

HEITOR SAMPAIO GUIMARÃES

**ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA: GERAÇÃO NA
PONTA E INDEPENDÊNCIA ENERGÉTICA COMO EXTERNALIDADE**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Magister Scientiae*.

Orientador: Delly Oliveira Filho

Coorientadores: Olga Moraes Toledo
Joyce Correna Carlo
Antônia Sônia A. C. Diniz

**VIÇOSA - MINAS GERAIS
2021**

**Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central da Universidade
Federal de Viçosa - Campus Viçosa**

T

G963a
2021
Guimarães, Heitor Sampaio, 1991-
Análise da geração distribuída solar fotovoltaica: geração
na ponta e independência energética como externalidade / Heitor
Sampaio Guimarães. – Viçosa, MG, 2021.
1 dissertação eletrônica (154 f.): il.

Orientador: Delly Oliveira Filho.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Viçosa,
Departamento de Engenharia Agrícola, 2021.

Inclui bibliografia.

DOI: <https://doi.org/10.47328/ufvbbt.2021.174>

Modo de acesso: World Wide Web.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Política energética.
3. Autonomia. 4. Desenvolvimento sustentável. I. Filho, Delly
Oliveira, 1957-. II. Universidade Federal de Viçosa.
Departamento de Engenharia Agrícola. Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Agrícola. III. Título.

CDD 22. ed. 621.47

Bibliotecário(a) responsável: Alice Regina Pinto CRB6 2523

HEITOR SAMPAIO GUIMARÃES

ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA: GERAÇÃO NA
PONTA E INDEPENDÊNCIA ENERGÉTICA COMO EXTERNALIDADE

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Magister Scientiae*.

APROVADA: 29 de julho de 2021.

Assentimento:


Heitor Sampaio Guimarães
Autor


Dely Oliveira Filho
Orientador

A Celso e Selma, meus pais.
Maria Eloiza, tia querida.
Felipe e Anna Clara, meus irmãos.
Marina, meu amor.

AGRADECIMENTOS

A Deus e a Nossa Senhora Aparecida por me conceder saúde, sabedoria e garra para lutar pelos meus sonhos.

Ao meu pai, Celso de Carvalho Guimarães, minha mãe, Selma Gomes Sampaio, e minha tia, Maria Eloíza Sampaio, por possibilitarem a minha formação e pelo apoio incondicional.

Aos meus irmãos, Felipe Sampaio Guimarães e Anna Clara Sampaio Guimarães, por todos os momentos divertidos.

À minha noiva e futura esposa, Marina Silva Santos, por todo o amor, companheirismo e incentivo ao longo do desenvolvimento desta pesquisa.

À minha sogra, Margarida Virginia da Silva (*in memoriam*), mulher guerreira, dedicada à família e de grandes ensinamentos.

Ao meu orientador, professor Delly Oliveira Filho, pela oportunidade, por ter confiado no meu trabalho, e pelos ensinamentos que ficarão para a vida.

Às minhas coorientadoras, professora Olga Moraes Toledo, professora Joyce Correna Carlo, e professora Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz pela indispensável ajuda na execução do trabalho.

Aos amigos e a toda equipe de pesquisadores da Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa.

Às estagiárias de ensino Thamires Cordeiro Soares, Jessica Maria Ferreira Marques, Marcela Melgaço Corrêa da Silva e Helena Silva Matosinhos que tanto contribuíram para o enriquecimento deste trabalho.

Aos profissionais da Diretoria de Projetos e Obras da Universidade Federal de Viçosa pelo apoio e oportunidade de capacitação.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Este trabalho foi financiado pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig-D) e pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico - P&D regulado pela ANEEL, no âmbito do projeto "D0638 - Análise da Viabilidade da Energia Fotovoltaica no Brasil em Face do Marco Regulatório da Geração Distribuída no Setor Elétrico Brasileiro - Aneel RN 482/12", coordenado pela Universidade Federal de Viçosa em parceria com a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.

*“Ninguém é tão grande que não possa aprender,
nem tão pequeno que não possa ensinar”.*
(Esopo)

RESUMO

GUIMARÃES, Heitor Sampaio, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, julho de 2021. **Análise da geração distribuída solar fotovoltaica: geração na ponta e independência energética como externalidade.** Orientador: Dely Oliveira Filho. Coorientadoras: Olga Moraes Toledo, Joyce Correna Carlo e Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz.

Dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética apresentam um crescimento exponencial das instalações de geração distribuída no Brasil, principalmente, a solar fotovoltaica. Acredita-se, que diversos fatores de alta complexidade e externos à geração de energia estão sendo decisivos para o uso acelerado dessa tecnologia no país. Dessa forma, esta pesquisa buscou ampliar as discussões acerca desse tipo de geração, apresentando uma revisão detalhada das principais oportunidades e desafios da tecnologia no Brasil, considerando: (i) características socioeconômicas; (ii) fatores técnicos; (iii) políticas públicas; e (iv) aspectos ambientais. Além disso, foram desenvolvidas simulações a fim de comparar energética e economicamente diferentes alternativas para o suprimento do horário de ponta e possíveis contingências de um grande consumidor de energia elétrica, como geração a diesel, geração fotovoltaica com armazenamento, hidrelétricas reversíveis e contratação de energia incentivada a partir do biogás. Durante as simulações, o algoritmo desenvolvido foi utilizado de forma mais detalhada a fim de avaliar a independência total de consumidores críticos em caso de contingências. Concluiu-se que a geração distribuída fotovoltaica é uma das melhores alternativas para o atendimento de novas demandas de energia elétrica, visto o baixo custo, os benefícios ao sistema elétrico, a promoção do crescimento social e econômico, além de ser limpa e abundante. Porém, pontos cruciais devem ser vistos com atenção como melhores condições de financiamento, redução dos custos de aquisição, promoção de políticas públicas mais fortes, controle da qualidade da energia injetada na rede e aperfeiçoamentos na Resolução Normativa nº 482/2012. Dentre os sistemas de suprimento simulados, a utilização do grupo gerador a diesel apresentou-se como a melhor opção devido aos reduzidos custos de investimento inicial e um competitivo *payback* econômico de 2,63 anos no suprimento horário de ponta e 1,26 anos adicionando-se a possibilidade de suprimento das contingências. Destaca-se também o baixo custo nivelado de energia da pequena central hidrelétrica reversível, R\$ 0,71/kWh no suprimento do

horário de ponta e R\$ 0,79/kWh quando considerada as contingências, demonstrando ser economicamente viável a longo prazo, porém, o alto custo de investimento inicial e a grande intervenção ambiental gerada pela construção do reservatório superior podem ser entraves ao projeto. A utilização de sistemas fotovoltaicos é economicamente viável, na maioria dos casos, entretanto, o armazenamento em banco de baterias ainda não é competitivo no mercado brasileiro, principalmente, por causa do alto custo de investimento inicial. Porém, em algumas situações, o impacto de uma determinada externalidade pode justificar a instalação de um sistema fotovoltaico com armazenamento, apesar de poder não ser viável economicamente, quando avaliando somente a geração de energia elétrica e o consequente abatimento na conta de energia.

Palavras-chave: Políticas públicas. Demanda de ponta. Independência energética. Desenvolvimento sustentável.

ABSTRACT

GUIMARÃES, Heitor Sampaio, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, July, 2021. **Analysis of distributed solar photovoltaic generation: peak generation and energy independence as an externality.** Adviser: Delly Oliveira Filho. Co-advisers: Olga Moraes Toledo, Joyce Correna Carlo and Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz.

Data released by Empresa de Pesquisa Energética show an exponential growth of distributed generation facilities in Brazil, mainly solar photovoltaic. It is believed that several highly complex factors external to energy generation are being decisive for the accelerated use of this technology in the country. Thus, this research sought to broaden the discussions about this type of generation, presenting a detailed review of the main opportunities and challenges of technology in Brazil, considering: (i) socioeconomic characteristics; (ii) technical factors; (iii) public policies; and (iv) environmental aspects. In addition, simulations were developed in order to compare energy and economically different alternatives for the supply of peak hours and possible contingencies of a large consumer of electricity, such as diesel generation, photovoltaic generation with storage, reversible hydroelectric plants and incentivized energy contracting from biogas. During the simulations, the developed algorithm was used in a more detailed way in order to assess the total independence of critical consumers in case of contingencies. It was concluded that photovoltaic distributed generation is one of the best alternatives to meet new electricity demands, given its low cost, benefits to the electrical system, promotion of social and economic growth, in addition to being clean and abundant. However, crucial points must be seen with attention, such as better financing conditions, reduction of acquisition costs, promotion of stronger public policies, control of the quality of energy injected into the network and improvements in Normative Resolution No. 482/2012. Among the simulated supply systems, the use of the diesel generator set was the best option due to the reduced initial investment costs and a competitive economic payback of 2.63 years in peak hour supply and 1.26 years in addition to if the possibility of supplying the contingencies. Also noteworthy is the low level energy cost of the reversible small hydropower plant, R\$ 0.71/kWh in peak hour supply and R\$ 0.79/kWh when considering contingencies, proving to be economically viable in the long term, however, the high initial investment cost and the large environmental intervention generated by the construction of the upper reservoir can be obstacles to the project. The use of photovoltaic systems is

economically viable, in most cases, however, battery bank storage is still not competitive in the Brazilian market, mainly because of the high initial investment cost. However, in some situations, the impact of a certain externality can justify the installation of a photovoltaic system with storage, although it may not be economically viable, when evaluating only the generation of electricity and the consequent reduction in the energy bill.

Keywords: Public policies. Peak generation. Energy independence. Sustainable development.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Crescimento da capacidade instalada de fontes renováveis no mundo, período de 2000 a 2020	19
Figura 2.1 - Geração total de energia elétrica em unidades de micro e mini gerações distribuídas de 2015 a 2019	29
Figura 2.2 - Radiação solar média anual no Brasil (a) e na Alemanha (b)	30
Figura 2.3 - Matriz energética brasileira no ano de 2019	31
Figura 2.4 - Ranking de tarifas residenciais (Grupo B1) em dezembro de 2020	38
Figura 2.5 - Histórico do custo por Watt pico de células fotovoltaicas de silício cristalino no mundo	39
Figura 2.6 - Classes de consumidores de micro e minigeração até junho de 2021 ..	41
Figura 3.1 - Eficiência e ciclos de carga e descarga para diversas tecnologias de armazenamento de energia.....	63
Figura 3.2 - Tempo de descarga e potência instalada para diversas tecnologias de armazenamento de energia.....	63
Figura 3.3 - Proposta de localização do reservatório superior e ponto de captação da pequena central hidrelétrica reversível no campus da UFV	72
Figura 3.4 - Relação entre profundidade de descarga e ciclos de carga e descarga para baterias de lítio-íon.....	77
Figura 3.5 - Histórico da demanda de energia elétrica do campus Viçosa da UFV (janeiro/2010 a dezembro/2019)	91
Figura 3.6 - Histórico do fator de carga do campus Viçosa da UFV (janeiro/2015 a dezembro/2019)	92
Figura 3.7 - Curva de demanda típica do campus Viçosa da UFV de um dia útil do mês de setembro	92
Figura 3.8 - Histórico do consumo de energia elétrica do campus Viçosa da UFV (janeiro/2010 a dezembro/2019): (A) HFP e (B) HP	94
Figura 3.9 - Comparação mensal do consumo de energia elétrica do campus Viçosa da UFV (janeiro/2010 a dezembro/2019): (A) HFP e (B) HP	95
Figura 3.10 - Indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica (DIC/FIC/DMIC) para o campus Viçosa da UFV (janeiro/2010 a dezembro/2017)....	96

Figura 3.11 - Relação de gastos entre HFP e HP	99
Figura 3.12 - Relação de gastos entre consumo e demanda de energia	99
Figura 3.13 - Custos com ultrapassagem e reativos corrigidos para o ano de 2019 conforme o IPCA	100
Figura 3.14 - Representatividade dos custos com energia elétrica no ano de 2019	101
Figura 3.15 - VPL em relação à variação da TMA - cenário (i).....	112
Figura 3.16 - VPL em relação à variação da TMA - cenário (ii).....	113
Figura 3.17 - VPL em relação à variação do custo do óleo diesel - cenário (i).....	113
Figura 3.18 - VPL em relação à variação do custo do óleo diesel - cenário (ii).....	114
Figura 3.19 - VPL em relação à variação do custo da energia elétrica - cenário (i)	114
Figura 3.20 - VPL em relação à variação do custo da energia elétrica - cenário (ii).	115
Figura 3.21 - VPL em relação à variação do custo de investimento inicial - cenário (i)	115
Figura 3.22 - VPL em relação à variação do custo de investimento inicial - cenário (ii).	116
Figura 3.23 - VPL em relação à variação do custo evitado com contingências - cenário (ii).	116
Figura 4.1 - Parcela de energia renovável na expansão anual de capacidade instalada mundial.....	128
Figura 4.2 - Relação entre profundidade de descarga e ciclos de carga e descarga para baterias de lítio-íon e chumbo-ácido	134
Figura 4.3 - Externalidades relacionadas à independência energética e sobreposições de impactos	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Políticas de incentivo à geração distribuída no Brasil	45
Tabela 2.2 - Emissões equivalentes de CO ₂ por kWh gerado para diferentes fontes de energia elétrica durante o ciclo de vida	50
Tabela 3.1 - Preço médio de revenda no município de Viçosa-MG do óleo diesel S10.....	71
Tabela 3.2 - Custos de construção para sistemas de armazenamento hidráulicos...	75
Tabela 3.3 - Radiação solar diária média em Viçosa-MG em doze meses	79
Tabela 3.4 - Características energéticas dos suinocultores amostrados	85
Tabela 3.5 - Parâmetros considerados para análise de sensibilidade	89
Tabela 3.6 - Tarifa média com impostos aplicada pela CEMIG-D ao subgrupo A4 no ano de 2019	97
Tabela 3.7 - Parâmetros calculados do grupo gerador a diesel	104
Tabela 3.8 - Parâmetros calculados da pequena central hidrelétrica reversível	105
Tabela 3.9 - Parâmetros calculados do banco de baterias no cenário (i).....	106
Tabela 3.10 - Parâmetros calculados do banco de baterias no cenário (ii).....	106
Tabela 3.11 - Parâmetros para carregamento com energia da concessionária	107
Tabela 3.12 - Parâmetros calculados da usina solar.....	108
Tabela 3.13 - Parâmetros estimados para contratação de energia incentivada de biodigestores	109
Tabela 3.14 - Indicadores econômicos (VPL, PBE e LCOE) para investimento em sistemas de suprimento de energia elétrica	110
Tabela 4.1 - Parâmetros dos consumidores estratégicos considerados na simulação	132
Tabela 4.2 - Características técnicas dos grupos geradores a diesel utilizados	132
Tabela 4.3 - Parâmetros do grupo gerador a diesel	144
Tabela 4.4 - Parâmetros da usina fotovoltaica com banco de baterias de lítio-íon ..	145

Tabela 4.5 - Parâmetros da usina fotovoltaica com banco de baterias de chumbo-ácido..... 145

Tabela 4.6 - Indicadores econômicos (VPL e LCOE) para investimento em sistemas de suprimento de energia elétrica 146

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre.
ACR	Ambiente de Contratação Regulada.
ACV	Análise de Ciclo de Vida.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CELPA	Centrais Elétricas do Pará.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
CESP	Companhia Energética de São Paulo.
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco.
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária.
DIC	Duração Total de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora.
EBO	Energisa Borborema Distribuidora de Energia.
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
ETA	Estação de Tratamento de Água.
EUA	Estados Unidos da América.
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.
GC	Geração Centralizada.
GD	Geração Distribuída.
GEE	Gases de Efeito Estufa.
HFP	Horário Fora de Ponta.
HP	Horário de Ponta.
HSP	Horas de Sol Pleno.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços.

IEA	Agência Internacional de Energia.
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética.
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia.
LCOE	Custo Nivelado de Energia.
MME	Ministério de Minas e Energia.
P&D	Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico.
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público.
PBE	<i>Payback</i> Econômico.
PCHR	Pequena Central Hidrelétrica Reversível.
PIB	Produto Interno Bruto.
PIS	Programa de Integração Social.
ProGD	Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída de Energia Elétrica.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia.
PUCMINAS	Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
REN	Resolução Normativa.
SAAE	Serviço Autônomo de Água e Esgoto.
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia.
SEP	Sistema Elétrico de Potência.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
SMTP	Seguidor de Máxima Transferência de Potência.
THS	Tarifa Horo Sazonal.
TMA	Taxa Mínima de Atratividade.
UFV	Universidade Federal de Viçosa.
VPL	Valor Presente Líquido.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO GERAL	18
1.1	Contribuições	21
1.2	Estrutura da dissertação	22
1.3	Limitações desta dissertação	23
1.4	Referências	24
2	OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA UMA MAIOR INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL: UMA REVISÃO	26
2.1	Resumo	26
2.2	Introdução	27
2.3	Objetivos	32
2.4	Avaliações	32
2.4.1	Fatores técnicos	33
2.4.2	Características socioeconômicas	36
2.4.3	Políticas públicas	42
2.4.4	Aspectos ambientais	49
2.5	Conclusão	51
2.6	Referências	52
3	ANÁLISE DE SISTEMAS ENERGÉTICOS PARA O SUPRIMENTO DA DEMANDA DE HORÁRIO DE PONTA	60
3.1	Resumo	60
3.2	Introdução	61
3.3	Objetivos	65
3.3.1	Objetivo geral	65
3.3.2	Objetivos específicos	66
3.4	Material e métodos	66
3.4.1	Perfil do consumo de energia elétrica no campus Viçosa da UFV	67
3.4.2	Análise de fontes alternativas para o suprimento da demanda do horário de ponta e contingências	69
3.4.3	Análise Econômica	86
3.5	Resultados e Discussão	89
3.5.1	Perfil de consumo e demanda do campus Viçosa da UFV	89

3.5.2	Sistemas de energia para suprimento do horário de ponta e contingências.....	102
3.5.3	Análise econômica.....	109
3.6	Conclusão.....	118
3.7	Referências.....	119
4	ANÁLISE DA EXTERNALIDADE: INDEPENDÊNCIA ENERGÉTICA COMO FATOR ESTRATÉGICO NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO	126
4.1	Resumo	126
4.2	Introdução.....	127
4.3	Objetivos.....	130
4.3.1	Objetivo geral.....	130
4.3.2	Objetivos específicos.....	130
4.4	Materiais e métodos	130
4.4.1	Análise qualitativa da independência energética como externalidade.....	131
4.4.2	Análise quantitativa da independência energética como externalidade no atendimento de contingências em consumidores estratégicos.....	131
4.5	Resultados e discussão	139
4.5.1	Análise qualitativa da independência energética como externalidade.....	139
4.5.2	Análise quantitativa da independência energética como externalidade no atendimento de contingências em consumidores estratégicos.....	143
4.6	Conclusão.....	147
4.7	Referências.....	148
5	CONCLUSÕES GERAIS	152
5.1	Conclusões.....	152
5.2	Sugestões para trabalhos futuros	154

1 INTRODUÇÃO GERAL

As diretrizes para o planejamento de sistemas de energia elétrica englobam fornecer energia confiável e com valor acessível aos mais diversos tipos de consumidores (QUINT; DAHLKE, 2019). O desenvolvimento econômico dos países, a modernização do estilo de vida das populações, mudanças geopolíticas, variações no valor de energéticos e uma maior conscientização ambiental tem incentivado a ampliação e diversificação das fontes de energia, especialmente as renováveis (OREE; HASSEN; FLEMING, 2017). Assim, com o intuito de atender a essas novas demandas, diversos países começaram a investir em energia fóssil menos poluente como o gás natural, e em fontes renováveis de energia como a hidráulica, solar, eólica, biocombustíveis, biomassa e calor (YIGUANG et al., 2011).

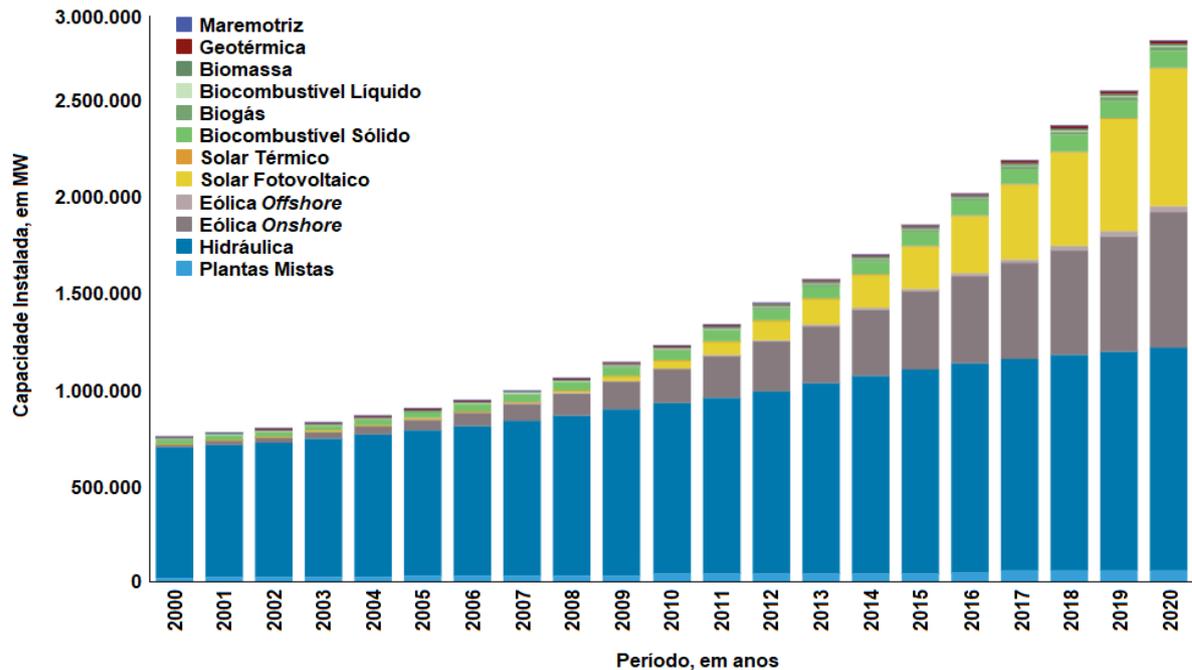
Nesse cenário, as fontes renováveis de energia apresentaram grande crescimento, principalmente, devido aos avanços tecnológicos e inovações, além de incentivos financeiros e governamentais (REHMAN; VO, 2020). Dados da Agência Internacional de Energia Renovável (*International Renewable Energy Agency - IRENA*), mostram que desde o ano 2000 houve um incremento aproximado de 271,9% na capacidade instalada de energias renováveis mundialmente (Figura 1.1), elevando a capacidade total de geração em mais de 2.045 GW. A energia solar fotovoltaica, eólica (*onshore e offshore*) e hidráulica dominaram a expansão de capacidade renovável no período, respondendo juntas por quase 93,0% do total (IRENA, 2021).

Apesar do panorama favorável, a representatividade das fontes renováveis na matriz elétrica mundial ainda é pequena, aproximadamente 22,0%. Em contraposição, no caso do Brasil, a geração de energia elétrica em 2010 era de 85,8% renovável, entretanto, nos dez anos seguintes a matriz passou a ser 83,0% renovável. Mesmo com a redução no período, o país ainda está muito à frente da média mundial. O efeito ocorrido entre 2010 e 2019 deve-se à ampliação da oferta total de energia na matriz nacional, onde, 24,3% foram supridos por meio de fontes não renováveis (EPE, 2020).

Dentre as fontes renováveis de energia, pode-se destacar o crescimento da geração solar fotovoltaica, que é um sistema de conversão direta de radiação solar em eletricidade. Sistemas fotovoltaicos possuem vida útil longa e custos mínimos de manutenção, além de simplicidade de projeto e instalação (VALER et al., 2017; PEREIRA et al., 2017). Ressalta-se também, que a energia fotovoltaica possui grande

potencial tanto para sistemas de energia distribuída quanto centralizada. Essa característica possui implicações positivas quanto à flexibilidade de escala ou modularidade, geração de emprego e renda, além de promover a aplicação de fontes renováveis de energia (FERREIRA et al., 2018; CARSTENS; CUNHA; 2019).

Figura 1.1 - Crescimento da capacidade instalada de fontes renováveis no mundo, período de 2000 a 2020



Fonte: IRENA, (2021).

O sistema de geração de energia elétrica brasileiro é composto principalmente por usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas de médio e grande porte (ONS, 2021). São utilizados extensos e complexos sistemas de transmissão e distribuição para conduzir toda a energia aos centros consumidores, pois grande parte das usinas hidrelétricas que compõem o sistema estão em localizações remotas, i. e., distantes em relação à carga. Esse modelo de geração centralizada (GC) apresenta grande potência instalada e alta qualidade na energia fornecida, entretanto, pode apresentar também perdas técnicas e econômicas consideráveis (RÜTHER; ZILLES, 2011; GARLET et al., 2020).

Ao longo dos anos, tem-se instaurado um novo modelo do sistema elétrico com uma inserção crescente de geração distribuída (GD) ao clássico sistema de GC. Este novo sistema possui uma série de características distintas como: fator estratégico

no planejamento energético, o estímulo de investimentos privados na geração de energia no país, democratização do acesso à energia elétrica e possibilidade de independência energética de consumidores (LUNA et al., 2019; ANDRADE et al., 2020). A GD foi regulamentada após a publicação da Resolução Normativa da ANEEL nº 482 em 2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).

São notórias as consequências de uma maior inserção da GD no Brasil após a publicação das regulamentações da GD no Brasil. Dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresentaram um crescimento exponencial nas instalações de GD no Brasil, principalmente, a solar fotovoltaica. Em 2019, com uma geração de 1.659 GWh, a energia solar fotovoltaica correspondeu a cerca de 74,5% de toda a geração distribuída no Brasil, um crescimento de 215,4% em relação a 2018. Por sua vez, a capacidade instalada aumentou 254,4% de 562,3 MWp para 1.992,1 MWp, sendo o estado de Minas Gerais o maior detentor de unidades de GD (EPE, 2019; EPE, 2020).

Estudos apontam fatores primordiais para justificar o grande crescimento da energia solar no território nacional, dentre eles: (i) a difusão e redução dos custos da tecnologia de painéis fotovoltaicos ao longo dos anos em cerca de 5 a 7% a. a.; (ii) reajustes da tarifa de energia elétrica acima da inflação em geral; (iii) a possibilidade de compensação de energia e injeção na rede da concessionária dos excedentes; e (iv) o potencial de radiação solar do território brasileiro (RÜTHER; ZILLES, 2011; DIAS et al., 2017). Além disso, a aplicação da GD fotovoltaica em larga escala pode trazer benefícios técnicos, econômicos e sociais como, por exemplo, a possibilidade de gerar energia limpa e renovável próxima aos consumidores, a agilidade no atendimento de novas demandas, a modularidade dos sistemas, e o atendimento às regiões remotas onde o custo de eletrificação pode ser elevado (FERREIRA et al., 2018).

Acredita-se, entretanto, que diversos outros fatores de alta complexidade e externos à geração de energia estão sendo decisivos em uma maior inserção dessa tecnologia no Brasil e no mundo. Estas externalidades em geral podem ter efeitos positivos ou negativos em diferentes níveis para cada aplicação, contudo, nem sempre são contabilizados (SHAYANI; OLIVEIRA, 2008). Considera-se que externalidades sejam fatores decisivos para justificar uma taxa de inserção no mercado, bem maior

do que outros indicadores tanto macro, quanto microeconômicos como: crescimento do PIB, crescimento médio da demanda por energia e alta no valor de insumos energéticos (XAVIER, 2015). Assim, torna-se imprescindível o desenvolvimento de estudos a fim de possibilitar maior entendimento e compreensão das consequências da expansão dessa energia renovável, propondo soluções e indicando alternativas de investimento nesses sistemas.

1.1 Contribuições

Essa pesquisa propôs ampliar as discussões acerca da geração distribuída solar fotovoltaica e as externalidades associadas, apresentando uma revisão detalhada das principais oportunidades e desafios dessa tecnologia no Brasil, considerando avaliações de (i) fatores técnicos; (ii) características socioeconômicas; (iii) políticas públicas; e (iv) aspectos ambientais. Procurou-se então, realizar avaliações que não estivessem apenas relacionadas ao retorno econômico.

Além disso, esta pesquisa propôs simulações a fim de comparar energética e economicamente diferentes alternativas para o suprimento do horário de ponta e possíveis contingências de um grande consumidor de energia elétrica. Foram comparados sistemas tradicionais como o de geração a diesel, com a geração fotovoltaica com armazenamento, além de outras fontes renováveis não convencionais como hidrelétricas reversíveis e a contratação de energia incentivada a partir do biogás. Toda a discussão dos custos e benefícios referentes a cada tipo de sistema foi pautada sob a visão de um consumidor A4, considerando as possibilidades do ambiente de contratação cativo e/ou livre.

Durante as simulações, o algoritmo desenvolvido para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com armazenamento foi utilizado de forma mais detalhada a fim de avaliar a independência total de consumidores críticos em caso de contingências. Além do mais, buscou-se definir de forma qualitativa os benefícios da independência energética por meio da avaliação de externalidades relacionadas.

O presente trabalho fez parte do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico CEMIG-D - Aneel, iniciado em 2018, intitulado “D0638 - Análise da Viabilidade da Energia Fotovoltaica no Brasil em Face do Marco Regulatório da Geração Distribuída no Setor Elétrico Brasileiro - Aneel RN 482/12” que foi desenvolvido em parceria com

a Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição S.A., CEMIG-D, Universidade Federal de Viçosa, UFV e a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, PUC MINAS.

Buscou-se fornecer subsídios e produção de material científico para dois dos objetivos específicos do referido Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico, são eles: (i) avaliar o uso de sistemas fotovoltaicos com armazenamento na geração distribuída para suprir a energia no horário de ponta; (ii) estudar subsistemas da concessionária de distribuição quanto a independência energética, baseado em critérios de relevância de cargas (exemplo: aeroportos, hospitais e centros de controle de concessionária), e comparar dos pontos de vista econômico e energético a independência energética com geração distribuída fotovoltaica, ou seja, que promove o desenvolvimento sustentável *versus* a independência energética com fontes convencionais de energia, i. e., fontes fósseis.

1.2 Estrutura da dissertação

Essa dissertação de mestrado é composta por 5 capítulos.

O capítulo 1 introduz os temas abordados e apresenta as limitações e contribuições da presente pesquisa.

O capítulo 2 apresenta uma revisão dos principais fatores de influência para uma maior inserção da geração distribuída fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro, discutindo as oportunidades e desafios encontrados.

O capítulo 3 simula quatro tipos de sistemas de suprimento de energia, além do sistema atual de suprimento via concessionária de distribuição, para o horário de ponta e possíveis contingências, considerando os dados de fornecimento e energéticos da Universidade Federal de Viçosa campus Viçosa, consumidor A4 com tarifa horo sazonal azul.

O capítulo 4 analisa qualitativa e quantitativamente a externalidade independência energética utilizando sistemas fotovoltaicos com armazenamento, em relação a sistemas a diesel, em consumidores críticos quanto ao suprimento de energia elétrica.

O Capítulo 5 aborda a conclusão geral do estudo e sugere alguns tópicos de trabalhos futuros para essa pesquisa.

1.3 Limitações desta dissertação

A revisão sobre a geração distribuída fotovoltaica presente no capítulo 2, pode não contemplar todos os pontos pertinentes a essa tecnologia no território brasileiro, visto a complexidade do assunto. Além disso, as ideias apresentadas e os autores referenciados podem apresentar uma visão pró energia fotovoltaica e em alguns momentos não pontuar de forma significativa os problemas dessa tecnologia. Por fim, a discussão pode ter sido pautada na visão dos consumidores em relação à situação da geração distribuída no país, faltando talvez, um posicionamento mais profundo da visão das concessionárias de distribuição. Também poderiam ter sido melhor explorados desafios e oportunidades da geração distribuída do Brasil à luz de experiências internacionais relevantes.

Para algumas simulações realizadas no capítulo 3 como a pequena central hidrelétrica reversível e a contratação de energia incentivada do biogás, as abordagens de dados técnicos foram simplificadas, representam muito mais indicadores relevantes de pré-orçamento do que dados de cadernos de encargos de construções das opções utilizadas. Muitos dos custos utilizados foram estimados ou retirados da literatura nacional e internacional, e podem não condizer com a realidade de algumas regiões do Brasil. Não foram avaliados impactos ambientais para as diferentes alternativas de suprimento. Para custos de energia elétrica de outras concessionárias as conclusões apresentadas podem variar, visto a influência do custo final do kWh na viabilidade dos sistemas. Por fim, foram utilizados apenas dados energéticos de um consumidor, sendo aconselhável a adaptação dos dados iniciais para outros casos.

As simulações realizadas no capítulo 3 consideraram apenas três casos de consumidores com diferentes demandas de energia. Além disso, apenas dois tipos de tecnologias de baterias eletroquímicas foram comparados em uma profundidade de descarga de 10%, sendo aconselhável a análise de outras possibilidades. Muitos dos custos utilizados foram estimados ou retirados da literatura nacional e internacional. Não foram elencadas todas as externalidades que influenciam a independência energética, apenas as que apresentavam maior correlação.

1.4 Referências

ANDRADE, J. V. B.; RODRIGUES, B. N.; SANTOS, I. F. S.; HADDAD, J.; FILHO, G. L. T. Constitutional aspects of distributed generation policies for promoting Brazilian economic development. **Energy Policy**, v. 143, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111555>.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°482**, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/REN4822012>. Acesso em: 08 mai. 2021.

CARSTENS, D. D. S.; CUNHA, S. K. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. **Energy Policy**, v. 125, p. 396-404, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.063>.

DIAS, C. T. C.; SILVA, W. K. M.; FREITAS, G. P.; NASCIMENTO, J. F. Energia solar no Brasil. **Revista InterScientia**, v. 5, n. 1, p. 153-165, 2017. Disponível em: <https://45.227.6.12/index.php/interscientia/article/view/463>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN)**, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/BEN2019>. Acesso em: 08 mai. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN)**, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/BEN2020>. Acesso em: 08 mai. 2021.

FERREIRA, A.; KUNH, S. S.; FAGNANI, K. C.; SOUZA, T. A.; TONEZER, C.; SANTOS, G. R.; COIMBRA-ARAÚJO, C. H. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 181-191, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>.

GARLET, T. B.; RIBEIRO, J. L. D.; SAVIAN, F. S.; SILUK, J. C. M. Value chain in distributed generation of photovoltaic energy and factors for competitiveness: A systematic review. **Solar Energy**, v. 211, p. 396-411, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.09.040>.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable Capacity**, 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/IRENA2021>. Acesso em: 13 mai. 2021.

LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F.; MOUSINHO, M. C. A. M.; TORRES, E. A. Solar Photovoltaic Distributed Generation in Brazil: The Case of Resolution 482/2012. **Energy Procedia**, v. 159, February 2019, p. 484-490. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.036>.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**, 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 08 mai. 2021.

OREE, V.; HASSEN, S. Z. S.; FLEMING, P. J. Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review. **Renewable and**

Sustainable Energy Reviews, v. 69, p. 790-803, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.120>.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar (2ª ed.)**. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: [https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/Atlas Brasileiro Energia Solar 2a Edicao](https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao). Acesso em: 08 mai. 2021.

QUINT, D.; DAHLKE, S. The impact of wind generation on wholesale electricity market prices in the midcontinent independent system operator energy market: An empirical investigation. **Energy**, v. 169, p. 456-466, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.028>.

REHMAN, M. U.; VO, X. V. Do alternative energy markets provide optimal alternative investment opportunities? **The North American Journal of Economics and Finance**, v. 54, p. 101271, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.najef.2020.101271>.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, p. 1027-1030, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.021>.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. Externalidades da geração de energia com fontes convencionais e renováveis. **VI CBPE–Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, Salvador - BA, 2008. Disponível em: http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/vicbpe_2008.

VALER, L. R.; MANITO, A. R. A.; RIBEIRO, T. B. S.; ZILLES, R.; PINHO, J. T. Issues in PV systems applied to rural electrification in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 1033-1043, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.016>.

XAVIER, G. A. **Avaliação de externalidade da geração distribuída fotovoltaica no Brasil**, 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2015. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/bitstream/123456789/7331>.

YIGUANG, C.; ZHAO, Y.; XI, W.; MINGTAO, W.; HUANWEI, L. Theoretical simulation and experimental research on the system of air source energy independence driven by internal-combustion engine. **Energy and Buildings**, v. 43, n. 6, p. 1351-1358, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.01.011>.

2 OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA UMA MAIOR INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL: UMA REVISÃO

2.1 Resumo

No Brasil, o sistema de geração centralizada tem sido tradicionalmente adotado para a geração de energia elétrica, no qual são utilizadas principalmente usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas, de médio e grande porte. Após a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, instaurou-se um novo modelo de geração com uma inserção crescente de micro e minigerações distribuídas nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em 2019, a energia solar fotovoltaica correspondeu a aproximadamente 74,5% de toda a geração distribuída no Brasil, uma diferença de 215,4% em relação a 2018. Todo esse crescimento criou um mercado que envolve diversos agentes do setor elétrico como consumidores, prestadores de serviços, fornecedores, indústrias, instituições financeiras e governo. Nesse cenário, torna-se imprescindível o desenvolvimento de estudos para avaliar o ritmo e o rumo da expansão dessa energia renovável, bem como as oportunidades e os desafios desse mercado. Para tal, foram realizadas as abordagens sobre: fatores técnicos; características socioeconômicas; políticas públicas; e aspectos ambientais. Os resultados evidenciam que a geração distribuída fotovoltaica é uma das alternativas para o atendimento de novas demandas, visto que é uma fonte de baixo custo, traz benefícios ao sistema elétrico, promove o crescimento social e econômico, é limpa e abundante. Além disso, apresenta um considerável potencial de expansão entre os consumidores residenciais e comerciais. Contudo, pontos cruciais devem ser reavaliados como melhores condições de financiamento, redução dos custos de aquisição, ausência de políticas públicas mais fortes como, por exemplo, as tarifas *premium*. Regulamentações para controle da qualidade da energia injetada na rede da concessionária e a necessidade de revisão da Resolução Normativa nº 482/2012 também são pontos cruciais para o crescimento da geração fotovoltaica no país.

Palavras-chave: fatores técnicos, características socioeconômicas, políticas públicas, aspectos ambientais.

2.2 Introdução

No Brasil, o sistema de geração centralizada (GC) tem sido tradicionalmente adotado para a geração de energia elétrica, no qual são utilizadas principalmente usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas, de médio e grande porte (ONS, 2021). Esse modelo apresenta grande potência instalada e alta qualidade na energia fornecida, entretanto, requer complexos sistemas de transmissão e distribuição para conduzir a energia aos centros consumidores, gerando, normalmente, perdas técnicas e econômicas consideráveis. Este fato se deve, principalmente, à localização das usinas hidrelétricas que geralmente estão longe em relação às principais cargas (RÜTHER; ZILLES, 2011; GARLET et al., 2020).

A geração de energia por meio de usinas hidrelétricas é considerada renovável e limpa, mas a sua implementação vem se tornando cada vez mais limitada, devido ao alto investimento inicial e às crescentes restrições ambientais (FERREIRA et al., 2018). Recentemente, o país enfrentou problemas decorrentes da escassez de chuvas e consequente redução da geração de energia elétrica pela sua principal fonte, a hidrelétrica, dado a queda nos níveis de desabastecimento dos reservatórios (HUNT; STILPEN; FREITAS, 2018). As usinas termelétricas, geralmente localizadas próximas aos grandes centros de carga, desempenham papel estratégico na compensação desse *déficit* de oferta de energia, pois sua capacidade de geração pode ser ampliada ou reduzida sempre que conveniente (ONS, 2021).

No entanto, dependendo do recurso energético empregado, a utilização de termelétricas em larga escala pode elevar o custo da energia, além de gerar impactos nocivos ao meio ambiente por conta da possível queima de combustíveis fósseis e consequente emissão de gases poluentes na atmosfera (FARIA JÚNIOR; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017).

Desde o ano de 2015, com base na Resolução Normativa (REN) nº 547/2013 (ANEEL, 2013), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu o sistema de bandeiras tarifárias nas faturas de consumo. Assim, os custos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além dos encargos setoriais, são acrescidos de taxas que dependem do tipo de usinas geradora de energia e da disponibilidade hídrica para cada mês do ano, sendo esse valor repassado para o consumidor final.

O sistema de bandeiras tarifárias se divide em três modalidades, que são diferenciadas por cores: verde, amarela e vermelha. A bandeira verde representa condições favoráveis de geração, e, conseqüentemente, a tarifa final não sofre nenhum acréscimo. A bandeira amarela é um sinal de alerta, já que remete a condições não tão favoráveis e, assim, há o acréscimo de R\$ 0,01343/kWh consumido. A bandeira vermelha, por sua vez, sugere as condições mais onerosas de geração, em que a tarifa pode sofrer um acréscimo que varia de R\$ 0,04169/kWh (Patamar 1) a R\$ 0,06243/kWh (Patamar 2) (ANEEL, 2021a). Todos os consumidores cativos das distribuidoras estão sujeitos a esse sistema de bandeiras tarifárias, com exceção daqueles localizados em redes isoladas.

Nesse contexto, a geração distribuída (GD), é definida pelo Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), como “a geração elétrica nas proximidades do(s) consumidor(es), independentemente da energia, tecnologia e fonte de energia” (INEE, 2021). A GD tem se apresentando como uma importante opção para a diversificação da matriz elétrica brasileira, principalmente, com a inserção de fontes de energias renováveis como a solar fotovoltaica, o biogás, a eólica, além das pequenas centrais hidrelétricas.

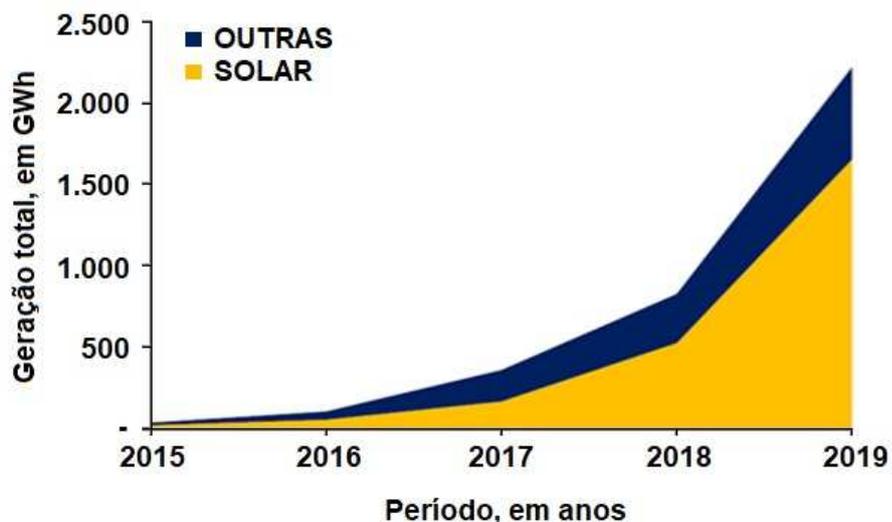
Ao longo dos anos, tem-se instaurado um novo modelo do sistema elétrico com uma inserção crescente de GD ao clássico sistema de GC. Este novo sistema possui uma série de características distintas como: fator estratégico no planejamento energético, com a diminuição da oscilação do preço da energia elétrica, o estímulo de investimentos privados na geração de energia no país, democratizando o acesso à energia elétrica e possibilitando a independência energética de consumidores (LUNA et al., 2019; ANDRADE et al., 2020).

