

PEDRO HENRIQUE GONÇALVES RIGUEIRA PINHEIRO CASTRO

**EXTERNALIDADES DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: PERSPECTIVA
BRASILEIRA**

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: Antônia Sonia Alves Cardoso Diniz
Joyce Correna Carlo

**VIÇOSA - MINAS GERAIS
2020**

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

T

C355e
2020

Castro, Pedro Henrique Gonçalves Rigueira Pinheiro, 1995-
Externalidades da energia solar fotovoltaica : perspectiva
brasileira / Pedro Henrique Gonçalves Rigueira Pinheiro Castro.
– Viçosa, MG, 2020.
131 f. : il. (algumas color.) ; 29 cm.

Orientador: Delly Oliveira Filho.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Viçosa.
Inclui bibliografia.

1. Geração distribuída de energia elétrica.
2. Desenvolvimento sustentável. I. Universidade Federal de
Viçosa. Departamento de Engenharia Agrícola. Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Agrícola. II. Título.

CDD 22 ed. 621.31

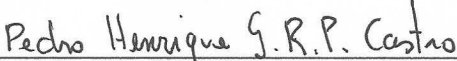
PEDRO HENRIQUE GONÇALVES RIGUEIRA PINHEIRO CASTRO

**EXTERNALIDADES DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: PERSPECTIVA
BRASILEIRA**

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: 13 de fevereiro de 2020.

Assentimento:



Pedro Henrique Gonçalves Rigueira Pinheiro Castro
Autor



Delly Oliveira Filho
Orientador

À minha família.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida, graça e misericórdia.

À minha família por todo o apoio, compreensão e carinho, em especial aos meus pais Gilmar Pinheiro Cunha Castro e Ana Maria Gonçalves Rigueira Castro e irmãos Marcus Vinícius Gonçalves Rigueira Pinheiro Castro e Vitor Henrique Gonçalves Rigueira Pinheiro Castro. A Marina de Paulo Nascimento por estar sempre ao meu lado.

Ao professor Delly Oliveira Filho, professora Joyce Correna Carlo, professora Olga Moraes Toledo e a professora Antônia Sonia Alves Cardoso Diniz pelas orientações indispensáveis a execução do trabalho.

Ao professor José Vitor Nicacio pelas oportunidades de aprendizado ao longo desse curso.

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

À Universidade Federal de Viçosa, pela oportunidade de fazer o curso.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) pelo apoio financeiro para realização desta pesquisa.

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.

“Todas as vitórias ocultam uma abdicação”.

(Simone de Beauvoir)

RESUMO

CASTRO, Pedro Henrique Gonçalves Rigueira Pinheiro, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, fevereiro de 2020. **Externalidades da energia solar fotovoltaica: perspectiva brasileira.** Orientador: Delly Oliveira Filho. Coorientadoras: Antônia Sonia Alves Cardoso Diniz e Joyce Correna Carlo.

A geração fotovoltaica causa impactos indiretos economicamente mensuráveis e externos à geração de energia elétrica, esses são denominados externalidades, que em grande parte, podem colaborar com explicações da intensificação do uso dessa tecnologia em ritmo tão acelerado no Brasil, registrando nos últimos anos crescimento superior a 300% ao ano. Assim, objetivou-se caracterizar economicamente as externalidades: (i) poluição, (ii) fatores técnicos, (iii) elemento construtivo, (iv) carga térmica e (v) valorização imobiliária; sob diferentes perspectivas, seja dos consumidores, das concessionárias de energia ou da sociedade. Avaliou-se, também, especificamente, duas externalidades: adiamento de investimentos no reforço de sistemas elétricos de distribuição de energia por meio da geração distribuída fotovoltaica e modelo de negócio entre consumidores e concessionária de distribuição de energia elétrica. Desenvolveu-se uma metodologia para avaliação e precificação das externalidades de sistemas fotovoltaicos para o Brasil, tomando por base o preço da energia elétrica para consumidores brasileiros em baixa tensão. Especificamente, estimou-se o adiamento de investimentos no sistema de distribuição e avaliou-se o modelo de negócio entre consumidores e concessionária de distribuição de energia considerando inserção da geração distribuída. Obteve-se, como resultados, que as externalidades podem valer em termos econômicos, sob a perspectiva do consumidor, um adicional correspondente 79,44% do preço da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos, para as concessionárias e sociedade foram encontrados que as externalidades podem valer o equivalente a 4,12% e 12,61% da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Calculou-se que a inserção da geração distribuída devido a sua modularidade pode adiar os investimentos em reforço por até 5,9 anos. Verificou-se que o modelo de negócio das concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica para consumidores atendidos em baixa tensão é função da tarifação do consumo e a inserção da geração distribuída para um

consumidor pode reduzir o faturamento das concessionárias de distribuição em até 97%, com isso, foi proposto um novo modelo de tarifa binômia.

Palavras-chave: Geração distribuída. Efeitos colaterais. Expansão de redes. Tarifas de demanda. Desenvolvimento sustentável.

ABSTRACT

CASTRO, Pedro Henrique Gonçalves Rigueira Pinheiro, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, February, 2020. **Externalities of photovoltaic solar energy: Brazilian perspective**. Adviser: Delly Oliveira Filho. Co-advisers: Antônia Sonia Alves Cardoso Diniz and Joyce Correna Carlo.

Photovoltaic generation causes economically measurable indirect impacts and external to the generation of electricity, which are called externalities, which in large part, can contribute to explanations of the intensification of the use of this technology at such an accelerated pace in Brazil, registering growth bigger than 300% per year. Thus, the objective of this research was to characterize economically the externalities: (i) pollution, (ii) technical factors, (iii) constructive element, (iv) thermal load and (v) real estate valuation; under different perspectives, whether from consumers, energy utilities or society. Two externalities were also specifically evaluated: postponement of investments in the reinforcement of electrical energy distribution systems through distributed photovoltaic generation and a business model between consumers and the electricity distribution utility. It was built a methodology for assessing and pricing the externalities of photovoltaic systems for Brazil based on the price of electricity for low voltage Brazilian consumers. Specifically, the postponement of investments in the distribution system was estimated and the business model between consumers and the energy distribution utility was evaluated considering the inclusion of distributed generation. It was obtained, as results, that the externalities can be worth in economic terms, from the consumer's perspective, an additional corresponding 79.44% of the price of the electric energy generated by the photovoltaic systems, for the utilities and society it was found that the externalities can worth the equivalent of 4.12% and 12.61% of the electric energy generated by the photovoltaic systems. It was estimated that the insertion of distributed generation may postpone investments in reinforcement for up to 5.9 years, due to its modularity. It was found that the business model of Brazilian electricity distribution utilities to consumers served at low voltage is centered on consumption tariffs and the inclusion of distributed generation for a consumer can reduce the distribution utilities' revenue by up to 97%, therefore, a new binomial tariff model was proposed.

Keywords: Distributed generation. Side effects. Network expansion. Demand tariffs. Sustainable development.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Mapa-múndi de radiação solar	32
Figura 2.2 – Valor da externalidade poluição em função da cotação do crédito de carbono e despesas com saúde pública, para dados da matriz energética brasileira de 2018.	50
Figura 2.3 – Valor da externalidade fatores técnicos em função total de energia elétrica gerada por sistemas FV, dados da matriz energética brasileira de 2018.	53
Figura 3.1 – Curvas de carga típicas para diferentes tipos de consumidores em baixa tensão	82
Figura 3.2 – Curvas de geração FV diárias normalizada para o período de um ano na cidade de Viçosa - MG latitude -20° 45' 17", longitude - 42° 52' 57"	88
Figura 3.3 – Curva média de geração FV horária normalizada na cidade de Viçosa - MG latitude -20° 45' 17", longitude - 42° 52' 57"	88
Figura 3.4 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo residencial para diferentes percentuais de GDFV própria.....	89
Figura 3.5 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo rural para diferentes percentuais de GDFV própria	90
Figura 3.6 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo industrial para diferentes percentuais de GDFV própria.....	91
Figura 3.7 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo comercial para diferentes percentuais de GDFV própria.....	92
Figura 3.8 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo Iluminação pública para diferentes percentuais de GDFV própria	93

Figura 3.9 – Curvas de carga horaria de demanda para dez consumidores rurais... 96

Figura 4.1 – Projeção de crescimento da micro e minigeração distribuída fotovoltaica para consumidores em baixa tensão da CEMIG D em Minas Gerais, em relação ao ano de 2018..... 111

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Compensações pagas pelas concessionárias de energia elétrica brasileiras devido ao perfil de tensão	40
Tabela 2.2 – Preço do kWh fornecido e do prejuízo do kWh não fornecido para diferentes categorias de consumidores, para diferentes países da Europa	42
Tabela 2.3 – Preço e área de cobertura de cinco tipos de telhas.	44
Tabela 2.4 – Valor marginal de externalidades para diferentes perspectivas no Brasil.	57
Tabela 3.1 – Especificações normatizadas pela CEMIG-D e valores de mercado para condutores de distribuição de energia elétrica.....	72
Tabela 3.2 – Especificações normatizadas pela CEMIG-D e valores de mercado para transformadores de distribuição de energia elétrica	73
Tabela 3.3 – Entradas modelo FV simulado <i>EquivalentOne-Diode</i>	76
Tabela 3.4 – Projeção de crescimento no consumo de energia elétrica esperado para diferentes categorias de consumidores no Brasil, de 2016 a 2026	82
Tabela 3.5 – Estimativas de tempo até a necessidade de reforço do sistema elétrico de distribuição considerando diferentes possibilidades de crescimento anual na demanda de energia elétrica e fatores de utilização	83
Tabela 3.6 – Dados de custo, valor de sucata e potência máxima admissível para condutores em alumínio do tipo tríplex e quadruplex com neutro em alumínio liga 6201.	84
Tabela 3.7 – Dados técnicos de transformadores empregados pela CEMIG-D para distribuição de energia elétrica	85
Tabela 3.8 – Resultados provenientes do reforço de sistemas de distribuição de energia elétrica.....	86
Tabela 3.9 – Percentual de redução da demanda das curvas de fluxo de potência para diferentes tipos de consumidores devido a inserção da geração distribuída FV	94

Tabela 3.10 – Razão entre a redução da demanda e a energia que deixa de ser fornecida pelas concessionárias para diferentes tipos de consumidores e proposta de divisão de incentivos para fomento da GDFV	95
Tabela 3.11 – Potências instaladas de geração distribuída FV simuladas para consumidores rurais	97
Tabela 3.12 – Tempo até a necessidade de reforço para um sistema de distribuição rural composto por dez consumidores hipotéticos	99
Tabela 4.1 – Tarifas CEMIG-D aplicadas para consumidores alimentados em baixa tensão sem impostos	113
Tabela 4.2 – Composição da tarifa para consumidores em baixa tensão da CEMIG-D, sem impostos	113
Tabela 4.3 – Custos anuais com energia elétrica para diferentes consumidores e faixas de consumo com e sem geração distribuída fotovoltaica (GDFV)	115
Tabela 4.4 – Percentuais de redução das faturas vigentes de energia elétrica para consumidores que façam a opção pela geração distribuída própria ..	116
Tabela 4.5 – Percentuais de redução da arrecadação das concessionárias de distribuição para consumidores que façam a opção pela geração distribuída própria	117
Tabela 4.6 – Custos anuais com energia elétrica para diferentes consumidores e faixas de consumo com e sem geração distribuída fotovoltaica (GDFV) de acordo com o novo modelo tarifário proposto.....	123
Tabela 4.7 – Percentuais de redução das faturas de energia elétrica para consumidores que façam a opção pela geração distribuída própria, tendo como base a tarifa binômica proposta.....	124

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

A	Amper.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
C°	Graus Celsius.
CA	Corrente alternada.
CC	Corrente contínua.
cm	Centímetro.
eV	Eletrovolts.
FACTS	<i>Flexible alternating current transmission system.</i>
FIT	<i>Feed in tariffs.</i>
FV	Fotovoltaico.
GD	Geração distribuída
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
GWp	GigaWatt pico.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
K	Kelvin.
km	Quilômetros.
kV	QuiloVolt.
kVA	QuiloVolt Amper.
kW	QuiloWatt.
kWh	QuiloWatt hora.
LED	<i>Light-emitting diode.</i>
m	Metro.
MME	Ministério de Minas e Energia.
MWh	MegaWatt hora.
MWp	MegaWatt pico.
O	Oeste.
PUC	Pontifícia Universidade Católica.
PVC	Policloreto de vinil.
RPS	<i>Renewable Portfolio Standard.</i>
S	Sul.
TWh	TeraWatt hora.
UFV	Universidade Federal de Viçosa.
V	Volts.
Wp	Watt pico.

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem.
A	Área do imóvel residencial.
a.a.	Ao ano.
A_{FV}	Área sob a curva de geração FV diária média normalizada pelo valor de pico.
A_R	Área sob a curva diária de carga normalizada pelo valor de pico para consumidores.
A_S	Área de secção transversal do cabo de alumínio.
C_C	Cotação do crédito de carbono.
C_{ER}	Tarifa de consumo de energia elétrica.
C_F	Consumo fora da ponta.
C_I	Consumo intermediário.
C_M	Custo do MWh, em reais.
C_{ME}	Consumo mensal.
CO_2	Dióxido de carbono.
C_P	Consumo na ponta.
C_R	Crescimento anual da demanda de energia elétrica.
C_S	Compensações pagas pelas concessionárias de energia elétrica perfil de tensão.
C_T	Custo médio das telhas convencionais.
D_F	Demanda fora da ponta.
D_I	Demanda intermediária.
D_P	Demanda na ponta.
D_S	Despesas com saúde pública para matriz energética atual.
E_C	Consumo de energia em 2018 para o setor comercial.
E_{FV}	Energia elétrica adicional gerada por sistemas FV.
E_I	Consumo de energia em 2018 para o setor industrial.
E_R	Consumo de energia em 2018 para o setor residencial.
E_T	Energia elétrica atual gerada no Brasil.
F_C	Fator de carga.
F_P	Fator de potência típico de sistemas de distribuição CEMIG-D, adimensional.
F_U	Fator de utilização atual, médio ou máximo do sistema de distribuição.
G	Gastos com energia elétrica.

I_A	Corrente admissível.
I_D	Radiação direta normal média.
km^2	Quilômetros quadrados.
\log	Logaritmo.
m^2	Metro quadrado.
N	Período de funcionamento do sistema FV.
η_C	Rendimento da conversão de corrente CC para CA.
η_{FV}	Rendimento painel FV.
NO_x	Óxidos de nitrogênio.
N_R	Número de imóveis residenciais no Brasil em 2018.
P_C	Parcela paga da conta de energia elétrica destinada à concessionária de distribuição.
P_E	Valor da subexternalidade perdas evitadas na distribuição de energia elétrica com a utilização de FV.
P_{EC}	Valor da externalidade elemento construtivo.
P_{EF}	Eficiência média de um painel FV na sua vida útil em relação a eficiência nominal.
P_{FV}	Perdas dos sistemas FV.
P_I	Preço dos imóveis residenciais no Brasil em 2018.
P_N	Preço do equipamento novo.
P_{NF}	Valor da subexternalidade prejuízo com a energia não fornecida.
P_{NT}	Perdas não técnicas.
P_P	Potência de pico um sistema FV.
P_{PE}	Valor da subexternalidade perfil de tensão.
P_S	Valor da subexternalidade gastos evitados com saúde pública.
P_T	Perdas técnicas.
P_{VE}	Valor da externalidade valorização imobiliária.
$\text{R\$}$	Reais.
R_C	Razão entre valor da energia fornecida e não fornecida para o setor comercial.
R_D	Redução percentual da demanda do sistema de distribuição.
R_E	Redução percentual da energia elétrica fornecida pelas concessionárias.
R_I	Razão entre valor da energia fornecida e não fornecida para o setor industrial.
R_R	Razão entre valor da energia fornecida e não fornecida para o setor residencial.

S	Custo de substituição de condutor ou transformador.
S _{1F}	Potência aparente para circuitos bifásicos à 3 fios.
S _{3F}	Potência aparente para circuitos trifásicos à 4 fios.
S _N	Potência aparente nominal do equipamento atual trifásica ou monofásica.
T	Tempo necessário para que o fator de utilização se iguale a unidade.
T _A	Emissões da matriz elétrica brasileira após a instalação de sistemas FV.
T _{CF}	Tarifa de consumo fora da ponta.
T _{CI}	Tarifa de consumo intermediário.
tCO _{2e}	Tonelada de gás carbônico equivalente.
T _{CP}	Tarifa de consumo na ponta.
T _{DF}	Tarifa de demanda fora da ponta.
T _{DI}	Tarifa de demanda intermediária.
T _{DP}	Tarifa de demanda na ponta.
T _E	Tarifa de energia elétrica.
T _F	Tempo de faturamento adicional mínimo necessário para cobrir os custos com transformadores e/ou condutores para reforço dos sistemas de distribuição.
T _I	Tempo médio de interrupções anual.
T _T	Emissões da matriz elétrica brasileira.
un.	Unidade.
US\$	Dólares.
V _A	Valor da energia elétrica adicional que pode ser fornecida por sistema de distribuição reforçado.
V _{AI}	Valor de sucata do alumínio.
V _C	Valor de sucata de um cabo de alumínio.
V _E	Valor da subexternalidade emissões evitadas.
V _F	Tensão entre fase-neutro.
V _I	Valorização do imóvel residencial com sistema FV.
V _L	Valor da receita bruta anual cessante para a concessionária.
V _S	Valor de sucata do equipamento.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO GERAL	21
1.1. Contribuições	24
1.2. Estrutura da dissertação	25
1.3. Limitações desta dissertação	26
1.4. Referências.....	27
2. EXTERNALIDADES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: QUÃO REPRESENTATIVAS PODEM SER DIANTE DO VALOR DA ENERGIA?	30
2.1. Resumo	30
2.2. Introdução	31
2.3. Objetivo.....	35
2.4. Materiais e métodos.....	35
2.4.1. Poluição.....	36
2.4.2. Fatores técnicos	38
2.4.3. Elemento construtivo	43
2.4.4. Carga térmica	45
2.4.5. Valorização imobiliária	46
2.4.6. Somatório das externalidades.....	47
2.5. Resultados e discussão	48
2.5.1. Poluição	48
2.5.2. Fatores técnicos	51
2.5.3. Elemento construtivo	53
2.5.4. Carga térmica	54
2.5.5. Valorização imobiliária	55
2.5.6. Somatório das externalidades.....	56
2.6. Conclusão	58

2.7. Referências.....	59
3. ANÁLISE DA EXTERNALIDADE: ADIAMENTO DE INVESTIMENTOS EM REFORÇOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR MEIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	65
3.1. Resumo	65
3.2. Introdução	66
3.3. Objetivo.....	69
3.4. Materiais e Métodos.....	69
3.4.1. Reforço de sistemas elétricos de distribuição	70
3.4.2. Metodologia tradicional para reforço de redes de distribuição.....	72
3.4.3. Efeito da geração distribuída FV em sistemas de distribuição	75
3.4.4. Políticas de incentivo da geração distribuída por parte da concessionária de distribuição de energia elétrica	78
3.4.5. Estudo de caso para consumidores rurais	79
3.5. Resultados e discussão	81
3.5.1. Reforço de sistemas elétricos de distribuição	81
3.5.2. Metodologia tradicional para reforço de redes de distribuição.....	83
3.5.3 Efeito da geração distribuída FV em sistemas de distribuição	87
3.5.4. Políticas de incentivo da geração distribuída por parte da concessionária de distribuição de energia elétrica	94
3.5.5. Estudo de caso para consumidores rurais	96
3.6. Conclusão	101
3.7. Referências.....	102
4. MODELO DE NEGÓCIO DE CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM FACE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DECENTRALIZADA.....	107
4.1. Resumo	107
4.2. Introdução.....	108

4.3. Objetivo.....	112
4.4. Materiais e Métodos	112
4.4.1. Geração distribuída fotovoltaica com o modelo atual de tarifas	112
4.4.2. Novo modelo tarifário para consumidores em baixa tensão	114
4.4.3. Aplicação de nova tarifa.....	114
4.5. Resultados e discussão	115
4.5.1. Geração distribuída fotovoltaica com o modelo atual de tarifas	115
4.5.2. Novo modelo tarifário para consumidores em baixa tensão	118
4.5.3. Aplicação da nova tarifa.....	121
4.6. Conclusão	125
4.7. Referências.....	126
5. CONCLUSÕES GERAIS.....	129
5.1. Conclusões	129
5.2. Sugestões para trabalhos futuros	131

1. INTRODUÇÃO GERAL

A energia elétrica é um recurso de suma importância para a vida moderna, sendo fundamental para a manutenção da atividade econômica. A demanda crescente por este recurso em um país pode refletir a melhoria da qualidade e estilo de vida das pessoas (NIU *et al.*, 2016). Nessa linha, o Brasil registrou 18,6% de crescimento no consumo de energia elétrica, de 2008 a 2017. O aumento por parte dos consumidores residenciais foi significativo no país, que em 2017, atingiu 25,5% do total, ficando atrás apenas do setor industrial, que mesmo em recuo no período, foi responsável por 37,7% do consumo total de energia elétrica. Dentre todos setores, o que apresentou maior crescimento no consumo foi o agropecuário, com aumento de 27,9% no período, correspondendo em 2017, a 5,5% do consumo total (MME, 2019).

