

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

MURILO PEIXOTO CARNEIRO DA SILVA

**Análise técnica e econômica da aplicação de microrredes em usina fotovoltaica de
minigeração distribuída**

São Paulo
2021

MURILO PEIXOTO CARNEIRO DA SILVA

**Análise técnica e econômica da aplicação de microrredes em usina fotovoltaica de
minigeração distribuída**

Monografia apresentada ao Programa de Educação
Continuada da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo para obtenção do título de
Especialista em Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo de Andrade Barreto

São Paulo
2021

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

AIR – Análise de Impacto Regulatório

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BT – Baixa Tensão

CAPEX – *Capital Expenditure*

CENS – Custo social da Energia Não Suprida

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

ENS – Energia Não Suprida

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

GD – Geração Distribuída

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IPCC – *The Intergovernmental Panel on Climate Change*

MT – Média Tensão

OPEX – *Operational Expenditure*

OSDE – Operadora do Sistema de Distribuição de Energia local

OSTE – Operadora do Sistema de Transmissão de Energia local

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RED – Recursos Energéticos Distribuídos

SAE – Sistema de Armazenamento de Energia

SCM – Sistema de Controle da Microrrede

SGD – Sistema de Geração Distribuída de micro ou minigeração

SG – *Smart Grid*

SMF – Sistema de Medição para Faturamento

TE – Tarifa de Energia

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Gráfico do ciclo anual de temperatura do planeta em cada ano, de 1881 até 2016. Os recordes de anos mais quentes estão listados na coluna à direita	14
Figura 2 – Órbita da Terra em torno do Sol, conforme estações do ano, para o hemisfério Sul	16
Figura 3 – Média anual da irradiação global, comparativo entre Brasil (a) e Alemanha (b) ...	17
Figura 4 – Principais materiais de um módulo solar fotovoltaico	18
Figura 5 – No centro, a tecnologia monocristalino (1ª geração); na direita, policristalino (1ª geração); e na esquerda, filme finos (2ª geração)	19
Figura 6 – Telha fotovoltaica de filme fino CIGS	20
Figura 7 – Shopping da Bahia com filme fotovoltaico orgânico (OPV) SUNEW FLEX	21
Figura 8 – Evolução da potência instalada no Brasil - micro e miniGD	26
Figura 9 – Participação da GD remota em relação à potência total instalada de GD	27
Figura 10 – Quadro ilustrativo, revisão tarifária da ANEEL para sistema de compensação de energia da micro e miniGD	28
Figura 11 – Componentes da tarifa de energia	29
Figura 12 – Comparativo entre presente da rede elétrica (unidirecional e radial) e o futuro, com integração de GDs (bidirecional e em anel)	32
Figura 13 – Estrutura típica de microrrede, incluindo cargas industriais, residenciais e prediais e os componentes de RED em um sistema de distribuição local	36
Figura 14 – Resumo: funcionamento das redes inteligentes (SG) e integração com GD	40
Figura 15 – Fluxo de caixa do projeto Buritizeiro, para uma geração prevista mais otimista (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)	52
Figura 16 – Fluxo de caixa do projeto Buritizeiro, para uma geração prevista mais conservadora (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)	52
Figura 17 – Fluxo de caixa do projeto Quissamã, para uma geração prevista mais otimista (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)	52
Figura 18 – Fluxo de caixa do projeto Quissamã, para uma geração prevista mais conservadora (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)	52
Figura 19 – Resultados da análise de viabilidade do projeto Buritizeiro	53
Figura 20 – Resultados da análise de viabilidade do projeto Quissamã	53
Figura 21 – Exemplos de resultados de taxa interna de retorno para projetos de miniGD Fotovoltaica, nos diferentes estados brasileiros	54
Figura 22 – Exemplo de microrrede integrada a um sistema de geração distribuída	56

Figura 23 – Custo unitário das interrupções não programadas por região e setor (R\$/kWh) ..	58
Figura 24 – Fluxo de caixa do projeto Buritizeiro para Microrrede com MINIGD com geração otimista (primeiros 3 anos e últimos 3 anos).....	68
Figura 25 – Fluxo de caixa do projeto Buritizeiro para Microrrede com MINIGD com geração conservadora (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)	68
Figura 26 – Fluxo de caixa do projeto Quissamã para Microrrede com MINIGD com geração otimista (primeiros 3 anos e últimos 3 anos).....	68
Figura 27 – Fluxo de caixa do projeto Quissamã para Microrrede com MINIGD com geração conservadora (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)	69

RESUMO

O setor de energia está em uma fase de transição, com o objetivo de minimizar o lançamento de poluentes na atmosfera, para evitar mudanças climáticas pelo aquecimento global e objetivando maximizar a eficiência energética do setor, com geração de energia próxima carga e despachada de maneira inteligente. Desse modo, promover a descarbonização, descentralização e digitalização do setor se faz necessário. A descarbonização pode ser representada pelo movimento mundial que há anos vem surgindo para transformar a matriz energética de países altamente consumistas de fontes de combustíveis fósseis em sustentáveis, por meio da busca pela energia limpa e renovável, exemplificada principalmente pelas fontes de energia solar e eólica. Nesse contexto, a descentralização tem se tornado cada vez mais comum, com a maior integração de geração e recursos energéticos distribuídos. Para a correta implementação eficiente da geração distribuída no sistema elétrico, necessita-se avançar no processo de digitalização, de modo que tudo seja feito de maneira inteligente e benéfica ao sistema elétrico. No Brasil, a geração distribuída dentro da caracterização das REN 482, 687 e 786 da ANEEL tem tido um crescimento acelerado, com instalações de minigeração distribuída, junto à carga, se tornando um investimento cada vez mais presente no país. O total das instalações de minigeração distribuída ainda é pequeno, considerando o de geração centralizada no país, porém países que já evoluíram mais nesse tipo de instalação têm percebido impactos negativos no sistema de proteção tradicional das operadoras de distribuição de energia e, como solução, têm alavancado também as instalações de recursos energéticos distribuídos, por meio de microrredes e sistemas de armazenamento de energia inteligentes, para controle do despacho da geração das fontes de energia intermitente, como a solar fotovoltaica. Este trabalho teve por objetivo realizar uma análise de viabilidade técnica e econômica, para implementação de uma microrrede inteligente como solução integrada a projetos de minigeração distribuída por autoconsumo remoto dentro da modalidade de aluguel de usinas. Foram analisados os benefícios técnicos dessa implantação, além de avaliar a viabilidade econômica de se incorporar, na modalidade de negócio de locação de usinas de minigeração distribuída, a implementação de microrredes inteligentes, agregadas a recursos energéticos distribuídos que pudessem trazer benefícios para a operadora do sistema de distribuição e, possivelmente, ser comercializados para ela. Os resultados são promissores, porém ainda abaixo do esperado, com as duas localidades avaliadas, mesmo tendo bons potenciais para projetos de energia solar fotovoltaica, apresentando resultados econômicos moderados. Porém há a perspectiva de barateamento das tecnologias voltadas para recursos energéticos distribuídos no futuro, o que reforça o aspecto promissor deste estudo.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica. Minigeração distribuída. Geração distribuída conectada a rede. Microrredes. Armazenamento de energia. REN ANEEL 482.

ABSTRACT

The energy sector is in a transition phase, aiming to minimize the release of pollutants into the atmosphere, to avoid climate change due to global warming and aiming to maximize the sector's energy efficiency, with next-load power generation and intelligently dispatched. Thus, it is necessary to promote the decarbonization, decentralization and digitization of the sector. Decarbonization can be represented by the worldwide movement that has been emerging for years to transform the energy matrix of countries that consume fossil fuel sources in sustainable ones, through the search for clean and renewable energy, exemplified mainly by the sources of solar and wind energy. In this context, decentralization has become increasingly common, with greater integration of generation and distributed energy resources. For the correct efficient implementation of distributed generation in the electrical system, it is necessary to advance in the digitization process, so that everything is done in an intelligent and beneficial way to the electrical system. In Brazil, distributed generation within the characterization of ANEEL's REN 482, 687 and 786 has been growing rapidly, with distributed mini-generation installations, along with the load, becoming an increasingly present investment in the country. The total of distributed mini-generation installations is still small, considering that of centralized generation in the country, but countries that have evolved more in this type of installation have noticed negative impacts on the traditional protection system of energy distribution operators and, as a solution, have also leveraged the installation of distributed energy resources, through micro-grids and intelligent energy storage systems, to control the dispatch of generation of intermittent energy sources, such as photovoltaic solar. This work aims to carry out a technical and economic feasibility analysis for the implementation of an intelligent microgrid as an integrated solution to distributed mini-generation projects by remote self-consumption within the modality of plant rental. The technical benefits of this implementation were analyzed, in addition to evaluating the economic feasibility of incorporating the implementation of smart microgrids, added to distributed energy resources that could bring benefits to the system operator distribution and possibly be marketed to it. The results are promising, but still below expectations, with the two locations evaluated, presenting moderate economic results, despite having good potential for photovoltaic solar energy projects. However, there is the prospect of cheaper technologies aimed at distributed energy resources in the future, which reinforces the promising aspect of this study.

Keywords: Photovoltaic energy. Distributed generation. Network connected distributed generation. Microgrids. Energy storage. REN ANEEL 482.

SUMÁRIO

RESUMO	6
ABSTRACT	7
SUMÁRIO.....	8
1 INTRODUÇÃO.....	9
1.1 Objetivos	10
1.2 Estrutura do trabalho	11
2 REVISÃO DA LITERATURA	13
2.1 Mudanças climáticas e as fontes de energia do futuro	13
2.2 Energia solar fotovoltaica.....	15
2.2.1 Geometria solar	15
2.2.2 Radiação solar e irradiância solar	16
2.2.3 Tecnologia fotovoltaica.....	18
2.3 Geração Distribuída (GD)	22
2.3.1 GD no futuro: desafios regulatórios no Brasil	24
2.3.2 GD no futuro: desafios técnicos e operacionais.....	30
2.4 Recursos energéticos distribuídos (RED)	34
2.4.1 Microrredes	36
2.4.2 <i>Smart Grid</i> (SG).....	39
3 MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA ...	41
3.1 Modalidade de locação de usinas de miniGD	41
3.2 Análise técnica e econômica	43
3.2.1 Premissas técnicas.....	43
3.2.2 Premissas econômicas.....	47
3.3 Resultados	51
3.3.1 Análise dos resultados.....	53
4 MICRORREDE COM MINIGD: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA.....	55

4.1	Modelo de negócio	55
4.1.1	Redução do custo de energia não suprida (CENS)	57
4.1.2	Redução da compra de energia importada	59
4.1.3	Venda da energia excedente.....	60
4.1.4	Outros benefícios da microrrede que poderiam ser valorados	61
4.2	Premissas técnicas e econômicas	61
4.2.1	Sistema de Geração Distribuída (SGD)	62
4.2.2	Sistema de Armazenamento de Energia (SAE)	63
4.2.3	Sistema de Grupo Gerador a Biodiesel (SGGBD).....	64
4.2.4	Sistema de Controle da Microrrede (SCM)	65
5	RESULTADOS	68
5.1	Análise de resultados.....	69
6	CONCLUSÃO.....	71
6.1	Considerações finais.....	71
6.2	Sugestões de trabalhos futuros	72
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74

1 INTRODUÇÃO

Emissões de gases poluentes, decorrentes da queima de combustíveis fósseis no setor da energia, indústria e transporte, são responsáveis pela poluição urbana (MOLINA; MOLINA, 2004). Esses gases poluentes, que podem absorver a radiação infravermelha do Sol, capturando calor na atmosfera, têm aumentado a temperatura global da Terra, ao gerar o efeito estufa (IPCC, 2019). No setor de energia, a preocupação com a não renovabilidade dos combustíveis fósseis, além dos impactos na poluição urbana e aumento da temperatura terrestre, citados anteriormente, tem alavancado reflexões e busca por mudanças mais sustentáveis. Em artigo publicado pela Agência Canal Energia, Nivalde de Castro, André Alves, Bianca Castro, Luiza Masseno e Diogo Salles, pesquisadores do GESEL/UFRJ, discutem sobre o processo de transição energética corrente, fundamentado pelos 3 Ds: descentralização, digitalização e descarbonização. Segundo eles tem sido constatado duas grandes tendências da transição elétrica, a ampliação da participação das fontes renováveis em relação às fontes não renováveis na matriz elétrica e, alterações na composição das fontes não renováveis na geração de energia elétrica. Assim, o processo de transição energética em escala mundial é irreversível pela sua importância estratégica em relação ao acelerado aquecimento global em curso. (CASTRO *et al.*, 2019)

Portanto, temas como produção de energia por meio de fontes renováveis, descarbonizadas e sustentáveis têm ganhado força no setor elétrico, e têm evoluído para uma preocupação acerca da necessidade de se ter uma geração junto à carga e utilizando-se de fontes de energia sustentáveis e renováveis como a solar fotovoltaica, eólica, hidrelétricas, biogás, além da busca pelo aumento da eficiência energética (CHOWDHURY *et al.*, 2009). Com essas mudanças, as redes elétricas também têm sofrido alterações, de modo que o setor de distribuição se tornou também um setor gerador, com a geração fotovoltaica junto à carga sendo alavancada, principalmente, com o crescimento das instalações de geração distribuída no Brasil e no mundo, que tem trazido a descentralização da geração.

As instalações de minigeração distribuída fotovoltaica no Brasil vêm tendo grande crescimento nos últimos anos, com mais de 330MW nominais de potência instalada somente nos primeiros oito meses de 2020, uma alta de 150% frente aos valores também altos registrados no mesmo período do ano passado, que foi de 130 MW instalados para os oito primeiros meses de 2019 (BADRA, 2020).

Esse crescimento se deve ao grande incentivo governamental existente para instalações de geração distribuída dentro da caracterização das REN 482, 687 e 786 e que está em revisão neste momento (ANEEL, 2019). Além disso, o crescimento acelerado das instalações de minigeração distribuída, junto à carga, seja por fontes fotovoltaicas ou eólicas, tem acarretado grandes impactos no sistema de proteção tradicional das operadoras da rede de distribuição local, pois a adição da geração distribuída torna a rede ativa, com fluxo de potência bidirecional, com geração intermitente e com alteração nos valores da corrente de curto-circuito dependendo da quantidade e do tamanho das fontes de energia que estão em operação no momento de uma falta (LUIZ *et al.*, 2012). Dentro desse contexto, há a importância técnica e a existência de sinergia na implementação de microrredes integradas a projetos de minigeração distribuída fotovoltaicos ou eólicos, visto que a microrrede, junto a recursos energéticos distribuídos (RED), pode permitir o desenvolvimento de um sistema de proteção que seja capaz de garantir a segurança dos equipamentos e das pessoas nas diferentes condições operativas que envolvem um sistema de geração distribuída integrado a rede (MATH; BOLLEN, 2011). Em países desenvolvidos, como Estados Unidos, Canadá, Japão, bem como União Europeia, a presença e crescimento da geração distribuída vêm se acentuando junto à expansão das microrredes (RODRIGUES; CONTI, 2017), porém, no Brasil, isso ainda é algo pouco visto, até pelo crescimento da geração distribuída no país ser relativamente recente.

O intuito deste trabalho é avaliar as possibilidades de integração de projetos de microrredes junto ao modelo de geração distribuída existente e em expansão no Brasil, realizando uma análise técnica e econômica, com exemplos próximos de casos reais, para a aplicação de microrredes em usinas fotovoltaicas de minigeração distribuída, na modalidade de locação de usinas por autoconsumo remoto.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem por objetivo realizar uma análise de viabilidade técnica e econômica para implementação de uma microrrede como solução integrada a projetos de geração distribuída, com potência nominal próxima ao limite da caracterização de uma minigeração distribuída. Conforme redação dada pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017, uma minigeração distribuída consiste em uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada,

conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Utilizando-se desse conceito da REN ANEEL 482 alterada pelas REN ANEEL 687 e 786, a análise será direcionada para a implementação da microrrede em dois projetos fotovoltaicos de minigeração distribuída, um de 1 MW nominal em região de condições boas/moderadas de irradiação solar no país, e outro projeto de 5MW nominais, no estado de Minas Gerais, em local de ótimas condições climáticas no quesito irradiação solar, sendo este também o estado com o maior número de usinas de minigeração distribuída em operação no país. Serão avaliadas as vantagens e desvantagens técnicas e econômicas para todos os agentes envolvidos, focando-se principalmente na operadora da rede de distribuição local e nos clientes investidores do projeto, sendo, inclusive, indicados modelos de negócios que podem ser utilizados para a implementação das microrredes associadas aos projetos de minigeração distribuída.

1.2 Estrutura do trabalho

Esta dissertação tem o objetivo de dar luz às possíveis sinergias entre microrredes para minigeração distribuída de fontes de energia renovável, com o capítulo 1, introdutório, reforçando os objetivos para o trabalho, e o capítulo 2 sendo a revisão da literatura sobre temas e questões trabalhadas, como mudanças climáticas, o porquê de novos investimentos em energia renovável e na geração junto à carga, fontes renováveis de geração elétrica, geração distribuída no quesito regulatório e desafios técnicos, microrredes e armazenamento de energia. Serão citados, também, sistemas elétricos do futuro, indicando as perspectivas para microrredes integradas à geração distribuída e comparando com resultados e impactos desse sistema em outros países. Além de citar *smart grids* e REDs (recursos energéticos distribuídos) existentes ao redor do globo.

A partir do capítulo 3, haverá apresentação do modelo atual de minigeração distribuída brasileiro e dos impactos positivos e negativos que esse sistema traz para a operadora da rede de distribuição e para os clientes e investidores dos projetos de minigeração distribuída. Será apresentado o conceito de aluguel de sistemas de minigeração distribuída e como se dão os benefícios econômicos de clientes e investidores nesse novo modelo de negócio. Será feita avaliação do CAPEX necessário para se investir em sistemas de minigeração distribuída e dos custos de operação para se manter a eficiência e disponibilidade do sistema ao longo dos anos; desse modo, será indicado a TIR/VPL e *payback* para

exemplos, dos mais verossímeis possíveis, de projetos de aluguel de energia em sistemas de minigeração distribuída fotovoltaicos.

O capítulo 4 terá um foco ainda mais técnico e voltado para a análise principal do trabalho, com discussão dos conceitos do mercado de energia que serão aplicados para avaliação dos benefícios técnicos e econômicos de uma microrrede integrada a uma minigeração distribuída. Será apresentado o conceito de confiabilidade na rede de distribuição e do custo de energia não suprida, além da indicação de formulários para cálculo de indicadores que podem ser utilizados para remuneração de projetos de microrrede integrados à geração distribuída. Serão apresentadas as premissas técnicas e econômicas adicionais para os exemplos do capítulo 3 e serão indicados os custos totais e adicionais para se implementar a microrrede a um projeto de minigeração distribuída padrão, consistindo de sistema fotovoltaico de geração distribuída, sistema de armazenamento de energia, sistema grupo gerador auxiliar (biodiesel ou diesel) e o sistema de controle da microrrede inteligente.

No capítulo 5, utilizando-se dos conceitos e premissas indicados nos capítulos anteriores, serão apresentados os resultados de viabilidade técnica e econômica do trabalho, dissertando sobre os benefícios que ela trará na melhoria dos indicadores de distribuição e sobre a viabilidade econômica do projeto. Serão apresentados os valores de TIR/VPL e *payback* dos exemplos estudados, comparando estes com os valores indicados no capítulo 3, após aplicação das fórmulas indicadas no capítulo 4. Assim, serão apontados também os benefícios que este projeto integrado pode trazer para a OSDE (Operadora do Sistema de Distribuição de Energia), o investidor e o cliente do projeto de minigeração distribuída.

O capítulo 6 concluirá o trabalho após a apresentação e análise dos resultados do capítulo 5. Será argumentado como a minigeração distribuída com microrredes e REDs pode ser, em alguns casos, viável técnica e economicamente no Brasil e, assim, se tornar algo positivo para as operadoras de rede de distribuição, além de como isso pode melhorar a imagem dos investidores dos projetos de minigeração distribuída junto à distribuidora, contribuindo, inclusive, para desarmar entraves existentes para implementação desses projetos, como as dificuldades impostas pelas operadoras da rede nas aprovações dos processos para conexão da minigeração do acessante, o parecer de acesso e a vistoria e ligação do empreendimento; a indicação de elevados custos para reforço na rede de distribuição e subestação de energia, para viabilizar a implementação de minigeração distribuída. Por fim, serão realizadas as considerações finais da dissertação, com indicação de sugestão de trabalhos futuros relativos ao que foi apresentado.

2 REVISÃO DA LITERATURA

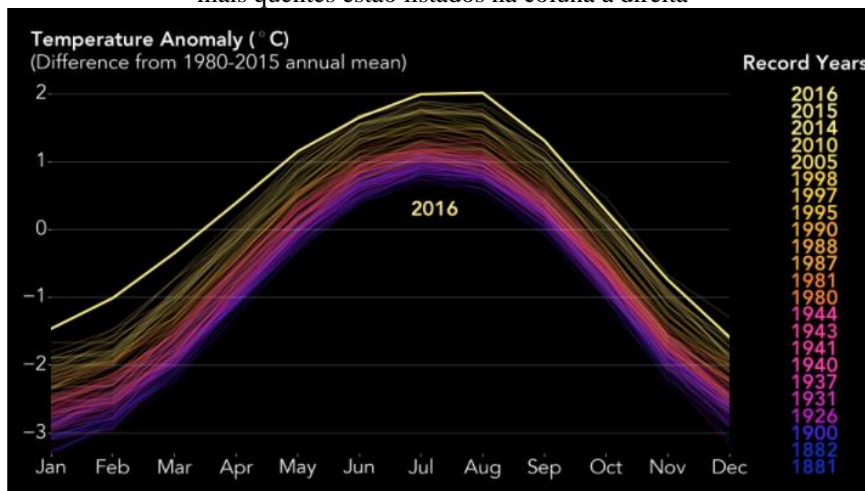
2.1 Mudanças climáticas e as fontes de energia do futuro

Para se entender os conceitos atuais de sistemas elétricos do futuro e a crescente demanda por energias renováveis, é necessário primeiro refletir sobre os impactos das mudanças climáticas ao redor do globo.

