nas primeiras horas de operação
Acumulo de Sujeiras	3%	Perdas por acumulo de sujeira.

6° Passo: Distância entre as mesas de estruturas metálicas:

O espaçamento entre as fileiras de módulos pode ser calculado de acordo com a sombra projetada de uma fileira na outra.

Sendo assim esse espaçamento calculado representa a distância entre o início de um arranjo e o fim da sombra projetada por este no solstício de inverno, que é quando o sol está mais inclinado em instalações nos hemisférios sul, que acontece dia 21 de junho **(MANUAL CRESESB, 2014)**.

A distância será definida nessa simulação de acordo com a área disponível para instalação, sendo assim o espaçamento utilizado será de 4 metros, portanto o

resultado da simulação irá contabilizar qual será a perda de geração de energia por sombreamento.

3.14.4 Resultados do relatório de simulação

A partir da definição dos equipamentos, dos parâmetros apresentados nessa seção do capítulo, o software apresenta os seguintes resultados de simulação, na figura 29:

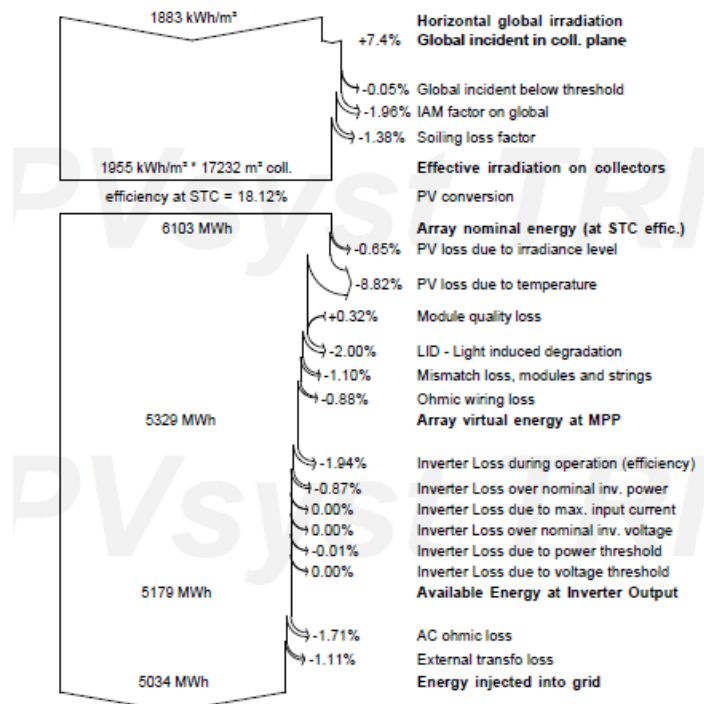
Figura 29 - Relatório de Simulação
Fonte: PVSyst

**New simulation variant
Balances and main results**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	168.3	79.00	29.00	156.1	152.2	407.7	388.8	0.798
February	154.6	66.60	29.00	150.6	147.4	391.1	372.6	0.793
March	158.1	64.80	28.00	165.2	160.4	434.0	413.7	0.803
April	150.0	47.70	28.00	168.6	162.4	432.2	411.2	0.782
May	141.1	37.50	27.00	173.9	165.9	454.9	433.7	0.799
June	133.8	28.80	26.00	172.7	163.3	449.9	428.9	0.796
July	144.8	30.70	26.00	184.2	181.4	494.8	471.0	0.819
August	164.3	37.50	28.00	194.9	190.1	513.5	488.5	0.803
September	163.8	52.50	27.00	176.6	170.0	457.8	435.9	0.791
October	175.5	67.60	28.00	175.0	165.8	445.4	424.4	0.777
November	164.7	75.30	29.00	154.4	150.4	405.8	387.4	0.804
December	163.7	80.30	29.00	149.8	145.7	395.9	378.2	0.809
Year	1882.7	668.30	27.83	2022.0	1955.0	5283.2	5034.3	0.798

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb T amb.
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio

Figura 30 – Diagrama de perdas ao longo do ano
Fonte: PVSyst



A figura 29 demonstra os resultados de geração mensal e *performance ratio* (PR) do sistema, com uma geração anual de 5.034,3MWh/ano e um coeficiente de desempenho de 0,798, valor que representa o percentual de aproveitamento de geração de energia considerando as perdas definidas.

A figura 30 representa o diagrama de perdas ao longo do ano, detalhando a percentagem global de cada perda e ganho desde a captação de energia até a entrega da energia a rede elétrica.

* *Performance Ratio* é descrito na IEC 61724-1 e é dado pela relação entre a performance específica do sistema com a performance específica de referência. A taxa de performance é uma medida, que permite a comparação entre os sistemas de diferentes localizações. Ele determina a qualidade de um sistema fotovoltaico e pode ser denominado como um fator de qualidade.

4 CAPEX, OPEX E ANÁLISE DE VIABILIDADE

4.1 CAPEX

Nesta seção será descrito o investimento necessário para a entrada em operação do empreendimento. Os custos foram divididos em 4 grupos distintos e são apresentados na Tabela 8.

Os custos de gerenciamento de projeto levam em conta as horas efetivamente aplicadas ao projeto durante 6 meses, relativas à elaboração dos indicativos de andamento de obras. Estas atividades são executadas pela mesma equipe de projetos, e assim como os serviços especializados, estes custos foram obtidos no SINAPI – Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil de abril/2020.

Os custos relativos aos seguros e administrativos são calculados de acordo com os preços praticados no mercado através de consulta a duas seguradoras. O custo médio é relativo a 0,2% de todo o investimento em serviços e equipamentos e contempla as modalidades de seguro de responsabilidade civil e seguro de engenharia. Com relação ao administrativo são contabilizados os custos com viagens e atividades de *backoffice*.

Para os módulos fotovoltaicos, inversores e sistemas de fixação foram consideradas três diferentes propostas de fornecedores presentes no mercado brasileiro e para os módulos fotovoltaicos o valor apresentado considera um custo médio de USD 0,25/Wp em base CIF (*cost insurance Free*), ou seja, entregue no porto, antes de impostos e sem o transporte interno. O imposto de importação considerado para módulos fotovoltaicos é de 12% e ainda se consideram os custos com despesas aduaneiras e logística de transporte retirados do SINAPI, que representam aproximadamente 8% do preço dos módulos. A cotação do dólar utilizada foi de BRL/USD = 5,10. Esse é um fator que pode influenciar bastante no custo total do projeto, porém escolheu-se um valor médio baseado em cotações recentes.

Os custos 7, 8 e 9 da Tabela 8 do Capex são relativos à implantação de um sistema solar e foram obtidos através de **(GREENER, 2019)** sobre o mercado de usinas de grande escala.

Os custos de conexão à rede consideram os itens presentes no relatório de Informação de Acesso emitido pela a Cemig para a usina em questão. Já os custos relativos à obra do padrão da entrada de energia, foram considerados de acordo com os padrões desta distribuidora.

A respeito do desenvolvimento do projeto são considerados os custos necessários à elaboração de estudos ambientais, taxas e emolumentos de órgãos ambientais (SEMAD - Secretaria de Estado de Meio-Ambiente e Desenvolvimento Sustentável) em seu sítio eletrônico, mais os custos de projeto de engenharia retirados do SINAPI.