A geração de energia elétrica brasileira em 2009, era 89,9% proveniente de fontes renováveis, entretanto nos dez anos seguintes a matriz passou a ser 83,3% renovável. Mesmo com a redução nos últimos 10 anos, o país está bem à frente da média mundial em termos de energia elétrica renovável (MME, 2019). Tal efeito ocorrido entre 2009 e 2018 se deve ao crescimento de 65,35% da geração de energia elétrica por meio de recursos não renováveis. O crescimento da capacidade instalada não renovável segue tendência contrária em relação aos países mais desenvolvidos, onde tem-se predominado a adoção de novas fontes geradoras renováveis, apesar destes países terem apenas 23,6% de sua matriz elétrica proveniente desse tipo (GUIDOLIN; GUSEO, 2016; OREE; SAYED; FLEMING, 2017; WALKER; DEVINE-WRIGHT, 2008).

As mudanças climáticas globais, causadas principalmente pelas emissões de gases de efeito estufa, agora são amplamente reconhecidas pela comunidade internacional. Muitos países passaram a ter maiores preocupações ambientais, refletindo em medidas para reduzir as emissões de poluentes (QIN *et al.*, 2017). Para isso, fontes não renováveis, principalmente combustíveis fósseis para geração de energia elétrica tendem a ser substituídas, pois podem causar danos ambientais, impactos na saúde e qualidade de vida das pessoas.

Os custos de geração de energia elétrica por meio de fontes não renováveis fósseis, principalmente devido ao consumo de combustíveis e manutenções, se forem somados aos danos ambientais causados por essa tecnologia, podem tornar os custos finais da energia elétrica muito maiores do que quando essa é proveniente de

fontes renováveis (SHINDELL, 2015). Infelizmente, computar os danos pela emissão de poluentes ainda não parece ser uma realidade de boa parte dos países, contribuindo para perpetuar o aumento da emissão de poluentes no ar, que afetam a saúde humana, causando doenças cardiovasculares e respiratórias (JOCHEM; DOLL; FICHTNER, 2016). Isso pode resultar em perda de anos de vida saudável e em custos irreparáveis do ponto de vista humano.

A geração de energia não renovável, que teve crescimento de 45,7% no período de 2008 a 2017, contribuiu para aumento das emissões de poluentes (MME, 2019). Os principais são: (i) material particulado, (ii) óxidos de nitrogênio (NO_x) e (iii) dióxido de carbono (CO₂) que podem causar problemas de saúde pública dentre outros impactos e danos à: (i) edificações, (ii) produções agropecuárias, (iii) biodiversidade e (iv) ecossistemas (CE DELFT, 2011). Com isso, há importância de investir em novas fontes de geração de energia elétrica renováveis, com menor potencial de emissões, para substituir fontes poluidoras, possibilitando que o Brasil continue exemplo na geração de energia elétrica limpa.

Dentre as tecnologias renováveis de geração de energia elétrica, pode-se ressaltar a fotovoltaica (FV), que é um sistema de conversão direta de radiação solar em eletricidade. Sistemas FV possuem vida útil longa e custos mínimos de manutenção, são simples de projetar e de instalar, por serem modulares podem fornecer potências da ordem de Watt a MegaWatt dependendo da aplicação (HOSENUZZAMAN *et al.*, 2015). Tais sistemas estão sendo empregados como alternativa às fontes não renováveis. Nesta linha, nos últimos quatro anos, a capacidade instalada de fontes de geração de energia elétrica renováveis ultrapassou a soma das que utilizam combustíveis fósseis e nuclear no mundo (LOUIE; PEARCE, 2016; REN21, 2019).

Em 2018, a capacidade instalada de sistemas FV no mundo teve acréscimo de 100 GWp, representando 55% da capacidade instalada das fontes de energia renováveis construídas neste ano (REN21, 2019). Na mesma linha, o crescimento de sistemas FV no Brasil de 2014 a 2018 foi em média de 231% a.a. Apesar do crescimento elevado, no Brasil, a potência instalada FV representou apenas aproximadamente 0,14% do total da matriz energética em 2017 (MME, 2019). Países desenvolvidos como Alemanha, atingiram aproximadamente 7% no mesmo período (WIRTH; SCHNEIDER, 2015). Tal discrepância pode ser justificada, pois o Brasil: (i) Apresenta custo elevado da tecnologia FV frente a outras fontes de geração de

energia elétrica; (ii) Não possui políticas de incentivo, como as tarifas premium ou *feed in tariffs*, que incentivam a geração solar FV mesmo além do sistema de compensação de energia, i. e. *net metering*; (iii) Não possui fábricas de células FV; e (iv) Cargas tributárias elevadas.

Mesmo com tantas limitações para a geração de energia elétrica por sistemas FV no Brasil, podemos buscar por vantagens da própria tecnologia FV que favoreceram sua expansão, que podem ser externas à geração de energia, denominadas nessa pesquisa como externalidades. Externalidades, geralmente, desempenham benefícios adicionais aos sistemas FV frente a termelétricas e outras fontes convencionais de energia elétrica. Estes benefícios podem ser traduzidos economicamente por proveitos reconhecidos pela sociedade, consumidores e pelas distribuidoras de energia elétrica.

As externalidades são impactos indiretos, associados a determinado produto ou serviço, que geralmente, não são contabilizados no momento da venda (SHAYANI; OLIVEIRA, 2008). As consequências das externalidades são de alta complexidade quanto a sua avaliação e podem ter o efeito positivo (complementaridade) ou negativo em uma determinada aplicação. A consideração do efeito das externalidades como custo externo é recente em diversas áreas (BECK; RIVERS; WIGLE, 2018; FERNANDES *et al.*, 2019; JONES, 2018; MOSLEHI; REDDY, 2019). Assim, este efeito pode tornar mais rentável um investimento ou reduzir sua atratividade (NETESSINE; ZHANG, 2005).

Como demonstrado, a consideração das externalidades de sistemas FV pode ser fator decisivo a investimentos nessa tecnologia, visto que tais sistemas podem oferecer algumas vantagens frente a outros de geração de energia elétrica, como os que usam combustíveis fósseis. Acredita-se que externalidades de sistemas FV tem sido também fator decisivo para a implementação destes sistemas no Brasil. Mesmo os altos custos iniciais, aliados a períodos de baixa atividade econômica, não foram fatores significativos para frear sua expansão. Assim restam hipóteses, como a consideração de externalidades, para explicar o crescimento de sistemas FV que eram responsáveis pela geração de 0,14% da energia elétrica no Brasil em 2017 e passaram a representar 0,53% em 2018 (MME, 2019). Existem também, projeções que apontam a possibilidade de cidades no Brasil terem potência instalada FV suprimindo 30% da demanda até 2030, ou seja, valor superior a 214 vezes a média brasileira de 2017 (REN21, 2019).

Assim, denota-se a importância de avaliar os efeitos das externalidades proveniente de sistemas FV, pois adoção significativa dessa tecnologia no Brasil é recente. Caso as externalidades sejam fator impulsionador de sistemas FV é importante que sejam aprofundados estudos na área a fim de possibilitar maior entendimento e compreensão do real valor de suas influências, propondo soluções e indicando alternativas para investimento nesses sistemas. Assim, há indícios que a identificação das externalidades seja muito importante, dado que a expansão dos sistemas FV segue em fase inicial, mas com tendências de crescimento significativas, chegando inclusive, em alguns anos, superior a 300% a.a. (MME, 2019).

1.1. Contribuições

Pretendeu-se valorar as externalidades (i) poluição; (ii) fatores técnicos; (iii) elemento construtivo; (iv) carga térmica; e (v) valorização imobiliária, motivados pela hipótese de que o crescimento da energia solar FV não se dá somente pela economia com energia elétrica, mas pelas diferentes externalidades positivas envolvidas. O detalhamento de diferentes externalidades que foram avaliadas neste estudo, pode ajudar em análises econômicas sob diferentes perspectivas, seja do consumidor, concessionárias de energia elétrica ou da sociedade. Assim, com a contabilização das externalidades associadas à sistemas fotovoltaicos propicia um melhor entendimento desta tecnologia, incluindo aspectos econômicos que na maioria das vezes estimulam seu crescimento. Assim, um aprofundamento do entendimento das externalidades tende a facilitar proposições de políticas públicas que fomentem o desenvolvimento de energias renováveis, viabilizando redução da crescente pressão pela expansão de fontes não renováveis de energia elétrica. Espera-se então colaborar para que o Brasil possa manter sua matriz energética predominante renovável (MME, 2019).

Além deste objetivo geral, este trabalho avaliou especificamente mais duas externalidades: (i) a proposição de utilização de sistemas FV de geração distribuída para o adiamento de investimentos de reforços no sistema elétrico. Pretendeu-se avaliar a viabilidade desse tipo de aplicação, com a intenção de economizar com ampliação de sistemas elétricos, adiando possíveis investimentos nos sistemas de distribuição de energia elétrica, reduzindo custos imediatos para as concessionárias do setor e conseqüentemente, gerando outras oportunidades de investimentos e possibilidades de melhoria dos serviços prestados; (ii) modelo de negócio entre

consumidores e concessionária de distribuição de energia elétrica. Visou avaliar a tarifa atual e propor melhorias, sob a forma de uma nova tarifa. Objetivou-se manter viável os serviços prestados pelas concessionárias de distribuição de energia, garantindo o fornecimento de manutenções, padronização e qualidade de energia.

Pretende-se contribuir também com os objetivos de desenvolvimento sustentável definidos pela Organização das Nações Unidas (ONU, 2015). A contribuição pode ser vislumbrada à medida que uma maior inserção de sistemas FV viabiliza os seguintes objetivos: energia limpa e acessível, cidades e comunidades sustentáveis, ação contra a mudança global do clima. Além desses objetivos, a tecnologia FV pode contribuir com outros objetivos, como trabalho descente e crescimento econômico, pois a instalação e manutenção de sistemas FV propiciam a geração de emprego e renda.

O presente trabalho faz 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 é 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) Estudar a tendência de participação da Geração Distribuída, com energia solar fotovoltaica, FV no mercado de concessionária de distribuição de energia elétrica, envolvendo inclusive a possibilidade de mudança do plano de negócio atual; e (ii) Avaliar atratividade econômica de se investir em geração distribuída com FV para adiar o investimento no sistema elétrico de potência tendo em vista a modularidade de sistemas FV.

1.2. Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada da seguinte forma:

O capítulo 1 expõem uma introdução sobre o panorama geral da demanda, geração e consumo de energia elétrica no Brasil. Apresenta alguns dados sobre

sistemas FV no Brasil e no mundo e uma breve introdução sobre o que são as externalidades.

O capítulo 2 propõem a precificação de externalidades de sistemas FV. Foram abordadas as externalidades referentes a poluição, fatores técnicos, uso como elemento construtivo, carga térmica no interior da edificação e o impacto na valorização de imóveis que possuam sistemas FV. A precificação dessas externalidades considerou as perspectivas de consumidores, concessionárias de distribuição de energia elétrica e da sociedade.

O capítulo 3 aborda a utilização de sistemas de geração distribuída FV como alternativa para viabilizar o adiamento de reforços no sistema de distribuição de energia elétrica. Foram avaliados métodos tradicionais de reforço de sistemas de distribuição e os efeitos da geração distribuída. Foram também propostos em que percentuais os incentivos poderiam ser aplicados a diferentes grupos de consumidores para possibilitar o adiamento de investimentos. Avaliou-se também um estudo de caso para um grupo de consumidores rurais hipotético.

No capítulo 4 foi avaliada a possível alteração do modelo de negócio de concessionária de distribuição de energia elétrica em face de uma maior participação da geração fotovoltaica descentralizada para consumidores atendidos em baixa tensão. Para manter viável o modelo de negócio das distribuidoras de energia elétrica, foi proposto a inclusão também da tarifa de demanda para consumidores alimentados em baixa tensão.

O capítulo 5 apresenta a conclusão geral acerca dos resultados obtidos nos capítulos 2, 3 e 4 e apresenta sugestões para trabalhos futuros.

1.3. Limitações desta dissertação

A presente pesquisa, apresenta no capítulo 2 o panorama das externalidades de sistemas FV: (i) poluição; (ii) fatores técnicos; (iii) elemento construtivo; (iv) carga térmica; e (v) valorização imobiliária, no entanto, podem haver outras além das indicadas no estudo. Foram trabalhados dados médios com o intuito de se obter, de forma mais precisa possível, o valor das externalidades no contexto brasileiro. Foram consideradas três perspectivas para precificação das externalidades, não foram consideradas as possibilidades de interferências ou conflito de interesses entre os agentes envolvidos.

No capítulo 3, foram avaliados o recondutoramento e a substituição de transformadores como métodos tradicionais de reforço de sistemas de distribuição de energia elétrica. No entanto, o reforço pode exigir também a substituição de outros equipamentos e de mão de obra que não foram considerados. As curvas de carga utilizadas representam curvas típicas de consumidores e não necessariamente a realidade de um dado local.

No capítulo 4 foram avaliadas as tarifas para consumidores de baixa tensão dos tipos rural, residencial, comercial e industrial. A nova tarifa proposta é um modelo que ainda carece de estudos mais aprofundados para adequar a realidade brasileira.

1.4. Referências

BECK, M.; RIVERS, N.; WIGLE, R. How do learning externalities influence the evaluation of Ontario's renewables support policies? **Energy Policy**, v. 117, p.86-99, jun. 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.012>. Acesso em: 08 jan. 2020.

CE Delft, INFRAS, Fraunhofer ISI, 2011. **External Costs of Transport in Europe**. Update Study. International Union of Railways (UIC), Delft, The Netherlands. 2011. Disponível em: http://ecocalc-test.ecotransit.org/CE_Delft_4215_External_-_Costs_of_Transport_in_Europe_def.pdf. Acesso em: 08 jan. 2020.

FERNANDES, P.; VILAÇA, M.; MACEDO, E.; BAHMANKHAH, B.; BANDEIRA, J. M.; GUARNACCIA, C.; RAFAEL, S.; FERANDES, A. P.; RELVAS, H.; BORREGO, C.; COELHO, M. C. Integrating road traffic externalities through a sustainability indicator. **Science Of The Total Environment**, v. 691, p.483-498, nov. 2019. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.07.124>. Acesso em: 08 jan. 2020.

GUIDOLIN, M.; GUSEO, R. The German energy transition: Modeling competition and substitution between nuclear power and Renewable Energy Technologies. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p.1498-1504, jul. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.022>. Acesso em: 08 jan. 2020.

HOSENUZZAMAN, M.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J.; HASANUZZAMAN, M.; MALEK, A. B. M. A.; NAHAR, A. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p.284-297, jan. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.046>. Acesso em: 08 jan. 2020.

JOCHEM, P.; DOLL, C.; FICHTNER, W. External costs of electric vehicles. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 42, p.60-76, jan. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.trd.2015.09.022>. Acesso em: 08 jan. 2020.

JONES, B. A. Measuring externalities of energy efficiency investments using subjective well-being data: The case of LED streetlights. **Resource And Energy**

Economics, v. 52, p.18-32, maio 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.reseneeco.2017.12.002>. Acesso em: 08 jan. 2020.

LOUIE, E. P.; PEARCE, J. M. Retraining investment for U.S. transition from coal to solar photovoltaic employment. **Energy Economics**, v. 57, p.295-302, jun. 2016. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2016.05.016>. Acesso em: 08 jan. 2020.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional**. Brasília, 2019. 303p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

MOSLEHI, S.; REDDY, T. A. An LCA methodology to assess location-specific environmental externalities of integrated energy systems. **Sustainable Cities And Society**, v. 46, p.101-115, abr. 2019. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2019.101425>. Acesso em: 08 jan. 2020.

NETESSINE, S.; ZHANG, F. Positive vs. Negative Externalities in Inventory Management: Implications for Supply Chain Design. **Manufacturing & Service Operations Management**, v. 7, n. 1, p.58-73, jan. 2005. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1287/msom.1040.0058>. Acesso em: 08 jan. 2020.

NIU, S.; JIA, Y.; YE, L.; DAI, R.; LI, N. Does electricity consumption improve residential living status in less developed regions? An empirical analysis using the quantile regression approach. **Energy**, v. 95, p.550-560, jan. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.029>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ONU. Organização das Nações Unidas. **17 Objetivos para transformar o nosso mundo**. 2015. Disponível em: <https://nacoesunidas.org/pos2015/>. Acesso em: 18 fev. 2020.

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, mar. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.120>. Acesso em: 08 jan. 2020.

QIN, Q.; LI, X.; LI, L.; ZHEN, W.; WEI, Y. Air emissions perspective on energy efficiency: An empirical analysis of China's coastal areas. **Applied Energy**, v. 185, p.604-614, jan. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.127>. Acesso em: 08 jan. 2020.

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report**. 2019. Disponível em: <http://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/28496>. Acesso em: 08 jan. 2020.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. Externalidades da geração de energia com fontes convencionais e renováveis. In: VI CBPE–Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Salvador: Energia e Meio Ambiente. [Anais...]. 2008. Disponível em: http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/vicbpe_2008.pdf. Acesso em: 08 jan. 2020.

SHINDELL, Drew T. The social cost of atmospheric release. **Climatic Change**, v. 130, n. 2, p.313-326, 25 fev. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-015-1343-0>. Acesso em: 08 jan. 2020.

WALKER, Gordon; DEVINE-WRIGHT, Patrick. Community renewable energy: What should it mean?. **Energy Policy**, v. 36, n. 2, p.497-500, fev. 2008. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.10.019>. Acesso em: 08 jan. 2020.

WIRTH, Harry; SCHNEIDER, Karin. Recent facts about photovoltaics in Germany. **Fraunhofer ISE**, v. 92, 2015. Disponível em: <http://large.stanford.edu/courses/2016/ph240/kumar1/docs/fraunhofer-14oct16.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

2. EXTERNALIDADES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: QUÃO REPRESENTATIVAS PODEM SER DIANTE DO VALOR DA ENERGIA?

2.1. Resumo

A energia solar fotovoltaica vem ganhando cada vez mais destaque no mundo por ser também fonte renovável de energia elétrica. Entretanto, a realidade brasileira ainda conta com custos elevados dos sistemas e com políticas públicas de incentivo desta tecnologia mais tímidas do que a maioria dos países desenvolvidos. De 2014 a 2018, foi observado crescimento médio de 231% ao ano na potência instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil. Tal desempenho pode ser justificado também pelo maior entendimento das externalidades, i. e., impactos externos inerentes à geração de energia elétrica, haja vista que nesse período o país passou por uma crise econômica. Assim, compreender os efeitos econômicos das externalidades sob diferentes perspectivas, seja dos consumidores, das concessionárias de energia ou da sociedade, torna-se prioridade, razão por que constitui o objetivo deste estudo, haja vista a importância de se compreender a dinâmica de crescimento da tecnologia fotovoltaica no Brasil. Foram consideradas as seguintes externalidades: (i) poluição, envolvendo emissões evitadas e gastos evitados com saúde pública; (ii) fatores técnicos, incluindo perdas evitadas, perfil de tensão e prejuízo com a energia não fornecida; (iii) elemento construtivo; (iv) carga térmica; e (v) valorização imobiliária. As estimativas de valor das externalidades foram feitas para o Brasil por meio de indicadores nacionais ou internacionais adaptados. Os resultados indicaram que a externalidade poluição, estimada sob a perspectiva da sociedade, pode valer 4,12% do preço da energia gerada pelos sistemas FV. As perdas evitadas e perfil de tensão podem corresponder 12,61% do preço da energia elétrica para as concessionárias de distribuição, para o consumidor as demais externalidades podem representar um adicional correspondente à 79,44% do preço da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Este capítulo, representa uma das primeiras tentativas de sistematizar a valoração de um conjunto de externalidades em relação a atividade-fim.

Palavras-chave: Efeitos indiretos, resultados colaterais, energias renováveis, avaliação multi objetivo.

2.2. Introdução

O crescimento da população mundial, aliado ao desenvolvimento tecnológico, causou o conseqüente aumento do consumo mundial de energia elétrica. Ao encontro desse desenvolvimento, o atendimento da demanda energética por meio de fontes não renováveis torna-se não prioritário, tendo em vista a preocupação com as questões ambientais, especialmente a busca pelo desenvolvimento sustentável (TYAGI *et al.*, 2013). A matriz elétrica brasileira, apesar de ser predominantemente renovável, apresentou, no período de 2008 a 2017, um crescimento de 45,7% na parcela não renovável (MME, 2019). Tal expansão não renovável vai de encontro às tendências mundiais, em que se espera a redução do uso de fontes poluidoras com vistas a diminuir os impactos ambientais.