No Brasil, a GD foi regulamentada após a publicação pela ANEEL da REN nº 482/2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação de energia elétrica. O sistema de compensação de energia, gera créditos aos participantes referentes à injeção na rede de energia ativa que exceda o nível de consumo do usuário. Estes créditos devem ser utilizados por um período de até 5 anos, i. e., 60 meses. A tarifa de compensação é conhecida internacionalmente pelo termo *net-metering* (ANEEL, 2012a).

Em 2015, ocorreu a atualização da REN 482/2012 por meio da REN nº 687/2015, a qual classificou a GD de acordo com a capacidade instalada em micro e mini geração. A microgeração é constituída por centrais geradoras de potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilizam cogeração qualificada ou fontes renováveis; a minigeração, por sua vez, é constituída por centrais que possuam potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou outras fontes renováveis (ANEEL, 2015).

São notórias as consequências de uma maior inserção da GD no Brasil após a publicação das regulamentações do setor. Dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresentaram um crescimento exponencial nas instalações de GD no Brasil, principalmente, a solar (Figura 2.1). Em 2019, com uma geração de 1.659 GWh, a energia solar fotovoltaica correspondeu a cerca de 74,5% de toda a geração distribuída no Brasil, um crescimento de 215,4% em relação a 2018. Por sua vez, a capacidade instalada aumentou 254,4% saindo de 562,3 MWp para 1.992,1 MWp, sendo o estado de Minas Gerais o maior detentor de unidades de micro e mini gerações distribuídas (EPE, 2019; EPE, 2020).

Figura 2.1 - Geração total de energia elétrica em unidades de micro e mini gerações distribuídas de 2015 a 2019



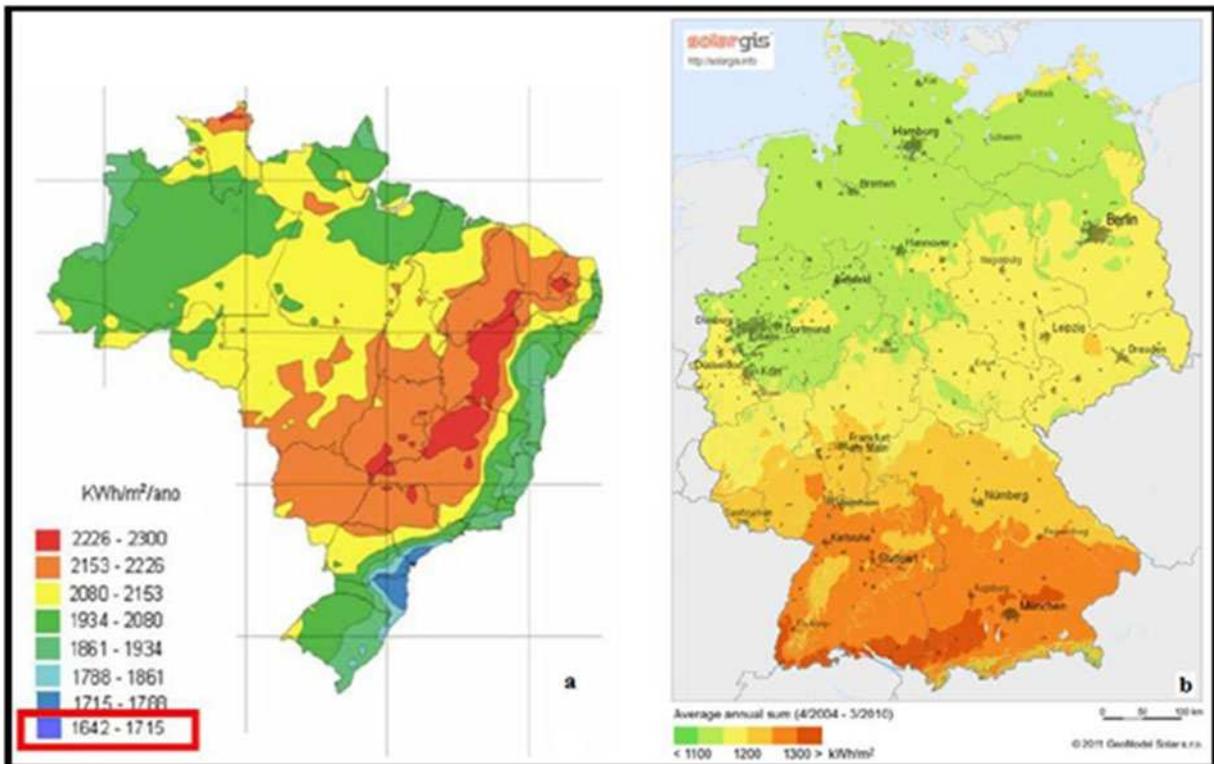
Fonte: EPE (2020).

Estudos apontam fatores primordiais para justificar o grande crescimento da energia solar no território nacional, dentre eles: (i) a difusão e redução dos custos da

tecnologia de painéis fotovoltaicos ao longo dos anos (5 a 7% a. a.); (ii) reajustes da tarifa de energia elétrica acima da inflação; (iii) a possibilidade de compensação de energia e injeção na rede da concessionária dos excedentes; e (iv) o potencial solar do território brasileiro (RÜTHER; ZILLES, 2011; CABRAL; TORRES; SENNA, 2013; DIAS et al., 2017).

Ressalta-se que a região de menor radiação solar direta apresenta potencial em torno de 1.642 kWh/m²/ano, o qual está acima dos valores apresentados na área de maior incidência solar da Alemanha, um dos maiores produtores mundiais de energia fotovoltaica, a qual recebe cerca de 1.300 kWh/m²/ano de radiação solar (Figura 2.2).

Figura 2.2 - Radiação solar média anual no Brasil (a) e na Alemanha (b)



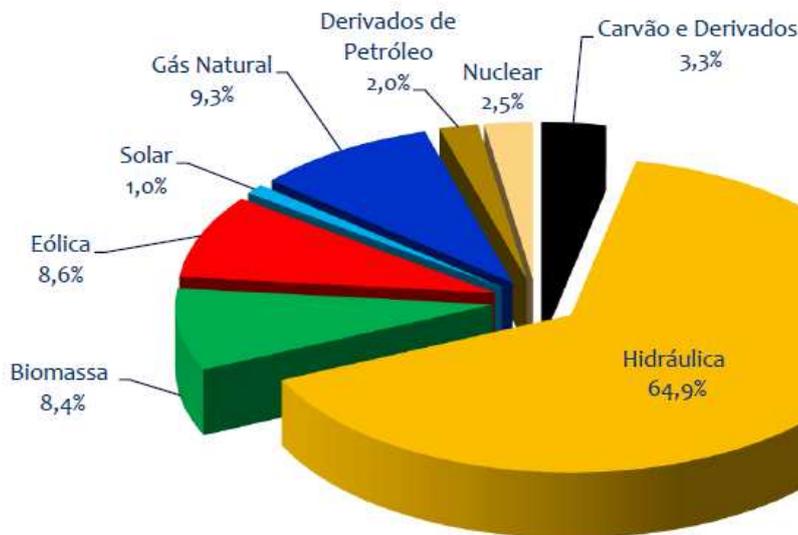
Fonte: Cabral; Torres; Senna (2013).

A aplicação da GD fotovoltaica em larga escala pode trazer benefícios técnicos, econômicos e sociais como, por exemplo, a possibilidade de gerar energia limpa e renovável próxima aos consumidores ou mesmo no ponto de consumo, a agilidade no atendimento de novas demandas, a modularidade dos sistemas, e o desenvolvimento de regiões remotas onde o custo de eletrificação pelo sistema convencional pode ser muito elevado (FERREIRA et al., 2018). Além disso, um

número considerável de unidades de mini e microgeração podem adiar de forma significativa investimentos para ampliação das redes de transmissão e distribuição, principalmente, devido à possibilidade de coincidência entre o pico de geração fotovoltaica e o pico de demanda da região no período diurno (PEREIRA et al., 2017).

Apesar dos benefícios supracitados, a representatividade da geração solar na matriz elétrica brasileira, até 2019, era relativamente baixa, cerca de 1,0%. Valor muito aquém quando comparado às quatro maiores fontes de energia do país: hidráulica (64,9%), gás natural (9,3%), eólica (8,6%) e biomassa (8,4%). Na matriz elétrica, as fontes renováveis representam 82,9% de toda a energia gerada (Figura 2.3) (EPE, 2020).

Figura 2.3 - Matriz energética brasileira no ano de 2019



Fonte: EPE (2020).

Apesar do panorama favorável, estudos apontam a existência de diversos desafios para esse tipo de geração no país. O alto custo de implantação comparado às fontes tradicionais de energia, a falta de condições especiais de financiamento que incentivem um maior número de agentes a investir, principalmente, os consumidores residenciais (FARIA JÚNIOR; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017), a falta de mão de obra especializada para instalação e manutenção dos equipamentos, a adoção de políticas de incentivo mais atrativas economicamente como, por exemplo, as tarifas *premium* (mundialmente conhecidas pelo termo *feed-in tariffs*) (JANNUZZI; MELO, 2013), podem ser considerados fatores limitantes do crescimento da GD no Brasil.

A GD fotovoltaica criou um nicho de mercado que envolve diversos agentes do setor elétrico como consumidores, prestadores de serviços, fornecedores, indústrias, instituições financeiras e governo. A manutenção de um ambiente equilibrado e colaborativo entre esses agentes pode estimular a quebra de barreiras econômicas, políticas e de mercado, ampliando a competitividade e criando oportunidades para a difusão da GD fotovoltaica em todo o território nacional. Nesse cenário, torna-se imprescindível o desenvolvimento de estudos para analisar o ritmo e o rumo da expansão dessa energia renovável, bem como as oportunidades e os desafios para uma maior competitividade dessa tecnologia no mercado de energia elétrica brasileiro.

2.3 Objetivos

Analisar as oportunidades e os desafios para uma maior inserção da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil.

2.4 Avaliações

O estudo apresenta uma revisão bibliográfica crítica das oportunidades e desafios da energia solar fotovoltaica no Brasil, que influenciam diretamente e indiretamente o crescimento desse tipo de geração renovável no país, considerando o cenário internacional. Para tal, foram realizadas as seguintes abordagens:

- Fatores técnicos;
- Características socioeconômicas;
- Políticas públicas; e
- Aspectos ambientais.

Para tanto, utilizaram-se informações das principais bases de artigos científicos nacionais e internacionais, além de dados fornecidos por agências do setor energético brasileiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME). A pesquisa foi direcionada aos estudos mais recentes relacionados aos desdobramentos das resoluções normativas da ANEEL referentes à geração

distribuída de energia elétrica no Brasil, (ANEEL, 2012a; ANEEL, 2012b; ANEEL, 2015; ANEEL, 2017).

2.4.1 Fatores técnicos

Instalação, operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos

A correta instalação de um sistema fotovoltaico requer otimização do recurso solar (orientação, inclinação, sombreamento), escolha de componentes de qualidade (módulos, inversores, cabos, estruturas, etc.), dimensionamento dos dispositivos de proteção elétrica e contratação de mão de obra especializada (PEREIRA et al., 2017; GARTLET et al., 2020). A escolha de um local com aspectos arquitetônicos favoráveis também é essencial para a viabilidade do projeto, pois impacta diretamente na radiação solar recebida e, conseqüentemente, na capacidade de geração de energia elétrica (KARAKAYA, SRIWANNAWIT, 2015). O atendimento desses itens ajuda a maximizar a geração de energia, evita custos financeiros extras e podem ser determinantes para a satisfação final do usuário.

O período de implementação de um sistema fotovoltaico é geralmente menor, mesmo quando comparado a outros tipos de fontes de energia como a hidráulica e térmica (FARIA JÚNIOR; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017). A maior dificuldade de todo esse processo normalmente acontece durante a homologação do projeto junto a distribuidora de energia (RIGO et al., 2019). A empresa responsável pela instalação deve submeter a documentação solicitando que o sistema seja vistoriado, conectado à rede da distribuidora e que o medidor bidirecional seja instalado para que se tenha a medida correta da energia consumida e injetada na rede. A execução desse serviço nem sempre é realizada de forma rápida e impede que o consumidor possa utilizar os créditos gerados de forma imediata (CARVALHO; ABREU; CORREIA NETO, 2016). Todo esse cenário pode ser agravado caso a rede de distribuição da concessionária não tenha capacidade suficiente para receber toda a energia injetada, demandando o reforço de rede (BARONI et al., 2020).

Colocar o sistema fotovoltaico em operação é uma importante etapa, mas mantê-lo funcionando e com altos padrões de eficiência é tão importante quanto. A falta de acompanhamento técnico e manutenção periódica podem resultar em

sistemas com uma falsa aparência de sucesso (VALER et al., 2017). Embora muitas pessoas considerem que os sistemas fotovoltaicos não necessitam de manutenção, ainda requerem limpeza adequada para retirada do acúmulo de partículas sólidas nos módulos (RABAIA et al., 2020). Também são aconselhadas a realização de inspeções visuais periódicas a fim de identificar arranhões, manchas, rachaduras ou indícios de quebra nos módulos solares.

O acompanhamento dos índices de desempenho, como a variação da potência de pico e o total de energia gerada, são essenciais para verificar o correto funcionamento do sistema, pois ajudam a identificar falhas prematuras em componentes (MORAES; TAKEDA, 2018; RIGO et al., 2019). Toda a análise dos parâmetros e a limpeza preventiva podem ser realizadas pelo próprio usuário. A simplicidade da operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos os tornam uma escolha adequada para a utilização em prédios e residências de uma maneira geral (VALER et al., 2017; PEREIRA et al., 2017).

Impactos na rede da concessionária

A publicação da Resolução Normativa n° 482/2012 permitiu, em termos gerais, que o consumidor também se tornasse um agente gerador de energia, inclusive, com acesso direto à rede de distribuição da concessionária (CAMILO et al., 2017). Os impactos gerados pelas conexões provenientes da adoção da GD fotovoltaica são amplamente discutidos por diversos autores, em muitos casos, consumidores e concessionárias são colocados em lados opostos.

Para Bianchi et al. (2014); Garlet et al. (2020); Andrade et al. (2020), a GD fotovoltaica oferece benefícios como a redução de perdas técnicas, adiamento no reforço da rede de distribuição, redução do fluxo de energia, descentralização do setor energético, melhora do perfil de tensão, além do aumento no volume de energia disponível durante os horários de pico de demanda.

Segundo Rüter; Zilles (2011); Pereira et al. (2017), quando estrategicamente distribuídos, geradores fotovoltaicos permitem a instalação e ampliação de usinas de forma progressiva, viabilizando o atendimento de novas demandas a partir de investimentos graduais. Energia limpa e renovável passa a ser gerada perto dos consumidores ou mesmo no ponto de uso, integrando geradores fotovoltaicos em

edifícios, áreas urbanas e localidades isoladas. Facilidades que não são observadas, de uma maneira geral, em outras fontes renováveis de energia (SAMPAIO; GONZÁLES, 2017).

Baroni et al. (2020); Vieira; Carpio (2020) afirmam que em locais onde ocorrem baixo fator de penetração da GD fotovoltaica, os benefícios são realmente visíveis. No entanto, esse cenário pode se reverter com a alta concentração de GD fotovoltaica, provocando problemas relacionados à qualidade da energia injetada na rede. Os eventuais efeitos negativos são oscilações de tensão, grande fluxo reverso de energia, ressinchronização de frequência, efeitos harmônicos e correntes de falha (VIEIRA; CARPIO, 2020).

Do ponto de vista das concessionárias, a qualidade do sinal de saída é um dos principais desafios técnicos da integração desses sistemas. Tensão e frequência devem ser estáveis e atender às prescrições da normatização, os sinais de tensão e corrente devem ser os mais puros possíveis. Tal correção deve ocorrer automaticamente, apesar das características sazonais e intermitentes da energia fotovoltaica (JAMAL et al., 2019). A eletrônica de potência e os sistemas de controle e proteção podem desempenhar essa função na rede, entretanto, geram custos extras de operação e manutenção para as concessionárias (GARLET et al, 2019).

Outra alternativa para os problemas apresentados, seria a adoção de sistemas de armazenamento. O armazenamento de energia pode atuar como *buffer*, normalizando o fluxo de potência tanto da rede elétrica como da geração fotovoltaica, adicionando qualidade aos parâmetros energéticos (BUENO; BRANDÃO, 2017). Além disso, a integração entre sistemas de geração e armazenamento promovem a independência energética de consumidores, agregando segurança em caso de contingências por parte da concessionária. A possibilidade de suprimento das cargas críticas por um determinado período, pode evitar perdas econômicas e técnicas nos mais variados segmentos. (TOLEDO; OLIVEIRA FILHO; DINIZ, 2010).

Prestação de serviços e pós-venda

A prestação de serviços e o pós-venda é outro fator importante que pode ser decisivo na aquisição de um sistema fotovoltaico (KARAKAYA; SRIWANNAWIT, 2015). Em muitos casos, o potencial investidor pode não ter conhecimento específico

da tecnologia e seus benefícios, sendo essencial que as empresas capacitem os profissionais (vendedores, instaladores, técnicos e engenheiros) sobre os equipamentos disponíveis e toda a metodologia de instalação, operação e manutenção com o intuito de apresentar confiança e domínio das técnicas utilizadas (CARSTENS; CUNHA, 2019; GARLET et al., 2019). Além disso, Garlet et al. (2020) destacam a importância do oferecimento de um serviço continuado por parte das empresas, com o monitoramento e manutenção dos sistemas após a venda garantindo a eficiência máxima.

2.4.2 Características socioeconômicas

Custo da energia elétrica

Segundo Mitscher; Rüter (2012), o elevado custo da energia elétrica brasileira está relacionado, principalmente, ao processo de regulação de mercado ineficiente por parte dos órgãos competentes, a falta de concorrência no setor de distribuição de energia, a grande utilização de usinas térmicas onde o custo de geração é mais alto, e perdas técnicas e não técnicas consideráveis na extensa infraestrutura de transmissão. Além disso, podem ser citados os impostos e encargos que recaem sobre o valor final do kWh consumido.

Considerando as tarifas praticadas pela maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em extensão de rede, aproximadamente 453.935 km (CEMIG, 2020), apenas os impostos e encargos são responsáveis por cerca de 40,39% da tarifa de energia residencial, enquanto os outros 59,61%, são distribuídos entre geração e transmissão (34,31%), distribuição (20,49%) e perdas (4,80%) (CEMIG, 2019).

De certa forma, os altos custos de energia elétrica acabam contribuindo para que determinadas regiões do país atinjam a paridade de rede (no inglês *grid parity*). Esse efeito ocorre quando os custos para instalação de pequenas usinas fotovoltaicas estão pareados aos custos de compra de energia da concessionária. Após esse ponto, o investimento torna-se economicamente viável (MOREIRA JUNIOR; SOUZA, 2018).

No estudo desenvolvido por Gomes et al. (2018), foram simulados diferentes consumos mensais para residências a fim de analisar o ponto de paridade de rede nas 63 concessionárias de distribuição existentes no sistema interligado

brasileiro. Como resultado, considerando consumidores com consumo de até 400 kWh/mês, a paridade ocorreu em 39 das 63 concessionárias, enquanto que, para consumidores com consumo de até 1.000 kWh/mês, a paridade ocorreu em 49 das 63 concessionárias. A principal causa dessa diferença é o fato de que o custo final do kWh é significativamente diferente entre as distribuidoras (RAMOS; BRANDÃO; CASTRO, 2012). Razões para tal são: (i) o valor do kWh a ser pago é função do consumo mensal. Assim, maiores consumos pagam mais por kWh e (ii) a taxa de disponibilidade é função do tipo de consumo, i. e., monofásico, bifásico ou trifásico, sendo o consumo trifásico o mais caro dos três.

De forma simplificada e abrangente, os custos energéticos antes dos impostos e encargos envolvidos na prestação de serviços das distribuidoras são função dos seguintes parâmetros (CPFL, 2015):

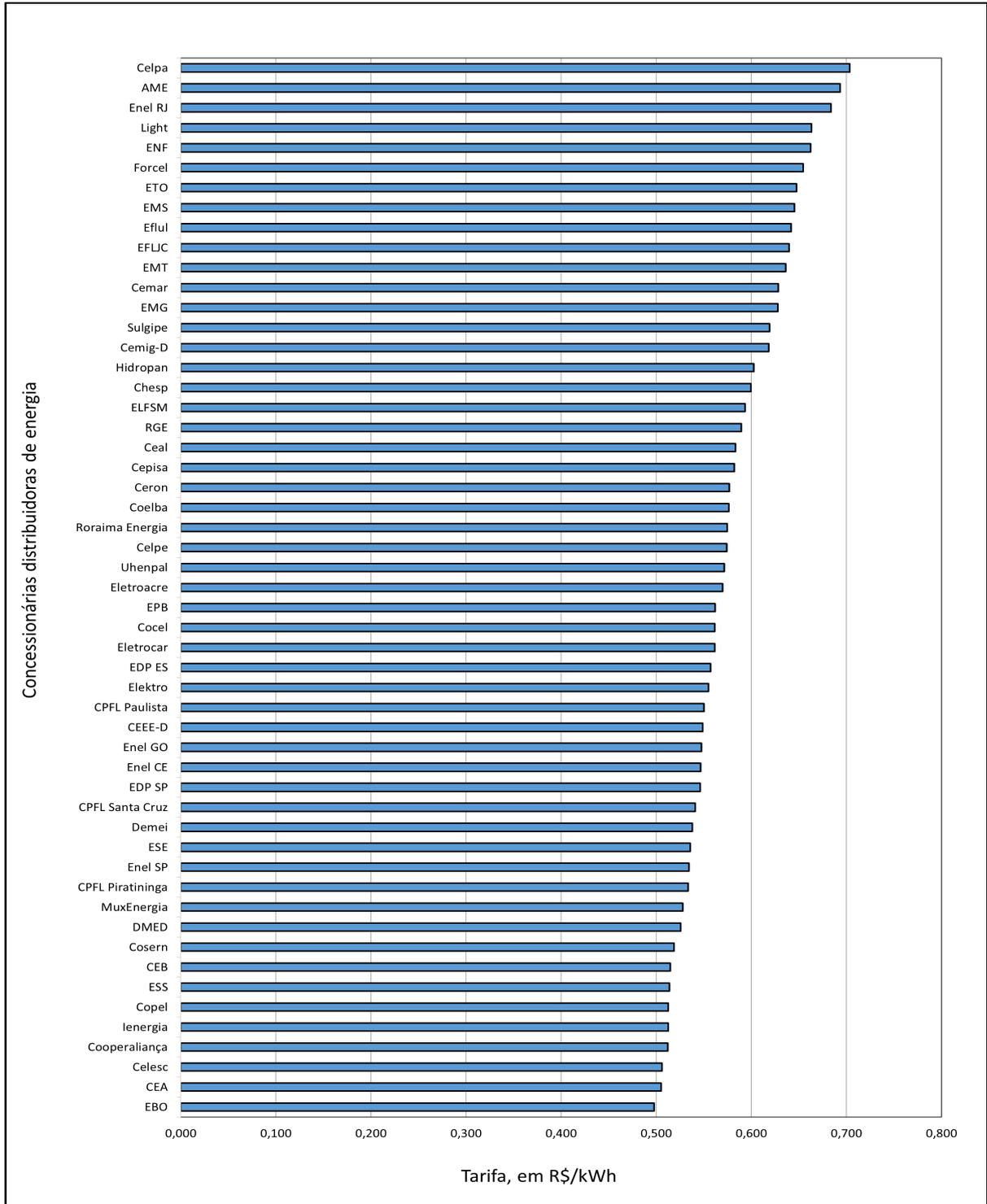
- (i) Portfólio de energia contratada;
- (ii) Volume de investimentos em ativos fixos e idade média dos ativos;
- (iii) Níveis de perdas e inadimplência; e
- (iv) Custos operacionais.

Na prática, entretanto, esses parâmetros sofrem algumas alterações, visto que distribuidoras podem apresentar um mix de energia mais barato que outras; algumas áreas de concessão apresentam grande extensão geográfica e baixa densidade demográfica necessitando de mais investimentos para o atendimento dos consumidores; o volume de subsídios incluídos na tarifa apresentam níveis diferentes de distribuidora para distribuidora; há diferenças no grau de manutenção em redes de distribuição; e os impostos estaduais e municipais incidentes sobre as tarifas podem ser diferentes (RAMOS; BRANDÃO; CASTRO, 2012; CPFL, 2015).

Os dados disponibilizados pela ANEEL ajudam a entender melhor todo esse cenário. A Figura 2.4 apresenta um ranking nacional comparativo de tarifas residenciais (Grupo B1) entre as concessionárias de distribuição presentes no território nacional. Os valores são referentes às tarifas vigentes, expressas em R\$/kWh e não contemplam impostos ou bandeiras tarifárias. Assim, em dezembro de 2020, a CELPA (Centrais Elétricas do Pará) detinha a maior tarifa do país com R\$ 0,703/kWh enquanto a EBO (Energisa Borborema Distribuidora de Energia) detinha a menor tarifa R\$ 0,498/kWh, ou seja, aproximadamente 41,30% de diferença.

Portanto, quanto mais elevada a tarifa de energia da concessionária de distribuição, maior será a procura por sistemas fotovoltaicos na área de concessão da mesma (PEREIRA et al., 2017).

Figura 2.4 - Ranking de tarifas residenciais (Grupo B1) em dezembro de 2020



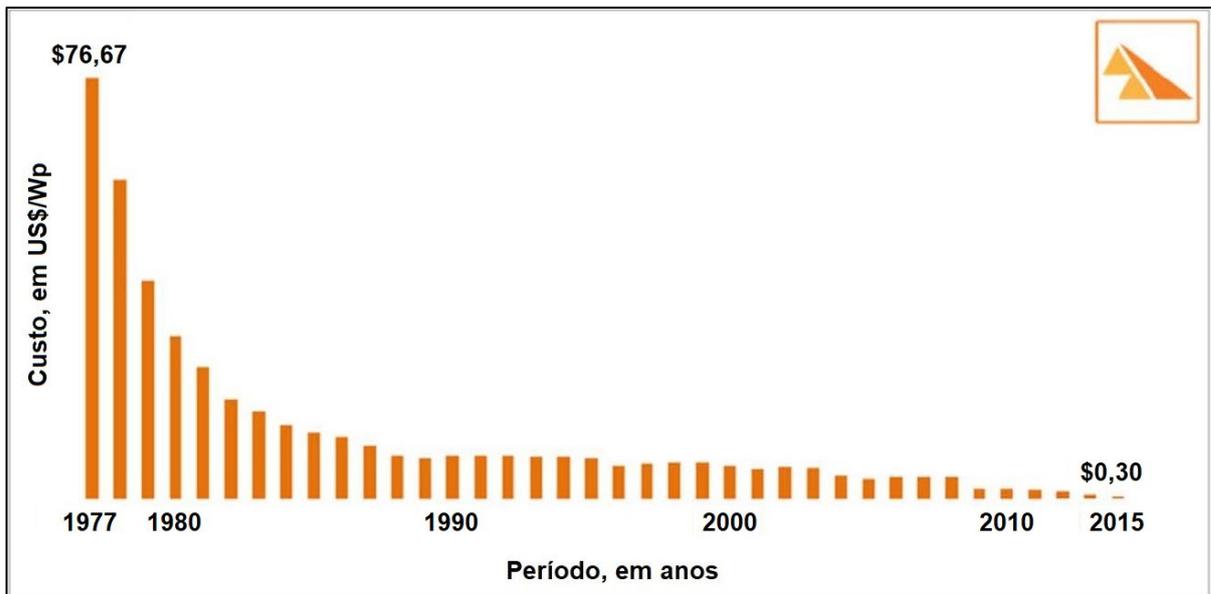
Fonte: ANEEL (2020).

Custos dos sistemas fotovoltaicos

Os custos relacionados aos sistemas fotovoltaicos apresentam uma ampla faixa de variação e dependem de diversos fatores como localização geográfica, configuração da usina, tipo de tecnologia utilizada e tamanho do sistema de geração (TOLMASQUIN, 2016). De forma geral, esses custos podem ser divididos da seguinte forma: geradores fotovoltaicos (43%), inversores (24%), estrutura física e segurança (16%), projeto de instalação (17%) (FERREIRA et al., 2018).

Embora represente a maior parcela do investimento, historicamente, o custo dos geradores fotovoltaicos vem decaindo a décadas. Considerando a tecnologia de células de silício cristalino, conforme apresentado na Figura 2.5, houve uma redução de 99,6% no custo dessa tecnologia de 1977 a 2015. Se em 1977 o custo de fabricação de uma célula custava US\$ 76,67/Wp, em 2015 esse custo foi reduzido para US\$ 0,30/Wp (FERREIRA et al., 2018). Toledo; Oliveira Filho; Diniz (2010) atribuem parte desse efeito a fatores como: (i) melhorias na eficiência da célula solar; (ii) melhorias no processo de fabricação dos equipamentos; e (iii) economia de escala.

Figura 2.5 - Histórico do custo por Watt pico de células fotovoltaicas de silício cristalino no mundo



Fonte: Ferreira et al. (2018).

Para o mercado brasileiro, entretanto, a falta de uma tecnologia totalmente nacional e uma indústria consolidada faz com que essa redução não seja observada

de forma integral (FARIA JÚNIOR; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017). Acredita-se que a produção em larga escala de painéis e equipamentos no Brasil diminuiria ou até mesmo eliminaria a necessidade de importação de diversos componentes, processo onde a incidência de tributos é geralmente mais alta, o que representa um custo extra no preço final do projeto.

O aumento no número de vendas teria influência direta na redução dos custos de produção e conseqüentemente no período de retorno do investimento, aquecendo o mercado e tornando a energia fotovoltaica cada vez mais competitiva em relação a outras fontes e, até mesmo, em relação à energia da própria concessionária (GARLET et al., 2020; ALNASER et al., 2020). Nesse cenário, pode-se citar também a isenção de impostos, a facilitação de empréstimos e a redução da burocracia como elementos catalisadores desse processo (FARIA JÚNIOR; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017).

Opções de financiamento

O financiamento de um sistema de geração fotovoltaico pode representar um grande desafio, mesmo para aqueles consumidores que estão convencidos dos benefícios econômicos e técnicos que uma fonte alternativa de energia pode prover (MARTELLI; CHIMENTI; NOGUEIRA, 2020). O elevado investimento inicial e a inflexibilidade de pagamento são os principais fatores que dificultam a aquisição dos sistemas fotovoltaicos (KARAKAYA; SRIWANNAWIT, 2015).

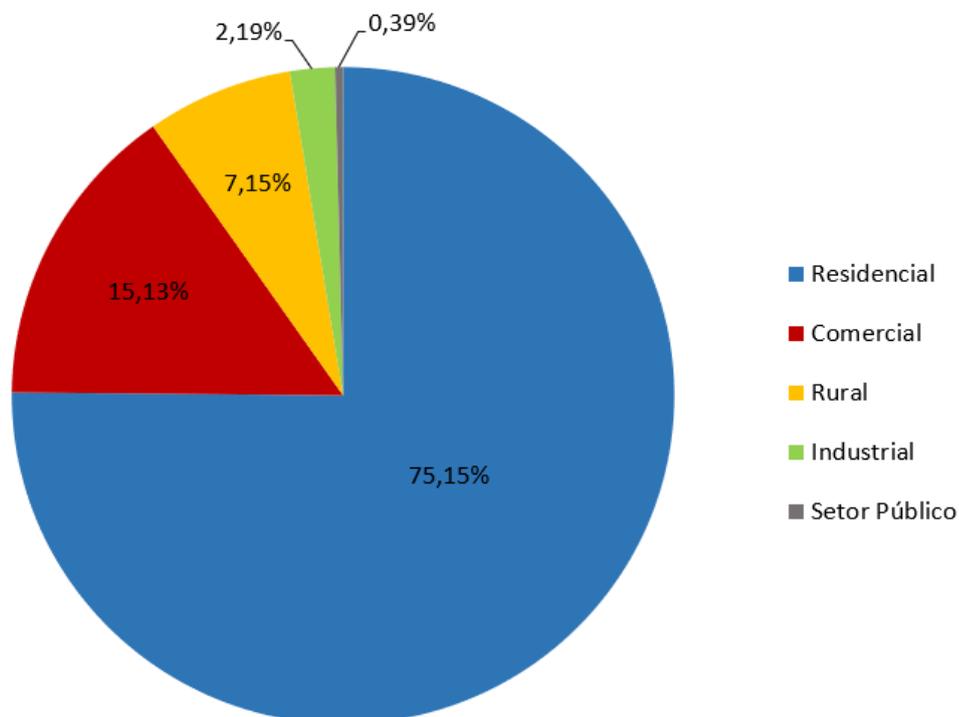
Segundo Faria Júnior; Trigoso; Cavalcanti (2017), atualmente as condições de financiamento disponíveis no mercado são mais atrativas para consumidores que desfrutam de maior capital financeiro, como a indústria e o comércio. Para consumidores residenciais, onde geralmente o capital disponível é menor, os riscos são maiores, principalmente, quando considerados os diversos fatores que permeiam a aquisição de um sistema fotovoltaico, como: taxas de juros, custos de mercado, custos de energia, dívidas, inflação, depreciação, garantia e custo de capital (WIJERATN et al., 2019).

Considerando que o mercado pretendido para a GD é principalmente composto por pequenas unidades de geração, e que há uma demanda muito significativa no setor residencial, o desenvolvimento de linhas de crédito específicas para esses consumidores é tratado como ferramenta essencial para uma maior

inserção da GD fotovoltaica em todo o território nacional (SILVA, 2015; GARCEZ, 2017; DIAS et al., 2017; FERREIRA et al., 2018).

Dados disponibilizados pela ANEEL apresentam a importância do setor residencial dentro da GD. Até junho de 2021 havia 516.911 unidades consumidoras com GD no país, das quais, 388.444 unidades residenciais (75,15%), 78.217 unidades comerciais (15,13%), 36.953 unidades rurais (7,15%), 11.302 unidades industriais (2,19%) e, por fim, 1.995 unidades do setor público (0,39%) (Figura 2.6) (ANEEL, 2021b). Da potência total instalada de 6.142.650,45 kWp, 2.250.351,72 kWp são exclusivos de unidades residenciais, i. e., aproximadamente 39,81% (ANEEL, 2021b).

Figura 2.6 - Classes de consumidores de micro e minigeração até junho de 2021



Fonte: ANEEL (2021b).

De acordo com GOMES et al. (2018), existem cerca de 4 milhões de residências no Brasil que possuem viabilidade técnico-econômica para investir em sistemas fotovoltaicos nos próximos 25 anos, o que corresponde a cerca de 3.666 MWp de potência instalada. Além disso, o estudo desenvolvido por Miranda; Szklo; Schaeffer (2015), indica que apenas 0,1% das residências brasileiras estavam preparadas para a instalação de painéis fotovoltaicos no ano de 2016. Conforme projeções, este número pode atingir o expressivo valor de 55% já em 2026.

Estimativas da ANEEL para o mercado de geração distribuída brasileiro mostram que o número de residências e os sistemas fotovoltaicos comerciais instalados até o ano de 2024 serão de aproximadamente 886.000 unidades (CARSTENS; CUNHA, 2019). Até 2050, a EPE estima que até 13,0% da demanda total residencial poderá ser suprida por GD fotovoltaica (LUNA et al., 2019).

Geração de emprego e renda

A instalação e utilização de sistemas de energia solar fotovoltaica não apenas geram ganhos econômicos e técnicos para os consumidores que adotam essa tecnologia, mas também movimentam toda uma cadeia de mercado. Se antes o capital era destinado às concessionárias de distribuição com o pagamento das faturas de energia elétrica, com a adoção da GD, houve uma pulverização desse capital regionalmente, gerando desenvolvimento econômico e uma estimativa de 20 a 30 novos empregos diretos e indiretos para cada megawatt instalado (CARSTENS; CUNHA; 2019).

Os empregos diretos gerados pelo crescimento do setor estão relacionados à produção de equipamentos, projetos, instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos, enquanto os empregos indiretos estão relacionados aos criados em instituições de ensino, bancos e empresas de logística (MADVAR et al., 2018). O desenvolvimento dos setores de energia renovável tem conduzido a um caminho de crescimento econômico sustentável, constituindo uma importante iniciativa para reduzir o desemprego (GARLET et al., 2020). A ampliação da utilização desse tipo de tecnologia é de extrema importância visto a possibilidade de retorno social e econômico para a sociedade (CARSTENS; CUNHA; 2019).

2.4.3 Políticas públicas

Políticas de incentivo à geração distribuída

O setor elétrico brasileiro é caracterizado por forte e direta presença do Estado, desempenhando um papel histórico de regulador. Apesar da coexistência de empresas públicas e privadas, o planejamento e a operação são centralizados em

instituições governamentais, que direta ou indiretamente influenciam o crescimento da GD fotovoltaica (CARSTENS; CUNHA, 2019). Nesse ponto, pode-se destacar a ANEEL como uma das principais instituições do setor, que, dentre outras funções, tem o dever de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Além de zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais (CCEE, 2021).

Diversos autores destacam a REN nº 482/2012 e as revisões que foram realizadas REN nº 517/2012, 687/2015 e 786/2017, como o ponto de partida para a regulamentação da GD fotovoltaica no Brasil (JANNUZZI; MELO, 2013; FARIA JÚNIOR; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017). Porém, há de se destacar a presença de outras políticas de incentivo que ao longo do tempo também impactaram consideravelmente o crescimento desse tipo de geração no país (LIMA et al., 2020).

Uma das primeiras políticas relacionadas à GD no Brasil foi o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), criado pela lei nº 10.438/2002. O PROINFA tem como objetivo incentivar uma maior participação de fontes renováveis no sistema interligado nacional (SIN) por meio de subsídios. Anualmente são estabelecidos os montantes de energia a serem contratados, ficando a cargo da Eletrobrás a seleção dos empreendimentos para compra e venda de energia (BRASIL, 2002).

Ações do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) também devem ser destacadas, principalmente, na isenção de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) de equipamentos e componentes, além da energia elétrica. A primeira proposta foi o Convênio ICMS 101/1997, que concedeu isenção de ICMS nas operações com equipamentos e componentes relacionados à energia solar e eólica (CONFAZ, 1997). Alguns anos depois, o Convênio ICMS 16/2015 autorizou alguns estados a aplicar o ICMS sobre o balanço de energia elétrica, i. e., na diferença entre a energia consumida da rede e a injetada (CONFAZ, 2015). Antes desse acordo, o ICMS era calculado considerando a energia total consumida, diminuindo os benefícios da GD. Por fim, o Convênio ICMS 42/2018 permitiu que todos os estados do Brasil, incluindo o Distrito Federal, estejam isentos de impostos sobre a energia produzida a partir de fontes renováveis (CONFAZ, 2018).

O Governo Federal concedeu isenções de tributos como o PIS (Programa de Integração Social), PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) sobre a energia elétrica via Lei nº 13.169/2015 (BRASIL, 2015a). Formalizou também o apoio financeiro do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) no oferecimento de taxas diferenciadas para a instalação de sistemas de GD, via Lei nº 13.203/2015 (BRASIL, 2015b). Além disso, o estado de Minas Gerais de forma autônoma concedeu incentivos fiscais e facilidades técnicas para os consumidores que queiram aderir à GD no estado (MINAS GERAIS, 2013).

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), talvez seja uma das políticas mais completas já lançadas. Dentre as ações do programa, pode-se destacar: prolongamento dos prazos para utilização dos créditos de energia; isenção de ICMS, PIS/PASEP e COFINS; redução dos impostos de importação de equipamentos; taxas diferenciadas de financiamento para escolas e hospitais públicos por meio do BNDES; capacitação e formação de profissionais para atuar no setor; possibilidade de venda da energia no mercado livre. Estima-se que o programa movimentará mais de R\$ 100 bilhões em investimentos até 2030, com adesão de 2,7 milhões de unidades consumidoras e expectativa de geração de 48 milhões de MWh (MME, 2015). A Tabela 2.1 apresenta em ordem cronológica as políticas de incentivo à GD discutidas até o momento.

Sistemas fotovoltaicos compartilhados, cooperativos e em condomínio

A regulamentação do autoconsumo remoto, da geração compartilhada e dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras por meio da REN nº 687/2015, impulsionaram o mercado de energia fotovoltaica, pois criaram novos nichos de consumidores e possibilidades de negócios. Se anteriormente o conceito era de um dono para cada sistema fotovoltaico, por meio desse modelo, é possível realizar uma instalação maior com diversos donos, ou sócios, que possuem cotas do empreendimento e têm direito a parte da geração total de energia (ANEEL, 2015).

Ao agregar as solicitações dos clientes, os projetos compartilhados podem diminuir as barreiras financeiras e técnicas que cercam a instalação de um sistema fotovoltaico. Esse modelo de negócio possibilita que consumidores que não tenham

condições de instalar individualmente um sistema fotovoltaico em sua residência, comércio ou indústria, possam ainda desfrutar dos benefícios da geração remota (DOE, 2020).

Tabela 2.1 - Políticas de incentivo à geração distribuída no Brasil

Política	Disposições	Referência
Convênio ICMS 101/1997	Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica.	(CONFAZ, 1997)
Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012	Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.	(ANEEL, 2012a)
Resolução Normativa ANEEL nº 517/2012	Altera a Resolução Normativa nº 482/2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição - PROD I S T	(ANEEL, 2012b)
Decreto nº 46.296/2013 (Minas Gerais)	Promover e incentivar a produção e consumo de energia de fontes renováveis e contribuir com o desenvolvimento sustentável no estado de Minas Gerais.	(MINAS GERAIS, 2013)
Convênio ICMS 16/2015	Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica a alguns estados.	(CONFAZ, 2015)
Lei 13.169/2015	Isenção das taxas do PIS/PASEP e COFINS na energia elétrica.	(BRASIL, 2015a)
Lei 13.203/2015	Descontos de no mínimo 50% na transmissão e taxas de uso do sistema de distribuição. Concessão de financiamentos diferenciados para a instalação de sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, por meio do BNDES.	(BRASIL, 2015b)
Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015	Revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e implementação de procedimentos de distribuição.	(ANEEL, 2015)
ProGD/2015	Ações de estímulo à geração distribuída, com base em fontes renováveis.	(MME, 2015)
Resolução Normativa ANEEL nº 786/2017	Revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e implementação de procedimentos de distribuição.	(ANEEL, 2017)
Convênio ICMS 42/2018	Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica a todos os estados do Brasil, incluindo o Distrito Federal.	(CONFAZ, 2018)

Fonte: Andrade et al. (2020).

Os investimentos são ainda mais atrativos para clientes que não podem permanecer no mesmo local por um longo período de tempo. Caso o cliente se mude, desde que permaneça dentro da área de concessão da concessionária, o ativo fotovoltaico pode ser transferido para o novo local. Caso contrário, ainda pode ser vendido a outra pessoa (TOLMASQUIM, 2016).

As concessionárias também aproveitam os benefícios de sistemas fotovoltaicos comunitários. A centralização da geração conectada à rede permite uma

operação de maneira mais simplificada, um controle maior da qualidade de energia injetada na rede, além da redução dos tramites internos para a homologação de muitos sistemas fotovoltaicos menores (SULYOK, 2019).

Outras vantagens de sistemas compartilhados podem ser: (i) centralização da manutenção; (ii) maior segurança; (iii) pode ocorrer que um dos locais tenha maior incidência de radiação solar, permitindo menores investimentos; (iv) também pode-se escolher local da instalação da usina fotovoltaica de menor custo, desde que seja dentro da área de concessão da distribuidora; (v) pode-se também realizar o investimento na usina de forma a permitir novos membros/sócios/condôminos ou cooperados, visto a possibilidade de interligação de usinas de até 5 MWp conforme regulamentação. Sendo assim, existe a real possibilidade de redução de custos da instalação nestes casos.