O clima da Terra tem tido diversas mudanças ao longo da história, e muitas dessas mudanças climáticas são atribuídas a variações muito pequenas na órbita da Terra, que alteram a quantidade de energia solar que nosso planeta recebe. A tendência atual de aquecimento é provável de ser o resultado do início e aumento exponencial da atividade industrial humana nos últimos 250 anos e, avançando a uma taxa sem precedentes nas últimas décadas, estima-se mais de 95% de probabilidade de este ser o fator principal para as mudanças climáticas vivenciadas atualmente (RAMASWAMY, 2006).

A temperatura média da superfície do planeta aumentou mais de 1 grau Celsius nos últimos séculos, em mudança impulsionada em grande parte por atividades humanas de queima de combustíveis fósseis, que geram o aumento das emissões atmosféricas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), dentre outros gases poluentes, que podem absorver a radiação infravermelha do Sol, capturando calor na atmosfera e aumentando a temperatura global da Terra, gerando o efeito estufa (IPCC, 2019). A maior parte desse aquecimento ocorreu nos últimos 40 anos, com os sete anos mais recentes sendo os de maior temperatura e, conseqüentemente, de maior impacto no aquecimento global. Os anos de 2016 e 2020 foram os anos mais quentes já registrados (NASA, 2021; NASA, 2017).

Figura 1 – Gráfico do ciclo anual de temperatura do planeta em cada ano, de 1881 até 2016. Os recordes de anos mais quentes estão listados na coluna à direita



Fonte: NASA (2017).

Também é importante notar que as emissões dos gases poluentes, decorrentes da queima de combustíveis fósseis no setor de indústria, energia e transporte, são responsáveis pela poluição urbana, resultando em centenas de milhares de mortes por problemas respiratórios, cardiovasculares e câncer (MOLINA et al, 2004).

Diante de todo o contexto das mudanças climáticas, seus impactos ao redor do globo e na vida terrestre, é normal que o mundo tenha refletido sobre seus processos industriais em busca de mudanças. O IPCC tem publicado relatórios sobre energias renováveis e ações mitigadoras para as mudanças climáticas, apontando, com base em literaturas científicas de diversos países, o potencial papel das energias renováveis para a sustentabilidade do setor de geração de energia elétrica e como vertente importante para políticas públicas que mitiguem as mudanças climáticas (IPCC, 2012). Nesses relatórios, tem sido indicado como pode ser realizada – ou ampliada – a integração das fontes de energia renovável em sistemas elétricos do presente e do futuro, citando estudos sobre energia solar fotovoltaica, energia eólica, bioenergia, energia hídrica, energia das ondas e energia geotérmica.

Em 2015, foi firmado o Acordo de Paris, compromisso mundial consolidado entre centenas de países para geração de políticas públicas comprometidas com a redução da emissão de gases do efeito estufa, de modo a se manter a temperatura do planeta a um máximo de 2°C até 2100. Os governos de muitos dos países participantes, incluindo o Brasil, se comprometeram com metas de aumento do uso de fontes de energia renovável. Algumas metas do governo brasileiro referentes a fontes de energia renovável envolvem expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma

participação de 28% a 33% até 2030 e alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, excluindo-se hidrelétricas (EPE, 2016). Por isso, a tendência é de que, no Brasil e no mundo, haja forte crescimento da demanda por fontes de energia renovável no futuro.

2.2 Energia solar fotovoltaica

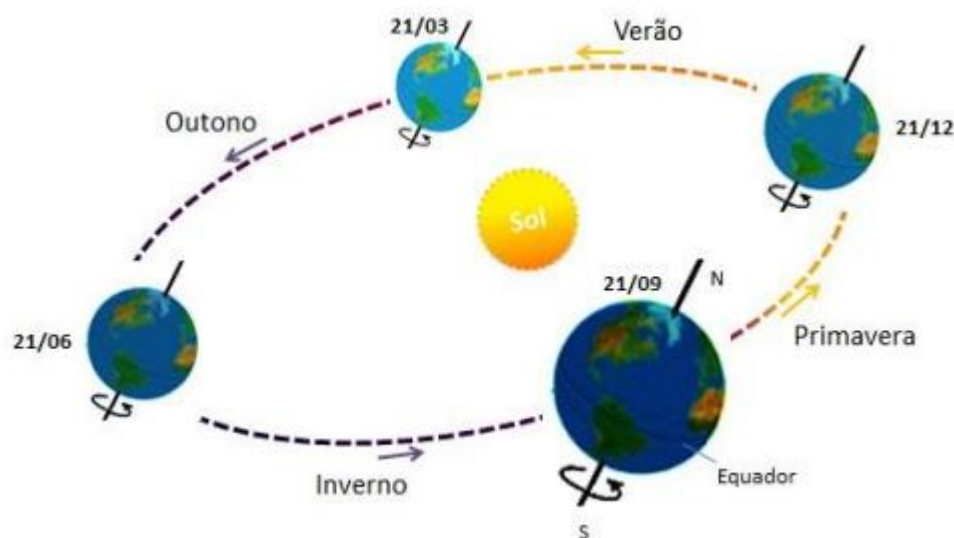
A geração de eletricidade a partir da energia solar surgiu no século XIV com a descoberta do efeito fotovoltaico pelo físico francês Alexandre Edmond Becquere e com a criação da primeira célula fotovoltaica por Charles Fritts, que tinha eficiência abaixo de 1% na conversão da irradiação solar em energia elétrica. A descoberta do efeito fotovoltaico foi modernizada e aprimorada por Albert Einstein, em seus estudos sobre o efeito fotoelétrico, que lhe renderam inclusive o prêmio Nobel de Física em 1921 e foram fundamentais para o desenvolvimento das tecnologias de painéis fotovoltaicos atuais. O efeito fotovoltaico consiste na liberação de energia elétrica após a exposição de determinados tipos de materiais semicondutores à luz solar. A célula fotovoltaica é um dispositivo fabricado com material semicondutor e é a unidade fundamental para a conversão da luz solar em energia elétrica (CRESESB, 2014).

Quando se fala em energia solar fotovoltaica, alguns termos devem ser mencionados, assim como alguns tipos de tecnologias; neste capítulo, serão revisados os seguintes conceitos sobre energia solar fotovoltaica: geometria solar, radiação solar e tecnologias fotovoltaicas.

2.2.1 Geometria solar

Conforme descrito pela primeira lei de Kepler, lei das órbitas, a Terra se movimenta elipticamente em torno do Sol. O eixo da Terra em relação ao plano normal a essa elipse apresenta uma inclinação por volta de 23,5 graus, inclinação esta que, junto ao movimento de translação da Terra, dá origem às estações do ano (CRESESB, 2014). Denomina-se declinação solar o ângulo entre os raios do movimento do Sol e o plano da linha do Equador; estes variam de 23,5 graus positivos em 21 de dezembro (solstício de verão no hemisfério sul) a 23,5 graus negativos (solstício de inverno no hemisfério sul).

Figura 2 – Órbita da Terra em torno do Sol, conforme estações do ano, para o hemisfério Sul



Fonte: CRESESB, 2014.

É importante notar que a latitude e longitude da localidade, além da sua declinação, determinam a trajetória do Sol no céu em um determinado dia, dado necessário para a avaliação do potencial solar da localidade.

2.2.2 Radiação solar e irradiância solar

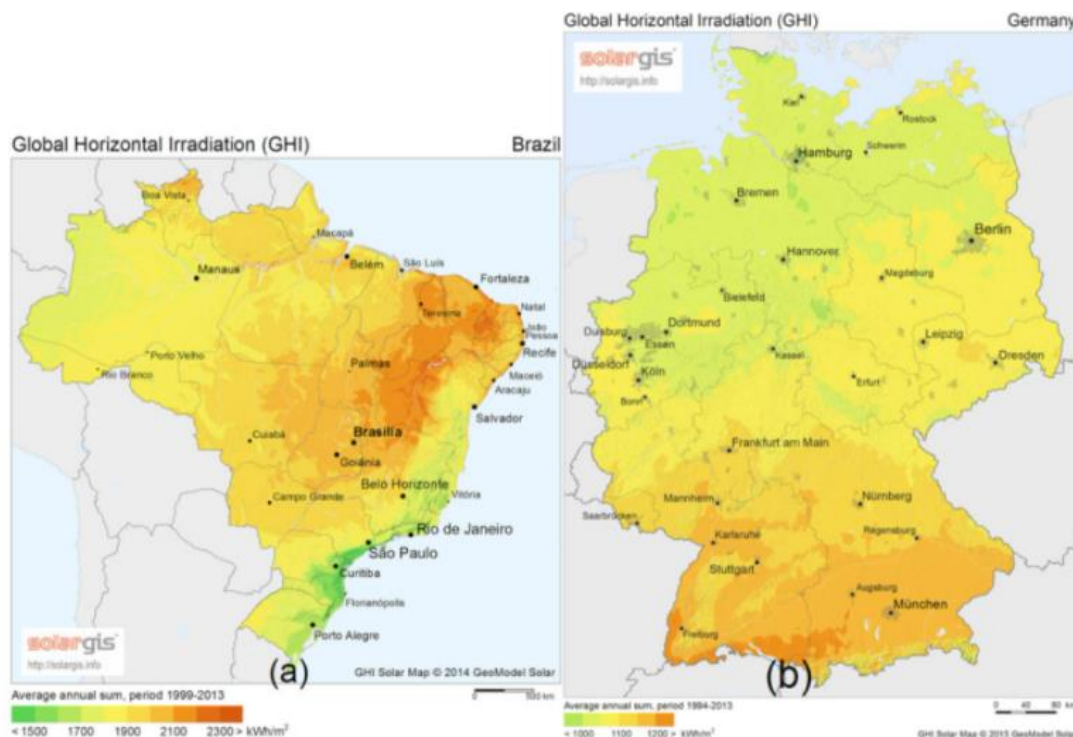
Segundo a ABNT NBR 10899:2020, a radiação solar é a forma de transferência de energia advinda do Sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas ou fótons. E a irradiância solar é a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área dessa superfície, usualmente medida em watt por metro quadrado (W/m^2). Dentro desse contexto, temos a irradiação solar, que consiste na irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo específico e medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2).

O WRD (*World Radiation Center*) adota o valor de $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ como o valor da irradiância média que atinge a Terra, no topo de sua camada atmosférica. Esse valor é chamado de irradiância extraterrestre, consistindo também em uma constante que define quaisquer valores de irradiância sobre uma superfície perpendicular aos raios solares na distância média entre a Terra e o Sol (CRESESB, 2014). Nas condições padrões de teste de fábrica para tecnologias fotovoltaicas, utiliza-se a irradiância solar no valor de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ que equivale a um instante de Sol relativamente forte em média, no solo terrestre.

A irradiância também pode ser classificada como difusa, direta ou global, sendo esta última a potência radiante solar recebida em uma superfície horizontal e sendo igual ao somatório da irradiância direta mais a irradiância difusa, conforme ABNT NBR 10899:2020. A irradiância global é um índice usualmente utilizado para avaliar o potencial solar de determinada região.

O Brasil é um dos países com bons índices de irradiação solar ao longo de seu território. Comparado com países europeus como a Alemanha, que utilizam a tecnologia fotovoltaica de maneira ampla e há mais tempo, o Brasil possui índices ainda melhores. Isso pode ser notado a seguir na imagem que compara o potencial solar dos países:

Figura 3 – Média anual da irradiação global, comparativo entre Brasil (a) e Alemanha (b)



Fonte: SOLARGIS, 2021.

É importante notar que a irradiação solar global que incide em um plano orientado na direção do Equador e com uma inclinação igual à latitude local permite calcular a energia elétrica que pode ser convertida por um sistema fotovoltaico fixo instalado nessas condições (CRESSES, 2014).

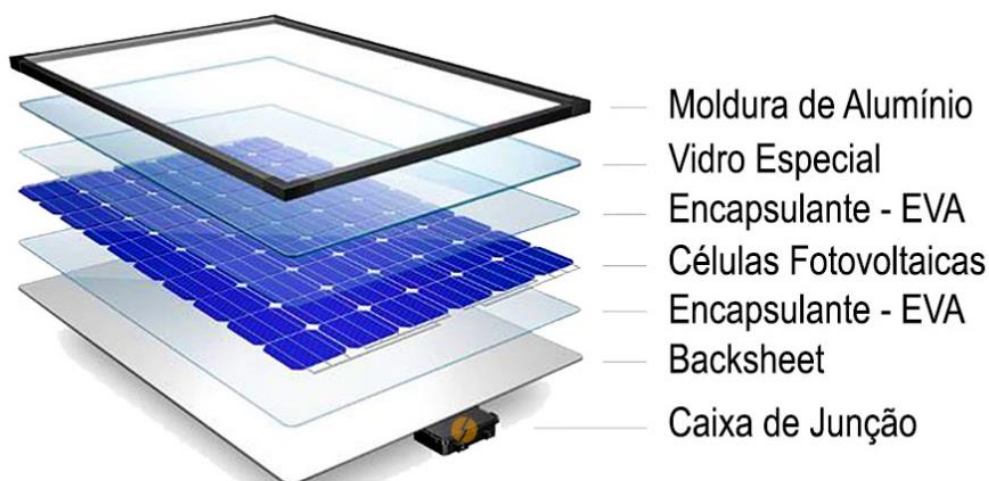
2.2.3 Tecnologia fotovoltaica

São tecnologias fotovoltaicas quaisquer partes que integram um sistema fotovoltaico, definido como um conjunto de elementos compostos por um ou mais painéis fotovoltaicos interligados eletricamente de modo que se tenha uma única saída de corrente elétrica, e podendo incluir dispositivos de controle, supervisão, proteção e armazenamento de energia elétrica, além de cabos, fundação e estruturas de suporte e fixação dos painéis fotovoltaicos (ABNT NBR 10899:2020).

A principal tecnologia de um sistema fotovoltaico é o módulo solar, que depende de células fotovoltaicas para realização da conversão da luz solar direta incidente nos módulos em eletricidade. Portanto, é nas células fotovoltaicas dos módulos solares que ocorre o efeito fotoelétrico.

O módulo solar convencional consiste em moldura de alumínio, vidro especial, encapsulante, células fotovoltaicas, *backsheet* e a caixa de junção.

Figura 4 – Principais materiais de um módulo solar fotovoltaico



Fonte: Portal Solar, 2021.

A moldura de alumínio, como pode ser visto na figura anterior, serve para garantir a integridade do módulo solar, protegendo-o durante a necessidade de movimentações do equipamento e fixando o restante dos materiais de modo a mitigar a possibilidade de a célula fotovoltaica trincar. O vidro especial é desenvolvido especialmente para refletir menos e deixar o máximo de luz atravessar a sua superfície. Os vidros também protegem as células

fotovoltaicas do contato direto com adversidades externas. Os filmes encapsulantes consistem em um material selante especificamente projetado para módulos solares e protege o equipamento contra raios ultravioletas e temperaturas extremas. O *backsheet* do equipamento consiste na parte de trás do módulo solar, e age como um isolante elétrico e protetor interno das células fotovoltaicas. Por fim, a caixa de junção alocada na parte de trás do módulo é como um gabinete que conecta as séries de células fotovoltaicas com a saída do módulo, interconectando o equipamento com os cabos solares. As próprias caixas de junção já vêm integradas com conectores, usualmente MC4 (PORTAL SOLAR, 2021).

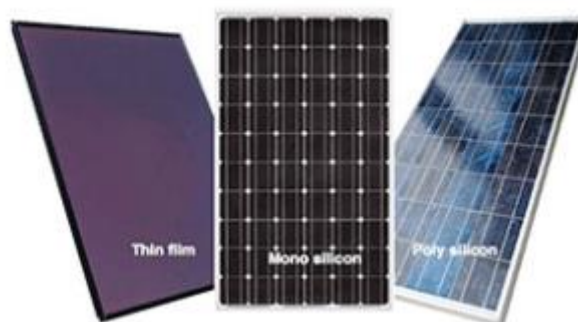
O principal componente dos módulos solares são as células fotovoltaicas, e é a partir delas que se define o tipo de tecnologia do módulo solar. As tecnologias têm sido classificadas em três gerações, de acordo com o tipo de material utilizado nas células fotovoltaicas, sendo:

1ª geração de tecnologia fotovoltaica, células de silício cristalino:

Como o silício é um elemento extremamente abundante no planeta e um semicondutor com ótimas características para aplicações fotovoltaicas, esse material tem sido, há anos, o mais utilizado na indústria para fabricação das células fotovoltaicas, chegando à marca de 87% do total de vendas do mercado solar fotovoltaico do mundo em 2011. Há três tipos principais de tecnologias com esse material, dependendo de como são feitas as células utilizando o silício (IRENA, 2012):

- a) Monocristalino (Mono c-Si) ou (sc-Si);
- b) Policristalino (Poly c-Si) ou (mc-Si), e;
- c) EFG fita de silício (EFG c-Si), bem menos utilizada que as duas acima.

Figura 5 – No centro, a tecnologia monocristalino (1ª geração); na direita, policristalino (1ª geração); e na esquerda, filme finos (2ª geração)

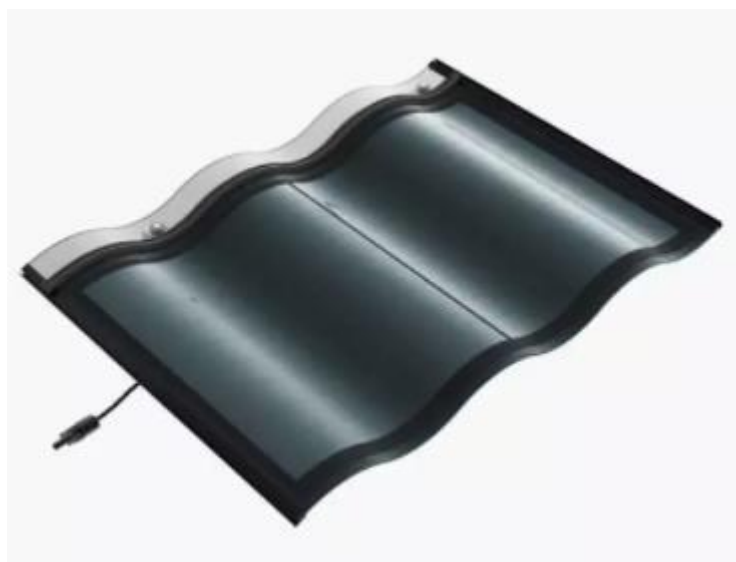


Créditos: Portal Solar, 2021.

2ª geração de tecnologia fotovoltaica, células de filme fino:

A célula de filme fino é uma tecnologia mais recente, se comparada com as células de silício cristalino, e apresenta alguns diferenciais interessantes. O primeiro seria um potencial menor custo de fabricação, porém isso vem a uma eficiência também menor, assim como tem sido verificada maior degradação ao longo do tempo para algumas dessas tecnologias. Em segundo, mas não menos importante, é um material mais flexível, podendo ser facilmente integrado em prédios e casas, havendo inclusive, no mercado, a oferta de telhas completamente fabricadas com células de filmes finos.

Figura 6 – Telha fotovoltaica de filme fino CIGS



Fonte: Hantile / L8 Energy.

Segundo a IRENA (International Renewable Energy Agency, os três principais tipos de tecnologias utilizadas no mercado são:

- a) Silício amorfo (a-Si e a-Si / μ c-Si);
- b) Telureto de cádmio (Cd-Te), e;
- c) O disseleneto de cobre e índio (CIS) e o seleneto de cobre e índio gálio (CIGS).

A 3ª geração ainda está engatinhando no mercado; espera-se que a tecnologia fotovoltaica dessa geração supere em custo, eficiência e/ou aplicabilidade as tecnologias anteriores – e há alguns candidatos para isso. Segundo a IRENA (2012), há quatro principais

tipos de tecnologias nessa geração: as células fotovoltaicas de concentração (CPV), células sensibilizadas por corantes (DSSC), células de pontos quânticos (PQ) e células orgânicas (CPO).

A tecnologia CPO teve sua primeira instalação do mundo feita em um shopping center na Bahia, em 2019 (SUNEW, 2019).

Figura 7 – Shopping da Bahia com filme fotovoltaico orgânico (OPV) SUNEW FLEX



Fonte: (SUNEW, 2019).

Como já indicado anteriormente, não somente de células fotovoltaicas e módulos solares consistem as tecnologias fotovoltaicas; cabos, transformadores, sistemas de proteção, controle e estruturas de fixação também integram os componentes que podem ser considerados partes do sistema fotovoltaico. Para ser objetivo, neste capítulo abordaremos apenas mais duas tecnologias importantes que integram sistemas fotovoltaicos, principalmente porque, em questão de custo para implantação de usinas fotovoltaicas, são as partes mais relevantes de serem consideradas, junto aos painéis solares.

2.3 Geração Distribuída (GD)

A Geração Distribuída (GD) é um conceito estudado e debatido há anos e, em 2001, Ackermann *et al.* (2001), em um artigo para a *Electric Power Systems Research*, após a argumentação de que não havia um conceito consistente de geração distribuída na literatura técnica da época, propuseram uma definição universal: “De modo geral, a GD pode ser definida como a geração de energia elétrica junto a rede de distribuição, ou pelo lado do consumidor da rede de distribuição.”