Uma opção para a geração de energia elétrica limpa e renovável é a utilização de sistemas fotovoltaicos (FV), tecnologia que se tornou tendência no campo das energias renováveis. Devido ao crescimento significativo dos últimos anos e aos altos níveis de investimento envolvidos, o mercado FV vem se tornando cada vez mais promissor em todo o mundo, especialmente nos países da Europa, na China e nos Estados Unidos (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017). Seguindo a tendência mundial de utilização de fontes renováveis de energia elétrica, mesmo que de forma tardia, de 2014 para 2018, no Brasil, foi observado um crescimento médio de 231% a.a. na capacidade instalada de sistemas FV (MME, 2019).

Tal expansão também pode ser vislumbrada como alternativa às fontes não renováveis de energia, pois, além desses sistemas, podem ser consideradas outras possibilidades, como sistemas eólicos, de biomassa e hidroelétricos. Mesmo com o crescimento atual acelerado, a capacidade dos sistemas FV totalizou apenas 0,14% da matriz energética nacional em 2017. Essa fração pode ser justificada à medida que o início da utilização da tecnologia FV de forma consolidada no Brasil se deu, principalmente, após a regulamentação de micro e minigeração de energia no país, o que só ocorreu, tardiamente, em 2012 (ANEEL, 2012).

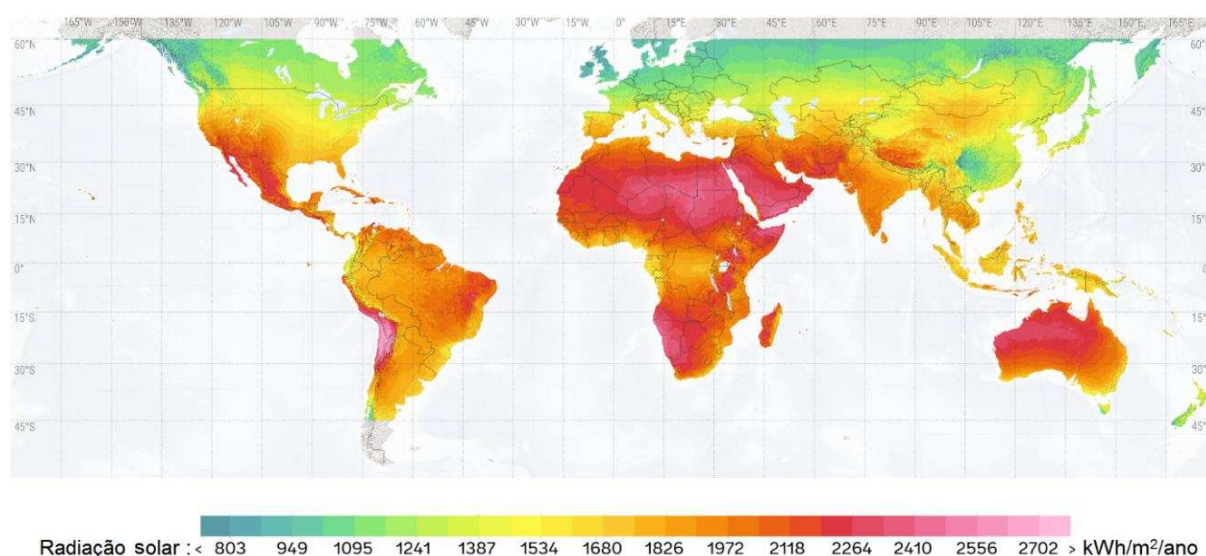
Em 2018, a capacidade instalada de sistemas FV no mundo excedeu 505 GWp, perfazendo um total superior a 33 vezes a potência instalada em 2008, um crescimento equivalente a cerca de 37,8% a.a. durante esse período (REN21, 2019). Tamanho crescimento ocorreu sob as mais diferentes formas de instalação de sistemas FV, desde pequenas centrais particulares de geração de energia até projetos

de grande porte, i. e., usinas solares de até 648 MWp. No Brasil, os avanços na potência instalada têm seguido a tendência mundial, mas de forma tardia, ou seja, o crescimento dos sistemas FV começou a ser significativo a partir de 2012, totalizando uma potência instalada de 1,8 GWp em 2018 (MME, 2019).

O Brasil tem grande potencial para geração de energia elétrica solar FV. Tal potencial pode ser comprovado pela existência de grandes áreas com níveis de radiação direta superior a 2.000 kWh/m²/ano, especialmente na Região Nordeste. O maior potencial para a geração FV está localizado na Bacia do Rio São Francisco, especialmente na região de Sobradinho, Estado da Bahia (SOUZA; CAVALCANTE, 2017). O Brasil conta com potencial solar superior ao de muitos países que possuem mercados mais avançados de energia solar (LIMA *et al.*, 2016).

Pela disponibilidade de recursos naturais, fica claro que o país tem enorme potencial de crescimento da tecnologia FV, apesar de atualmente estar muito aquém do que se poderia vislumbrar em termos de geração de energia elétrica por meio de sistemas FV. A Figura 2.1 ilustra, em detalhes, os níveis de radiação solar no mundo, em que se percebe que o potencial de geração de energia por meio de tecnologia solar no Brasil é superior à dos EUA e de países da Europa.

Figura 2.1 – Mapa-múndi de radiação solar



Fonte: Solargis (2017).

A implementação de fontes renováveis, como os sistemas FV, pode apresentar custos iniciais mais elevados em comparação com sistemas que utilizam

combustíveis fósseis para geração de energia elétrica, a exemplo das usinas térmicas a gás natural. Mas esse tipo de fonte de geradora apresenta um alto impacto negativo na fauna e na flora, necessitando de elaboradas medidas de mitigação. Os sistemas FV neste aspecto são mais vantajosos por oferecerem baixa interferência no meio biótico (SILVA; SHAYANI; OLIVEIRA, 2018). Tais vantagens, do ponto de vista ambiental, se tornaram ainda mais evidentes com o aumento de fontes não renováveis de geração de energia nos últimos 10 anos, no Brasil (MME, 2019).

No começo da implementação dos sistemas FV no Brasil, país sem um histórico de acessibilidade devido à sua relativa novidade no mercado, a aquisição dessa tecnologia envolveu investimentos iniciais mais dispendiosos do que em outras tecnologias, além do longo tempo de retorno. Atualmente, governos de diferentes países têm incentivado, de forma agressiva, a instalação de sistemas FV e estão cientes dos “efeitos colaterais” decorrentes da sua utilização, assim como de qualquer outra forma de geração de energia elétrica. No entanto, acreditam que esses efeitos sejam, em sua maioria, benéficos, entre os quais se podem citar: (i) o aumento do emprego e da renda e (ii) a maior sustentabilidade ambiental (LACCHINI; SANTOS, 2013). Para nomear esses efeitos externos, dito como colaterais, tem-se o conceito de externalidades.

As externalidades são impactos, positivos ou negativos, associados a determinado produto ou serviço, mas geralmente não contabilizados no momento da venda (SHAYANI; OLIVEIRA, 2008). Também são definidas como a atribuição de valor monetário a impactos causados ao ambiente externo (MARTINEZ-SANCHEZ; KROMANN; ASTRUP, 2015). As avaliações técnico-financeiras de opções de geração de energia elétrica tornam-se triviais e disseminadas, sendo necessária a inclusão desses aspectos na avaliação econômica. Assim, a consideração das externalidades pode acarretar alterações significativas de viabilidade entre as diferentes opções de investimento. As avaliações tradicionais e simplificadas tornaram-se ultrapassadas e vêm sendo frequentemente aprimoradas por avaliações que levam em conta um número crescente de externalidades. Há exemplos da consideração das externalidades e de seus efeitos nos mais diversos setores, como na análise de viabilidade das lâmpadas de LED e na destinação de resíduos sólidos (GIUDICE *et al.*, 2017; JONES, 2018; MARTINEZ-SANCHEZ *et al.*, 2017).

As externalidades inerentes à geração de energia elétrica por usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis são negativas, portanto, geralmente não

consideradas nas análises econômicas de viabilidade feitas para a implantação dessas usinas. Os impactos dessas fontes poluidoras causam diversos problemas ambientais, inclusive afetam a qualidade de vida dos seres humanos. Os custos de danos ambientais e de saúde pública provenientes de emissões de poluentes do tipo CO₂ geralmente não são compensados. Esses custos – às vezes chamados de custos externos – geralmente não são contabilizados pelos produtores ou consumidores que participam do processo de emissão desses gases. Os custos externos refletem os danos causados por essas emissões sob a forma de externalidade (NASSAR; AISSA; ALSADI, 2017).

Dessa forma, as análises econômicas tradicionais de viabilidade podem se tornar pouco precisas, visto que as fontes não renováveis apresentam externalidades negativas e não contabilizadas, principalmente aquelas relacionadas a impactos ambientais, em oposição às fontes renováveis, que por suas próprias características apresentam externalidades positivas nessa área. Logo, a consideração das externalidades propicia uma análise econômica mais representativa e permite considerar impactos ambientais que atualmente se tornaram fonte de atenção em todo o mundo.

Acredita-se que as externalidades advindas da tecnologia FV possam ser fatores que justificam tamanho crescimento, nos últimos anos, dessa tecnologia no Brasil. O país passou por forte crise econômica a partir de 2014 com efeitos até a atualidade. Durante esse período foi registrado decréscimo do PIB de 3,7% a.a., acompanhado da piora de vários indicadores sociais (PAULA; PIRES, 2017). Já em oposição à crise econômica enfrentada nesses anos, a potência instalada de sistemas FV teve aumento no país de 2014 a 2018 (MME, 2019). Assim, avaliar o real efeito das externalidades com base no preço da energia elétrica gerada por esses sistemas pode ser fundamental para a compreensão e manutenção do investimento na tecnologia FV no Brasil.

A consideração do valor econômico das externalidades, ou seja, precificar determinada externalidade, envolve diretamente a perspectiva ou o sujeito, i. e., para o caso de sistemas FV, pode-se considerar, por exemplo, a perspectiva do proprietário do sistema FV, das concessionárias distribuidoras de energia elétrica ou da sociedade. Dessa forma, a consideração de uma externalidade envolve a perspectiva pela qual se propõe estudá-la, visto que determinada externalidade pode assumir valor diferenciado – dependendo da abordagem – ou, em alguns casos, deixar de ter

valor diretamente associado a um sujeito. A análise das externalidades pode ser particular para cada situação ou perspectiva envolvida. Esta pesquisa propõe uma metodologia para equacionar o valor das externalidades provenientes da instalação e uso de sistemas FV para a geração de energia elétrica em diferentes perspectivas.

2.3. Objetivo

Avaliar os valores econômicos de externalidades associadas à instalação e utilização da energia solar fotovoltaica em relação aos pontos de vista de consumidores, concessionárias de distribuição de energia elétrica e da sociedade.

2.4. Materiais e métodos

A presente pesquisa foi realizada no Laboratório da Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa por meio de dados disponíveis na literatura nacional e internacional. As externalidades relacionadas neste trabalho foram definidas como os impactos provenientes da instalação e utilização da energia elétrica gerada por sistemas FV, independentemente se elas são positivas ou negativas, o que, a princípio, pode aumentar ou diminuir a rentabilidade do investimento. Na avaliação das externalidades, foram trabalhados dados disponibilizados pela literatura recente para a estimação, da forma mais corrente possível, do valor de cada uma das externalidades para o cenário brasileiro.

Foram analisadas as externalidades referentes a: (i) poluição, (ii) fatores técnicos, (iii) elemento construtivo, (iv) carga térmica e (v) valorização imobiliária. Para as externalidades mais amplas foram estudadas suas subexternalidades, definidas como desdobramentos e impactos que compõe uma dada externalidade. Essa avaliação consistiu na proposição de metodologia simplificada para determinação do valor econômico que as externalidades de sistemas FV pode assumir, considerando os pontos de vista do consumidor, da concessionária de distribuição de energia elétrica e da sociedade. Para isso foram avaliados dados referentes a sistemas FV, levando-se em conta a instalação na forma de micro e minigeração, diretamente em unidades consumidoras.

Para fins de cálculos e comparação do valor das externalidades, foi levantado, inicialmente, o custo médio da energia elétrica para o consumidor brasileiro, que, no ano 2018, era de 490,94 R\$/MWh (ANEEL, 2019a). A tarifa apresentada não contempla tributos, que são estimados em 40%, ou seja, 687,32 R\$/MWh como custo final para o consumidor. Considerando que a energia gerada por sistemas FV possa assumir esse mesmo preço, calculou-se o valor das externalidades desses sistemas com base no preço da energia, i. e., o valor de cada externalidade foi calculado como percentual do preço do MWh praticado no Brasil. Tal consideração foi feita com o objetivo de verificar quão representativo um conjunto de externalidades pode ser perante o preço da energia elétrica, ou seja, para avaliar o valor das externalidades em relação à atividade-fim, que foi considerada como a geração de energia elétrica.

2.4.1. Poluição

Os sistemas FV praticamente não apresentam emissões de gases poluentes por MWh gerado em relação às outras tecnologias de geração de energia elétrica. As emissões são relacionadas à fabricação e montagem dos sistemas e podem ser contabilizadas na análise do ciclo de vida. A externalidade poluição é, em geral, quantificada dos pontos de vista da sociedade e dos consumidores, por ser um fator que afeta diretamente a qualidade de vida de toda a sociedade. A metodologia deste estudo aborda a perspectiva da sociedade, por ser mais ampla.

Na quantificação desta externalidade foi considerado que maior participação de energia gerada por sistemas FV no cenário brasileiro atual pode diminuir os gastos com saúde pública. Também, o valor da tCO₂e que deixa de ser emitida pode gerar créditos de carbono, e assim a externalidade poluição foi obtida pela soma das duas subexternalidades listadas, i. e., emissões evitadas e gastos evitados na saúde pública, que foram quantificadas em percentual do preço do MWh. Considerou-se também que maior participação da energia proveniente de sistemas FV pode reduzir as emissões da atual matriz brasileira. Dessa forma, tem-se que essa maior participação diminui as emissões totais da matriz elétrica à medida que são acrescidos os sistemas FV. Foi quantificado o valor desta externalidade para aumento da energia elétrica proveniente de sistemas FV até cerca de 63,4 TWh, i. e., 10% da energia elétrica total gerada em 2018 no Brasil.

Para calcular o valor econômico da subexternalidade emissões evitadas pela geração de energia por sistemas FV, considerou-se, inicialmente, a razão entre as emissões em tCO_{2e} pelo total de energia elétrica gerada no Brasil em 2018; tal grandeza resultou em 0,088 tCO_{2e}/MWh (MME, 2019). As emissões para a geração FV foram concebidas como nulas, visto que durante a geração de energia elétrica não ocorrem emissões para esses sistemas. Por meio da Equação 2.1, foi possível calcular as emissões em tCO_{2e} por MWh da matriz elétrica brasileira após a adição dos sistemas FV, uma vez que se considerou que as emissões dessa matriz serão reduzidas à medida que ela contar com o aumento da participação dos sistemas FV.

$$T_A = \frac{T_T E_T}{E_T + E_{FV}} \quad (2.1)$$

em que:

T_A = emissões da matriz elétrica brasileira após a instalação de sistemas FV, em tCO_{2e}/MWh;

T_T = emissões da matriz elétrica brasileira, em tCO_{2e}/MWh;

E_T = energia elétrica atual gerada no Brasil, em MWh/ano;

E_{FV} = energia elétrica adicional gerada por sistemas FV, em MWh/ano.

Por meio da Equação 2.2, calculou-se o valor da subexternalidade emissões evitadas em tCO_{2e} em função da quantidade de MWh gerados por sistemas FV. Nessa equação, consideram-se a redução das emissões provenientes da instalação de sistemas FV, o preço de créditos de carbono e do MWh praticado no Brasil.

$$V_E = \frac{T_A C_C}{C_M} 100\% \quad (2.2)$$

em que:

V_E = valor da subexternalidade emissões evitadas, em percentual;

C_C = cotação do crédito de carbono, R\$/tCO_{2e}; e

C_M = custo do MWh, em R\$/MWh.

A subexternalidade gastos evitados com saúde pública foi calculada considerando que, com a redução de emissões de poluentes, há menor necessidade de investimento em tratamentos de saúde e, conseqüentemente, ocorre diminuição

dos gastos com saúde pública. Para precificar essa subexternalidade, foram utilizados resultados de Xavier (2015), segundo o qual as estimativas de custo das externalidades ligadas aos aspectos ambientais e de saúde se situam na faixa de 6,0% a 82,9% do preço do MWh gerado pelas usinas térmicas, dependendo do local e da metodologia. Xavier verificou, por média ponderada, que o efeito da poluição sobre a população brasileira gera aumento de despesas com saúde pública que corresponde a cerca de 3,8% do custo por MWh gerado, em média, considerando que a maior parte da energia elétrica gerada no Brasil é proveniente de fontes renováveis de energia. Por meio da Equação 2.3, foi possível quantificar o impacto da inserção de dispositivos FV no sistema elétrico brasileiro atual, levando-se em conta que as emissões em tCO_{2e} são diretamente proporcionais aos custos com saúde pública. Essa consideração foi feita para adição de energia elétrica proveniente de sistemas FV até atingir 10% do total anual, de forma a manter coerente a estimativa de linearidade.

$$P_s = \frac{T_T E_T}{T_T (E_T + E_{FV})} D_s \quad (2.3)$$

em que:

P_s = valor da subexternalidade gastos evitados com saúde pública, em percentual; e

D_s = despesas com saúde pública para matriz energética atual, em percentual.

2.4.2. Fatores técnicos

A externalidade fatores técnicos foi precificada sob a perspectiva dos consumidores de energia elétrica e das concessionárias que a distribuem. Para isso, foram consideradas três subexternalidades, devido à inserção de sistemas FV, são elas: (i) perdas evitadas na distribuição, (ii) perfil de tensão e (iii) prejuízo com a energia não fornecida. A precificação dessa externalidade sob duas perspectivas se justifica à medida que alguns efeitos podem ser mais significativos tanto para a concessionária de energia, como a redução de perdas e perfil de tensão, quanto para o consumidor, como a diminuição de períodos de não fornecimento de energia elétrica.

Para calcular as perdas evitadas na distribuição de energia elétrica no Brasil devido à instalação de sistemas FV, foram considerados sistemas instalados na forma de geração distribuída. Sabe-se que as perdas técnicas e não técnicas são, respectivamente, de 7,5% e 6,6%, sendo tais valores as médias ponderadas para o Brasil referentes ao ano 2018. Foi considerado também o intervalo de variação das perdas técnicas entre 3,9% e 12,2% e das perdas não técnicas entre 1% e 124%, em relação ao total de energia fornecida (ANEEL, 2019b).

As perdas estimadas de energia nos sistemas FV foram de 1,50% (SILVA; SOUZA, 2017). Tal estimativa considera perdas no ponto de conexão e nos cabos dos sistemas FV de geração da energia distribuída instalados na própria unidade consumidora ou próximo dela. Pela Equação 2.4 foi calculado o percentual evitado com perdas na distribuição de energia quando foram utilizados sistemas FV. Considerou-se que as perdas não técnicas são independentes da implementação de sistemas FV, enquanto as técnicas são influenciadas positivamente pela implantação desses sistemas, i. e., levou-se em conta a redução linear das perdas técnicas à medida que se tem a instalação de sistemas FV.

$$P_E = \left(\frac{P_T(E_T - E_{FV})}{E_T} + P_{NT} - P_{FV} \right) 100\% \quad (2.4)$$

em que:

P_E = valor da subexternalidade perdas evitadas na distribuição de energia elétrica com a utilização de FV, em percentual do valor da energia elétrica;

P_T = perdas técnicas, adimensional;

P_{NT} = perdas não técnicas, adimensional; e

P_{FV} = perdas dos sistemas FV, adimensional.

A redução das perdas de energia elétrica foi considerada ganho financeiro. Nessa linha, o resultado da Equação 2.4 foi assumido como o percentual do valor do MWh correspondente à subexternalidade perdas evitadas na distribuição de energia. Como as perdas dependem da quantidade de energia elétrica proveniente de sistemas FV, foi calculado o valor da subexternalidade considerando um intervalo de

inserção de novos sistemas FV até 63,4 TWh, i. e., até atingir cerca de 10% da energia elétrica total gerada em 2018 no Brasil.