Alteração do modelo tarifário

Talvez um dos assuntos mais discutidos sobre as regulamentações da GD no país, seja o rateio dos custos de operação e manutenção dos sistemas de distribuição de energia. Até então, é de responsabilidade das concessionárias a disponibilidade de carga e garantia dos parâmetros de qualidade da energia entregue aos consumidores. Além disso, a política de compensação adotada até o momento exige que as concessionárias recebam a energia injetada na rede a um custo de varejo, mesmo que o custo de geração própria seja consideravelmente menor (BARONI et al., 2020). Essas despesas acabam sendo transferidas para os consumidores que não participam da GD, impactando as tarifas de energia elétrica praticadas pelas concessionárias (STRIELKOWSKI, 2016). Por outro lado, a inserção citada acarreta uma série de benefícios como: (i) redução das perdas; (ii) melhoria do perfil de tensão; (iii) adiamento de investimentos; e (iv) aumento da sustentabilidade energética da matriz, para citar apenas alguns. Assim é importante ao se desenhar políticas públicas e o planejamento energético que se avaliem as vantagens e desvantagens do incentivo da GD no Brasil, antes de se chegar a definições de estratégias.

O expressivo crescimento da GD fotovoltaica exigirá a proposição de novos modelos tarifários, visto que a parcela destinada a esses serviços é, em geral, pequena em grande parte dos modelos praticados atualmente (NIJHUIS; GIBESCU;

COBBEN, 2017). A REN nº 687 estabelece que deve ser cobrado, no mínimo, o custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B ou da demanda contratada para consumidores do grupo A (ANEEL, 2015). Porém pode-se questionar a forma de cálculo do custo de disponibilidade para os consumidores a ser pago às concessionárias, pois consumidores de maior demanda, tendem a gerar maiores custos de disponibilidade. Assim, o real custo de disponibilidade, pode ser maior ou menor do que aquele disposto na legislação atual que prevê valores em função de ser a instalação mono, bi ou trifásica, e não da demanda e/ou consumo daquela instalação.

Visto a necessidade de ajustes no sistema de rateio de custos, a ANEEL sinalizou na Audiência Pública nº 1/2019 (ANEEL, 2019), a possibilidade de revisão dessas regras a fim de proporcionar um cenário mais justo e favorável, tanto para a adesão à GD fotovoltaica, quanto para a manutenção dos serviços disponibilizados pelas concessionárias de distribuição. A nova proposta é pautada sobre os consumidores do grupo B, onde seria cobrada uma taxa de disponibilidade da rede, muito próximo ao que ocorre com consumidores do grupo A, onde as tarifas são diferenciadas em função da demanda e do consumo.

O Projeto de Lei 5.829/2019 que tramita na Câmara dos Deputados é um exemplo do início da formalização de propostas acerca do assunto. O Projeto de Lei objetiva uma transição gradual para que a GD pague diretamente os custos de utilização da rede de distribuição sobre a energia consumida, não pela gerada (BRASIL, 2019). No pior dos cenários, acredita-se que apesar da momentânea redução no retorno econômico da GD, outros fatores como a redução dos custos de aquisição, incentivos fiscais, independência energética e o apelo ambiental continuarão alavancando essa tecnologia no país.

Para a equalização do cenário atual, Castro (2020) propõe a adoção de uma tarifa binômia, semelhante à tarifa branca para consumidores de baixa tensão, porém com a inclusão da cobrança da demanda, e não apenas do consumo em função do horário do dia, como uma possível solução. O autor ainda ressalta a importância do desenvolvimento de estudos mais aprofundados, visto que o tema tem sido apontado como uma barreira até mesmo para países que possuem maior maturidade na inserção da GD, em especial, a fotovoltaica.

Aplicação de tarifas *premium*

Discute-se muito a efetividade do mecanismo de compensação adotado até o momento no país e a possibilidade de aplicação de incentivos mais fortes como o *feed-in tariff*. Desde a publicação das REN nº 482/2012 e 687/2015, os dados de crescimento apresentados pelas instituições governamentais mostram claramente que o incentivo do *net-metering* ainda é insuficiente, considerando o total de consumidores e o potencial solar do território brasileiro. Atualmente, regulamentações de *feed-in tariff* existem em mais de 40 países ao redor do mundo (FARIA JÚNIOR; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017). Alemanha, Japão, China e Estados Unidos são exemplos de países que utilizam esses incentivos. Estes incentivos do tipo *feed-in tariffs* são exemplos de maneiras de alavancar o crescimento da inserção de novas tecnologias, como o caso da solar fotovoltaica.

De forma geral, o mecanismo do *feed-in tariff* é baseado na compra obrigatória por parte das concessionárias, de toda a energia injetada na rede a partir de fontes renováveis, pagando ao consumidor um valor *premium* por kWh gerado. Normalmente a compra é regulamentada em contratos de longo prazo (10 a 20 anos) e esse valor é relativamente maior do que o preço do kWh praticado no mercado. Os custos adicionais acarretados são diluídos na tarifa de energia praticada aos consumidores. Ao longo do tempo, o valor *premium* pago é gradualmente reduzido em novos contratos, concedendo maiores benefícios aos participantes incipientes (DALVI, 2017; FERREIRA et al., 2018).

Como alternativa aos custos gerados pela implementação do *feed-in-tariff*, Ruther; Zilles (2011) propõem a promoção de um programa limitado em tamanho e duração, projetado considerando as características do setor elétrico brasileiro e especificamente para auxiliar o mercado na transição para um modelo de maior presença da GD. Além disso, todo o ônus poderia ser distribuído apenas entre a parcela da sociedade que está fora da classificação de consumidores de baixa renda.

Em contraponto, Jannuzzi; Melo (2013) destacam que para a manutenção do *net-metering* o custo de subsídio é zero, pois não existe a necessidade de recursos suplementares além dos provenientes de clientes. Os autores acrescentam ainda que para o cenário brasileiro o modelo atual parece apropriado e que os esforços deviam ser direcionados à implementação de mecanismo de incentivos fiscais.

Independente da política a ser adotada, as concessionárias de distribuição podem oferecer certa resistência visto a possibilidade de uma adesão muito incisiva à GD fotovoltaica. Como boa parte dessas empresas tem predominância de capital privado, a obtenção de lucro em um mercado cada vez mais competitivo pode ser ameaçado. Um grande número de consumidores gerando sua própria energia certamente trará grandes efeitos financeiros sobre o segmento, além de que a popularização do uso de sistemas de armazenamento, pode criar consumidores independentes da rede (CASTRO, 2020). Estes fatos evidenciam a necessidade de haver novos modelos de negócio para as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A modificação de políticas públicas deve ser analisada com muita cautela, visto os impactos que podem ocorrer aos agentes participantes do setor elétrico. Para o cenário desenhado anteriormente, por exemplo, novos modelos de negócio poderão surgir a fim de acomodar as concessionárias visto as mudanças significativas no perfil de consumo de energia elétrica. Medidas mal situadas no mercado podem comprometer toda uma estrutura já consolidada em torno da GD fotovoltaica.

2.4.4 Aspectos ambientais

Emissões de gases de efeito estufa

Diferentemente de fontes fósseis, os sistemas fotovoltaicos são conhecidos por baixas emissões de gases de efeito estufa (GEE) durante o seu ciclo de vida. Os impactos existentes estão em sua maioria relacionados à fabricação, e em menor escala no descarte dos módulos e componentes elétricos. Após instalados, os sistemas fotovoltaicos são completamente seguros para o meio ambiente, não produzem ruído e nem emitem gases tóxicos ou de efeito estufa (RABAIA et al., 2020). Por conta dessas características, são considerados ideais para o uso em ambientes urbanos e áreas de preservação ambiental (TSOUTSOS; FRANTZESKAKI; GEKAS, 2005).

Na fabricação, as emissões são principalmente geradas durante a fundição de aço e alumínio para construir suportes e armações, a produção de vidro, e o beneficiamento do quartzo em silício para células solares. Além disso, o tipo e

magnitude dos GEE estão diretamente relacionados à natureza do energético utilizado durante o processo (SULYOK C., 2019; TAWALBEH et al., 2021). Em geral, o período de geração de eletricidade necessário para compensar o gasto energético, conhecido como *payback* energético, é de cerca de três anos (TOLMASQUIM, 2016). É importante destacar também que os impactos ambientais estão localizados principalmente em países que fabricam os componentes fotovoltaicos, estando os países importadores praticamente isentos de poluição (WANG; FAN, 2021).

De qualquer forma, nem todas as tecnologias fotovoltaicas são iguais em termos de impacto ambiental. A tecnologia de filme fino, por exemplo, ocasiona impactos ambientais reduzidos quando comparado às tradicionais tecnologias baseadas no silício, muito por conta do processo produtivo que utiliza menos energia durante a fabricação do módulo solar (SULYOK, 2019).

Para melhor compreender o desempenho ambiental da geração fotovoltaica, é aconselhável o desenvolvimento de uma análise de ciclo de vida (ACV) onde serão considerados diversos fatores compreendidos desde a forma de extração da matéria prima de fabricação, o processo de beneficiamento, os energéticos utilizados, a forma de transporte desses equipamentos, instalação, operação e a forma de destinação dos equipamentos e componentes obsoletos (WANG; FAN, 2021).

A Tabela 2.2 apresenta um panorama comparativo de emissões de CO_2 equivalente por kWh gerado para diferentes fontes de energia elétrica. É incontestável o ganho ambiental quando o assunto é a substituição de fontes de geração que utilizam o carvão, petróleo ou gás natural por geradores fotovoltaicos.

Tabela 2.2 - Emissões equivalentes de CO_2 por kWh gerado para diferentes fontes de energia elétrica durante o ciclo de vida

Fonte	Emissões Equivalentes de CO_2 (g/kWh)
Carvão	975,3
Petróleo	742,1
Gás Natural	607,6
Nuclear	24,2
Solar Fotovoltaico	53,4 - 250
Solar Térmico	13,6 - 202
Biomassa	35 - 237
Hidráulica	3,7 - 237
Eólica	9,7 - 123,7

Fonte: Wang; Sun (2012).

Descarte de equipamentos e componentes

A vida útil operacional aproximada de módulos fotovoltaicos é de 25 a 30 anos e de inversores é de 10 a 15 anos. Enquanto a energia fotovoltaica enfrenta uma fase de expansão por todo o mundo, os estudos para avaliar os impactos ambientais desses componentes ao fim da vida útil, bem como as possibilidades de descarte e reciclagem ainda são incipientes (WANG; FAN, 2021). Conforme dados da Agência Internacional de Energia Renovável, a quantidade de lixo eletrônico originário da atividade fotovoltaica acumulado ao final de 2016 foi estimado em 250.000 toneladas. Para 2050, a previsão é de aproximadamente 78 milhões de toneladas (IRENA, 2016).

Desde 2014, a União Europeia aplica regulamentações referentes a resíduos de equipamentos elétricos e eletrônicos para a destinação dos módulos fotovoltaicos desativados. Porém, na maioria dos países, as regulamentações de gerenciamento ainda não estão estabelecidas de forma clara (SEO; KIM; CHUNG, 2021). Ao contrário do descarte em aterros, sabe-se até o momento que a reciclagem adequada desses componentes é econômica e ambientalmente favorável. Estudos mostram que vários elementos como silício, vidro, alumínio, cobre e prata, podem ser reaproveitados, contribuindo para tornar a tecnologia mais limpa e sustentável ao final do seu ciclo de vida (WANG; FAN, 2021).

2.5 Conclusão

Neste trabalho, evidenciou-se que a geração distribuída (GD) fotovoltaica é, sem dúvida, uma das melhores alternativas para o atendimento de novas demandas de energia elétrica, visto que é uma fonte de baixo custo, traz benefícios ao sistema elétrico, promove o crescimento social e econômico, além de ser limpa e abundante. Além disso, as perspectivas para o setor de energia solar são muito positivas, principalmente, quando considerado o potencial de expansão entre os consumidores residenciais e comerciais. Contudo, de forma geral, pontos cruciais devem ser reavaliados para estimular de vez o crescimento do mercado dessa tecnologia. Pode-se destacar: melhores condições de financiamento, redução dos custos de aquisição, ausência de políticas públicas mais fortes como, por exemplo, o *feed-in-tariffs*, i. e.

tarifas *premium* e um maior controle da qualidade da energia injetada na rede da concessionária.

Talvez o ponto mais importante e que merece maior atenção são os aperfeiçoamentos que poderão ser realizados na Resolução Normativa nº 482/2012. Independentemente dos fatores que levaram às regulamentações presentes na referida norma, fato é que o cenário energético brasileiro é muito dinâmico e o contexto para o planejamento energético de 2021 é bem diferente de 2012. Essas propostas de revisão devem ser analisadas e levadas em consideração para adaptar da melhor forma possível novas políticas para os diferentes agentes do setor elétrico: concessionárias, sociedade, consumidores com e sem sistemas solares.

Apesar de dividir a análise dos fatores de influência em quatro grandes grupos: fatores técnicos; características socioeconômicas; políticas públicas; e aspectos ambientais, a verdade é que todos são interdependentes, e o desenvolvimento de um deles promove a estruturação dos outros. Considerando que o mercado fosse uma grande engrenagem, a adoção de uma política forte como o Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), por exemplo, pode estimular a aquisição de equipamentos, geração de empregos, aumento de capacidade da rede, arrecadação para o governo, etc. Percebe-se que um pequeno estímulo ao mercado fotovoltaico pode representar um grande avanço para a tecnologia no país.

Todos os fatores relacionados à GD fotovoltaica nesse trabalho, sejam eles positivos ou negativos, podem ser considerados externalidades da GD fotovoltaica e nem sempre são contabilizados no momento de aquisição de um sistema. Portanto, torna-se imprescindível o desenvolvimento de estudos a fim de possibilitar maior entendimento e compreensão das consequências da expansão desse tipo de energia renovável, expondo a extensão dos benefícios do investimento nesses sistemas que não sejam meramente econômicos.

2.6 Referências

ALNASER, S. W.; ALTHAHER, S. Z.; LONG, C.; ZHOU, Y., WU, J. Residential community with PV and batteries: Reserve provision under grid constraints. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 119, p. 105856, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105856>.

ANDRADE, J. V. B.; RODRIGUES, B. N.; SANTOS, I. F. S.; HADDAD, J.; FILHO, G. L. T. Constitutional aspects of distributed generation policies for promoting Brazilian economic development. **Energy Policy**, v. 143, p. 111555, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111555>.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°482**, 2012a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/REN4822012>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°517**, 2012b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/REN5172012>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°547**, 2013. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/REN5472013>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°687**, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/REN6872015>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°786**, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/REN7862017>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública**, 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/AP0012019>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Ranking das Tarifas**, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras Tarifárias**, 2021a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**, 2021b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/GD_Classe. Acesso em: 16 jul. 2021.

BARONI, B. R., UTURBEY, W.; COSTA, A. M. G.; ROCHA, S. P. Impact of photovoltaic generation on the allowed revenue of the utilities considering the lifespan of transformers: A Brazilian case study. **Electric Power Systems Research**, v. 192, p. 106906, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106906>.

BIANCHI, M.; BRANCHINI, L.; FERRARI, C.; MELINO, F. Optimal sizing of grid-independent hybrid photovoltaic–battery power systems for household sector. **Applied Energy**, v. 136, p. 805-816, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.058>.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 26 abr. 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/LEI10438>. Acesso em: 16 jul. 2021.

BRASIL. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 6 out. 2015a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/LEI13169>. Acesso em: 16 jul. 2021.

BRASIL. Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 8 dez. 2015b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/LEI13203>. Acesso em: 16 jul. 2021.

BRASIL. Projeto de Lei nº 5829, de 5 de novembro de 2019. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 5 nov. 2019. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/PL58292019>. Acesso em: 17 jul. 2021.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil. **Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia**, 2016. Disponível em: http://abaque.com.br/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil. Acesso em: 16 jul. 2021.

CABRAL, I. S.; TORRES, A. C.; SENNA, P. R. ENERGIA SOLAR – ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE BRASIL E ALEMANHA. **IV Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental**, Salvador, BA, 2013. Disponível em: <http://www.ibeas.org.br/congresso/Trabalhos2013/X-009>.

CAMILO, H. F.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; GRIMONI, J. A. B. Assessment of photovoltaic distributed generation—Issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, p. 712-719, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.099>.

CARSTENS, D. D. S.; CUNHA, S. K. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. **Energy Policy**, v. 125, p. 396-404, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.063>.

CARVALHO, F. I. A.; ABREU, M. C. S.; CORREIA NETO, J. F. C. FINANCIAL ALTERNATIVES TO ENABLE DISTRIBUTED MICROGENERATION PROJECTS WITH PHOTOVOLTAIC SOLAR POWER 1. **Revista de Administração Mackenzie**, v. 18, n. 1, p. 120, 2017. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/ram/a/5DbsRJ5W756PWB99vDyszzQ/?format=pdf&lang=en>.

CASTRO, P. H. G. R. P. **Externalidades da energia solar fotovoltaica: perspectiva brasileira**, 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2020. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/handle/123456789/7331>.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Com quem se relaciona**, 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/onde-atuamos>. Acesso em: 16 jul. 2021.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais S.A. **Contribuição audiência pública N.001/2019**, 2019. Disponível em: <https://aneel.gov.br/APN0012019>. Acesso em: 16 jul. 2021.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais S.A. **História da eletricidade no Brasil**, 2020. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/historiadaeletricidade>. Acesso em: 16 jul. 2021.

CONFAZ. CONVÊNIO ICMS 101, DE 12 DE DEZEMBRO DE 1997. **Conselho Nacional de Política Fazendária**, Rio de Janeiro, RJ, 12 dez. 1997. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/ICMS10197>. Acesso em: 16 jul. 2021.

CONFAZ. CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015. **Conselho Nacional de Política Fazendária**, Brasília, DF, 22 abr. 2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/ICMS162015>. Acesso em: 16 jul. 2021.

CONFAZ. CONVÊNIO ICMS 42/18, DE 16 DE MAIO DE 2018. **Conselho Nacional de Política Fazendária**, Brasília, DF, 16 mai. 2018. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/ICMS422018>. Acesso em: 16 jul. 2021.

CPFL. As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porquê das diferenças. **Rio Janeiro CPFL**, 2015. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/PB3002>. Acesso em: 16 jul. 2021.

DALVI, G. G. **Avaliação de feed-in tariff para incentivo da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil**, 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2017. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/handle/123456789/20932>.

DIAS, C. T. C.; SILVA, W. K. M.; FREITAS, G. P.; NASCIMENTO, J. F. Energia solar no Brasil. **Revista InterScientia**, v. 5, n. 1, p. 153-165, 2017. Disponível em: <https://45.227.6.12/index.php/interscientia/article/view/463>.

DOE. U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. 2020 grid energy storage technology cost and performance assessment. **Energy**, v. 2020, 2020. Disponível em: <https://in.minenergo.gov.ru/550/energy-storage>. Acesso em: 17 jul. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN), Relatório Síntese / Ano Base 2018**, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/BEN2019_Relatorio_Sintese. Acesso em: 17 jul. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN), Relatório Síntese / Ano Base 2019**, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/BEN2020_Relatorio_Sintese. Acesso em: 17 jul. 2021.

FARIA JÚNIOR, H.; TRIGOSO, F. B. M.; CAVALCANTI, J. A. M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 469-475, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>.

FERREIRA, A.; KUNH, S. S.; FAGNANI, K. C.; SOUZA, T. A.; TONEZER, C.; SANTOS, G. R.; COIMBRA-ARAÚJO, C. H. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 181-191, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>.

GARCEZ, C. G. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. **Utilities Policy**, v. 49, p. 104-115, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.06.005>.

GARLET, T. B.; RIBEIRO, J. L. D.; SAVIAN, F. S.; SILUK, J. C. M. Value chain in distributed generation of photovoltaic energy and factors for competitiveness: A systematic review. **Solar Energy**, v. 211, p. 396-411, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.09.040>.

GARLET, T. B.; RIBEIRO, J. L. D.; SAVIAN, F. S.; SILUK, J. C. M. Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 111, p. 157-169, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.013>.

GOMES, P. V.; KNAK NETO, N.; CARVALHO, L.; SUMAILI, J.; SARAIVA, J. T.; DIAS, B. H.; MIRANDA, V.; SOUZA, S. M. Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. **Energy Policy**, v. 115, p. 199-206, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.014>.

HUNT, J. D.; STILPEN, D.; FREITAS, M. A. V. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 88, p. 208-222, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.030>.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é geração distribuída**, 2021. Disponível em: http://www.inee.org.br/geracao_distribuida. Acesso em: 17 jul. 2021.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **End-of-life management, Solar Photovoltaic Panels**. Disponível em: https://iea-pvps.org/IRENA_End_of_Life_Solar_PV_Panels_2016. Acesso em: 17 jul. 2021.

JAMAL, T.; CARTER, C.; SCHMIDT, T.; SHAFIULLAH, G. M.; CALAIS, M.; URMEE, T. An energy flow simulation tool for incorporating short-term PV forecasting in a diesel-PV-battery off-grid power supply system. **Applied Energy**, v. 254, p. 113718, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113718>.

JANNUZZI, G. M.; MELO, C. A. Grid-connected photovoltaic in Brazil: policies and potential impacts for 2030. **Energy for Sustainable Development**, v. 17, n. 1, p. 40-46, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.010>.

FARIA JÚNIOR, H.; TRIGOSO, F. B. M.; CAVALCANTI, J. A. M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 469-475, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>.

KARAKAYA, E.; SRIWANNAWIT, P. Barriers to the adoption of photovoltaic systems: The state of the art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 49, p. 60-66, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.058>.

LIMA, M. A.; MENDES, L. F. R.; MOTHÉ, G. A.; LINHARES, F. G.; CASTRO, M. P. P.; SILVA, M. G.; STHEL, M. S. Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. **Environmental Development**, v. 33, p. 100504, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2020.100504>.

- LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F.; MOUSINHO, M. C. A. M.; TORRES, E. A. Solar photovoltaic distributed generation in Brazil: the case of resolution 482/2012. **Energy Procedia**, v. 159, p. 484-490, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.036>.
- MADVAR, M. D.; NAZARI, M. A.; ARJMAND, J. T.; ASLANI, A.; GHASEMPOUR, R.; AHMADI, M. H. Analysis of stakeholder roles and the challenges of solar energy utilization in Iran. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, v. 13, n. 4, p. 438-451, 2018. Disponível em: <https://academic.oup.com/ijlct/article/13/4/438/5133582>.
- MARTELLI, V.; CHIMENTI, P.; NOGUEIRA, R. Future scenarios for the Brazilian electricity sector: PV as a new driving force? **Futures**, v. 120, p. 102555, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.futures.2020.102555>.
- MINAS GERAIS. Decreto n° 46.269, de 3 de julho de 2013. **Secretaria de Estado de Fazenda de Minas Gerais**, Belo Horizonte, MG, 3 jul. 2013. Disponível em: <http://www.fazenda.mg.gov.br/D46.2692013>. Acesso em: 16 jul. 2021.
- MIRANDA, R. F. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. **Renewable Energy**, v. 75, p. 694-713, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.037>.
- MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy**, v. 49, p. 688-694, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.009>.
- MME. Ministério de Minas e Energia. **Relatório, Programa de desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD**, 2015. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/ProGD2015>. Acesso em: 17 jul. 2021.
- MORAES, F. A.; TAKEDA, O. T. Analysis of the Insertion of Particular Photovoltaic Generation in the Low Voltage Installations, Under the Approach to Performance, Safety, Maintenance and Operation of the PVS. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, v. 61, 2018. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/babt/a/8mG3yJwkrfXCkzQZb6gRrww/abstract/?lang=en>.
- MOREIRA JÚNIOR, O.; SOUZA, C. C. Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha. **Interações**, v. 21, p. 379-387, 2020. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/inter/a/t7NryC6KdCmwL4RXL4pjVfN/?lang=pt>.
- NIJHUIS, M.; GIBESCU, M.; COBBEN, J. F. G. Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers. **Energy Policy**, v. 109, p. 631-641, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.049>.
- ONS. Operador Nacional do Sistema. **O sistema interligado nacional**, 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 17 jul. 2021.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar (2ª ed.)**. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: [https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/Atlas Brasileiro Energia Solar 2a Edicao](https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao). Acesso em: 08 mai. 2021.

RABAIA, M. K. H.; ABDELKAREEM, M. A.; SAYED, E. T.; ELSAID, K.; CHAE, K.; WILBERFORCE, T.; OLABI, A. G. Environmental impacts of solar energy systems: A review. **Science of the Total Environment**, v. 754, p. 141989, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.141989>.

RAMOS, D. S.; BRANDÃO, R.; CASTRO, N. J. **Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras?**, 2012. Disponível em: [www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/58 TDSE47](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/58_TDSE47). Acesso em: 17 jul. 2021.

RIGO, P. D.; SILUK, J. C. M.; LACERDA, D. P.; ROSA, C. B.; REDISKE, G. Is the success of small-scale photovoltaic solar energy generation achievable in Brazil? **Journal of Cleaner Production**, v. 240, p. 118243, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118243>.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.021>.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 590-601, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>.

SEO, B.; KIM, J. Y.; CHUNG, J. Overview of global status and challenges for end-of-life crystalline silicon photovoltaic panels: A focus on environmental impacts. **Waste Management**, v. 128, p. 45-54, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.04.045>.

SILVA, R. M. Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios. **Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa / CONLEG / Senado**, 2015. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/td166>. Acesso em: 17 jul. 2021.

STRIELKOWSKI, W. Entrepreneurship, sustainability, and solar distributed generation. **Entrepreneurship and Sustainability Issues**, v. 4, n. 1, p. 9, 2016. Disponível em: [https://jssidoi.org/uploads/articles/13/Strielkowski Entrepreneurship sustainability and solar distributed generation](https://jssidoi.org/uploads/articles/13/Strielkowski_Entrepreneurship_sustainability_and_solar_distributed_generation).

SULYOK, C. **Inovação e economia da geração distribuída de eletricidade fotovoltaica no Brasil**, 2019. Tese (Doutorado em Energia e Ambiente) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA, 2019. Disponível em: <http://www.cienam.ufba.br/publicacoes/inovacao-e-economia-da-geracao-distribuida-de-eletricidade-fotovoltaica-no-brasil>. Acesso em: 17 jul. 2021.

TAWALBEH, M.; AL-OTHMAN, A.; KAFIAH, F.; ABDELSALAM, E.; ALMOMANI, F.; ALKASRAWI, M. Environmental impacts of solar photovoltaic systems: A critical review of recent progress and future outlook. **Science of the Total Environment**, p. 143528, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143528>.

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 506-511, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.08.007>.

TOLMASQUIM, M. T. **energia renovável, hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**, 2016. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/publicacao-172/energia-renovavel>. Acesso em: 17 jul. 2021.

TSOUTSOS, T.; FRANTZESKAKI, N.; GEKAS, V. Environmental impacts from the solar energy technologies. **Energy Policy**, v. 33, n. 3, p. 289-296, 2005. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00241-6](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00241-6).

VALER, L. R.; MANITO, A. R. A.; RIBEIRO, T. B. S.; ZILLES, R.; PINHO, J. T. Issues in PV systems applied to rural electrification in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 1033-1043, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.016>.

VIEIRA, S. J. C.; CARPIO, L. G. T. The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. **Renewable Energy**, v. 159, p. 1084-1098, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.016>.

WANG, Z.; FAN, W. Economic and environmental impacts of photovoltaic power with the declining subsidy rate in China. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 87, p. 106535, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2020.106535>.

WANG, Y.; SUN, T. Life cycle assessment of CO₂ emissions from wind power plants: Methodology and case studies. **Renewable Energy**, v. 43, p. 30-36, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.12.017>.

WIJERATNE, W. M. P. U.; YANG, R. J.; TOO, E.; WAKEFIELD, R. Design and development of distributed solar PV systems: Do the current tools work? **Sustainable Cities and Society**, v. 45, p. 553-578, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.11.035>.

3 ANÁLISE DE SISTEMAS ENERGÉTICOS PARA O SUPRIMENTO DA DEMANDA DE HORÁRIO DE PONTA

3.1 Resumo

O crescimento das populações, a melhora nas condições de vida e infraestrutura, o desenvolvimento econômico de países são alguns dos fatores que impulsionaram o aumento do consumo de energia elétrica no mundo. Com o objetivo de evitar picos de demanda, o que significaria grandes investimentos na expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, a Agência Nacional de Energia Elétrica regulamentou as modalidades tarifárias horo-sazonais, que diferenciam o valor da tarifa de acordo com as horas do dia. Nos horários de pico de demanda, os custos para os consumidores são mais altos, incentivando o consumo em horários alternativos. Nesse contexto, os sistemas de suprimento de energia podem operar em paralelo com o fornecimento da concessionária, mas com exclusividade no atendimento da demanda no horário de ponta e em possíveis contingências. Os seguintes sistemas foram simulados em relação ao perfil de consumo da Universidade Federal de Viçosa campus Viçosa: (i) grupo gerador a diesel; (ii) pequena central hidrelétrica reversível; (iii) banco de baterias eletroquímicas com: (a) carregamento utilizando energia da concessionária, (b) carregamento utilizando geração fotovoltaica; e (iv) energia incentivada do biogás. Para a avaliação da viabilidade econômica utilizou-se os seguintes indicadores: valor presente líquido, *payback* econômico e custo nivelado de energia. Os resultados indicaram que existe viabilidade econômica no grupo gerador a diesel, na pequena central hidrelétrica reversível e na contratação de energia incentivada do biogás. De imediato, a escolha pela contratação de energia incentivada é a melhor opção visto o investimento inicial nulo e o elevado valor presente líquido. O grupo gerador a diesel e a hidrelétrica reversível podem ser boas escolhas, principalmente, quando são consideradas as ocorrências de contingências. O armazenamento em banco de baterias de lítio-íon (Li-ion) não demonstrou viabilidade em nenhuma das duas formas de carregamento.

Palavras-chave: sistemas de armazenamento, horário de ponta, usina reversível, análise econômica, independência energética no horário de ponta.

3.2 Introdução

As diretrizes para os sistemas de energia elétrica englobam fornecer energia confiável e acessível aos mais diversos tipos de consumidores a preços competitivos (QUINT; DAHLKE, 2019). Segundo dados da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* - IEA), desde o ano de 1990 até 2018, o consumo de energia elétrica no mundo cresceu em média 2,97% a.a., ampliando de 10.897,9 TWh para 24.738,9 TWh (IEA, 2020). O crescimento das populações, a melhora nas condições de vida e infraestrutura, o desenvolvimento econômico de países, bem como a disponibilidade em lugares cada vez mais remotos, são alguns dos fatores que impulsionam tamanho incremento (SHAQSI; SOPIAN; AL-HINAI, 2020).

Para o Brasil, um país de dimensões continentais, com extensão territorial de 8.510.295,914 km² (IBGE, 2020a) e uma população de mais de 211 milhões de habitantes (IBGE, 2020b), constitui-se um grande desafio levar energia elétrica a mais de 80 milhões de unidades consumidoras (ANEEL, 2017). O sistema elétrico brasileiro é composto por cerca de 2.005 usinas de energia elétrica, além da geração distribuída, interconectadas por mais de 141.756 km de linhas de transmissão (exceto algumas partes da região Norte que operam em sistemas independentes), sendo considerado um dos maiores e mais complexos do planeta (ONS, 2019a; CCEE, 2020).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil é um sistema de coordenação e controle caracterizado, principalmente, pela sua geração centralizada (GC), em que são utilizadas grandes fontes geradoras como usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas na produção de energia (ONS, 2019b). A capacidade instalada no país é da ordem de 170.118 MW, dos quais cerca de 64,11% são provenientes de geração hidráulica, 24,23% de geração térmica, 9,04% de geração eólica, 1,45% de geração solar e 1,17% de geração nuclear (EPE, 2020). A maior parte da geração de energia é realizada na região sudeste (28,6%), seguida pelas regiões sul (24,4%), norte (18,7%), nordeste (16,0%) e centro-oeste (12,3%) (EPE, 2019).

Desde o início do SIN, com a interligação dos pequenos sistemas elétricos regionais e a criação de grandes empresas estatais como a ELETROBRAS e suas subsidiárias: Furnas, CHESF e ELETRONORTE, além de empresas verticalizadas de energia elétrica, tais como a CEMIG e a CESP (CEMIG, 2020), o mercado brasileiro especializou-se em gerar energia em grande escala, na quantidade exigida

instantaneamente pela carga e em transmitir de forma unidirecional das usinas produtoras até os centros de cargas. Entretanto, o que se observa nos últimos anos é uma mudança radical nesta forma de planejar e operar toda a cadeia do sistema, principalmente, geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica, visto a introdução gradual da geração distribuída (GD) (BUENO; BRANDÃO, 2017).

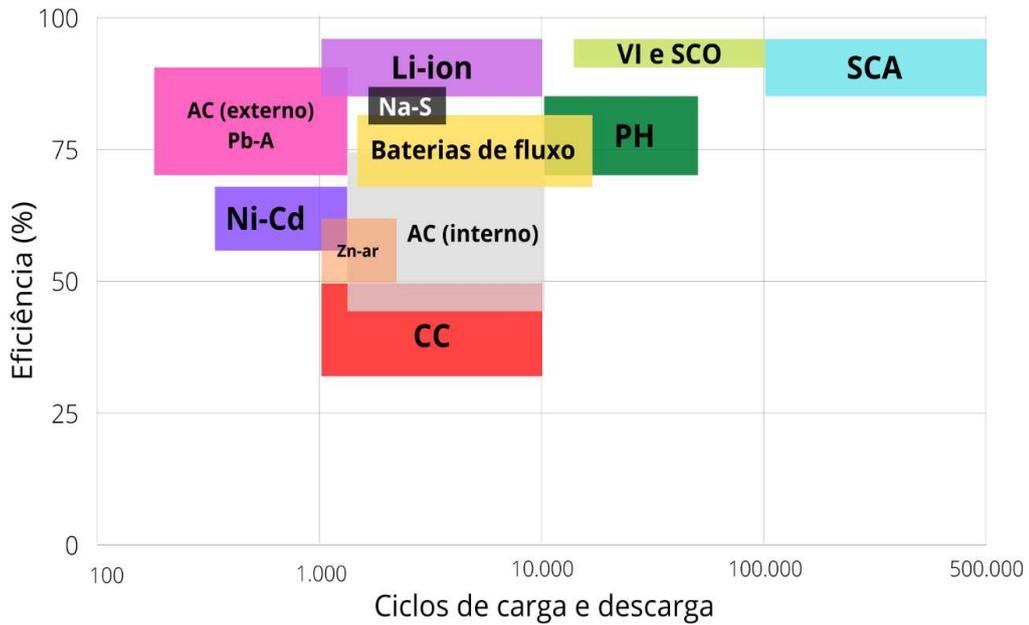
Fatores advindos da inovação tecnológica e/ou novas disposições do mercado como: ampliação significativa do número de micro e mini gerações conectados à rede de distribuição, políticas de crédito de energia junto às concessionárias na GD, abertura do mercado para agentes externos com a criação da Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE), redes inteligentes (*smartgrids*), permitindo o controle bidirecional dos fluxos de energia, equipamentos automatizados, entre outros, tem aumentado a possibilidade dos consumidores de decidirem a forma mais econômica, conveniente e eficiente de utilizar a energia elétrica. É nesse cenário de mudanças profundas, que surge também a tendência de aplicação dos sistemas de armazenamento de energia (SAE's) (BUTT; ZULQARNAIN; BUTT, 2020).

Os SAE's desempenham função estratégica quando inseridos nos sistemas elétricos, pois permitem melhorar a estabilidade da rede, a confiabilidade do fornecimento, a qualidade da energia, a eficiência dos sistemas de distribuição, a inserção de fontes renováveis, além de conservar recursos fósseis e mitigar impactos ambientais (ANEKE; WANG, 2016). Considerando as tecnologias disponíveis e as configurações únicas, os SAE's podem ser classificados em seis principais categorias: mecânicas, térmicas, químicas, eletroquímicas, elétricas e híbridas (LUO et al., 2014; HANNAN et al., 2017). Os SAE's possuem características técnicas e maturidade distintas, o que inclui: ciclo de vida, tempo de descarga, eficiência, densidade e quantidade de energia, potência, custos etc. Essas características acabam definindo a aplicabilidade de cada tecnologia (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Nadeem et al. (2019) realizaram um extenso levantamento a fim de comparar diferentes tecnologias em armazenamento de energia, como: potencial hidráulico (PH), volante de inércia (VI), ar comprimido (AC) com armazenamento interno e externo, supercapacitores (SCA), supercondutores (SCO), células combustíveis (CC), baterias de chumbo-ácido (Pb-A), baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd), baterias de níquel-metal-hidreto (Ni-HM), baterias de lítio-íon (Li-ion), baterias de sódio-enxofre (Na-S), baterias de metal-ar (Zn-ar) e baterias de fluxo (BF). A Figura 3.1 apresenta

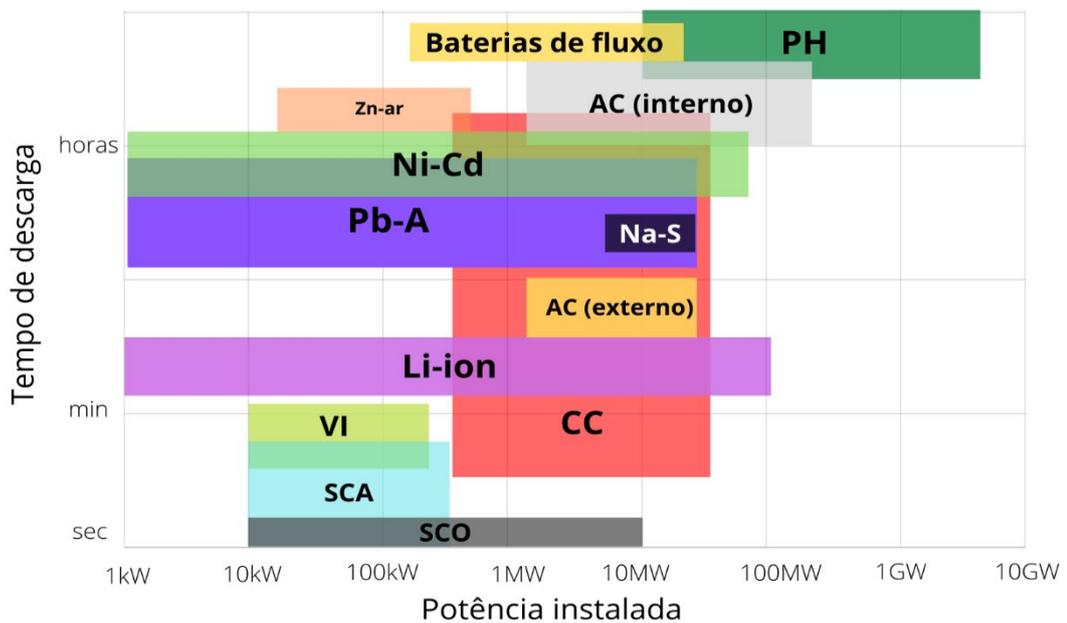
uma comparação da eficiência e ciclos de carga e descarga para diversas tecnologias. Por sua vez, a Figura 3.2 apresenta uma comparação do tempo de descarga e potência instalada para diversas tecnologias (NADEEM et al., 2019).

Figura 3.1 - Eficiência e ciclos de carga e descarga para diversas tecnologias de armazenamento de energia



Fonte: Nadeem et al. (2019).

Figura 3.2 - Tempo de descarga e potência instalada para diversas tecnologias de armazenamento de energia



Fonte: Nadeem et al. (2019).

Os SAE's com grande capacidade de fluxo de energia podem ser utilizados em aplicações de ciclos diários, onde são realizadas a gestão energética (lado da oferta e da demanda), a modulação de curvas de carga e a redução da demanda de pico. Células combustíveis, baterias de sódio-enxofre, sistemas de potencial hidráulico são recomendados para garantir ganhos econômicos, principalmente, pelo nível de maturidade da tecnologia. Por sua vez, para aplicações que demandam grande velocidade de resposta, podem ser utilizados supercapacitores, supercondutores e volantes de inércia a fim de garantir a confiabilidade do sistema e a qualidade da energia fornecida (TOLEDO; OLIVEIRA FILHO; DINIZ, 2010).

Apesar dos benefícios apresentados e a gama de tecnologias relacionadas aos SAE's, dois dos grandes desafios para a expansão deste mercado no Brasil podem estar relacionados à defasagem da regulação vigente e a forma de tarifação de consumidores de baixa tensão. A Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), não delibera de forma clara sobre o armazenamento de energia em sistemas *on-grid*, ou em relação a outros modelos de negócios relacionados à área (ANEEL, 2012). Além disso, a Resolução Normativa nº 414, de 2010, também da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelece apenas tarifas para o consumo de energia em consumidores de baixa tensão, seja na modalidade convencional monômnia ou horária branca, não limitando a demanda máxima do consumidor (ANEEL, 2010). Esse tipo de cobrança abre precedentes para uma utilização inadequada de SAE's, visto a possibilidade de carregamento em horários prejudiciais à rede de distribuição.

A estrutura tradicional da rede suportada pelo Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um sistema do tipo *just-in-time*, projetado para produzir e entregar apenas a energia requerida, no instante em que é gerada. Sem armazenamento, a produção de energia deve ser exatamente igual ao consumo (BUENO; BRANDÃO, 2017). O grande problema nesse caso é a desuniformidade da demanda de energia durante o dia, pois esta pode variar drasticamente em questões de horas formando horários de pico (SHAQSI; SOPIAN; AL-HINAI, 2020). Essas variações podem ser agravadas devido a períodos de maior atividade do comércio e indústrias, além de influências ambientais, uma vez que, nos centros urbanos, o uso de aparelhos de ar-condicionado e chuveiros elétricos são os principais responsáveis pelos picos de demanda elétrica no setor residencial (NASPOLINI; MILITÃO; RÜTHER, 2010).

A fim de inibir o consumo e evitar o colapso do sistema nos momentos de pico, a ANEEL estabelece que os consumidores comerciais e industriais paguem tarifas diferenciadas nos horários de ponta, pois nesse período a distribuidora de energia necessita prover uma infraestrutura adicional, cara e complexa, para atender a alta demanda. Esta capacidade adicional permanece ociosa durante a maior parte do dia, representando custos que são repassados aos consumidores. Todo esse processo acontece no denominado horário de ponta (HP), período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais. As horas restantes que estão fora desse período são chamadas de horário fora de ponta (HFP) (ANEEL, 2010).

Nesse contexto, os SAE's podem desempenhar um fator estratégico no suprimento da demanda no HP e consequente redução no valor da energia elétrica, além de servir de *backup* em caso do não fornecimento pela concessionária (PEREIRA et al., 2017). A otimização de ativos do SEP, com a redução ou adiamento de investimentos em expansão, e o estímulo para maior inserção de parques geradores intermitentes, como os eólicos e solares fotovoltaicos, também são fatores importantes relacionados aos SAE's (BUENO; BRANDÃO, 2015).

O crescente desenvolvimento e aprimoramento de SAE's, a dinâmica envolvida no mercado brasileiro de energia elétrica, bem como a busca de alternativas para o suprimento de energia, principalmente, na substituição da aplicação de grupos geradores a diesel, são alvo de inúmeros estudos por todo o mundo. Dessa forma, esta pesquisa propôs simulações a fim de comparar energética e economicamente diferentes alternativas para o suprimento do HP e possíveis contingências em consumidores do grupo tarifário A4.

3.3 Objetivos

3.3.1 Objetivo geral

Avaliar energética e economicamente alternativas para o suprimento da demanda do horário de ponta em consumidores do grupo tarifário A4.

3.3.2 Objetivos específicos

- i. Avaliar o perfil do consumo de energia elétrica de um consumidor do grupo tarifário A4;
- ii. Analisar diferentes fontes de suprimento da demanda do horário de ponta e as possibilidades de suprimento durante contingências; e
- iii. Realizar análise econômica comparativa entre os sistemas de suprimento.