Tabela 8 - Custos de CAPEX

3.120,00 MWp				Custo		
Grupo	PEP	Descrição	Quantidade	R\$	R\$/kWp	Observação
Administrativo e Serviços Especializados	<u>PEP 1</u>	Gerenciamento de Projetos	1	70.000,00	22,44	Custos referentes ao gerenciamento da execução do projeto (escritório + campo)
	<u>PEP 2</u>	Serviços Especializados	1	80.000,00	25,64	Custos referentes ao estudo geotécnico do solo para definição de fundações
	<u>PEP 3</u>	Seguros + ADM	1	79.777,70	25,57	Seguros RC e RE + gastos com administrativos (viagens, contratos)
Fornecimentos	<u>PEP 4</u>	Módulos Fotovoltaicos	7.800	3.984.980,51	1.277,24	Custo CIF de USD 0,25/Wp
		Impostos + Logística	-	825.435,00	264,56	12% de Imposto de Importação + Transporte até a obra
	<u>PEP 5</u>	Estrutura de Fixação	3.120	1.822.816,44	584,24	Custos de estruturas de suporte para os módulos fotovoltaicos para fabricantes nacionais
	<u>PEP 6</u>	Inversores e Estação de Transformação	25	1.289.621,60	413,34	Inversores de 100kW de potência + uma estação de elevação para 13,8kV
Serviços	<u>PEP 7</u>	Serviços Eletromecânicos	3.120	1.029.600,00	330,00	Obras de cravação, montagem e eletromecânica

	PEP 8	Serviços Cíveis	3.120	748.800,00	240,00	Obras civis, fundações e terraplanagem
	PEP 9	Monitoramento e Sistema de Segurança	1	93.600,00	30,00	Sistema SCADA e monitoramento remoto
	PEP 10	Conexão à Rede		3.719.893,69	1.192,27	Custos do padrão de entrada + participação nas obras para conexão do sistema
Desenvolvimento	PEP 11	Licenciamento Ambiental e Autorizações		180.000,00	57,69	Processo Único de LP, LI e LO. Estudos Ambientais e demais autorizações junto aos agentes fiscalizadores
	PEP 12	Contratos Fundiários		-	-	-
	PEP 13	Projetos Engenharia		50.000,00	16,03	Elaboração do Projeto Básico e Projetos Executivos
TOTAL EPC				13.974.524,93	4.479,014	

O custo total estipulado é de R\$ 13.974.524,93 para os 3,12MWp que serão implantados que resultaria em um valor 4,48 R\$/Wp.

4.2 OPEX

Os custos de operação e manutenção da usina anuais são detalhados na Tabela 9. Estes custos são necessários para o pleno funcionamento da usina e relativos à toda a parte administrativa necessária a compensação de créditos da usina. Ao longo do tempo e com o desenvolvimento de tecnologias voltadas a este mercado, o custo de operação e manutenção das usinas tem sido cada vez menor, uma vez que o monitoramento e as atividades preventivas estão cada vez mais presentes e realizadas de forma mais minuciosa. Os sistemas hoje são capazes de monitorar cada uma das strings e identificar os módulos defeituosos com rapidez e eficiência, além da necessidade de reposição de consumíveis como fusíveis e dispositivos de proteção contra surto.

Os custos aqui considerados foram retirados da base do SINAPI e de acordo com o relatório de composição de custos de 2018, de uma usina solar publicado pelo

National Renewable Energy Laboratory (NREL) e de acordo com os gráficos abaixo extraídos do mesmo relatório (FU, 2018), resultados expressos na Figura 31, cotação do dólar utilizada foi de BRL/USD = 5,10

Figura 31 - Custo de O&M - Tipos de Instalação
Fonte: FU

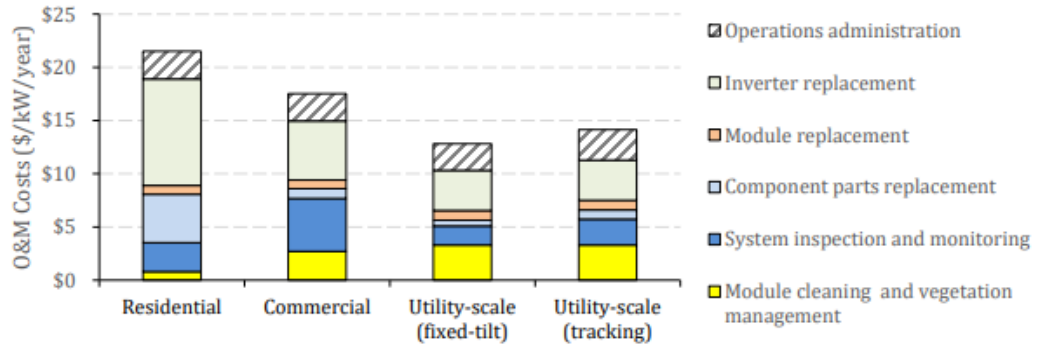


Tabela 9 - Composição de Custos – Usina Solar

Custo	Custo Anual (R\$/MW)	Custo para a UFV
Limpeza anual de painéis FV	R\$ 8.000,00	R\$ 24.960,00
Corte de grama	R\$ 4.000,00	R\$ 12.480,00
Detecção dos dados de produção dos módulos FV	R\$ 20.000,00	R\$ 62.400,00
Manutenção Inversores	R\$ 5.000,00	R\$ 15.600,00
Limpeza de transformadores de Baixa Tensão	R\$ 3.000,00	R\$ 9.360,00
Manutenção Sistema de proteção contra incêndio	R\$ 2.000,00	R\$ 6.240,00
Manutenção Módulos	R\$ 1.200,00	R\$ 3.744,00
Manutenção e Limpeza de drenagem de águas pluviais	R\$ 3.000,00	R\$ 9.360,00
Manutenção subestruturas de apoio dos módulos FV	R\$ 2.000,00	R\$ 6.240,00
Plano de gestão ambiental	R\$ 15.000,00	R\$ 46.800,00

4.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE

4.3.1 Tarifa de energia de acordo com as alternativas

Para o cálculo da análise de viabilidade são consideradas as 6 alternativas de compensação propostas pela ANEEL para a tarifa da CEMIG Distribuição, conforme os cenários de alternativa do Capítulo 2.

Vale ressaltar que em todos os casos os valores pagos são sobre a energia injetada à rede, aquela contabilizada pelo medidor, e não produzida, cujo total é sempre maior do que a injetada, pois há o consumo de cargas da própria usina.

Com base na tarifa da Cemig-D publicada pela ANEEL para o exercício 2018/2019 e que é analisado neste trabalho, são mostrados abaixo os valores para a tarifa da CEMIG para cada uma das alternativas e que serão utilizados no cálculo de viabilidade.

Tabela 10 - Valor das tarifas por alternativa

Fonte: CEMIG

Alternativa	Tusd (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	Impostos	Tarifa com impostos (R\$/MWh)	Tarifa de desconto 10% (R\$/MWh)
Alternativa 0	346,52	281,81	29%	884,97	796,47
Alternativa 1	158,14	281,81	29%	619,65	557,59
Alternativa 2	89,25	281,81	29%	522,62	470,36
Alternativa 3	59,88	281,81	29%	481,25	433,12
Alternativa 4	0	281,81	29%	396,92	357,22
Alternativa 5	0	261,46	29%	368,25	331,42

4.3.2 Metodologia de Análise de Investimentos

O processo de avaliação de empresas e investimentos desempenha um papel importante como ferramenta de gerenciamento do negócio e de análise na tomada de decisões, uma vez que se deve considerar as possíveis alternativas existentes em um negócio para agregar valor. A expansão das atividades, compra ou venda de participações, fusões ou a realização de reestruturações e incorporações são os exemplos mais comuns no setor de geração de energia **(ENDLER, 2004)**.

O processo de avaliação consiste na estimativa de valor para uma empresa ou ativo e pode utilizar diferentes métodos. Tal mensuração considera certas premissas e hipóteses, tais como: o contexto em que a avaliação está sendo realizada e os

fatores envolvidos, como a situação de mercado e as expectativas de resultados futuros, economias proporcionadas, dentre alguns fatores.