Este é um conceito bem amplo e que até hoje se mostra como a base para a caracterização de um sistema de GD. Ainda antes disso, em 2000, Barker e De Mello, em artigo publicado pela IEEE, indicaram o potencial futuro da geração distribuída e reforçaram uma preocupação que até hoje existe acerca de sistemas de GD.

Este é um conceito bem amplo e que até hoje se mostra como a base para a caracterização de um sistema de GD. Ainda antes disso, em 2000, Barker e De Mello, em artigo publicado pela IEEE, indicaram o potencial futuro da geração distribuída e reforçaram uma preocupação que até hoje existe acerca de sistemas de GD. Esta preocupação consiste em, apesar da geração distribuída (GD) ter potencial para melhorar o desempenho do sistema de distribuição, os projetos e práticas operacionais do sistema de distribuição são normalmente baseados em fluxos de energia radial e isso cria um desafio especial e complexo, para a introdução bem-sucedida da geração distribuída. (BARKER; DE MELLO, 2000)

Portanto, há algumas situações e soluções que devem ser previamente analisadas para garantir que a GD não degrade a qualidade, segurança e/ou confiabilidade do sistema de distribuição. Também por isso, o governo de cada país vem regulando o modelo de GD que pode ser implantado em seu território.

No Brasil, o conceito de GD foi definido por meio do Decreto nº 5.163/2004, em seu artigo 14, que cita:

“...considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, ...conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.” (BRASIL, 2004, pág01)

Assim, o decreto define o modelo de GD que pode ser implantada no Brasil, restringindo a definição mais ampla e subjetiva de Ackerman, e indicando que a GD somente pode ser implantada por um agente permissionário ou autorizado pelo poder público, além de regular diversos outros temas a respeito de GDs, dentre estes, a necessidade de chamada pública, a ser promovida pelo agente de distribuição, para contratação da energia elétrica do empreendimento de GD e que esta deverá ser feita dentro do ambiente de contratação regulada (ACR) ou livre (ACL).

Em 2005, as regras para comercialização da energia proveniente de GD foram aperfeiçoadas pela ANEEL, que reforçou algumas condições e estabeleceu outras para o tema, por meio da Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 167 de 2005. Em 2008, em sua primeira versão do módulo 1 do PRODIST, a ANEEL estabeleceu a definição de GD como:

“Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS.” (ANEEL, 2008, pág01)

Essa definição ainda permanece inalterada na revisão 10 vigente desde 2018, do módulo 1 do PRODIST, e nela não constam alguns dos limitadores da definição do Decreto nº 5.163/2004, porém ainda é necessário que novos empreendimentos sejam implantados seguindo as normativas anteriores. Em 2012, uma nova resolução normativa acrescentaria mais possibilidades à GD no setor elétrico brasileiro.

Seguindo o exemplo de países estrangeiros que incentivavam a GD de pequeno porte há anos, criando subsídios governamentais para investimentos de menor potência em GD e chegando a liberar a instalação de SGDs por consumidores residenciais sem chamada pública, além de liberar a compensação dos créditos de energia excedente injetada na rede e até a venda desse excedente gerado para as OSDEs (NIVALDE; GUILHERME, 2018), foi emitida pela ANEEL a REN nº 482 em 2012. Seguida pela REN ANEEL 687/2015 e pela REN ANEEL 786/2017, estas são consideradas as principais resoluções normativas para as chamadas GDs de pequeno porte, ou empreendimentos de micro e minigeração distribuída, conforme denominado pelas próprias normas. Segue resumo e principais modificações dessas normativas:

- Válidas para todos os tipos de geração renovável e para cogeração qualificada. Na REN 482 em 2012 eram somente hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, mas houve ampliação na REN 687.

- Definição de limites para microGD, instalações com potência de até 75 kW e miniGD, instalações com potência de até 5 MW. Na REN 482 em 2012, era considerado microGD até 100kW e miniGD até 1MW, mas foi modificada pela REN 687.
- Estabelecidas as condições para o sistema de compensação de créditos de energia, no qual a energia ativa injetada por uma unidade consumidora de microGD ou miniGD na rede da OSDE deve ser posteriormente compensada no consumo de energia ativa dessa unidade consumidora. Os créditos de energia acima do consumo de energia ativa se tornam “saldo” e poderão ser compensados em até 60 meses.
- Estabelecidos diferentes modelos de GD, dentre eles o autoconsumo remoto, caracterizado por: Unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.
- A OSDE é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microGD, porém para miniGD, os custos de adequação do sistema de medição para conexão de miniGD são de responsabilidade do interessado.

Atualmente, estão em consulta pública as novas e possíveis mudanças nas resoluções normativas no âmbito de mini e microGD. Estes serão discutidos em capítulo à parte, assim como também será discutida a modalidade de GD de locação de usinas de minigeração distribuída, modelo de negócio cada vez mais comum e que será analisado neste trabalho.

2.3.1 GD no futuro: desafios regulatórios no Brasil

Atualmente, a GD tem alguns benefícios regulatórios, devido ao porte dos projetos renováveis de GD e por serem limitados a no máximo 5 MW de potência, por exemplo, geralmente não há necessidade de licenças ambientais para implantação dos projetos, apesar de isso variar para cada estado e, ainda assim, ser necessário a emissão do certificado de dispensa das licenças. Outro benefício diz respeito à cobrança do ICMS, imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços. O ICMS é um tributo estadual, e que pode estar incidido sobre a TE ou a TUSD, a critério e interpretação dos governos estaduais. A isenção do ICMS sobre essas tarifas de energia para GD teve início em 2013, em Minas Gerais, com

a Lei nº 20.824. Desde então, diversos estados adotaram algum tipo de isenção fiscal por ICMS para a GD, com os estados de GO, SP e PE, por meio do convênio ICMS 44, de 03 de junho de 2015; os estados TO e CE, com o convênio ICMS 52, de 30 de junho de 2015; os estados de MS, BA, DF e MA com o convênio ICMS 130, de 4 de novembro de 2015, e os estados do AC, AL, MG, RJ e RS, por meio do convênio de ICMS 157, de 18 de dezembro de 2015. As regras de isenção vêm sendo discutidas e alteradas desde então; há muito debate, e em alguns estados a isenção só é válida nas tarifas de TE e/ou TUSD de projetos de potência nominal até 1MW, limite antigo de projetos de GD estipulado pela REN ANEEL 482/2012, mas que foi expandido para 5 MW após promulgação da REN ANEEL 687/2015. Ressalta-se que esses casos citados são benefícios existentes, não fixos.

No entanto, os maiores desafios regulatórios derivam de debates existentes que indicam mudanças nas atuais regras de micro e miniGD, desde a REN 687/2015, que ANEEL apontou que até o fim de 2019 as regras de GD deveriam ser revisadas, indicando que as regras vigentes eram como um projeto “piloto”, em fase de testes para verificar como se comportaria o setor elétrico.

Segundo EPE (2018), o Sistema de Compensação de elétrica da micro e miniGD traz desequilíbrios na remuneração dos custos das OSDE. Como a tarifa volumétrica de energia no Brasil é baseada exclusivamente no consumo em kWh, no caso da baixa tensão, e não tem granularidade temporal, esta dificulta uma devida sinalização econômica para que a inserção do SGD seja adequadamente valorada e revertida em benefícios para o sistema de distribuição. O agente responsável pelo SGD, ao reduzir sua conta de energia, deixa de contribuir com as parcelas variável (energia) e fixa (“fio”) da tarifa; embora não reduza os dois custos, esse agente continua demandando a infraestrutura das redes de distribuição e transmissão e, então, esses custos fixos são cobertos pelos demais consumidores, que não possuem o sistema de micro ou miniGD, por meio de aumentos na tarifa de energia deles. Isso, para EPE (2018), configura a existência de um subsídio cruzado entre consumidores da mesma distribuidora.

Assim, em outubro de 2018, a ANEEL abriu consulta pública (CP nº 10/2018) para receber contribuições para uma proposta de revisão da REN 482/2012. A consulta e outras audiências públicas para revisão dessa normativa continuaram em 2019, e foi emitido o Relatório de Análise de Impacto Regulatório de nº 003/2019-RD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEE – AIR ANEEL 2019, no mês de outubro, no qual foram detalhadas cinco alternativas consideradas pela ANEEL para modificação das atuais regras da REN 482. Os resultados referentes ao crescimento da GD no Brasil nesses anos

desde 2012, assim como o relatório da EPE (2018), serviriam de base para avaliar a próxima revisão da resolução normativa.

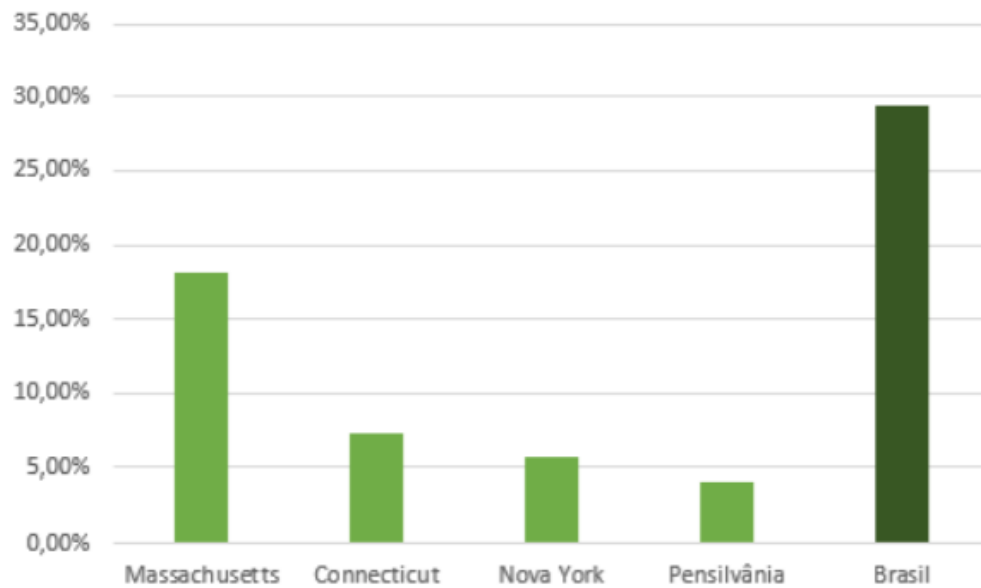
Figura 8 – Evolução da potência instalada no Brasil - micro e miniGD



Fonte: ANEEL, 2019.

Os resultados do gráfico anterior indicam que a evolução da potência instalada em SGD's no Brasil têm superado as expectativas da ANEEL, e no relatório de AIR ANEEL 2019, a ANEEL indica a necessidade de avaliar modificações na REN 482/2012, de modo a permitir que a GD se desenvolva de maneira sustentável. Outro ponto interessante citado nesse relatório, referente à modalidade de autoconsumo remoto, é que a ANEEL informa que não encontrou casos tão expressivos de crescimento dessa modalidade no mundo quanto tem sido verificado no Brasil. Em um comparativo feito na figura a seguir, a ANEEL indica a diferença do Brasil em comparação a estados americanos e cita que isso se deve a restrições mais rigorosas na regulamentação do sistema de compensação remota de energia desses estados americanos.

Figura 9 – Participação da GD remota em relação à potência total instalada de GD



Fonte: AIR ANEEL, 2019.

Assim, a ANEEL indica que durante as consultas públicas do ano de 2019, um dos temas tratados foi sobre quais componentes da tarifa de distribuição deveriam ser pagos por uma unidade consumidora com GD, ou seja, quais componentes não participariam do sistema de compensação de energia das GDs. A tentativa é equilibrar a remuneração da rede e das OSDE, com a sustentabilidade dos modelos de negócio da REN 482/2012. Com base nas características da composição das tarifas, a ANEEL chegou nas seguintes propostas alternativas para o modelo do sistema de compensação de energia (ANEEL, 2019):

- a) Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- b) Alternativa 1 – Incide Fio B (componente da TUSD que remunera o uso da rede de distribuição): a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- c) Alternativa 2 – Incide Fio A (componente da TUSD que remunera o uso da rede de transmissão) e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

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

Segue quadro ilustrativo sobre as incidências de cada alternativa sobre as tarifas de energia da TUSD e da TE.

Figura 10 – Quadro ilustrativo, revisão tarifária da ANEEL para sistema de compensação de energia da micro e miniGD



Fonte: Bright Strategies, 2018.

Para exemplificar o impacto das alternativas propostas pela ANEEL, seguem componentes da tarifa, sob a TE e a TUSD, com o percentual médio do seu peso na formação final da tarifa do consumidor do sistema de distribuição.

Figura 11 – Componentes da tarifa de energia

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

Fonte: Bright Strategies, 2018.

Na alternativa 0, referente ao sistema de compensação de energia atual, há o abatimento integral de todas essas componentes, ou seja, 100 kWh produzido por um sistema de micro ou miniGD e exportado para a rede de distribuição, equivale ao mesmo que o 100 kWh consumido da rede elétrica da OSDE.

Na alternativa 1, como incide o fio B, em média haveria um impacto de 28% no percentual final do sistema de compensação. Portanto, 100kWh produzido por um sistema de micro ou miniGD, para uma tarifa de 1R\$/kWh, por exemplo, indicaria uma energia injetada na rede de 100kWh x (100% - 28% = 72%) x 1 R\$/kWh = **R\$ 72,00**. Enquanto 100kWh consumido da rede elétrica da OSDE, equivaleria a 100 kWh x 100% x 1 R\$/kWh = **R\$ 100,00**.

Para finalizar essa exemplificação, considere a alternativa 5, em que toda a TUSD e os encargos e demais componentes da TE incidiriam. Nesse caso, os 100kWh produzidos por um sistema de micro ou miniGD, para uma tarifa de 1 R\$/kWh, indicariam uma energia injetada na rede de 100kWh x 38% x 1 R\$/kWh = **R\$ 38,00**. É uma diminuição de 62% no valor total da energia injetada se comparado ao sistema atual.

E é exatamente a alternativa 5 que a AIR da ANEEL de 2019 opta como modelo do sistema de compensação de energia a ser implementado nos próximos anos, indicando que pretende não onerar demasiadamente consumidores que não optaram pelo sistema de micro e minigeração distribuída em custos que o AIR 2019 estima em R\$ 23 bilhões. Porém seria necessário um processo de transição até a definitiva aplicação da alternativa 5. Algumas outras opções foram analisadas até os seguintes modelos de transição:

- a) Consumidores já existentes no sistema de compensação de energia da micro e miniGD continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos até o final de 2030 (31/12/2030);
- b) Consumidores de GD local, que formularem solicitação de acesso de novas unidades de micro e miniGD após a revisão da norma, teriam aplicada a alternativa 2 de início, sendo alterado para a alternativa 5 quando a potência instalada do país atingisse um adicional de 4,7 GW, somando um total de aproximadamente 5,9 GW instalados.

Há expectativa da ANEEL é de que nestes cenários o país atinja 11,7 GW instalados em GD até 2035 e obtenha uma redistribuição de custos ao demais agentes do setor na ordem de R\$ 1 bilhão.

Importante citar no que tange a geração instalada em unidades consumidoras no sistema de autoconsumo remoto, modelo tratado neste trabalho, que a ANEEL estipulou uma transição diferente para aqueles que formularem solicitação de acesso de novas unidades de micro e mini GD após revisão da norma, tendo a aplicação da alternativa 5 de início em vez da alternativa 2, que seria aplicada para os consumidores de GD local.

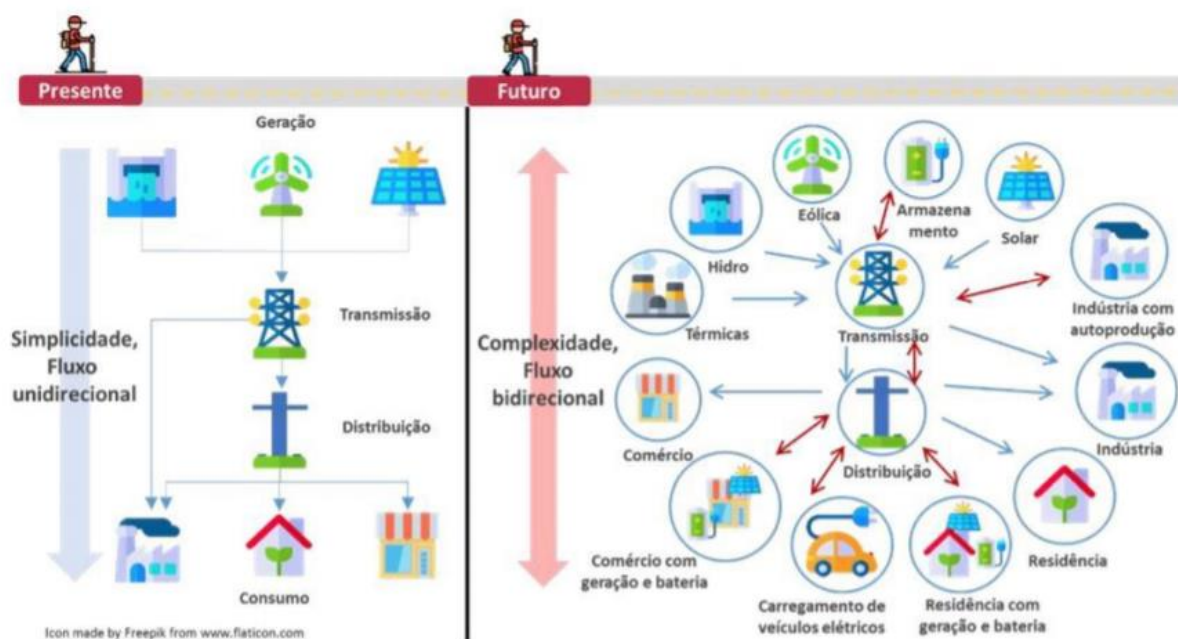
As propostas da AIR ANEEL 2019 foram materializadas em um texto normativo, e no próprio documento é indicada a previsão de sua aprovação até o fim do primeiro semestre de 2020. Após a publicação da AIR, agentes interessados no setor de GD, dentre estes ressalta-se a ABSOLAR, questionaram veemente os impactos na viabilidade dos projetos de GD com a revisão da REN 482 na proposta da ANEEL, e a opinião pública da sociedade em geral se mostrou crítica à revisão no formato proposto pela ANEEL. Com isso, a aprovação da revisão da norma tem sido adiada e com indícios de que novas discussões e revisões poderiam ser feitas. Havia a possibilidade da revisão da REN 482 ser concluída no início de 2021 (ABSOLAR, 2020), mas até a data de publicação deste trabalho (junho de 2021) isso não ocorreu. Atualmente está em votação no congresso o projeto de lei PL 5829/2019 que pretende substituir a revisão da REN 482.

2.3.2 GD no futuro: desafios técnicos e operacionais

O crescimento da GD no mundo nos últimos anos não é surpresa. A GD é considerada um modelo de negócio sustentável, bem adaptada à geração renovável por meio de sistemas solares e eólicos de telhados e em fazendas de pequeno porte, e é um modelo disruptivo e inovador, ao transformar redes de distribuição acostumadas a um fluxo de energia

radial e unidirecional para um modelo em anel e bidirecional. Além disso, permite que o consumidor final – que antes apenas recebia energia da rede – possa também gerar sua própria energia e injetar o excesso ao seu consumo, na rede da OSDE. Isso traz agilidade para suprir o aumento pela demanda de energia, e o mundo vem demandando por mais computadores, digitalização e tecnologia. Empresas querem oferecer casas inteligentes completamente tecnológicas, que necessitam de maior consumo de energia; a indústria de automóveis tem migrado para a produção e venda de veículos elétricos, e o abastecimento destes também demanda um alto volume de energia; *datacenters*, servidores e tecnologias inteligentes, aumento da automatização na indústria – tudo isso demanda mais potência e mais energia. Assim, empresas de energia podem alavancar as tecnologias do mercado e oferecer novas casas inteligentes, carros, servidores e soluções inovadoras em qualquer indústria, junto a um pacote de projeto de GD, por exemplo, para que os próprios consumidores atendam as suas demandas por energia e se tornem prosumidores. O avanço na digitalização e inovação da indústria da tecnologia é perfeitamente complementado pelo crescimento dos SGDs (GE, 2020).

Figura 12 – Comparativo entre presente da rede elétrica (unidirecional e radial) e o futuro, com integração de GDs (bidirecional e em anel)



Fonte: EPE, 2018.

A influência da GD na rede de distribuição e no modo como ela deve ser operada é maior quanto maior for a penetração das SGD's conectadas na rede de distribuição. Em relatório técnico disponibilizado pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) em 2003, concluiu-se que se estiver entre 10 a 20% a relação entre a geração do acessante e a capacidade do sistema da OSDE, o nível de penetração da GD é considerado significativo, sendo assim necessário avaliar e tomar ações mitigadoras para o sistema elétrico local, tendo em vista os impactos ocasionados pelas GDs (MILLER; YE, 2003). Conforme relatado anteriormente, desde o início de 2000, pelo menos, que Barker e De Mello já conjecturavam sobre os impactos da GD em redes radiais de distribuição e em uma perspectiva mais atual sobre o tema, Hidayatullah *et al.* (2011) indica que a integração da GD na rede elétrica pode causar diversas preocupações técnicas quanto à estabilidade do sistema elétrico local. As duas pesquisas indicam que isso, de forma alguma, deve ser um impeditivo para o crescimento da GD, com Hidayatullah *et al.* (2011) reiterando sobre a evolução que sistemas elétricos de vários países no mundo tem passado ao implementar SGD's na rede de distribuição, conquistando oportunidades de renovar a matriz energética para fontes de energia sustentável, além de suprir de forma mais ágil, eficiente e com menos perdas elétricas possíveis deficiências de demanda por energia e, assim, trazer mais segurança e confiabilidade para o sistema elétrico local.