3.4 Material e métodos

O estudo foi desenvolvido com base no perfil de consumo e demanda de energia elétrica da Universidade Federal de Viçosa (UFV) – Campus Viçosa. Foram utilizados dados disponibilizados pela Pró-Reitoria de Administração da UFV, concessionária de distribuição de energia elétrica Cemig Distribuição S/A (CEMIG-D), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e literatura científica internacional. Foi empregado o *software* Excel da Microsoft para efetuar cálculos e elaboração de curvas relacionadas às análises.

Os sistemas de suprimento de energia foram dimensionados a fim de operar em paralelo com o fornecimento da concessionária, mas com exclusividade no atendimento da demanda no HP e em possíveis contingências. Os seguintes sistemas foram simulados: (i) grupo gerador a diesel; (ii) pequena central hidrelétrica reversível; (iii) banco de baterias eletroquímicas com: (a) carregamento com energia da concessionária, (b) carregamento com geração fotovoltaica; e (iv) energia incentivada de biodigestores. Para os três primeiros sistemas, considerou-se que a UFV permanece inserida no ambiente de contratação regulada (ACR) como consumidor cativo, isto é, o suprimento de energia continuará sendo realizado a partir da instalação elétrica da Universidade. No caso do quarto sistema, a alternativa dos biodigestores, foi considerada a migração da UFV para o ambiente de contratação livre (ACL), com participação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A proposta será composta por uma cooperativa de suinocultores a ser estabelecida na área de concessão da distribuidora local. Essa migração é necessária

pois a contratação de outros fornecedores de energia, que não seja a concessionária, deve, necessariamente, ser formalizada no ACL por meio da CCEE.

Na avaliação econômica, os sistemas de fornecimento foram comparados quanto a viabilidade de implantação. Para o cenário base, utilizaram-se os parâmetros econômicos do fornecimento de energia elétrica pela concessionária de distribuição, os quais são adotados atualmente. Quando aplicável, foram adicionados aos cálculos os custos evitados com contingências visto a possibilidade de suprimento de energia em eventuais faltas de energia por parte de alguns sistemas. Foram consideradas 792 horas de HP anualmente.

3.4.1 Perfil do consumo de energia elétrica no campus Viçosa da UFV

A determinação do perfil de utilização de energia elétrica do campus Viçosa da UFV foi realizada conforme faturas de energia da concessionária local - CEMIG-D, no período de janeiro/2010 a dezembro/2019, e dados do medidor de energia com memória de massa, modelo CCK 4400ME, instalado na cabine de medição da concessionária. O período de dez anos foi escolhido por contemplar as sazonalidades relacionadas ao regime de utilização das dependências do campus, a ampliação da infraestrutura ao longo dos anos e a aplicação de projetos de eficiência energética. Os principais parâmetros analisados foram: demanda; consumo; qualidade de fornecimento; tarifas de energia; e custos com energia elétrica.

Qualidade do fornecimento

Foram avaliados os seguintes parâmetros relacionados à qualidade de fornecimento, disponibilizados pela concessionária nas faturas de janeiro/2010 a dezembro/2017: (i) duração total de interrupção individual por unidade consumidora (DIC); (ii) frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC); e (iii) duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC). Apesar dos dados faturados serem mensais, o DIC, FIC e DMIC relativos a cada ano, foram somados a fim de realizar uma avaliação anual desses parâmetros. As faturas de 2018 e 2019 não foram computadas por não apresentarem os dados de qualidade de fornecimento.

Tarifa de energia

Para a análise da tarifa aplicada ao consumidor, foram considerados como base os valores praticados no ano de 2019 em relação a tarifas de consumo, demanda e ultrapassagem, no HFP e HP. Além disso, foi realizada uma regressão não-linear do tipo exponencial com os dados de 2010 a 2019, de forma a descrever a variação dos valores praticados ao longo dos anos, comparando-os com a inflação do período. O índice adotado foi o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) fornecido pelo IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) (IBGE, 2020c).

Custos com energia elétrica

Os custos com energia elétrica para um consumidor do grupo tarifário A4 foram calculados conforme as Equações 3.1 e 3.2. Para tanto, foi considerada a média das tarifas praticadas pela concessionária no ano de 2019. Nos cálculos não foram considerados os custos relacionados a ultrapassagens de demanda e reativos, com o intuito de avaliar o melhor cenário possível de compra da energia. Os custos por kWh foram separados em HFP e HP.

$$CE_{HFP} = \frac{TD_{HFP} DC_{HFP} + TC_{HFP} C_{HFP}}{C_{HFP}} \quad (3.1)$$

em que,

- CE_{HFP} = custo de energia no HFP, em R\$/kWh;
- TD_{HFP} = tarifa de demanda no HFP, em R\$/kW;
- DC_{HFP} = demanda contratada no HFP, em kW;
- TC_{HFP} = tarifa de consumo no HFP, em R\$/kWh; e
- C_{HFP} = consumo de energia no HFP, em kWh.

$$CE_{HP} = \frac{TD_{HP} DC_{HP} + TC_{HP} C_{HP}}{C_{HP}} \quad (3.2)$$

em que,

- CE_{HP} = custo de energia no HP, em R\$/kWh;
- TD_{HP} = tarifa de demanda no HP, em R\$/kW;
- DC_{HP} = demanda contratada no HP, em kW;
- TC_{HP} = tarifa de consumo no HP, em R\$/kWh; e
- C_{HP} = consumo de energia no HP, em kWh.

Custos estimados com contingências

Os custos relacionados à ocorrência de contingências nem sempre são considerados no balanço final do kWh pago às concessionárias de distribuição. Apesar da universidade se enquadrar como uma instituição de ensino, há prejuízos econômicos oriundos do não fornecimento de energia que podem impactar de forma direta a execução de diversas atividades da instituição como, por exemplo, condução de experimentos, análises laboratoriais, análises computacionais, além de aulas teóricas e práticas (SHIGA, 2007).

Para estimar tal prejuízo, utilizaram-se dados avaliados por Castro (2020) para consumidores comerciais, adotado o multiplicador de 133 vezes para o cálculo do custo por kWh da energia não fornecida. Como o horário de ocorrência das contingências não é discriminado nas faturas, para efeito de análise, foi convencionado que 85% ocorrem no HFP e 15% ocorrem no HP. A estimativa do consumo de energia no momento da falta de energia foi realizada considerando a curva característica da universidade e o fator de carga durante cada horário tarifário.

3.4.2 Análise de fontes alternativas para o suprimento da demanda do horário de ponta e contingências

O dimensionamento das fontes de suprimento foi realizado considerando dois cenários de análise e seguindo alguns parâmetros básicos:

- (i) Suprimento do HP
 - Capacidade de suprimento da demanda do HP; e
 - Capacidade de suprimento do consumo do HP.

- (ii) Suprimento do HP e contingências (HP ou HFP)
 - Capacidade de suprimento da maior demanda faturada do HP ou HFP;
 - Capacidade de suprimento do consumo do HP; e
 - Capacidade de suprimento em caso de contingências no HP e HFP.

É importante salientar que, para o cenário (ii), a capacidade de suprimento da demanda foi considerada tanto para o HFP, como para o HP, diante da possibilidade de ocorrência de contingências em qualquer horário do dia.

Grupo gerador a diesel

A determinação da potência do grupo gerador a diesel foi realizada conforme a demanda exigida em cada cenário, o crescimento projetado do campus e o fator de carga recomendado para maior eficiência e vida útil. Para a operação em regime contínuo, como no suprimento do HP, foram adotadas as características para operação em modo *prime*, i. e., regime contínuo de funcionamento no período. O gerador a diesel escolhido para a proposta foi o BRG - Slim 700 motor VOLVO - TAD1642GE, potência em modo *prime* de 635 kVA, fator de potência 0,8 indutivo e potência ativa de 508 kW. Conforme catálogo técnico, o consumo para 100%, 80% e 50% da carga é de, respectivamente, 132,36 L/h, 105,8 L/h e 66,18 L/h.

Três unidades desse gerador já estão em operação no campus da UFV em modo de *backup*, i. e., com o objetivo de evitar faltas no fornecimento de energia a edifícios prioritários. Foram selecionados para o projeto equipamentos similares aos existentes, a fim de facilitar a manutenção, comunicação e operação, uma vez que as três unidades existentes podem integrar o sistema de suprimento.

O diesel S10 foi escolhido para a operação de todo o sistema. A Agência Nacional do Petróleo (ANP) disponibiliza em seu banco de dados um mapeamento mensal dos valores médios de distribuição de combustíveis pelo país, adotou-se a média dos preços praticados no município de Viçosa para o ano de 2019, conforme Tabela 3.1 (ANP, 2020).

Foram utilizados dados financeiros da licitação lançada pela UFV para o fornecimento e instalação do grupo gerador de *backup*. Cada gerador BRG - Slim 700 foi adquirido por R\$ 260.400,00 com um custo de instalação unitário de

R\$ 60.000,00. Os custos anuais de operação e manutenção foram elencados em 7% do valor de aquisição do gerador a diesel.

Tabela 3.1 - Preço médio de revenda no município de Viçosa-MG do óleo diesel S10

Mês	Preço médio de revenda (R\$/L)
Janeiro	3,704
Fevereiro	3,778
Março	3,879
Abril	3,948
Maio	4,016
Junho	3,955
Julho	3,878
Agosto	3,832
Setembro	3,939
Outubro	4,047
Novembro	4,052
Dezembro	4,067

Fonte: ANP (2020).

A vida útil de um gerador a diesel varia muito em razão da forma como é utilizado, a periodicidade de manutenções, além do número de horas trabalhadas. Em média autores consideram de 15 a 20 anos de vida útil (MARTINS et al., 2018; NOGUEIRA, 2004). Para o presente estudo, optou-se por um número mais conservador de 15 anos de vida útil. O valor de sucata foi estimado em 2% do custo de aquisição.

Pequena central hidrelétrica reversível

A pequena central hidrelétrica reversível (PCHR), popularmente conhecida como armazenamento por bombeamento hidráulico, pode ser estrategicamente utilizada para equilibrar a oferta e demanda de energia ao longo do dia, armazenando energia potencial (na forma de água) em períodos de baixo consumo e gerando energia elétrica em períodos de alto consumo e/ou alta demanda, apresentando, geralmente, capacidade de armazenamento limitada a algumas horas (EPE, 2018a; CANALES; BELUCO; MENDES, 2015).

Para a proposta da PCHR, adotou-se uma topologia de sistema de ciclo semiaberto, o qual consiste num reservatório isolado (geralmente artificial) e outro reservatório que faz parte do fluxo de um rio ou curso d'água por exemplo. Assim,

foram avaliadas as opções de localização do reservatório inferior e superior do sistema, que fossem o mais próximo possível ao centro de carga.

Para o reservatório inferior, optou-se por utilizar uma das represas do campus Viçosa da UFV que conta atualmente com um volume total represado de cerca de 86.043 m³ de água. Inclusive, o Serviço Autônomo de Água e Esgoto (SAAE) do município de Viçosa e a Estação de Tratamento de Água (ETA) da universidade realizam, atualmente, a captação de água para abastecimento neste manancial.

A partir da definição do ponto de captação, foi mapeado o relevo das proximidades por meio do *software Google Earth* a fim de definir a melhor localização do reservatório superior. O local escolhido está a 459 m de distância em um desnível de 84,7 m em relação ao ponto de captação (Figura 3.3).

Figura 3.3 - Proposta de localização do reservatório superior e ponto de captação da pequena central hidrelétrica reversível no campus da UFV



Fonte: *Google Earth* (2021).

A potência necessária para a PCHR, o tempo requerido de suprimento de energia, e a disponibilidade de água na represa de captação foram os parâmetros determinantes para a definição do volume total do reservatório superior. Para o dimensionamento da PCHR, adaptou-se a metodologia adotada por Glasnovic; Margeta (2009), Nyeche; Diemuodeke (2019) e Petrollese; Seche; Cocco (2019).

Assumindo que a potência a ser gerada (P_{ger}) será fixa, a vazão necessária para geração (Q_{ger}) pode ser calculada pela Equação (3.3).

$$Q_{ger} = \frac{P_{ger}}{n_T n_G g H \rho_{\text{água}}} \quad (3.3)$$

em que,

- Q_{ger} = vazão do duto, em m^3/s ;
- P_{ger} = potência gerada, em kW;
- n_T = eficiência da turbina, adimensional;
- n_G = eficiência do gerador, adimensional;
- g = aceleração da gravidade, em m/s^2 ;
- H = desnível, em m; e
- $\rho_{\text{água}}$ = massa específica da água, em kg/m^3 .

Adotaram-se para a turbina e o gerador, os seguintes rendimentos: $n_T = 0,90$, $n_G = 0,97$. Para a gravidade (g) $9,81 m/s^2$ e para a massa específica da água ($\rho_{\text{água}}$) $997 kg/m^3$.

O volume do reservatório superior (V_{RS}) necessário para a autonomia de todo o sistema durante o HP e as contingências foi calculado conforme a Equação 3.4.

$$V_{RS} = (Q_{ger} h_{ger} 3.600) + \frac{30}{22} (E_{RS} - P_{RS}) \quad (3.4)$$

em que,

- V_{RS} = volume do reservatório superior, em m^3 ;
- h_{ger} = horas de geração diárias, em h;
- E_{RS} = evaporação média no reservatório superior, em m^3/dia ; e
- P_{RS} = precipitação média no reservatório superior, em m^3/dia .

Os valores médios diários de evaporação (E_{RS}) e precipitação (P_{RS}) foram ajustados para equalizar o tempo de análise. A geração de energia ocorre em aproximadamente 22 dias durante o mês, ou seja, dias úteis, e a ocorrência de

evaporação e precipitação, em valores médios, ocorre em 30 dias durante o mês sem a distinção de dias úteis ou não. Portanto, utilizou-se o valor de 30/22 para conferir peso maior a esses parâmetros.

Dados fornecidos pela Estação Meteorológica de Viçosa e disponíveis no site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) foram utilizados para o cálculo da evaporação (E_{RS}) e precipitação (P_{RS}) no reservatório superior (INMET, 2017). O ano de 2017 foi escolhido como referência pois, a partir de janeiro de 2018, a estação meteorológica convencional foi desativada e os dados relativos à evaporação não estão mais presentes nos relatórios.

A definição do valor das perdas por evaporação (E_{RS}) foi realizada por meio do método do Tanque Classe A. O método consiste em utilizar um tanque circular com diâmetro de cerca de 121,0 cm e profundidade de 25,5 cm. O tanque é construído em aço ou ferro galvanizado, pintado na cor alumínio e instalado numa plataforma de madeira a 15,0 cm da superfície do solo, sendo a medição de evaporação realizada diariamente em uma régua instalada dentro do tanque (PEREIRA; VILLA NOVA; SEDIYMA, 1997). Assim, utilizou-se a Equação 3.5 para calcular a evaporação no reservatório superior.

$$E_{RS} = \frac{1}{1.000} \frac{1}{365} \left(\frac{E_{CA} K_p A_{RS}}{A_{CA}} \right) \quad (3.5)$$

em que,

- E_{RS} = evaporação média no reservatório superior, em m³/dia;
- E_{CA} = evaporação no Tanque Classe A, em mm/ano;
- K_p = coeficiente de ajuste, adimensional;
- A_{RS} = área do reservatório superior, em m²; e
- A_{CA} = área do Tanque Classe A, em m².

O coeficiente de ajuste (K_p) pode variar em função do tamanho do reservatório, da vegetação ao redor da área, da velocidade do vento e da umidade relativa do ar. Pereira, Villa Nova e Sedyama (1997) recomendam o valor padrão para K_p de 0,7. A precipitação no reservatório (P_{RS}) foi calculada conforme a Equação 3.6.

$$P_{RS} = \frac{1}{1.000} \frac{1}{365} (P_V A_{RS}) \quad (3.6)$$

em que,

P_V = precipitação na cidade de viçosa, em mm/ano.

Por fim, para calcular a potência demandada (P_{dem}) pelo conjunto bomba e motor, utilizou-se a Equação 3.7.

$$P_{dem} = \frac{V_{RS}}{3.600} \frac{g H p_{\text{água}}}{h_{bom} n_B n_M n_H} \quad (3.7)$$

em que,

- P_{dem} = potência demandada, em kW;
- h_{bom} = horas de bombeamento diárias, em h;
- n_B = eficiência da bomba, adimensional;
- n_M = eficiência do motor, adimensional; e
- n_H = eficiência do sistema hidráulico, adimensional.

Adotaram-se para a bomba o motor e o sistema hidráulico, os seguintes rendimentos: $n_B = 0,95$, $n_M = 0,97$ e $n_H = 0,9$.

Devido à complexidade da precificação do sistema, o valor do investimento para a construção, operação e manutenção da PCHR foi estimado conforme dados da literatura. A Tabela 3.2 apresenta as faixas de valores levantados por cada autor para o custo de construção de SAE's hidráulicos.

Tabela 3.2 - Custos de construção para sistemas de armazenamento hidráulicos.

Custos de construção (R\$/kW)		Referência
Mínimo	Máximo	
3.300	11.000	(VASUDEVAN et al., 2021)
2.750	11.000	(NADEEM et al., 2019)
2.943	16.350	(ZACH; AUER; LETTNER, 2012)

A média do custo mínimo para construção é de R\$ 2.997,67/kW, a média do custo máximo é de R\$ 12.783,33/kW, e a média desses dois valores é de R\$ 7.890,50. Para o trabalho, foram considerados os três valores a fim de avaliar a faixa de

atratividade desse tipo de armazenamento em relação aos demais sistemas, contemplando diferentes técnicas de construção da PCHR. Para os custos de despesas com operação e manutenção, optou-se por utilizar o valor de R\$ 30,00/kW a.a. (EPE, 2018b).

Por fim, a vida útil considerada foi de 50 anos. Sabihuddin; Kiprakis; Mueller (2015) utilizam esse valor para pequenas centrais hidrelétricas e devido à similaridade construtiva entre os sistemas de geração de energia elétrica, foi considerada uma aproximação razoável.

Banco de baterias eletroquímicas

O banco de baterias eletroquímicas de lítio-íon (Li-ion) foi a tecnologia escolhida porque, além de ser o que há de mais novo e moderno no mercado, apresenta diversas vantagens em relação às outras topologias mundialmente difundidas, entre elas, a alta densidade energética, vida útil prolongada, elevada capacidade de carga e descarga, modularidade e baixa manutenção (PLACKE et al, 2017; NADEEM et al., 2019).

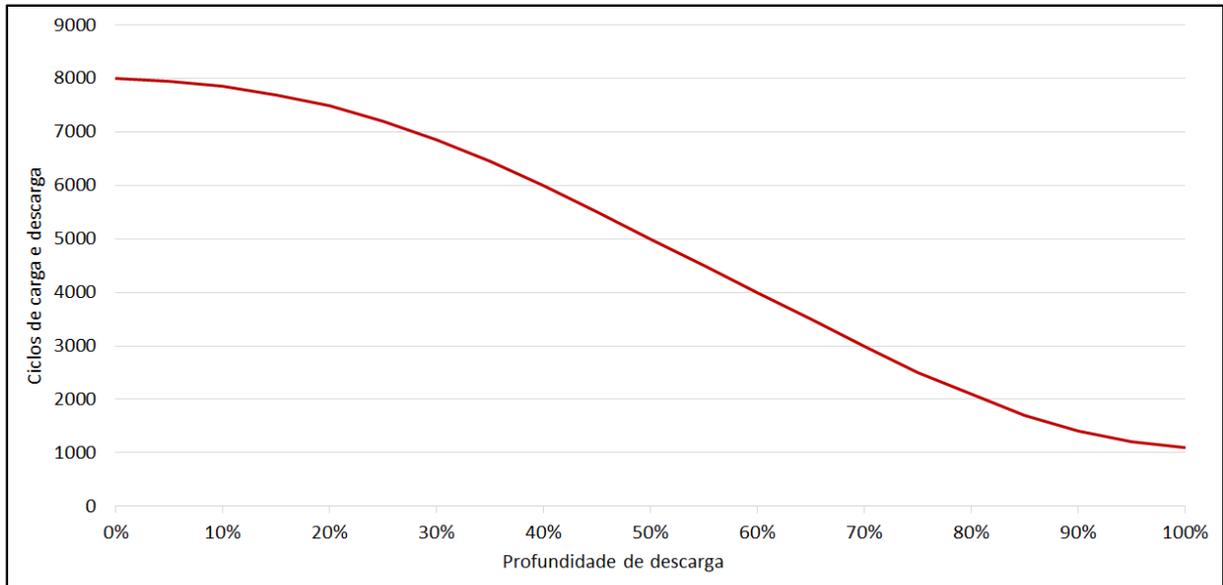
A referência utilizada é comercializada pela empresa WEG e foi escolhida por apresentar o melhor custo-benefício entre os sistemas disponíveis. Apresentando potência instalada de 2.000,00 kVA e energia para fornecimento de 5.880,00 kWh, o conjunto é disponibilizado em *containers* onde todos os sistemas necessários para controle e conversão da energia estão embarcados, facilitando a instalação e operação de todo o conjunto.

Vale destacar que o dimensionamento do banco de baterias, além de passar por parâmetros convencionais como potência, capacidade de suprimento e autonomia. É também diretamente impactado pela profundidade de descarga a que todo o banco estará sujeito. Para a tecnologia em questão, a relação da profundidade de descarga e o número de ciclos é apresentada na Figura 3.4 (KESHAN; THORNBURG; USTUN, 2016).

Os parâmetros econômicos foram comparados conforme a estimativa da profundidade de descarga realizada para os seguintes valores: 20%, 40%, 60% e 80%. Han et al. (2019) mostraram em seu estudo que o ponto de máxima eficiência

entre profundidade de descarga e número de ciclos está dentro dessa faixa. A eficiência adotada para baterias de lítio-íon foi de 90% (NADEEM et al., 2019).

Figura 3.4 - Relação entre profundidade de descarga e ciclos de carga e descarga para baterias de lítio-íon



Fonte: Keshan; Thornburg; Ustun, (2016).

O dimensionamento do banco de baterias foi adaptado do passo a passo desenvolvido por Pinho; Galdino (2014). A energia necessária diária foi calculada conforme a Equação 3.8.

$$L_{ND} = \frac{L_{CD}}{\eta_{bat}} \quad (3.8)$$

em que,

- L_{ND} = energia necessária diária, em kWh/dia;
- L_{CD} = quantidade de energia consumida diariamente no HP, em kWh/dia; e
- η_{bat} = eficiência do ciclo de carga e descarga da bateria, adimensional.

Logo, a capacidade necessária de energia do banco de baterias foi calculada utilizando a Equação 3.9.

$$C_{EB} = \frac{L_{ND} N_d}{P_d} \quad (3.9)$$

em que,

- C_{EB} = capacidade de energia do banco de baterias, em kWh;
- N_d = número de dias de autonomia, em dias; e
- P_d = profundidade de descarga do banco de baterias, adimensional.

O custo de aquisição do banco de baterias escolhido é de R\$ 19.168.382,66 e, segundo o fabricante, o equipamento é completamente modular, podendo ter acréscimos de potência e energia conforme necessário. Além disso, foi informado que o custo de aquisição é linear em relação à capacidade energética do banco, assim, dividindo o custo de aquisição pela capacidade energética, tem-se um custo aproximado de R\$ 3.248,88/kWh. Dessa forma, pode-se estimar o custo final de um banco de baterias personalizado para cada cenário. Considerando o valor do dólar em R\$ 5,50, o custo por kWh estimado está dentro dos parâmetros analisados por Nadeem et al. (2019).

Os custos de instalação foram estimados em R\$ 120.000,00. Os custos de operação e manutenção e o valor de sucata foram estimados em 0,5% e 2% do custo de aquisição, respectivamente.

Após definidas as equações para o dimensionamento do banco de baterias, foram consideradas duas alternativas ao carregamento: (A) utilização de energia da concessionária de distribuição em horário de baixa demanda dentro HFP; e (B) energia proveniente de uma usina fotovoltaica.

A. Carregamento com energia da concessionária

Utilizou-se a energia da concessionária de distribuição no HFP, durante o período do dia em que a demanda seja reduzida, para o carregamento do banco de baterias. Para a escolha deste período, foram analisadas as curvas de cargas típicas para não sobrecarregar o sistema de distribuição de energia da Universidade. O custo de carregamento foi calculado conforme o consumo estimado do sistema e a tarifa média de energia no HFP praticada pela concessionária no ano de 2019.

B. Carregamento com energia solar fotovoltaica

Projetou-se uma usina solar fotovoltaica para o carregamento do banco de baterias. Foram selecionados módulos solares da fabricante Canadian modelo CS3W-420P, compostos por 144 células policristalinas, potência nominal de 420 Wp, eficiência de 19% e 25 anos de vida útil (80% da potência de saída). O inversor selecionado foi da fabricante Renovigi modelo RENO 110K-NG, com potência nominal de saída de 110 kW, 10 SMTP's cada qual com duas entradas e garantia de 12 anos.

O dimensionamento foi realizado conforme metodologia apresentada por Pinho; Galdino (2014), tendo como objetivo satisfazer totalmente as demandas de consumo de energia, mesmo com a ocorrência de dias com baixos índices de radiação solar e alta nebulosidade. Assim, para o município de Viçosa-MG, consideram-se os dados de radiação solar disponibilizados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar desenvolvido pelo LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia). Foi utilizado o código de área para referência número 9.868 e os dados considerados foram relativos à radiação no plano inclinado. As médias diárias mensais para um ano típico são apresentadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Radiação solar diária média em Viçosa-MG em doze meses

Mês	Média (kWh/m ² .dia)
Janeiro	5,079
Fevereiro	5,640
Março	5,083
Abril	4,892
Maio	4,458
Junho	4,413
Julho	4,620
Agosto	5,309
Setembro	5,152
Outubro	4,946
Novembro	4,469
Dezembro	4,950

Fonte: LABREN, (2020).

O ângulo de inclinação utilizado para os módulos é outro importante parâmetro que influencia diretamente o rendimento do sistema e foi estabelecido em 20,80°, que é a latitude de Viçosa, MG, local da instalação do sistema solar fotovoltaico, pois, segundo Gasparin; Krenzinger (2017), a melhor orientação para um

arranjo fotovoltaico no hemisfério sul é aquele com inclinação igual à da latitude local e orientado para o norte geográfico.

Antes de proceder com os cálculos dos parâmetros fotovoltaicos, Pinho; Galdino (2014) recomendam a realização da conversão dos dados de radiação, de valores de energia por área, para valores de energia solar ao longo de um dia, considerando o número de horas de sol pleno (HSP). Para tal conversão, foi utilizada a Equação 3.10.

$$HSP = \frac{R_A}{1(\text{kW}/\text{m}^2)} \quad (3.10)$$

em que,

HSP = horas de pleno sol, em h/dia; e

R_a = média de radiação solar, em kWh/m² dia.

Obteve-se, assim, o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m², de forma que a energia resultante é normalizada e facilmente comparável com a energia disponibilizada pelo sol no local da usina solar ao longo de um dia em relação a outros locais.

Como a universidade está conectada à rede de distribuição da concessionária, utilizou-se a média mensal de radiação para o dimensionamento do sistema *on-grid*, pois, mesmo que ocorram dias com baixos índices de radiação solar e alta nebulosidade, há a garantia do carregamento das baterias, seja pela energia oriunda do sistema da concessionária ou da usina solar.

Vale ressaltar que a regulamentação vigente para consumidores que aderirem ao sistema de compensação de energia elétrica com GD, não permite a utilização de sistemas de armazenamento. Optou-se, então, por considerar esta possibilidade de compensação de energia, visto que, essa prática é regulamentada em diversos países, a fim de simular os impactos do armazenamento em nível do consumidor. Para tanto, o uso do SAE será associado a medidas de segurança como o ilhamento intencional da rede, permitindo que as equipes de manutenção possam operar o sistema com segurança.

A partir do valor de energia mensal requerido pelo banco de baterias, calculou-se a potência necessária do sistema fotovoltaico (P_{SF}) por meio da Equação 3.11.

$$P_{SF} = \frac{L_{ND} 365}{12 \text{ HSP Red}_1 \text{ Red}_2} \quad (3.11)$$

em que,

P_{SF} = potência do sistema fotovoltaico, em Wp;

Red_1 = fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: i) um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso; ii) degradação física permanente ao longo do tempo; iii) tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal; iv) perdas devido à temperatura; e

Red_2 = fator de *derating* da potência devido às perdas no sistema, incluindo fiação, controlador, diodos etc.

Aos fatores Red_1 e Red_2 , atribuíram-se, por *default*, os valores de 0,75 (decimal) e 0,90 (decimal) respectivamente (PINHO; GALDINO, 2014).

O número de módulos solares em série e em paralelo foram definidos conforme a tensão e corrente do arranjo, considerando um controlador de carga com seguidor de máxima transferência de potência (SMTP). O número de módulos em série para o atendimento à tensão nominal do sistema foi determinado pela Equação 3.12.

$$\frac{V_{SMTPmín}}{V_{mpTmáx}} < N_{MS} < \frac{V_{SMTPmáx}}{V_{mpTmín}} \quad (3.12)$$

em que,

N_{MS} = número de módulos em série, adimensional;

$V_{SMTPmáx}$ = tensão máxima de operação do SMTP do inversor, em V;

$V_{SMTPmín}$ = tensão mínima de operação do SMTP do inversor, em V;

$V_{mpTmáx}$ = tensão de máxima potência para a maior temperatura prevista de operação, em V; e

$V_{mpTmín}$ = tensão de máxima potência para a menor temperatura prevista de operação, em V.

Para a obtenção do valor de $V_{mpTmáx}$ e $V_{mpTmín}$ foram utilizadas as Equações 3.13 e 3.14.

$$V_{mpTmáx} = V_{mp} [1 + \beta (T_{máx} - 25)] \quad (3.13)$$

em que,

- V_{mp} = tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico, em V;
- $T_{máx}$ = temperatura máxima de trabalho prevista para o módulo, em °C; e
- β = coeficiente que relaciona a variação da tensão produzida em relação à temperatura do painel, em V/°C.

$$V_{mpTmín} = V_{mp} [1 + \beta (T_{mín} - 25)] \quad (3.14)$$

em que,

- $T_{mín}$ = Temperatura mínima de trabalho prevista para o módulo, em °C.

Conforme catálogo dos módulos solares, utilizou-se $V_{mp} = 39,9V$, $T_{máx} = 85°C$, $T_{mín} = -40°C$ e $\beta = -0,28\%/°C$. Para os inversores utilizou-se $V_{SMTPmáx} = 1.000V$ e $V_{SMTPmín} = 180V$.

Para obtenção do número de módulos em paralelo, utilizou-se a Equação 3.15.

$$N_{MP} = \frac{P_s}{N_{MS} P_m} \quad (3.15)$$

em que,

- N_{MP} = número de módulos em paralelo, adimensional; e
- P_m = potência nominal do módulo selecionado, em Wp.

Na adequação do módulo fotovoltaico com o inversor, foi verificado se a corrente de operação nominal e de curto-circuito do módulo estão de acordo com as especificações do SMTP do inversor.

O custo unitário dos módulos é de R\$ 816,00 e dos inversores é de R\$ 40.300,00. Além disso, foram considerados os custos de instalação de dispositivos de segurança, suporte, fiação, conectores e demais insumos, totalizando R\$ 757.560,00. A mão de obra de instalação foi estimada em R\$ 80.000,00, enquanto os custos de operação e manutenção e sucata foram estimados em 3% e 2% do valor de aquisição, respectivamente. Os custos para substituição dos inversores ao fim da vida útil foram inclusos nos custos de manutenção.

Energia incentivada de biodigestores

A contratação de fontes incentivadas de energia, mais especificamente, a energia gerada por suinocultores por meio da queima do biogás, foi avaliada como alternativa para o suprimento do HP da Universidade. A CCEE é a única instituição responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no Brasil, atuando no gerenciamento dos contratos firmados entre compradores e vendedores, sendo responsável por liquidar mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes que participam do mercado livre de energia (CCEE, 2021), podendo também haver negociação direta entre as partes, caso as instalações pertinentes sejam dos interessados. Para a viabilização da compra e venda de energia entre as partes, foi necessário analisar as regras e procedimentos regulamentados pelo CCEE referentes ao ACL, além de possíveis adequações técnicas para a Universidade (enquanto consumidor de energia elétrica) e para os suinocultores (enquanto produtores de energia elétrica).

A. Consumidor de energia elétrica - UFV

A migração de consumidores para o ACL é apontada como um grande passo no sentido de providenciar economia com os gastos em energia elétrica, e geralmente é cercada de dúvidas e temores quanto à dinâmica do mercado. Nesse ambiente o consumidor pode negociar livremente com fornecedor(es), o período, a quantidade e o preço da energia contratada. Por outro lado, no ACR os consumidores ficam submetidos às tarifas de energia reguladas pelo governo.

No ACL é possível efetuar vários contratos, com diversos fornecedores, ficando a cargo do consumidor contratar toda a energia que consumiu em determinado mês. O grande desafio para a participação desse tipo de mercado é a necessidade de uma gestão especializada e adequada, pois o consumidor pode contratar mais ou menos energia do que foi utilizado causando penalidades e gastos desnecessários, ou ainda deixar para contratar energia na última hora, podendo pagar preços mais elevados do que no ACR (CCEE, 2010).

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018 e a Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019, estabeleceram, a partir de 1º de janeiro de 2021, os requisitos e limites de carga necessários para a adesão de consumidores ao ACL (BRASIL, 1995; BRASIL, 2018; BRASIL, 2019). São dois tipos de enquadramentos possíveis:

- Consumidores livres: unidades consumidoras com demanda mínima de 1.500 kW, com possibilidade de contratação de energia incentivada ou convencional, sem restrição de tensão mínima de fornecimento;
- Consumidores especiais: unidades consumidoras ou conjunto de unidades consumidoras localizadas em área contígua ou de mesmo CNPJ, cuja demanda mínima seja maior ou igual a 500 kW, e pertencente ao Grupo A de tensão.

Para a UFV, foi adotado o enquadramento como consumidor livre, entretanto, a contratação de energia incentivada será apenas no HP. Para o HFP foi considerada a manutenção do contrato atual da UFV com a concessionária local, i. e., com a manutenção dos valores praticados, uma vez que o estudo se limita ao HP. É importante dizer que essa opção de suprimento não será fornecida em caso de contingência, visto que a contratação da geração de energia é feita de forma remota, i. e., será aplicada apenas ao cenário (i) da análise econômica.

B. Produtor de energia elétrica - Cooperativa de suinocultores

O produtor independente de energia elétrica é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio e/ou cooperativa que recebem concessão ou autorização do poder concedente para gerar energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia gerada, por sua conta e risco (ANEEL, 2021). Assim, para que os

suinocultores possam aderir ao ACL de energia e comercializar a energia gerada, há a necessidade da criação de uma cooperativa que represente legalmente os produtores envolvidos. Além disso, intervenções devem ser feitas a fim de garantir a máxima e exclusiva geração de energia elétrica durante as três horas em que são compreendidas o HP.

Para a avaliação do potencial de implementação desse modelo de fornecimento, considerou-se o levantamento realizado por Antônio (2016) no Estado de Minas Gerais. Nele foram coletados dados de 22 suinocultores de diferentes portes e municípios com o intuito de avaliar a possibilidade de independência energética dos suinocultores, conforme a potência do gerador instalado na propriedade, o consumo e a capacidade de geração de energia elétrica. O potencial de suprimento do HP da UFV foi avaliado conforme os dados apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Características energéticas dos suinocultores amostrados

Propriedade	Nº de animais	Produção de Biogás (m ³ /dia)	Geração de energia elétrica (kWh/mês)	Consumo máximo registrado (kWh/mês)	Excedente de energia elétrica (kWh/mês)	Potência do gerador (kW)
Suinocultor 01	11.243	1.527	65.067	42.092	22.975	92,0
Suinocultor 02	10.374	1.409	60.037	31.920	28.117	96,0
Suinocultor 03	10.400	1.412	60.188	35.547	24.641	96,0
Suinocultor 04	12.740	1.730	73.741	42.120	31.621	97,6
Suinocultor 05	8.060	1.094	46.645	24.800	21.845	104,0
Suinocultor 06	7.800	1.059	45.138	30.257	14.881	64,0
Suinocultor 07	16.900	2.295	97.806	117.666	-19.860	200,0
Suinocultor 08	2.730	380	16.209	41.808	-25.599	24,0
Suinocultor 09	6.250	849	36.171	44.054	-7.883	120,0
Suinocultor 10	44.200	6.004	255.801	71.920	183.881	360,0
Suinocultor 11	3.900	529	22.570	39.224	-16.654	48,0
Suinocultor 12	32.604	4.429	188.690	115.319	73.371	264,0
Suinocultor 13	7.800	1.059	45.141	26.635	18.506	64,0
Suinocultor 14	67.600	9.183	391.255	283.150	108.105	544,0
Suinocultor 15	6.500	883	37.617	21.960	15.657	64,0
Suinocultor 16	7.800	1.059	45.141	24.000	21.141	64,0
Suinocultor 17	28.600	3.885	165.518	77.102	88.416	204,0
Suinocultor 18	1.000	744	31.694	6.226	25.468	64,0
Suinocultor 19	5.350	3.980	169.565	79.102	90.463	320,0
Suinocultor 20	2.200	580	24.742	2.317	22.425	44,0
Suinocultor 21	3.000	792	33.739	12.289	21.450	120,0
Suinocultor 22	5.000	1.320	56.232	20.307	35.925	80,0

Fonte: Antônio (2016).

Para o cálculo da capacidade de geração de energia elétrica na propriedade de cada suinocultor, utilizou-se a Equação 3.16.

$$C_{GEE} = P_{Ger} t_{GEE} \quad (3.16)$$

em que,

C_{GEE} = capacidade de geração de energia elétrica, em kWh;

P_{Ger} = potência do gerador, em kW; e

t_{GEE} = tempo de geração de energia elétrica, em h.

Considerou-se em todos os casos a operação do gerador em plena carga, sendo o tempo de geração de energia elétrica (t_{GEE}) de três horas diárias (quando dia útil) totalizando 66 h mensais em média.

C. Valor de comercialização da energia

Considerando a realização do contrato de comercialização de energia entre UFV e suinocultores, estimou-se a faixa de preço para o custo do kWh para que o negócio beneficie ambas as partes. O valor mínimo, para a atratividade dos suinocultores, foi adotado como a tarifa de consumo de energia da modalidade B2, rural convencional. Para o valor máximo, foi adotado o custo para consumo de 1 kWh no HP da universidade, i. e., custos relativos à demanda e consumo. A essa faixa de negociação foi acrescentado 7,5% para os custos relativos à participação no ACL e custos com agentes financeiros. Outros custos não foram considerados uma vez que nas tarifas utilizadas estão computados custos com transmissão, distribuição, perdas, encargos e impostos (CEMIG, 2019).

3.4.3 Análise Econômica

Para a análise econômica, realizou-se uma estimativa dos custos fixos e variáveis relacionados a cada um dos sistemas de suprimento, gerando uma planilha com os desembolsos ao longo da vida útil. Posteriormente, os custos foram comparados entre si para a avaliação da viabilidade econômica por meio dos

seguintes indicadores: Valor Presente Líquido (VPL); *Payback* Econômico (PBE); e Custo Nivelado de Energia (LCOE).

O horizonte de planejamento foi definido em 20 anos e a taxa de juros em 6,0% a.a. Para os sistemas que apresentarem vida útil maior que 20 anos, será acrescido o valor residual proporcional ao tempo de vida útil restante. Em todas as análises econômicas (salvo a contratação de energia incentivada dos biodigestores), foi acrescido um custo de R\$ 80.000,00 referente à aquisição e instalação de uma chave religadora para ilhamento intencional do consumidor. Quando necessário, o valor do dólar utilizado foi de R\$ 5,50/US\$.

Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) é um indicador econômico que avalia a viabilidade do projeto durante o período de sua vida útil. O VPL, que é definido pelo valor atual dos benefícios subtraindo o valor atual dos custos ou desembolsos, foi calculado conforme Equação 3.16 (CERVI; ESPERANCINI; BUENO, 2010):

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1 + r)^i} \quad (3.16)$$

em que,

- VPL = valor presente líquido, em R\$;
- B_i = benefício do projeto no ano i , em R\$;
- C_i = custo do projeto no ano i , em R\$;
- r = taxa de desconto, em %;
- i = tempo, em anos, e
- n = horizonte de planejamento, em anos.

O VPL representa, em valores monetários presentes, a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de todo o projeto. Se o VPL for positivo, significa que o investimento inicial aplicado foi recuperado à taxa mínima de atratividade (TMA), sendo neste estudo adotada a taxa de juros de 6,0% a.a., o que correspondente ao custo de oportunidade do capital aplicado em investimentos de renda fixa.

Payback Econômico (PBE)

O *payback* econômico (PBE) considera que o somatório do fluxo de caixa é descontado a uma taxa mínima de atratividade considerada. O PBE, que determina o tempo necessário para a recuperação do capital investido, foi determinado pela Equação 3.18 (CERVI; ESPERANCINI; BUENO, 2010):

$$PBE = \frac{C_i}{\frac{B_i}{(1+r)^i}} \quad (3.17)$$

em que,

PBE = *payback* econômico, em anos.

Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O custo nivelado de energia (LCOE) é um indicador econômico que traduz o custo do sistema de suprimento de energia, incluindo todos os custos ao longo da sua vida útil, como o investimento inicial, operação e manutenção, custo do combustível e custos de capital investido. Foi calculado por meio da Equação 3.18:

$$LCOE = \frac{\frac{C_i - C_r}{V_u} + C_{om} + C_{ce}}{C_{ee}} \quad (3.18)$$

em que,

LCOE = Custo energia elétrica, em R\$/kWh;

C_i = Custos de investimento, em R\$;

C_r = Custos residuais, em R\$;

C_{om} = Custos de operação e manutenção, em R\$/ano;

C_{ce} = Custos de consumo de energéticos, em R\$/ano;

V_u = Vida útil, em anos; e

C_{ee} = Consumo de energia elétrica, kWh/ano.

Análise de sensibilidade

A taxa de juros, os custos de equipamentos, insumos e serviços podem mudar ao longo do tempo. Dessa forma, foi realizada a análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos para cada tipo de sistema de suprimento de energia, a fim de ampliar o estudo com o intuito de contemplar tais variações. Assim, os parâmetros listados na Tabela 3.5 foram variados um a um considerando o caso base e o VPL final avaliado.

Tabela 3.5 - Parâmetros considerados para análise de sensibilidade.

Parâmetros	Unidade	Intervalo de variação	Caso base
TMA	% a.a.	0 a 12	6*
Custo do óleo diesel	% a.a.	70 a 130	100*
Custo da energia elétrica	% a.a.		
Custo de investimento inicial	%	70 a 130	100*
Custo evitado com contingências	%		

* Parâmetros do caso base estão em destaque.

3.5 Resultados e Discussão

3.5.1 Perfil de consumo e demanda do campus Viçosa da UFV

O campus Viçosa da UFV é um consumidor cativo enquadrado na classe Poder Público Federal, com nível de tensão de fornecimento A4 em 13,8 kV e opção por tarifa horo-sazonal (THS) azul, com fornecimento de energia realizado pela Cemig Distribuição S/A (CEMIG-D). A demanda contratada juntamente à CEMIG-D, no ano de 2019, foi de 3.500 kW em HFP e 2.700 kW em HP.