Uma vez que os recursos são escassos, o processo de decisão na utilização destes recursos financeiros passa por diversas etapas que contribuem para a escolha de uma alternativa de projeto de investimento. Esse processo tem como etapas: a avaliação de projetos de investimento; a análise econômica e a análise financeira (valor presente líquido, taxa interna de retorno, *payback* e fluxo de caixa descontado), análise de risco do projeto e análises de sensibilidades (que informa os desvios nos resultados esperados frente a possíveis mudanças em fatores que o influenciam) **(TORRES, 2013).**

Um projeto de investimento surge da necessidade de ampliação de oferta de um produto, por demanda do mercado. Uma vez que há a necessidade, o projeto deve ser avaliado em diferentes cenários para se ter certeza de sua viabilidade e para se verificar os diferentes contextos em que o mesmo poderá estar inserido, assim como os impactos em termos de rentabilidade, uma vez concretizados alguns destes cenários.

Serão evidenciados os métodos de análise financeira e econômica de um projeto para entender se o mesmo atende a: análise de valor presente líquido, (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e *payback* a partir do fluxo de caixa.

A análise econômico-financeira é o momento que a empresa analisa a capacidade de pagamento do projeto, onde é feita a análise das informações disponíveis frente aos cenários possíveis e à estratégia.

Assim sendo, os investidores auferem o valor do investimento com o seu rendimento em um tempo predeterminado. Esse tipo de análise considera o valor do dinheiro no tempo. O investimento é um pagamento imediato e certo, enquanto que as entradas futuras são incertas e estimadas. Dessa forma, a incerteza é remunerada de forma mais acentuada que em um investimento definido.

4.3.3 Método do Fluxo de Caixa Descontado

A avaliação realizada pelo método do Fluxo de Caixa Descontado se baseia na teoria de que o valor de um negócio depende dos benefícios futuros que ele irá

produzir, descontados para um valor presente, através da utilização de uma taxa de desconto apropriada, que reflita os riscos inerentes aos fluxos estimados. Considerando-se que um projeto possui prazo de vida determinado, o cálculo de seu valor é baseado na estimativa de fluxos pelo período de vida do projeto. Dessa forma, o valor em um instante de tempo “t” é o somatório dos valores presentes dos fluxos futuros, descontados por uma taxa que representa a taxa de retorno requerida **(ENDLER, 2004)**.

A avaliação de investimento, que faz uso do fluxo de caixa descontado, é a metodologia mais adotada para o cálculo de base sobre o valor econômico de uma empresa. Dele derivam as análises de VPL e taxa interna de retorno.

Dessa forma, ela expressa com maior precisão a avaliação dos recursos econômicos e os benefícios operacionais de caixa esperados e descontados por uma taxa de atratividade que indica o custo de oportunidade.

A fórmula do fluxo de caixa descontado é dada por:

$$FCD = \sum_{t=1}^n \frac{FC_n}{1 + r^t}$$

Sendo, FC_n o fluxo do ano n, r a taxa de desconto e t período.

Neste projeto todos os métodos citados anteriormente serão aplicados para análise do investimento em questão. Desta forma será possível avaliar a rentabilidade do projeto e mediante variações de cenários, analisar os impactos nestes índices econômicos financeiros bem como mensurar os riscos do projeto.

4.3.4 Fluxo de caixa para acionistas (FCFE)

O fluxo de caixa livre para o acionista é o valor dos dividendos que a empresa irá distribuir aos investidores. Ele é calculado a partir do FCFF descontando-se o valor das dívidas, aquilo que é destinado aos credores.

O fluxo de caixa livre para os acionistas é representado pela linha lucro líquido, uma vez que todo o capital é próprio no projeto.

4.3.5 WACC

O WACC é o custo médio ponderado do capital e representa a taxa de desconto utilizada em uma análise de retorno financeiro. Em outras palavras é o custo do dinheiro (seja próprio ou de terceiros) levantados para uma empresa.

O WACC de uma empresa aumenta à medida que o beta (medida de risco de um investimento) e a taxa de retorno sobre o patrimônio aumentam. Isso acontece porque um aumento nessa taxa indica uma diminuição na avaliação e um aumento no risco.

O cálculo do WACC é feito a partir da seguinte fórmula:

$$WACC = Ke (E/(E + D)) + Kd (D/(E + D)) \cdot (1 - IR)$$

Sendo que:

- ke corresponde ao custo do capital próprio;
- kd, ao custo do capital de fonte externa;
- E é o patrimônio líquido da empresa;
- D é a dívida total;
- IR é o Imposto de Renda.

O custo de capital próprio (ke) e o custo de capital de terceiros (kd) variam à medida que existem investimentos com riscos menores do que o ativo que é analisado.

O valor da WACC calculado para o projeto considerando apenas investimentos próprios é de 9,90% e detalhado a seguir.

4.3.5.1 Cálculo de ke

O custo do capital próprio é uma medida subjetiva. Trata-se do custo de oportunidade dos acionistas por estarem investindo no projeto em questão e não em ativos mais ou menos rentáveis.

A fórmula para calcular o custo de capital próprio é:

$$Ke = Rf + Beta * [E(Rm) - Rf].$$

Onde,

r_f = retorno do ativo livre de risco, usa-se normalmente a TJLP (taxa de juros de longo prazo);

$E(R_m)$ = retorno esperado sobre o índice de mercado, que representa o prêmio de risco frente aos principais índices de remuneração do mercado.

Beta – Risco negócio ou taxa de crescimento do negócio;

K_e é calculado considerando TJLP = 4,94% a.a. segundo dados do BNDES. O Beta do setor elétrico médio considerado é 0,58 (Pinto, 2008). Estabelece-se como premissa o retorno esperado de 13,5% ao ano.

Desta forma, o valor de k_e é 9,90%.

4.3.5.2 Cálculo de k_d

O Capital de Terceiros está relacionado com o passivo real ou passivo exigível (obrigações da empresa com terceiros) e representa, também como o nome implica, todos os investimentos feitos por meio de recursos de entidades externas.

$$K_d = \text{custo nominal} * (1 - \text{alíquota de imposto de renda}).$$

No caso analisado, como não há capital de terceiros, $k_d = 0$.

4.3.6 Demonstração de Resultados do Exercício

A demonstração de resultados do exercício (DRE) tem como objetivo principal apresentar de forma vertical resumida o resultado apurado em relação ao conjunto de operações realizadas num determinado período.

Neste sentido para o projeto em questão serão mostrados os resultados dos exercícios esperados para o projeto (a cada 12 meses), seguindo a estrutura abaixo. A DRE mostra aos acionistas e investidores a forma com que os custos e as receitas

dos negócios estão organizadas e muitas vezes podem diagnosticar os pontos de melhoria de um projeto ao indicar os campos onde deve haver mudança, seja a contenção de custos ou a alavancagem de receitas.

4.3.7 Receita Operacional Bruta:

Vendas de Produtos (Energia): indica a receita projetada através da venda de energia.

Tenta-se simular uma venda de energia através de um contrato de aluguel, ou seja, o valor pago é atrelado à performance de geração. Em todos os casos foi considerado para a remuneração da energia compensada um desconto de 10% em relação à tarifa da distribuidora de energia com impostos e um reajuste anual de tarifa de 5,0% ao ano.

4.3.8 Deduções da Receita bruta:

Impostos e Contribuições Incidentes sobre Vendas: Impostos que são retidos diretamente ao se emitir a nota fiscal (Pis/Cofins).

Impostos – PIS e Cofins. No regime de lucro presumido a alíquota para aluguéis é 3,65% conforme disposto na legislação tributária do Brasil.

4.3.9 Receita Operacional Líquida:

Receita livre de impostos.

4.3.10 Custos das vendas:

Custo dos Serviços Prestados (O&M) – custos diretos relacionados diretamente à quantidade de energia produzida ou ao tamanho da planta.

Demanda Contratada – Custo relacionado ao pagamento de demanda à distribuidora de energia pela unidade consumidora da usina de geração. O custo bruto é de R\$13,95, com impostos de 29% (25% de ICMS adicionados de 4% de PIS/Cofins) na Cemig é de R\$ 19,65/kW.

4.3.11 Resultado Operacional Bruto

Despesas Operacionais - Despesas Administrativas (custos fixos): despesas que ocorrem independentemente da produção de energia e normalmente são fixas.