Entre os principais impactos técnicos e operacionais da crescente de SGD's na rede de distribuição, tem-se as chamadas *hidden load*, ou carga oculta, a retroalimentação com fluxo reverso de corrente, e a instabilidade e flutuação do nível de tensão.

A carga oculta se refere à parcela do consumo coberta pela GD e, assim, esta não é diretamente visível às OSDEs, acostumadas a operar e supervisionar a carga líquida da rede. Por exemplo, em casos de falhas na rede, é essencial garantir que o alimentador está desenergizado para a segurança dos trabalhadores locais; dessa forma, normativamente os inversores dos geradores eólicos e solares têm sistema de inteligência para desconectar o SGD em caso de perda de tensão na rede. Porém a carga que será reconectada, após o reestabelecimento da tensão na rede, será bem diferente daquela que havia quando o sistema foi desligado. Com a parada das SGD's, a carga oculta terá desaparecido e os operadores do sistema de distribuição devem ter ciência de que não apenas há mais carga para ser atendida agora, como também não há mais os SGD's para auxiliar no suprimento dessa demanda. Quanto à retroalimentação com fluxo reverso de corrente, imagine um alimentador com 10% a 20% de seu sistema consistindo de SGD's fotovoltaicos, ao meio dia, em um dia normal de trabalho. A energia injetada pelo SGD estará em seu máximo em um momento em que usualmente as pessoas estarão fora de casa trabalhando e almoçando, sem consumir aquela energia.

O transformador da rede de distribuição projetado e acostumado a uma determinada carga no sentido do consumidor estará recebendo uma injeção de corrente reversa e muito maior em quantidade do que usualmente era esperado. O equipamento não foi projetado para esse nível de estresse, e as consequências podem ser graves. Assim como há os casos mais comuns reportados de desequilíbrio da rede e flutuação de tensão, os perfis de tensão da rede que usualmente diminuem ao longo do transformador, até o consumidor na extremidade da rede de distribuição radial, agora começa a apresentar perfis de tensão variados até mesmo no ramal final do alimentador, subindo e descendo o nível de tensão, a depender da intermitência de geração dos SGD's eólicos e solares (GE, 2020).

Portanto, surge a necessidade de integração entre as OSDEs e as OSTEs, pois em alguns países, com o crescimento da GD, há mais energia sendo injetada na rede de distribuição do que na de transmissão, por exemplo, fazendo com que essa coordenação entre as operadoras seja essencial para evitar alguns dos problemas listados anteriormente. Essa necessidade de integração entre os sistemas de transmissão e distribuição, assim como a necessidade das OSDEs de terem um maior controle sobre as SGD's instaladas na sua rede, têm levado mundo afora o conceito de RED (recursos energéticos distribuídos), incorporando

microrredes, sistemas de armazenamento de energia e redes inteligentes aos SGDs, permitindo, assim, a desconexão remota da rede de distribuição da transmissão, ou o seu funcionamento de maneira independente, além de aumentar o controle sobre a energia injetada pelo SGD e aumentar a confiabilidade do sistema de distribuição como um todo (MCDOWALL, 2018).

2.4 Recursos energéticos distribuídos (RED)

O termo recursos energéticos distribuídos (RED) consiste em sistemas de geração e controle distribuídos, ou seja, conectados na rede de distribuição. Em alguns casos, considera-se como REDs, inclusive, quaisquer cargas controláveis do sistema de distribuição e que possam participar dos mecanismos de controle do despacho de demanda. REDs são constituídos principalmente de SGD, usualmente advindos de fontes de energia renovável, porém o termo remete aos outros componentes integráveis à rede de distribuição, como sistemas de armazenamento de energia, microrredes controláveis e redes inteligentes. Assim como na GD, os REDs têm características que variam em cada país, com regulações específicas para o setor elétrico local, que podem definir diferentes limites máximos e mínimos de potência instalada ou nível de tensão de conexão para implantação de RED. Por exemplo, Chowdhury *et al.* (2009) indicam que, dentre as características mais comuns de RED que podem ser citadas, tem-se: ter potência instalada usualmente menor que 50MW; ser normalmente conectada no sistema de distribuição em MT ou BT, em níveis de tensão desde 110V/220V a até 138kV/145kV; estar localizada próxima à carga de consumo; e não ser despachada de maneira centralizada.

No Brasil, apesar do termo RED ainda não ter uma definição regulatória vigente, não constando no PRODIST da ANEEL, por exemplo, a expressão já tem sido utilizada em diversos conteúdos técnicos de agentes do setor elétrico. No próprio documento de AIR de 2019 da ANEEL, citado anteriormente no tópico de GD, a autarquia menciona RED, indicando seus inúmeros benefícios ao sistema elétrico e confirmando que, ao emitir a REN 482/2012, o intuito era dar início a esses benefícios no setor elétrico brasileiro. A EPE também traz uma análise técnica e definição sobre RED em uma nota de discussão, sobre os impactos das REDs no planejamento energético do país, ao citar que:

“Recursos Energéticos Distribuídos (RED, ou Distributed Energy Resources – DER em inglês) são definidos como tecnologias de geração e/ou

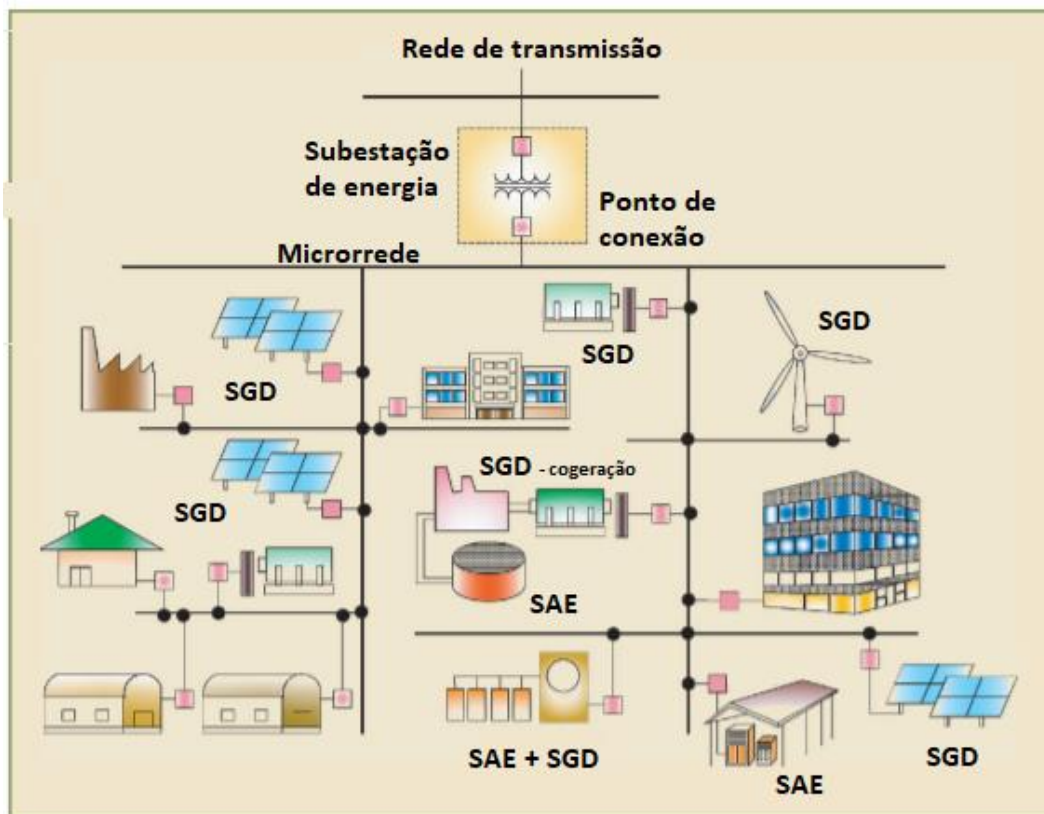
armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*). Adicionalmente, com frequência essa definição vem se ampliando para abarcar ainda eficiência energética, resposta da demanda (RD) e gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). Assim, com o intuito de identificar as implicações da penetração em larga escala dessas tecnologias no sistema elétrico, consideraremos aqui que os RED contemplam: i) geração distribuída (GD), ii) armazenamento de energia, iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, iv) eficiência energética e v) gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). Nesses termos, os RED permitem a maior participação do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia.” (EPE, 2018, pág02)

No trecho acima, a EPE vai além, incluindo recursos como veículos elétricos e a sua estrutura de recarga como componentes de REDs, por exemplo, o que é compreensível, além de englobar nessa definição quaisquer recursos atrás do medidor de energia (*behind the-meter*).

Como o foco da análise técnica deste trabalho é na viabilidade de se implementar microrredes combinadas a sistemas de miniGD, cada um desses componentes – SGDs, microrredes, sistemas de armazenamento de energia, redes inteligentes e o controle de despacho da energia na distribuição – serão considerados separadamente ou em conjunto como REDs.

Portanto, é correto dizer que este trabalho analisa a viabilidade da implantação de REDs no setor elétrico brasileiro, porém voltado para o modelo de negócio de locação de usinas de miniGD, visto que esse modelo, conforme exposto em capítulo anterior, se tornou um modelo de negócio emergente e em expansão no país, e que pode trazer grandes impactos no sistema de distribuição local, uma vez que cada usina de miniGD pode injetar uma potência ativa de até 5MW na rede de distribuição. Ademais, ao se incluir outros componentes dos REDs ao projeto de miniGD, é possível contornar alguns dos desafios técnicos e operacionais dos SGDs citados anteriormente.

Figura 13 – Estrutura típica de microrrede, incluindo cargas industriais, residenciais e prediais e os componentes de RED em um sistema de distribuição local



Fonte: Adaptado de Katiraei *et al.*, 2008.

Os REDs em conjunto são capazes de monitorar a potência ativa injetada pelas SGD, trazendo a supervisão necessária para que as OSDEs tomem conhecimento da carga oculta da rede, visto que se consegue monitorar o que está sendo injetado na carga e o que está sendo injetado na rede. Também permite desconectar as SGD nos casos críticos em que esta possa estar retroalimentando a rede de transmissão e isto possa causar quaisquer estresses a nível de alta tensão, ou de estabilidade nos níveis de tensão da rede, assim como também será possível minimizar a injeção de corrente reversa, pois com a inclusão do SAE, é possível que o excedente da energia não consumida pela carga possa ser controlado para que seja armazenada em bancos de baterias e despachada em momento propício. Todo esse controle e monitoramento pode ser feito pela microrrede inteligente, que deve dispor de sistema de comunicação e supervisão para controle e operação dos dados de todo o sistema integrado aos controladores da microrrede inteligente.

2.4.1 Microrredes

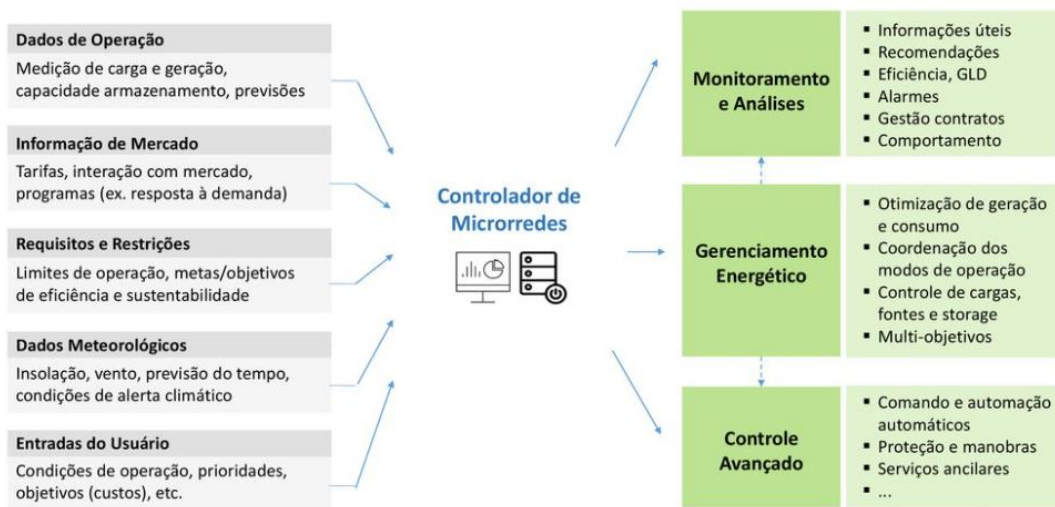
Microrredes consistem em grupos de recursos energéticos interconectados, com diferentes capacidades e níveis de complexidade e por muitas vezes utilizando-se de mais de uma fonte de geração e de sistemas de armazenamento de energia, tudo isso sendo gerenciado por sistemas de controle e automação que possibilitam a operação segura e coordenada dos recursos energéticos do sistema, de modo a otimizar a eficiência técnica e econômica no despacho da carga de alimentação da rede (CASTRO *et al.*, 2019).

Neste trabalho, está sendo considerado a implementação de microrredes inteligentes, com capacidade de controle e automação, e que apresentam algumas características importantes, como (Hatziaargyriou, N., 2014):

- Integração de REDs para controle da demanda, oferta e armazenamento de energia local. Havendo possibilidade de implantar este controle em nível de distribuição de energia de MT ou BT.
- Capacidade para operar conectado no sistema de energia interligado ou em formato “ilhado” sem qualquer conexão com um sistema de energia externo. Possibilidade de realizar esta desconexão do sistema externo quando necessário, para as microrredes inteligentes.
- Capacidade de integrar diferentes interesses entre partes envolvidas em um sistema de geração distribuída, de modo que se tenha uma operação ideal para o investidor do projeto, o cliente que receberá a energia e a OSDE.
- Capacidade de fornecer serviços complexos e de apoio sistêmico a rede de distribuição, como a prestação de serviços ancilares (suporte em frequência da rede através de controle de potência ativa, suporte em tensão para a rede através de controle de potência reativa, reserva operativa, redução de perdas com geração junto a carga, melhoria na qualidade de energia com compensação de harmônicas).
- Capacidade de controle da geração na distribuição e integração com a linha de transmissão para evitar problemas sistêmicos como a intermitência de geração na BT e MT, a carga oculta e o fluxo descontrolado e bidirecional de energia que pode chagar até ao sistema de transmissão em casos extremos.

Segue quadro resumo com as possibilidades de integração com controladores de microrrede:

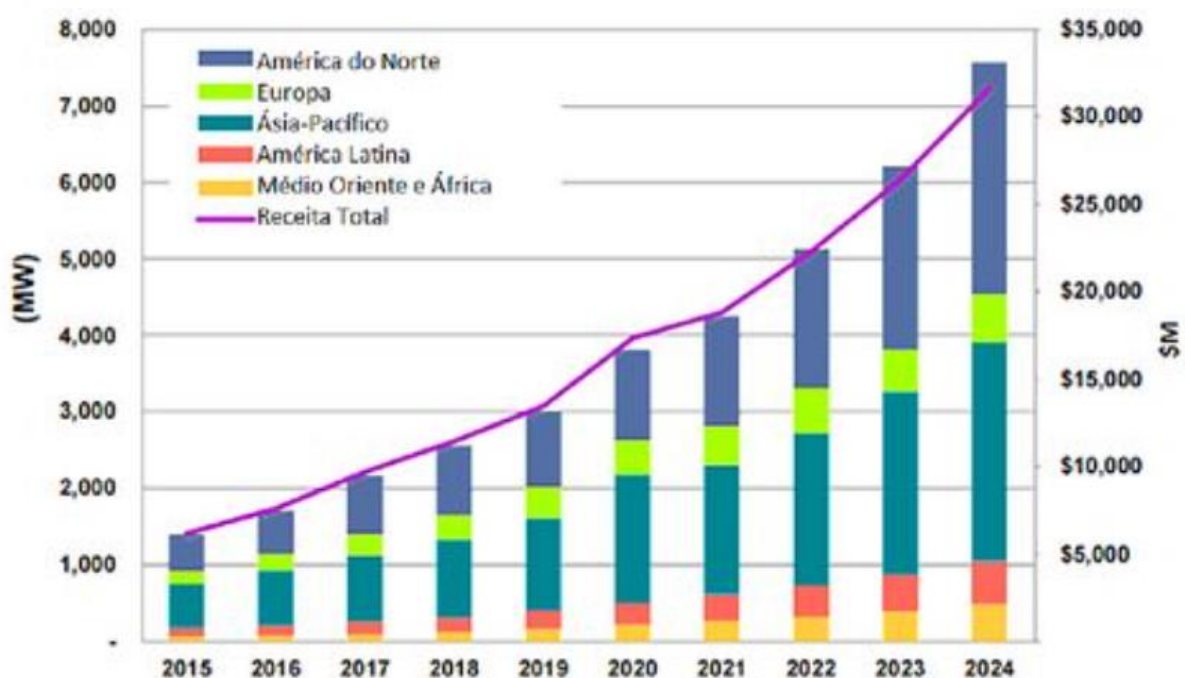
Figura 14 - Possibilidades de integração para gerenciamento energético em Microrrede



Fonte: (Certi, 2017)

O mercado de microrredes tem evoluído no mundo mesmo que ainda engatinhando no Brasil. Segue crescimento dos investimentos verificados até 2016 com a projeção feita (CERTI, 2017) para até 2024, no mundo.

Figura 15 - Potencial do mercado de microrredes, chegando a US\$35 bilhões em 2024



Fonte: (Certi, 2017)

A evolução do mercado de microrredes no mundo tem ocorrido principalmente na Europa, Asia/Oceania e América do Norte, por conta do avanço na implementação de REDs, principalmente através da GD fotovoltaica, nestes países. Tem sido verificado a sinergia que Microrredes trazem para controle o despacho de fontes de energia intermitente, como a solar e eólica, e isto tem possibilitado a integração destes sistemas de geração com sistemas de armazenamento de energia e outras fontes de energia complementares, através da Microrrede (Jim McDowall, 2018.). Há o entendimento de que esta sinergia, eleva as microrredes como uma boa solução do futuro, e presente, para o controle e despacho da operação de sistemas de geração distribuídos com fontes renováveis, melhorando a confiabilidade das redes de distribuição que possuem recursos energéticos distribuídos em seu sistema.

2.4.2 Smart Grid (SG)

Atualmente, a necessidade de se criar mecanismos de automação e proteção inteligente nas redes de distribuição de energia tem impulsionado o desenvolvimento de *Smart Grids*, um conceito relativamente novo e que integra comunicação e automação aos sistemas de energias. A ideia é que sejam fornecidas informações digitais da operação da rede em tempo real para as OSDE e, assim, também para o consumidor. As integrações possíveis entre microrredes de GD e SG são inúmeras, tendo entre seus principais benefícios o *selfhealing* (*Ação em Redes com sistemas de proteção inteligentes e automatizados para correção de falhas ou curto-circuitos*) e, para casos de falhas na rede, a capacitação e conscientização dos clientes, consumidores de energia, e a melhora na qualidade da energia (HIDAYATULLAH *et al.*, 2012).

Métodos de controle avançados, sensoriamento digital e medição, dispositivos de rede avançados, como o sistema FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) e SCADA (Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados) são algumas das principais tecnologias envolvidas na implementação de SGs. Sistemas FACTS permitem a transmissão de corrente alternada por meio de sistemas de dispositivos com base em eletrônica de potência, usados para melhorar a capacidade de controle e aumentar a capacidade de transferência de potência na rede, além de auxiliar no controle estático de modo a melhorar a estabilidade da rede, enquanto o sistema SCADA refere-se ao sistema de controle e comunicação de dados da rede elétrica e é utilizado para operação, monitoramento e controle do sistema de energia. O

padrão da rede elétrica inteligente a ser aplicada e a conexão entre todos esses elementos de modo a trazer melhorias no fluxo de energia da rede são as principais fontes de preocupação para uma correta implementação da *Smart Grid* (HIDAYATULLAH *et al.*, 2012).

Figura 16 – Resumo: funcionamento das redes inteligentes (SG) e integração com GD



Fonte: (Tecnundo, 2009)

3 MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA

3.1 Modalidade de locação de usinas de miniGD

Atualmente, no Brasil, há diferentes modalidades de negócio na GD, dentre estes alguns se destacam.

A **geração junto à carga** se caracteriza pelo consumidor que gera energia no mesmo local em que há o consumo, havendo o envio de energia na rede apenas quando a geração é maior do que o consumo no momento e, assim, gera os créditos de energia que serão compensados ao final do mês. A geração junto à carga é o modelo mais comum em microgerações e no formato de geração em telhados, modelo tradicional de GD residencial.

Outro modelo, porém menos comum, é a **geração compartilhada**, em que consumidores com diferentes titulares para uma conta de luz formam um consórcio ou cooperativa para geração de energia e abatimento de seus consumos de forma compartilhada (ALICE *et al.*, 2017). Esse modelo pode ser junto à carga, em um condomínio, por exemplo, ou por autoconsumo remoto. A geração compartilhada exige contratos mais complexos por envolver a repartição da energia e dos créditos a serem compensados entre todas as partes envolvidas, e talvez por isso seja menos comum que a geração junto à carga.