Demanda de energia

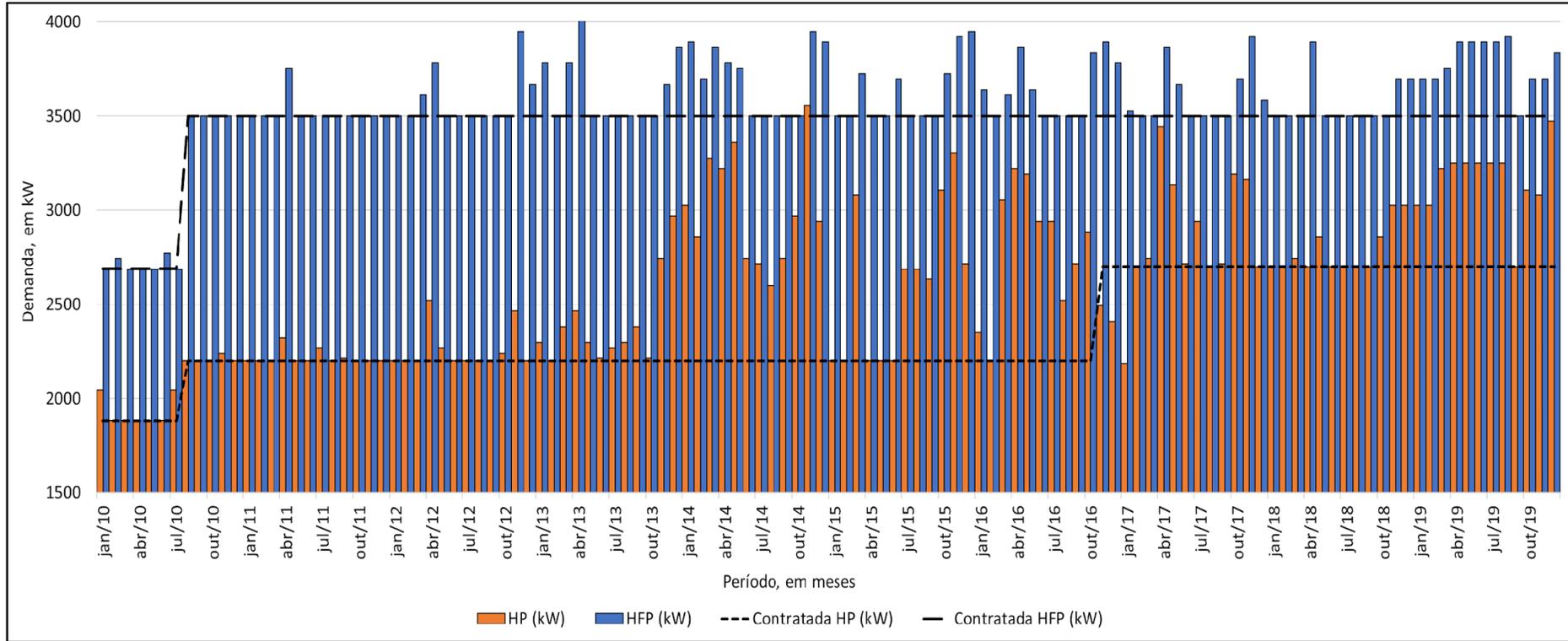
A Figura 3.5 apresenta o histórico da demanda de energia faturada nos últimos dez anos (janeiro/2010 a dezembro/2019) no HFP e HP. O maior registro de demanda no HFP foi de 3.948 kW em dezembro de 2015, e no HP foi de 3.556 kW em novembro de 2014.

Para o fator de carga, conforme Figura 3.6, observa-se que o valor médio para o HFP foi de aproximadamente 0,52, com máximo de 0,67 e mínimo de 0,40. Para o

HP, o valor médio foi de aproximadamente 0,77, com mínimo de 0,54 e máximo de 0,88. O fator de carga é um índice que permite verificar o grau de otimização de uma instalação elétrica, e quanto mais próximo da unidade, mais adequado e racional é o uso da eletricidade (CANEPPELE, 2011). Uma das principais causas para o baixo fator de carga é a ocorrência de picos de demanda em horários específicos na Universidade. Além disso, é importante mencionar que normalmente o fator de carga do HFP é em geral menor que o do HP, muito por conta da diferença de horas em cada posto horário (654 h em HFP e 66 h em HP em média).

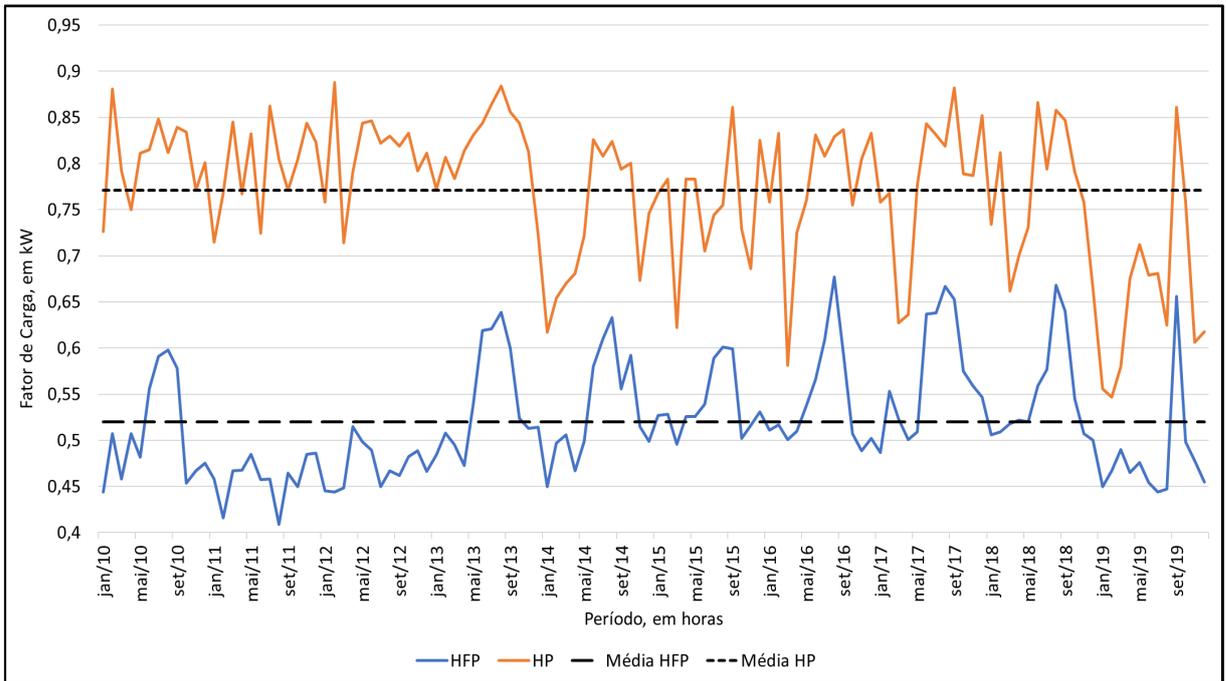
A Figura 3.7 exibe uma curva de demanda típica do campus Viçosa, onde é possível verificar a relação entre a utilização das dependências da instituição pela comunidade acadêmica, e a demanda por energia elétrica. O início das atividades ocorre às 7:00 h da manhã e é acompanhada por um crescimento da demanda, que se estabiliza próximo às 10:00 h e reduz até às 12:00 h, quando se inicia o intervalo para o horário de almoço. Na parte da tarde, as atividades retornam às 13:00 h, e a partir das 14:00 h até as 18:00 h, o sistema elétrico do campus enfrenta o período mais crítico de utilização. Nesse momento, há um aumento substancial da demanda de energia, principalmente, em dias com temperatura elevada onde a utilização de condicionadores de ar cresce muito. Em termos econômicos, o cenário é ainda mais grave, visto que há a mudança do HFP para o HP às 17:00 h, que é justamente o período de redução do pico de demanda diário. Por fim, a partir das 18:00 h o consumo reduz gradualmente até chegar no ponto de demanda residual, por volta das 23:00 h. Esta demanda da noite e madrugada se estende até cerca das 07:00 h da manhã do dia seguinte, em dias úteis.

Figura 3.5 - Histórico da demanda de energia elétrica do campus Viçosa da UFV (janeiro/2010 a dezembro/2019)



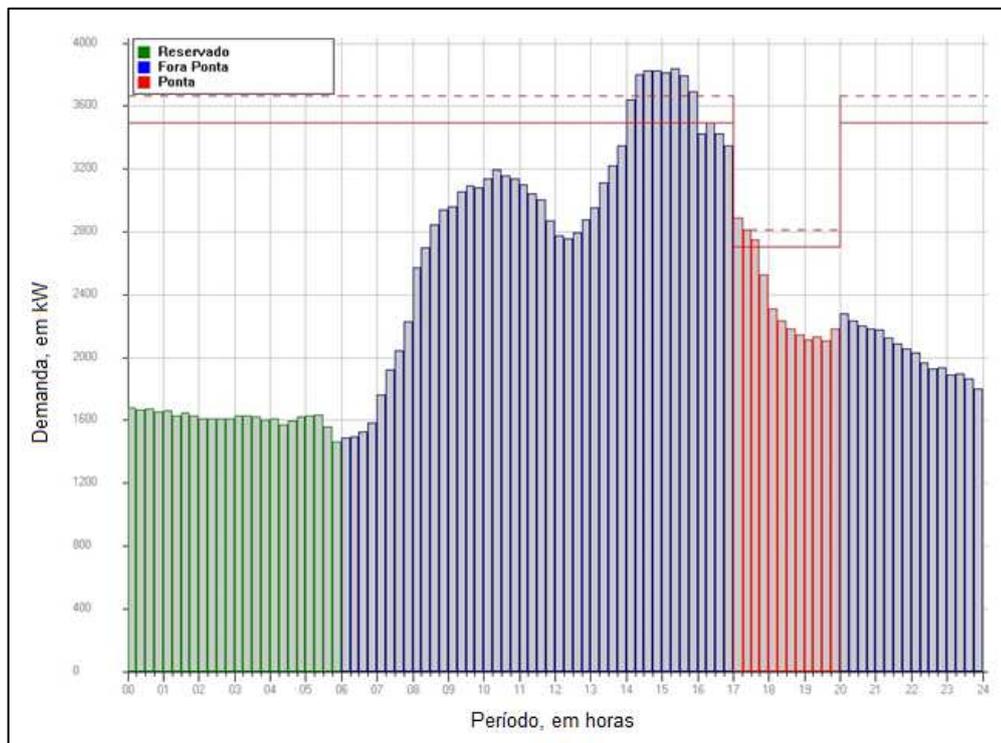
Fonte: UFV, (2020).

Figura 3.6 - Histórico do fator de carga do campus Viçosa da UFV (janeiro/2015 a dezembro/2019)



Fonte: UFV, (2020).

Figura 3.7 - Curva de demanda típica do campus Viçosa da UFV de um dia útil do mês de setembro



Fonte: UFV, (2020).

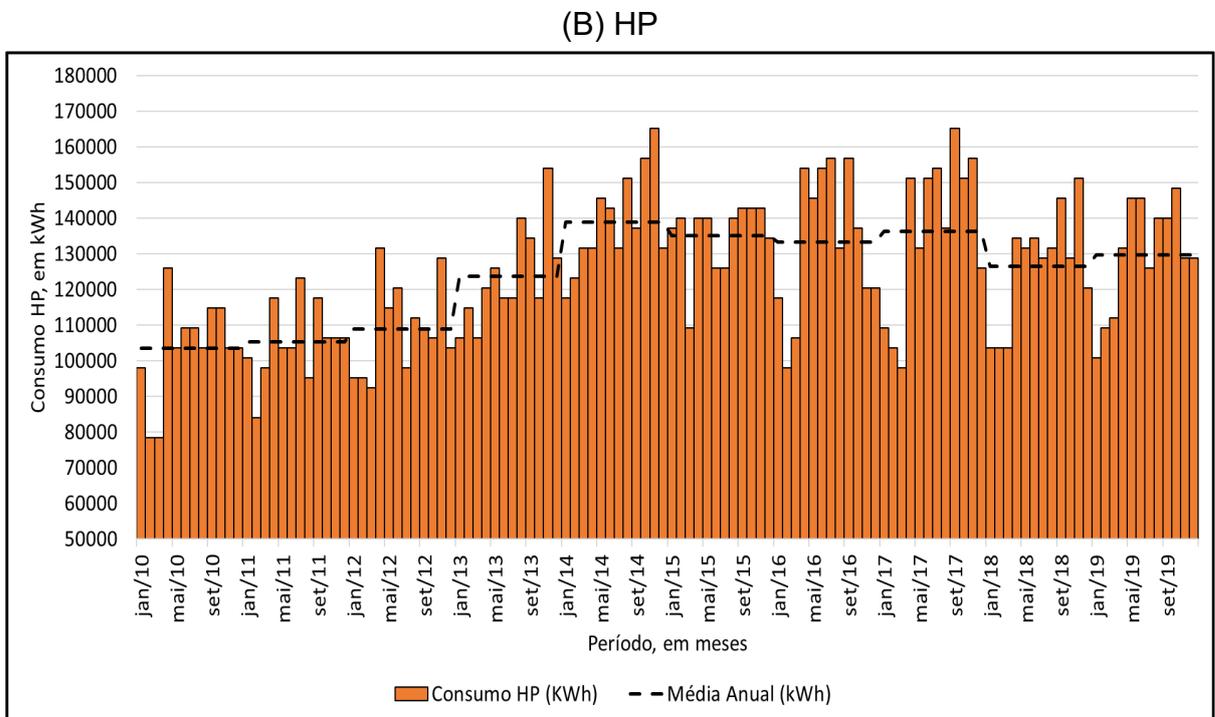
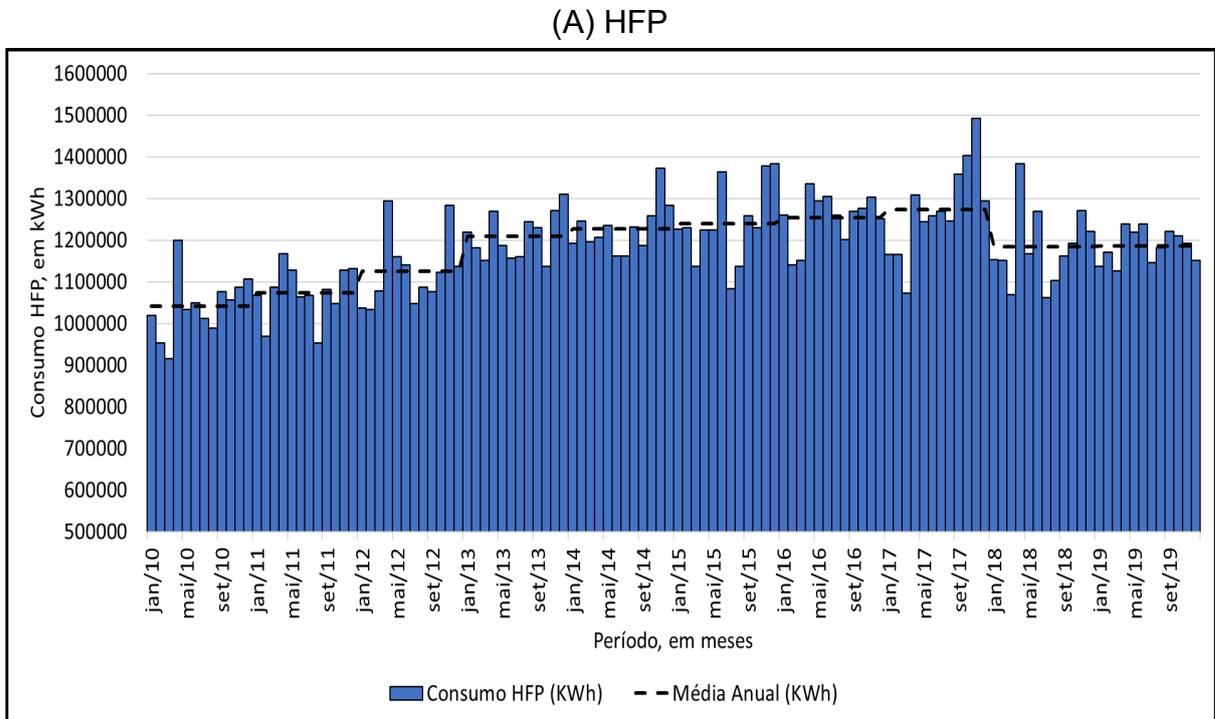
Consumo de energia

A Figura 3.8 apresenta o consumo de energia elétrica do campus Viçosa no HFP e HP durante os últimos dez anos (janeiro/2010 a dezembro/2019). A partir da análise da média anual, foi possível observar uma tendência de crescimento do consumo no HFP compreendida de janeiro de 2010 até dezembro de 2017, seguida por uma queda brusca em janeiro de 2018. Por sua vez, no HP, há intenso aumento do consumo de janeiro de 2010 até dezembro de 2014, seguida por pequena tendência de queda e a partir de janeiro de 2018, uma queda brusca no consumo.

O aumento do consumo nos últimos anos, em ambos os postos tarifários, é fruto da expansão da estrutura física do campus, com a construção de novos edifícios e o aumento no número de alunos. A estimativa para crescimento do consumo de energia elétrica do campus Viçosa é de cerca de 1,91% ao ano. A redução, a partir de 2018, corresponde à aplicação de projetos de eficiência energética como o *retrofit* da iluminação pública e de edifícios de grande utilização como a biblioteca central, os pavilhões de aulas e o Colégio de Aplicação da Universidade Federal de Viçosa. O controle do consumo no HP de forma prévia, no ano de 2014, é resultado de políticas no deslocamento de cargas para o HFP, na qual os custos de consumo são reduzidos. O consumo médio mensal para o período de dez anos é de aproximadamente 1.181.086 kWh no HFP e 124.110 kWh no HP.

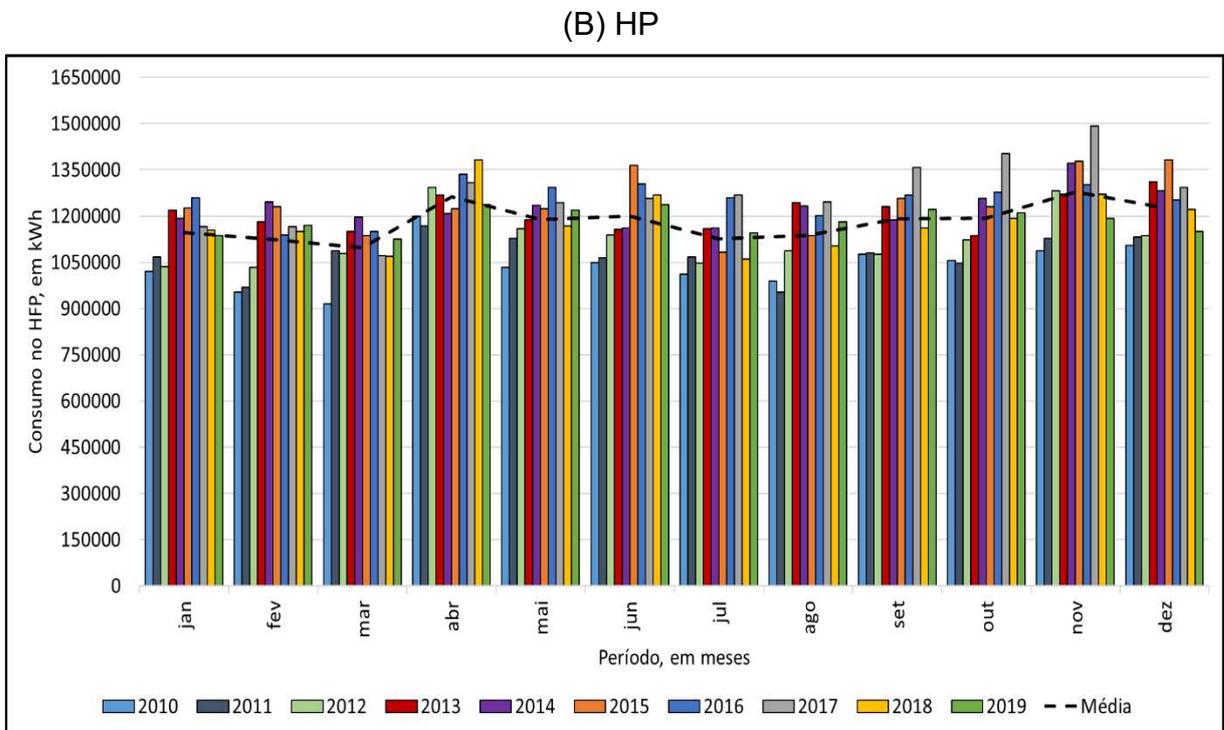
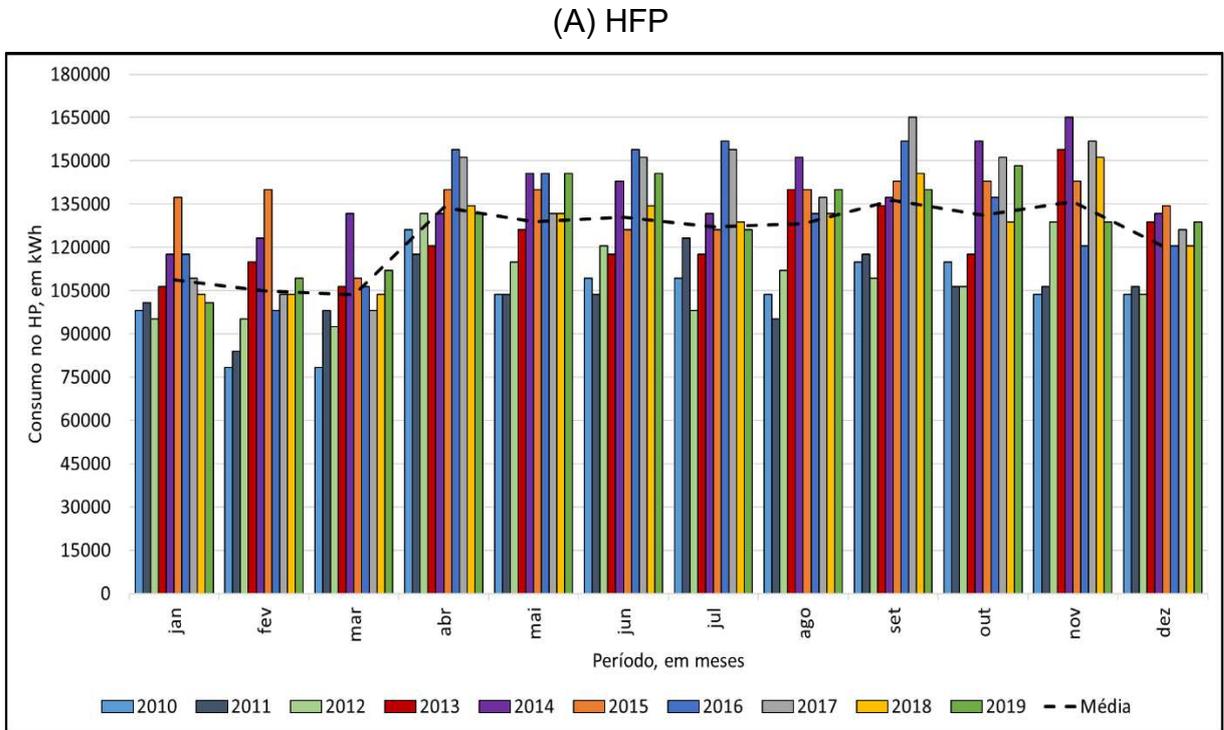
É importante destacar, que os dados de consumo da Figura 3.8 podem ser avaliados de outra forma, visto que há grande diferença no consumo entre determinados meses do ano. Assim, ao invés da comparação no período, fez-se uma comparação mensal do consumo, o que gerou a Figura 3.9. O maior consumo compreende os meses de março a junho (faturas de abril a julho) e de agosto a dezembro (faturas de setembro a janeiro), sendo o menor consumo nos meses de janeiro, fevereiro e junho (faturas de fevereiro, março e agosto). Essas variações são influenciadas pelo calendário escolar que tem o seu início normalmente em março e o término no início de dezembro, com um pequeno recesso no mês de julho, isto é, uma baixa no consumo de energia elétrica em pelo menos três meses do ano. A diferença de consumo entre a maior e a menor média mensal é de aproximadamente 14,05% para o HFP e de 24,02% no HP, no período avaliado.

Figura 3.8 - Histórico do consumo de energia elétrica do campus Viçosa da UFV (janeiro/2010 a dezembro/2019): (A) HFP e (B) HP



Fonte: UFV, (2020).

Figura 3.9 - Comparação mensal do consumo de energia elétrica do campus Viçosa da UFV (janeiro/2010 a dezembro/2019): (A) HFP e (B) HP



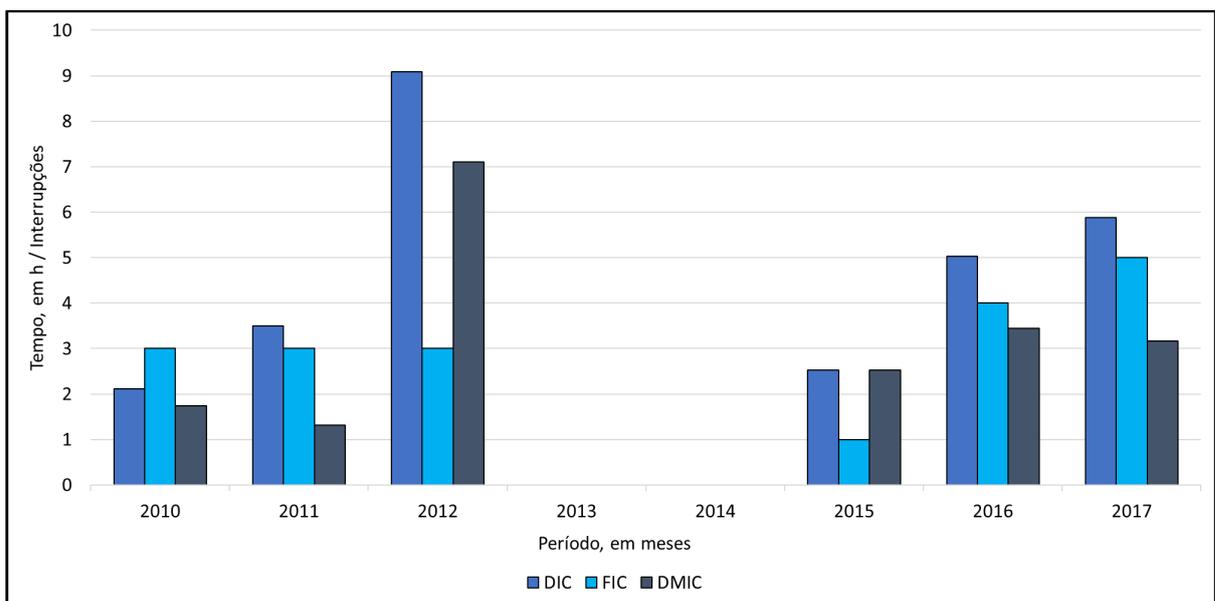
Fonte: UFV, (2020).

Qualidade de fornecimento

Os dados de qualidade de fornecimento relativos às faturas de energia elétrica de janeiro/2010 a dezembro/2017 são apresentados na Figura 3.10. Nesse período, ocorreram 19 interrupções no fornecimento de energia, totalizando 28,14 h de contingências. O ano de 2012 foi o que apresentou o maior DIC, com 9,09 h, além do maior DMIC, com 7,11 h. Em questão da FIC, no ano de 2017, ocorreu o maior número de interrupções, totalizando 5. Nos anos de 2013 e 2014, não foram computadas faltas no fornecimento de energia por parte da concessionária. Assim, em termos de números médios, o campus Viçosa enfrenta 2,37 interrupções e 3,52 h de contingências anualmente. Acredita-se, porém, que a frequência e o tempo de interrupções podem ser ainda maiores, uma vez que por norma, as faltas de energia por menos de três minutos não são consideradas interrupções.

Diante disso, a fim de contemplar também interrupções de menor tempo, oriundas por parte da concessionária ou do sistema do consumidor, seja por ultrapassagem da demanda contratada ou problemas internos na rede de distribuição do campus, dobrou-se o tempo de contingências a ser considerado na análise para 7,04 h/ano e o número de interrupções foi ampliado para 18 casos. O ajuste foi realizado a fim de complementar os valores analisados nas faturas de energia.

Figura 3.10 - Indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica (DIC/FIC/DMIC) para o campus Viçosa da UFV (janeiro/2010 a dezembro/2017)



Fonte: UFV, (2020).

De qualquer forma, é importante destacar que os valores apresentados podem não servir de parâmetro para todos os consumidores locais da concessionária, uma vez que unidades no fim de rede ou que sejam alimentadas por redes pouco confiáveis podem sofrer mais com faltas no fornecimento. De fato, um grande cliente localizado na parte central do município acaba desfrutando de algumas vantagens no que se refere ao restabelecimento rápido do fornecimento, em detrimento a clientes de menor porte, o que acaba beneficiando a UFV.

Tarifas de energia

As tarifas praticadas pela CEMIG-D no Estado de Minas Gerais, especificamente, para unidades consumidoras do subgrupo A4 e enquadradas na modalidade THS azul, no ano de 2019, são exibidas na Tabela 3.6. Os valores da Tabela 3.6 são médios, sem distinções de bandeiras tarifárias, período úmido ou seco, e contam com a aplicação de impostos. Adotaram-se oito casas decimais para a apresentação dos valores, mantendo-se o padrão das faturas de energia elétrica da CEMIG-D.

Tabela 3.6 - Tarifa média com impostos aplicada pela CEMIG-D ao subgrupo A4 no ano de 2019

A4 – 2,3 kV a 25kV	Demanda (R\$/kW)	Consumo (R\$/kWh)
Demanda HP	49,60055124	
Demanda HFP	16,05539005	
Demanda Ultrapassagem HP	99,22219647	
Demanda Ultrapassagem HFP	32,16760652	
Consumo HP		0,58546003
Consumo HFP		0,39708800

Fonte: UFV, (2020).

A relação entre o valor da tarifa de consumo no HP e no HFP é de aproximadamente 1,47 vezes maior. Da mesma forma, a relação entre o valor da tarifa de demanda/demanda ultrapassagem no HP e no HFP é de aproximadamente três vezes maior. A diferença entre as tarifas de energia praticadas no HP e HFP é justificada pelo incremento no consumo e consequente sobrecarga dos sistemas de geração, transmissão e distribuição no país. Essa variação brusca no consumo advém do funcionamento simultâneo de diversas cargas como: fábricas, iluminação pública, iluminação residencial, eletrodomésticos e a maioria dos chuveiros. Para a

concessionária, os custos de operação e adequação de infraestrutura para atendimento do HP são elevados e, dessa forma, repassados ao consumidor para estimular a utilização mais eficiente e consciente da energia elétrica.

Nos dez anos avaliados (2010 a 2019), considerando os valores de inflação definidos conforme o IPCA do período, a tarifa de consumo de energia elétrica aumentou aproximadamente 4,13% a.a., i. e., os reajustes ocorreram acima da inflação do período. Rütther; Zilles (2011) afirmam em sua pesquisa que normalmente os reajustes são da ordem de 2 a 4% a. a. acima da inflação.

Faturamento de energia

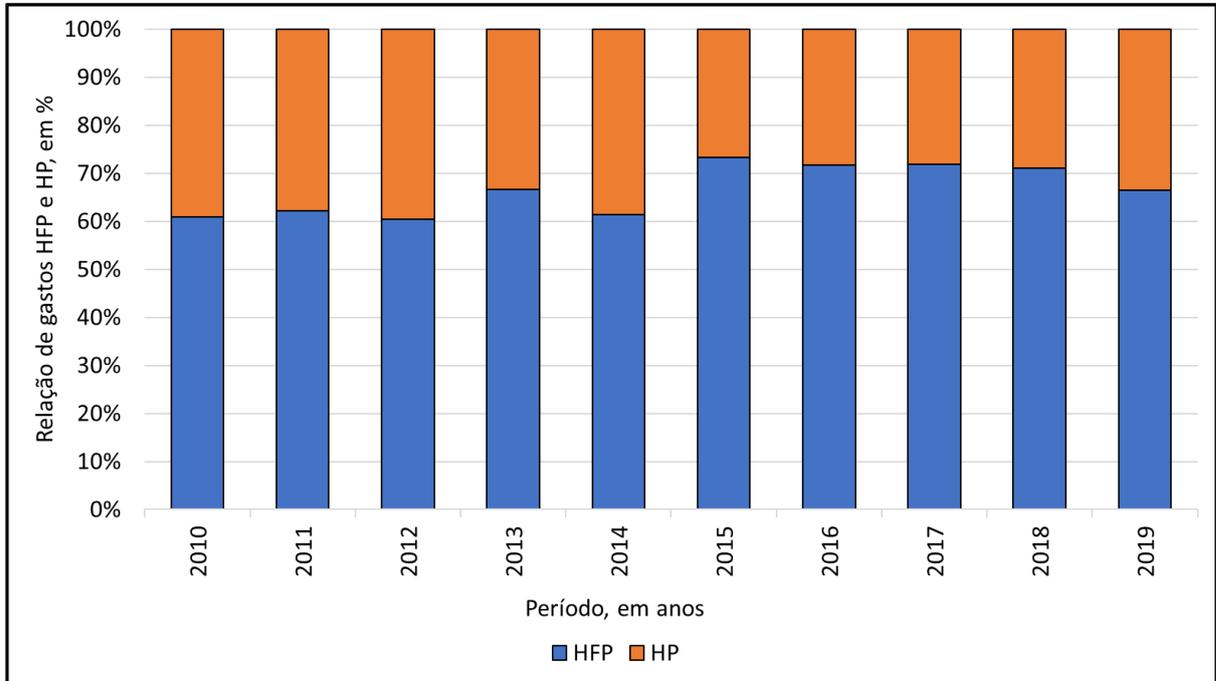
Além de dados energéticos, as faturas de energia apresentam dados financeiros que auxiliam na tomada de decisões em relação à correta utilização da energia elétrica. O entendimento da dinâmica existente entre os parâmetros energéticos e os custos envolvidos é primordial para o desenvolvimento do gerenciamento integrado de recursos.

Na Figura 3.11, foram considerados todos os gastos relativos ao consumo e demanda, inclusive, multas por ultrapassagens e despesas com energia reativa nos respectivos postos tarifários. Em média, nos últimos dez anos, cerca de 32,4% de todo o orçamento gasto com energia elétrica foi destinado ao pagamento dos custos com o HP. Aparentemente, a proporção de custos de energia entre HP e HFP parece condizente. Entretanto, considerando um ano com 8.760 horas, apenas 750 horas são referentes ao HP, isto é, 8,56% das horas. Em suma, a Universidade gasta 32,4% de toda a verba destinada ao pagamento das faturas de energia em apenas 8,56% das horas anuais. Os números apresentados traduzem as preocupações dos consumidores em reduzir a utilização de energia elétrica no HP, uma vez que as participações financeiras do HP chegaram a 39,6% dos gastos.

Outra comparação interessante é apresentada pela Figura 3.12, onde são relacionados todos os custos envolvidos com o consumo (HP, HFP, reativos) e a demanda (HP, HFP, ultrapassagens, reativos). Os custos médios de demanda representam 31,5% dos gastos, apresentando mínimo de 21,9% e máximo de 45,9% no período. Na teoria, quanto mais favorável a relação para o lado do consumo, melhor é o aproveitamento da demanda contratada, mais otimizada é a utilização dos

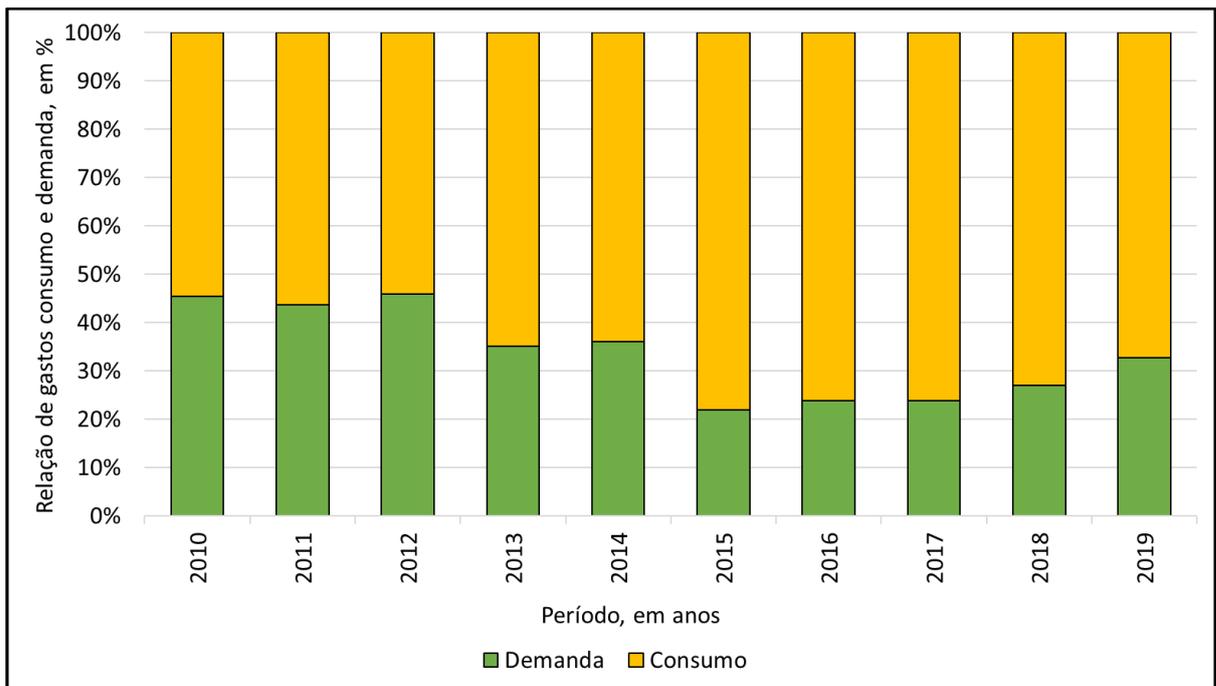
recursos. Essa métrica se torna mais precisa quanto melhor o grau de efficientização e o uso consciente de energia do consumidor.

Figura 3.11 - Relação de gastos entre HFP e HP



Fonte: UFV, (2020).

Figura 3.12 - Relação de gastos entre consumo e demanda de energia

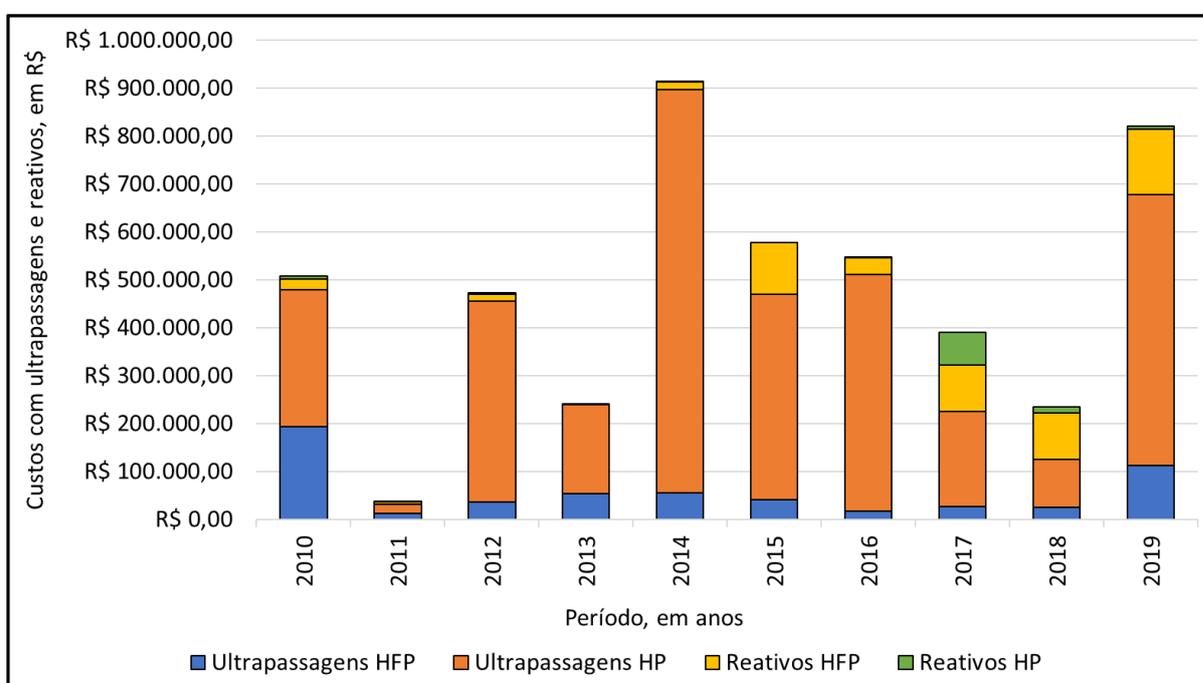


Fonte: UFV, (2020).

A Figura 3.13 apresenta os valores corrigidos de multas aplicadas à universidade pela concessionária de distribuição, sejam elas oriundas de ultrapassagens de demanda ou consumo de reativos. Nos dez anos analisados, gastaram-se ao todo R\$ 4.740.287,27, valor muito significativo visto que a média anual com energia elétrica é de aproximadamente R\$ 7.523.530,08 em valores também corrigidos. A falta de gestão energética por parte da UFV gera custos que poderiam ser diretamente revertidos para as atividades fins da instituição, que são: ensino, pesquisa e extensão.

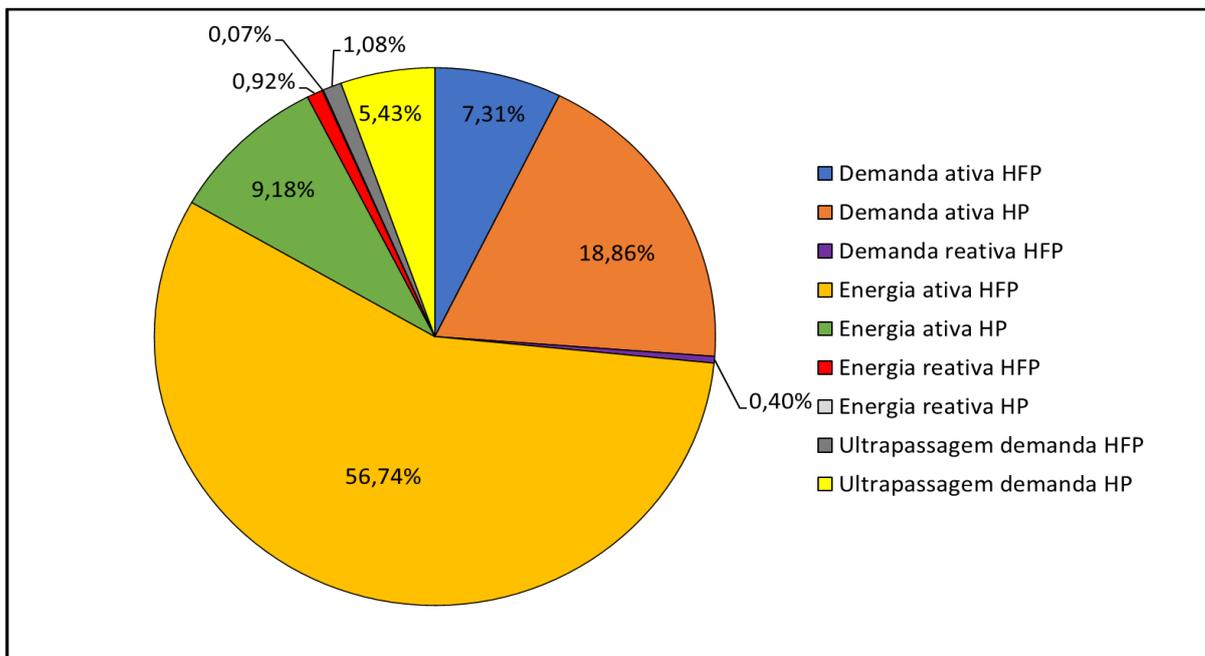
A análise da composição de custos com energia elétrica para o ano de 2019 está representada na Figura 3.14. Os custos relacionados com o consumo de energia no HFP (56,74%), demanda ativa no HP (18,86%), energia ativa no HP (9,18%) e demanda ativa no HFP (7,31%) foram, respectivamente, os mais significativos no faturamento. Em termos monetários, tem-se os seguintes custos para a demanda: R\$ 728.244,44 no HFP e R\$ 1.877.505,56 no HP. Para o consumo tem-se: R\$ 5.648.831,40 no HFP; R\$ 914.926,43 no HP.