Despesas de Pessoal – Despesas fixas que ocorrem independentemente do volume de geração relativos à verificação do faturamento de energia e que tem como base o custo Hora-Homem administrativo do SINAPI.

Despesas com seguros – De acordo com mercado e cotações obtidas, equivalem a 0,10% do ativo imobilizado, ou seja, todo o investimento feito pela companhia (tangível ou intangível).

Aluguel de terreno – 1,5% do faturamento bruto da usina. Valor praticado em todo o mercado brasileiro.

4.3.12 EBITDA

Despesas Financeiras Líquidas - Despesas Financeiras: normalmente se referem aos juros de empréstimos contraídos para a construção do projeto, depreciação ou amortização.

Resultado Operacional Antes do Imposto De Renda e Da Contribuição Social e Sobre O Lucro - Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro: esta rubrica varia de acordo com o regime tributário da empresa dona do ativo.

4.3.13 Custos de Imposto de Renda.

IRR CSLL – Para o regime de lucro presumido o valor de 10,88% sobre as receitas é considerado.

4.3.14 Resultado Líquido Do Exercício

Receita após a dedução de todos os custos do exercício.

Os fluxos de caixa para 20 anos, tempo de garantia de performance dos módulos fotovoltaicos é mostrado nas Tabelas 11, 12, 13, 14 e 15.

Todos os valores são apresentados em milhares de reais (kR\$).

Tabela 11 Fluxo de Caixa Alternativa 0

DRE Projeto Investimento Próprio	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Receita Bruta (kR\$)	4.018,25	4.104,34	4.284,05	4.462,56	4.648,20	4.841,25	5.041,99	5.250,70	5.467,67	5.693,21
(-) Impostos (Pis,COFINS) (kR\$)	146,67	149,81	156,37	162,88	169,66	176,71	184,03	191,65	199,57	207,80
(=) Receita Líquida (kR\$)	3.871,58	3.954,53	4.127,69	4.299,67	4.478,54	4.664,55	4.857,96	5.059,05	5.268,10	5.485,41
(-) Custo Demanda Contratada (2.500 kW) (kR\$)	660,00	696,30	731,12	767,67	806,05	846,36	888,67	933,11	979,76	1.028,75
(-) Custos de O&M (kR\$)	243,98	257,40	270,27	283,79	297,98	312,88	328,52	344,94	362,19	380,30
(=) Lucro Bruto(kR\$)	2.967,60	3.000,82	3.126,30	3.248,22	3.374,51	3.505,31	3.640,76	3.780,99	3.926,14	4.076,36
(-) Despesas com Pessoal (kR\$)	10,00	10,55	11,13	11,74	12,39	13,07	13,79	14,55	15,35	16,19
(-) Despesas com Seguros Usina (kR\$)	50,00	52,75	55,65	58,71	61,94	65,35	68,94	72,73	76,73	80,95
(-) Despesas Jurídicas (kR\$)	50,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Aluguel Terreno (kR\$)	60,27	63,59	67,09	70,78	74,67	78,78	83,11	87,68	92,50	97,59
(=) Lucro Operacional (kR\$)	2.797,32	2.873,94	2.992,43	3.106,99	3.225,51	3.348,12	3.474,92	3.606,03	3.741,56	3.881,62
(-) IRR CSLL (kR\$)	437,19	446,55	466,11	485,53	505,72	526,73	548,57	571,28	594,88	619,42
(=) Lucro Líquido (kR\$)	2.360,14	2.427,38	2.526,32	2.621,46	2.719,79	2.821,39	2.926,36	3.034,76	3.146,68	3.262,20
FC descontado (kR\$)	11.829,42	2.427,38	2.526,32	2.621,46	2.719,79	2.821,39	2.926,36	3.034,76	3.146,68	3.262,20
FC acumulado (kR\$)	11.829,42	9.402,03	6.875,71	4.254,25	1.534,46	1.286,93	4.213,29	7.248,05	10.394,73	13.656,93
2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
5.927,64	6.171,28	6.424,46	6.687,54	6.960,86	7.244,79	7.539,71	7.846,02	8.164,10	8.494,38	
216,36	225,25	234,49	244,10	254,07	264,43	275,20	286,38	297,99	310,04	
5.711,28	5.946,03	6.189,97	6.443,44	6.706,78	6.980,35	7.264,51	7.559,64	7.866,11	8.184,33	
1.080,19	1.134,20	1.190,91	1.250,45	1.312,98	1.378,63	1.447,56	1.519,94	1.595,93	1.675,73	
399,32	419,28	440,25	462,26	485,37	509,64	535,12	561,88	589,97	619,47	
4.231,78	4.392,55	4.558,81	4.730,73	4.908,43	5.092,09	5.281,83	5.477,82	5.680,21	5.889,13	
17,08	18,02	19,01	20,06	21,16	22,32	23,55	24,85	26,21	27,66	
85,41	90,10	95,06	100,29	105,80	111,62	117,76	124,24	131,07	138,28	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
102,96	108,62	114,59	120,90	127,54	134,56	141,96	149,77	158,01	166,70	
4.026,33	4.175,80	4.330,15	4.489,49	4.653,92	4.823,58	4.998,56	5.178,97	5.364,91	5.556,50	
644,93	671,44	698,98	727,60	757,34	788,23	820,32	853,65	888,25	924,19	
3.381,40	3.504,37	3.631,17	3.761,88	3.896,58	4.035,35	4.178,23	4.325,32	4.476,66	4.632,31	
3.381,40	3.504,37	3.631,17	3.761,88	3.896,58	4.035,35	4.178,23	4.325,32	4.476,66	4.632,31	
17.038,33	20.542,70	24.173,86	27.935,75	31.832,33	35.867,67	40.045,91	44.371,23	48.847,89	53.480,20	

Tabela 12 - Fluxo de Caixa Alternativa 1

DRE Projeto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Investimento Próprio										
Receita Bruta	2.813,54	2.873,82	2.999,65	3.124,64	3.254,63	3.389,80	3.530,35	3.676,49	3.828,41	3.986,34
(-) Impostos (Pis,COFINS)	102,69	104,89	109,49	114,05	118,79	123,73	128,86	134,19	139,74	145,50
(=) Receita Líquida	2.710,85	2.768,92	2.890,17	3.010,59	3.135,83	3.266,07	3.401,50	3.542,30	3.688,67	3.840,83
(-) Custo Demanda Contratada (2.500 kW)	660,00	696,30	731,12	767,67	806,05	846,36	888,67	933,11	979,76	1.028,75
(-) Custos de O&M	243,98	257,40	270,27	283,79	297,98	312,88	328,52	344,94	362,19	380,30
(=) Lucro Bruto	1.806,86	1.815,22	1.888,78	1.959,13	2.031,80	2.106,84	2.184,30	2.264,24	2.346,72	2.431,78
(-) Despesas com Pessoal	10,00	10,55	11,13	11,74	12,39	13,07	13,79	14,55	15,35	16,19
(-) Despesas com Seguros Usina	14,19	14,97	15,79	16,66	17,58	18,55	19,57	20,64	21,78	22,97
(-) Aluguel Terreno	42,20	43,11	44,99	46,87	48,82	50,85	52,96	55,15	57,43	59,80
(=) Lucro Operacional	1.740,47	1.746,59	1.816,86	1.883,86	1.953,02	2.024,38	2.097,99	2.173,91	2.252,17	2.332,82
(-) IRR CSLL	306,11	312,67	326,36	339,96	354,10	368,81	384,10	400,00	416,53	433,71
(=) Lucro Líquido	1.434,36	1.433,92	1.490,50	1.543,90	1.598,91	1.655,57	1.713,89	1.773,91	1.835,64	1.899,11
FC descontado	12.755,20	1.433,92	1.490,50	1.543,90	1.598,91	1.655,57	1.713,89	1.773,91	1.835,64	1.899,11
FC acumulado	12.755,20	11.321,28	9.830,78	8.286,88	6.687,97	5.032,40	3.318,50	1.544,60	291,04	2.190,15
2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
4.150,48	4.321,07	4.498,35	4.682,55	4.873,93	5.072,73	5.279,24	5.493,71	5.716,43	5.947,69	
151,49	157,72	164,19	170,91	177,90	185,15	192,69	200,52	208,65	217,09	
3.998,99	4.163,35	4.334,16	4.511,64	4.696,03	4.887,58	5.086,54	5.293,19	5.507,78	5.730,60	
1.080,19	1.134,20	1.190,91	1.250,45	1.312,98	1.378,63	1.447,56	1.519,94	1.595,93	1.675,73	
399,32	419,28	440,25	462,26	485,37	509,64	535,12	561,88	589,97	619,47	
2.519,48	2.609,87	2.703,00	2.798,92	2.897,68	2.999,31	3.103,86	3.211,37	3.321,87	3.435,40	
17,08	18,02	19,01	20,06	21,16	22,32	23,55	24,85	26,21	27,66	
24,24	25,57	26,98	28,46	30,03	31,68	33,42	35,26	37,20	39,24	
62,26	64,82	67,48	70,24	73,11	76,09	79,19	82,41	85,75	89,22	
2.415,90	2.501,46	2.589,54	2.680,17	2.773,38	2.869,22	2.967,70	3.068,86	3.172,72	3.279,28	
451,57	470,13	489,42	509,46	530,28	551,91	574,38	597,72	621,95	647,11	
1.964,33	2.031,33	2.100,12	2.170,71	2.243,10	2.317,31	2.393,32	2.471,15	2.550,77	2.632,17	
1.964,33	2.031,33	2.100,12	2.170,71	2.243,10	2.317,31	2.393,32	2.471,15	2.550,77	2.632,17	
4.154,48	6.185,81	8.285,93	10.456,64	12.699,74	15.017,04	17.410,36	19.881,51	22.432,28	25.064,45	