Tabela 2.1 – Compensações pagas pelas concessionárias de energia elétrica brasileiras devido ao perfil de tensão

Região	Concessionárias de distribuição	Compensação em (R\$/ano)	Região	Concessionárias de distribuição	Compensação em (R\$/ano)
Norte	AME	2.417.185,01	Centro-Oeste	CEBDIS	168.372,36
	CELPA	444.377,83		CELG-D	1.408,62
	CERON	22.462,25		CHESP	1.347,04
	ELETROACRE	84,00		EMS	197.095,41
	ETO	447.875,07		EMT	306.081,71
	Total Norte	2.884.025,09		Total Centro-Oeste	674.305,14
Nordeste	CEAL	66,12	Sudeste	CEMIG-D	3.815.733,62
	CELPE	1.008.776,56		CNEE	**48.727,00
	CEMAR	677.805,14		CPFL Jaguari	40.391,04
	CEPISA	11.703,90		CPFL Leste Paulista	*7.086,07
	COELBA	685.536,55		CPFL Mococa	*25.661,81
	COSERN	118.929,59		CPFL Santa Cruz	*29.431,70
	EBO	11.180,22		CPFL Sul Paulista	*32.527,90
	ENEL CE	1.183.280,27		CPFL- PIRATININGA	63.038,15
	EPB	624.391,24		CPFL-PAULISTA	234.793,66
	ESSE	97.215,55		DMED	6.042,12
	SULGIPE	428,67		EDEVP	**17.358,01
	Total Nordeste	4.419.313,81		EDP ES	633.841,97
	CEEE-D	837.017,76		EDP SP	219.669,32
	CELESC-DIS	192.498,77		EEB	**20.616,55
CFLO	**668,55	ELEKTRO	35.708,74		
COCEL	1.236,94	ELETROPAULO	521.131,95		
COOPERALIANÇA	1.254,41	ELFSM	20.250,18		
COPEL-DIS	65.815,09	EMG	67.267,74		
DEMEI	49.572,01	ENEL RJ	1.689.445,28		
ELETROCAR	943,43	ENF	1.555,43		
EFLUL	5,23	ESS	274.577,32		
HIDROPAN	1.442,33	LIGHT	572.185,34		
IENERGIA	2.300,33				
RGE	228.269,73				
RGE SUL	2.033.196,71				
Total Sul	3.414.221,29	Total Sudeste	8.377.040,90		
Total Brasil			19.768.906,23		

Todas as compensações são referentes ao ano 2018, exceto as que possuem (*), que se referem ao último valor disponível na consulta, sendo *2017 e **2016.

Fonte: ANEEL (2019c).

A subexternalidade perfil de tensão foi calculada considerando que a implementação de sistemas FV causa, em geral, melhoria do perfil de tensão (MAHMUD; ZAHEDI; RAHMAN, 2017; JAMIL; ANEES, 2016; VITA; ALIMARDAN; EKONOMOU, 2015). Considerou-se que um sistema FV instalado de forma conectada ao sistema elétrico pode evitar o pagamento de compensações relacionadas ao perfil de tensão por parte da concessionária de distribuição de energia elétrica, evitando a

instalação de sistemas de controle do perfil de tensão como os *FACTS* (VALLE; ARAUJO, 2015).

Nesta pesquisa foi considerado que o valor desta subexternalidade pode ser estimado em função do total de compensações pagas no ano 2018 para inobservância do perfil de tensão, ditado em norma, em relação ao preço total de MWh fornecido no período. Os totais pagos pelas concessionárias brasileiras são vistos na Tabela 2.1.

O total de energia gerada no Brasil, no ano 2018, foi de 636,4 TWh (MME, 2019). Por meio da Equação 2.5, estimou-se o valor da subexternalidade perfil de tensão em função dos custos que poderiam ser evitados com pagamento de compensações sob a perspectiva da concessionária de distribuição de energia. Considerou-se que os custos são dados pela razão entre o total de compensações e o total de energia fornecida aos consumidores finais.

$$P_{PE} = \frac{\sum C_S}{E_T(1 - P_T - P_{NT})C_M} 100\% \quad (2.5)$$

em que:

P_{PE} = valor da subexternalidade perfil de tensão, em percentual; e

C_S = compensações pagas pelas concessionárias de energia elétrica perfil de tensão, em R\$/ano.

A subexternalidade prejuízo com a energia não fornecida, ou ainda do prejuízo causado pela energia não fornecida, foi calculada considerando que os sistemas FV podem ser capazes de suprir as ocorrências de interrupção no fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias de energia, ou seja, se considerou sistemas *on grid*, que possam sofrer ilhamento intencional com o objetivo de fornecer energia em uma eventualidade. Para cálculo do custo do prejuízo com a energia não fornecida se baseou no valor médio encontrado na literatura internacional sobre prejuízos causados em função da energia elétrica não fornecida. Tais autores utilizaram a metodologia conhecida como valor da carga perdida, do inglês *value of lost load* para diversos países do mundo. Na Tabela 2.2 são dispostos os resultados encontrados para diferentes países considerando diferentes classes de consumidores.

Tabela 2.2 – Preço do kWh fornecido e do prejuízo do kWh não fornecido para diferentes categorias de consumidores, para diferentes países da Europa

Região	Ano	Custo/prejuízo para consumidor						Razão entre o custo da energia e do prejuízo causado pelo não fornecimento		
		Energia fornecida			Energia não fornecida			Comercial	Residencial	Industrial
		Comercial (US\$/kWh)	Residencial (US\$/kWh)	Industrial (US\$/kWh)	Comercial (US\$/kWh)	Residencial (US\$/kWh)	Industrial (US\$/kWh)			
Irlanda	2011	0,11	0,16	0,11	15,60	27,30	4,40	139,16	172,35	39,25
Irlanda do Norte	2011	0,11	0,16	0,11	14,40	20,00	4,40	128,46	126,26	39,25
Portugal	2016	0,09	0,12	0,09	17,20	7,40	1,40	182,40	59,73	14,85
Espanha	2013	0,12	0,18	0,12	9,40	9,00	1,50	80,69	50,36	12,88
Chipre	2012	0,22	0,23	0,22	6,80	10,00	2,10	31,32	42,77	9,67
Alemanha	2013	0,09	0,15	0,09	17,00	16,70	3,10	197,67	111,86	36,05
Áustria	2013	0,09	0,14	0,09	14,90	6,30	3,70	170,87	44,59	42,43

Fonte: Castro; Faias; Esteves (2016); Eurostat (2019a); Eurostat (2019b); Leahy; Tol (2011); Linares; Rey (2013); Reichl; Schmidthaler; Schneider (2013); Röpke (2013); Zachariadis; Poullikkas (2012).

Como se trabalhou com dados médios, foi considerado o período médio em que os consumidores brasileiros ficaram sem energia elétrica, por ano, igual a 12,85 horas, que foi o tempo médio registrado em 2018 (ANEEL, 2019d). Nesse mesmo ano, o consumo de energia para os setores comercial, residencial e industrial foi, respectivamente, de 90,7 GWh, 136,2 GWh e 200,9 GWh (MME, 2019). Pôde-se calcular, por meio da Equação 2.6, o valor da externalidade prejuízo com a energia não fornecida. Para essa externalidade foi calculado o valor desse não fornecimento para os setores comercial, residencial e industrial pela média dos valores explicitados na coluna, razão entre o custo da energia e do prejuízo causado pelo não fornecimento, da Tabela 2.2

$$P_{NF} = \frac{(E_C R_C + E_R R_R + E_I R_I) T_I}{(E_C + E_R + E_I) 8760} 100\% \quad (2.6)$$

em que:

- P_{NF} = valor da subexternalidade prejuízo com a energia não fornecida, em percentual;
- R_C = razão entre valor da energia fornecida e não fornecida para o setor comercial, adimensional;
- E_C = consumo de energia em 2018 para o setor comercial, em MWh/ano;
- R_R = razão entre valor da energia fornecida e não fornecida para o setor residencial, adimensional;
- E_R = consumo de energia em 2018 para o setor residencial, em MWh/ano;
- R_I = razão entre valor da energia fornecida e não fornecida para o setor industrial, adimensional;
- E_I = consumo de energia em 2018 para o setor industrial, em MWh/ano;
- e
- T_I = tempo médio de interrupções anual, em horas.

2.4.3. Elemento construtivo

A externalidade elemento construtivo é definida pela possibilidade de utilizar painéis fotovoltaicos como elemento construtivo, por exemplo: substituição de telhas tradicionais por painéis FV, pois estes são estruturas impermeáveis, geralmente fixadas no topo das edificações. Dessa forma, pode-se garantir proteção contra

intempéries de forma análoga às coberturas típicas, viabilizando que os painéis FV venham substituir telhados convencionais, desde que sejam mantidas as condições de ventilação e isolamento térmico necessárias. A externalidade elemento construtivo foi precificada sob a perspectiva dos consumidores de energia que optam pela instalação de micro e minigeração de energia elétrica distribuída em residências, garagens, imóveis comerciais, galpões de armazenagem ou agroindústrias que são locais onde, geralmente, se tem disponibilidade de área de cobertura em abundância e, muitas das vezes, sem sombreamento.

A fim de possibilitar a precificação desta externalidade, foram pesquisados os preços de mercado de cinco tipos de telhas, em lojas do segmento, para comparação de custos com relação à cobertura com painéis FV. Foram cotadas telhas de cerâmica, concreto, fibrocimento, galvanizada e PVC. Tais materiais foram considerados, pois são dos mais comuns empregados na construção civil brasileira.

Tabela 2.3 – Preço e área de cobertura de cinco tipos de telhas.

Tipo Telha	Custo unitário (R\$/un.)	Área (m ² /un.)	Custo por área (R\$/m ²)
Cerâmica	1,69	0,0417	40,56
Concreto	3,79	0,0677	56,85
Fibrocimento	58,90	2,6840	22,94
Galvanizada	89,70	3,0000	29,90
PVC	89,95	2,0240	44,44

Considerando que os painéis FV possam ser utilizados como elemento de cobertura em substituição a qualquer tipo de telha descrito na Tabela 2.3, calculou-se a média de custo por área dos cinco tipos de telhas. Foram levados em conta dados de um painel FV convencional de 350 Wp com 17,64% de eficiência, com área de superfície de 1,984 m², vida útil de 25 anos e custo de R\$640,77 (CANADIANSOLAR, 2019). Para avaliar o potencial de geração de energia desse painel, foi utilizada a radiação direta média no Brasil igual a 2 MWh/m²/ano, bem como considerado o rendimento da conexão CC dos painéis, do inversor de frequência e da conexão CA desses sistemas igual a 94,8% (EKICI; KOPRU, 2017). Levando em conta que a perda de eficiência do painel seja linear ao longo de sua vida útil, considerou-se uma eficiência média de 90% durante todo o período de funcionamento, a fim de representar a perda de rendimento nesse tempo. Calculou-se o valor referente a essa externalidade, por meio da Equação 2.7.

$$P_{EC} = \frac{C_T}{I_D P_{EF} C_M \eta_{FV} \eta_C N} 100\% \quad (2.7)$$

em que:

P_{EC} = valor da externalidade elemento construtivo, em percentual;

I_D = radiação direta normal média, em MWh/m²/ano;

η_{FV} = rendimento painel FV, adimensional;

η_C = rendimento da conversão de corrente CC para CA, adimensional;

N = período de funcionamento do sistema FV, em anos;

P_{EF} = eficiência média de um painel FV na sua vida útil em relação a eficiência nominal, adimensional; e

C_T = custo médio das telhas convencionais, em R\$.

Assumiu-se que a estrutura do telhado, bem como o restante da edificação, possa ser mantida, considerando a substituição das telhas convencionais por painéis FV.

2.4.4. Carga térmica

A avaliação da carga térmica depende, essencialmente, da estrutura da edificação, do material utilizado e da localização espacial. Dessa forma, para quantificar a carga térmica proveniente da instalação de painéis FV, inicialmente é necessário determinar a forma como eles serão instalados para assumir a função das telhas; se vão ser colocados sobre telhados já existentes ou diretamente sobre a superfície das fachadas. Dada a ampla gama de posicionamento dos painéis, torna-se muito particular a determinação da carga térmica.

Como essa externalidade impacta diretamente o consumidor de energia que opta pela instalação de sistemas FV, foram avaliados os efeitos da carga térmica no interior da própria edificação, ou seja, quantificou-se a externalidade sob a perspectiva do consumidor. Para precificar essa externalidade da forma mais abrangente possível, avaliou-se um modelo representativo de edificação residencial unifamiliar típica do cenário brasileiro.

Para avaliar os efeitos da temperatura no interior da edificação, foram utilizados dados de Xavier (2015), segundo Sorgato (2009). Xavier (2015) efetuou simulações no *software EnergyPlus* e *SketchUp* com o *plugin Legacy Open Studio*,

definindo um modelo residencial unifamiliar. Xavier (2015) adotou duas situações: (i) telhas convencionais na cobertura e (ii) considerou a substituição das telhas por painéis FV. Os dois casos possibilitaram analisar o efeito causado pela substituição de telhas convencionais por sistemas FV. As simulações foram realizadas para as cidades de Bento Gonçalves, RS (latitude de 29° 10' 17" S; longitude de 51° 31' 09" O; e altitude de 691 m), Viçosa, MG (latitude de 20° 45' 14" S; longitude de 42° 52' 55" O; e altitude de 648 m) e Palmas, TO (latitude de 10° 12' 46" S; longitude de 48° 21' 37" O; e altitude de 230 m).

2.4.5. Valorização imobiliária

A valorização imobiliária pode ser obtida pela agregação de elementos que propiciem economia em custos de manutenção e operação do imóvel, como é o caso dos sistemas FV. Uma metodologia tradicional para quantificar o valor desta externalidade seria a análise de históricos de transações comerciais de imóveis com sistemas FV, a fim de determinar a valorização desses imóveis em razão do uso dessa tecnologia.

A utilização de sistemas FV em residências é recente no Brasil, pois a instalação de sistemas de geração distribuída integrados ao sistema elétrico teve início em 2012, com o advento da Resolução Normativa nº 482, de 2012, modificada pela Resolução Normativa nº 687, de 2015 (ANEEL, 2012, 2015), que estabelece condições necessárias à instalação de sistemas FV de micro e minigeração.

Logo, existe a dificuldade para realizar estudos que envolvam registros das transações comerciais de imóveis no Brasil que tenham sistemas FV, o que inviabiliza a utilização de informações deste tipo como fonte de dados para o desenvolvimento de pesquisas sobre a valorização desses imóveis. Dessa forma, adotou-se dados de Almeida (2017), que estimou, por meio de questionário, a disposição de eventuais consumidores em pagar mais por imóveis que possuam sistemas FV de geração de energia elétrica.

Almeida (2017) determinou o número mínimo de 271 pessoas para participarem do seu estudo, com o intuito de alcançar 90% de confiabilidade, com erro amostral estimado em cerca de $\pm 5\%$. Foram entrevistados 316 respondentes, em 18 Estados. O resultado indicou que 73,7% deles fariam aquisição de imóvel com sistema FV, declarando que estariam dispostos a pagar algum capital a mais por uma

edificação com esse sistema de geração de energia, ou seja, a maior parte (33,3%) pagaria de 5% a 10% a mais sobre o preço desse imóvel.

De posse da possível valorização percentual dos imóveis, consultou-se o preço médio deles por meio do medidor de preços do mercado imobiliário (o Índice Properati-Hiperdados), com cobertura de 100 cidades espalhadas pelo Brasil. O preço médio do metro quadrado dos imóveis à venda no país, segundo esse indicador, foi de R\$ 6.122,00 em 2018 (HIPERDADOS, 2019). Considerando que existiam 71 milhões de imóveis residenciais em 2018 no país e que consumiram 136,2 TWh de energia elétrica, pôde-se calcular o consumo médio residencial para o ano 2018 (EBC, 2019).

Calculou-se, pela Equação 2.8, o valor da externalidade valorização imobiliária de um imóvel de 60 m². O cálculo foi realizado por meio da razão entre a valorização média do imóvel e o custo evitado com energia elétrica proveniente de um sistema FV para um período de 25 anos. Para calcular o custo evitado, considerou-se o consumo médio energia residencial, reduzido de 0,36 MWh/ano. Foi feita essa consideração porque 30 kWh/mês é o mínimo que deve ser pago para a concessionária de distribuição de energia referente à manutenção de sua ligação com o sistema elétrico, segundo a legislação brasileira (ANEEL, 2012).

$$P_{VE} = \frac{P_I V_I A}{\left(\frac{E_R}{N_R} - 0,36\right) C_M N} \quad (2.8)$$

em que:

- P_{VE} = valor da externalidade valorização imobiliária, em percentual;
- P_I = preço dos imóveis residenciais no Brasil em 2018, R\$ /m²;
- V_I = valorização do imóvel residencial com sistema FV, em percentual;
- N_R = número de imóveis residenciais no Brasil em 2018, adimensional; e
- A = área do imóvel residencial, m².

2.4.6. Somatório das externalidades

Como forma de avaliar o valor econômico do conjunto das externalidades de sistemas FV, foi feita a soma dos resultados individuais de cada uma das externalidades avaliadas, para as perspectivas dos consumidores, das

concessionárias de energia elétrica e da sociedade. Tais somas para cada uma das perspectivas foram quantificadas na mesma unidade, ou seja, de forma percentual, em relação ao preço do MWh praticado no mercado brasileiro.

2.5. Resultados e discussão

As externalidades e suas subexternalidades abordadas neste trabalho para sistemas FV foram valoradas com base na metodologia anteriormente exposta. Destaca-se que o preço do MWh de energia elétrica empregado nos cálculos foi acrescido dos impostos, ou seja, utilizou-se o valor final médio de 687,32 R\$/MWh pago pelos consumidores brasileiros em 2018.

2.5.1. Poluição

Na externalidade poluição foram consideradas duas subexternalidades, sob a perspectiva da sociedade: (i) emissões evitadas e (ii) gastos evitados com saúde pública. Obteve-se o valor econômico dessas externalidades, considerando a possível adição na matriz elétrica brasileira desde 1 MWh gerado por sistemas FV até 63,4 TWh, o que corresponderia, no contexto de 2018, até 10% da energia elétrica consumida no ano. Observou-se inicialmente, pela Equação 2.1, que as emissões da matriz elétrica, com a adição de sistemas FV, variaram de 0,088 a 0,080 tCO₂e/MWh. O menor percentual foi obtido na situação simulada, em que se considerou a maior quantidade de energia elétrica proveniente desses sistemas. Levando em conta a cotação do crédito de carbono em 25,00 R\$/tCO₂e e utilizando a Equação 2.2, verificou-se, na primeira subexternalidade, que o seu valor correspondeu a cerca de 0,32% do valor do MWh, que chegou a 0,29%. O menor valor foi obtido quando se considerou a inserção FV de 63,4 TWh no cenário simulado, i. e. 10% da energia elétrica consumida no ano.

Caso fossem considerados dados de emissões da matriz elétrica de regiões mais desenvolvidas economicamente, como China, EUA e União Europeia, a externalidade teria seu valor aumentado em torno de 583%, 365% e 288%, respectivamente, considerando-se dados do Balanço Energético Nacional, referentes a 2017 (MME, 2019). Destaca-se que o valor obtido para o Brasil é possivelmente inferior ao dos locais citados, visto que a matriz elétrica brasileira é

predominantemente renovável. Com isso, a redução das emissões médias da matriz elétrica nacional oriundas da geração FV são menores do que de países mais poluidores. Se fosse considerado o potencial de substituição por fontes geradoras de energia elétrica, como as usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis, seria observado maior valor dessa subexternalidade.