Figura 3.13 - Custos com ultrapassagem e reativos corrigidos para o ano de 2019 conforme o IPCA



Fonte: UFV, (2020).

Figura 3.14 - Representatividade dos custos com energia elétrica no ano de 2019



Fonte: UFV, (2020).

Custos com energia elétrica

Considerando a demanda contratada de 3.500 kW e um consumo médio mensal de 1.187.086,67 kWh, conforme as tarifas apresentadas na Tabela 3.6, obteve-se um custo total com o consumo de energia elétrica no campus Viçosa de R\$ 0,44/kWh no HFP. Da mesma forma, para uma demanda de 2.700 kW e um consumo médio mensal de 124.110,00 kWh, obteve-se um custo total de R\$ 1,66/kWh para o consumo de energia no HP. Relacionando os dois valores, atualmente o consumo de 1 kWh no HP é quase três vezes mais caro que no HFP.

A relação entre os custos de consumo entre os dois horários tarifários por si só justifica a importância do controle energético no HP, principalmente, frente ao crescimento no consumo de energia do consumidor e a eventual necessidade de ampliação da demanda contratada.

Custos estimados com contingências

Utilizando o multiplicador de 133 vezes indicado por Castro (2020) no custo de energia analisado anteriormente, uma falta de energia no HFP, por exemplo, representa um prejuízo para a instituição de cerca de R\$ 58,52/kWh, enquanto no HP,

o prejuízo pode chegar a R\$ 220,78/kWh. Esse prejuízo pode ser agravado quanto maior for o consumo de energia no momento da contingência.

Considerando 7,04 h de contingências anuais e a curva de carga característica da universidade, estimou-se que 60% (4,22 h) ocorrem no pico do HFP com fator de carga de 0,9, 25% (1,76 h) ocorrem no HFP com fator de carga de 0,52 e 15% (1,06 h) ocorrem no HP com fator de carga de 0,77. Tem-se, então, um prejuízo estimado de não fornecimento de R\$ 965.357,62 no HFP e R\$ 486.541,72 no HP, totalizando R\$ 1.451.899,34.

Apesar da falta de dados mais precisos em relação ao horário correto da ocorrência das contingências e o tempo de duração, é possível perceber o grande custo relacionado a essas faltas no fornecimento de energia elétrica. Por esse motivo, os sistemas de suprimento que possam operar em caso de contingências devem receber também uma contrapartida dos custos evitados.

3.5.2 Sistemas de energia para suprimento do horário de ponta e contingências

Após a caracterização do perfil de consumo de energia elétrica do campus Viçosa da UFV e da constatação da necessidade de controle da demanda no HP e de contingências, os parâmetros básicos utilizados no dimensionamento de cada cenário foram:

- (i) Suprimento do HP:
 - Demanda total de 2.700 kW;
 - Consumo médio de 124.110,00 kWh/mês;
 - Autonomia mínima de 792,00 h/ano.
- (ii) Suprimento do HP e contingências:
 - Demanda total de 3.948 kW;
 - Consumo médio de 125.668,33 kWh/mês;
 - Autonomia mínima de 799,04 h/ano.

Os custos de aquisição, instalação, operação e manutenção para os sistemas foram obtidos a partir de consultas realizadas na literatura, empresas e fornecedores.

Grupo gerador a diesel

Para o suprimento da demanda, serão necessários seis geradores no cenário (i) e oito geradores no cenário (ii), totalizando, respectivamente, 3.052,80 kW e 4.070,40 kW de potência instalada. Considerando o consumo médio mensal, o fator de utilização de todo o grupo gerador no primeiro cenário será de aproximadamente 61,59%, enquanto para o atendimento do segundo cenário, o fator de utilização será de 47,63%. Em ambos os cenários quatro geradores funcionarão simultaneamente para o atendimento do HP, entretanto, para o cenário (ii), estarão disponíveis mais dois geradores com o objetivo de suprir a ocorrência de contingência no HFP.

O consumo de óleo diesel estimado para o grupo gerador durante o funcionamento no HP, em ambos os cenários, seria de 489,66 L/h. Para o suprimento durante as contingências, o cenário (ii) poderia ter um consumo adicional de 530,76 L/h a 926,52 L/h dependendo das condições de carga no momento da contingência. Anualmente, para uma operação de aproximadamente 792,00 h anuais no primeiro cenário e 799,04 h anuais no segundo cenário, o consumo médio de diesel seria de 387.806,76 L/ano e 393.226,05 L/ano, respectivamente.

Cada gerador dispõe de um tanque com capacidade para 600 L de óleo diesel, o que gera uma autonomia de mais de quatro horas diárias em cada unidade considerando um regime de operação de 100%. De qualquer forma, é aconselhável a adoção de um reservatório externo comum a todos os equipamentos, ampliando a autonomia de todo o sistema.

Realizando uma proporção simples, para seis e oito unidades, o custo total de aquisição e instalação seria de R\$ 1.562.400,00 e R\$ 360.000,00, e R\$ 2.083.200,00 e R\$ 480.000,00, respectivamente. O custo do diesel S10 foi estabelecido em R\$ 3,925/L conforme média do levantamento realizado pela ANP. Dessa forma, o custo para abastecimento de todo o sistema no cenário (i) é estimado em R\$ 1.522.141,53/ano, enquanto no cenário (ii) é de R\$ 1.543.412,27/ano. Apesar do diesel S500 ser mais barato que o S10, optou-se pela utilização do segundo uma vez que seu grau de poluição é 50% menor (SILVA et al., 2017).

Os custos de operação e manutenção estimados são de R\$ 109.368,00/ano no primeiro cenário e R\$ 145.824,00/ano no segundo cenário. Os custos evitados de energia no HP são de R\$ 2.478.995,19/ano e, considerando contingências, os custos

evitados são ampliados para R\$ 3.930.894,53/ano. O valor de sucata foi de R\$ 31.248,00 no cenário (i), e R\$ 41.664,00 no cenário (ii). A Tabela 3.7 apresenta um resumo dos parâmetros estimados para o grupo gerador a diesel.

Tabela 3.7 - Parâmetros calculados do grupo gerador a diesel.

Parâmetros	Cenário (i)	Cenário (ii)
Nº de geradores	6	8
Potência instalada (kW)	3.052,80	4.070,40
Geradores em operação simultânea	4	6
Consumo de óleo diesel (L/h)	HP	489,66
	Contingência	-
Horas de operação (h/ano)	792,00	799,04
Consumo de óleo diesel (L/ano)	387.806,76	393.226,05
Custo de aquisição (R\$)	1.562.4000,00	2.083.200,00
Custo de instalação (R\$)	360.000,00	480.000,00
Custo de consumo do óleo diesel (R\$/ano)	1.522.141,53	1.543.412,27
Custo de manutenção (R\$/ano)	109.368,00	145.824,00
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19	2.478.995,19
Custo evitado de contingências (R\$/ano)	-	1.451.899,34
Valor de sucata (R\$)	31.248,00	41.664,00
Vida útil (anos)	15	15

Pequena central hidrelétrica reversível

Pela Equação 3.3, para uma potência de 2.700 kW no cenário (i) e 3.948 kW no cenário (ii), será necessária uma vazão de 3,73 m³/s e 5,46 m³/s, respectivamente. Combinando as Equações 3.4, 3.5 e 3.6, sendo $E_{CA} = 1.574,68$, $P_V = 841,10$ e fixando a profundidade do reservatório em 10 m, tem-se um volume de água necessário de 40.336,02 m³ para o cenário (i) e 58.980,23 m³ para o cenário (ii). Adicionando uma margem de segurança de 10%, as dimensões dos reservatórios serão de 90 m x 50 m x 10 m para o cenário (i) e 90 m x 73 m x 10 m para o cenário (ii).

A potência elétrica demandada (P_{dem}) pelo conjunto motor bomba, considerando um bombeamento de 9 h consecutivas, no período das 22:00 às 07:00 h, pela Equação 3.7, tem-se 1.243,11 kW no cenário (i) e 1.817,70 kW no cenário (ii). Em termos de rendimento, Nadeem et al. (2019) e Rehman; Al-hadhrami; Alam (2014) afirmam que a eficiência global de uma PCHR está na faixa de 70 a 85%. Para o caso estudado, relacionando os tempos de geração e bombeamento além da potência gerada e demandada, a eficiência geral é de aproximadamente 72,40%, ou seja, dentro dos padrões encontrados por esses autores.

Para o suprimento da demanda de energia do cenário (i), que é de 124.110,00 kWh/mês, serão necessários 171.422,65 kWh/mês a um custo de R\$ 816.838,53. Da mesma forma, a demanda de energia do cenário (ii) é de 125.668,33 kWh/mês e serão necessários 173.575,04 kWh/mês a um custo de R\$ 827.094,79.

Para o cenário (i) o custo de construção mínimo será de R\$ 8.093.709,00, o médio de R\$ 21.304.350,00 e o máximo de R\$ 34.514.991,00. Além disso, o custo de operação e manutenção será de R\$ 81.000,00/ano nos três casos. Por sua vez, para o cenário (ii) o custo de construção mínimo será de R\$ 11.834.801,16, o médio de R\$ 31.151.694,00 e o máximo de R\$ 50.468.586,84, além de R\$ 118.440,00/ano para a operação e manutenção em todos os casos. A Tabela 3.8 apresenta os parâmetros estimados para a PCHR.

Tabela 3.8 - Parâmetros calculados da pequena central hidrelétrica reversível.

Parâmetros	Cenário (i)*	Cenário (ii)**
Potência instalada (kW)	2.700	3.948
Horas de operação (h/ano)	792,00	799,04
Custo de construção (R\$)	Mínimo	8.093.709,00
	Médio	21.304.350,00
	Máximo	34.514.991,00
Custo de manutenção e operação (R\$/ano)	81.000,00	118.440,00
Custo de energia elétrica (R\$/ano)	816.838,53	827.094,79
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19	2.478.995,19
Custo evitado de contingências (R\$/ano)	-	1.451.899,34
Valor de sucata (R\$)	-	-
Vida útil (anos)	50	50

Banco de baterias eletroquímicas

Para o cenário (i), foi dimensionado um banco de baterias com potência instalada de 2.700,00 kVA e energia disponível variável, conforme necessidade de cada profundidade de descarga. Considerando o consumo médio de 5.641,36 kWh/dia, e eficiência de 90%, pela Equação 3.8, obteve-se 6.268,18 kWh/dia de energia para a operação do banco de baterias. A capacidade de energia do banco de baterias foi estabelecida conforme Equação 3.9. A Tabela 3.9 apresenta os parâmetros encontrados para cada profundidade de descarga, sendo o número de ciclos determinado conforme Figura 3.4. A vida útil foi estimada para 264 ciclos anuais.

Tabela 3.9 - Parâmetros calculados do banco de baterias no cenário (i).

Parâmetros	Cenário (i)			
	20	40	60	80
Profundidade de descarga (%)	20	40	60	80
Número de ciclos	7.500	6.000	4.000	2.200
Capacidade do banco de baterias (kWh)	31.340,91	15.670,45	10.446,97	7.835,23
Custo de aquisição (R\$)	101.822.855,68	50.911.411,60	33.940.951,89	25.455.722,04
Custo de instalação (R\$)	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Custo de manutenção (R\$/ano)	509.114,28	254.557,06	169.704,76	127.278,61
Valor de sucata (R\$)	2.063.457,11	1.018.228,23	678.819,04	509.114,44
Vida útil (anos)	28,40	22,72	15,15	8,33

Para o cenário (ii), o banco de baterias dimensionado tem potência instalada de 4000,00 kVA e energia disponível variável, conforme necessidade de cada profundidade de descarga. Considerando o consumo médio de 5.712,20 kWh/dia no HP e eficiência de 90%, obteve-se 6.346,89 kWh/dia para a operação do banco de baterias. A Tabela 3.10 apresenta os parâmetros encontrados para cada profundidade de descarga. A capacidade de energia do banco de baterias foi estabelecida conforme Equação 3.9. A vida útil foi estimada para 282 ciclos anuais (264 ciclos de HP e 18 ciclos de contingências).

A possibilidade de modularidade do sistema com a adição de mais baterias e consequente ampliação da energia disponível, além da escolha da profundidade de descarga, geram uma infinidade de configurações válidas para operação do sistema. No presente estudo, foram escolhidas as características que possivelmente estão próximas do ponto ótimo.

Tabela 3.10 - Parâmetros calculados do banco de baterias no cenário (ii).

Parâmetros	Cenário (ii)			
	20	40	60	80
Profundidade de descarga (%)	20	40	60	80
Número de ciclos	7.500	6.000	4.000	2.200
Capacidade do banco de baterias (kWh)	31.734,43	15.867,21	10.578,14	7.933,61
Custo de aquisição (R\$)	103.101.354,94	51.550.661,22	34.367.107,48	25.775.346,86
Custo de instalação (R\$)	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Custo de manutenção (R\$/ano)	515.506,77	257.753,31	171.835,54	128.876,73
Valor de sucata (R\$)	2.062.027,10	1.031.013,22	687.342,15	515.506,94
Vida útil (anos)	26,59	21,27	14,18	7,80

A. Carregamento com energia da concessionária

O período escolhido para o carregamento do banco de baterias foi o da madrugada e está compreendido entre as 00:00 h até 07:00 h da manhã. Percebe-se uma demanda constante próxima aos 1,6 MW (Figura 3.7), muito abaixo da demanda contratada de 3,5 MW para o HFP, evitando sobrecargas na rede de distribuição, principalmente, nos horários de maior demanda. As seis horas noturnas são suficientes para o carregamento em condições ideais de temperatura.

O armazenamento nas baterias possibilita o despacho de energia sempre que conveniente, viabilizando a utilização da energia de custo reduzido do HFP em um horário com o custo elevado, como o do HP. Dessa forma, como há disponibilidade de demanda na madrugada, o correto gerenciamento do carregamento do banco de baterias, faz com que os custos de energia sejam apenas relativos ao consumo no HFP, enquanto os custos evitados no HP sejam de consumo e demanda.

Considerando o rendimento, a energia mensal necessária para o carregamento do banco de baterias no cenário (i) é de 137.900,00 kWh e para o cenário (ii) é de 139.631,48 kWh. Os custos evitados de energia elétrica para as profundidades de descarga de 20%, 40%, 60% e 80% são apresentados na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 - Parâmetros para carregamento com energia da concessionária.

Parâmetros	Cenário (i)				Cenário (ii)			
	20	40	60	80	20	40	60	80
Profundidade de descarga (%)	20	40	60	80	20	40	60	80
Custo de energia elétrica (R\$/ano)	657.101,22				665.351,80			
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19				2.478.995,19			
Custo evitado de contingências (R\$/ano)	-				1.451.899,34			

B. Carregamento com energia solar fotovoltaica

Segundo a Tabela 3.3, a radiação solar média diária no município de Viçosa-MG em um ano típico é de 4,91 kWh/m².dia e, convertendo em HSP, tem-se 4,91 h/dia e 149,34 h/mês. A potência da usina solar considerando a energia necessária para o carregamento do banco de baterias para o cenário (i) (137.900,00 kWh/mês) e cenário (ii) (139.631,48 kWh/mês) é de 1.367,94 kWp e 1.376,53 kWp, respectivamente.

Considerando os dados técnicos dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, por meio das Equações 3.12, 3.13 e 3.14, tem-se a possibilidade de instalação de 20

módulos em série. Logo, o número de módulos conectados em paralelo, pela Equação 3.15, será de 163 strings para o cenário (i) e 165 strings para o cenário (ii), totalizando, respectivamente, 3.260 e 3.300 módulos. Como cada inversor pode gerenciar 20 strings, serão necessários 9 inversores em ambos os cenários.

Para os cenários (i) e (ii) os custos de aquisição dos módulos solares são de R\$ 2.660.160,00 e R\$ 2.692.800,00, respectivamente. Como o número de inversores utilizados é igual nos cenários, o custo de aquisição será de R\$ 362.700,00. Os custos de operação e manutenção são de R\$ 90.685,80/ano, cenário (i), e R\$ 91.665,00, cenário (ii). O valor de sucata foi estimado em R\$ 31.248,00 e R\$ 41.664,00. A Tabela 3.12 apresenta um resumo dos parâmetros estimados para a usina solar.

Tabela 3.12 - Parâmetros calculados da usina solar.

Parâmetros	Cenário (i)	Cenário (ii)
Nº de módulos solares	3.260	3.300
Custo de aquisição dos módulos (R\$)	2.660.160,00	2.692.800,00
Valor de sucata módulos (R\$)	53.203,20	53.529,60
Vida útil módulos (anos)	25	25
Nº de inversores	9	9
Custo de aquisição dos inversores (R\$)	362.700,00	362.700,00
Custo de sucata inversores (R\$)	7.254,00	7.254,00
Vida útil inversores (anos)	12	12
Custo de instalação (R\$)	837.560,00	837.560,00
Custo de manutenção (R\$/ano)	90.685,80	91.665,00
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19	2.478.995,19
Custo evitado de contingências (R\$/ano)	-	1.451.899,34

Biodigestores

Analisando-se conjuntamente as características energéticas dos suinocultores apresentados na Tabela 3.4, tem-se uma potência instalada nos geradores de 3.133,60 kW e uma produção de excedentes de energia elétrica de 778.892,00 kWh/mês. Considerando a demanda de 2.700 kW e o consumo de 124.110,00 kWh no HP da UFV, uma cooperativa formada pelos 22 suinocultores é suficiente para o atendimento da universidade. Apenas os excedentes de energia do suinocultor 14, é 48% maior do que a necessidade mensal de energia no HP da UFV.

O custo para consumo de 1 kWh no HP é de cerca de R\$ 1,66 para a universidade, por outro lado, para os suinocultores, o custo de consumo é de R\$ 0,65 em horário livre, ou seja, um valor 60,84% menor, que se reflete em uma diferença de R\$ 1,01 no valor final do kWh. Considerando as taxas relativas à participação no

mercado livre e os custos com agentes financeiros, há uma redução na margem de negociação de 7,5% o que representa aproximadamente R\$ 0,08. Partindo do pressuposto de que os custos serão rateados de forma uniforme entre as partes, a nova margem negociável será de R\$ 0,69 a R\$ 1,62.

Visto a possibilidade de fornecimento por meio da cooperativa de suinocultores e a viabilidade de uma faixa de negociação de valores de comercialização de energia, adotou-se o valor médio de R\$ 1,16/kWh como base para a análise econômica. O valor selecionado equivale a cerca de 70% do custo pago atualmente pela universidade para consumo de 1 kWh no HP. A Tabela 3.13 apresenta um resumo dos parâmetros estimados para a contratação de energia incentivada de biodigestores.

Tabela 3.13 - Parâmetros estimados para contratação de energia incentivada de biodigestores.

Parâmetros	Cenário (i)	Cenário (ii)
Valor de negociação (R\$/kWh)	1,16	-
Custo de participação e agenciamento (R\$/ano)	56.408,00	-
Custo de energia elétrica (R\$/ano)	1.720.164,60	-
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19	-

3.5.3 Análise econômica

Após definidos os parâmetros econômicos dos sistemas de suprimento, foram determinados os valores dos indicadores econômicos para o caso base como apresentado nas Tabelas 3.14.

Os sistemas que apresentaram viabilidade econômica para implantação foram o grupo gerador a diesel, a PCHR e a contratação de energia incentivada de biodigestores. Em nenhum dos casos simulados o banco de baterias de lítio-íon apresentou viabilidade.

De imediato, a escolha pela contratação de energia incentivada dos suinocultores é a melhor opção visto o investimento inicial nulo, o qual está relacionado apenas à adesão ao ACL, e o elevado VPL. Além disso, é importante destacar que o retorno econômico pode ser maior quanto menor for o valor de negociação da energia, valores abaixo dos R\$ 1,16/kWh adotados no trabalho podem elevar muito a atratividade desse sistema. Para o caso avaliado, a compra desse tipo

de energia pode gerar uma economia de 28,31% a.a. para a universidade quando comparado ao custo da energia proveniente da concessionária no HP.

Tabela 3.14 - Indicadores econômicos (VPL, PBE e LCOE) para investimento em sistemas de suprimento de energia elétrica.

Cenário (i) - HP					
Sistema de Suprimento		Investimento Inicial (R\$)	VPL (R\$)	PBE (anos)	LCOE (R\$/kWh)
Grupo gerador a diesel		2.002.400,00	7.263.601,17	2,63	1,18
	Mínimo	8.173.709,00	11.476.227,42	6,38	0,71
PCHR	Médio	21.384.350,00	2.120.856,86	-	0,89
	Máximo	34.594.991,00	- 10.002.086,21	-	1,06
	20%	102.022.855,68	- 76.939.894,84	-	3,15
	Carregamento 40%	51.111.411,60	- 30.916.233,73	-	2,09
	Concessionária 60%	34.140.951,89	- 21.713.002,13	-	2,04
	80%	25.655.722,04	- 25.308.389,55	-	2,55
Banco de baterias eletroquímicas	Carregamento 20%	105.883.275,68	- 74.471.105,63	-	2,99
	40%	54.971.831,60	- 28.348.122,11	-	1,93
	Solar 60%	38.001.371,89	- 19.983.717,00	-	1,89
	80%	29.516.142,04	- 22.584.804,40	-	2,41
Biodigestores		-	8.056.731,85	0,00	1,19

Cenário (ii) - HP e contingências no HP/HFP					
Sistema de Suprimento		Investimento Inicial (R\$)	VPL (R\$)	PBE (anos)	LCOE (R\$/kWh)
Grupo gerador a diesel		2.643.200,00	22.462.320,30	1,26	1,25
	Mínimo	11.914.801,16	24.541.128,12	4,70	0,79
PCHR	Médio	31.231.694,00	10.861.497,40	16,96	1,05
	Máximo	50.548.586,84	- 6.864.939,37	-	1,31
	20%	103.301.354,94	- 63.148.354,81	-	3,35
	Carregamento 40%	51.750.661,22	- 15.970.339,63	-	2,22
	Concessionária 60%	34.567.107,48	- 7.500.229,64	-	2,17
	80%	25.975.346,86	- 11.536.396,92	-	2,72
Banco de baterias eletroquímicas	Carregamento 20%	107.194.414,94	- 60.371.463,18	-	3,16
	40%	55.643.721,22	- 13.193.448,00	-	2,04
	Solar 60%	38.460.167,48	- 4.723.338,01	-	2,00
	80%	29.868.406,86	- 8.907.82,49	-	2,59

O grande problema da participação no ACL, com a compra da energia incentivada, é a dependência do fornecimento de energia elétrica de terceiros, estando a instituição sujeita a casos de contingência e aos reajustes na tarifa que, conseqüentemente, elevarão a margem negociável no valor pago pelo kWh contratado. Portanto o grupo gerador a diesel e a PCHR podem ser boas escolhas, principalmente, quando analisados os dados do cenário (ii) onde são englobados os custos estimados com contingências.

Os parâmetros econômicos encontrados para o grupo gerador a diesel justificam a larga aplicação desse sistema como fonte de suprimento além, é claro, da confiabilidade que a tecnologia fornece aos consumidores que a utilizam. Dentre os

sistemas de suprimento que podem operar em contingências, é a fonte que apresenta o menor PBE com apenas 2,63 anos no cenário (i) e 1,26 anos no cenário (ii). Os grandes problemas desse sistema é a dependência do óleo diesel para funcionamento, conseqüentemente, do preço de compra desse insumo e dos impactos ambientais causados pela emissão de gases de efeito estufa. Esse é um ponto amplamente discutido na comunidade acadêmica, principalmente, com a inclusão de regulamentações que sugerem a utilização de fontes mais limpas de energia.

A PCH é o sistema que apresentou o menor LCOE independente da faixa de custo de construção analisada. Apesar do alto valor de investimento inicial, sua vida útil é longa, os custos de operação e manutenção anuais são baixos e não há dependência de nenhum combustível além da energia elétrica da concessionária. Porém, para a execução de toda a infraestrutura necessária há a necessidade de uma intervenção ambiental grande que, apesar de não ter sido pauta de discussão durante o estudo, poderia dificultar a implementação desse sistema. Outro grande problema é o alto investimento inicial em relação ao grupo gerador a diesel, entretanto, uma alternativa seria analisar outra proposta para um projeto menor, i. e., que supra parcialmente o HP e consiga manter o valor baixo da LCOE.

O armazenamento em banco de baterias ainda não é competitivo no mercado brasileiro, principalmente, visto o alto custo de investimento inicial. Em uma análise simplificada, seria necessária uma redução de 60% no custo atual de aquisição para que o sistema apresente um VPL positivo no cenário (i). De qualquer forma, as simulações realizadas apresentaram aspectos importantes que merecem ser comentados. O ponto de maior viabilidade do banco de baterias analisado está próximo à profundidade de descarga de 60%. Além disso, é notório que a inclusão do sistema de geração solar fotovoltaica ajuda a viabilizar todo o projeto, ou seja, em relação aos valores praticados com energia elétrica pela concessionária, a geração fotovoltaica é economicamente viável.

Análise de sensibilidade

Nas figuras a seguir são apresentadas as alterações no VPL em relação às seguintes variações: TMA (Figuras 3.15 e 3.16), custo do óleo diesel (Figuras 3.17 e

3.18), custo da energia elétrica (Figuras 3.19 e 3.20) e custo do investimento inicial (Figuras 3.21 e 3.22). A primeira figura de cada conjunto representa os dados relativos ao cenário (i) e a segunda figura os dados relativos ao cenário (ii). Por fim, a variação do custo evitado com contingências no cenário (ii) é apresentado na Figura 3.23. Para a PCHR e o banco de baterias foram apresentados os dados para o melhor caso, i. e., custo mínimo de construção e profundidade de descarga de 60% respectivamente.

Figura 3.15 - VPL em relação à variação da TMA - cenário (i).

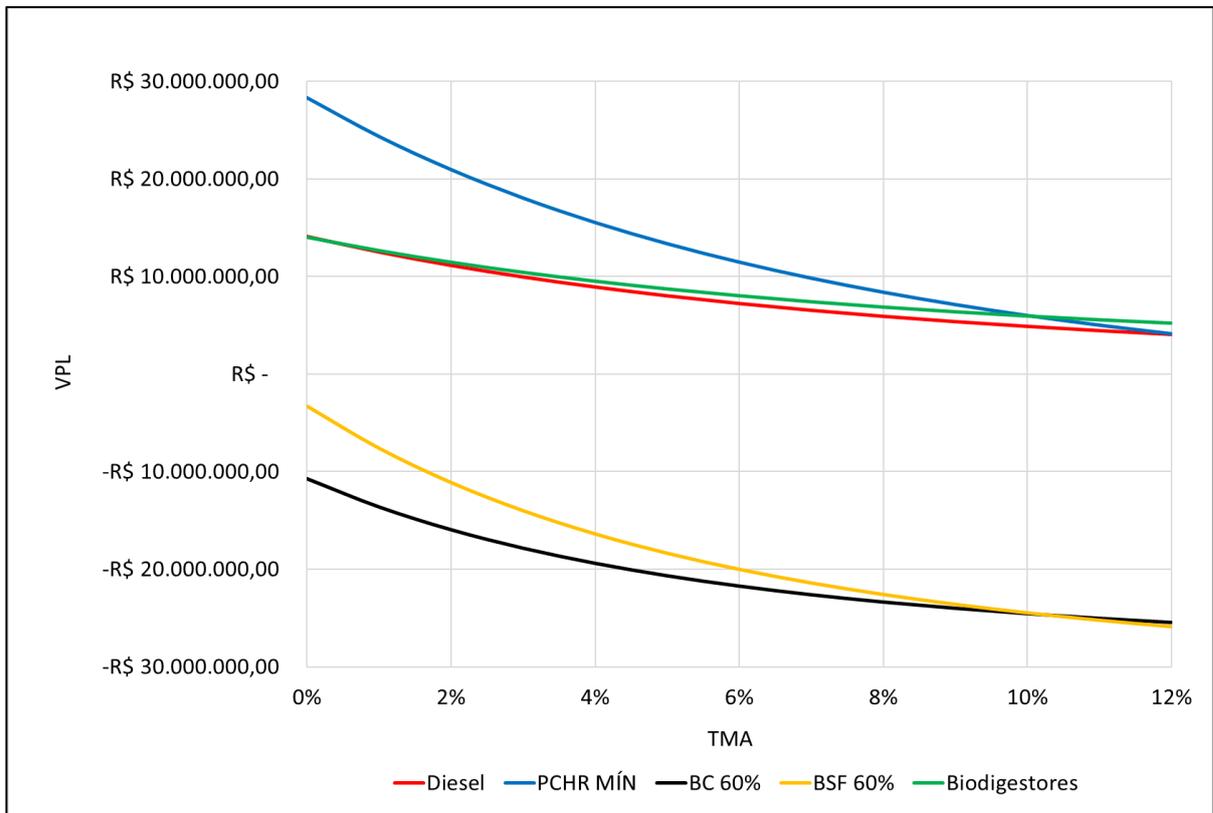


Figura 3.16 - VPL em relação à variação da TMA - cenário (ii).

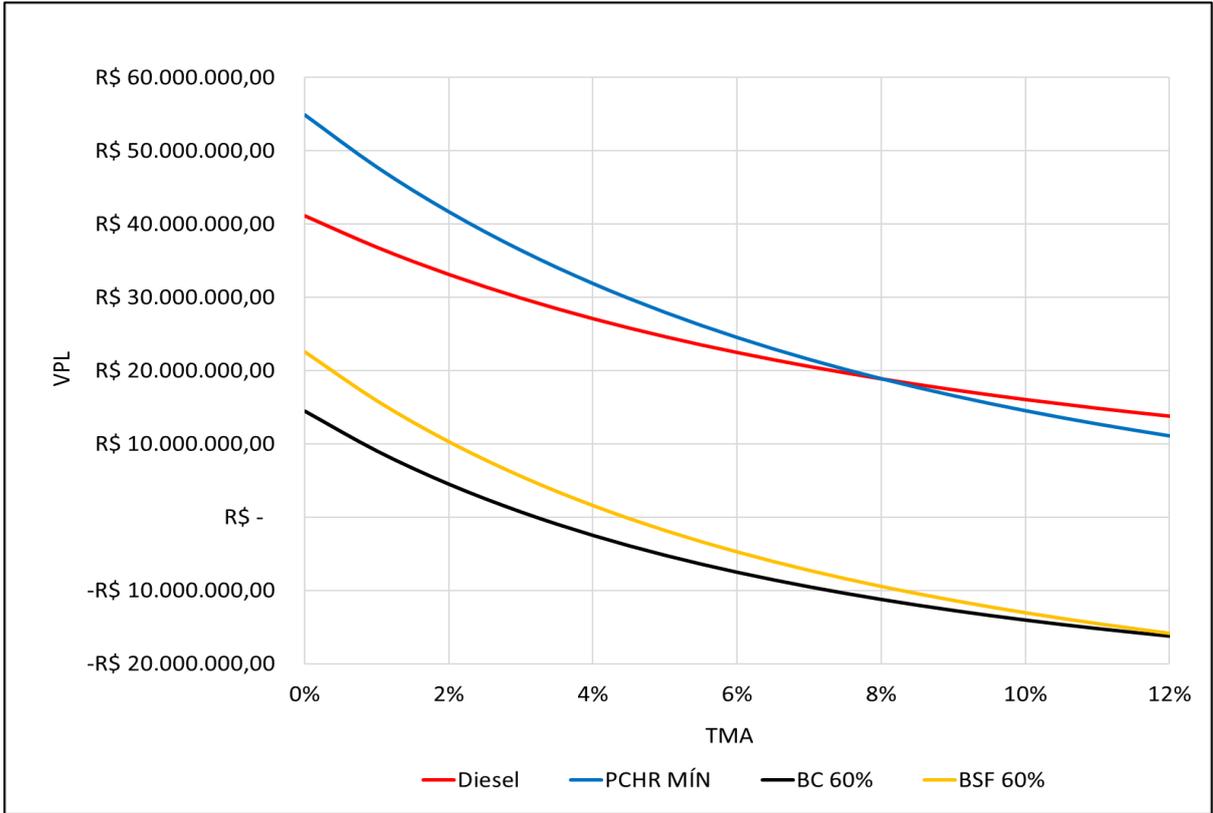


Figura 3.17 - VPL em relação à variação do custo do óleo diesel - cenário (i).

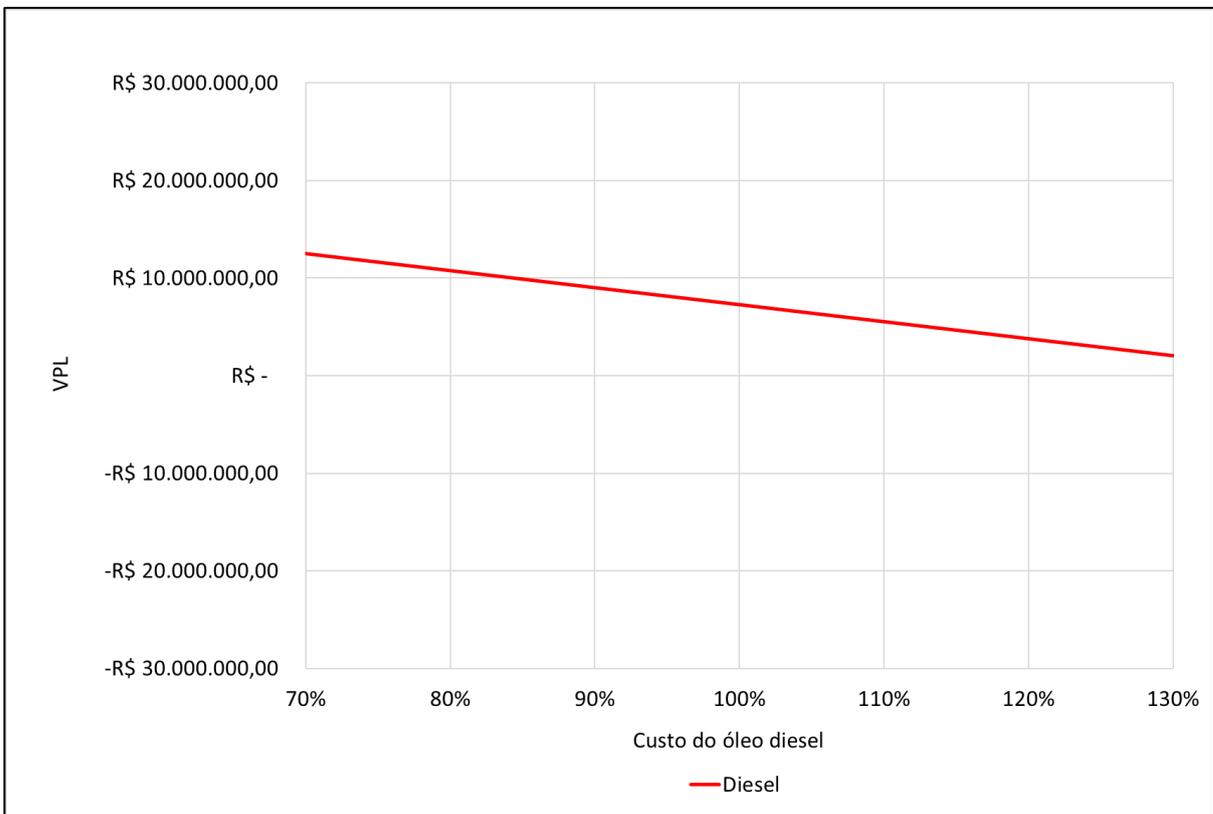


Figura 3.18 - VPL em relação à variação do custo do óleo diesel - cenário (ii).

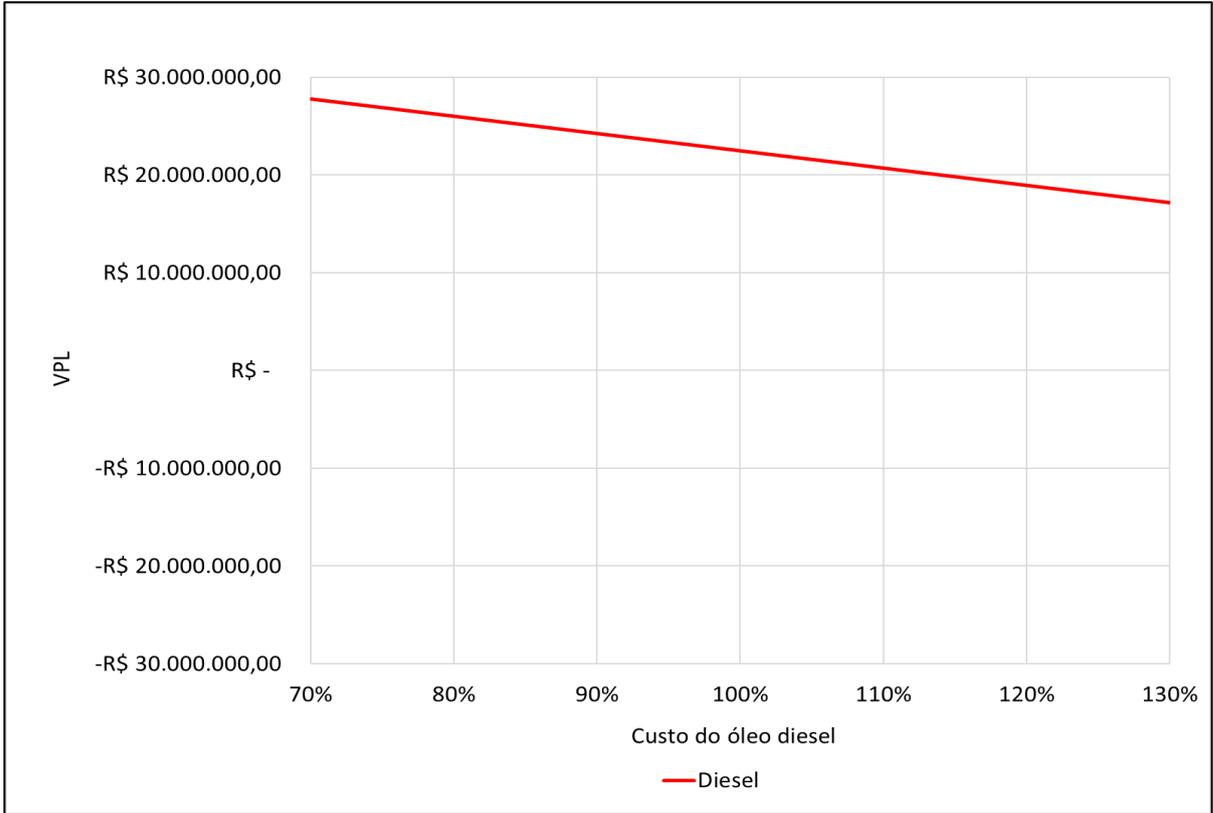


Figura 3.19 - VPL em relação à variação do custo da energia elétrica - cenário (i).

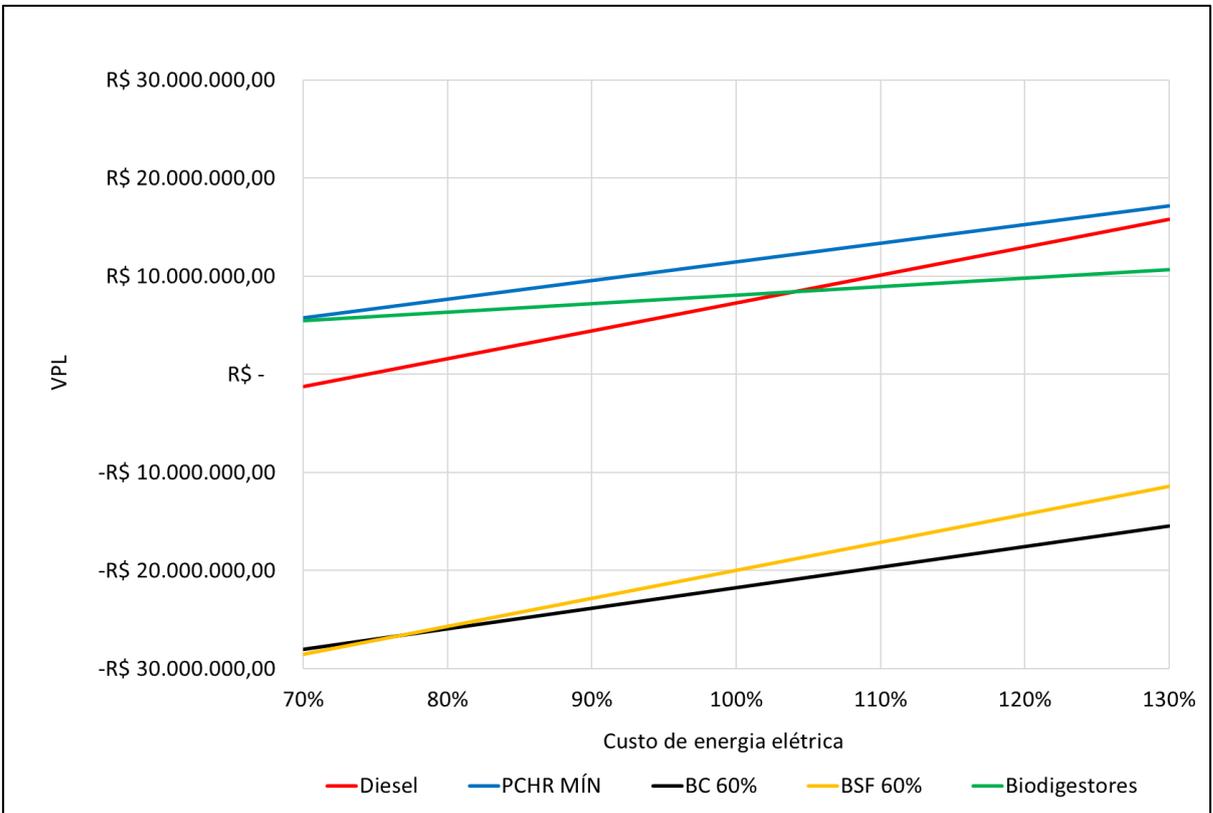


Figura 3.20 - VPL em relação à variação do custo da energia elétrica - cenário (ii).