Tabela 13 – Fluxo de Caixa Alternativa 2

DRE Projeto Investimento Próprio	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Receita Bruta	2.372,97	2.423,81	2.529,94	2.635,36	2.744,99	2.859,00	2.977,54	3.100,80	3.228,93	3.362,12
(-) Impostos (Pis,COFINS)	86,61	88,47	92,34	96,19	100,19	104,35	108,68	113,18	117,86	122,72
(=) Receita Líquida	2.286,36	2.335,34	2.437,60	2.539,17	2.644,80	2.754,65	2.868,86	2.987,62	3.111,07	3.239,41
(-) Custo Demanda Contratada (2.500 kW)	660,00	696,30	731,12	767,67	806,05	846,36	888,67	933,11	979,76	1.028,75
(-) Custos de O&M	243,98	257,40	270,27	283,79	297,98	312,88	328,52	344,94	362,19	380,30
(-) Custos de reposição outros materiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Lucro Bruto	1.382,38	1.381,64	1.436,21	1.487,71	1.540,77	1.595,41	1.651,67	1.709,56	1.769,12	1.830,35
(-) Despesas com Pessoal	10,00	10,55	11,13	11,74	12,39	13,07	13,79	14,55	15,35	16,19
(-) Despesas com Seguros Usina	14,19	14,97	15,79	16,66	17,58	18,55	19,57	20,64	21,78	22,97
(-) Aluguel Terreno	35,59	36,36	37,95	39,53	41,17	42,88	44,66	46,51	48,43	50,43
(=) Lucro Operacional	1.322,59	1.319,76	1.371,34	1.419,78	1.469,63	1.520,91	1.573,65	1.627,86	1.683,56	1.740,75
(-)JIRR CSLL	258,18	263,71	275,26	286,73	298,66	311,06	323,96	337,37	351,31	365,80
(=) Lucro Líquido	1.064,41	1.056,05	1.096,08	1.133,05	1.170,97	1.209,85	1.249,70	1.290,50	1.332,25	1.374,96
FC descontado	13.125,14	1.056,05	1.096,08	1.133,05	1.170,97	1.209,85	1.249,70	1.290,50	1.332,25	1.374,96
FC acumulado	13.125,14	12.069,09	10.973,01	9.839,96	8.668,98	7.459,13	6.209,43	4.918,94	3.586,69	2.211,73
2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
3.500,56	3.644,44	3.793,96	3.949,32	4.110,73	4.278,40	4.452,57	4.633,46	4.821,30	5.016,35	
127,77	133,02	138,48	144,15	150,04	156,16	162,52	169,12	175,98	183,10	
3.372,79	3.511,42	3.655,48	3.805,17	3.960,69	4.122,24	4.290,05	4.464,34	4.645,33	4.833,25	
1.080,19	1.134,20	1.190,91	1.250,45	1.312,98	1.378,63	1.447,56	1.519,94	1.595,93	1.675,73	
399,32	419,28	440,25	462,26	485,37	509,64	535,12	561,88	589,97	619,47	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.893,29	1.957,94	2.024,33	2.092,46	2.162,34	2.233,98	2.307,37	2.382,52	2.459,42	2.538,05	
17,08	18,02	19,01	20,06	21,16	22,32	23,55	24,85	26,21	27,66	
24,24	25,57	26,98	28,46	30,03	31,68	33,42	35,26	37,20	39,24	
52,51	54,67	56,91	59,24	61,66	64,18	66,79	69,50	72,32	75,25	
1.799,46	1.859,68	1.921,43	1.984,70	2.049,49	2.115,80	2.183,61	2.252,92	2.323,69	2.395,91	
380,86	396,52	412,78	429,69	447,25	465,49	484,44	504,12	524,56	545,78	
1.418,60	1.463,17	1.508,64	1.555,01	1.602,24	1.650,31	1.699,17	1.748,79	1.799,13	1.850,13	
1.418,60	1.463,17	1.508,64	1.555,01	1.602,24	1.650,31	1.699,17	1.748,79	1.799,13	1.850,13	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
793,13	670,03	2.178,68	3.733,69	5.335,93	6.986,24	8.685,41	10.434,20	12.233,34	14.083,46	