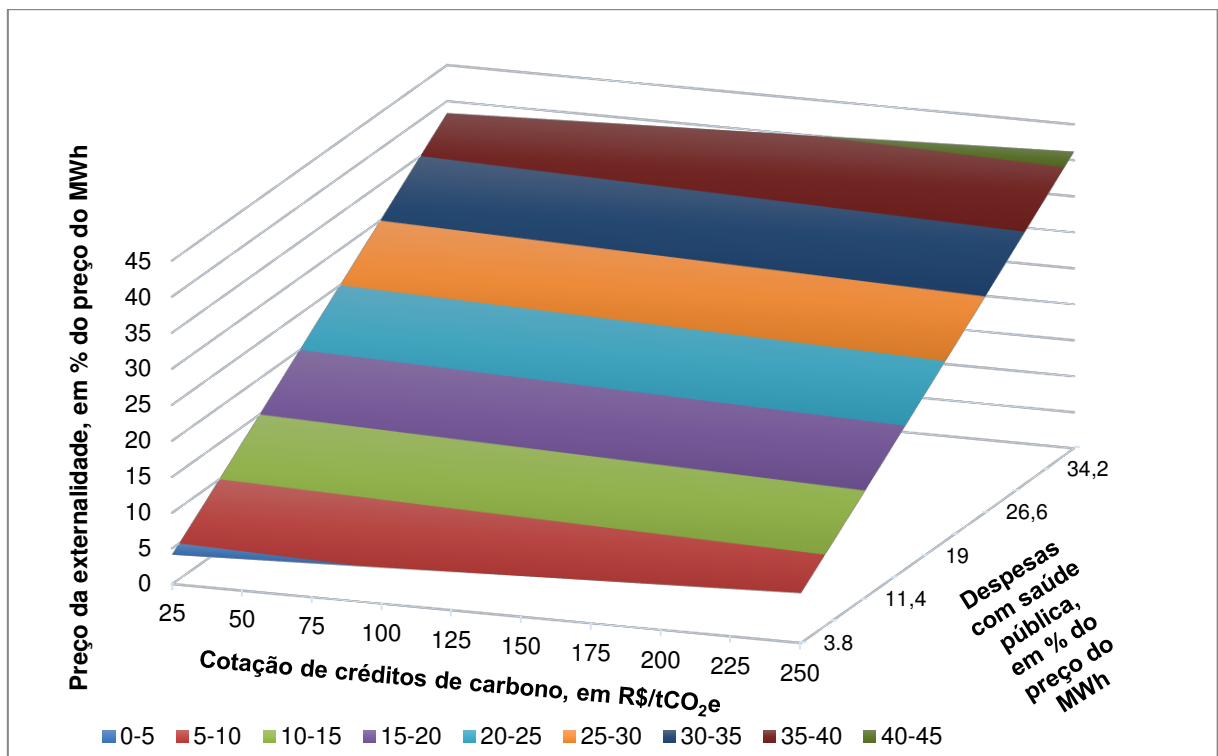
Calculou-se o valor da segunda subexternalidade – gastos evitados com saúde pública – a partir da Equação 2.3, obtendo como resultado que o valor dessa subexternalidade varia de 3,8% a 3,46% do preço do MWh. O maior percentual foi o obtido para o incremento de 1 MWh de sistemas FV, considerando-se a matriz elétrica de 2018, já que o percentual menor foi obtido quando se considerou a adição de 10% da energia FV consumida naquele ano. A metodologia de cálculo adotada para essa subexternalidade considera dados médios para o Brasil. Caso fossem adotados dados de regiões próximas às instalações de geração de energia elétrica por meio de combustíveis fósseis, o valor da subexternalidade seria ainda maior, visto que tais regiões tendem a possuir maiores níveis de poluentes na atmosfera, ou seja, maiores concentrações de poluentes, e, conseqüentemente, causar maior impacto sobre a saúde da população.

Pela soma dos percentuais anteriores, obtidos das duas subexternalidades abordadas, pode-se estimar o valor da externalidade poluição. Os valores variam de 4,12% a 3,75% do preço do MWh gerado por sistemas FV. O percentual decresce à medida que se tem maior inserção de sistemas FV, pois estes, à medida que são postos em operação, vão contribuindo para reduzir as emissões de poluentes. Logo, quanto maior a quantidade de energia elétrica gerada por esses sistemas, menor o valor da externalidade poluição.

Tem-se a motivação para analisar alguns fatores que podem influenciar diretamente o valor econômico da externalidade poluição, pois: (i) o preço da energia elétrica brasileira é mais elevado do que o da grande maioria dos países; (ii) o custo do crédito de carbono equivalente está abaixo do real impacto social do carbono, tendo em vista, principalmente, a não renovação do Protocolo de Kyoto; e (iii) a matriz brasileira vem seguindo tendências de expansão via fontes não renováveis. Caso esses fatores sejam computados, o valor calculado da externalidade aumenta, pois todos esses, caso fossem modificados no Brasil, muito provavelmente contribuiriam positivamente para a valorização dessa externalidade. Um aumento de 10 vezes no preço do crédito de carbono e no gasto com saúde pública devido às emissões de

poluentes da matriz elétrica nacional resulta, respectivamente, em valores da externalidade poluição iguais a 7,00% e 38,32% do preço do MWh gerado por sistemas FV, respectivamente. A Figura 2.2 ilustra esse valor da referida externalidade em função dessas duas variáveis.

Figura 2.2 – Valor da externalidade poluição em função da cotação do crédito de carbono e despesas com saúde pública, para dados da matriz energética brasileira de 2018.



Pela Figura 2.2 fica evidente que a elevação do preço dos créditos de carbono pode aumentar ainda mais o valor da externalidade poluição. A consideração de não somente as despesas e custos com tratamento de saúde, mas a disposição de indivíduos e da sociedade organizada em pagarem mais em troca de uma saúde melhor poderia valorizar também a externalidade poluição, visto que essa metodologia pode gerar resultados superiores aos desta pesquisa. Como exemplo, em estudos realizados nas cidades de São Paulo, Cidade do México e Santiago do Chile, concluiu-se que os indivíduos estão dispostos a pagar, em média, oito vezes mais do que os gastos governamentais médios com saúde pública para terem melhor qualidade de vida (BELL *et al.*, 2006).

A metodologia de cálculo proposta neste trabalho para estimar o valor da externalidade poluição levou em conta somente as emissões provenientes da geração de energia elétrica, ou seja, de usinas geradoras já construídas e operando em condições normais. Não foram consideradas as emissões provenientes da construção, manutenção e descarte de usinas geradoras de energia elétrica. A fim de computar tais emissões envolvidas, de forma mais precisa, sugere-se que sejam incluídas análises de ciclo de vida, com o objetivo de estimar as emissões totais provenientes da geração de energia elétrica por determinada fonte (EDENHOFER; MADRUGA; SOKONA, 2011). Por fim, as subexternalidades referentes às emissões evitadas podem ser desdobradas em outras, ligadas a fatores ambientais e ao desenvolvimento sustentável.

2.5.2. Fatores técnicos

Para a externalidade fatores técnicos, foram consideradas as seguintes subexternalidades: (i) perdas elétricas evitadas na distribuição, (ii) perfil de tensão e (iii) prejuízo com a energia não fornecida. Para as duas primeiras subexternalidades, foram encontrados resultados considerando a perspectiva da concessionária de energia elétrica, sendo na última abordada a perspectiva do consumidor de energia. Essa metodologia foi adotada, visto que o não fornecimento de energia elétrica causa impactos mais severos ao consumidor em relação à concessionária que a distribui, pois foi utilizado o valor referente ao prejuízo da energia elétrica não fornecida, que para o consumidor pode ser, maior do que o próprio valor da energia elétrica.

No entanto, o não fornecimento de energia causa prejuízos significativos às concessionárias de energia elétrica sob a forma de multas regulamentadas pela ANEEL, a exemplo da piora dos índices de confiabilidade, com aumento do número de interrupções, do tempo máximo de interrupção e do total de energia não fornecida. A geração distribuída por meio de sistemas FV poderia melhorar a qualidade da energia elétrica não somente em relação ao perfil de tensão, mas também quanto a esses índices listados. Seria, então, também subexternalidade positiva para as concessionárias, pois os sistemas FV devem contribuir para a melhoria da confiabilidade da distribuidora. Estudos mais detalhados devem ser feitos para detalhar a relação entre a geração distribuída FV e cada um desses índices, além do perfil de tensão.

O valor da subexternalidade perdas evitadas na distribuição foi calculado, pela Equação 2.4, do ponto de vista da concessionária distribuidora de energia elétrica. Os resultados indicam que esse valor variou de 12,60% a 11,85% do preço do MWh. O maior percentual foi obtido considerando um incremento de 1 MWh de energia elétrica proveniente de sistemas FV de geração de energia elétrica distribuída no total anual consumido no Brasil em 2018. Já o percentual menor foi obtido quando se fez a mesma consideração, porém com a adição de energia FV igual a 10% do total anual. Destaca-se que a redução no valor da externalidade é natural com o aumento da energia proveniente de sistemas FV de geração distribuída. Isso porque, quanto mais energia é fornecida por sistemas de geração distribuída, menor é o carregamento do sistema. Logo, são esperadas quedas nas perdas técnicas, o que justifica a relação inversa entre o valor da subexternalidade e a quantidade de energia fornecida pelos sistemas FV.

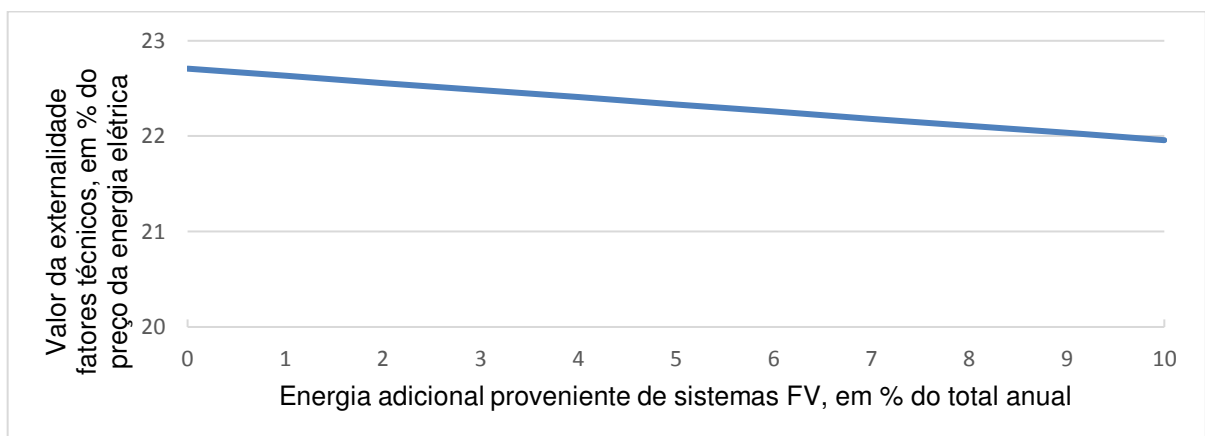
Para a segunda subexternalidade, perfil de tensão, seu valor foi calculado por meio da Equação 2.5, em que se considerou o valor total pago em compensações pelas concessionárias de energia. O resultado proveniente dessa equação indica que o valor da referida subexternalidade é inferior a 0,01% do preço do MWh. Tal valor, apesar de inferior ao das demais subexternalidades, corresponde a um total de R\$19.378.903,77, que foram pagos pelas concessionárias de energia no ano 2018 e que poderiam deixar de ser pagos, em sua maioria, caso houvesse investimento na geração distribuída em pontos críticos do sistema, ou seja, prioritariamente nas regiões onde se tem maior número de compensações pagas. Assim, caso sejam feitos investimentos em pontos estratégicos a serem determinados, a relação entre compensações e total de energia elétrica fornecida tende a aumentar e, conseqüentemente, a subexternalidade em questão propende a ser mais valiosa.

A última subexternalidade, prejuízo com a energia não fornecida, teve seu valor calculado, pela Equação 2.6, segundo a perspectiva dos consumidores de energia. O resultado dessa equação indica que a subexternalidade pode atingir cerca de 10,10% do preço do MWh, destacando-se que para o cálculo dessa subexternalidade foram utilizados dados do custo da energia não fornecida, os quais contabilizam o prejuízo desse não fornecimento. Segundo os dados da Tabela 2.2, esse prejuízo se aproxima 133 vezes do valor da energia fornecida, que é de 687,32 R\$/MWh, representando um prejuízo que pode atingir 91.413,56 R\$/MWh, em média, referente ao setor residencial europeu. Sistemas FV que possam sofrer ilhamento

intencional e operar de forma isolada ainda não são uma realidade brasileira, do ponto de vista legal, para sistemas conectados, visto que ainda faltam regulamentações para isso. No entanto, observando o valor dessa subexternalidade, mesmo que a partir de dados da Europa adaptados para o contexto brasileiro, fica evidenciado que o Brasil poderia propor regulamentações para possibilitar o ilhamento intencional e também para a viabilização de outras tecnologias de armazenamento de energia elétrica.

A externalidade fatores técnicos, dada pela soma dos resultados das três subexternalidades anteriores, atingiu cerca de 22,70% do preço do MWh. Sua soma foi considerada para ilustrar a magnitude dessa externalidade, haja vista que os interesses entre as perspectivas abordadas podem não ser comuns. O valor dessa externalidade pode ser ainda maior caso sejam consideradas outras metodologias adicionais para valorar a confiabilidade, pois esta tende a aumentar com os sistemas FV de geração distribuída. Na Figura 2.3, tem-se o valor da externalidade fatores técnicos em função da potência gerada por esses sistemas.

Figura 2.3 – Valor da externalidade fatores técnicos em função total de energia elétrica gerada por sistemas FV, dados da matriz energética brasileira de 2018.



2.5.3. Elemento construtivo

A externalidade elemento construtivo foi calculada por meio da Equação 2.7, considerando-se a perspectiva do consumidor de energia elétrica que instala sistemas FV diretamente em sua propriedade. O resultado da Equação 2.7 indicou que, quando os painéis FV são instalados em substituição às telhas convencionais, o valor dessa externalidade pode representar 0,75% do preço da energia elétrica gerada por esses sistemas ao longo de 25 anos.

O valor da externalidade foi calculado com base na média de preços de telhas, considerando a substituição direta por painéis FV. Eventuais alterações na estrutura do telhado não foram consideradas, mas poderiam favorecer ainda mais essa externalidade. Isso porque os painéis FV são, em geral, mais leves do que alguns tipos de telha, possibilitando diminuir o número de material necessário à estrutura do telhado e, conseqüentemente, aumentar o valor dessa externalidade.

A metodologia de cálculo proposta para essa externalidade considera a instalação de sistemas FV em locais onde ainda não foram construídos novos telhados, o que pode ser a situação de uma obra na fase de projeto, em ampliação ou, até mesmo, em situações nas quais o telhado atual demanda reformas. Já em situações em que se tem o telhado já construído e em bom estado, a externalidade elemento construtivo pode possuir valor inferior ao calculado, visto que o material do telhado já teve depreciação. No entanto, pode haver outros ganhos que venham a valorizar ainda mais a externalidade, por exemplo: (i) aumento da vida útil do telhado já existente, caso ele seja coberto com painéis FV; (ii) utilização para sombreamento de janelas e estacionamentos; e (iii) uso como elemento de revestimento de fachadas.

2.5.4. Carga térmica

A externalidade carga térmica foi avaliada de acordo com resultados de simulação de Xavier (2015). Segundo esse autor, a utilização de painéis FV como elemento de cobertura em substituição às telhas convencionais forneceu diferenças na média de temperaturas diárias, nas duas situações simuladas, menores que 0,47 °C; 0,6 °C; e 0,35 °C ao longo de todo o ano, nas cidades de Bento Gonçalves-RS, Viçosa-MG e Palmas-TO, respectivamente. Como o acréscimo de temperatura atingiu no máximo 0,6 °C em alguns dias do ano nas diferentes regiões simuladas, pode-se considerar, para o caso brasileiro, que a externalidade carga térmica não causa alterações significativas. Essa diferença de temperatura pode ser insuficiente para causar desconforto, de acordo com a metodologia adotada. Optou-se por desconsiderar tais efeitos no consumo de energia da edificação ou nos custos adicionais para o consumidor, pois a elevação da temperatura nessa ordem não traria desconforto significativo ou perceptível aos ocupantes do imóvel.

Os resultados obtidos por meio do modelo simulado levam em consideração a existência de laje de cobertura de concreto com espessura de 10 cm. Essa

consideração pode influenciar para que a temperatura no interior da casa coberta com painéis FV tenha permanecido próxima da obtida na simulação com telhado convencional. No entanto, caso seja feita a mesma substituição de telhas por painéis FV em uma casa sem laje, os resultados podem ser diferentes, pois esse material pode ter a função de isolante térmico. Além disso, os resultados de simulação de Xavier (2015) utilizados neste trabalho foram diários, ou seja, podem ocorrer situações ao longo do dia, em que as diferenças de temperatura entre os dois casos simulados sejam diferentes da média diária. Tais diferenças podem implicar maior consumo de energia elétrica para manter a temperatura de conforto no interior da residência; logo, simulações horárias poderiam fornecer resultados mais precisos desta externalidade.

Considerando a pegada energética de dispositivos FV, em certas situações os resultados da aplicação de sistemas FV podem ser de resfriamento caso os painéis sejam instalados de forma a possibilitar o sombreamento dos telhados (KAPSALIS; KARAMANIS, 2015; ZHANG; LU; PENG, 2017). O sombreamento propiciado pela instalação de painéis FV podem reduzir também o ganho de energia térmica através das janelas ou paredes externas das edificações. No entanto, a utilização de sistemas FV com a finalidade de sombreamento pode ter aspectos negativos, como no desempenho da iluminação do ambiente. Portanto, são necessárias análises específicas dos impactos advindos dos sombreamentos possibilitados pelo uso dessa tecnologia, uma vez que o posicionamento adequado pode ser adotado de forma a maximizar o valor da externalidade carga térmica, haja vista que no contexto brasileiro existe, na maioria das regiões, a necessidade de resfriamento de ambientes.

2.5.5. Valorização imobiliária

A externalidade valorização imobiliária foi calculada por meio da Equação 2.8, em que a disposição de se pagar mais por determinado imóvel foi utilizada como possível indicador de valorização das edificações. Por ser uma externalidade particularmente associada à valorização do imóvel, ela foi quantificada na perspectiva do consumidor de energia elétrica, considerado um possível proprietário desse tipo de residência.

Sabendo que o percentual mínimo de disposição em se pagar mais por um imóvel pode ser igual a 5% do seu preço, segundo dados de Almeida (2017), obtidos por meio de questionário, assim, foi assumido que esses imóveis podem sofrer uma

valorização imediata de 5% com a instalação de sistemas FV. O resultado da Equação 2.8 indica que esta externalidade pode valer 68,59% do preço da energia elétrica gerada. Nessa avaliação foi considerado o consumo médio dos imóveis residenciais para o ano 2018, projetado para o horizonte de 25 anos.

Tal avaliação não foi feita levando em conta eventuais taxas de juros ou possíveis variações no consumo e preço da energia nos próximos anos. Alguns estudos internacionais comprovaram a valorização imobiliária advinda da instalação de sistemas FV. No Arizona, observou-se a valorização de 17% de imóveis residenciais com sistemas FV, percentual ainda maior do que o utilizado neste estudo (QIU; DAVID; WANG, 2017). Caso fosse utilizado esse percentual, a externalidade teria o valor de cerca de 233,20% do valor do kWh gerado pelos sistemas FV. Tendo em vista que o estudo de Almeida (2017) foi realizado no Brasil, optou-se por estimar o valor da externalidade a partir dos resultados dessa fonte. Essa consideração foi feita à medida que foram utilizados dados que pudessem ser os mais representativos da realidade brasileira.

2.5.6. Somatório das externalidades

O valor econômico das externalidades abordadas foi agrupado e somado de acordo com as perspectivas consideradas na metodologia, são elas: a do consumidor, da concessionária de energia elétrica e da sociedade. Mesmo com a consideração de uma única perspectiva por externalidade, esta pode também representar valor econômico a outros sujeitos, a saber: a subexternalidade, perdas evitadas, pode causar efeitos colaterais também nos consumidores, como uma espécie de externalidade da externalidade. Isso porque a redução de prejuízos com perdas para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica pode refletir em benefícios para os consumidores, por meio da possível diminuição tarifária ou outros benefícios.

Na Tabela 2.4, tem-se o valor calculado de cada uma das externalidades em percentual do preço da energia elétrica gerada por esses sistemas. Os valores das externalidades vistos nessa tabela correspondem aos valores marginais, i. e., obtidos quando são acrescentados o primeiro MWh gerado por sistemas FV. Isso porque, à medida que se tem um crescente aumento da energia elétrica proveniente desses sistemas, é possível que o valor de algumas externalidades seja reduzido, como

observado nos resultados anteriores. As externalidades foram precificadas com base em dados da matriz elétrica brasileira de 2018.

Tabela 2.4 – Valor marginal de externalidades para diferentes perspectivas no Brasil.

Externalidades	Subexternalidades	Valor marginal da externalidade para diferentes perspectivas (% do preço da energia elétrica)		
		Consumidor	Concessionária	Sociedade
Poluição	Emissões evitadas	-	-	0,32%
	Gastos evitados com saúde pública	-	-	3,80%
Fatores técnicos	Perdas evitadas	-	12,60%	-
	Perfil de tensão	-	0,01%	-
	Prejuízo com a energia não fornecida	10,10%	-	-
Elemento construtivo		0,75%	-	-
Carga térmica		0,00%	-	-
Valorização imobiliária		68,59%	-	-
Total		79,44%	12,61%	4,12%

Na Tabela 2.4, observa-se que a subexternalidade gastos evitados com saúde pública foi a mais valiosa para a perspectiva da sociedade, com valor de 3,80% do preço da energia elétrica gerada pelos sistemas FV. Já para a concessionária de distribuição de energia elétrica a subexternalidade perdas evitadas foi a mais significativa, correspondendo a 12,60% do preço da energia elétrica gerada pelos sistemas FV. Para o consumidor, o maior valor advém da externalidade valorização imobiliária, correspondendo a 68,59% do preço da energia elétrica gerada pelos sistemas FV. Assim, destaca-se a grande importância da consideração das externalidades na análise de viabilidade de sistemas FV, até mesmo porque esses sistemas oferecem muitos outros produtos valiosos, além da energia elétrica, como demonstrado nas externalidades.