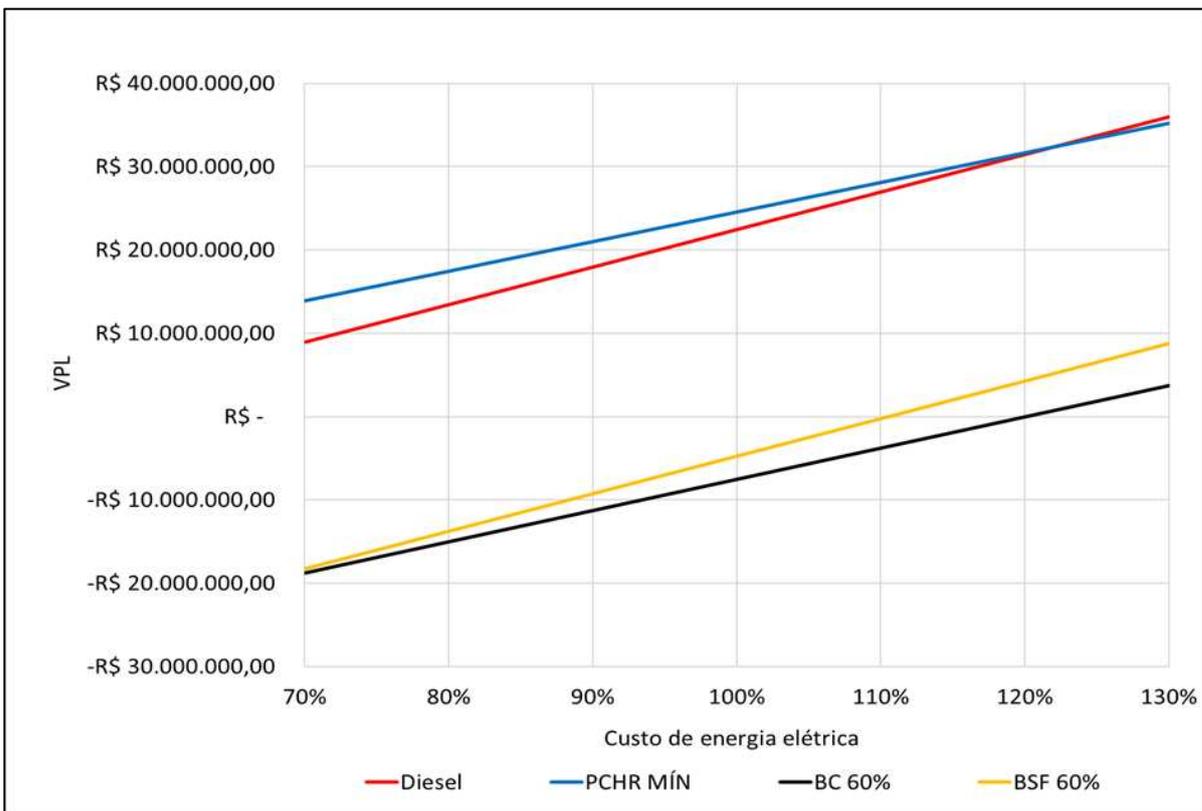


Figura 3.21 - VPL em relação à variação do custo de investimento inicial - cenário (i).

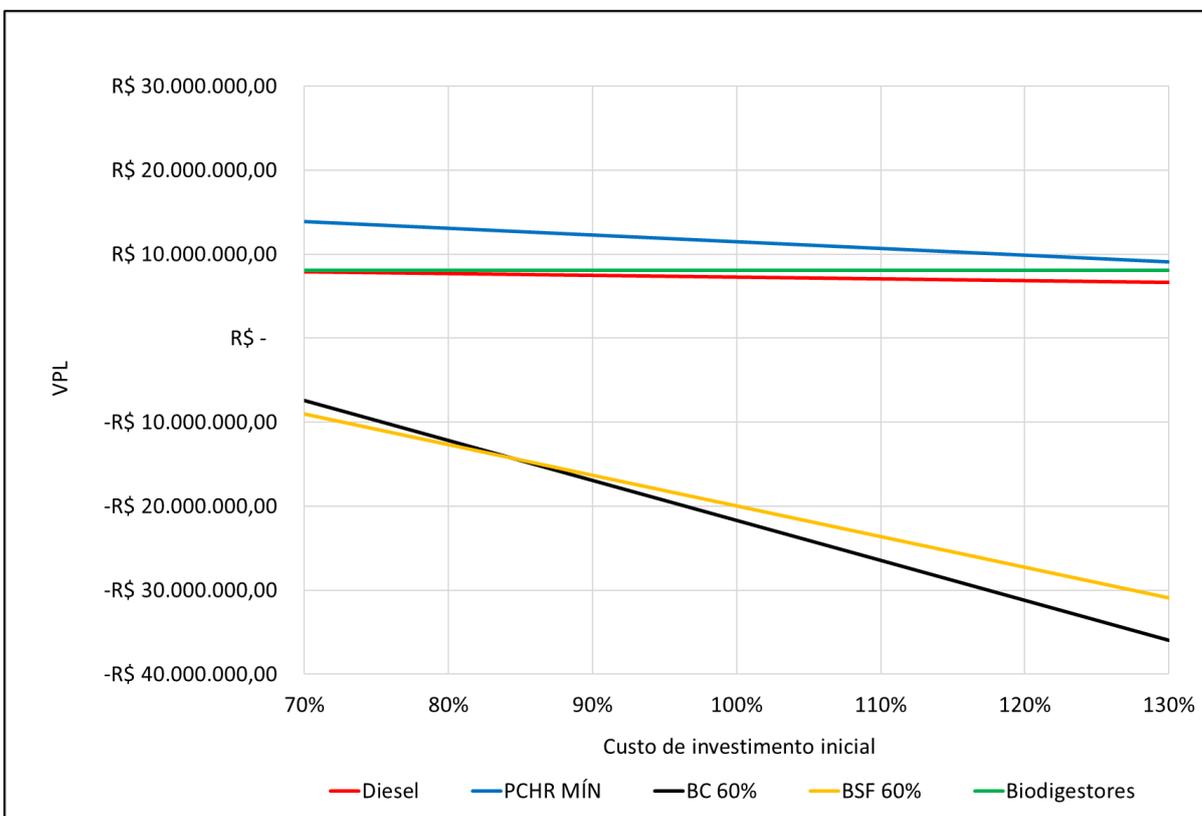


Figura 3.22 - VPL em relação à variação do custo de investimento inicial - cenário (ii).

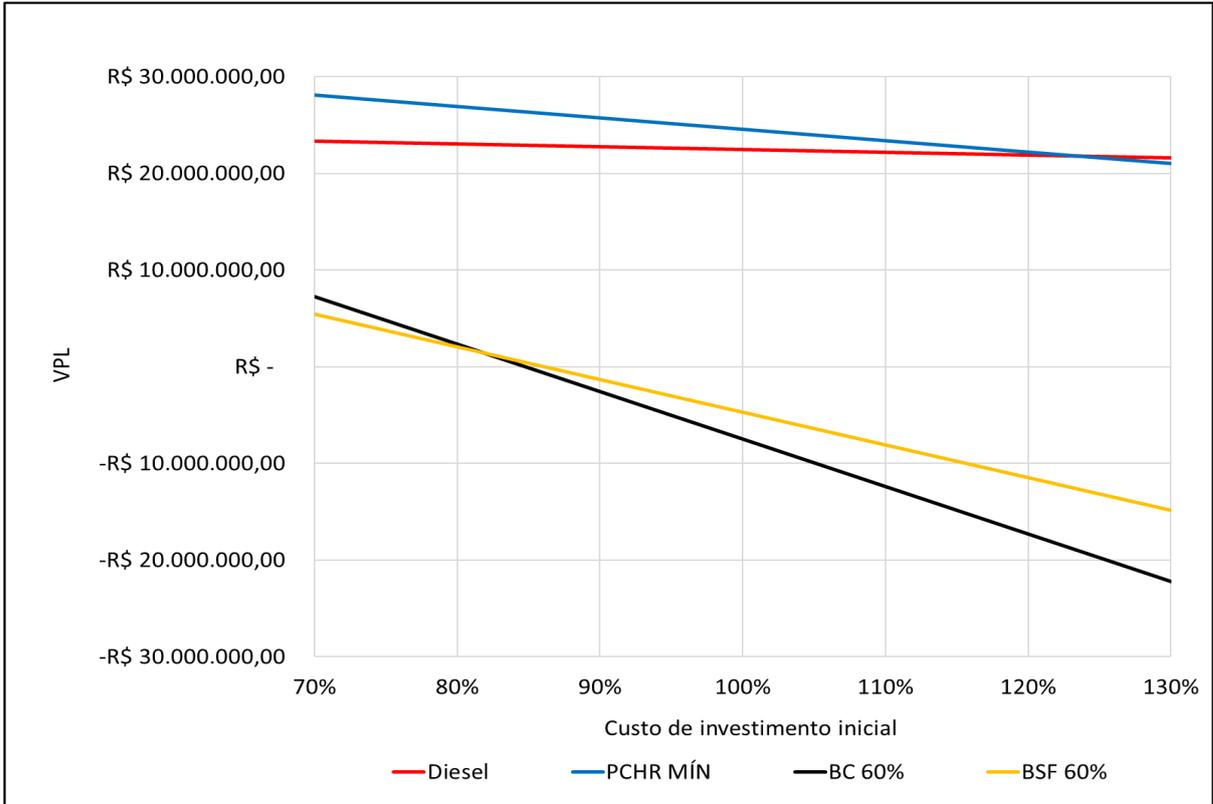
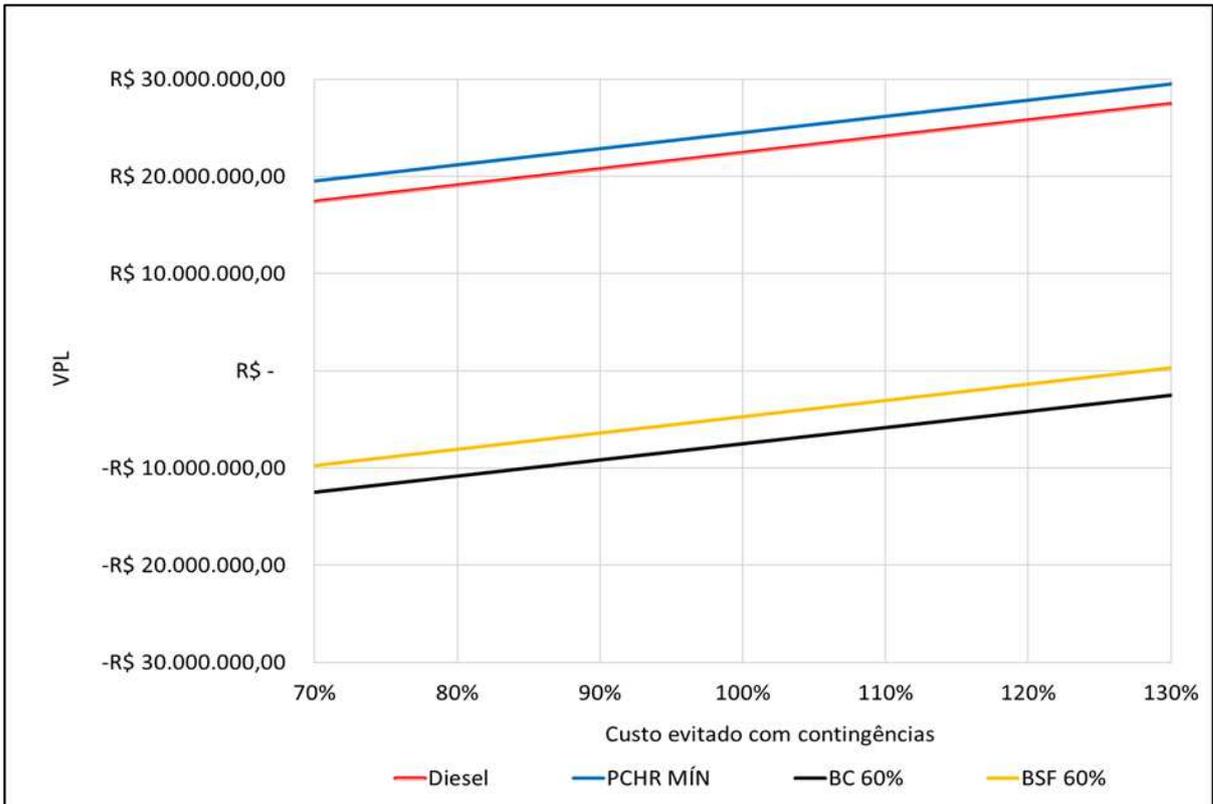


Figura 3.23 - VPL em relação à variação do custo evitado com contingências - cenário (ii).



Pela análise da Figura 3.15, mesmo com a variação da TMA, o banco de baterias não apresenta viabilidade para nenhum tipo de carregamento. Para os outros sistemas há viabilidade. A PCHR de custo mínimo é a melhor opção econômica de 0% a 10% de TMA, após esse valor, a contratação de energia incentivada torna-se a melhor opção. Na Figura 3.16, com a inclusão dos custos evitados com contingências, o banco de baterias apresenta viabilidade econômica abaixo dos 5% de TMA. Além disso, é possível observar a maior viabilidade econômica da PCHR de custo mínimo para TMA menor que 8% e do grupo gerador a diesel para TMA acima de 8%.

Nas Figuras 3.17 e 3.18, mesmo considerando um acréscimo no custo do óleo diesel de até 130%, o grupo gerador a diesel continuou viável. Entretanto, a elevada inclinação da curva do VPL em ambos os casos mostra que a viabilidade final do sistema é muito dependente desse insumo.

Considerando o acréscimo no custo de energia elétrica, a Figura 3.19 mostra que a PCHR de custo mínimo é a melhor opção econômica, entretanto, para valores menores que 70% a contratação de energia incentivada torna-se mais viável e acima de 130% a tendência das retas mostra que o grupo gerador a diesel é mais viável. Na Figura 3.20 a inversão de viabilidade entre a PCHR e o grupo gerador a diesel encontra-se próximo aos 120%. O banco de baterias apresenta viabilidade no cenário (ii) após os 110% para carregamento pela usina solar fotovoltaica e após os 120% para carregamento pela concessionária. Em ambos os cenários, é notória a menor influência da variação do custo de energia elétrica no banco de baterias quando utilizado o carregamento pela usina fotovoltaica.

A variação do custo de investimento inicial, nas Figuras 3.21 e 3.22, mostra que para o grupo gerador a diesel esse parâmetro não representa uma parcela tão significativa no valor final de viabilidade, visto a inexpressiva variação do VPL final. Por sua vez, essa variação tem grande influência em todos os outros sistemas de suprimento. O banco de baterias, por exemplo, apresenta viabilidade a partir da redução de 15% no investimento inicial. O amadurecimento da tecnologia no mercado nacional e mundial pode, em pouco tempo, aumentar a empregabilidade desse siste

Por fim, analisando a Figura 3.23, o aumento da ocorrência de contingências pode viabilizar, a partir de certo ponto, todos os sistemas de suprimento. Entretanto, a redução nas faltas de energia e, conseqüentemente, dos custos evitados, torna apenas o grupo gerador a diesel viável economicamente.

3.6 Conclusão

Neste trabalho, evidenciou-se a representatividade dos custos de energia elétrica no HP para um grande consumidor. Em média, nos últimos dez anos, cerca de 32,4% de todo o orçamento gasto com energia elétrica pela UFV foi destinado ao pagamento dos custos com o HP que correspondem a apenas 8,56% das horas totais anuais. Além disso, constatou-se uma tendência de queda no consumo geral de energia elétrica a partir de 2013, a qual é fruto de ações de eficiência energética no campus Viçosa. Entretanto, ainda faltam políticas mais efetivas no controle de ultrapassagens de demanda e de reativos pois, nos dez anos analisados, gastou-se ao todo R\$ 4.740.287,27, valor muito significativo visto que a média anual com energia elétrica gira em torno de R\$ 7.523.530,08.

Dentre os sistemas de suprimento de energia elétrica no HP simulados, os que apresentaram viabilidade econômica dentro do horizonte de planejamento de 20 anos e com TMA de 6% a.a. foram: grupo gerador a diesel, PCHR e contratação de energia incentivada de biodigestores. Detalhando as características econômicas encontradas, tem-se que a contratação de energia incentivada é a melhor opção a curto prazo, pois apresenta valor de investimento inicial praticamente nulo e PBE imediato, porém, a médio e longo prazo suas limitações são a dependência de terceiros para o fornecimento de energia elétrica e a impossibilidade de operação em caso de contingências.

Nesse cenário, a utilização do grupo gerador a diesel apresenta-se como a melhor opção devido aos reduzidos custos de investimento inicial, quando comparado aos demais sistemas de suprimento, e um competitivo PBE de 2,63 anos no cenário (i) e 1,26 anos no cenário (ii). Os limitantes desse tipo de sistema são a dependência do consumo de óleo diesel e, conseqüentemente, do valor desse insumo. Além disso, existem impactos ambientais gerados pela queima desse combustível.

Devido às características de relevo, a disponibilidade hídrica da universidade e o baixo LCOE, R\$ 0,71/kWh no cenário (i) e R\$ 0,79/kWh no cenário (ii), a PCHR demonstra ser economicamente viável a longo prazo, porém, o alto custo de investimento inicial e a grande intervenção ambiental gerada pela construção do reservatório superior podem ser entraves ao projeto. É importante salientar também

que a forma de construção da PCHR impacta diretamente na viabilidade do sistema, conforme observado nos valores econômicos finais de cada faixa de custo analisada.

Considerando que alguns dos dados utilizados foram baseados em valores médios e propostos na literatura, sugere-se que, em trabalhos futuros, para os casos que apresentaram viabilidade econômica em sua implantação, um detalhamento maior de todos os parâmetros utilizados na metodologia para o projeto. Outro ponto relevante de avaliação seria a possibilidade de utilização de dois ou mais sistemas simultaneamente possibilitando, assim, a combinação das vantagens de cada tipo de suprimento de energia elétrica.

Por fim, vale ressaltar que a metodologia apresentada por esse estudo pode ser aplicada a outros grandes consumidores, tendo em vista que a maioria dos consumidores do Grupo A, são do subgrupo A4 e enquadrados na modalidade tarifária horária azul.

3.7 Referências

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa N° 414**, 2010. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/REN4142010>. Acesso em: 08 mai. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°482**, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/REN4822012>. Acesso em: 08 mai. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Curso EAD Fundamentos do setor elétrico**, 2017. Disponível em: [http://www.labtime.ufg.br/fundamentos_do_Setor Elétrico](http://www.labtime.ufg.br/fundamentos_do_Setor_Elétrico). Acesso em: 08 mai. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Produtor independente de energia elétrica – PIE**, 2021. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/Produtor_independente de energia elétrica](https://www.aneel.gov.br/Produtor_independente_de_energia_elétrica). Acesso em: 08 mai. 2021.

ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review. **Applied Energy**, v. 179, p. 350-377, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Série histórica do levantamento de preços**, 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/serie-historica-levantamento-precos>. Acesso em: 08 mai. 2021.

ANTÔNIO, A. S. **Viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás de produção de suínos de Minas Gerais**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2016. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/handle/123456789/10394>.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 jul. 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/LEI9074>. Acesso em: 08 mai. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 12 dez. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/PORTARIA4652019>. Acesso em: 08 mai. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 dez. 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/PORTARIA5142018>. Acesso em: 08 mai. 2021.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil. **Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia**, 2016. Disponível em: http://abaque.com.br/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil. Acesso em: 16 jul. 2021.

BUTT, O. M.; ZULQARNAIN, M.; BUTT, T. M. Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network. **Ain Shams Engineering Journal**, v.12, p. 687-695, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2020.05.004>.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant?. **Journal of Energy Storage**, v. 4, p. 96-105, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2015.09.007>.

CANEPPELE, F. L. **Sistema fuzzy de suporte a decisão para aplicação de programa de eficiência energética em serrarias**, 2011. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/101933>. Acesso em: 08 mai. 2021.

CASTRO, P. H. G. R. P. **Externalidades da energia solar fotovoltaica: perspectiva brasileira**, 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2020.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Brasil alcança marca de duas mil usinas de geração de energia em funcionamento**, 2020. Disponível em: https://www.ccee.org.br/Brasil_alcanca_marca_de_duas_mil_usinas_de_geracao_de_energia_em_funcionamento. Acesso em: 08 mai. 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **O que fazemos**, 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/o-que-fazemos?>. Acesso em: 08 mai. 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Visão geral das operações na CCEE**, 2010. Disponível em: https://www.ccee.org.br/Visão_Geral_das_Operacoes_na_CCEE. Acesso em: 08 mai. 2021.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais S.A. **Contribuição audiência pública N.001/2019**, 2019. Disponível em: <https://aneel.gov.br/APN0012019>. Acesso em: 8 mai. 2021.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais S.A. **História da eletricidade no Brasil**, 2020. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/historiadaeletricidade>. Acesso em: 16 jul. 2021.

CERVI, R. G.; ESPERANCINI, M. S. T.; BUENO, O. C. Viabilidade econômica da utilização do biogás produzido em granja suinícola para geração de energia elétrica. **Engenharia Agrícola**, v. 30, n. 5, p. 831-844, 2010. Disponível em: https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0100-69162010000500006&script=sci_arttext&tlng=pt.

DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; YUSTA-LOYO, J. M.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A.; RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; LUJANO, J.; ASO, I. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage. **Applied Energy**, v. 88, n. 11, p. 4033-4041, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.04.019>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**, 2018a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/NT04_Recursos_Energeticos_2050. Acesso em: 11 mar. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050**, 2018b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/NT07_Recursos_Energeticos_2050. Acesso em: 11 mar. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN)**, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/BEN2019>. Acesso em: 08 mai. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN)**, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/BEN2020>. Acesso em: 08 mai. 2021.

GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 8, n. 1, p. 10-17, 2017. Disponível em: <https://1library.org/document/ye8166ey-desempenho-sistema-fotovoltaico-cidades-brasileiras-diferentes-orientacoes-painel>.

GLASNOVIC, Z.; MARGETA, J. The features of sustainable solar hydroelectric power plant. **Renewable Energy**, v. 34, n. 7, p. 1742-1751, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.12.033>.

GOOGLE. *Google Earth website*, 2021. Disponível em: <https://earth.google.com/>. Acesso em: 08 mai. 2021.

HAN, X.; LU, L.; ZHENG, Y.; FENG, X.; LI, Z.; LI, J.; OUYANG, M. A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle. **eTransportation**, v. 1, p. 100005, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100005>. Acesso em: 08 mai. 2021.

HANNAN, M. A.; HOQUE, M. M.; MOHAMED, A.; AYOB, A. Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 69, p. 771-789, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.171>.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Áreas Territoriais**, 2020a. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/areas-dos-municipios>. Acesso em: 08 mai. 2021.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Projeções e estimativas da população do Brasil e das Unidades da Federação**, 2020b. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/populacao/projecao>. Acesso em: 08 mai. 2021.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA**, 2020c. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo>. Acesso em: 08 mai. 2021.

IEA. International Energy Agency. **Key world energy statistics**, Paris, 2020. Disponível em: <https://www.petrofed.be/Key World Energy Statistics 2020>. Acesso em: 08 mai. 2021.

INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. **Banco de Dados Meteorológicos do INMET**, 2017. Disponível em: <https://bdmep.inmet.gov.br/>. Acesso em: 08 mai. 2021.

KESHAN, H.; THORNBURG, J.; USTUN, T. S. Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems. **Clean Energy and Technology Conference 4th IET**, 2016. Disponível em: <http://www.proceedings.com/35474.html>. Acesso em: 08 mai. 2021.

LABREN. Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. **Irradiação no Plano Inclinado para o Estado de Minas Gerais**, 2020. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/MG_inc.html. Acesso em: 08 mai. 2021.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied energy**, v. 137, p. 511-536, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.

MARTINS, J. R.; CRUZ, S. F. R.; SIQUEIRA, A. P. S.; CELESTE, W. C. Análise de viabilidade da geração distribuída em horário de ponta: estudo de caso. **Revista Gestão & Tecnologia**, v. 18, n. 3, p. 112-129, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.20397/2177-6652/2018.v18i3.1455>.

NADEEM, F.; HUSSAIN, S. M. S.; TIWARI, P. K.; GOSWAMI, A. K.; USTUN, T. S. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. **IEEE Access**, v. 7, p. 4555-4585, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp.jsp?arnumber=8580457>.

NASPOLINI, H. F.; MILITÃO, H. S. G.; RÜTHER, R. The role and benefits of solar water heating in the energy demands of low-income dwellings in Brazil. **Energy Conversion and Management**, v. 51, n. 12, p. 2835-2845, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.06.021>.

NOGUEIRA, C. E. C. **Dimensionamento de sistemas integrados de energia em ambientes rurais**. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/88061>.

NYECHE, E. N.; DIEMUODEKE, E. O. Modelling and optimisation of a hybrid PV-wind turbine-pumped hydro storage energy system for mini-grid application in coastline communities. **Journal of Cleaner Production**, v. 250, p. 119578, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119578>.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **Evolução da capacidade instalada no SIN - DEZ2021/DEZ2025**, 2019a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 08 mai. 2021.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **O sistema interligado nacional**, 2019b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 08 mai. 2021.

PEREIRA, A. R.; VILLA NOVA, N. A.; SEDIYAMA, G. C. **Evapotranspiração**. Piracicaba: Ed. Fealq, 1997.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar (2ª ed.)**. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao. Acesso em: 08 mai. 2021.

PETROLLESE, M.; SECHE, P.; COCCO, D. Analysis and optimization of solar-pumped hydro storage systems integrated in water supply networks. **Energy**, v. 189, p. 116176, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116176>.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/Manual_de_Engenharia_FV_2014. Acesso em: 08 mai. 2021.

PLACKE, T.; KLOEPSCH, R.; DÜHNEN, S.; WINTER, M. Lithium ion, lithium metal, and alternative rechargeable battery technologies: the odyssey for high energy density. **Journal of Solid State Electrochemistry**, v. 21, n. 7, p. 1939-1964, 2017. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10008-017-3610-7>.

QUINT, D.; DAHLKE, S. The impact of wind generation on wholesale electricity market prices in the midcontinent independent system operator energy market: An empirical investigation. **Energy**, v. 169, p. 456-466, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.028>.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, Md. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 586-598, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.021>.

SABIHUDDIN, S.; KIPRAKIS, A. E.; MUELLER, M. A numerical and graphical review of energy storage technologies. **Energies**, v. 8, n. 1, p. 172-216, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en8010172>.

SHAQSI, A. Z. AL. S.; SOPIAN, K.; AL-HINAI, A. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. **Energy Reports**, v. 6, n. 7, p. 288-306, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.07.028>.

SHIGA, A. A. **Avaliação de custos decorrentes de descargas atmosféricas em sistemas de distribuição de energia**, 2007. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, SP, 2007. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-03072007-081750/pt-br>.

SILVA, J. R. S.; SANTOS, M. D.; SILVA, J. K. S.; QUEIROGA, S. L. M.; NETO, J. C. M. Comparação dos combustíveis diesel S10 e S500 para resolução de problemas em motores do ciclo diesel. In: **Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia: CONTECC**. 2017. p. 1-5. Disponível em: https://confea.org.br/sites/default/files/antigos/contecc2017/mecanica/9_cdcdsesprdpemdcd.pdf. Acesso em: 08 mai. 2021.

SOUZA, K. J. F. N. C.; MANITO, A. R. A.; MELENDEZ, T. A. F.; MOCELIN, A.; ZILLES, R.; PINHO, J. T. Geração distribuída com armazenamento conectada à rede elétrica. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/205/205>. Acesso em: 08 mai. 2021.

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 506-511, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.08.007>.

UFV. Universidade Federal de Viçosa. **Base de dados de faturas de energia elétrica**. Pró-Reitoria de Administração, 2020.

VASUDEVAN, K. R.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; VENUGOPAL, G.; EKANAYAKE, J. B.; TIONG, S. K. Variable speed pumped hydro storage: A review of converters, controls and energy management strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 135, p. 110156, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110156>.

ZACH, K.; AUER, H.; LETTNER, G. Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy. **7th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition**, 2012. Disponível em: https://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/report-summarizing-the-current-status-role-and-costs-of-energy-storage-technologies. Acesso em: 08 mai. 2021.

4 ANÁLISE DA EXTERNALIDADE: INDEPENDÊNCIA ENERGÉTICA COMO FATOR ESTRATÉGICO NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO

4.1 Resumo

A energia solar fotovoltaica é a fonte renovável de maior incremento de capacidade instalada anualmente em todo o mundo. Alguns fatores como a redução nas últimas décadas do valor da tecnologia, a grande disponibilidade do recurso solar e a possibilidade de redução dos custos com energia elétrica estão normalmente relacionados ao crescimento dessa tecnologia no mundo. Acredita-se, entretanto, que existam outros fatores de alta complexidade e externos à geração de energia que também estejam relacionados a essa alta taxa de inserção no mercado. Nesse contexto, a independência energética se enquadra como uma importante externalidade da geração fotovoltaica, principalmente, pelo seu fator estratégico dentro da geração distribuída *on-grid*. O presente trabalho analisou as influências das externalidades: confiabilidade no fornecimento, energia de *backup*, qualidade da energia, modularidade do sistema, fator estratégico, comercialização de energia e impactos ambientais; na independência energética proveniente da geração distribuída fotovoltaica. Os resultados deste estudo indicam que a maior parte dos impactos gerados são positivos, estando o principal ponto negativo relacionado aos impactos ambientais provenientes do descarte das baterias e dos equipamentos ao fim de sua vida útil. O fator estratégico conferido ao consumidor possibilita maior autonomia e proteção em relação a barreiras comerciais e econômicas. Tecnicamente, a geração fotovoltaica e o armazenamento em baterias trazem confiabilidade ao fornecimento por ser uma tecnologia robusta, agrega qualidade com o controle do fluxo de potência e oscilações de tensão, além de possibilitar a rápida ampliação dos sistemas conforme demanda. Economicamente, o armazenamento em banco de baterias de lítio-íon e chumbo-ácido ainda não é viável, principalmente, quando comparada a geração por meio de fontes fósseis de energia.

Palavras-chave: Impactos indiretos; energia renovável; armazenamento de energia; benefícios extras.

4.2 Introdução

Na maioria de suas formas, a energia é um bem de consumo essencial em todo o mundo (ANEKE; WANG, 2016). A interconexão do sistema global de energia, principalmente, pelo comércio internacional de petróleo, gás natural e carvão, pode expor a economia e gerar instabilidades internas em um país, colocando toda a segurança nacional em risco. Mudanças geopolíticas, variações no valor de energéticos, manutenção da segurança energética e impactos ambientais, têm incentivado uma maior diversificação e ampliação das fontes alternativas de geração por todo o mundo (OREE; HASSEN; FLEMING, 2017). Por muito tempo confundiu-se energia com petróleo (SICA; HUBER, 2017), entretanto, desde a crise do petróleo de 1973, há grande preocupação na mudança desse panorama.

Desencadeada num contexto de déficit de oferta, com o início do processo de nacionalizações e uma série de conflitos envolvendo os produtores árabes da OPEP, como a guerra dos Seis Dias (1967), a guerra do Yom Kipur (1973), a revolução islâmica no Irã (1979) e a guerra Irã-Iraque (1980-1988), os preços do barril de petróleo atingiram valores altíssimos, tornando a importação desse insumo questão estratégica, o que provocou prolongada recessão nos Estados Unidos e na Europa, desestabilizando toda a economia mundial (REHMAN; VO, 2020).

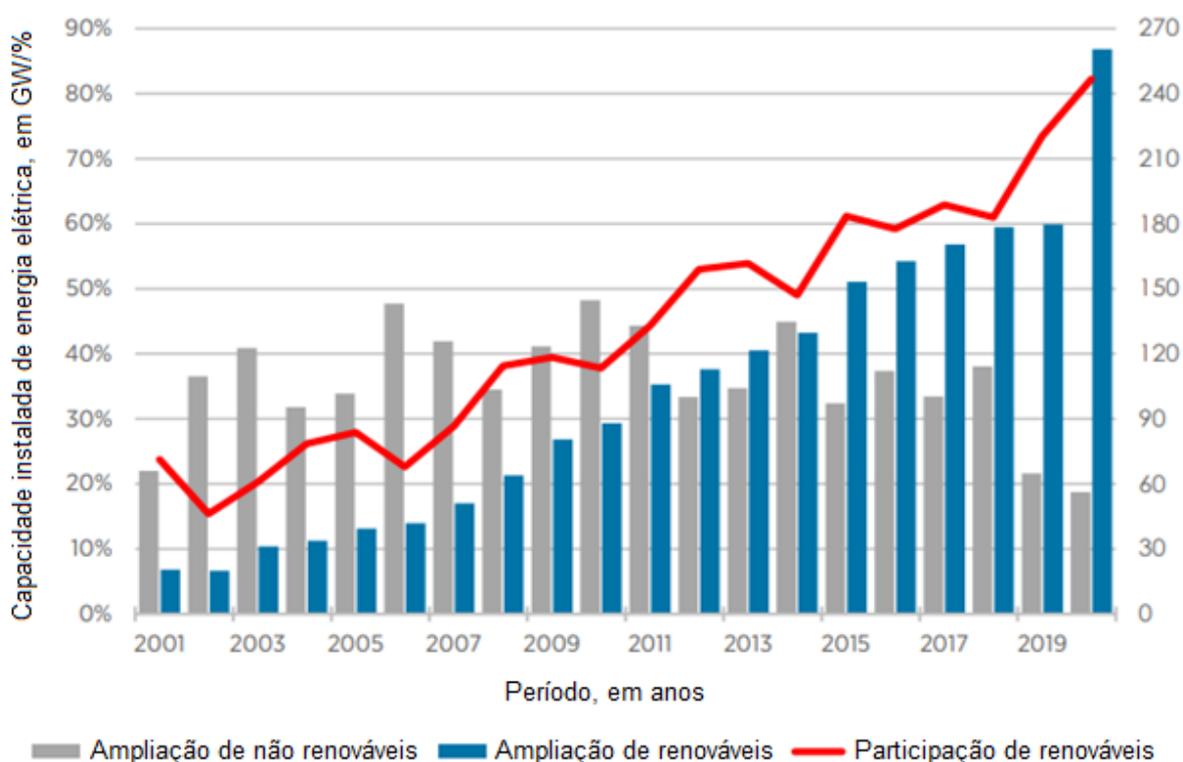
Segundo Swart (1992), se antes havia uma forte tendência de crescimento na utilização do petróleo como energético, com a monopolização do setor de transportes e grande participação no mercado de energia estacionária junto ao gás natural e a energia elétrica, após 1973, entretanto, houve uma grande preocupação dos governos na diversificação da matriz energética, principalmente com a utilização de recursos internos, efficientização de processos produtivos e retração na utilização do petróleo a setores extremamente essenciais, com o investimento na pesquisa de combustíveis alternativos. Basicamente, o objetivo consistia em atender ao aumento do consumo de energia enquanto o impacto do uso de fontes não renováveis fosse reduzido (GARLET et al., 2020).

Assim, diversos países começaram a investir em energia fóssil menos poluente, como o gás natural, que não só pode diminuir o uso do carvão e petróleo, mas também reduzir a poluição ambiental (YIGUANG et al., 2011), e em fontes renováveis como a hidráulica, solar, eólica, biocombustíveis, biomassa, calor entre

outras. Nesse contexto, o setor de energias alternativas apresentou grande crescimento, principalmente, devido aos avanços tecnológicos e inovações, além de incentivos financeiros e governamentais (REHMAN; VO, 2020).

Segundo o relatório publicado pela Agência Internacional de Energia Renovável (*International Renewable Energy Agency – IRENA*), desde o ano de 2000, há um incremento crescente na capacidade instalada das energias renováveis, chegando até mesmo, a ultrapassar o incremento de capacidade instalada das não renováveis, conforme Figura 4.1. Nesse cenário de crescimento, a geração por meio da energia solar e eólica, por exemplo, representaram em conjunto 91% de todas as adições líquidas de capacidade apenas em 2020 (IRENA, 2021).

Figura 4.1 - Parcela de energia renovável na expansão anual de capacidade instalada mundial



Fonte: IRENA, (2021).

A energia fotovoltaica é a fonte que tem apresentado o maior incremento anual da capacidade instalada em todo o mundo (IEA, 2019). A considerável redução do valor da tecnologia ao longo dos anos, a grande disponibilidade do recurso solar pelo mundo, e a redução de gastos com energia elétrica resultante da implantação destes

sistemas, são consequências diretas relacionadas ao crescimento das instalações de sistemas fotovoltaicos (ALNASER et al., 2020; RÜTHER; ZILLES, 2011).

Acredita-se, entretanto, que diversos outros fatores de alta complexidade e externos à geração de energia estão sendo decisivos em uma maior inserção dessa tecnologia por todo o mundo. Estas externalidades em geral podem ter efeitos positivos ou negativos em diferentes níveis para cada aplicação, contudo, nem sempre são contabilizados em análises econômicas convencionais (SHAYANI; OLIVEIRA, 2008). Em sua maioria, as externalidades nos sistemas fotovoltaicos são positivas, como por exemplo: independência energética, valorização do imóvel e diminuição de impactos ambientais. Considera-se que externalidades sejam fatores decisivos para justificar uma taxa de inserção no mercado, bem maior do que outros indicadores tanto macro, quanto microeconômicos como: crescimento do PIB, crescimento médio da demanda por energia e alta no valor de insumos energéticos (XAVIER, 2015).

A independência energética, nesse contexto, se enquadra como uma importante externalidade da geração fotovoltaicos, principalmente, pelo seu fator estratégico dentro da geração distribuída (GD) *on-grid*. Consumidores que geram e armazenam a sua própria energia, desfrutam de uma série de benefícios intrínsecos a esse tipo de tecnologia como: maior qualidade da energia consumida, modularidade da instalação em caso de aumento da demanda, melhor confiabilidade no fornecimento, energia para *backup*, além de proteção mercadológica em relação à variação dos custos da energia elétrica (TOLEDO; OLIVEIRA FILHO; DINIZ, 2010).

Competições como o Solar Decathlon do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (EUA), em que são desenvolvidos projetos de edifícios altamente eficientes com geração de energia renovável (*Zero-energy building*), revelam a grande tendência do mercado rumo à independência energética (SD, 2020). Edifícios com geração fotovoltaica e possibilidade de armazenamento de energia, seja em baterias propriamente ditas ou até mesmo em veículos elétricos, serão cada vez mais comuns, especialmente, com a evolução das redes inteligentes (*smart grids*) e a consequente possibilidade de gestão desses recursos energéticos (PEREIRA et al, 2017).

Este trabalho busca analisar qualitativamente a externalidade independência energética de consumidores proveniente da GD fotovoltaica *on-grid*. Serão discutidos fatores como: confiabilidade no fornecimento, energia de *backup*, qualidade da

energia, modularidade do sistema, fator estratégico, comercialização de energia e impactos ambientais. Além disso, comparou-se economicamente a utilização dessa tecnologia em relação às fontes fósseis no atendimento de contingências em consumidores estratégicos (hospitais, aeroportos, centros de controle da concessionária, bases militares, entre outros).

4.3 Objetivos

4.3.1 Objetivo geral

Analisar a externalidade independência energética como fator estratégico na geração distribuída solar fotovoltaica com armazenamento.

4.3.2 Objetivos específicos

- I. Analisar qualitativamente fatores externos relacionados à independência energética em sistemas fotovoltaicos com armazenamento; e
- II. Avaliar economicamente a utilização de sistemas fotovoltaicos com armazenamento como alternativa às fontes fósseis de energia elétrica no atendimento de contingências em consumidores estratégicos.

4.4 Materiais e métodos

A presente pesquisa foi realizada no Laboratório da Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa. Para tanto, utilizaram-se informações das principais bases de artigos científicos nacionais e internacionais, além de dados fornecidos pela concessionária de distribuição de energia elétrica, Cemig Distribuição S/A (CEMIG-D), e por agências do setor energético brasileiro, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME). O *software* Microsoft Excel foi utilizado para efetuar cálculos e elaboração de curvas e gráficos relacionados às simulações.

4.4.1 Análise qualitativa da independência energética como externalidade

Foram analisados qualitativamente os principais fatores que estão diretamente relacionados à independência energética de consumidores que utilizam sistemas fotovoltaicos com armazenamento, como: (i) confiabilidade no fornecimento; (ii) energia de backup; (iii) qualidade da energia; (iv) modularidade do sistema; (v) fator estratégico; (vi) comercialização de energia; e (vii) impactos ambientais. Esses fatores podem ser chamados de subexternalidades, e definidos como desdobramentos e impactos que compõem uma dada externalidade mais complexa. A análise consistiu em uma revisão de dados referentes a sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento de energia, levando-se em conta a instalação na forma de micro e minigeração, diretamente em unidades consumidoras.

4.4.2 Análise quantitativa da independência energética como externalidade no atendimento de contingências em consumidores estratégicos

Avaliou-se no âmbito da geração distribuída, o investimento necessário para a adoção de sistemas fotovoltaicos com armazenamento, em comparação a fontes fósseis de energia elétrica, na ocorrência de contingências. Para tanto, foi simulada a implementação dos seguintes sistemas: (i) grupo gerador a diesel; e (ii) usina fotovoltaica com armazenamento em banco de baterias de: (a) lítio-íon (Li-ion), (b) chumbo-ácido (Pb-A). Nas simulações foi considerada disponibilidade de área e recursos para a instalação de todos os tipos de sistemas. Foi considerado que os consumidores estratégicos possuem o seguinte regime de faltas de energia: (a) as contingências foram estimadas em 3 horas consecutivas uma vez por semana com fator de carga de 50%; e (b) a autonomia projetada para os sistemas de armazenamento de energia foi de 24 horas.

O dimensionamento das fontes de suprimento foi realizado considerando consumidores enquadrados no subgrupo A4, em nível de tensão de 2,3 a 25 kV e opção por tarifa horo-sazonal (THS) azul. A Tabela 4.1 apresenta os parâmetros considerados para a simulação de cada consumidor.

Tabela 4.1 - Parâmetros dos consumidores estratégicos considerados na simulação.

Consumidor	Faixa de demanda	THS	Demanda contratada (kW)		Fator de carga	
			HFP	HP	HFP	HP
01	100 kW	Azul	100	80	0,45	0,80
02	500 kW	Azul	500	400	0,45	0,80
03	1000 kW	Azul	1.000	800	0,45	0,80

Grupo gerador a diesel

A determinação da potência do grupo gerador a diesel foi realizada conforme a demanda exigida para cada consumidor. Foram adotadas as características dos grupos geradores da fabricante STEMAC para operação em modo prime, i. e., regime contínuo de funcionamento. Para cada faixa de demanda analisada foi adotada uma configuração específica, as principais características técnicas são apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Características técnicas dos grupos geradores a diesel utilizados

Consumidor	Faixa de demanda	Nº de geradores	Modelo	Potência em modo prime		Consumo a plena carga (L/h)
				kVA	kW	
01	100 kW	1	NEF45-TM6	125	100	26,3
02	500 kW	1	TAD1642GE-B	635	508	135,5
03	1.000 kW	2	TAD1642GE-B	1.270	1.016	271,0

Fonte: STEMAC, (2021).

O combustível escolhido para operação do sistema foi o óleo diesel S10. com preço de R\$ 3,485/L, conforme levantamento feito no Estado de Minas Gerais pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) em agosto de 2020 (ANP, 2020). Para a estimativa do consumo de combustível, considerou-se que a variação no consumo é diretamente proporcional à carga aplicada ao grupo gerador.

Os custos de aquisição dos equipamentos foram estimados conforme os dados do Sistema Nacional de Preços e Índices para a Construção Civil (SINAPI). Para o grupo gerador a diesel modelo NEF45-TM6, considerou-se um custo de aquisição de R\$ 70.000,00, por sua vez, para o modelo TAD1642GE-B, considerou-se um custo de aquisição de R\$ 210.000,00 (SINAPI, 2021). O custo de instalação foi estimado em R\$ 40.000,00 por unidade. Os custos anuais de operação e manutenção foram elencados em 7% do valor de aquisição do gerador a diesel.

A vida útil de um gerador a diesel varia muito em razão da forma como é utilizado, a periodicidade de manutenções, além do número de horas trabalhadas. Para o presente estudo, optou-se por considerar 15 anos de vida útil (MARTINS et al., 2018; NOGUEIRA, 2004). O valor de sucata foi estimado em 2% do custo de aquisição.

Usina fotovoltaica com armazenamento em banco de baterias

Iniciou-se o dimensionamento da usina fotovoltaica com a determinação do banco de baterias a ser utilizado. As tecnologias escolhidas foram a de lítio-íon e chumbo-ácido. Baterias de lítio-íon além de serem o que há de mais novo e moderno no mercado, apresentam vida útil prolongada, modularidade e baixa manutenção. As baterias de chumbo-ácido desfrutam de uma tecnologia consolidada, boa relação de custo-benefício, além da robustez e segurança de operação (NADEEM et al., 2019; PLACKE et al., 2017).