O modelo que será utilizado para a análise técnica e econômica deste trabalho, e que se tornou bem comum a partir da REN ANEEL 687 de 2015, se enquadra dentro do autoconsumo remoto. Nele, o sistema de geração é instalado distante da carga, mas em unidade consumidora com titular igual ao do local onde o consumo será abatido, assim como a mesma OSDE. A **modalidade de locação de usinas de mini GD** se enquadra dentro do autoconsumo remoto e dentro do âmbito dos projetos de miniGD, e é, provavelmente, o modelo de negócio mais modular, tornando-o mais fácil de ser viabilizado e rentável, também por poder ser replicado para qualquer tipo de cliente que quiser ter um abatimento do seu consumo de energia. Seguem resumo e principais características dessa modalidade:

- a) Nessa modalidade, a empresa investidora do projeto de miniGD irá ser a responsável pela construção, operação e gestão do ativo de energia, sendo a proprietária desse ativo. Após a construção da usina de miniGD, a proprietária irá realizar um contrato de aluguel de serviços e equipamentos do ativo, com um cliente que será o titular da unidade consumidora e, assim, esse cliente poderá participar do sistema de

compensação de créditos, abatendo o consumo de suas unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão da OSDE e de acordo com a geração da usina de miniGD alugada. Esses contratos são usualmente de longo prazo (10 a 30 anos), de modo a minimizar os riscos da empresa investidora.

- b) A principal característica dessa modalidade é que o contrato feito com o cliente é em formato de aluguel de serviços e equipamentos da usina de miniGD, e com aluguel parcialmente cobrado a partir da eficiência apresentada pelos equipamentos do sistema, em uma fórmula que remete ao MWh gerado pelo equipamento no período. Isso ocorre porque não se pode estabelecer um contrato no qual o valor do aluguel se dê somente em reais por unidade de energia elétrica, com pena do consumidor não poder aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, conforme Art. 6-A da REN ANEEL 482.
- c) É um modelo de negócio aplicável a qualquer cliente com consumo em baixa e média tensão, com risco mínimo, visto que o investimento, a construção, a gestão e a operação do ativo são de responsabilidade da proprietária investidora do projeto. Ainda assim, o cliente consegue participar do sistema de compensação de créditos e abater quase a totalidade do seu consumo, claro que arcando com os custos do aluguel, mas estes estão de certa forma vinculados ao total do consumo abatido, dentro do modelo de contratação de prestação de serviços e com o aluguel, vinculado à eficiência de geração dos equipamentos.

O modelo de aluguel de usinas de geração, também chamado de TPO (*Third-Party Ownership*), acaba por se tornar similar ao modelo PPA (*Power purchase agreement*), mas adaptado para legislação de miniGD, o que torna sua implementação menos rígida em relação aos modelos de PPA usualmente implementados no Brasil dentro do ACL e ACR, visto que não há necessidade de chamadas públicas ou cadastro junto a permissionárias do setor elétrico, conforme permissão dada pela REN ANEEL 482/2012. O PPA é o modelo comercial mais usual para projetos de energia solar, e a principal diferença desse modelo para os demais é que o cliente paga apenas pela geração, sem a responsabilidade de se tornar o proprietário da planta ao final do prazo, por exemplo, além do risco do cliente residir apenas na eventual queda da tarifa de energia pela OSDE, tornando o retorno abaixo do esperado. O risco para o investidor ou proprietário do ativo reside na invariabilidade da fonte solar, que pode diferir do previsto em projeto, ou na má manutenção do ativo. Ambos os casos podem ocasionar a queda de geração e eficiência dos equipamentos, de modo a não se ter o retorno esperado (THUMANN; WOODROOF, 2009). Pode-se dizer que essas situações e riscos, dadas as

devidas adaptações, também se aplicam aos projetos de miniGD por autoconsumo remoto, na modalidade de locação de usinas.

3.2 Análise técnica e econômica

A minigeração distribuída, principalmente a partir de fonte de energia fotovoltaica, já demonstrou ser viável economicamente e, por isso, tem tido amplo crescimento no Brasil. Porém, para efeitos de comparação entre o modelo amplamente implantado na atualidade e o modelo proposto neste trabalho, com a implementação de uma microrrede junto à minigeração, neste capítulo serão fornecidos exemplos, com premissas verossímeis, dos resultados econômicos e técnicos da implementação desses projetos, voltado para a modalidade de locação de usinas. Serão utilizados dois principais exemplos, o primeiro um projeto solar fotovoltaico de 5MW de potência nominal, limite máximo permitido pelas resoluções normativas da ANEEL, e instalado na região de Buritizeiro, no estado de Minas Gerais, conhecida por ser umas das regiões de maior irradiação solar do Brasil, além de ser o estado com o maior número de conexões de GD, e na área de concessão da CEMIG, distribuidora de energia que opera a uma tarifa relativamente alta, o que auxilia no retorno financeiro e técnico do empreendimento.

O segundo será outro projeto solar fotovoltaico, porém desta vez no estado do Rio de Janeiro, na cidade de Quissamã e com 1MW de potência nominal. A redução de potência se deve a incertezas dadas pelo Governo do Estado quanto à isenção do ICMS incidido sobre a tarifa de energia para projetos acima de 1MW implementados no RJ, e também porque, assim, este segundo caso servirá de exemplo para demonstrar que há certa flexibilidade para se implementar esse modelo de negócio, tendo viabilidade econômica mesmo a uma potência menor e em um estado com menor índice de irradiação solar, apesar das tarifas de energia serem altas na área de concessão da ENEL, distribuidora de energia local, permitindo maiores descontos para os clientes.

3.2.1 Premissas técnicas

Exemplo 1:

- Local do projeto: Buritizeiro – MG.
- Potência nominal da usina: 5MW (6,12MW de potência pico instalada).
- Total de módulos solares: 18.000 unidades de 340W de potência cada.
- Total de inversores solares: 50 unidades do tipo *string* de 100KW de potência cada.
- Utilização de *trackers*: modelo com inclinação +55 a – 55 graus, 150 *trackers* ao todo.
- Área do terreno: até 150.000 m².
- Conexão com a rede de distribuição: até 10km de distância da subestação, haverá necessidade de implantação de rede de distribuição de até 1km e de obra de recondutoramento no trecho de 9km já existente.
- Média da irradiação global horizontal anual estimada: **aproximadamente 2.090 kWh/m²**. Dados estimados a partir de médias das informações obtidas nos sites da SOLARGIS, SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), METEONORM e INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais).
- Média da irradiação global solar no plano dos painéis solares com seguidor solar: **aproximadamente 2.680 kWh/m²**. Dados estimados a partir de médias das informações obtidas nos sites da SOLARGIS, SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), METEONORM e INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais).
- Média da temperatura anual estimada no local do projeto: 24,7 graus celsius (SOLARGIS, 2021).
- Índice de desempenho do projeto (*Performance Ratio*) para o primeiro ano: 78% (estimativa própria e com base em simulações via software PVsyst).

A partir das premissas, foi elaborado quadro resumo da avaliação de produção de energia para o projeto.

Seguem algumas considerações sobre as tabelas de estimativa de produção de energia indicadas a seguir neste capítulo:

- a) A geração prevista está em MWh.
- b) Foram considerados 25 anos de geração para que o projeto tivesse vida útil similar ao dos painéis solares.
- c) A diminuição da performance do projeto a cada ano leva em consideração principalmente a degradação dos painéis solares, mas também outros fatores de

diminuição da eficiência da unidade de minigeração solar e que são estimadas pelo software PVsyst.

- d) Os valores de geração prevista a P50 e P90 dizem respeito ao nível de confiança das estimativas energéticas. A geração a P90 indica um nível de confiança de 90% para uma geração igual ou maior do que a indicada, por exemplo. Pode-se dizer que a geração a P50 indica um cenário otimista/razoável para a expectativa de geração de energia do projeto e a geração a P90 indica um valor muito provável de ser igualado ou ultrapassado pelo projeto.

Quadro 1 – Quadro resumo de estimativa de produção de energia para o projeto em Buritizeiro

Ano	<i>Performance Ratio</i>	Geração Prevista (P50)	Geração Prevista (P90)
1	78,0%	12.817,12	11.437,79
2	77,4%	12.719,51	11.350,69
3	76,8%	12.621,90	11.263,58
4	76,2%	12.524,29	11.176,48
5	75,6%	12.426,69	11.089,38
6	75,0%	12.329,08	11.002,27
7	74,4%	12.231,47	10.915,17
8	73,8%	12.133,87	10.828,07
9	73,2%	12.036,26	10.740,97
10	72,7%	11.938,65	10.653,86
11	72,1%	11.841,04	10.566,76
12	71,5%	11.743,44	10.479,66
13	70,9%	11.645,83	10.392,55
14	70,3%	11.548,22	10.305,45
15	69,7%	11.450,61	10.218,35
16	69,1%	11.353,01	10.131,24
17	68,5%	11.255,40	10.044,14
18	67,9%	11.157,79	9.957,04
19	67,3%	11.060,19	9.869,93
20	66,7%	10.962,58	9.782,83
21	66,1%	10.864,97	9.695,73
22	65,5%	10.767,36	9.608,62
23	64,9%	10.669,76	9.521,52
24	64,3%	10.572,15	9.434,42
25	63,7%	10.474,54	9.347,31

Exemplo 2:

- Local do projeto: Quissamã – RJ.
- Potência nominal da usina: 1MW (1,284 MW de potência pico instalada).
- Total de módulos solares: 2.400 unidades de 535W de potência cada.
- Total de inversores solares: 8 unidades do tipo *string* de 125 KW de potência cada.
- Utilização de *trackers*: modelo com inclinação +55 a – 55 graus, 48 *trackers* ao todo.
- Área do terreno: até 50.000 m².
- Conexão com a rede de distribuição: até 3 km de distância da subestação, haverá necessidade de obra de recondutoramento no trecho de 3km da rede de distribuição existente.
- Média da irradiação global horizontal anual estimada: **aproximadamente 1805 kWh/m²**. Dados estimados a partir de médias das informações obtidas no site da SOLARGIS.
- Média da irradiação global solar no plano dos painéis solares com seguidor solar: **aproximadamente 2.297 kWh/m²**. Dados estimados a partir de médias das informações obtidas no site da SOLARGIS.
- Média da temperatura anual estimada no local do projeto: 23,3 graus celsius (SOLARGIS, 2021).
- Índice de desempenho do projeto (*Performance Ratio*) para o primeiro ano: 78% (estimativa própria e com base em simulações via software PVsyst).

A partir das premissas, segue quadro resumo da avaliação de produção de energia para o projeto:

Quadro 2 – Quadro resumo de estimativa de produção de Energia para o Projeto em Quissamã

Ano	<i>Performance Ratio</i>	Geração Prevista (P50)	Geração Prevista (P90)
1	78,0%	2.300,49	2.098,28
2	77,6%	2.288,99	2.087,79
3	77,2%	2.277,49	2.077,30
4	76,8%	2.263,68	2.064,71
5	76,3%	2.249,88	2.052,12
6	75,7%	2.233,78	2.037,43
7	75,1%	2.215,37	2.020,64
8	74,5%	2.196,97	2.003,86
9	73,9%	2.178,57	1.987,07
10	73,2%	2.160,16	1.970,28
11	72,7%	2.144,06	1.955,60
12	72,2%	2.130,26	1.943,01
13	71,8%	2.116,45	1.930,42
14	71,2%	2.100,35	1.915,73
15	77,7%	2.291,29	2.089,89
16	70,0%	2.063,54	1.882,16
17	69,1%	2.038,24	1.859,07
18	68,3%	2.012,93	1.835,99
19	67,4%	1.987,62	1.812,91
20	66,5%	1.960,02	1.787,73
21	65,7%	1.937,01	1.766,75
22	64,9%	1.914,01	1.745,77
23	64,2%	1.893,30	1.726,88
24	63,5%	1.872,60	1.708,00
25	62,8%	1.851,90	1.689,11

3.2.2 Premissas econômicas

O custo de investimento dos projetos, ou o CAPEX (*Capital Expenditure*), de minigeração distribuída, pode variar bastante de acordo com a localidade e características específicas do empreendimento, como a necessidade de se realizar um projeto de drenagem, ou uma obra de terraplanagem e supressão da vegetação do terreno mais acentuada, e até mesmo pelo modelo de desenvolvimento e implantação do projeto, desde escolhas como a contratação de empresas terceiras para fornecimento de projetos, suprimentos de materiais e empreiteiras, ou sobre adquirir quadro de funcionários próprios para realizar tais atividades. Os custos dos principais materiais de um projeto fotovoltaico de minigeração também têm variado amplamente e de acordo com a cotação do dólar no momento do fechamento dos contratos de compra dos produtos. Portanto, de modo a dar uma estimativa real ao CAPEX

dos projetos, este trabalho optou por consultar alguns dados de mercado indicados pela Greener (2020) e apurar dados de cotações reais e atuais do mercado para se chegar em estimativas de custo confiáveis. A partir do relatório da Greener (2020), verificou-se investimentos totais de **3,81 R\$/Wp** em projetos de 5MWp e **3,97 R\$/Wp** em projetos de 1MWp, sendo o preço com o sistema fotovoltaico (placas solares, inversor solar e seguidor solar) de **2,54 R\$/Wp** para projetos de 5MWp e **2,55 R\$/Wp** para projetos de 1MWp, sendo a diferença do investimento total para o preço do sistema fotovoltaico os custos com outros materiais secundários, a subestação com cabine de medição local e custos de projeto e implantação do sistema.

Também no relatório da Greener (2020), são citados alguns custos de operação, ou o OPEX (*Operational Expenditure*), para um projeto de 5MW nominal e 6,5 MWp de minigeração distribuída. Os custos de OPEX geralmente englobam custos com operadores dos sistemas de supervisão e controle do projeto e custos com técnicos e responsáveis de manutenção e reparo de equipamentos, além dos custos de reposição de materiais. Ao todo, esses custos foram estimados em **1,86% do CAPEX** total do projeto, podendo aumentar a cada ano, à medida que o SGD vá chegando mais próximo do fim de sua vida útil. Além destes, há os custos chamados de administrativos, como a contratação de seguros de operação, alvarás de funcionamento junto ao órgão público local e corpo de bombeiros, além de custos derivados de despesas de gestão e zeladoria da planta fotovoltaica e contas básicas como o aluguel do terreno, água, link de internet dedicada, luz (ou CUSD) e outros mais que possam existir, a depender do empreendimento. Ao todo, para este trabalho e utilizando de base o relatório da Greener (2020), os custos administrativos estão estimados em **R\$ 400.000,00/ano** para o projeto de 5MW nominal de potência e **R\$ 150.000,00/ano** para o projeto de 1MW. Esses valores de despesas administrativas e operacionais serão anualmente ajustados por IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) a 3,75%.

Assim, seguem as estimativas de custos para os projetos:

Quadro 3 – Quadro resumo de premissas econômicas para o Projeto em Buritizeiro

Premissas Econômicas Projeto 1 em Buritizeiro (5MW)	Valor
Custo do Sistema Fotovoltaico	R\$ 15.544.800,00
Custo com Projeto, Instalação e Materiais secundários	R\$ 7.772.400,00
CAPEX Total	R\$ 23.317.200,00
Despesas anuais com custos administrativos	R\$ 400.000,00
OPEX anual	R\$ 433.699,92
Total de Despesas Anuais	R\$ 833.699,92

Quadro 4 – Quadro resumo de premissas econômicas para o Projeto em Quissamã

Premissas Econômicas Projeto 2 em Quissamã (1MW)	Valor
Custo do Sistema Fotovoltaico	R\$ 3.274.200,00
Custo com Projeto, Instalação e Materiais secundários	R\$ 1.823.280,00
CAPEX Total	R\$ 5.097.480,00
Despesas anuais com custos administrativos	R\$ 150.000,00
OPEX anual	R\$ 94.813,13
Total de Despesas Anuais	R\$ 244.813,13

O preço do aluguel, de serviços e equipamentos a ser cobrado pelo investidor, do cliente que irá usufruir do sistema de compensação de energia, pode variar de acordo com diversas peculiaridades dos empreendimentos, mas o que mais influência nesse quesito é a tarifa de energia atualmente paga pelas unidades consumidoras do cliente que terão seu consumo compensado pela geração de energia da miniGD. Tanto em Buritizeiro (MG), na área de concessão da CEMIG, quanto em Quissamã (RJ), na área de concessão da Enel Rio de Janeiro, as tarifas estão acima da média nacional e quaisquer descontos abaixo da tarifa atualmente paga pelas unidades consumidoras já poderiam ser aplicados de modo a conferir ao cliente um benefício sem nenhuma contrapartida de investimento. Porém vale ressaltar

que, atualmente, existe certa concorrência nos projetos de miniGD e o investidor, por vezes, tem que oferecer descontos agressivos para ser contratado para execução do projeto; deve-se ter em vista que o preço do aluguel pago deve dar viabilidade financeira para o projeto. O aluguel cobrado consiste em um custo fixo mais um custo variável – o fixo normalmente acaba por abater parte das despesas fixas do investidor, como o aluguel do terreno, enquanto o preço variável é definido a partir da eficiência dos equipamentos da miniGD, e essa eficiência é medida em MWh, por meio da comprovação da energia injetada na fatura de energia do SGD, portanto, o valor do aluguel pode ser traduzido para R\$/MWh. Sabe-se que o preço praticado no mercado se aproxima do VRES (*Valores Anuais de Referência Específicos*) definido pela Portaria nº 538/2015 do MME; para fonte solar fotovoltaica, este valor seria de **454 R\$/MWh**. De modo a indicar certa flexibilidade nos possíveis valores a serem cobrados pelo aluguel, assim como ser um pouco mais conservador, indicando que os projetos tiveram alguma concorrência, neste trabalho será considerado o valor de **400 R\$/MWh**, arredondando para menos o valor de VRES indicado pela 538/2015. Este valor será anualmente ajustado por IPCA a 3,75%.

Sobre o cálculo do fluxo de caixa:

- a) A receita bruta operacional do projeto será diretamente igual à geração anual prevista a P50 ou P90, a depender do cenário de geração prevista, se mais otimista ou um cenário mais conservador, e multiplicada pelo valor do aluguel no ano corrente.
- b) A tributação será na base do lucro presumido, com a cobrança dos impostos sobre um lucro que é presumido e tabelado variando de acordo com o segmento da empresa, neste caso, empresa de prestação de serviços e com receita tributada a 32% sobre o lucro operacional do projeto, antes do imposto de renda.
- c) O lucro líquido contábil será calculado a partir da receita operacional do projeto, menos as despesas de OPEX anual, despesas administrativas anuais e menos o desconto do imposto de renda a 34% sobre o lucro presumido.
- d) O fluxo de caixa final do projeto será sob uma taxa de desconto de 12,5%, utilizando-se do mesmo valor do exemplo apresentado pela Greener (2020) e entendendo que este é um valor razoável para a taxa de retorno em investimentos de projetos de miniGD.

3.3 Resultados

De acordo com as premissas dadas anteriormente, segue tabela de fluxos de caixa e resultados de viabilidade econômica dos projetos para o cenário de Geração Prevista a P50 e P90.

Figura 17 – Fluxo de caixa do projeto Buritizeiro, para uma geração prevista mais otimista (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)

FLUXO DE CAIXA Cenário de Geração a P50	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimento inicial	-R\$ (23.317.200,)	-	-	-	-	-	-
Geração esperada (MWh)	-	12.817,12	12.719,51	12.621,90	10.669,76	10.572,15	10.474,54
Tarifa de energia do projeto (R\$/MWh)	-	400,00	415,00	430,00	730,00	745,00	760,00
Receita BRUTA operacional do projeto	-	R\$ 5.126.846,40	R\$ 5.278.596,12	R\$ 5.427.417,63	R\$ 7.788.921,96	R\$ 7.876.250,88	R\$ 7.960.651,59
Despesas de OPEX + Administrativas	-	-R\$ (833.699,92)	-R\$ (864.963,67)	-R\$ (896.227,41)	-R\$ (1.521.502,35)	-R\$ (1.552.766,1)	-R\$ (1.584.029,85)
Imposto Renda (34%) sobre o Lucro presumido (32%)	-	-R\$ (557.800,89)	-R\$ (574.311,26)	-R\$ (590.503,04)	-R\$ (847.434,71)	-R\$ (856.936,1)	-R\$ (866.118,89)
Lucro líquido Contábil (EBITDA)	-R\$ (23.317.200,)	R\$ 3.735.345,59	R\$ 3.839.321,20	R\$ 3.940.687,18	R\$ 5.419.984,89	R\$ 5.466.548,69	R\$ 5.510.502,85
Fluxo de Caixa Descontado (r = 12,5%)	-R\$ (23.317.200,)	R\$ 3.320.307,19	R\$ 3.033.537,74	R\$ 2.767.670,56	R\$ 360.985,75	R\$ 323.632,91	R\$ 289.986,76

Fonte: Elaborada pelo autor, 2021.

Figura 18 – Fluxo de caixa do projeto Buritizeiro, para uma geração prevista mais conservadora (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)

FLUXO DE CAIXA Cenário de Geração a P90	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimento inicial	-R\$ (23.317.200,)	-	-	-	-	-	-
Geração esperada (MWh)	-	11.437,79	11.350,69	11.263,58	9.521,52	9.434,42	9.347,31
Tarifa de energia do projeto (R\$/MWh)	-	400,00	415,00	430,00	730,00	745,00	760,00
Receita BRUTA operacional do projeto	-	R\$ 4.575.116,28	R\$ 4.710.535,33	R\$ 4.843.341,27	R\$ 6.950.710,22	R\$ 7.028.641,17	R\$ 7.103.959,02
Despesas de OPEX + Administrativas	-	-R\$ (833.699,92)	-R\$ (864.963,67)	-R\$ (896.227,41)	-R\$ (1.521.502,35)	-R\$ (1.552.766,1)	-R\$ (1.584.029,85)
Imposto Renda (34%) sobre o Lucro presumido (32%)	-	-R\$ (497.772,65)	-R\$ (512.506,24)	-R\$ (526.955,53)	-R\$ (756.237,27)	-R\$ (764.716,16)	-R\$ (772.910,74)
Lucro líquido Contábil (EBITDA)	-R\$ (23.317.200,)	R\$ 3.243.643,71	R\$ 3.333.065,42	R\$ 3.420.158,33	R\$ 4.672.970,59	R\$ 4.711.158,91	R\$ 4.747.018,43
Fluxo de Caixa Descontado (r = 12,5%)	-R\$ (23.317.200,)	R\$ 2.883.238,85	R\$ 2.633.533,17	R\$ 2.402.086,51	R\$ 311.232,56	R\$ 278.912,01	R\$ 249.808,87

Fonte: Elaborada pelo autor, 2021.