As cinco externalidades avaliadas segundo a metodologia proposta neste estudo não tiveram valores negativos, no entanto podem existir outras externalidades ou metodologias que encontrem também externalidades negativas. Para a carga térmica, por exemplo, os resultados de Xavier (2015) obtidos em simulações para o setor residencial, indicam que a variação de temperatura obtida pela substituição de telhas por painéis FV pode ser desprezível, no entanto, caso fossem trabalhados dados horários em vez de médias diárias, seria possível que fossem obtidos resultados diferentes. Outro ponto a ser considerado é que algumas externalidades podem, parcialmente, quantificar o mesmo impacto; logo, existe a necessidade de

entender o efeito de cada uma das externalidades para que a avaliação econômica seja coerente.

Essa é uma das primeiras tentativas de sistematizar uma avaliação do valor de um conjunto de externalidades em relação ao valor da atividade-fim, que nesse caso é a geração de energia elétrica por meio de sistemas FV. Estudos mais aprofundados são necessários quanto às externalidades, principalmente na área abordada, já que a energia solar FV é uma fonte limpa de geração de energia elétrica e oferece diversas vantagens perante outras fontes geradoras de energia.

Sugere-se que, em estudos futuros, sejam consideradas outras externalidades, à medida que se tenha maior disponibilidade de dados, por exemplo: (i) as advindas da análise de ciclo de vida, como pegadas energéticas, de água e de material; (ii) possibilidade de energia de *backup*; (iii) independência energética; e (iv) adiamento de investimento em redes de distribuição de energia elétrica.

2.6. Conclusão

Neste trabalho, evidenciou-se que o somatório do valor econômico das externalidades referente às fontes de geração renováveis se aproxima, em valores marginais, ao valor da própria energia elétrica gerada por esses sistemas, na perspectiva dos consumidores. Já na perspectiva das concessionárias de distribuição de energia elétrica e da sociedade os sistemas FV chegam a valer cerca de 12% e 4%, respectivamente, do valor do kWh gerado, o que certamente muda a atratividade econômica nessas perspectivas de avaliação. Assim, pode ser relevante a inclusão das externalidades na análise da viabilidade de investimento e implementação de novas instalações de fontes de geração de energia FV, viabilizando projetos que, de outra sorte, não seriam efetivados.

Não foram consideradas as influências entre as externalidades e também entre as diferentes perspectivas, pois elas podem tanto somar quanto subtrair os valores das externalidades. Ressalta-se que os resultados são médios e podem, portanto, não expressar com precisão, ou de modo inequívoco, as externalidades referentes a casos específicos. Desse modo, sugere-se que sejam sempre efetuados estudos econômicos de viabilidade da instalação de sistemas, considerando todas as especificidades de cada situação.

Destaca-se que, neste estudo, foram considerados sistemas FV instalados na forma de geração distribuída pelos próprios consumidores de energia elétrica. Outras abordagens são possíveis, como a consideração dos sistemas de propriedade da concessionária de distribuição de energia elétrica. Esses sistemas poderiam ser operados diretamente pela concessionária, com o objetivo, por exemplo, de controlar o perfil de tensão ou diminuir perdas por longas distâncias, possibilitando, assim, uma nova abordagem das externalidades.

Conclui-se que as externalidades podem ser precificadas, com a possibilidade de influenciar significativamente a viabilidade de um projeto de sistemas FV. Os resultados deste estudo indicam que as externalidades foram, em sua grande maioria, positivas para sistemas geradores de energia elétrica FV. Assim, com a consideração das externalidades, pretende-se compreender e viabilizar a expansão, no Brasil, de tecnologias de geração de energia elétrica com fontes renováveis. Entre as possíveis demandas, destaca-se a de proporcionar maior atratividade para o consumidor, o que pode justificar novas políticas públicas, pela compreensão do impacto das externalidades da geração solar fotovoltaica em diferentes perspectivas, tanto dos consumidores quanto da concessionária e da sociedade.

2.7. Referências

ALMEIDA, P. C. **Influência da instalação de sistemas fotovoltaicos no valor de edificações**. 2017. Dissertação (Mestrado em Arquitetura e Urbanismo) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2017. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/bitstream/handle/123456789/18064/texto%20completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 23 nov. 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Dia do consumidor**: ações da ANEEL levam a melhora no fornecimento de energia elétrica no país em 2018. Brasília, 2019d. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/dia-do-consumidor-acoes-da-aneel-levam-a-melhora-no-fornecimento-de-energia-eletrica-no-pais-em-2018/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 23 nov. 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Indicadores de conformidade do nível de tensão**. Brasília, 2019c. Disponível em: <https://aneel.gov.br/conformidade>. Acesso em: 23 nov. 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Perdas de energia elétrica na distribuição**. 2019b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+d>

[e+Energia +Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2556-17ff-f84ad74f1c8d](http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf). Acesso em: 23 nov. 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482**. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 687**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 8 nov. 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas médias por classe de consumo e região**. Brasília, 2019a. Disponível em: <http://dados.gov.br/dataset/tarifas-medias-de-energia-eletrica-por-classe-de-consumo-e-regiao>. Acesso em: 23 nov. 2019.

BELL, M. L.; DAVIS, D. L.; GOUVEIA, N.; BORJA-ABURTO, V. H.; CIFUENTES, L. A. The avoidable health effects of air pollution in three Latin American cities: Santiago, São Paulo, and Mexico City. **Environmental Research**, v. 100, n. 3, p.431-440, mar. 2006. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.envres.2005.08.002>. Acesso em: 30 nov. 2019.

CANADIANSOLAR. **Painel Solar 350W Half-Cell Canadian Solar – CS3U-350P**. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/upload/7c4225088485f86f/bbfd85b94572a66f.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2019.

CASTRO, R.; FAIAS, S.; ESTEVES, J. The cost of electricity interruptions in Portugal: Valuing lost load by applying the production-function approach. **Utilities Policy**, v. 40, p. 48-57, jun. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.003>. Acesso em: 30 nov. 2019.

EBC. Empresa Brasil de Comunicação. **Total de domicílios alugados no Brasil cresce 5,3% em um ano**. Brasília: Agência Brasil, 2019. p. 4. Disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2019-05/total-de-domicilios-alugados-no-brasil-cresce-53-em-dois-anos>. Acesso em: 23 nov. 2019.

EDENHOFER, O.; MADRUGA, R. P.; SOKONA, Y. (ed.). **Renewable energy sources and climate change mitigation**: special report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge: Cambridge University Press, 2011.

EKICI, S.; KOPRU, M. A. Investigation of PV system cable losses. **International journal of renewable energy research**, v. 7, n. 2, p. 807-815, 2017. Disponível em: <https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/viewFile/5660/pdf>. Acesso em: 30 nov. 2019.

EUROSTAT. **Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)**. 2019b. Disponível em: <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>. Acesso em: 30 nov. 2019.

EUROSTAT. **Electricity prices for non-household consumers**. 2019a. Disponível em: <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>. Acesso em: 30 nov. 2019.

GIUDICE, V.; PAOLA, P.; MANGANELLI, B.; FORTE, F. The monetary valuation of environmental externalities through the analysis of real estate prices. **Sustainability**, v. 9, n. 2, p. 229-239, 8 fev. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.3390/su9020229>. Acesso em: 30 nov. 2019.

HIPERDADOS. **IPH 100 Cidades – Índice Properati Hiperdados Medição**. Maio 2018. Disponível em: <https://hiperdados.com.br/index.php/2018/06/04/iph-100-cidades-idade-properati-hiperdados-medicao-maio-18/> Acesso em: 30 nov. 2019.

JAMIL, M.; ANEES, A. S. Optimal sizing and location of SPV (solar photovoltaic) based MLDG (multiple location distributed generator) in distribution system for loss reduction, voltage profile improvement with economical benefits. **Energy**, v. 103, p.231-239, maio 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.095>. Acesso em: 30 nov. 2019.

JONES, B. A. Measuring externalities of energy efficiency investments using subjective well-being data: The case of LED streetlights. **Resource and Energy Economics**, v. 52, p. 18-32, may 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.reseneeco.2017.12.002>. Acesso em: 30 nov. 2019.

KAPSALIS, V.; KARAMANIS, D. On the effect of roof added photovoltaics on building's energy demand. **Energy and Buildings**, v. 108, p. 195-204, dez. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.09.016>. Acesso em: 30 nov. 2019.

LACCHINI, C.; SANTOS, J. C. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy**, v. 52, p. 183-189, abr. 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.033>. Acesso em: 30 nov. 2019.

LEAHY, E.; TOL, R. S. J. An estimate of the value of lost load for Ireland. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1514-1520, mar. 2011. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.025>. Acesso em: 30 nov. 2019.

LIMA, F. J. L.; MARTINS, R. F.; PEREIRA, B. E.; LORENZ, E.; HEINEMANN, D. Forecast for surface solar irradiance at the Brazilian Northeastern region using NWP model and artificial neural networks. **Renewable Energy**, v. 87, p. 807-818, mar. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.005>. Acesso em: 30 nov. 2019.

LINARES, P.; REY, L. The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals? **Energy Policy**, v. 61, p. 751-760, out. 2013.. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.083>. Acesso em: 30 nov. 2019.

MAHMUD, Nasif; ZAHEDI, Ahmad; RAHMAN, Md Shamiur. An event-triggered distributed coordinated voltage control strategy for large grid-tied PV system with battery energy storage. CONFERENCE (AUPEC), 2017, Camberra. [**Proceedings...**]. Camberra: IEEE, nov. 2017. p. 13-22. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1109/aupec.2017.8282391>. Acesso em: 30 nov. 2019.

MARTINEZ-SANCHEZ, V.; KROMANN, M. A.; ASTRUP, T. F. Life cycle costing of waste management systems: Overview, calculation principles and case studies. **Waste Management**, v. 36, p. 343-355, fev. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.wasman.2014.10.033>. Acesso em: 30 nov. 2019.

MARTINEZ-SANCHEZ, V.; LEVIS, W. J.; DAMGAARD, A.; DECAROLIS, J. F.; BARLAZ, M. A.; ASTRUP, T. F. Evaluation of externality costs in life-cycle optimization of municipal solid waste management systems. **Environmental Science & Technology**, v. 51, n. 6, p. 3119-3127, 6 mar. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1021/acs.est.6b06125>. Acesso em: 30 nov. 2019.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balço Energético Nacional**. Brasília, 2019. 303p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

NASSAR, Y. F.; AISSA, K. R.; ALSADI, S. Y. Estimation of environmental damage costs from CO₂e emissions in libya and the revenue from carbon tax implementation. **Low Carbon Economy**, v. 8, n. 4, p. 118-132, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.4236/lce.2017.84010>. Acesso em: 30 nov. 2019.

PAULA, L. F.; PIRES, M. Crise e perspectivas para a economia brasileira. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 31, n. 89, p. 125-144, abr. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142017.31890013>. Acesso em: 30 nov. 2019.

QIU, Y.; WANG, Y. D.; WANG, J. Soak up the sun: impact of solar energy systems on residential home values in Arizona. **Energy Economics**, v. 66, p. 328-336, ago. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2017.07.001>. Acesso em: 30 nov. 2019.

REICHL, J.; SCHMIDTHALER, M.; SCHNEIDER, F. The value of supply security: the costs of power outages to Austrian households, firms and the public sector. **Energy Economics**, v. 36, p.256-261, mar. 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2012.08.044>. Acesso em: 30 nov. 2019.

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report**. 2019. Disponível em: <http://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/28496>. Access em: 23 nov. 2019.

RÖPKE, L. The development of renewable energies and supply security: a trade-off analysis. **Energy Policy**, v. 61, p.1011-1021, out. 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.015>. Acesso em: 30 nov. 2019.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 590-601, jul. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>. Acesso em: 30 nov. 2019.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. Externalidades da geração de energia com fontes convencionais e renováveis. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – CBPE, 6., 2008, Salvador. [Anais...]. Salvador: Energia e Meio Ambiente, 2008.

SILVA, G. D. P.; SOUZA, M. J. Estimativa de geração de energia através de um sistema fotovoltaico: implicações para um sistema flutuante no lago bolonha, Belém-Pará. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 6, p. 109-121, jun. 2017.

SILVA, L. R. DE J. R.; SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. Análise comparativa das fontes de energia solar fotovoltaica, hidrelétrica e termelétrica, com levantamento de custos ambientais, aplicada ao distrito federal. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2018, Brasília. [**Anais...**]. Brasília, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/527>. Acesso em: 30 nov. 2019.

SOLARGIS. **Global Solar Atlas**. 2017. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/downloads/world>. Acesso em: 30 nov. 2019.

SORGATO, M. J. **Desenho térmico de edificações residenciais unifamiliares ventiladas naturalmente**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009. Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/node/280>. Acesso em: 30 nov. 2019.

SOUZA, L. E. V.; CAVALCANTE, A. M. G. Concentrated solar power deployment in emerging economies: The cases of China and Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 1094-1103, may 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.027>. Acesso em: 30 nov. 2019.

TYAGI, V. V.; RAHIM, N. A. A.; RAHIN, N. A.; SELVARAJ, J. A. L. Progress in solar PV technology: Research and achievement. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 443-461, abr. 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.028>. Acesso em: 30 nov. 2019.

VALLE, D.; ARAUJO, P. The influence of GUPFC FACTS device on small signal stability of the electrical power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 65, p. 299-306, fev. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.10.012>. Acesso em: 30 nov. 2019.

VITA, V.; ALIMARDAN, T.; EKONOMOU, L. The Impact of distributed generation in the distribution networks' voltage profile and energy losses. In: EUROPEAN MODELLING SYMPOSIUM (EMS), 2015, IEEE. [**Proceedings...**]. IEEE: out. 2015. p. 260-265. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1109/ems.2015.46>. Acesso em: 30 nov. 2019.

XAVIER, G. A. **Análise de externalidades da geração fotovoltaica distribuída no Brasil**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2015. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/handle/123456789/7331>. Acesso em: 30 nov. 2019.

ZACHARIADIS, T.; POULLIKKAS, A. The costs of power outages: a case study from Cyprus. **Energy Policy**, v. 51, p.630-641, dez. 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.015>. Acesso em: 30 nov. 2019.

ZHANG, W.; LU, L.; PENG, J. Evaluation of potential benefits of solar photovoltaic shadings in Hong Kong. **Energy**, v. 137, p.1152-1158, out. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.166>. Acesso em: 30 nov. 2019.

3. ANÁLISE DA EXTERNALIDADE: ADIAMENTO DE INVESTIMENTOS EM REFORÇOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR MEIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

3.1. Resumo

A crescente demanda por energia traz inúmeros desafios ao setor elétrico, dentre eles a necessidade de reforço de redes de distribuição de energia, dadas as dimensões e altos custos das obras. Em paralelo à demanda crescente, novas fontes de geração distribuída de energia elétrica se tornaram uma tendência e, nos últimos anos, vem sendo adotadas pelos consumidores brasileiros em larga escala. Para além da metodologia tradicional de reforço de sistemas elétricos, o objetivo desse trabalho consistiu em avaliar uma alternativa baseada na inserção da geração distribuída fotovoltaica como forma de possibilitar o adiamento em investimentos no reforço de sistemas elétricos. Assim, foram avaliadas as necessidades de reforço em sistemas de distribuição, considerando normas da CEMIG-D, maior concessionária de distribuição de energia elétrica em extensão de rede do Brasil. Para isso foram avaliadas curvas de cargas típicas de consumidores que compõem o sistema de distribuição de energia elétrica em baixa tensão: (i) residencial, (ii) rural, (iii) industrial, (iv) comercial e (v) iluminação pública. Com base no fator de utilização do sistema de distribuição, foi estimado o tempo necessário para que haja necessidade de reforço com base em projeções de crescimento. Foram estimados os custos de materiais para o reforço de sistemas elétricos em relação ao recondutoramento e a substituição de transformadores, bem como os efeitos da geração distribuída, em diferentes percentuais, na redução de demanda de energia elétrica e em um estudo de caso. Os resultados das metodologias de reforço por meio do recondutoramento e da troca de transformadores apontaram a necessidade de até mais de 4000 horas de faturamento para cobrir os custos com esses materiais. Entretanto a inserção da geração distribuída fotovoltaica possibilitou que a necessidade de reforço nos sistemas de distribuição pudesse ser adiada por até 6,9 anos, dependendo do tipo de consumidor.

Palavras-chave: Resultados colaterais, energias renováveis, geração descentralizada, expansão de redes.

3.2. Introdução

A energia elétrica permitiu diversos avanços, como por exemplo, a revolução no modo de vida com maior conforto e comodidade. Dentre as primeiras investigações que estabelecem uma relação entre a qualidade de vida e a eletrificação podem ser citados Goldemberg *et al.* (1985) e Bridge *et al.* (2016), os quais demonstraram a correlação entre o desenvolvimento humano e o consumo de energia elétrica per capita. Assim, a métrica consumo de eletricidade em kWh per capita, tornou-se um importante indicador de desenvolvimento humano para os países.

A energia elétrica está relacionada à geração de riqueza e é indispensável para o desenvolvimento socioeconômico e industrial de qualquer nação (EKWOK; AJAKE, 2017). De forma a possibilitar maior acessibilidade e melhor qualidade de energia aos consumidores, países em desenvolvimento têm feito expressivos investimentos em seus sistemas elétricos. Possivelmente, quando o progresso tecnológico contínuo permitir que a energia elétrica se torne mais limpa e barata, o desenvolvimento destes países será potencializado, já que a eletrificação oferece amplos benefícios econômicos, impactando diretamente no PIB. (BURKE; STERN; BRUNS, 2018).

Apesar de tantos benefícios relacionados ao acesso à energia elétrica, esse recurso tão valioso ainda está distante de ser uma realidade universal, haja vista que boa parte da população mundial não tem acesso a esse recurso. Atualmente, são cerca de 1,3 bilhões de pessoas no mundo sem acesso à energia elétrica e cerca de 80% vivem em áreas rurais nas quais a falta dessa infraestrutura impacta, diretamente, na qualidade de vida das pessoas. (ALSTONE; GERSHENSON; KAMMEN, 2015; PALIT; BANDYOPADHYAY, 2017).

Além dos desafios de fornecer energia elétrica de modo universal, os países, principalmente, aqueles em desenvolvimento, precisam buscar meios de suprir a demanda crescente por esse recurso de maneira sustentável e com confiabilidade (YUAN *et al.*, 2016). A demanda futura crescente pode ser justificada pelo surgimento de novas tecnologias que utilizam energia elétrica, como o carro elétrico (WU *et al.*, 2015). Nessa linha, de forma sustentável, a geração distribuída, especialmente por meio de fontes renováveis de energia elétrica limpa, como sistemas eólicos, fotovoltaicos, biomassa e hidroelétricos apresentam alto potencial de atendimento à demanda energética crescente. (BHATTACHARYA *et al.*, 2016).

No Brasil, cerca de 99,70% da população tem acesso à energia elétrica e o país detém a meta de, até 2030, alcançar a universalização desse acesso (IBGE, 2018). Nessa direção, entretanto, o crescimento da demanda por esse recurso é outro desafio para o setor energético brasileiro, assim como para os demais países. O desenvolvimento tecnológico está fortemente relacionado à utilização de maior quantidade de energia elétrica, o que pode ser observado pelo fato de países desenvolvidos apresentarem, em geral, maior consumo deste recurso. No Brasil, nos últimos 50 anos, a geração de energia elétrica aumentou mais de dez vezes, tamanho crescimento demonstra a dimensão dos desafios relativos ao sistema elétrico brasileiro (MME, 2019).

Para atender a demanda crescente de energia elétrica, o planejamento do reforço e expansão dos sistemas de distribuição de energia se tornaram uma das principais atividades das concessionárias de distribuição (BAGHERI; MONSEF; LESANI, 2015). Nesse cenário, o principal desafio do setor elétrico é garantir o atendimento à crescente demanda, bem como o acesso dos novos clientes, com confiabilidade, custos viáveis aos consumidores e fornecendo energia elétrica com qualidade.

Do ponto de vista de sistemas elétricos, a realidade brasileira agrega desafios, que podem ser ainda maiores do que em outros países, porquanto o país detém dimensões continentais e uma demanda crescente por energia elétrica. Apesar da forte crise econômica enfrentada a partir de 2014, com consequências presentes até a atualidade, o país registrou seu maior crescimento no consumo de energia elétrica no setor agropecuário. O crescimento foi de 1,7 % entre 2016 e 2017 (PAULA; PIRES, 2017; MME, 2019), indicando que o setor agrícola brasileiro está em desenvolvimento e passa por modernizações que contribuem para aumento do consumo de energia elétrica no setor (SHINE *et al.*, 2018).