O dimensionamento do banco de baterias foi adaptado do passo a passo desenvolvido por Pinho; Galdino (2014). A energia necessária para suprimento da contingência foi calculada conforme a Equação 4.1.

$$L_{NC} = \frac{L_{CC}}{\eta_{bat}} \quad (4.1)$$

em que,

- L_{NC} = energia necessária para suprimento da contingência, em kWh;
- L_{CC} = quantidade de energia consumida na contingência, em kWh; e
- η_{bat} = eficiência do ciclo de carga e descarga da bateria, adimensional.

A eficiência adotada para as baterias de lítio-íon foi de 90%, e de 80% para as baterias de chumbo-ácido (NADEEM et al., 2019).

Considerando que o banco de baterias deve ter capacidade de suprir toda a demanda dos consumidores estratégicos e, além disso, ter autonomia para operar ininterruptamente durante 24 horas, a profundidade de descarga do banco foi calculada utilizando a Equação 4.2.

$$P_d = \frac{L_{NC}}{C_{EB}} \quad (4.2)$$

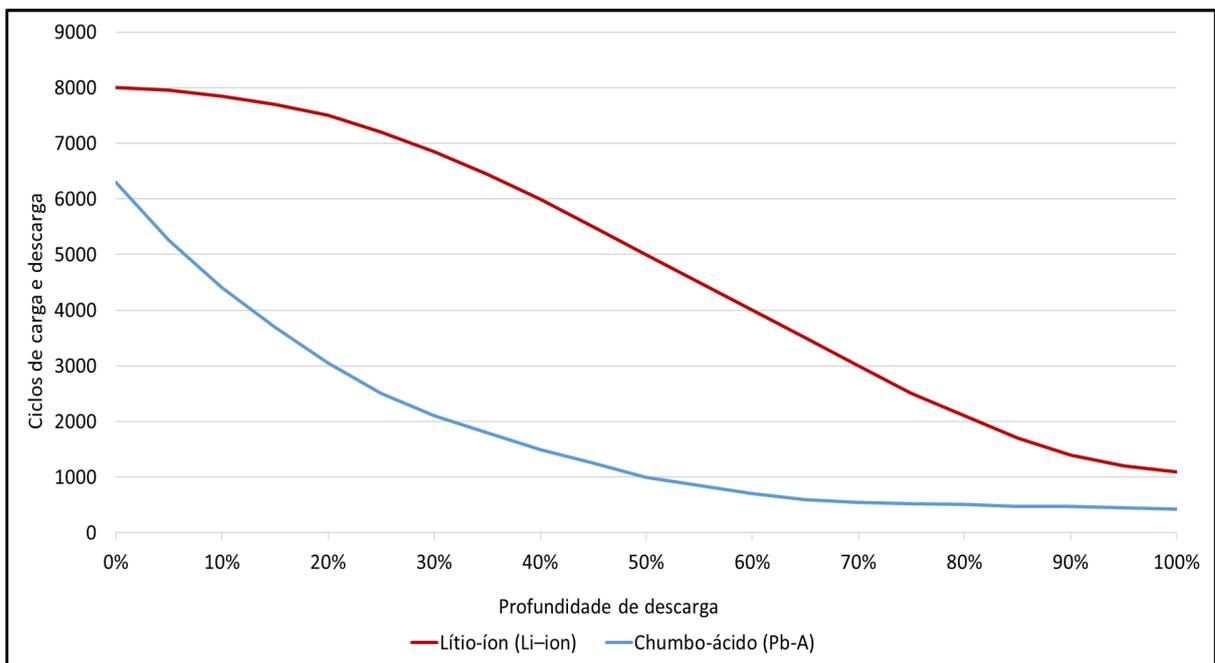
em que,

P_d = profundidade de descarga do banco de baterias, adimensional; e

C_{EB} = capacidade de energia do banco de baterias, em kWh.

Para as tecnologias em questão, a relação de profundidade de descarga e o número de ciclos é apresentada na Figura 4.2 (KESHAN; THORNBURG; USTUN, 2016). A partir do gráfico foi possível determinar a vida útil do banco de baterias.

Figura 4.2 - Relação entre profundidade de descarga e ciclos de carga e descarga para baterias de lítio-íon e chumbo-ácido



Fonte: Keshan; Thornburg; Ustun, (2016).

O custo de aquisição dos bancos de baterias foi estimado conforme dados da literatura. Considerando o valor do dólar em R\$ 5,50, segundo parâmetros analisados por Nadeem et al. (2019), tem-se o valor de R\$ 3.248,88/kWh para a tecnologia de lítio-íon e R\$ 1.218,00/kWh para a tecnologia de chumbo-ácido. Para ambos os casos, os custos de instalação foram estimados em R\$ 120.000,00, os custos de operação e manutenção e o valor de sucata foram estimados em 0,5% e 2% do custo de aquisição, respectivamente.

Após a definição dos bancos de baterias projetou-se, então, uma usina solar fotovoltaica para o suprimento de energia da instalação consumidora conforme metodologia apresentada por Pinho; Galdino (2014). Em todos os casos simulados, foram selecionados painéis da fabricante Canadian modelo CS3W-420P, com potência nominal de 420 Wp e 25 anos de vida útil. No caso dos inversores, entretanto, para cada faixa de demanda analisada foi adotada uma configuração específica. Para o consumidor (i), foi proposto o Renovigi modelo RENO 8K, com potência máxima de até 11,2 kWp, 3 SMTP's (seguidor de máxima transferência de potência) cada qual com uma entrada e garantia de 10 anos. Para o consumidor (ii), foi proposto o Renovigi modelo RENO 30K-NG, com potência máxima de até 45 kWp, 3 SMTP's cada qual com duas entradas e garantia de 12 anos. Por fim, para o consumidor (iii), foi proposto o Renovigi modelo RENO 60K-NG, com potência máxima de até 72 kWp, 4 SMTP's cada qual com três entradas e garantia de 12 anos.

Segundo os dados disponibilizados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar desenvolvido pelo LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia), o Estado de Minas Gerais apresenta uma irradiação média anual de 4,5 a 6,5 kWh/m²/dia (LABREN, 2020). Para o estudo foi considerado o valor médio dessa faixa, ou seja, 5,5 kWh/m².dia, que em termos de horas de sol pleno (HSP), são consideradas 5,5 h/dia.

A partir do valor de energia requerido pelo banco de baterias na contingência, calculou-se a potência necessária do sistema fotovoltaico (P_{SF}) pela Equação 4.3.

$$P_{SF} = \frac{L_{NC}}{7 \text{ HSP Red}_1 \text{ Red}_2} \quad (4.3)$$

em que,

P_{SF} = potência do sistema fotovoltaico, em Wp;

Red_1 = fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: i) um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso; ii) degradação física permanente ao longo do tempo; iii) tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal; iv) perdas devido à temperatura; e

Red_2 = fator de *derating* da potência devido às perdas no sistema, incluindo fiação, controlador, diodos etc.

Aos fatores Red_1 e Red_2 , foram atribuídos, por *default*, os valores de 0,75 (decimal) e 0,90 (decimal) respectivamente (PINHO; GALDINO, 2014).

O número de módulos solares em série e em paralelo foram definidos conforme a tensão e corrente do arranjo, considerando um controlador de carga com seguidor de máxima transferência de potência (SMTP). O número de módulos em série para atender a tensão do sistema foi determinado pela Equação 4.4.

$$\frac{V_{SMTPmín}}{V_{mpTmáx}} < N_{MS} < \frac{V_{SMTPmáx}}{V_{mpTmín}} \quad (4.4)$$

em que,

- N_{MS} = número de módulos em série, adimensional;
- $V_{SMTPmáx}$ = tensão máxima de operação do SMTP do inversor, em V;
- $V_{SMTPmín}$ = tensão mínima de operação do SMTP do inversor, em V;
- $V_{mpTmáx}$ = tensão de máxima potência para a maior temperatura prevista de operação, em V; e
- $V_{mpTmín}$ = tensão de máxima potência para a menor temperatura prevista de operação, em V.

Para a obtenção do valor de $V_{mpTmáx}$ e $V_{mpTmín}$ foram utilizadas as Equações 4.5 e 4.6.

$$V_{mpTmáx} = V_{mp} [1 + \beta (T_{máx} - 25)] \quad (4.5)$$

em que,

- V_{mp} = tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico, em V;
- $T_{máx}$ = temperatura máxima de trabalho prevista para o módulo, em °C; e
- β = coeficiente que relaciona a variação da tensão produzida em relação à temperatura do painel, em V/°C.

$$V_{mpT_{\min}} = V_{mp} [1 + \beta (T_{\min} - 25)] \quad (4.6)$$

em que,

T_{\min} = Temperatura mínima de trabalho prevista para o módulo, em °C.

Para os inversores, utilizou-se $V_{\text{SMTPmáx}} = 500\text{V}$ e $V_{\text{SMTPmín}} = 100\text{V}$ para o modelo RENO 8K, $V_{\text{SMTPmáx}} = 1.000\text{V}$ e $V_{\text{SMTPmín}} = 200\text{V}$ para os modelos RENO 30K-NG e RENO 60K-NG.

Para obtenção do número de módulos em paralelo, utilizou-se a Equação 4.7.

$$N_{\text{MP}} = \frac{P_s}{N_{\text{MS}} P_m} \quad (4.7)$$

em que,

N_{MP} = número de módulos em paralelo, adimensional; e

P_m = potência nominal do módulo selecionado, em Wp.

O custo unitário dos módulos Canadian CS3W-420P é de R\$ 816,00, do inversor Renovigi RENO 8K é de R\$ 7.000,00, do inversor Renovigi RENO 30K-NG é de R\$ 16.000,00 e, por fim, do inversor Renovigi RENO 60K-NG é de R\$ 28.000,00. Além disso, foram estimados os custos de instalação de dispositivos de segurança, suporte, fiação, conectores e demais insumos, totalizando R\$ 232,00/módulo. A mão de obra de instalação foi estimada em R\$ 12.000,00, enquanto os custos de operação e manutenção e sucata foram estimados em 3% e 2% do valor de aquisição, respectivamente. Os custos para substituição dos inversores ao fim da vida útil foram inclusos nos custos de manutenção.

Análise econômica

Para a análise econômica, realizou-se uma estimativa dos custos fixos e variáveis relacionados a cada um dos sistemas de suprimento, gerando uma planilha com os desembolsos ao longo da vida útil. Posteriormente, os custos foram comparados entre si para a avaliação da viabilidade econômica por meio dos

seguintes indicadores: Valor Presente Líquido (VPL) e Custo Nivelado de Energia (LCOE). O horizonte de planejamento foi definido em 20 anos e a taxa de juros adotada para o caso base foi de 6,0% a.a.

A. Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) é um indicador econômico que avalia a viabilidade do projeto durante o período de sua vida útil. O VPL, que é definido pelo valor atual dos benefícios subtraindo o valor atual dos custos ou desembolsos, foi calculado conforme Equação 4.8 (CERVI; ESPERANCINI; BUENO, 2010):

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1 + r)^i} \quad (4.8)$$

em que,

- VPL = valor presente líquido, em R\$;
- B_i = benefício do projeto no ano i , em R\$;
- C_i = custo do projeto no ano i , em R\$;
- r = taxa de desconto, em %;
- i = tempo, em anos; e
- n = horizonte de planejamento, em anos.

O VPL representa, em valores monetários presentes, a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de todo o projeto. Se o VPL for positivo, significa que o investimento inicial aplicado foi recuperado à taxa mínima de atratividade (TMA), sendo neste estudo adotada a taxa de juros de 6,0% a.a. o que correspondente ao custo de oportunidade do capital aplicado em investimentos de renda fixa.

B. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O custo nivelado de energia (LCOE) é um indicador econômico que traduz o custo do sistema de suprimento de energia, incluindo todos os custos ao longo da sua

vida útil, como o investimento inicial, operação e manutenção, custo do combustível e custos de capital investido. Foi calculado por meio da Equação 4.9:

$$\text{LCOE} = \frac{\frac{C_i - C_r}{V_u} + C_{om} + C_{ce}}{C_{ee}} \quad (4.9)$$

em que,

- LCOE = Custo energia elétrica, em R\$/kWh;
- C_i = Custos de investimento, em R\$;
- C_r = Custos residuais, em R\$;
- C_{om} = Custos de operação e manutenção, em R\$/ano;
- C_{ce} = Custos de consumo de energéticos, em R\$/ano;
- V_u = Vida útil, em anos; e
- C_{ee} = Consumo de energia elétrica, kWh/ano.

4.5 Resultados e discussão

4.5.1 Análise qualitativa da independência energética como externalidade

Confiabilidade no fornecimento

Os sistemas fotovoltaicos tendem a agregar uma maior confiabilidade ao fornecimento de energia quando conectados diretamente aos consumidores ou à rede de distribuição, pois utilizam geradores de maior vida útil do que a média das outras opções de geradores, sem peças móveis, de manutenção mínima e dispõe da energia praticamente inesgotável do sol (PEREIRA et al., 2017). A GD fotovoltaica possibilita a diversificação da matriz energética e cumpre um papel importante na complementaridade a outros tipos de fontes de geração de energia que podem passar por sazonalidades mais marcantes como a geração hidráulica. Além disso, o pico de geração fotovoltaica está alinhado ao pico de demanda da grande maioria dos consumidores comerciais e industriais (RÜTHER; ZILLES, 2011).

Energia de *backup*

Sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia, interligados à rede, agregam segurança ao consumidor em caso de não fornecimento de energia pela concessionária, seja por falhas do próprio sistema ou por manutenções preventivas ou não programadas. A possibilidade de ilhamento intencional e suprimento das cargas críticas por um determinado período, pode evitar perdas econômicas e técnicas nos mais variados segmentos. Frisa-se aqui, que o fornecimento de energia em caso de contingenciamento evita prejuízos decorrentes, que podem chegar a muitas vezes o valor do kWh não fornecido (TOLEDO; OLIVEIRA FILHO; DINIZ, 2010).

Qualidade da energia

Um dos principais desafios técnicos da integração de sistemas fotovoltaicos é a qualidade do sinal de saída. Tensão e frequência devem ser estáveis e atender às prescrições da normatização, os sinais de tensão, e corrente devem ser os mais senoidais possíveis. Isto deve ocorrer automaticamente, apesar da variação da radiação solar incidente e da temperatura dos geradores FV. A eletrônica de potência, com sistemas automatizados é empregada para atender aos requisitos. Esta variabilidade é decorrente dos impactos diurnos e sazonais somados a movimentos aleatórios de nuvens (JAMAL et al., 2019). O armazenamento de energia age como *buffer*, normalizando o fluxo de potência tanto da rede elétrica como da geração FV para as cargas. Há uma melhora na qualidade da energia consumida com a suavização de oscilações de potência e afundamentos de tensão oriundos de picos de demanda de curta duração (BUENO; BRANDÃO, 2017).

Modularidade do sistema

Os sistemas de geração fotovoltaicos com armazenamento são opções para consumidores que necessitam de ampliação rápida no fornecimento, principalmente, em regiões remotas em que os custos de reforço da rede de distribuição são proibitivos (RÜTHER; ZILLES, 2011). Essa modularidade permite a instalação e

ampliação de usinas de forma progressiva, viabilizando o atendimento da demanda a partir de investimentos graduais. Além disso, os painéis fotovoltaicos também podem ser instalados em praticamente qualquer lugar com incidência solar, o que garante maior adaptabilidade em seu uso. Estas características não existem em outras fontes renováveis e não-renováveis de energia (SAMPAIO; GONZÁLES, 2017).

Fator estratégico

Consumidores que geram e armazenam a sua própria energia estão protegidos de variações nos valores de energia elétrica. A independência energética confere ao consumidor maior autonomia e proteção em relação a barreiras comerciais e econômicas, além de mudanças em regulamentações do mercado energético (STADLER et al., 2016). A possibilidade de utilização da energia da rede de distribuição da concessionária, do sistema de armazenamento de energia ou do sistema de geração fotovoltaico possibilita ao consumidor decidir onde, como e quando utilizar a energia elétrica, da forma mais econômica, confortável e eficiente que lhe convier (BUENO; BRANDÃO, 2017).

Comercialização de energia

Outro ponto interessante que a independência energética corrobora, é a possibilidade de criação de mercados locais para comércio de energia entre consumidores. Por meio de micro *grids* privadas, consumidores podem vender ou comprar excedentes de energia dos vizinhos, colaborando para uma maior desverticalização do mercado local de compra e venda de energia elétrica, ou seja, permitindo uma maior interação e independência entre os agentes do setor elétrico (STADLER et al., 2016).

Impactos ambientais

Diferentemente de fontes fósseis, a energia solar fotovoltaica não utiliza sistema a combustão e, conseqüentemente, não há emissão de gases de efeito estufa para a geração de energia. Os impactos existentes estão relacionados à fabricação,

reutilização de materiais, descarte dos módulos fotovoltaicos e componentes elétricos, além das baterias (SHAYANI; OLIVEIRA, 2008). Em comparação a outras fontes renováveis, a energia fotovoltaica é a que apresenta a menor incidência de danos ao ambiente onde está sendo gerada, o que não ocorre, por exemplo, com a energia gerada por hidrelétricas onde a construção necessita de intervenções em extensas áreas verdes (SAMPAIO; GONZÁLES, 2017).

Em períodos de grande seca ou de alta demanda, as hidrelétricas não atendem à demanda, então Brasil liga termelétricas, que são movidas a combustíveis fósseis que impactam negativamente o meio ambiente. Portanto, a expansão em escala do PV pode reduzir essa necessidade, pois os períodos de seca coincidem com os períodos de melhor produção fotovoltaica (RIGO et al., 2019).

Considerações

A análise das externalidades provenientes da independência energética demonstra uma vasta gama de benefícios técnicos e econômicos para o consumidor. Muitas vezes a complexidade da análise está correlacionada com a sobreposição de aspectos que são comuns a duas ou mais externalidades, o que acaba por dificultar a conversão dos impactos gerados em valores monetários (Figura 4.3). Fato é que em qualquer instalação fotovoltaica com armazenamento, esses benefícios estarão presentes em maior ou menor nível, sendo necessário um estudo de caso para entender a fundo os impactos nos custos finais de uma instalação. Em determinados casos, o impacto de uma determinada externalidade pode justificar a instalação de um sistema fotovoltaico mesmo não sendo viável economicamente, avaliando somente a geração de energia elétrica e o consequente abatimento na conta de energia.

Além do mais, é necessário realizar estas análises quantitativas nas perspectivas não somente das concessionárias de distribuidoras de energia, mas também dos consumidores, bem como da sociedade como um todo. Lembrando que estas perspectivas diferentes se traduzem em maior atratividade econômica para algumas das perspectivas e geração de emprego e de renda na perspectiva da sociedade.

Figura 4.3 - Externalidades relacionadas à independência energética e sobreposições de impactos.



4.5.2 Análise quantitativa da independência energética como externalidade no atendimento de contingências em consumidores estratégicos

Apresentam-se abaixo os parâmetros técnicos e econômicos analisados para cada tipo de geração de energia elétrica. Todos os sistemas foram dimensionados com o intuito de fornecer energia no pior caso possível, i. e., com fator de carga unitário por no mínimo 24 horas.

Grupo gerador a diesel

O consumo e o custo de óleo diesel estimado para cada grupo gerador, considerando o regime de contingências e o valor do diesel (R\$ 3,485/L), são de, respectivamente, 1.893,6 L/ano e R\$ 6.599,20 para o consumidor (i), 9.756,0 L/ano e R\$ 33.999,66 para o consumidor (ii), 19.512,0 L/ano e R\$ 67.999,32 para o consumidor (iii). Esses e os demais custos relacionados à análise econômica do sistema de geração a diesel são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Parâmetros do grupo gerador a diesel.

Parâmetros	Consumidor		
	(i)	(ii)	(iii)
Nº de geradores	1	2	3
Horas de operação (h/ano)	144	144	144
Consumo de óleo diesel (L/ano)	1.893,6	9.756,0	19.512,0
Custo de aquisição (R\$)	70.000,00	210.000,00	420.000,00
Custo de instalação (R\$)	40.000,00	40.000,00	80.000,00
Custo de consumo do óleo diesel (R\$/ano)	6.599,20	33.999,66	67.999,32
Custo de manutenção (R\$/ano)	4.900,00	14.700,00	29.400,00
Valor de sucata (R\$)	1.400,00	4.200,00	8.400,00
Vida útil (anos)	15	15	15

Usina fotovoltaica com armazenamento em banco de baterias

A capacidade do banco de baterias para suprimento dos consumidores (i), (ii) e (iii) são, respectivamente, 2.400 kWh, 12.000 kWh e 24.000 kWh. A energia necessária para cada sistema suprir as contingências estimadas foi definida conforme equação Equação 4.1. Assim, para baterias de lítio-íon (eficiência de 90%), a quantidade de energia será de 166,67 kWh, 833,33 kWh e 1.666,67 kWh para os consumidores (i), (ii) e (iii), respectivamente, representando, em todos os casos, uma profundidade de descarga relativa, conforme Equação 4.2, de 6,94%. Para as baterias de chumbo-ácido (eficiência de 80%), considerando a mesma ordem de consumidores, a quantidade de energia será de 187,50 kWh, 937,50 kWh e 1.875,00 kWh, representando, em todos os casos, profundidade de descarga relativa de 7,81%.

Considerando a ocorrência de 48 contingências anuais, pela Figura 4.2, estima-se uma vida útil de 165,63 anos para baterias de lítio-íon e 89,58 anos para baterias de chumbo-ácido. É importante salientar que a vida útil prolongada dos dois sistemas é devido à simplificação da análise de alguns fatores de influência como: sobrecarga, sulfatação das placas, autodescarga, curto-circuito entre outros. Assim, prezando por uma análise mais realista, optou-se por limitar a vida útil das baterias em 20 anos.

Para a usina fotovoltaica, considerando os dados técnicos dos equipamentos, por meio das Equações 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7, o número de módulos necessários para o carregamento do banco de baterias de lítio-íon e chumbo-ácido são, respectivamente, 16 (8 módulos em 2 *strings*) e 18 (9 módulos em 2 *strings*) para o consumidor (i), 78 (13 módulos em 6 *strings*) e 90 (15 módulos em 6 *strings*) para o consumidor (ii) e 156 (13 módulos em 12 *strings*) e 180 (15 módulos em 12 *strings*)

para o consumidor (iii). Em todos os sistemas projetados foi utilizado apenas um inversor a fim de otimizar os custos. Os custos com a usina fotovoltaica e o banco de baterias de lítio-íon e chumbo-ácido relacionados à análise econômica são apresentados nas Tabelas 4.4 e 4.5.

Tabela 4.4 - Parâmetros da usina fotovoltaica com banco de baterias de lítio-íon.

Parâmetros	Consumidor		
	(i)	(ii)	(iii)
Profundidade de descarga baterias (%)	6,94	6,94	6,94
Número de ciclos baterias	7.950	7.950	7.950
Capacidade do banco de baterias (kWh)	2.400,00	12.000,00	24.000,00
Custo de aquisição do sistema de baterias(R\$)	7.797.312,00	38.986.560,00	77.973.120,00
Custo de instalação (R\$)	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Custo de manutenção (R\$/ano)	38.986,56	194.932,80	389.865,60
Valor de sucata baterias (R\$)	155.946,24	779.731,20	1.559.462,40
Vida útil baterias (anos)	20	20	20
Nº de módulos solares	18	78	156
Custo de aquisição dos módulos (R\$)	14.688,00	63.648,00	127.296,00
Custo de insumos para instalação (R\$)	4.176,00	18.096,00	36.192,00
Valor de sucata módulos (R\$)	293,76	1.272,96	2.545,92
Vida útil módulos (anos)	25	25	25
Nº de inversores	1	1	1
Custo de aquisição dos inversores (R\$)	7.000,00	16.000,00	28.000,00
Custo de sucata inversores (R\$)	140,00	320,00	560,00
Vida útil inversores (anos)	10	12	12

Tabela 4.5 - Parâmetros da usina fotovoltaica com banco de baterias de chumbo-ácido.

Parâmetros	Consumidor		
	(i)	(ii)	(iii)
Profundidade de descarga baterias (%)	7,81	7,81	7,81
Número de ciclos baterias	4.300	4.300	4.300
Capacidade do banco de baterias (kWh)	2.400,00	12.000,00	24.000,00
Custo de aquisição do sistema de baterias(R\$)	2.923.200,00	14.616.000,00	29.232.000,00
Custo de instalação (R\$)	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Custo de manutenção (R\$/ano)	14.616,00	73.080,00	146.160,00
Valor de sucata baterias (R\$)	58.464,00	292.320,00	584.640,00
Vida útil baterias (anos)	20	20	20
Nº de módulos solares	18	90	180
Custo de aquisição dos módulos (R\$)	14.688,00	73.440,00	146.880,00
Custo de insumos para instalação (R\$)	4.176,00	20.880,00	41.760,00
Valor de sucata módulos (R\$)	293,76	1.468,80	2.937,60
Vida útil módulos (anos)	25	25	25
Nº de inversores	1	1	1
Custo de aquisição dos inversores (R\$)	7.000,00	16.000,00	28.000,00
Custo de sucata inversores (R\$)	140,00	320,00	560,00
Vida útil inversores (anos)	10	12	12

Análise econômica

Após definidos os parâmetros econômicos dos sistemas de suprimento, foram determinados os valores dos indicadores econômicos para o caso base como apresentado na Tabela 4.6. A TMA utilizada foi de 6% a.a.

Tabela 4.6 - Indicadores econômicos (VPL e LCOE) para investimento em sistemas de suprimento de energia elétrica.

Consumidor	Sistema de Suprimento	Investimento Inicial (R\$)	VPL (R\$)	LCOE (R\$/kWh)
(i)	Grupo gerador a diesel	110.000,00	-272.222,44	2,60
	Usina baterias lítio-íon	7.943.176,00	-8.336.792,11	59,46
	fotovoltaica baterias chumbo-ácido	3.069.064,00	-3.213.574,13	22,90
(ii)	Grupo gerador a diesel	250.000,00	-866.182,77	1,80
	Usina baterias lítio-íon	39.204.304,00	-41.184.389,85	58,75
	fotovoltaica baterias chumbo-ácido	14.846.320,00	-15.579.977,65	22,21
(iii)	Grupo gerador a diesel	500.000,00	-1.732.365,55	1,80
	Usina baterias lítio-íon	78.284.608,00	-82.246.702,87	58,67
	fotovoltaica baterias chumbo-ácido	29.568.640,00	-31.037.878,47	22,12

Pela análise da Tabela 4.6, o sistema de suprimento para contingências que apresenta os menores custos de operação é o grupo gerador a diesel. Os parâmetros econômicos encontrados justificam a larga aplicação desse sistema como fonte de suprimento além, é claro, da confiabilidade que a tecnologia fornece aos consumidores que a utilizam. Dentre os sistemas avaliados, é a fonte que apresenta o menor custo de investimento inicial, os melhores VPL e LCOE. Em comparação com o armazenamento em baterias, é indiscutível a superioridade econômica em termos de investimento em um sistema a diesel.

Os grandes problemas da utilização desse sistema é a dependência do óleo diesel para funcionamento, conseqüentemente, do preço de compra desse insumo e dos impactos ambientais causados pela emissão de gases de efeito estufa. Esse é um ponto amplamente discutido na comunidade acadêmica, principalmente, com a inclusão de regulamentações que sugerem a utilização de fontes mais limpas de energia.

O armazenamento em banco de baterias ainda não é competitivo no mercado brasileiro, principalmente, visto o alto custo de investimento inicial. Dentre os dois tipos de tecnologias de baterias, a chumbo-ácido apresentou um custo benefício melhor, com um custo de geração de energia duas vezes menor. Para o atendimento de cargas mais frequentes como uso contínuo ou suprimento do horário de ponta, o

investimento inicial do sistema fotovoltaico (baterias e geradores), fica diluído, aumentando a sua viabilidade, pois mais de 95% do investimento inicial, corresponderam às baterias e menos 1% aos geradores fotovoltaicos.

4.6 Conclusão

A análise dos fatores externos relacionados à independência energética em sistemas fotovoltaicos com armazenamento demonstra uma vasta gama de benefícios técnicos e econômicos para o consumidor, a concessionária e a sociedade. Muitas vezes a complexidade da análise está correlacionada com a sobreposição de características que são comuns a duas ou mais subexternalidades, o que acaba por dificultar a conversão dos impactos gerados em valores monetários, para cada sub-externalidade específica.

Fato é que em qualquer instalação fotovoltaica com armazenamento, esses benefícios estarão presentes em maior ou menor nível, sendo necessário um estudo de caso para entender a fundo os impactos nos custos finais de uma instalação. Em determinadas situações, o impacto de uma determinada subexternalidade pode justificar a instalação ou não de um sistema fotovoltaico mesmo não sendo viável economicamente, avaliando somente a geração de energia elétrica e o consequente abatimento na conta de energia.

A utilização de sistemas fotovoltaicos é economicamente viável, entretanto, o armazenamento em banco de baterias ainda não é competitivo no mercado brasileiro, principalmente, por causa do alto custo de investimento inicial. Os dois tipos de tecnologias estudados (lítio-íon e chumbo ácido) não apresentaram atratividade econômica em comparação às fontes fósseis de energia, como os grupo geradores a diesel, que é uma tecnologia já estabelecida no mercado e que oferece muita segurança aos consumidores.

Considerando que alguns dos dados utilizados foram baseados em valores médios e propostos na literatura, sugere-se que, em trabalhos futuros, sejam aplicados dados reais principalmente da ocorrência de contingências em consumidores prioritários a fim de verificar a viabilidade econômica da implantação de outros tipos de sistemas de armazenamento de energia, ou até mesmo, a utilização de sistemas híbridos que envolvam tanto fontes fósseis como renováveis de energia.

4.7 Referências

ALMAKTAR, M.; ELBREKI, A. M.; SHAABAN, M. Revitalizing operational reliability of the electrical energy system in Libya: Feasibility analysis of solar generation in local communities. **Journal of Cleaner Production**, p. 123647, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123647>.

ALNASER, S. W.; ALTHAHER, S. Z.; LONG, C.; ZHOU, Y., WU, J. Residential community with PV and batteries: Reserve provision under grid constraints. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 119, p. 105856, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105856>.

ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. **Applied Energy**, v. 179, p. 350-377, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Série histórica do levantamento de preços**, 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/serie-historica-levantamento-precos>. Acesso em: 08 mai. 2021.

BAZILIAN, M.; SOVACOOOL, B.; MILLER, M. Linking energy independence to energy security. **International Association for Energy Economics, IAEE USA, Third Quarter**, 2013. Disponível em: <https://www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=200>. Acesso em: 13 mai. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN)**, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/BEN2019>. Acesso em: 13 mai. 2021.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil. **Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia**, 2016. Disponível em: http://abaque.com.br/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil. Acesso em: 16 jul. 2021.

CAINENG, Z. O. U.; SONGQI, P. A. N.; QUN, Z. H. A. O. On the connotation, challenge and significance of China's "energy independence" strategy. **Petroleum Exploration and Development**, v. 47, n. 2, p. 449-462, 2020. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60062-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60062-3).

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais S.A. **Valores de tarifas e serviços**, 2021. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/valores-de-tarifas-e-servicos/>. Acesso em: 13 mai. 2021.

CERVI, R. G.; ESPERANCINI, M. S. T.; BUENO, O. C. Viabilidade econômica da utilização do biogás produzido em granja suinícola para geração de energia elétrica. **Engenharia Agrícola**, v. 30, n. 5, p. 831-844, 2010. Disponível em: https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0100-69162010000500006&script=sci_arttext&tlng=pt.

CHO, D.; VALENZUELA, J. Optimization of residential off-grid PV-battery systems. **Solar Energy**, v. 208, p. 766-777, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.08.023>.

ECKER, F.; SPADA, H.; HAHNEL, U. J. J. Independence without control: Autarky outperforms autonomy benefits in the adoption of private energy storage systems. **Energy Policy**, v. 122, p. 214-228, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.028>.

GARLET, T. B.; RIBEIRO, J. L. D.; SAVIAN, F. S.; SILUK, J. C. M. Value chain in distributed generation of photovoltaic energy and factors for competitiveness: A systematic review. **Solar Energy**, v. 211, p. 396-411, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.09.040>.

IEA. International Energy Agency. **Key world energy statistics**, Paris, 2019. Disponível em: <https://www.petrofed.be/Key World Energy Statistics 2019>. Acesso em: 13 mai. 2021.

IEA. International Energy Agency. **Key world energy statistics**, Paris, 2020. Disponível em: <https://www.petrofed.be/Key World Energy Statistics 2020>. Acesso em: 08 mai. 2021.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable capacity highlights**, 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/RE Capacity Highlights 2021>. Acesso em: 13 mai. 2021.

JAMAL, T.; CARTER, C.; SCHMIDT, T.; SHAFIULLAH, G. M.; CALAIS, M.; URMEE, T. An energy flow simulation tool for incorporating short-term PV forecasting in a diesel-PV-battery off-grid power supply system. **Applied Energy**, v. 254, p. 113718, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113718>.

KESHAN, H.; THORNBURG, J.; USTUN, T. S. Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems. **Clean Energy and Technology Conference 4th IET**, 2016. Disponível em: <http://www.proceedings.com/35474.html>. Acesso em: 08 mai. 2021.

LABREN. Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. **Irradiação no Plano Inclinado para o Estado de Minas Gerais**, 2020. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/MG_inc.html. Acesso em: 08 mai. 2021.

LITTLEFIELD, S. R. Security, independence, and sustainability: Imprecise language and the manipulation of energy policy in the United States. **Energy Policy**, v. 52, p. 779-788, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.040>.

LUTHANDER, R.; WIDÉN, J.; NILSSON, D.; PALM, J. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. **Applied Energy**, v. 142, p. 80-94, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>.

MARTINS, J. R.; CRUZ, S. F. R.; SIQUEIRA, A. P. S.; CELESTE, W. C. Análise de viabilidade da geração distribuída em horário de ponta: estudo de caso. **Revista**

Gestão & Tecnologia, v. 18, n. 3, p. 112-129, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.20397/2177-6652/2018.v18i3.1455>.

NADEEM, F.; HUSSAIN, S. M. S.; TIWARI, P. K.; GOSWAMI, A. K.; USTUN, T. S. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. **IEEE Access**, v. 7, p. 4555-4585, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp.jsp?arnumber=8580457>.

NOGUEIRA, C. E. C. **Dimensionamento de sistemas integrados de energia em ambientes rurais**. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/88061>.

OREE, V.; HASSEN, S. Z. S.; FLEMING, P. J. Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 69, p. 790-803, 2017. Disponível: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.120>.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar (2ª ed.)**. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: [https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/Atlas Brasileiro Energia Solar 2a Edicao](https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao). Acesso em: 08 mai. 2021.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, v. 1, p. 47-499, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/Manual_de_Engenharia_FV_2014. Acesso em: 08 mai. 2021.

PLACKE, T.; KLOEPSCH, R.; DÜHNEN, S.; WINTER, M. Lithium ion, lithium metal, and alternative rechargeable battery technologies: the odyssey for high energy density. **Journal of Solid State Electrochemistry**, v. 21, n. 7, p. 1939-1964, 2017. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10008-017-3610-7>.

REHMAN, M. U.; VO, X. V. Do alternative energy markets provide optimal alternative investment opportunities?. **The North American Journal of Economics and Finance**, v. 54, p. 101271, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.najef.2020.101271>.

RIGO, P. D.; SILUK, J. C. M.; LACERDA, D. P.; ROSA, C. B.; REDISKE, G. Is the success of small-scale photovoltaic solar energy generation achievable in Brazil? **Journal of Cleaner Production**, v. 240, p. 118243, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118243>.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.021>.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 590-601, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>.

SANTANA, C. R. O aprofundamento das relações do Brasil com os países do Oriente Médio durante os dois choques do petróleo da década de 1970: um exemplo de ação pragmática. **Revista Brasileira de Política Internacional**, v. 49, n. 2, p. 157-177, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0034-73292006000200009>.

SD. Solar Decathlon. **2023 Build Challenge Explanation of Intent**, 2020. Disponível em: <https://www.solardecathlon.gov/2020/>. Acesso em: 13 mai. 2021.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. Externalidades da geração de energia com fontes convencionais e renováveis. **VI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, 2008. Disponível em: http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/vicbpe_2008. Acesso em: 13 mai. 2021.

SICA, C. E.; HUBER, M. “We Can’t Be Dependent on Anybody”: The rhetoric of “Energy Independence” and the legitimation of fracking in Pennsylvania. **The Extractive Industries and Society**, v. 4, n. 2, p. 337-343, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.exis.2017.02.003>.

SINAPI. **Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil**, 2021. Disponível em: <https://www.caixa.gov.br/SINAPI>. Acesso em: 13 mai. 2021.

STADLER, M.; CARDOSO, G.; MASHAYEKH, S.; FORGET, T.; DEFOREST, N. AGARWAL, A.; SCHONBEIN, A. Value streams in microgrids: A literature review. **Applied Energy**, v. 162, p. 980-989, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.081>.

STEMAC. Stemac Grupos Geradores. **Soluções em geradores**, 2021. Disponível em: <https://www.stemac.com.br/geradores>. Acesso em: 13 mai. 2021.

SWART, K. Trends in the energy market after World War II (WW II). **Journal of Power Sources**, v. 37, n. 1-2, p. 3-12, 1992. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0378-7753\(92\)80059-K](https://doi.org/10.1016/0378-7753(92)80059-K).

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 506-511, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.08.007>.

XAVIER, G. A. **Avaliação de externalidade da geração distribuída fotovoltaica no Brasil**, 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2015. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/bitstream/123456789/7331>.

YIGUANG, C.; ZHAO, Y.; XI, W.; MINGTAO, W.; HUANWEI, L. Theoretical simulation and experimental research on the system of air source energy independence driven by internal-combustion engine. **Energy and Buildings**, v. 43, n. 6, p. 1351-1358, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.01.01>.

5 CONCLUSÕES GERAIS

5.1 Conclusões

A presente pesquisa teve como motivação a análise da geração distribuída solar fotovoltaica em termos da legislação vigente e os seus desdobramentos, geração de energia na ponta e comparação com outras alternativas, além da análise da independência energética como uma externalidade ao consumidor.

No capítulo 2, conclui-se que a GD fotovoltaica é, sem dúvida, uma das melhores alternativas para o atendimento de novas demandas de energia elétrica, visto que é uma fonte de baixo custo, que traz benefícios ao sistema elétrico, promove o crescimento social e econômico, além de ser limpa e abundante. Além disso, as perspectivas para o setor de energia solar são muito positivas, principalmente, quando considerado o potencial de expansão entre os consumidores residenciais e comerciais. Contudo, de forma geral, pontos cruciais devem ser reavaliados para estimular de vez o crescimento do mercado dessa tecnologia. Pode-se destacar: melhores condições de financiamento, redução dos custos de aquisição, ausência de políticas públicas mais fortes como, por exemplo, o *feed-in-tariffs*, i. e. tarifas *premium* e um maior controle da qualidade da energia injetada na rede da concessionária.

Talvez o ponto mais importante e que merece maior atenção são os aperfeiçoamentos que ainda podem ser realizados na Resolução Normativa nº 482/2012. Independentemente dos fatores que levaram às regulamentações presentes na referida norma, fato é que o cenário energético brasileiro é muito dinâmico e o contexto para o planejamento energético 2021 é bem diferente de 2012. Essas propostas de revisão devem ser analisadas e levadas em consideração para adaptar da melhor forma possível novas políticas para os diferentes agentes do setor elétrico: concessionárias, sociedade, consumidores com e sem sistemas solares.

No capítulo 3, evidenciou-se a representatividade dos custos de energia elétrica no horário de ponta para um grande consumidor. Em média, nos últimos dez anos, cerca de 32,4% de todo o orçamento gasto com energia elétrica do consumidor analisado, i. e., o campus da Universidade Federal de Viçosa, em Viçosa, Minas Gerais, foi no horário de ponta, HP. No entanto, este horário representa apenas 8,56% das horas totais anuais. Dentre os sistemas de suprimento de energia elétrica no HP

simulados, os que apresentaram viabilidade econômica dentro do horizonte de planejamento de 20 anos e com TMA de 6% a.a. foram: grupo gerador a diesel, PCHR e contratação de energia incentivada de biodigestores. Detalhando as características econômicas encontradas, tem-se que a contratação de energia incentivada é a melhor opção a curto prazo, pois apresenta valor de investimento inicial praticamente nulo e PBE imediato, porém, a médio e longo prazo suas limitações são a dependência de terceiros para o fornecimento de energia elétrica e a impossibilidade de operação em caso de contingências.

Nesse cenário, a utilização do grupo gerador a diesel apresentou-se como a melhor opção devido aos reduzidos custos de investimento inicial, quando comparado aos demais sistemas de suprimento, e um competitivo PBE de 2,63 anos no cenário (i) e 1,26 anos no cenário (ii). Os limitantes desse tipo de sistema são a dependência do consumo de óleo diesel e, conseqüentemente, do valor desse insumo. Além disso, existem impactos ambientais gerados pela queima desse combustível. Devido às características de relevo, a disponibilidade hídrica da universidade e o baixo LCOE, R\$ 0,71/kWh no cenário (i) e R\$ 0,79/kWh no cenário (ii), a PCHR demonstra ser economicamente viável a longo prazo, porém, o alto custo de investimento inicial e a grande intervenção ambiental gerada pela construção do reservatório superior podem ser entraves ao projeto. Há que se considerar como fator positivo da PCHR, também, é a sua contribuição significativa para uma maior segurança hídrica, para o abastecimento de água para o campus da UFV e para a cidade de Viçosa.

No Capítulo 4, a análise dos fatores externos relacionados à independência energética em sistemas fotovoltaicos com armazenamento demonstra uma vasta gama de benefícios técnicos e econômicos para o consumidor, a concessionária e a sociedade. Muitas vezes a complexidade da análise está correlacionada com a sobreposição de características que são comuns a duas ou mais subexternalidades da utilização da energia solar fotovoltaica, o que acaba por dificultar a conversão dos impactos gerados em valores monetários. Fato é que em qualquer instalação fotovoltaica com armazenamento, esses benefícios estarão presentes em maior ou menor nível, sendo necessário um estudo de caso para entender a fundo os impactos nos custos finais de uma instalação. Em determinadas situações, o impacto de uma determinada subexternalidade pode justificar a instalação ou não de um sistema

fotovoltaico, apesar de poder não ser viável economicamente, avaliando somente a geração de energia elétrica e o consequente abatimento na conta de energia.

A utilização de sistemas fotovoltaicos é economicamente viável na maioria dos casos, entretanto, o armazenamento em banco de baterias ainda não é competitivo no mercado brasileiro, principalmente, por causa do alto custo de investimento inicial. Os dois tipos de tecnologias estudados (Lítio-íon e chumbo ácido) não apresentaram atratividade econômica em comparação à fonte fóssil de energia, como os grupo geradores a diesel, que é uma tecnologia já estabelecida no mercado e que oferece muita segurança aos consumidores.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Apresentam-se a seguir sugestões para trabalhos futuros:

- Avaliar a inserção da geração distribuída solar fotovoltaica em consumidores residenciais com diferentes níveis de consumo no Brasil e comparar as características técnicas e econômicas da instalação individualizada, compartilhada, de uso cooperativo ou em condomínio.
- Simular a aplicação de forma conjunta dos sistemas de suprimento de energia no horário de ponta e em contingências, a fim de avaliar o *mix* de energias que proporcionem a melhor viabilidade econômica para consumidores A4.
- Aprofundar as análises e discussões sobre os benefícios e os custos da hidrelétrica reversível e a contratação de energia incentivada do biogás para consumidores A4.
- Discriminar projetos de dimensionamento da geração solar fotovoltaica em relação à utilização em todos horários do dia, somente na ponta, somente durante contingências e para usuários únicos e para multiusuários.