Figura 19 – Fluxo de caixa do projeto Quissamã, para uma geração prevista mais otimista (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)

FLUXO DE CAIXA Cenário de Geração a P50	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimento inicial	-R\$ (5.097.480,)	-	-	-	-	-	-
Geração esperada (MWh)	-	2.300,49	2.288,99	2.277,49	1.893,30	1.872,60	1.851,90
Tarifa de energia do projeto (R\$/MWh)	-	454,00	471,03	488,05	828,55	845,58	862,60
Receita BRUTA operacional do projeto	-	R\$ 1.044.423,11	R\$ 1.078.171,04	R\$ 1.111.527,30	R\$ 1.568.697,41	R\$ 1.583.423,77	R\$ 1.597.445,15
Despesas de OPEX + Administrativas	-	-R\$ (244.813,13)	-R\$ (253.993,62)	-R\$ (263.174,11)	-R\$ (446.783,96)	-R\$ (455.964,45)	-R\$ (465.144,94)
Imposto Renda (34%) sobre o Lucro presumido (32%)	-	-R\$ (113.633,23)	-R\$ (117.305,01)	-R\$ (120.934,17)	-R\$ (170.674,28)	-R\$ (172.276,51)	-R\$ (173.802,03)
Lucro líquido Contábil (EBITDA)	-R\$ (5.097.480,)	R\$ 685.976,75	R\$ 706.872,41	R\$ 727.419,02	R\$ 951.239,17	R\$ 955.182,81	R\$ 958.498,18
Fluxo de Caixa Descontado (r = 12,5%)	-R\$ (5.097.480,)	R\$ 609.757,11	R\$ 558.516,47	R\$ 510.889,62	R\$ 63.355,12	R\$ 56.549,13	R\$ 50.440,37

Fonte: Elaborada pelo autor, 2021.

Figura 20 – Fluxo de caixa do projeto Quissamã, para uma geração prevista mais conservadora (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)

FLUXO DE CAIXA Cenário de Geração a P90	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimento inicial	-R\$ (5.097.480,)	-	-	-	-	-	-
Geração esperada (MWh)	-	2.098,28	2.087,79	2.077,30	1.726,88	1.708,00	1.689,11
Tarifa de energia do projeto (R\$/MWh)	-	454,00	471,03	488,05	828,55	845,58	862,60
Receita BRUTA operacional do projeto	-	R\$ 952.618,32	R\$ 983.399,80	R\$ 1.013.824,05	R\$ 1.430.808,90	R\$ 1.444.240,82	R\$ 1.457.029,72
Despesas de OPEX + Administrativas	-	-R\$ (244.813,13)	-R\$ (253.993,62)	-R\$ (263.174,11)	-R\$ (446.783,96)	-R\$ (455.964,45)	-R\$ (465.144,94)
Imposto Renda (34%) sobre o Lucro presumido (32%)	-	-R\$ (103.644,87)	-R\$ (106.993,9)	-R\$ (110.304,06)	-R\$ (155.672,01)	-R\$ (157.133,4)	-R\$ (158.524,83)
Lucro líquido Contábil (EBITDA)	-R\$ (5.097.480,)	R\$ 604.160,32	R\$ 622.412,28	R\$ 640.345,88	R\$ 828.352,94	R\$ 831.142,97	R\$ 833.359,95
Fluxo de Caixa Descontado (r = 12,5%)	-R\$ (5.097.480,)	R\$ 537.031,40	R\$ 491.782,54	R\$ 449.735,38	R\$ 55.170,56	R\$ 49.205,68	R\$ 43.855,05

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

Observação: A tarifa de aluguel dos projetos de Quissamã teve que ser elevada de 400 R\$/MWh para 454 R\$/MWh conforme VRES, para esse fluxo de caixa, de modo a se obter resultados de viabilidade econômica mais favoráveis, visto que antes o cenário era de resultados muito próximos do limite do projeto se tornar inviável.

Figura 21 – Resultados da análise de viabilidade do projeto Buritizeiro

RESULTADOS DA ANÁLISE DE VIABILIDADE DO PROJETO	Buritizeiro Geração a P50	Buritizeiro Geração a P90
Payback Simples	5,86	6,68
Payback Descontado	10,56	13,87
VPL	R\$ 32.803.629,51	R\$ 28.424.870,07
TIR	17,8%	15,4%

Fonte: Elaborada pelo autor, 2021.

Figura 22 – Resultados da análise de viabilidade do projeto Quissamã

RESULTADOS DA ANÁLISE DE VIABILIDADE DO PROJETO	Quissamã Geração a P50	Quissamã Geração a P90
Payback Simples	6,86	7,71
Payback Descontado	14,66	20,97
VPL	R\$ 6.044.795,65	R\$ 5.309.930,20
TIR	15,0%	13,1%

Fonte:

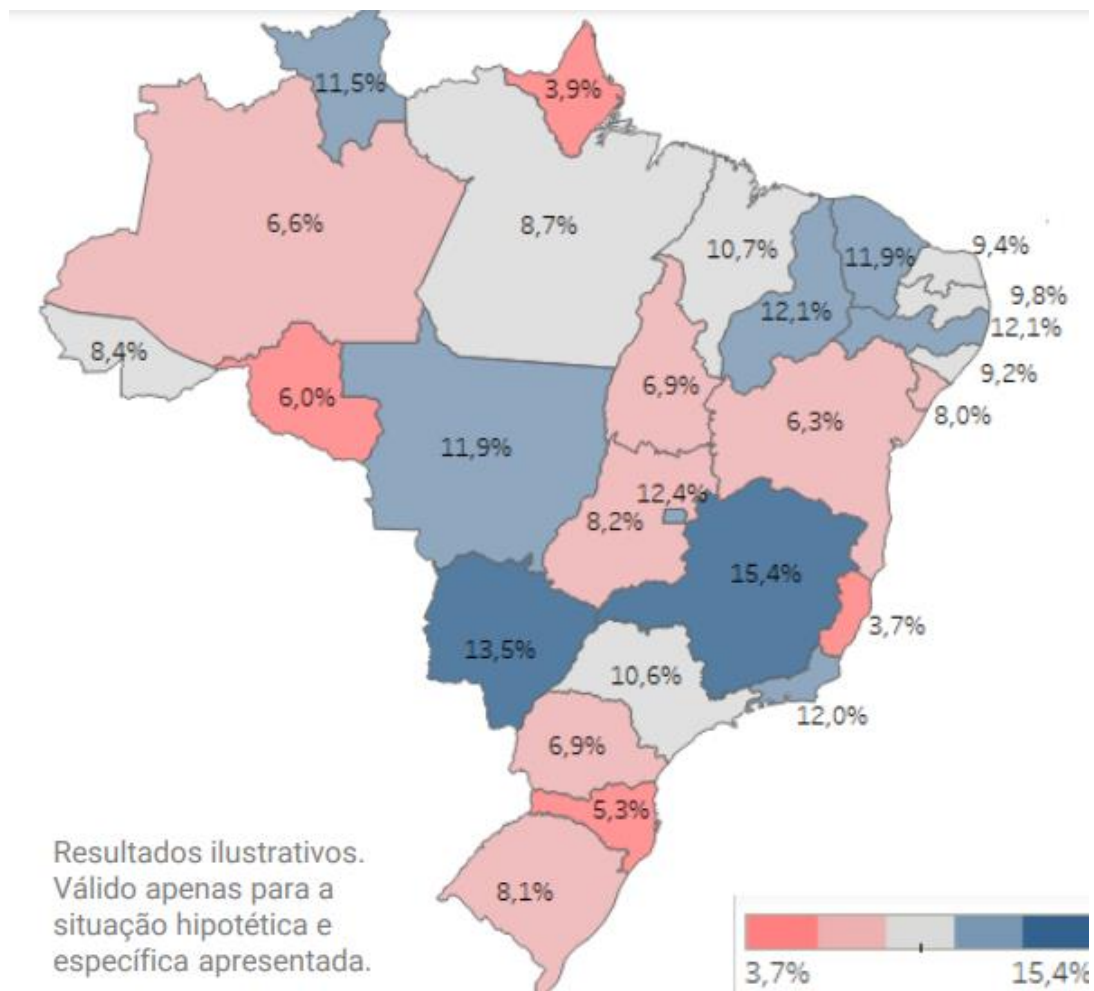
Elaborada pelo autor, 2021.

3.3.1 Análise dos resultados

Os dois projetos demonstraram ser viáveis técnica e economicamente, com a particular necessidade de ter que ser aumentada a tarifa de aluguel do projeto de Quissamã para que este alcançasse viabilidade econômica. Isso demonstra o quanto os projetos são afetados pela irradiação solar na área de implantação do SGD, sendo esse o principal fator que diferencia os dois projetos, visto que o projeto de Buritizeiro, além de ter potência nominal de 5MW, cinco vezes maior que o projeto de Quissamã, tem valores de irradiação solar consideravelmente maiores. O VPL (Valor Presente Líquido) dos dois projetos acima de zero indica um saldo positivo para o investimento, assim como a taxa interna de retorno (TIR), nos dois casos acima de 13%, indicam resultados relativamente bons. Vale ressaltar a diferença entre os cenários de geração mais otimista e mais conservador e como os projetos demonstram ter viabilidade mesmo entre esses dois cenários, com o projeto de Buritizeiro podendo chegar a uma taxa interna de retorno de quase 18% no cenário de geração mais otimista.

No relatório da Greener (2020), em que se utilizou grande parte das premissas econômicas deste trabalho, ilustrou-se resultados de taxa interna de retorno nos diferentes estados brasileiros para a implantação de um projeto de miniGD fotovoltaico de 5MW nominal. Esta é uma interessante exemplificação do impacto do potencial solar em relação ao retorno nos investimentos, principalmente se comparado com mapa de irradiação solar brasileiro indicado no item 2.2.2.

Figura 23 – Exemplos de resultados de taxa interna de retorno para projetos de miniGD Fotovoltaica, nos diferentes estados brasileiros



Fonte: Greener, 2020.

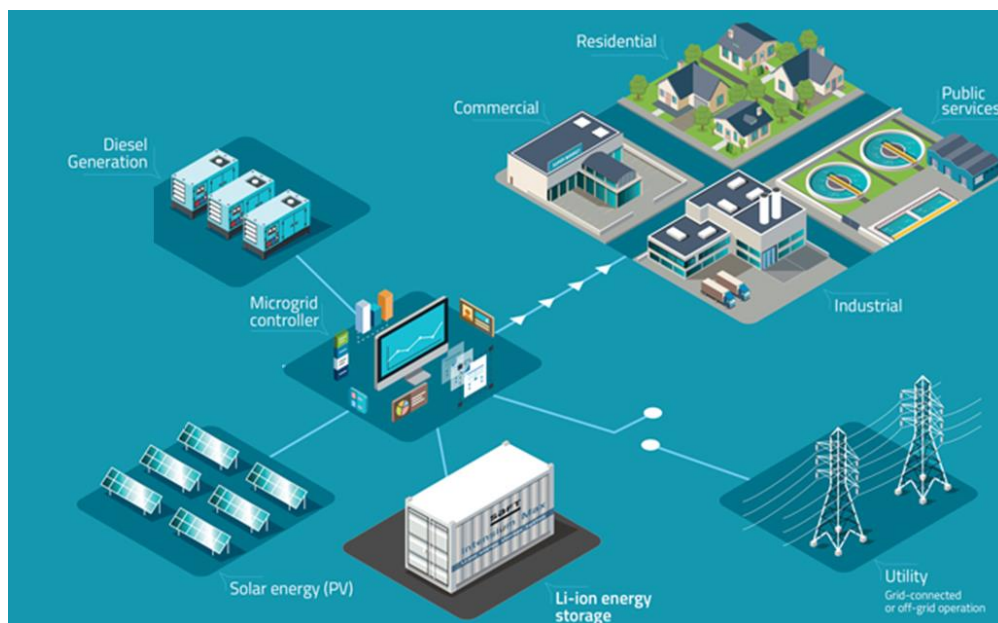
4 MICRORREDE COM MINIGD: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA

4.1 Modelo de negócio

Assim como nos projetos de miniGD foi escolhida a modalidade de locação de usinas, para a microrrede com miniGD, esse modelo de negócio pode funcionar, porém, como dito anteriormente, não foi verificada regulação no Brasil atual para microrrede implantada e comercializada dentro de um negócio de aluguel de equipamentos e serviços, assim como não era comum a modalidade de locação de usinas no Brasil até 2016. Este trabalho propõe que a microrrede seja implantada com CAPEX dos investidores e alugada, na modalidade de aluguel de serviços e equipamentos, para um cliente final, que seria a OSDE. Há desafios nesse sentido, visto que, como concessionárias, as OSDE não podem negociar diretamente contratações desse tipo, sendo necessário abrir licitações e seguir com burocracias e solicitações de permissões junto à ANEEL. Para este trabalho propõe-se a implementação de um projeto de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento), por ter maiores facilidades na sua implantação, desde a possibilidade das distribuidoras já utilizarem a receita existente em suas tarifas de energia para projetos de P&D, até o fato de ser considerado o caráter inovador e de experiência, que podem ser positivos no âmbito dos sistemas de distribuição, que vêm cada vez mais incorporando REDs na sua operação.

O modelo de microrrede considerado neste trabalho será o convencionalmente mais utilizado em sistemas isolados no país, muito comum internacionalmente. Segundo EPE (2018), mais de 90% das microrredes isoladas do país utilizam gerador a diesel e, em alguns casos, combinados com sistemas fotovoltaicos mais sistema de armazenamento de energia. Para este trabalho, está sendo considerada a substituição do diesel pelo biodiesel, de modo a reforçar o caráter sustentável do projeto.

Figura 24 – Exemplo de microrrede integrada a um sistema de geração distribuída



Fonte: Adaptado de Jim McDowall, 2018.

Antes de indicar como a modalidade de aluguel de serviços e equipamentos para a microrrede pode ser valorada, deve-se detalhar a estratégia de despacho que será utilizada na microrrede integrada aos RED. A estratégia consiste em:

- a) Despacho normal da geração fotovoltaica do SGD para a microrrede e, a partir desta, despacho controlado para a rede de distribuição visando ao mínimo custo de operação condizente com a carga primária requerida pela rede, e, quando houver *superavit* da energia despachada pela microrrede, ou o custo de importação de energia de outro local estiver vantajoso para o OSDE, haverá o carregamento do SAE pela geração fotovoltaica do SGD.

Observação: é importante citar que o SGD continua operando comercialmente no sistema de compensação de energia de miniGD, na modalidade de autoconsumo remoto, e será computado pelo sistema de medição para faturamento (SMF) da distribuidora toda a geração do SGD, inclusive quando despachada para carregamento do SAE. Basicamente, o modelo econômico indicado no capítulo 3, na modalidade de aluguel de usinas, não é alterado ou sofrerá impactos para o cliente do SGD, assim como serão mantidos os resultados econômicos para o investidor do projeto.

- b) O SGGDB, ou a energia proveniente do SAE, pode ser acionado a qualquer momento para vender energia para a rede de distribuição, quando a OSDE entender que é economicamente mais vantajoso do que importar energia de outro local que pode estar

no momento com valores acima do esperado. Ou mesmo quando entender que há energia excedente em sua rede, a OSDE pode optar por vender essa energia para agentes externos.

- c) Quando houver falha com interrupção de energia no sistema da distribuidora, seja na subestação integrada a microrrede, seja em um dos alimentadores ou circuitos secundários integrados diretamente à microrrede, haverá acionamento do sistema de proteção e controle para que se realize o seccionamento do local de falha e, para que a microrrede inicie a operação em modo “ilhado”, despachando a energia de seus RED direto para a subestação, alimentador ou circuito secundário da rede de distribuição em questão.

Desse modo, a modalidade de aluguel de serviços e equipamentos para a microrrede pode ser valorada por meio dos seguintes conceitos detalhados, nos subcapítulos a seguir.

4.1.1 Redução do custo de energia não suprida (CENS)

Conforme estratégia de operação da microrrede indicada anteriormente, principalmente no item c), percebe-se que a operação da microrrede irá trazer ganhos na confiabilidade da rede da OSDE, diminuindo os indicadores de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), que ocasionalmente levam as OSDE ao pagamento de multas indenizatórias quando superam os limites desses indicadores estabelecidos pela ANEEL. Porém a valoração do aumento de confiabilidade da rede é mais perceptível se considerado o custo que se tem pelo consumidor de energia, por conta da interrupção do fornecimento de energia. Há diversos trabalhos que tentam identificar os custos de Energia Não Suprida (ENS) para o consumidor, porém na avaliação da SINAPSIS (2016), a ANEEL contratou uma consultoria para valorar esses custos de ENS, de modo que estes sejam utilizados para subsidiar a ANEEL com informações para o correto estabelecimento dos limites nos indicadores de continuidade, assim como para ajustes das compensações pagas aos consumidores de energia devido à má qualidade do serviço. Nesta pesquisa, também se chegou ao conceito do custo social da energia não suprida (CENS) como sendo a monetarização dos custos diretos e indiretos para toda a sociedade, decorrentes da energia não suprida. O valor do CENS pode agregar o custo da interrupção de diversos agentes de maneira a representar a sociedade como um todo, dentro de uma área de concessão, representando o

valor médio do custo da interrupção em R\$/MWh. Em ANEEL (2016), chegou-se à seguinte conclusão do valor indicado para o custo de interrupção da energia, conforme figura a seguir:

Figura 25 – Custo unitário das interrupções não programadas por região e setor (R\$/kWh)

Sector	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	13.9	23.7	11.7	13.8	17.3	6.6
Comercial e Serviços	18.1	9.6	8.3	30.6	24.1	8.7
Poder Público	12.3	9.2	11.3	15.5	12.4	13.9
Serviço Público	7.5	11.6	3.9	11.5	7.6	11.4
Rural e Rural Irrigante	12.4	12.4	8.1	22.0	8.2	18.4
Residencial	19.7	18.9	18.4	16.5	20.8	19.0
Baixa Renda	4.4	4.9	4.9	4.1	3.2	4.5
Média Região	15.7	15.7	11.3	19.2	18.8	11.6

Fonte: ANEEL, 2016.

Porém os valores da figura anterior, considera somente o custo das interrupções de energia e não o CNES, por exemplo, que se entende que deve ser acima, por englobar mais custos. Vale notar que, para a região sudeste, onde estão os exemplos deste trabalho, o custo seria de 18,8 R\$/kWh. Porém, De Oliveira (2017), a partir dos informes da ANEEL e SINAPSIS (2016), indicou o seguinte valor de CENS.

Quadro 5 – Estimativa de CENS por setor no Brasil

Setor	CENS (R\$/kWh)
Residencial	13,87
Comercial	34,31
Industrial	24,73
Média	24,30333

Fonte: Adaptado de De Oliveira, 2017.

Considerando um ajuste anual do valor médio do CENS por IPCA a 3,75%, pode-se considerar que esse valor esteja por volta de **28,86021 R\$/kWh** em 2021 e será o valor utilizado neste trabalho.

A partir do CENS, a valoração do aumento de confiabilidade da rede do OSDE pela correta operação da microrrede pode ser feita como:

$$Ac = Rc \times 100\% \quad (4.1)^*$$

* Para garantia da viabilidade econômica do projeto, foi considerado 100% da receita como valor do aluguel a ser cobrado da distribuidora de energia, entendendo que o OSDE já terá benefícios técnicos, com a diminuição dos seus indicadores de distribuição de energia, e benefícios financeiros em outros aspectos, conforme mencionado no item 4.1.4.

Sendo:

$$Rc = ENS \times CENS \quad (4.2)$$

E:

ENS é a redução da energia não suprida no ano, em MWh.

CENS é o custo da energia não suprida no ano, em R\$/MWh.

Rc é a receita da OSDE com a redução do CENS no ano, em R\$.

Ac é o valor cobrado da OSDE, pelo aluguel da microrrede, em R\$.

Observação: o aluguel da microrrede baseado na redução do CENS pode ser feito mensalmente a partir de uma estimativa anual esperada, ou anualmente, a partir de valores reais de ENS e CENS obtidos no período, por exemplo.

4.1.2 Redução da compra de energia importada

A partir da estratégia de operação da microrrede indicada anteriormente, no item b), quando a OSDE optar por utilizar o despacho da geração da microrrede em detrimento da energia importada de outro local, ela terá uma redução referente à compra da energia importada. Mas aqui temos dois casos distintos, primeiro, o despacho de energia pelo SGGBD (Sistema de Grupo Gerador a Biodiesel), em que a OSDE terá como custo o combustível, a manutenção e uma taxa de aluguel pelo uso desse sistema. E temos um segundo caso, do despacho pelo SAE, em que ela é a detentora dessa energia e não deve pagar por ela, visto que o SGD, que fornece a energia para o SAE, está dentro do sistema de compensação de energia por autoconsumo remoto, e unidades consumidoras do cliente do SGD estão usufruindo da energia da OSDE, por meio do sistema de compensação.

Para dar um exemplo do primeiro caso, considerando o despacho pela SGGBD, este será atrativo caso o custo de R\$/kWh do SGGBD esteja abaixo do custo de energia importada pela distribuidora no momento, e isso é algo que pode ocorrer.