Entretanto, muitas vezes, os investimentos para reforço das redes de distribuição são significativos às concessionárias do setor. As obras de ampliação dos sistemas de distribuição, tradicionalmente, podem envolver o recondutoramento, substituição de transformadores, mudanças do nível de tensão primária e também alterações que envolvam a construção de redes e adição de bancos de capacitores (CELLI *et al.*, 2013). Atualmente, existe um grande desafio para o setor, pois as necessidades de intervenções no sistema tendem a ser cada vez mais frequentes à

medida que são incluídas novas cargas, ademais, uma parcela crescente destas cargas tende a ser mais exigente quanto à qualidade de energia.

Especialmente para atender ao aumento da demanda por energia elétrica, existem proposições de utilização de diversas técnicas de monitoramento e de controle, por meio de *Smart Grids* e de *FACTS*, que possibilitam maior supervisão e atuação sobre o fluxo de potência, de forma mais eficiente que os sistemas convencionais. Tais tecnologias podem permitir maior controle por parte das concessionárias de distribuição e conseqüentemente reduzir perdas e melhorar a qualidade de energia. Para os consumidores, as redes inteligentes podem oferecer novas possibilidades, como a viabilização da integração de geração distribuída e monitoramento mais preciso do consumo (CELLI *et al.*, 2013; AVANCINI *et al.*, 2019). Entretanto, *Smart Grids* e *FACTS* ainda não são uma realidade universal nos sistemas elétricos brasileiros, principalmente nos sistemas rurais, que geralmente são sistemas menos prioritários para as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Em paralelo a demanda crescente por energia elétrica, a introdução da geração distribuída conectada aos sistemas elétricos se tornou uma tendência mundial. Tal tendência é justificada pois a geração distribuída conectada oferece maior confiabilidade do que os sistemas isolados (PEPERMANS *et al.*, 2005). As fontes de geração de energia elétrica, em especial a fotovoltaica, possui potencial de geração nas mais diferentes regiões e pode ser alternativa viável para suprir a demanda, de forma geral, em muitas situações. Sistemas de geração distribuída quando integrados aos sistemas tradicionais de distribuição, podem possuir vantagens técnicas e econômicas adicionais devido ao fluxo de potência bidirecional (BAGHERI; MONSEF; LESANI, 2015).

A geração distribuída no Brasil vem experimentando significativo crescimento nos últimos anos, em especial a geração distribuída FV, que representou cerca de 0,13% da matriz elétrica brasileira em 2017 e aproximadamente 0,54% em 2018 (MME, 2019). Tamanho crescimento pode ser explicado pelo fato dos sistemas FV apresentarem diversas vantagens, como: (i) geração de energia elétrica livre de emissões, (ii) modularidade, que permite atender demandas crescentes com investimentos graduais, (iii) capacidade de atendimento à sistemas isolados, (iv) baixos custos de operação e manutenção (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017). A tecnologia FV vem ganhando força principalmente pela redução de custos. Desde a regulamentação no Brasil em 2012 que incentivou a geração distribuída de energia

elétrica, por meio da resolução normativa nº 482, o país conta com um número cada vez maior de sistemas FV conectados à rede elétrica (ANEEL, 2012).

A conexão da geração distribuída à rede pode proporcionar uma série de impactos no ambiente externo, denominadas externalidades, que para o caso de sistemas FV podem ser na maioria das vezes positivas pois esta é uma tecnologia de geração renovável e livre de emissões de poluentes, enquanto em operação. Uma característica dos sistemas FV que coloca a tecnologia em destaque quanto a possibilidade de aplicação para integração aos sistemas elétricos é a modularidade desses sistemas, ou seja, sistemas FV podem ser de diferentes capacidades ou podem acompanhar o crescimento da demanda energética.

Dentre as potenciais vantagens da integração de sistemas FV no sistema elétrico de potência, surge uma possível externalidade, que pode ser resumida no fato de que sistemas fotovoltaicos são modularizáveis e, portanto, permitem o adiamento de investimento em reforço de sistemas de distribuição de energia elétrica. Em outras palavras, a demanda do consumidor que possua sistemas FV tende a diminuir podendo ser em parte suprida pela rede e a outra pelo sistema FV de geração distribuída, sendo então uma forma de se explicar o possível adiamento em investimentos nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

3.3. Objetivo

Analisar a externalidade adiamento de investimentos no reforço de sistemas de distribuição da energia elétrica por meio da geração distribuída fotovoltaica.

3.4. Materiais e Métodos

A presente pesquisa foi realizada no Laboratório da Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa. Foram utilizados dados disponibilizados pela concessionária de distribuição de energia elétrica, Cemig Distribuição S/A (CEMIG-D) e literatura científica internacional pertinente. O *software EnergyPlus 8.7* foi empregado em conjunto com o *software Microsoft Excel* para efetuar cálculos e elaboração de curvas relacionadas às simulações realizadas.

As simulações foram feitas considerando normas da concessionária de distribuição de energia elétrica do estado de Minas Gerais, a CEMIG-D, que detém área de concessão de 567.740 km², aproximadamente 96% do Estado de Minas Gerais. São 774 municípios e 5.415 localidades atendendo cerca de 18,2 milhões de habitantes. A concessionária em questão foi adotada para o estudo e é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em extensão de rede, contando com, aproximadamente 453.935 km de redes de distribuição, das quais são 91.465 km de rede urbana e 362.470 km de rede rural, além de 6.835 km de linhas de transmissão (CEMIG, 2019a).

3.4.1. Reforço de sistemas elétricos de distribuição

Inicialmente, foi realizado o levantamento de curvas diárias de carga típicas do sistema elétrico do estado de Minas Gerais para consumidores atendidos em baixa tensão. Foram escolhidos os tipos de consumidores classificados segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como sendo pertencentes ao grupo B (ANEEL, 2010).

Os seguintes tipos de consumidores foram considerados para o presente estudo: (i) residencial, (ii) rural, (iii) industrial, (iv) comercial e (v) iluminação pública (ANEEL, 2010). As respectivas curvas diárias de carga típicas foram normalizadas com base nos valores de pico de cada um dos tipos de consumidores. A normalização foi calculada para possibilitar a comparação das curvas entre diferentes tipos de consumidores, de forma simplificada. Por meio da curva diária de carga normalizada, foram observados os comportamentos desses tipos de consumidores quanto ao perfil de consumo diário e os intervalos pelos quais o sistema tem as maiores solicitações de potência, i. e. demanda.

O fator de utilização típico de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerado como sendo a razão entre a potência aparente máxima medida e a potência nominal, foi estimado como igual ao fator de utilização dos transformadores que compõem esse sistema. Para isso, foram consultados fatores de utilização típicos de transformadores trifásicos (MÉFFE, 2001). Como forma de obter melhor representatividade, foram adotados dois valores de fatores de utilização: o valor médio e o máximo. Essa consideração permitiu compreender com mais abrangência os sistemas de distribuição de energia elétrica.

Por meio da Equação 3.1, pôde-se estimar os tempos necessários para que os fatores de utilização alcançassem a unidade, ou seja, a indicação considerada nesse estudo para a necessidade de reforço ou reestruturação do sistema de distribuição

$$T = -\log_{(1+C_R)}(F_U) \quad (3.1)$$

em que:

- T = tempo necessário para que o fator de utilização se iguale a unidade, em anos;
- C_R = crescimento anual da demanda de energia elétrica, adimensional; e
- F_U = fator de utilização atual, médio ou máximo do sistema de distribuição, adimensional.

Essas estimativas foram feitas com a intenção de avaliar qual seria o tempo necessário para reestruturação dos sistemas de distribuição, para isso foram considerados quatro cenários:

- (i) Cenário 01. Fator de utilização médio e a tendência de crescimento média, quanto ao aumento do consumo de energia elétrica de todos os tipos de consumidores do grupo B;
- (ii) Cenário 02. Fator de utilização médio e a tendência de crescimento do consumo de energia elétrica para os consumidores residenciais do grupo B;
- (iii) Cenário 03. Fator de utilização máximo e a tendência de crescimento média, quanto ao aumento do consumo de energia elétrica de todos os tipos de consumidores do grupo B; e
- (iv) Cenário 04. Fator de utilização máximo e a tendência de crescimento do consumo de energia elétrica para os consumidores residenciais do grupo B.

Foi simulada a necessidade de reforço do sistema elétrico para quando o fator de utilização for igual à unidade. Nesse caso, não foram considerados que os sistemas possam operar em condições de sobrecarga. A sobrecarga pode diminuir significativamente na vida útil de equipamentos elétricos, principalmente no que se refere ao isolamento de circuitos (HE *et al.*, 2016).

3.4.2. Metodologia tradicional para reforço de redes de distribuição

A metodologia tradicional para reforço de redes de distribuição de energia elétrica pode consistir, basicamente, em alterar as seguintes características do sistema de distribuição: (i) bitola de condutores, (ii) forma de instalação, por exemplo: aéreo ou subterrâneo, (iii) potência de transformadores, (iv) nível de tensão, (v) topologia do sistema, por exemplo: radial ou em anel ou misto, (vi) material do condutor, (vii) número de fases, (viii) dispositivos de proteção, chaveamento, controle e automação; e (ix) controle de energia reativa, (HAFFNER *et al.*, 2006). Nesta pesquisa avaliou-se metodologias de expansão dos sistemas de distribuição secundários, ou seja, os sistemas que operam em baixa tensão. Foram avaliadas, especificamente, o recondutoramento e a substituição de transformadores.

Foi considerada como metodologia de reforço, a substituição de uma bitola comercial de condutor ou troca de potência de transformador, sempre por outra imediatamente superior. Para isso, foram inicialmente, avaliados dados de condutores e de transformadores empregados pela concessionária de distribuição CEMIG-D. Tais dados, se referem a redes monofásicas e trifásicas que operam em tensão secundária de 120/240 V ou 127/220 V, respectivamente.

Para avaliar o recondutoramento e a substituição de transformadores, foram utilizados dados referentes às especificações nominais típicas de sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (CEMIG, 2014). Os custos de condutores e transformadores especificados nas Tabelas 3.1 e 3.2 foram obtidos de orçamentos em empresas do setor, por km, para condutores e por unidade, para transformadores, em 2019. Os valores de sucata dos transformadores foram obtidos de acordo com Copel (2016), corrigidos para 2019 pelo IPCA (IBGE, 2019).

Tabela 3.1 – Especificações normatizadas pela CEMIG-D e valores de mercado para condutores de distribuição de energia elétrica

Cabos multiplex de baixa tensão	Tensão de linha nominal (V)	Corrente máxima admissível (A)	Massa (kg/km)	Custo (R\$/ km)
2 x 1 x 35+70*	240	129	390	8.300,00
2 x 1 x 70+70	240	192	685	13.500,00
3 x 1 x 35+70	220	129	530	10.500,00
3 x 1 x 70+70	220	192	900	16.000,00
3 x 1 x 120+70	220	262	1400	28.000,00

* 2 x 1 x 35+70 significa 2 condutores isolados de 35 mm² e um neutro nu de 70 mm²

Fonte: (CEMIG, 2014; CEMIG, 2016; INTELLI, 2019).

Tabela 3.2 – Especificações normatizadas pela CEMIG-D e valores de mercado para transformadores de distribuição de energia elétrica

Transformadores (kVA)	Tipo de ligação	Classe tensão (kV)	Massa (kg)	Custo (R\$)	Valor de sucata (R\$/und.)
5	Monofásico	15	103	2.000,00	48,40
10	Monofásico	15	109	2.350,00	96,81
15	Monofásico	15	155	2.600,00	145,21
25	Monofásico	15	204	3.100,00	242,02
37,5	Monofásico	15	259	4.300,00	358,19
15	Trifásico	15	209	3.900,00	145,21
30	Trifásico	15	245	4.900,00	290,43
45	Trifásico	15	327	6.000,00	435,64
75	Trifásico	15	322	7.900,00	726,06
112,5	Trifásico	15	520	10.200,00	1.089,10
150	Trifásico	15	683	11.900,00	1.452,13
225	Trifásico	15	900	18.000,00	2.178,19
300	Trifásico	15	1101	23.000,00	2.904,26

Fonte: (CEMIG, 2014; COPEL, 2016; ROMAGNOLE, 2019).

Como forma de obter maior precisão estimou-se o valor de sucata dos condutores em função do preço do alumínio que os compõem. Por meio da Equação 3.2 foi calculado o valor de sucata de cada cabo,

$$V_c = 2,7 A_s V_{Al} \quad (3.2)$$

em que:

V_c = valor de sucata de um cabo de alumínio, em R\$/km;

A_s = área de secção transversal do cabo de alumínio, em mm²; e

V_{Al} = valor de sucata do alumínio, em R\$/kg.

Como forma de avaliar os efeitos da metodologia tradicional de recondução e substituição de transformadores, foi avaliado o quanto o reforço pode possibilitar à concessionária aumentar a arrecadação por permitir maior fluxo de potência. Para isso, inicialmente, estimou-se as potências máximas que os condutores e transformadores podem conduzir a partir da corrente máxima admissível. A queda de tensão, temperatura, forma de instalação e fator de agrupamento não foram considerados nesta pesquisa.

Calculou-se as potências aparentes que podem circular nos condutores a partir da corrente máxima admissível e da tensão nominal. As Equações 3.3 e 3.4 foram utilizadas para o cálculo da potência aparentes admissíveis nos condutores em

circuitos secundários bifásicos, proveniente de circuitos primários monofásicos (3 fios) e trifásicos (4 fios), respectivamente.

$$S_{1F} = 2V_F I_A \quad (3.3)$$

$$S_{3F} = 3V_F I_A \quad (3.4)$$

em que:

S_{1F} = potência aparente para circuitos bifásicos à 3 fios, em VA;

V_F = tensão entre fase-neutro, em V;

I_A = corrente admissível, em A; e

S_{3F} = potência aparente para circuitos trifásicos à 4 fios, em VA.

Para os condutores e transformadores foi calculado o custo de substituição, considerando a diferença entre o equipamento novo e o valor da sucata do elemento a ser substituído, em por meio da Equação 3.5

$$S = P_N - V_S \quad (3.5)$$

em que:

S = custo de substituição de condutor ou transformador, em R\$/unidade;

P_N = preço do equipamento novo, em R\$/unidade; e

V_S = Valor de sucata do equipamento, em R\$/unidade.

Para possibilitar estimar o potencial de ganho com energia elétrica adicional passível de ser conduzida pelos novos condutores e/ou transformadores, utilizou-se as potências máximas que os condutores e transformadores podem conduzir juntamente com: o fator de utilização, fator de potência típico da CEMIG-D e o custo da energia elétrica. A Equação 3.6 permitiu estimar o preço da energia elétrica adicional conduzida pelos sistemas de distribuição após o reforço, ou seja, após a troca de um condutor ou transformador por outro de maior capacidade.

$$V_A = S_N F_P T_E (1 - F_U) \quad (3.6)$$

em que:

- V_A = Valor da energia elétrica adicional que pode ser fornecida por sistema de distribuição reforçado, em R\$/hora;
- S_N = potência aparente nominal do equipamento atual, em kVA;
- F_P = fator de potência típico de sistemas de distribuição CEMIG-D, adimensional; e
- T_E = tarifa de energia elétrica, em R\$/kWh.

Por meio do valor da energia elétrica adicional que pode ser fornecida pelo sistema de distribuição reforçado, obtido como resultado da Equação 3.6, pôde-se calcular o tempo mínimo necessário para cobrir os custos com transformadores e/ou condutores, para expansão dos sistemas de distribuição reforçados, em por meio da Equação 3.7

$$T_F = \frac{S F_C}{V_A} \quad (3.7)$$

em que:

- T_F = tempo de faturamento adicional mínimo necessário para cobrir os custos com transformadores e/ou condutores para reforço dos sistemas de distribuição, em horas; e
- F_C = Fator de carga, adimensional.

3.4.3. Efeito da geração distribuída FV em sistemas de distribuição

Para compreender os efeitos da geração distribuída FV *on grid* i. e. conectada ao sistema elétrico, optou-se por avaliar sistemas sem armazenamento de energia elétrica, já que esses sistemas são a realidade da micro e minigeração brasileira. A regulamentação atual do setor é feita por meio da compensação, onde a energia ativa injetada nas redes de distribuição, é cedida à concessionária e posteriormente pode ser compensada com o consumo de energia elétrica em um prazo de até 60 meses (ANEEL, 2015).

Para avaliar o comportamento dos sistemas de geração FV, a cidade de Viçosa - MG foi escolhida para o estudo (latitude -20° 45' 17", longitude - 42° 52' 57"). Tal escolha foi baseada no fato dessa localidade estar dentro da área de concessão da CEMIG-D. Para essa região, foi realizada simulação por meio do *software*

EnergyPlus 8.7., utilizando o modelo *Equivalent One-Diode*. Para possibilitar a simulação anual de geração de energia elétrica, foi utilizado o arquivo climático com dados horários de temperatura, pressão atmosférica, umidade relativa, radiação solar e a velocidade do vento, do tipo TMY (LABEEE, 2016).

Para estimar o perfil de geração de energia elétrica foram utilizados resultados de simulação da geração por meio de um painel FV comercial com os seguintes dados, vistos na Tabela 3.3, utilizados como sendo os dados de entrada do modelo simulado.

Tabela 3.3 – Entradas modelo FV simulado *EquivalentOne-Diode*

Parâmetro	Valor
Número de células	18
Área ativa	2 m ²
Transmitância	0,95
Banda proibida do semicondutor	1,12 Ev
Resistência série	3.100 ohms
Corrente de curto circuito	6,5 A
Tensão de circuito aberto	63,2 V
Temperatura de referência	25 C
Irradiância de referência	1.000 W/m ²
Corrente a máxima potência	5,6 A
Tensão a máxima potência	50,5 V
Coeficiente de temperatura para a corrente de curto circuito	0,001 A/K
Coeficiente de temperatura para a tensão em aberto	-0,0038 V/K
Temperatura ambiente em teste nominal	20 C°
Temperatura do módulo em teste nominal	45 C°
Irradiância em teste nominal	800 W/m ²
Coeficiente de perda de calor	30 W/(m ² K)
Capacidade térmica	50.000 J/(m ² K)

Foi feita a simulação de geração de energia elétrica ao longo de um ano considerando a instalação do painel FV na superfície de um telhado, de forma fixa, com a face voltada ao norte e ângulo de inclinação igual a latitude do local. Tais considerações foram feitas por serem a forma recomendada de instalação de dispositivos FV (CEPEL, 2014).

Os resultados diários de geração de energia elétrica foram normalizados com base no valor de pico obtido durante o período de um ano. Após a normalização, foram traçadas curvas diárias para todos os dias do ano. Por meio da média das curvas diárias obteve-se uma curva considerada como curva de geração típica. Tal processo

foi feito para que, a partir da curva típica, pudessem ser avaliados os efeitos da geração distribuída no sistema de distribuição.

De posse da curva típica, simulou-se a inserção da geração FV dentro do sistema de distribuição da concessionária. Tais simulações foram feitas por meio da sobreposição entre as curvas de carga típicas para cada um dos tipos de consumidores em estudo e a curva de geração típica FV. Na sobreposição, foi considerada a diferença entre cada uma das curvas de carga pela curva de geração típica FV, em diferentes níveis.

A participação de geração distribuída FV foi definida em percentuais de 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100% do total de energia elétrica consumida para cada um dos tipos de consumidor avaliados no estudo. As quantidades de energia estimadas foram obtidas com base no cálculo da integral das respectivas curvas normalizadas.

Os percentuais considerados tiveram a finalidade de representar um amplo espectro de participação da inserção de geração distribuída FV para cada determinado tipo de consumidor. Para tanto, foi considerado que as curvas de fluxo de potência após a inserção da geração FV em um determinado percentual representam uma dada fração de consumidores que optaram pela geração distribuída FV própria. Para cada um dos tipos de consumidores considerados, as respectivas curvas de fluxo de potência normalizadas foram feitas para diferentes participações da geração distribuída FV.

Foi avaliado para cada tipo de consumidor em estudo, o percentual de redução da demanda considerando as curvas de carga típicas desses consumidores em relação as respectivas curvas de fluxo de potência após a inserção de diferentes percentuais de geração distribuída FV. Além da possível redução da demanda, foi analisado também o pico de geração FV definido como a potência máxima injetada na rede.

Com base nos resultados de redução da demanda e no pico de geração, foram discutidos, sob a perspectiva da concessionária de distribuição de energia elétrica, a possível contribuição de sistemas FV no adiamento de investimentos no reforço dos sistemas de distribuição, haja vista que a redução na demanda é um indicador que afeta a expectativa de crescimento e, conseqüentemente, contribui para o adiamento de reforço no sistema de distribuição.

3.4.4. Políticas de incentivo da geração distribuída por parte da concessionária de distribuição de energia elétrica

Foram avaliados do ponto de vista das concessionárias de distribuição de energia elétrica a possibilidade de adiamento de investimentos no reforço de sistemas de distribuição, propiciados pela instalação de sistemas de geração distribuída de propriedade dos consumidores. Para isso, inicialmente, foram estimadas, devido à inserção da geração distribuída FV:

- (i) A redução percentual da demanda do sistema de distribuição, R_D ;
- (ii) A redução percentual da energia elétrica fornecida pelas concessionárias, R_E ; e
- (iii) A razão entre R_D e R_E .