Tabela 14 – Fluxo de Caixa Alternativa 3

DRE Projeto Investimento Próprio	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Receita Bruta	2.185,15	2.231,96	2.329,70	2.426,77	2.527,72	2.632,70	2.741,87	2.855,36	2.973,35	3.096,00
(-) Impostos (Pis,COFINS)	79,76	81,47	85,03	88,58	92,26	96,09	100,08	104,22	108,53	113,00
(=) Receita Líquida	2.105,39	2.150,50	2.244,66	2.338,19	2.435,46	2.536,61	2.641,79	2.751,14	2.864,83	2.983,00
(-) Custo Demanda Contratada (2.500 kW)	660,00	696,30	731,12	767,67	806,05	846,36	888,67	933,11	979,76	1.028,75
(-) Custos de O&M	243,98	257,40	270,27	283,79	297,98	312,88	328,52	344,94	362,19	380,30
(-) Custos de reposição outros materiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Lucro Bruto	1.201,41	1.196,79	1.243,27	1.286,73	1.331,43	1.377,38	1.424,59	1.473,09	1.522,87	1.573,95
(-) Despesas com Pessoal	10,00	10,55	11,13	11,74	12,39	13,07	13,79	14,55	15,35	16,19
(-) Despesas com Seguros Usina	14,19	14,97	15,79	16,66	17,58	18,55	19,57	20,64	21,78	22,97
(-) Aluguel Terreno	32,78	33,48	34,95	36,40	37,92	39,49	41,13	42,83	44,60	46,44
(=) Lucro Operacional	1.144,44	1.137,79	1.181,40	1.221,93	1.263,55	1.306,27	1.350,11	1.395,07	1.441,15	1.488,34
(-)IRR CSLL	237,74	242,84	253,47	264,03	275,02	286,44	298,31	310,66	323,50	336,85
(=) Lucro Líquido	906,69	894,96	927,93	957,89	988,53	1.019,83	1.051,80	1.084,41	1.117,64	1.151,50
FC descontado	13.282,86	894,96	927,93	957,89	988,53	1.019,83	1.051,80	1.084,41	1.117,64	1.151,50
FC acumulado	13.282,86	12.387,90	11.459,97	10.502,08	9.513,55	8.493,71	7.441,91	6.357,51	5.239,86	4.088,37
2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
3.223,49	3.355,98	3.493,66	3.636,72	3.785,36	3.939,76	4.100,14	4.266,71	4.439,69	4.619,30	
117,66	122,49	127,52	132,74	138,17	143,80	149,66	155,73	162,05	168,60	
3.105,83	3.233,49	3.366,14	3.503,98	3.647,19	3.795,96	3.950,49	4.110,98	4.277,64	4.450,69	
1.080,19	1.134,20	1.190,91	1.250,45	1.312,98	1.378,63	1.447,56	1.519,94	1.595,93	1.675,73	
399,32	419,28	440,25	462,26	485,37	509,64	535,12	561,88	589,97	619,47	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.626,32	1.680,01	1.734,99	1.791,27	1.848,84	1.907,69	1.967,81	2.029,16	2.091,74	2.155,49	
17,08	18,02	19,01	20,06	21,16	22,32	23,55	24,85	26,21	27,66	
24,24	25,57	26,98	28,46	30,03	31,68	33,42	35,26	37,20	39,24	
48,35	50,34	52,40	54,55	56,78	59,10	61,50	64,00	66,60	69,29	
1.536,65	1.586,07	1.636,59	1.688,20	1.740,87	1.794,59	1.849,33	1.905,06	1.961,73	2.019,30	
350,72	365,13	380,11	395,68	411,85	428,65	446,10	464,22	483,04	502,58	
1.185,94	1.220,94	1.256,48	1.292,52	1.329,03	1.365,95	1.403,24	1.440,84	1.478,69	1.516,72	
1.185,94	1.220,94	1.256,48	1.292,52	1.329,03	1.365,95	1.403,24	1.440,84	1.478,69	1.516,72	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.902,43	1.681,49	425,00	867,52	2.196,55	3.562,50	4.965,73	6.406,57	7.885,26	9.401,98	

Tabela 15 - Fluxo de Caixa Alternativa 4

DRE Projeto Investimento Próprio	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Receita Bruta	1.802,21	1.840,82	1.921,43	2.001,49	2.084,75	2.171,33	2.261,36	2.354,97	2.452,28	2.553,44
(-) Impostos (Pis,COFINS)	65,78	67,19	70,13	73,05	76,09	79,25	82,54	85,96	89,51	93,20
(=) Receita Líquida	1.736,43	1.773,63	1.851,29	1.928,43	2.008,65	2.092,08	2.178,82	2.269,01	2.362,78	2.460,24
(-) Custo Demanda Contratada (2.500 kW)	660,00	696,30	731,12	767,67	806,05	846,36	888,67	933,11	979,76	1.028,75
(-) Custos de O&M	243,98	257,40	270,27	283,79	297,98	312,88	328,52	344,94	362,19	380,30
(-) Custos de reposição outros materiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Lucro Bruto	832,44	819,93	849,90	876,97	904,62	932,85	961,63	990,96	1.020,82	1.051,19
(-) Despesas com Pessoal	10,00	10,55	11,13	11,74	12,39	13,07	13,79	14,55	15,35	16,19
(-) Despesas com Seguros Usina	14,19	14,97	15,79	16,66	17,58	18,55	19,57	20,64	21,78	22,97
(-) Aluguel Terreno	27,03	27,61	28,82	30,02	31,27	32,57	33,92	35,32	36,78	38,30
(=) Lucro Operacional	781,22	766,80	794,16	818,55	843,39	868,66	894,36	920,45	946,91	973,72
(-) JIRR CSLL	196,08	200,28	209,05	217,76	226,82	236,24	246,04	256,22	266,81	277,81
(=) Lucro Líquido	585,14	566,51	585,11	600,79	616,57	632,42	648,32	664,23	680,10	695,91
FC descontado	13.604,41	566,51	585,11	600,79	616,57	632,42	648,32	664,23	680,10	695,91
FC acumulado	13.604,41	13.037,90	12.452,79	11.852,00	11.235,44	10.603,02	9.954,70	9.290,47	8.610,37	7.914,46
2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
2.658,58	2.767,86	2.881,41	2.999,40	3.121,99	3.249,33	3.381,61	3.518,99	3.661,65	3.809,78	
97,04	101,03	105,17	109,48	113,95	118,60	123,43	128,44	133,65	139,06	
2.561,55	2.666,83	2.776,24	2.889,92	3.008,04	3.130,73	3.258,18	3.390,54	3.528,00	3.670,73	
1.080,19	1.134,20	1.190,91	1.250,45	1.312,98	1.378,63	1.447,56	1.519,94	1.595,93	1.675,73	
399,32	419,28	440,25	462,26	485,37	509,64	535,12	561,88	589,97	619,47	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.082,04	1.113,35	1.145,08	1.177,21	1.209,69	1.242,47	1.275,50	1.308,73	1.342,10	1.375,53	
17,08	18,02	19,01	20,06	21,16	22,32	23,55	24,85	26,21	27,66	
24,24	25,57	26,98	28,46	30,03	31,68	33,42	35,26	37,20	39,24	
39,88	41,52	43,22	44,99	46,83	48,74	50,72	52,78	54,92	57,15	
1.000,84	1.028,24	1.055,87	1.083,70	1.111,67	1.139,72	1.167,80	1.195,84	1.223,76	1.251,48	
289,25	301,14	313,50	326,33	339,67	353,53	367,92	382,87	398,39	414,50	
711,59	727,10	742,38	757,37	772,00	786,20	799,88	812,97	825,37	836,97	
711,59	727,10	742,38	757,37	772,00	786,20	799,88	812,97	825,37	836,97	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7.202,87	6.475,78	5.733,40	4.976,03	4.204,04	3.417,84	2.617,96	1.804,98	979,61	142,64	