Para o segundo caso, considerando o despacho pelo SAE alimentado pelo SGD, o investidor e responsável pela microrrede não deve cobrar custo algum da OSDE pela energia

despachada, considerando que esta é uma energia dela, poderia ser cobrado apenas alguma tarifa pelos serviços de controle do despacho do sistema. Porém isso não diminui o benefício obtido pela OSDE, que agora tem uma energia estocada e que pode ser usada nos momentos em que a energia importada de outro local estiver acima de suas expectativas e ainda abaixo da tarifa de uso do SGGBD. Assim, considerando que a OSDE importou energia de um fornecedor Y para distribuir, por exemplo, 500kWh ao cliente final do SGD e, também, 500kWh para a cidade onde está implantada o SGD, visto que a energia do SGD relativa a esses 500kWh estava sendo armazenada no SAE. A OSDE pagou por essa energia uma tarifa fictícia de 100 R\$/kWh, resultando em R\$ 100.000,00 para prover energia para a rede de distribuição nas duas localidades. Agora, quando esse fornecedor Y subir o preço da tarifa para 120 R\$/kWh nas duas localidades, ela pode optar por não importar energia desse fornecedor na cidade do SGD, e despachar os 500kWh de energia armazenados no SAE, visto que, tecnicamente, ela já havia pagado por estes anteriormente no valor R\$ 50.000 para a tarifa de 100 R\$/kWh. Assim, os 500kWh do fornecedor Y, que sairiam por R\$ 60.000,00, sairão por R\$ 50.000,00, conseguindo um desconto de R\$ 10.000,00 no processo. Além disso, houve um despacho controlado da energia fornecida pelo SGD, com avaliação dos impactos na rede antes de se realizar esse despacho, de modo que a OSDE pôde ter um benefício econômico e sistêmico com a ação.

Esses casos citados são exemplos do benefício da microrrede para OSDE com a redução de compra de energia importada e que pode ser valorado e cobrado pelo investidor, da OSDE, porém, como não foi possível obter em detalhes dados de variação de preço da energia importada por distribuidoras ao longo de um ano neste trabalho, foi preferível não considerar na análise os possíveis lucros com este tipo de serviço.

4.1.3 Venda da energia excedente

Outra estratégia de operação da microrrede indicada anteriormente no item b) é a venda de energia excedente. Esta também pode ocorrer com frequência e é mais um benefício econômico da microrrede, pois quando entender que há energia excedente em sua rede, a OSDE pode optar por vender essa energia para agentes externos. Porém, devido à dificuldade de se obter detalhes das variações de importações e exportações de energia pelas distribuidoras ao longo do ano, optou-se por não considerar na análise mais esse serviço que poderia ser negociado pelo investidor com a OSDE.

4.1.4 Outros benefícios da microrrede que poderiam ser valorados

Outros benefícios da microrrede que poderiam ser valorados e inclusos no modelo de negócio entre investidor e OSDE seriam referente à redução do uso da rede e encargos para a geração e distribuição primária de energia, ou referentes à redução de perdas devido à geração distribuída próxima à carga em relação à compra da energia centralizada e distante da carga e, até mesmo, os custos com serviços ancilares, que consistem na remuneração de agentes que prestam serviços necessários à operação do sistema elétrico, visto que a operação da microrrede acarretará a regulação e controle de aspectos sistêmicos e que atualmente podem estar prejudicados na rede da OSDE. Também poderia ser avaliado a valoração da não transgressão dos indicadores de DEC e FEC, caso seja um alimentador que esteja acima dos limites permitidos pela ANEEL e comece a estar abaixo com o auxílio da microrrede. Outro benefício não considerado seria referente à redução do custo da energia não faturada; aumentando a confiabilidade do sistema e diminuindo a interrupção de energia, haverá mais energia sendo faturada para o cliente final, o que afeta diretamente a receita da OSDE, porém esse conceito já está indiretamente embutido no conceito de redução do CENS, que será utilizado para a valoração dos benefícios econômicos para implementação da microrrede.

Também há o benefício para o modelo de locação de usinas entre investidor e cliente privado, desconsiderando o OSDE como cliente, em que, dependendo do modelo tarifário contratado, o investidor do SGD poderia utilizar o sistema de microrrede e armazenamento de energia para reduzir o consumo no horário de ponta e parte da demanda contratada do seu cliente. Na pesquisa de Greener (2021) está detalhada a viabilidade econômica para um estudo de caso de minigeração distribuída de 5MW.

4.2 Premissas técnicas e econômicas

Cada um dos sistemas integrados a microrrede, como o SGD, o SAE, o SGGBD e o SCM (Sistema de Controle da Microrrede), estão dimensionados neste capítulo e de modo a se adaptar com o perfil de carga considerado para as duas cidades onde serão implantadas a microrrede, Quissamã e Buritizeiro, e trazer o maior benefício sistêmico possível para o OSDE. Até a data de publicação deste trabalho (junho de 2021), foi possível obter dados apenas do sistema de distribuição do município de Quissamã, porém, como Buritizeiro é uma

cidade rural, com população e características industriais e comerciais similares a Quissamã, serão consideradas as mesmas informações para os dois municípios. A cidade de Quissamã, no RJ, possui por volta de 12.000 consumidores dentre residências, comércios e indústrias rurais, e apenas uma subestação de energia e três alimentadores principais de distribuição, o primeiro com capacidade de mais de 10MVA em transformadores instalados, e o segundo com menos de 5MVA. Para o exemplo na cidade de Quissamã, será estimado o perfil de carga e consumo, DEC, FEC, de um circuito desse alimentador com menos de 1MVA, de modo que o SGD de Quissamã indicado no exemplo 2 em 3.2.1, por meio da microrrede a ser implantada, possa fornecer energia em modo ilhado, em caso de uma falha na subestação principal da cidade, ou no alimentador como um todo. Para o exemplo de Buritizeiro, o mesmo será considerado, porém, para o segundo alimentador por completo, como se este realmente fosse na cidade de Buritizeiro, de modo que o SGD de Buritizeiro indicado no exemplo 1 em 3.2.1 possa fornecer energia para todo o alimentador de 5MVA em modo ilhado.

Como o principal benefício da implementação da microrrede será por meio da redução do CENS pela rede da OSDE, é importante entender quanto se tem de ENS atualmente. Segundo a AIR ANEEL, 2018, o DEC limite médio do país em 2017 foi de 12,77h e o DEC médio apurado no país foi de 14,35h, tendo sido expurgados um DEC de 3,51h. A partir disso, já se pode estimar que, em média, as OSDE do país têm transgredido os limites de DEC em 1,58 horas. Para efeitos do cálculo de redução do custo de energia não suprida, será considerado que o alimentador e circuito que terão as microrredes implantadas de Buritizeiro e Quissamã, respectivamente, possuem atualmente um DIC (duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão) de 14,35 horas.

Observação: em uma microrrede implantada com um planejamento mínimo, o DIC do local de implantação será fator preponderante para a viabilidade econômica do projeto e, portanto, provavelmente será considerado um local com péssimos indicadores, de modo que a melhoria realmente agregue valor técnico e econômico à rede de distribuição, dessa forma, o mais usual é que sejam considerado valores de DIC até acima da média nacional.

4.2.1 Sistema de Geração Distribuída (SGD)

Os SGDs considerados neste estudo serão os mesmos exemplos indicados no item 3.2.1, sendo o primeiro a planta fotovoltaica de minigeração distribuída de 5MW nominais em

Buritizeiro, e o segundo, a outra planta fotovoltaica de minigeração distribuída, porém esta de 1MW nominal, na cidade de Quissamã. As premissas econômicas também se repetem.

4.2.2 Sistema de Armazenamento de Energia (SAE)

O SAE considerado neste estudo deve poder atender à demanda de 5MW para o exemplo de Buritizeiro e à demanda de 1MW para o exemplo de Quissamã. No site da ENEL (2019), são listados alguns eventos de emergência na cidade de Quissamã, em que se pode perceber uma média de, aproximadamente, 9h na duração das interrupções do fornecimento de energia. Considerando isso, este estudo optou por um SAE que tenha autonomia para até 9h antes que seja atingido o seu mínimo estado de carga, que será de até 20%.

No Portal Solar (2017), são indicadas características técnicas e custos da linha de sistemas de armazenamento de energia B-Box da BYD para plantas fotovoltaicas. Estima-se um custo médio de U\$ 670/kWh para compra e implantação do SAE. Também se indica o limiar para reposição do sistema de armazenamento, como o momento em que a capacidade de armazenamento do sistema for reduzida para até 60% de sua capacidade utilizável original, o que aconteceria em 10 anos para o sistema da BYD. Porém, comparou-se os resultados do Portal Solar com estudos de Greener (2021), voltados para SAE nos mercados brasileiros de energia de geração distribuída e geração centralizada, e percebeu-se – principalmente quando comparado os custos de CAPEX do SAE – uma queda drástica nos últimos anos, com um estudo de caso da Greener (2021) indicando um CAPEX total de R\$ 400/kWh para a implantação do SAE, sendo o OPEX de 0,5% do CAPEX ao ano e considerando um reinvestimento na metade da vida útil do projeto em 15% do CAPEX. Portanto, foram utilizadas neste trabalho as premissas financeiras apresentadas na Greener (2021) e as premissas técnicas do modelo de SAE da BYD, apresentados em Portal Solar (2017).

Quadro 6 – Premissas Econômicas para o SAE dos exemplos estudados

Premissas Econômicas SAE - Projeto 2 em Quissamã	Preço (R\$/kWh)	total
Custo de implantação + CAPEX do SAE	400,00	R\$ 400.000,00
Custo de OPEX anual	2,00	R\$ 2.000,00
custo de reinvestimento ao ano (amortizado para 25 anos)	15% do CAPEX / 25 anos	R\$ 2.400,00

Premissas Econômicas SAE - Projeto 1 em Buritizeiro (5MW)	Preço (R\$/kWh)	total
Custo de implantação + CAPEX do SAE	400,00	R\$ 2.000.000,00
Custo de OPEX anual	2,00	R\$ 10.000,00
custo de reinvestimento ao ano (amortizado para 25 anos)	15% do CAPEX / 25 anos	R\$ 12.000,00

4.2.3 Sistema de Grupo Gerador a Biodiesel (SGGBD)

O SGGBD será apenas complementar ao SGD + SAE, atuando em momentos de emergência quando o SAE não tiver autonomia suficiente para abastecer a rede da OSDE. Como a intenção da microrrede é prover confiabilidade máxima e despacho ininterrupto da demanda necessária a OSDE, o SGGBD se faz necessário. Foram considerados geradores da MWM e consultados os aspectos técnicos e de investimentos em MWM (2021). O SGGBD será em regime de potência de emergência, com estimativa de operar no máximo 14,35 horas ao ano, equivalente aos valores de DEC apresentado nas premissas técnicas. Para isso, portanto, estima-se custos de operação e manutenção do SGGBD em 0,5% do CAPEX. O modelo considerado (DGD1250.60) consome 252 litros por hora e exigirá um investimento inicial de uma unidade de R\$ 362.248,40 para o projeto em Quissamã e 4 unidades (totalizando R\$ 1.448.993,60 ao todo) para o projeto em Buritizeiro.

O preço do combustível diesel e biodiesel a ser utilizado para o gerador foi consultado em ANP (2021), no qual o preço médio do óleo diesel registrado em abril de 2021 é de 2,7538 R\$/litro para o óleo diesel e de 2,7433 R\$/litro para o biodiesel. Nessa mesma

consulta, percebeu-se que nos últimos 9 anos, aproximadamente, o preço do diesel aumentou de 1,4945 R\$/litro em dezembro de 2012 para 2,7538 R\$/litro em abril de 2021, indicando um aumento médio anual de 7,2% no seu preço. Para o biodiesel, o histórico mais distante encontrado foi de janeiro de 2018, com um preço de 1,4273 R\$/litro, o biodiesel tem variado muito ao longo dos meses e tem indicado no curto período avaliado um aumento médio anual de 16%, porém, por ser um período muito curto de análise, neste trabalho será considerado ajuste anual por IPCA para o preço do biodiesel.

Quadro 7 – Premissas Econômicas para o SSGBD dos exemplos estudados

Premissas Econômicas SSGBD - Projeto 1 em Buritizeiro (5MW)	Valor
Custo de CAPEX do Sistema Gerador a Biodiesel	R\$ 1.448.993,60
Custo de OPEX anual	R\$ 7.244,97
Horas de operação anual estimada	14,35
Custo de combustível anual	R\$ 39.681,29

Premissas Econômicas SSGBD - Projeto 2 em Quissamã (1MW)	Valor
Custo de CAPEX do Sistema Gerador a Biodiesel	R\$ 362.248,40
Custo de OPEX anual	R\$ 1.811,24
Horas de operação anual estimada	14,35
Custo de combustível anual	R\$ 9.920,32

4.2.4 Sistema de Controle da Microrrede (SCM)

O SCM varia de acordo com a estratégia de despacho utilizada pela microrrede. Para a estratégia indicada no item 4.1, é necessário um algoritmo de despacho que seja implementado em um sistema de automação e controle. Esse sistema irá necessitar de

controladores e redes de comunicação com cada um dos REDs, além de medidores de energia para computar em tempo real parâmetros de cada um dos sistemas e enviar sinais de controle para o despacho dos diferentes REDs, seja do SGD, do SGGBD, seja do SAE. Para que todo o sistema de automação e controle do projeto seja valorado como um item único, iremos considerar todos esses integrados ao SCM e dentro do custo único deste. Em Microgrid Knowledge (2016), são detalhadas as diferentes possibilidades de custo para SCM e indicado como podem variar muito de projeto a projeto. Primeiro, é importante considerar que o SGD já possui um sistema de automação e controle próprio, com seu custo embutido dentro dos materiais secundários e indicado no item 3.2.2. Porém deverá haver um sistema de comunicação e controle para o SGGBD e para o SAE, além do sistema central implantado na Microrrede.

Além disso, o maior custo do SCM é referente ao tempo do time de suporte e engenharia, para desenvolvimento, implantação e comissionamento dos sistemas. Esses custos são difíceis de definir e há resistência nos desenvolvedores de projetos de SCM em divulgar os investimentos. De Oliveira (2017) estimou o custo médio do SCM, utilizando-se de um relatório da GTM Research, da Microgrid Knowledge (2016), e cotações de mercado de fornecedores que oferecem soluções completas de SCM, como ABB e Siemens. O custo médio para implementação do SCM no Brasil foi considerado algo em torno de 100 mil R\$ para um projeto de 354KW. Portanto, 282,50 R\$/KW e ao todo, R\$282.450,00 para o projeto em Quissamã e R\$ 1.129,943,50 para o projeto em Buritizeiro, considerando um certo ganho de escala para este último. Os custos operacionais da microrrede como um todo, porém, não serão baixos e estima-se um OPEX similar ao das usinas de miniGD, indicado em Greener (2020), como 1,86% do CAPEX. Para este trabalho, será considerado o custo de OPEX da microrrede como 2% do CAPEX do SAE, SGGBD e SCM somados e independentemente dos custos de OPEX indicados anteriormente, que seriam apenas para os equipamentos, e este será para toda a operação da microrrede e melhorias no SCM. Excluiu-se o CAPEX do SGD, pois seus custos operacionais já foram indicados anteriormente e já constavam os custos com sistema de supervisão e controle específico para a planta fotovoltaica.

Quadro 8 – Premissas Econômicas para o SCM dos exemplos estudados

Premissas Econômicas SCM - Projeto 1 em Buritizeiro (5MW)	Valor
Custo de CAPEX do Sistema de controle da Microrrede	R\$ 1.412.500,00
Custo de OPEX anual	R\$ 28.250,00

Premissas Econômicas SCM -Projeto 2 em Quissamã (1MW)	Valor
Custo de CAPEX do Sistema de controle da Microrrede	R\$ 282.500,00
Custo de OPEX anual	R\$ 5.650,00

5 RESULTADOS

De acordo com as premissas indicadas no capítulo anterior, segue tabela de fluxos de caixa e resultados de viabilidade econômica dos projetos, considerando a implementação da microrrede no modelo de aluguel para a OSDE.

Figura 26 – Fluxo de caixa do projeto Buritizeiro para Microrrede com MINIGD com geração otimista (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)

FLUXO DE CAIXA Cenário de Geração a P50	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimento inicial	-R\$ (4.861.493,6)	-	-	-	-	-	-
Geração esperada (MWh)	-	12.817,12	12.719,51	12.621,90	10.669,76	10.572,15	10.474,54
MW médio esperado	-	1,46	1,45	1,44	1,22	1,21	1,20
CENS no ano (R\$/MWh), ajustado por IPCA	-	28.860,21	29.942,47	31.024,73	52.669,88	53.752,14	54.834,40
Receita BRUTA operacional do projeto	-	R\$ 605.951,13	R\$ 623.886,70	R\$ 641.476,18	R\$ 920.586,59	R\$ 930.908,15	R\$ 940.883,62
Despesas de OPEX + Administrativas	-	-R\$ (97.176,25)	-R\$ (100.820,36)	-R\$ (104.464,47)	-R\$ (177.346,66)	-R\$ (180.990,77)	-R\$ (184.634,88)
Imposto Renda (34%) sobre o Lucro presumido (32%)	-	-R\$ (65.927,48)	-R\$ (67.878,87)	-R\$ (69.792,61)	-R\$ (100.159,82)	-R\$ (101.282,81)	-R\$ (102.368,14)
Lucro líquido Contábil (EBITDA)	-R\$ (4.861.493,6)	R\$ 442.847,39	R\$ 455.187,46	R\$ 467.219,10	R\$ 643.080,10	R\$ 648.634,57	R\$ 653.880,60
Fluxo de Caixa Descontado (r = 6,25%)	-R\$ (4.861.493,6)	R\$ 416.797,54	R\$ 403.211,04	R\$ 389.523,59	R\$ 159.477,52	R\$ 151.392,92	R\$ 143.639,86

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

Figura 27 – Fluxo de caixa do projeto Buritizeiro para Microrrede com MINIGD com geração conservadora (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)

FLUXO DE CAIXA Cenário de Geração a P90	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimento inicial	-R\$ (4.861.493,6)	-	-	-	-	-	-
Geração esperada (MWh)	-	11.437,79	11.350,69	11.263,58	9.521,52	9.434,42	9.347,31
MW médio esperado	-	1,31	1,30	1,29	1,09	1,08	1,07
CENS no ano (R\$/MWh), ajustado por IPCA	-	28.860,21	29.942,47	31.024,73	52.669,88	53.752,14	54.834,40
Receita BRUTA operacional do projeto	-	R\$ 540.741,16	R\$ 556.746,58	R\$ 572.443,15	R\$ 821.516,85	R\$ 830.727,64	R\$ 839.629,59
Despesas de OPEX + Administrativas	-	-R\$ (97.176,25)	-R\$ (100.820,36)	-R\$ (104.464,47)	-R\$ (177.346,66)	-R\$ (180.990,77)	-R\$ (184.634,88)
Imposto Renda (34%) sobre o Lucro presumido (32%)	-	-R\$ (58.832,64)	-R\$ (60.574,03)	-R\$ (62.281,81)	-R\$ (89.381,03)	-R\$ (90.383,17)	-R\$ (91.351,7)
Lucro líquido Contábil (EBITDA)	-R\$ (4.861.493,6)	R\$ 384.732,27	R\$ 395.352,19	R\$ 405.696,86	R\$ 554.789,15	R\$ 559.353,70	R\$ 563.643,01
Fluxo de Caixa Descontado (r = 6,25%)	-R\$ (4.861.493,6)	R\$ 362.100,96	R\$ 350.208,16	R\$ 338.232,11	R\$ 137.582,24	R\$ 130.554,54	R\$ 123.817,11

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

Figura 28 – Fluxo de caixa do projeto Quissamã para Microrrede com MINIGD com geração otimista (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)

FLUXO DE CAIXA Cenário de Geração a P50	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimento inicial	-R\$ (1.044.748,4)	-	-	-	-	-	-
Geração esperada (MWh)	-	2.300,49	2.288,99	2.277,49	1.893,30	1.872,60	1.851,90
MW médio esperado	-	0,26	0,26	0,26	0,22	0,21	0,21
CENS no ano (R\$/MWh), ajustado por IPCA	-	28.860,21	29.942,47	31.024,73	52.669,88	53.752,14	54.834,40
Receita BRUTA operacional do projeto	-	R\$ 108.759,68	R\$ 112.273,97	R\$ 115.747,48	R\$ 163.354,31	R\$ 164.887,83	R\$ 166.347,92
Despesas de OPEX + Administrativas	-	-R\$ (21.781,56)	-R\$ (22.598,37)	-R\$ (23.415,18)	-R\$ (39.751,35)	-R\$ (40.568,16)	-R\$ (41.384,97)
Imposto Renda (34%) sobre o Lucro presumido (32%)	-	-R\$ (11.833,05)	-R\$ (12.215,41)	-R\$ (12.593,33)	-R\$ (17.772,95)	-R\$ (17.939,8)	-R\$ (18.098,65)
Lucro líquido Contábil (EBITDA)	-R\$ (1.044.748,4)	R\$ 75.145,06	R\$ 77.460,19	R\$ 79.738,98	R\$ 105.830,01	R\$ 106.379,87	R\$ 106.864,30
Fluxo de Caixa Descontado (r = 6,25%)	-R\$ (1.044.748,4)	R\$ 70.724,76	R\$ 68.615,26	R\$ 66.478,90	R\$ 26.244,80	R\$ 24.829,33	R\$ 23.475,19

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

Figura 29 – Fluxo de caixa do projeto Quissamã para Microrrede com MINIGD com geração conservadora (primeiros 3 anos e últimos 3 anos)

FLUXO DE CAIXA Cenário de Geração a P90	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimento inicial	-R\$ (1.044.748,4)	-	-	-	-	-	-	-
Geração esperada (MWh)	-	2.098,28	2.087,79	2.077,30	1.726,88	1.708,00	1.689,11
MW médio esperado	-	0,24	0,24	0,24	0,20	0,19	0,19
CENS no ano (R\$/MWh), ajustado por IPCA	-	28.860,21	29.942,47	31.024,73	52.669,88	53.752,14	54.834,40
Receita BRUTA operacional do projeto	-	R\$ 99.199,70	R\$ 102.405,09	R\$ 105.573,28	R\$ 148.995,47	R\$ 150.394,19	R\$ 151.725,94
Despesas de OPEX + Administrativas	-	-R\$ (21.781,56)	-R\$ (22.598,37)	-R\$ (23.415,18)	-R\$ (39.751,35)	-R\$ (40.568,16)	-R\$ (41.384,97)
Imposto Renda (34%) sobre o Lucro presumido (32%)	-	-R\$ (10.792,93)	-R\$ (11.141,67)	-R\$ (11.486,37)	-R\$ (16.210,71)	-R\$ (16.362,89)	-R\$ (16.507,78)
Lucro líquido Contábil (EBITDA)	-R\$ (1.044.748,4)	R\$ 66.625,21	R\$ 68.665,04	R\$ 70.671,73	R\$ 93.033,41	R\$ 93.463,14	R\$ 93.833,19
Fluxo de Caixa Descontado (r = 6,25%)	-R\$ (1.044.748,4)	R\$ 62.706,08	R\$ 60.824,40	R\$ 58.919,48	R\$ 23.071,37	R\$ 21.814,53	R\$ 20.612,61

Fonte: Elaborado pelo autor, 2021.