Tabela 16 - Fluxo de Caixa Alternativa 5

DRE Projeto Investimento Próprio	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Receita Bruta	1.672,05	1.707,87	1.782,65	1.856,93	1.934,18	2.014,51	2.098,04	2.184,89	2.275,17	2.369,02
(-) Impostos (Pis,COFINS)	61,03	62,34	65,07	67,78	70,60	73,53	76,58	79,75	83,04	86,47
(=) Receita Líquida	1.611,02	1.645,53	1.717,59	1.789,15	1.863,58	1.940,98	2.021,46	2.105,14	2.192,13	2.282,55
(-) Custo Demanda Contratada (2.500 kW)	660,00	696,30	731,12	767,67	806,05	846,36	888,67	933,11	979,76	1.028,75
(-) Custos de O&M	243,98	257,40	270,27	283,79	297,98	312,88	328,52	344,94	362,19	380,30
(-) Custos de reposição outros materiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Lucro Bruto	707,03	691,83	716,20	737,69	759,55	781,75	804,27	827,08	850,17	873,50
(-) Despesas com Pessoal	10,00	10,55	11,13	11,74	12,39	13,07	13,79	14,55	15,35	16,19
(-) Despesas com Seguros Usina	14,19	14,97	15,79	16,66	17,58	18,55	19,57	20,64	21,78	22,97
(-) Aluguel Terreno	25,08	25,62	26,74	27,85	29,01	30,22	31,47	32,77	34,13	35,54
(=) Lucro Operacional	657,76	640,69	662,53	681,44	700,57	719,92	739,44	759,12	778,92	798,80
(-)IRR CSLL	181,92	185,82	193,95	202,03	210,44	219,18	228,27	237,72	247,54	257,75
(=) Lucro Líquido	475,84	454,88	468,58	479,40	490,13	500,74	511,18	521,41	531,38	541,05
FC descontado	13.713,71	454,88	468,58	479,40	490,13	500,74	511,18	521,41	531,38	541,05
FC acumulado	13.713,71	13.258,83	12.790,25	12.310,85	11.820,72	11.319,98	10.808,80	10.287,40	9.756,01	9.214,96
2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
2.466,57	2.567,95	2.673,31	2.782,77	2.896,51	3.014,65	3.137,38	3.264,83	3.397,19	3.534,63	
90,03	93,73	97,58	101,57	105,72	110,03	114,51	119,17	124,00	129,01	
2.376,54	2.474,22	2.575,73	2.681,20	2.790,78	2.904,62	3.022,86	3.145,67	3.273,20	3.405,61	
1.080,19	1.134,20	1.190,91	1.250,45	1.312,98	1.378,63	1.447,56	1.519,94	1.595,93	1.675,73	
399,32	419,28	440,25	462,26	485,37	509,64	535,12	561,88	589,97	619,47	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
897,04	920,74	944,57	968,49	992,43	1.016,35	1.040,18	1.063,85	1.087,29	1.110,41	
17,08	18,02	19,01	20,06	21,16	22,32	23,55	24,85	26,21	27,66	
24,24	25,57	26,98	28,46	30,03	31,68	33,42	35,26	37,20	39,24	
37,00	38,52	40,10	41,74	43,45	45,22	47,06	48,97	50,96	53,02	
818,72	838,63	858,49	878,23	897,80	917,13	936,15	954,77	972,92	990,49	
268,36	279,39	290,86	302,77	315,14	327,99	341,35	355,21	369,61	384,57	
550,35	559,24	567,63	575,46	582,66	589,14	594,80	599,56	603,31	605,93	
550,35	559,24	567,63	575,46	582,66	589,14	594,80	599,56	603,31	605,93	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8.664,61	8.105,37	7.537,74	6.962,28	6.379,62	5.790,48	5.195,68	4.596,12	3.992,82	3.386,89	

4.3.15 Valor presente líquido

A avaliação pelo método do VPL é uma análise que tem como fatores de ponderação: as compensações do fluxo de caixa, benefícios futuros e valores finais em termos de valor presente equivalente. Essa avaliação permite aos tomadores de decisão quantificar a liquidez do saldo que determina a natureza das compensações econômicas e financeiras envolvidas **(TORRES, 2013)**.

O VPL é o Valor Presente dos fluxos de caixa futuros subtraídos do Valor Presente do custo de investimento.

A Tabela 17, apresenta o resultado de cada uma das alternativas para o cálculo do VPL:

Tabela 17 - Valor Presente Líquido

Alternativa	VPL (kR\$)
Alternativa 0	14.399,72
Alternativa 1	2.524,93
Alternativa 2	- 2.053,26
Alternativa 3	- 4.005,07
Alternativa 4	- 7.984,41
Alternativa 5	- 9.337,00

É possível observar que apenas as alternativas 0 e 1 apresentam retorno superior ao custo médio ponderado do capital, uma vez que eles possuem VPL positivo. As demais alternativas possuem retorno abaixo do admitido pelos investidores.

4.3.16 TIR – Taxa Interna de Retorno

A TIR é determinada pela taxa de desconto aplicada às entradas e às saídas. Ela iguala o VPL a zero, isto é, os valores de entradas são iguais aos da saída. Ao considerar taxa de desconto igual à taxa de juros, os fluxos de caixa intermediários são reinvestidos na própria TIR calculada para o investimento.

A TIR representa uma taxa de retorno a ser esperado. Dessa forma, um investimento em que a TIR excede o seu custo de capital é um ponto de aumento de valores para os acionistas. Entretanto, se a TIR for menor que o seu custo de capital,

o investimento necessitará de recursos adicionais dos acionistas. A TIR serve de equilíbrio entre capital financeiro e retorno do investimento (TORRES, 2013)

O valor presente líquido e a taxa interna de retorno são indicativos que se conversam. Dessa maneira, o primeiro será negativo quando as taxas de desconto forem superiores à da TIR.

A tabela abaixo apresenta as taxas internas de retorno relativas a cada uma das alternativas analisadas pela ANEEL. Como TIR e VPL possuem uma relação, é de se esperar que apenas as alternativas 0 e 1 apresentaram TIR acima da WACC, 9,90%. Neste sentido, verifica-se que o retorno ao investidor apresenta risco superior ao desejado para os casos 2, 3, 4 e 5.

Tabela 18 - Taxa Interna de Retorno

Alternativa	TIR
Alternativa 0	23,55%
Alternativa 1	12,44%
Alternativa 2	7,71%
Alternativa 3	-6,55%
Alternativa 4	-14,26%
Alternativa 5	-17,59%

4.3.17 Payback

O *payback* é o método que representa o tempo médio em anos para recuperar o investimento inicial. Ele é um método bastante utilizado no meio financeiro por contar o tempo necessário para que o capital investido seja recuperado por meio de benefícios.

Assim, o *payback* é um critério que faz uso de um período em anos para a tomada de decisão em projetos de investimentos. Dessa forma, os projetos que apresentam o *payback* igual ou inferior à vida útil do ativo proporcionam uma recuperação do investimento.

A tabela 15 apresenta o *payback* de cada uma das alternativas. Todas as alternativas apresentam retorno do investimento dentro da vida útil esperada para o sistema, exceto as 4 e 5. Isso mostra que mesmo que os investidores assumam o

risco ou aceitem o retorno abaixo do esperado, essas alternativas são inviáveis economicamente e gerariam prejuízo.

Tabela 19 – PayBack

Alternativa	Payback (anos)
Alternativa 0	5
Alternativa 1	8
Alternativa 2	11
Alternativa 3	13
Alternativa 4	>20 anos
Alternativa 5	>20 anos

5 CONCLUSÃO

A partir, da evolução das resoluções normativas, da redução nos preços dos equipamentos, aumento das linhas de créditos de financiamentos. A geração de energia elétrica proveniente da captação da irradiação solar, sistemas fotovoltaicos, compostos por módulos de silício e conversores de energia, vêm crescendo exponencialmente nos últimos 3 anos no Brasil.

Depois da publicação da REN 687/2015, empresas começaram a investir na modalidade de geração compartilhada e autoconsumo remoto, possibilitando a venda de energia e obtendo excelentes taxas de retorno.

Em 2019, ano previsto para nova atualização da norma, a Aneel começou as consultas públicas para alteração da resolução normativa, incluindo cobrança gradual, de acordo com a potência instalada no país, do uso do sistema de transmissão e distribuição do sistema elétrico interligado.

Inicialmente é descrito as características dos principais equipamentos e materiais que compõem usinas fotovoltaicas. A partir, da escolha do terreno para implantação da Fazenda Solar, foi possível um estudo de geração de energia com auxílio do software PVsyst, que é uma das ferramentas mais utilizada no mundo para simulação de geração de sistemas fotovoltaicos.

Os resultados de simulação apresentaram valores de geração anual de 5.034,3MWh/ano e um coeficiente de desempenho (PR) de 0,798, esses números apresentam precisão satisfatória, para um estudo de viabilidade inicial, sendo posteriormente, necessário medições de irradiações no local para uma maior assertividade nos resultados apresentados.

De posse dessas informações e com os valores referenciados de custos de investimentos, operação, manutenção e os demais custos do empreendimento, é possível analisar a viabilidade do investimento.

É possível observar pelos resultados mostrados que as alternativas propostas pela ANEEL têm forte impacto nos resultados financeiros e na expansão da geração distribuída na modalidade de autoconsumo remoto. A taxa interna de retorno reduziu bastante da alternativa 0 para alternativa 1, mas o resultado ainda ficou satisfatório quando observado o critério do custo de capital médio ponderado. Nas demais alternativas este critério não foi atendido o que representará uma decisão por não investimento caso algumas destas alternativas se concretize.