Observação: O retorno sobre os investimentos teve que ter sua taxa de desconto reduzida pela metade em relação a taxa utilizada nos resultados do capítulo 3, para que o projeto permanecesse viável economicamente.

Quadro 9 – Resultados da análise de viabilidade do projeto Buritizeiro para microrrede com MINIGD

RESULTADOS DA ANÁLISE DE VIABILIDADE DO PROJETO	Buritizeiro Geração a P50	Buritizeiro Geração a P90
Payback Simples (anos)	9,85	11,19
Payback Descontado (anos)	10,56	18,54
VPL	R\$ 6.682.866,55	R\$ 5.789.235,99
TIR	9,7%	8,1%

Quadro 10 – Resultados da análise de viabilidade do projeto Quissamã para microrrede com MINIGD

RESULTADOS DA ANÁLISE DE VIABILIDADE DO PROJETO	Quissamã Geração a P50	Quissamã Geração a P90
Payback Simples (anos)	12,10	13,48
Payback Descontado (anos)	21,25	26,20
VPL	R\$ 1.140.172,82	R\$ 1.008.013,66
TIR	7,1%	5,9%

5.1 Análise de resultados

Os resultados da análise de viabilidade dos projetos de Quissamã e Buritizeiro, focados na adição do projeto de microrrede no modelo de aluguel para a OSDE,

demonstraram ser modestos, havendo um caso de inviabilidade se considerada uma previsão de geração conservadora para o projeto de Quissamã. Porém é importante citar que este é um modelo de negócio adicional ao modelo de locação de usinas miniGD, que tem viabilidade bastante favorável nas duas cidades.

O caso de Buritizeiro – o projeto de microrrede para o SGD que possui maior potência instalada e maior potencial solar que Quissamã – possui resultados econômicos bastante agradáveis, pois se consegue acrescentar um novo investimento rentável mesmo que para uma TIR duas vezes menor do que o do investimento principal, do SGD, e com um *payback* médio de até 10 anos.

Esses resultados também demonstraram que nem em todos os locais do país, no momento, tal projeto pode ser viável, tendo em vista os resultados não tão favoráveis em Quissamã, com *payback* quase ultrapassando a vida útil do projeto. É importante citar que a cidade de Quissamã tem um potencial solar acima da média do país, apesar de ainda estar muito abaixo das localidades de maior potencial, como a própria cidade de Buritizeiro, em Minas Gerais.

Outro ponto a ser considerado é que a tecnologia de microrredes e de sistemas de armazenamento de energia vem evoluindo, com seus custos de investimento diminuindo a cada ano, o que traz boas perspectivas para investimentos nesses projetos em um curto/médio prazo.

Também é importante notar que esses resultados comprovam que investidores de projetos de minigeração distribuída podem ofertar para as OSDE benefícios econômicos, sem que os benefícios do cliente final dos investidores sejam afetados. Apesar dos resultados modestos de viabilidade econômica para a microrrede das OSDE, eles foram produzidos apenas como um anexo ao resultado principal dos benefícios entre o investidor do SGD e o cliente final, portanto esta é uma solução integrada que permite que os investidores possam ofertar algo positivo para as OSDE. Vale ressaltar que além dos benefícios econômicos, este trabalho dissertou sobre todos os benefícios técnicos que REDs integrados a microrredes podem gerar para as OSDE e, ao ter viabilidade econômica, o projeto comprova que as distribuidoras também poderão se beneficiar tecnicamente da maior possibilidade de despacho de uma geração junto à carga, com menores perdas de energia, eventualmente, a um custo menor do que a energia exportada pelas distribuidoras e sem o ônus da intermitência de geração, carga oculta e fluxo descontrolado e bidirecional da geração dos SGDs.

6 CONCLUSÃO

6.1 Considerações finais

O setor de energia mundial está passando por uma transição, havendo necessidade de cada vez mais desenvolver tecnologias que permitam a descentralização, descarbonização e digitalização do setor elétrico, de modo a mitigar as mudanças climáticas percebíveis pela intensificação dos usos de combustíveis fósseis, diminuir a emissão de gases poluentes e a poluição urbana, e também para automatizar o setor elétrico e distribuir melhor a geração junto à carga para evitar perdas energéticas e otimizar a eficiência do setor.

Este trabalho propôs um estudo sobre a implementação de microrredes inteligentes junto a projetos de minigeração distribuída no Brasil, visto que a GD cresceu enormemente no país nos últimos anos, porém nem sempre de maneira sustentável, visto que junto a esse crescimento tornaram-se crescentes as críticas a questões regulatórias que a GD traz para o mercado de distribuição do país, considerando as indicações de subsídios cruzados entre consumidores de uma mesma distribuidora, além de impactos técnicos negativos, como o surgimento da carga oculta, a retroalimentação com fluxo reverso de corrente e a instabilidade e flutuação do nível de tensão do sistema de distribuição. Todos esses aspectos negativos apresentados neste trabalho podem ser mitigados com a implementação de microrredes; esta é uma solução que vem sendo implementada mundialmente, mesmo que ainda não se tenha verificado muitos casos de microrrede junto a recursos energéticos distribuídos existindo no Brasil e América Latina.

Após revisão dos conceitos abordados neste trabalho nos capítulos iniciais, apresentou-se o modelo de usinas fotovoltaicas de minigeração distribuída por autoconsumo remoto, na modalidade de locação de usinas. Verificou-se que, atualmente, este é um investimento bastante viável economicamente no país e por isso tem tido um crescimento acelerado, e mesmo com a possível revisão regulatória no âmbito da minigeração distribuída, deve continuar sendo economicamente favorável aos investidores do setor. No capítulo 4, foram discutidos os conceitos necessários para remunerar e modelar o negócio, caso microrredes e REDs fossem incorporados à geração distribuída, apresentando premissas técnicas e econômicas para dois exemplos estudados e analisados neste trabalho.

No capítulo 5 analisou-se a viabilidade em estudo neste trabalho, percebendo que, atualmente, microrredes apresentam benefícios econômicos moderados, devido ao alto custo

das tecnologias de armazenamento de energia e de digitalização do sistema de controle para microrredes em centros urbanos. Porém os custos desse sistema já vêm decaindo no país e há boas perspectivas de que, em um futuro de curto a médio prazo, esses projetos sejam mais viáveis economicamente.

No aspecto técnico, ficaram claros os benefícios que a microrrede pode trazer para SGDs, sendo, inclusive, um complemento necessário para a descentralização da geração de energia que vem ocorrendo no Brasil e no mundo. No Brasil, uma possibilidade interessante de ser avaliada após a implementação de um caso real é como isso pode melhorar a imagem dos investidores dos projetos de minigeração distribuída junto às OSDE, contribuindo, inclusive, para desarmar entraves existentes para implementação desses projetos, como as dificuldades impostas pelas operadoras da rede nas aprovações dos processos para conexão da minigeração distribuída.

Em resumo, a geração distribuída, através da fonte de energia fotovoltaica, está em evolução e tem contribuído para a descentralização e descarbonização do setor elétrico, porém essa descentralização tem ocorrido com pouca segurança técnica e regulatória, ocasionando em alguns malefícios para o sistema. No caso do aspecto regulatório, está em discussão, neste momento, leis que podem ser criadas de modo a melhorar a confiabilidade do setor de GD. No aspecto técnico, tais malefícios podem ser resolvidos com a digitalização do setor, por meio da implementação de microrredes inteligentes, mas que ainda dependem de evolução em tecnologias voltadas para recursos energéticos distribuídos, como os sistemas de armazenamento de energia e de controle inteligente das microrredes, para que possam se tornar tão viável economicamente quando os projetos de GD e evolui em conjunto para a descentralização da geração de energia no país.

6.2 Sugestões de trabalhos futuros

Trabalhos futuros referentes a esta dissertação podem explorar alguns temas que seriam objeto de análises interessantes, como:

- a) Analisar tecnicamente o funcionamento do sistema de controle inteligente das microrredes, mais especificamente o controlador, indicando possíveis algoritmos a serem implementados para um caso;
- b) Evoluir nas estratégias de controle do despacho da geração pelas OSDE, avaliando a exportação de energia ou o uso da geração distribuída local; podem

ser utilizados *softwares* para análise desse controle, como o *The HOMER Pro® microgrid software by HOMER Energy*. Desse modo, tanto a análise técnica quanto de viabilidade econômica deste trabalho poderão ser melhoradas;

- c) Realizar análise de viabilidade econômica da implementação de sistema de armazenamento de energia em usinas de minigeração distribuída, para reduzir o consumo no horário de ponta e parte da demanda contratada do cliente;
- d) Realizar projeto de integração de microrredes inteligentes junto a cidades inteligentes, avaliando como o controle e despacho da microrrede poderia ser feito em uma rede que alimenta baterias e eletropostos para carros elétricos com necessidade de demanda em diferentes postos horários.
- e) Avaliar impactos da revisão da 482 conforme projeto de lei ainda em revisão no congresso e que pode alterar as premissas econômicas deste projeto.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. *Revisão da REN 482 deve ser concluída até começo de 2021*. 09 de junho de 2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/revisao-da-ren-482-deve-ser-concluida-ate-comeco-de-2021-diz-barbara-rubim/>. Acesso em: 21 abr. 2021.
- ACKERMANN, T. *et al. Distributed generation: a definition*, Electric Power Systems Research, 20 April 2001, p. 195-204. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779601001018>. Acesso em: 10 abr. 2021.
- ALICE, L. T. *et al. Business Models Mapping For Photovoltaic Solar Energy Integrators. Brazilian Journal of Production Engineering*, São Mateus, 2017.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Avaliar Aprimoramentos na Regulação de Continuidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Relatório de Análise de Impacto Regulatório - AIR ANEEL. Junho de 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/7+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Continuidade+do+Fornecimento.pdf/8a3f3cc3-f5f0-6e17-5dc7-5ef70d6a6eb9>. Acesso em: 21 jun. 2021.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 0173/2016-SRD/ANEEL. Análise da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica. Dezembro de 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> Acesso em: 13 jun. 2021.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional* – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 12, 2021.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional* – PRODIST: Submódulo 2.6 – Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações. Revisão 2.0, 2018.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional* – PRODIST: Módulo 7 – Cálculo de perdas na distribuição. Revisão 5, 2018.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 482*, de 17 de abril de 2012.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 687*, de 24 de novembro de 2015.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 786*, de 17 de outubro de 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório* nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL - AIR ANEEL. Outubro de 2019.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Painel Dinâmico, Preços de produtores e importadores de derivados de petróleo*, 2021. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGM0NDhhMTUzMjQwZi00N2RILTk1M2UtYjkxZTIkNzMiYzE5IiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso em: 25 abr. 2021.

BADRA, Mateus. Usinas de minigeração crescem 150% nos primeiros 8 meses no Brasil. *Canal Solar*, 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/usinas-de-minigeracao-crescem-150-nos-primeiros-8-meses-no-brasil/>. Acesso em: 27 mar. 2021.

BARKER, P. P.; DE MELLO, R.W. *Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems*. IEEE. 2000. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/868775>. Acesso em: 10 abr. 2021.

BELLIDO, M.; ROSA, L.; PEREIRA, M.; FALCAO, D.; RIBEIRO, S. Barriers, challenges and opportunities for microgrid implementation: The case of Federal University of Rio de Janeiro, *Journal of Cleaner Production*, Elsevier, 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004*. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 20 jun. 2021.

BRIGHT STRATEGIES. *Tudo o que você precisa saber sobre a revisão da ren 482*. 2018. Disponível em: <https://br-strategies.com/tudo-sobre-revisao-ren-482-parte-i/>. Acesso em: 21 abr. 2021.

CAMARGO, Camila. Smart Grid: a rede elétrica inteligente. *Tecmundo*, 2009. Disponível em: <https://www.tecmundo.com.br/internet/3008-smart-grid-a-rede-eletrica-inteligente.htm>. Acesso em: 25 abr. 2021.

CASTRO, Nivalde de *et al.* A Transição Energética na lógica da Descarbonização: do carvão para o gás natural. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_castro226.pdf. Acesso em: 25 abr. 2021.

CERTI. SIMPÓSIO - BIO.COMBRASIL2017. Brasília. 2017. Disponível em: <https://slideplayer.com.br/slide/13778161/>. Acesso em: 25 abr. 2021.

CHOWDHURY, S. *et al.* *Microgrids and Active Distribution Networks*. Institution of Engineering and Technology, 2009.

CHOWDHURY, S. *et al. Microgrids and Active Distribution Networks*. Institution of Engineering and Technology, 2009.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2021.

DE OLIVEIRA, A. G. *Microrredes em Mercados de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/185431>. Acesso em: 12 jun. 2021.

ENEL. *Relatório de Evento em Situação de Emergência*, 2019. Disponível em: https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/informativos_regul%C3%B3rios_rio/relat%C3%B3rios-de-expurgos-dos-indicadores-de-qualidade/2019/Relat%C3%B3rio%20de%20Expurgos%20dos%20Indicadores%20de%20Qualidade%20-%20Campos,%20Maca%C3%A9%20e%20Sul%20-%204%20de%20Janeiro%20de%202019.pdf. Acesso em: 02 mai. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia*. 2016. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/NT%20COP21%20iNDC.pdf>. Acessado em: 17 abr. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*. Nota de discussão, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>. Acesso em: 25 abr. 2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Sistemas Isolados: Planejamento Do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023*. 2018b. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/epe67.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2021.

GE DIGITAL. *Rising to the Challenge of Renewables & DERs: Orchestrating Across the Electric Grid & Its Prosumers*. 2020. Disponível em: https://www.ge.com/digital/sites/default/files/download_assets/rising-to-the-der-challenge-ge-digital-white-paper.pdf. Acesso em: 25 abr. 2021.

GREENER. *Estudo Estratégico de Geração Distribuída e Mercado Fotovoltaico*, 2º Semestre de 2020. Disponível em: <https://greener.greener.com.br/estudo-gd-2s2020>. Acesso em: 25 abr. 2021.

GREENER. *Estudo Estratégico, Mercado de Armazenamento, Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras*. 2021. Disponível em: <https://greener.greener.com.br/estudo-de-armazenamento-energia-2021>. Acesso em: 12 jun. 2021.

Hatziargyriou, N., “*Microgrids architectures and control*”. John Wiley and Sons Ltd, United Kingdom, 2014.

HIDAYATULLAH, N. A. *et al.* “Impact of Distributed Generation on Smart Grid Transient Stability”. *Smart Grid and Renewable Energy*, 2011, v. 2, p. 99-109. Disponível em: <https://www.scirp.org/journal/paperinformation.aspx?paperid=4957>. Acesso em: 21 jun. 2021.

HIRSCH, A.; PARAGA, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues, *Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal*, Elsevier, 2018.

IPCC – THE INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. IPCC Updates Methodology for Greenhouse Gas Inventories. 2019. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/2019/05/13/ipcc-2019-refinement>. Acesso em: 17 abr. 2021.

IPCC – THE INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2012. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/SRREN_Full_Report-1.pdf. Acesso em: 17 abr. 2021.

IRENA – International Renewable Energy Agency. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, 2012. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Concentrating-Solar-Power>. Acesso em: 10 abr. 2021.

LEITE DA SILVA, A. M. *et al.* Distributed energy resources impact on distribution system reliability under load transfer restrictions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012.

LUIZ, C. M.; BRAZ, A. S.; PEREIRA JÚNIOR, I. H. “Impactos da Geração Distribuída para Proteção dos Sistemas Elétricos”. In: XI Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), Florianópolis, SC, nov. 2012.

MATH, H.; BOLLEN, J. *The Smart Grid – Adapting the Power System to New Challenges*, Morgan & Claypool Publishers, 2011.

MCDOWALL, Jim. Taking Microgrids to the Next Level With Li-ion Energy Storage. *Online Trade Magazine*, 2018. Disponível em: <https://www.altenergymag.com/article/2018/03/taking-microgrids-to-the-next-level-with-li-ion-energystorage/28049>. Acesso em: 27 mar. 2021.

MICROGRID KNOWLEDGE. *What Does a Microgrid Cost?* 2016. Disponível em: <https://microgridknowledge.com/microgrid-cost/>. Acesso em: 12 jun. 2021.

MILLER, N.; YE, Z. *Distributed generation penetration study*. NREL [National Renewable Energy Laboratory], Department of Energy, Tech, 2003. rep. NREL/SR-560-34715.
MIRI LARIMI, S. M.; HAGHIFAM, M. R.; GHADIRI, A. Determining the guaranteed energy purchase price for Distributed Generation in electricity distribution networks. *Utilities Policy*. 2016.

MOLINA, Mario; MOLINA, Luisa T. “Megacities and Atmospheric Pollution”, in J. Air & Waste Management Association, 2004. Disponível em: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/15242147/>. Acesso em: 21 jun. 2021.

MWM. *Geradores MWM*, 2021. Disponível em: <https://www.geradoresmwm.com.br/gerador-diesel/>. Acesso em: 12 jun. 2021.

NASA – NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. Global Climate Change, *Vital Signs of the Planet*. 2021. Disponível em: https://climate.nasa.gov/evidence/#footnote_3. Acesso em: 17 abr. 2021.

NASA – NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION]. NASA News & Feature Releases, *NOAA Data Show 2016 Warmest Year on Record Globally*. Jan, 2017. Disponível em: <https://www.giss.nasa.gov/research/news/20170118/>. Acesso em: 17 abr. 2021.

NIVALDI, J. C.; GUILHERME, D. *Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes*. 2018. Disponível em: https://www.ie.ufrj.br/images/IE/livros/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf. Acesso em: 27 mar. 2021.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Procedimentos de Rede*. Submódulo 25.8 – Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções de transmissão e geração. Revisão 1.1, 2010.

PORTAL SOLAR. *Bateria Solar da BYD B-Box*. 2017. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/bateria-solar/byd-lanca-a-bateria-solar-b-box.html>. Acesso em: 13 jun. 2021.

PORTAL SOLAR. *Passo a Passo da Fabricação do Pannel Solar*. 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/historia-origem-da-energia-solar.html>. Acesso em: 17 abr. 2021.

RAMASWAMY, V. *et al.* Anthropogenic and Natural Influences in the Evolution of Lower Stratospheric Cooling. *Science Mag.*, v. 311, n. 5764, pp. 1138-1141, 24 February 2006. Disponível em: <https://science.sciencemag.org/content/311/5764/1138.abstract>. Acesso em: 21 jun. 2021.

RITTNER, Daniel. Aneel promete ao TCU rever incentivo à geração solar. *Valor Econômico*. 2021. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2021/03/22/aneel-promete-ao-tcu-rever-incentivo-a-geracao-solar.ghtml>. Acesso em: 27 mar. 2021.

RODRIGUES, Israel Resende; DE CONTI, Alberto. Desafios na proteção de microrredes. *O setor elétrico*, 2017. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/desafios-na-protecao-de-microrredes/>. Acesso em: 27 mar. 2021.

SINAPSIS. *Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e Suas Implicações na Regulação*. Relatório 1 (versão final). ANEEL, 2016. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36144/472644/Produto+1.pdf>. Acesso em: 13 jun. 2021.

SOLARGIS. *Maps of Global Horizontal Irradiation (GHI)*. Disponível em: <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>. Acesso em: 17 abr. 2021.

SUNEW. *Energia Solar de terceira geração é usada pela primeira vez em shopping center*, outubro de 2019. Disponível em: <https://sunew.com.br/blog/energia-solar-de-terceira-geracao-sera-usada-pela-primeira-vez-em-shopping-center/>. Acesso em: 10 abr. 2021.

THUMANN, Albert; WOODROOF, Eric. *Energy Project Financing: Resources and Strategies for success*. Estados Unidos: Fairmont Press, 2009.

TOLEDO, Fabio *et al.* Desvendando as redes elétricas inteligentes – *Smart Grid Handbook*. Rio de Janeiro: Ed. BRASFORT, 2012.