É importante ressaltar que do ponto de vista de payback, nas alternativas 4 e 5 o investimento não possui retorno, uma vez que o tempo necessário para se pagar o valor investido é superior à vida útil estimada do sistema.

Dessa forma, a escolha da alternativa pela ANEEL em seu processo de revisão da regulação atualmente vigente pode significar forte retração do crescimento da geração distribuída. Empreendimentos que possuem grande parte de sua energia injetada na rede e estão sujeitas ao pagamento de encargos, perdas nos condutores

podem apresentar uma diminuição muito grande em sua rentabilidade, uma vez que o custo pode ser reduzido à aproximadamente 40% do que é hoje.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, BRASÍLIA. **Resolução Normativa da ANEEL. Nº 482/2012** de 11 de dezembro de 2012. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> . Acesso em 15 de maio de 2020.

ANEEL, BRASÍLIA. **Resolução Normativa da ANEEL. Nº 687/2015** de 24 de novembro de 2015. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> . Acesso em 17 de maio de 2020.

AID, **Entenda melhor o que a ANEEL está propondo para o futuro da GD.** Disponível em < https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/entenda-melhor-o-que-a-aneel-esta-propondo-para-o-futuro-da-gd/656877?inheritRedirect=false&redirect=https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3 >. Acesso em 18 de maio de 2020.

AID, **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública.** Disponível em < https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-exibicao-2%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3 >. Acesso em 18 de maio de 2020.

FLOR ANA, **Aneel deve suspender análise de mudança na taxaço da energia solar.** Disponível em < <https://g1.globo.com/economia/noticia/2020/01/06/aneel-deve->

[suspender-analise-de-mudanca-na-taxacao-da-energia-solar.ghtml](#) >. Acesso em 19 de maio de 2020.

AID, ANEEL: **Passado, Presente e Futuro da Energia Gerada em casa**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/19367596/01.png/686e30c8-892e-e871-daa7-05f251827876?t=1571157566720>. Acesso em 21 de maio de 2020.

Brasileiros poderão fornecer energia de graça para concessionárias. Disponível em: <https://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=sistema-geracao-domiciliar-energia&id=010175121218#.XsfM4mhKjIU> Acesso em 21 de maio de 2020.

Consumidor que ceder energia solar a distribuidora terá crédito na conta. Disponível em < <http://g1.globo.com/sp/campinas-regiao/noticia/2012/12/consumidor-que-ceder-energia-solar-distribuidora-tera-credito-na-conta.html> >. Acesso em 21 de maio de 2020.

Haydée Lygia, **Por que gerar energia solar em casa pode ser um bom negócio?** Disponível em < <https://exame.com/mundo/porque-ter-energia-solar-em-casa-pode-ser-um-otimo-negocio/> >. Acesso em 21 de maio de 2020.

Laís Lis, **Geração de energia por consumidores cresce 400% em 1 ano**. Disponível em < <http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/11/geracao-de-energia-por-consumidores-cresce-400-em-1-ano.html> >. Acesso em 21 de maio de 2020.

Geração doméstica de energia deve decolar em 2016. Disponível em < <https://exame.com/revista-exame/a-energia-que-vem-das-casas/> >. Acesso em 21 de maio de 2020.

PORTAL SOLAR, **Proposta de mudança regulatória traz desequilíbrio ao consumidor de energia da geração distribuída**. Disponível em < <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/proposta-de-mudanca->

[regulatoria-traz-desequilibrio-ao-consumidor-de-energia-da-geracao-distribuida.html](#)
>. Acesso em 22 de maio de 2020.

Aneel pode taxar energia solar em 63% e frear produção sustentável do setor. Disponível em <<https://www.midiamax.com.br/cotidiano/economia/2019/aneel-pode-taxarenergia-solarem-63-e-frear-producao-sustentavel-do-setor>>. Acesso em 22 de maio de 2020.

ENGENHARIA HOJE | **Mudança nas regras da geração solar distribuída gera tensão.** Disponível em <<https://diariodocomercio.com.br/especial-sme/mudanca-nas-regras-da-geracao-solar-distribuida-gera-tensao/>>. Acesso em 22 de maio de 2020.

Rodrigo Baptista, **SENADORES REJEITAM PROPOSTA DE TAXAR GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR.** Disponível em <<https://www.ocafezinho.com/2019/11/04/senadores-rejeitam-proposta-de-taxar-geracao-de-energia-solar/>>. Acesso em 22 de maio de 2020.

FOLHA ESTADO DE SÃO PAULO, **Possível mudança movimentará setor de energia solar.** Disponível em <<https://www.istoedinheiro.com.br/possivel-mudanca-movimenta-setor-de-energia-solar/>>. Acesso em 22 de maio de 2020.

SINAPI – **Índice de Custos e Composições da Construção Civil.** Disponível em <<http://www.caixa.gov.br/poder-publico/apoio-poder-publico/sinapi/referencias-precos-insumos/Paginas/default.aspx>>. Acesso em 20/05/2020.

ENDLER, Luciana. **Avaliação de empresas pelo método de fluxo de caixa descontado e os desvios causados pela utilização de taxas de desconto inadequadas.** Contexto, Porto Alegre, 2004.

TORRES, Inácio Alves; JÚNIOR, Olavo G. Diniz. **As contribuições do valor presente líquido, da taxa interna de retorno, do payback e do fluxo de caixa descontado para avaliação e análise de um projeto de investimento em cenário hipotético.** Univesitas Gestão e TI, 2013.

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças Corporativas e Valor**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

MELO, Albert C.G. et al. **Avaliação Econômico-Financeira de Projetos de Expansão do Setor Elétrico – Um enfoque empresarial**. Belém-PA, 1997.

GREENER. **Estudos Estratégicos – Grandes Usinas Solares 2020**. São Paulo, 2020.

GODOY, Carlos Roberto de. **Evidenciação Contábil e as avaliações pelo fluxo de caixa descontado e pela teoria de opções: um estudo aplicado à indústria petrolífera mundial**. PDPETRO, Campinas, SP, 2007.

PINTO, Rinaldo Caldeira. **Uma análise da utilização do coeficiente Beta no setor elétrico brasileiro**. PIPGE, São Paulo, 2008.

NREL. **Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs. 2016**

Fu, Ran; Feldman, David. US Solar Photovoltaic System Cost Benchmark, NREL. 2018

CRESESB - **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaico, Módulos Fotovoltaicos**.

Disponível em:
http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=331. Acesso no dia: 12 de julho de 2020.

CRESESB-CEPEL, **SunData**. **Disponível** em:
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso no dia: 12 de julho de 2020.

AXAOPOULOS, P.J.; FYLLADITAKIS, E. D. **Energy and economic comparative study of tracking vs. A fixed photovoltaic system**. European Scientific Journal, v. 9, n. 12, 2013

APPLEYARD, D. **Solar Trackers: Facing the Sun. 2009**, <https://www.renewableenergyworld.com/2009/06/01/solar-trackers-facing-the-sun/>.

Acesso no dia: Acesso no dia: 12 de julho de 2020.

PEREIRA, F. **Guia de Manutenção de Instalações Fotovoltaicas. 1 ed. Anduriña Publindústria Edições Técnicas, 2012.**

BRAGA, R.P. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações. Dissertação (Graduação) – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ – Brasil, 2008.**

ABNT NBR 5410 - **Instalações elétricas de baixa tensão**, Versão Corrigida 17/03/2008.

ABNT NBR 14039. **Instalações elétricas de média tensão de 1.0 kV a 36.2 kV**, válida a partir 30/01/2004.

GALDINO, M.A.; PINHO, J. T. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro 2014

BRIGHT STRATEGIES, **Tudo o que você precisa saber sobre a revisão da ren 482 – PARTE I** <http://br-strategies.com/tudo-sobre-revisao-ren-482-parte-i/> Acesso 24 de maio de 2020