A razão estabelecida anteriormente foi calculada para cada dos tipos de consumidores em questão, considerando os diferentes níveis de inserção de geração distribuída FV. Tais cálculos foram feitos para possibilitar estimar se existe algum tipo de consumidor ou nível de inserção de geração distribuída FV onde possa ser mais vantajoso o adiamento de investimentos em reforços dos sistemas de distribuição. Pois, sob a perspectiva da concessionária de distribuição de energia elétrica, quanto maior for esta razão mais interessante economicamente para a concessionária é.

Foi considerado a implementação de um programa de incentivos específicos com diferentes percentuais de inserção da geração distribuída FV para as diferentes categorias de consumidores. Os incentivos podem ser criados com o objetivo de fomentar os investimentos em geração distribuída, visando possibilitar o adiamento de investimentos nos sistemas de distribuição de energia elétrica. O incentivo poderia ser oferecido àqueles grupos de consumidores até que alcançassem determinados percentuais de inserção de geração FV. O programa de incentivo seria fomentado pelas concessionárias de distribuição, tendo em vista o adiamento de investimentos.

No entanto, como os diferentes tipos de consumidores podem ter diferentes comportamentos de consumo, e conseqüentemente influenciar em diferentes proporções no adiamento de investimentos. Optou-se assim por propor uma distribuição de incentivos diferenciados por grupo de consumidores.

Assim foram propostos que os grupos de consumidores que tiveram maiores períodos de adiamento de investimentos no reforço de sistemas de distribuição e menores reduções de consumo de energia elétrica das concessionárias pela inserção de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída de energia elétrica tivessem os maiores percentuais de incentivo quanto ao investimento inicial. O programa foi proposto para cada grupo de consumidores, em função de:

- (i) A redução percentual da demanda do sistema de distribuição, R_d ;
- (ii) A redução percentual da energia elétrica fornecida pelas concessionárias; e
- (iii) Percentuais de inserção da geração distribuída.

Foram propostos que os grupos de consumidores que tiveram maiores períodos de adiamento de investimentos no reforço de sistemas de distribuição e menores reduções de consumo de energia elétrica das concessionárias tivessem os maiores percentuais de incentivo.

3.4.5. Estudo de caso para consumidores rurais

Simulou-se um subsistema de distribuição de energia elétrica alimentando um conjunto de hipotético de dez consumidores em baixa tensão, por meio de um transformador exclusivo. Inicialmente, foram supostas curvas de carga para cada desses consumidores, considerando:

- (i) demanda entre 2,5 e 4,0 kW;
- (ii) faixa de consume mensal entre 700 e 900 kWh; e
- (iii) diferentes perfis de consumo.

Respeitando as considerações anteriores, foram obtidas as dez curvas de carga para cada dos consumidores. Para esse conjunto, efetuou-se 20 simulações denominadas de A até T. Na simulação A considerou-se que nenhum dos consumidores possuíam geração distribuída FV. Na simulação B considerou-se o

primeiro consumidor com geração distribuída FV, assim sucessivamente até a simulação K, onde foi considerada inserção da geração distribuída FV exclusivamente para o décimo consumidor. Da simulação L em diante, foram considerados número crescente de consumidores aderindo a geração distribuída FV.

Para esse grupo de dez consumidores rurais, foi calculado o tempo até que houvesse a necessidade de reforço do sistema de distribuição por meio da Equação 3.1, para cada das 20 simulações. Também se calculou os custos que a concessionária teria para substituir condutor e transformador para reforçar o sistema, pela equação 3.5.

Dimensionou-se a potência de pico um sistema FV para atender a cada um dos dez consumidores, por meio na Equação 3.8

$$P_P = \frac{D_I A_R}{A_{FV}} \quad (3.8)$$

em que:

P_P = potência de pico um sistema FV, em kW;

A_R = área sob a curva diária de carga normalizada pelo valor de pico para consumidores, adimensional; e

A_{FV} = área sob a curva de geração FV diária média normalizada pelo valor de pico, adimensional.

Foi proposto que parte do valor presente líquido do capital que será investido pela concessionária para recondução e substituição de transformador pudesse ser revertido como incentivo para a geração distribuída FV.

Calculou-se o valor da receita bruta anual cessante para a concessionária, devido a inserção da geração distribuída, por meio da equação 3.9. Utilizou-se o valor da tarifa de consumo de energia elétrica de 0,47753 R\$/kWh e o valor da tarifa mínima referente ao custo de disponibilidade igual a 100 kWh/mês (CEMIG, 2019c). A parcela paga do consumo de energia elétrica destinada à concessionária de distribuição foi de 31,52 % (CEMIG, 2019b).

$$V_L = 12 C_{ER} P_C (C_{ME} - 100) \quad (3.9)$$

em que:

V_L = valor da receita bruta anual cessante para a concessionária, em R\$/ano;

C_{ER} = tarifa de consumo de energia elétrica, em R\$/kWh;

P_C = parcela paga da conta de energia elétrica destinada à concessionária de distribuição, adimensional; e

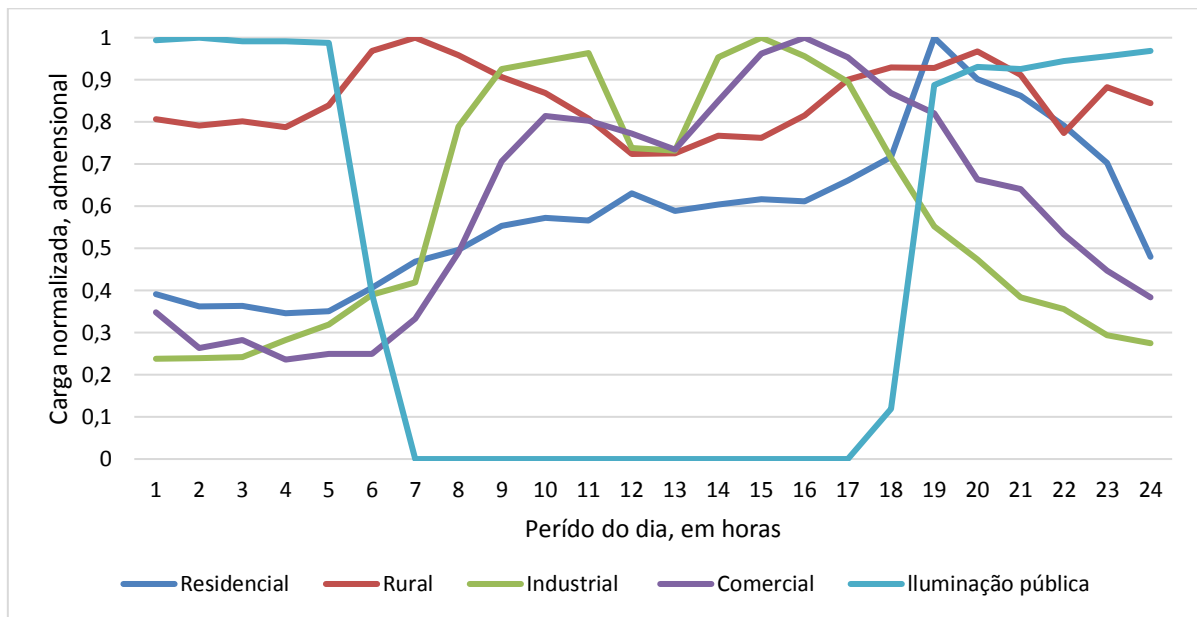
C_{ME} = consumo mensal, em kWh.

3.5. Resultados e discussão

3.5.1. Reforço de sistemas elétricos de distribuição

As curvas de carga típicas normalizadas de consumidores dos grupos residencial, rural, industrial, comercial e iluminação pública são vistas na Figura 3.1. Nesta, observa-se que cada desses grupos de consumidores apresenta comportamentos de consumo particular. Ressalta-se que as curvas utilizadas são consideradas típicas segundo dados da CEMIG-D. Caso seja abordado um sistema ou subsistema de distribuição particular, deve-se avaliar a curva de carga dos consumidores que o compõem afim de determinar, precisamente, as características de funcionamento desses. O que se propõe a fazer é uma avaliação abrangente sobre consumidores alimentados pelos sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Para tal fim, obtidas curvas de carga típicas normalizadas.

Figura 3.1 – Curvas de carga típicas para diferentes tipos de consumidores em baixa tensão



Fonte: (CEMIG, 2009 apud COUTO, 2010; PESSANHA *et al.*, 2015)

O fator de utilização de sistemas de distribuição foi obtido considerando que o fator de utilização dos transformadores possa ser tipicamente representativo dos sistemas de distribuição, visto que nas condições de projeto, as potências nominais dos equipamentos devem ser compatíveis. De tal modo, justifica-se considerar que o fator de utilização possa ser estimado com base no dos transformadores trifásicos, já que esses são a maioria nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Segundo Méffe (2001), o fator de utilização médio de transformadores é de 0,42, enquanto que em algumas situações se aproxima de 0,76. Deste modo, para o cálculo do fator de utilização de sistemas de distribuição, levou-se em conta esses dois valores.

Foi considerada a previsão do crescimento da demanda de energia elétrica, segundo a Empresa de Pesquisa Energética, (EPE, 2017). Essa previsão traz estimativas de crescimento para o período de 2017 até o ano de 2026. Segundo a estimativa, espera-se que o consumo de energia tenha o seguinte padrão de crescimento, visto na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Projeção de crescimento no consumo de energia elétrica esperado para diferentes categorias de consumidores no Brasil, de 2016 a 2026

Tipo de consumidor	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
Expectativa de crescimento (a.a.)	3,9%	2,9%	3,9%	4,0%	3,6%

Fonte: (EPE, 2017).

Foi estimado o tempo, em anos, para que o sistema de distribuição tenha necessidade de reestruturação considerando crescimentos lineares de 3,6% ou 3,9% na demanda de energia elétrica. Essas duas possibilidades foram adotadas, pois, a de 3,6% representa a estimativa média de todos os consumidores, enquanto a de 3,9% é a expectativa segundo consumidores residenciais, que representam a maioria dos consumidores em baixa tensão. Na Tabela 3.5 são vistas estimativas de tempo, em anos, para que o sistema de distribuição tenha necessidade de reestruturação, considerando que ela seja necessária quando o fator de utilização se iguale a unidade. São vistas diferentes estimativas considerando o fator de utilização médio e máximo iguais a 0,42 e 0,76, respectivamente.

Tabela 3.5 – Estimativas de tempo até a necessidade de reforço do sistema elétrico de distribuição considerando diferentes possibilidades de crescimento anual na demanda de energia elétrica e fatores de utilização

Cenário	Fator de utilização atual	Crescimento (% a.a.)	Tempo até a necessidade de reforço (anos)
01	0,42	3,6	24,5
02	0,42	3,9	22,7
03	0,76	3,6	7,8
04	0,76	3,9	7,2

Por meio dos dados da Tabela 3.3, pode-se observar que o intervalo de tempo para haver necessidade de reforço no sistema elétrico de distribuição pode estar situado no intervalo de 7,2 a 24,5 anos aproximadamente. Os cenários simulados indicam que, em menos de oito anos, pode-se haver a necessidade de reestruturação de sistema, embora essa necessidade possa ser ainda mais imediata, pois podem existir trechos de um determinado sistema de distribuição com maior fator de utilização ou existirem aumentos de carga.

3.5.2. Metodologia tradicional para reforço de redes de distribuição

Segundo as normas da CEMIG-D, os condutores para as redes de distribuição em baixa tensão podem ser de dois tipos: isolados ou nus. Segundo a norma da própria concessionária, o padrão de instalações prioriza condutores isolados (CEMIG, 2014). Deste modo, considerando a predominância de redes do tipo aérea e com condutores isolados, foram consultados dados referentes a condutores multiplexados

em alumínio que atendem às especificações técnicas da concessionária. É interessante ressaltar que o cabo neutro deve ter sempre a mesma seção, independente das fases.

Na Tabela 3.6, são vistos dados referentes a condutores para redes de distribuição aéreas isoladas na área de concessão da CEMIG, com cabos multiplexados e autossustentados, para os sistemas bifásico e trifásico com tensões secundárias entre fase e neutro de 120 e 127 V, respectivamente. O valor de sucata desses condutores foi obtido por meio da Equação 3.2, as potências máximas admissíveis foram obtidas por meio das equações 3.3 e 3.4.

Tabela 3.6 – Dados de custo, valor de sucata e potência máxima admissível para condutores em alumínio do tipo tríplex e quadruplex com neutro em alumínio liga 6201.

Cabos multiplex de baixa tensão	Valor de sucata (R\$/ km)	Valor de sucata (em % do custo)	Potência máxima admissível (kVA)
2 x 1 x 35+70*	1.134,00	13,66	30,96
2 x 1 x 70+70	1.701,00	12,60	46,08
3 x 1 x 35+70	1.417,50	13,50	49,15
3 x 1 x 70+70	2.268,00	14,18	73,15
3 x 1 x 120+70	3.483,00	12,44	99,82

* 2 x 1 x 35+70 significa 2 condutores isolados de 35 mm² e um neutro nu de 70 mm²

Fonte: (CEMIG, 2014; CEMIG, 2016)

Os valores de sucata foram estimados exclusivamente considerando o alumínio presente nos condutores a 3 R\$/kg. Os custos são referentes ao valor de mercado desses materiais novos, segundo cotação em empresas do ramo para a venda, em quantidades superiores a 1 km. A cotação foi feita dessa forma, com vistas a estimar, de modo mais coerente, os custos e valores de sucata para as concessionárias de energia, tendo em vista que a reestruturação de redes de distribuição pode requerer grandes quantidades de materiais.

Na Tabela 3.7, são vistos dados referentes aos transformadores para redes de distribuição. As potências e tipo de ligação estão em concordância com as normas da CEMIG-D para os sistemas monofásico e trifásico com classe de tensão primária de 15 kV. Os transformadores tabelados possuem especificações nominais que atendem os requisitos da norma ND 3.1 da CEMIG-D (CEMIG, 2014). Os valores de sucata foram estimados de acordo com Copel (2016). Os custos são referentes ao valor de mercado desses materiais novos, segundo cotação em empresa do ramo, por unidade.

Tabela 3.7 – Dados técnicos de transformadores empregados pela CEMIG-D para distribuição de energia elétrica

Transformadores (kVA)	Tipo de ligação	Custo (R\$)	Valor de sucata (R\$)	Valor de sucata (em % do custo)
5	Monofásico	2.000,00	48,40	2,17
10	Monofásico	2.350,00	96,81	3,70
15	Monofásico	2.600,00	145,21	5,01
25	Monofásico	3.100,00	242,02	7,01
37,5	Monofásico	4.300,00	358,19	7,48
15	Trifásico	3.900,00	145,21	3,34
30	Trifásico	4.900,00	290,43	5,32
45	Trifásico	6.000,00	435,64	6,52
75	Trifásico	7.900,00	726,06	8,25
112,5	Trifásico	10.200,00	1.089,10	9,58
150	Trifásico	11.900,00	1.452,13	10,95
225	Trifásico	18.000,00	2.178,19	10,86
300	Trifásico	23.000,00	2.904,26	11,33

Fonte: (CEMIG, 2014; COPEL, 2016; ROMAGNOLE, 2019).

Na Tabela 3.8 têm-se os resultados das simulações de recondução e de troca de transformadores, nessas situações foram consideradas as trocas de equipamentos por bitolas imediatamente superiores.

Tabela 3.8 – Resultados provenientes do reforço de sistemas de distribuição de energia elétrica

Tipo de equipamento	Tipo de sistemas de distribuição	Modelo de equipamento atual e (Novo)	Custo por unidade de substituição de equipamento (R\$/und.**)	Potencial de ganho com energia elétrica adicional, (R\$/hora)	Tempo de faturamento necessário para cobrir os custos (horas)
Condutor	Monofásico	2 x 1 x 35+70* (2 x 1 x 70+70)	12.366,00	2,91	4246
Condutor	Trifásico	3 x 1 x 35+70 (3 x 1 x 70+70)	14.582,50	4,62	3154
Condutor	Trifásico	3 x 1 x 70+70 (3 x 1 x 120+70)	25.732,00	6,88	3739
Transformador	Monofásico	5 (10)	2.301,60	0,47	4893
Transformador	Monofásico	10 (15)	2.503,19	0,94	2661
Transformador	Monofásico	15 (25)	2.954,79	1,41	2094
Transformador	Monofásico	25 (37,5)	4.057,98	2,35	1725
Transformador	Trifásico	15 (30)	4.754,79	1,41	2510
Transformador	Trifásico	30 (45)	5.709,57	2,82	1685
Transformador	Trifásico	45 (75)	7.464,36	4,23	1349
Transformador	Trifásico	75 (112,5)	9.473,94	7,06	1058
Transformador	Trifásico	112,5 (150)	10.810,90	10,58	895
Transformador	Trifásico	150 (225)	16.547,87	14,11	766
Transformador	Trifásico	225 (300)	20.821,81	21,17	782

* 2 x 1 x 35+70 significa 2 condutores isolados de 35 mm² e um neutro de 70 mm². ** Para condutores, und. se refere a 1 km.

Na Tabela 3.8 foi utilizado o custo médio da energia elétrica para consumidores sem impostos no Brasil igual a 0,49 R\$/kWh (ANEEL, 2019a). Foram considerados o fator de potência de 0,80 e o fator de utilização igual a 0,76. Pela Equação 3.5 foi estimado o custo de substituição de condutor ou transformador. Por meio das equações 3.5 e 3.6, foram obtidos o valor da energia elétrica adicional que pode ser fornecida por sistema de distribuição reforçado e o tempo de faturamento adicional mínimo necessário para cobrir os custos com transformadores e/ou condutores para reforço dos sistemas de distribuição, considerando regime de plena carga.

Nesse trabalho, foi considerada a possibilidade de crescimento linear da demanda, logo, foram adotadas as bitolas imediatamente superiores as atuais, no entanto, outras metodologias de reforço poderiam ser consideradas. Aumentos bruscos da demanda ou outras eventualidades não foram avaliados.

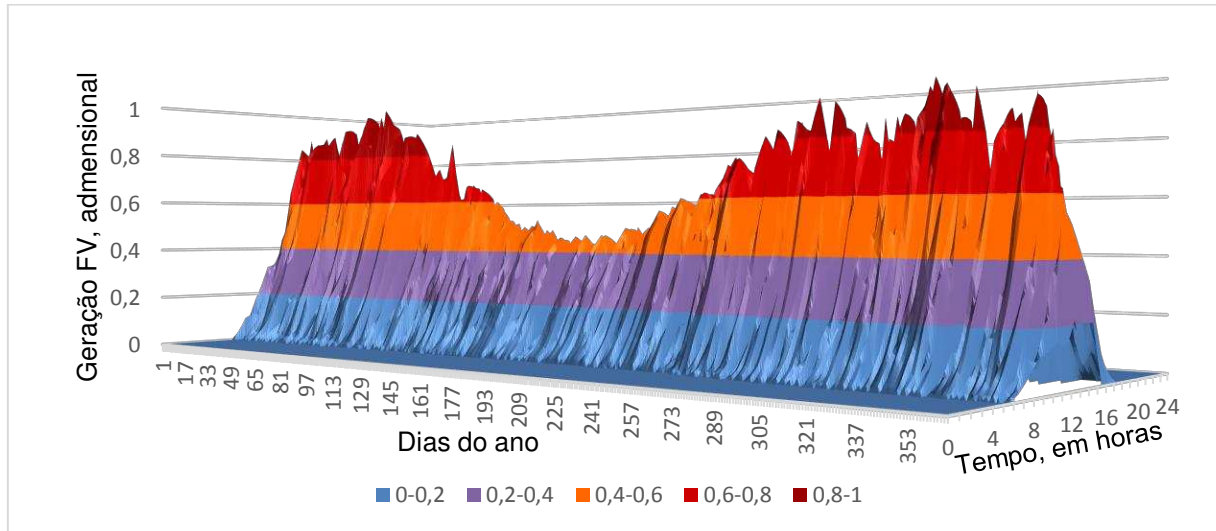
As duas variáveis consideradas para reforço de rede, ou seja, o recondutoramento e a troca de transformadores foram estudadas por serem mais relevantes na maioria dos trabalhos em que se pretende realizar a expansão de sistemas de distribuição. Entretanto, outros equipamentos podem ser necessários para aumento da capacidade de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Os custos de mão de obra envolvidos na substituição dos equipamentos não foram considerados, visto que os mesmos podem ser dependentes do tipo de instalação e das condições envolvidas no processo. Logo, para um estudo de caso pontual, sugere-se que esses custos sejam considerados juntamente com os demais associados ao processo de reforço e expansão de redes de distribuição.

3.5.3 Efeito da geração distribuída FV em sistemas de distribuição

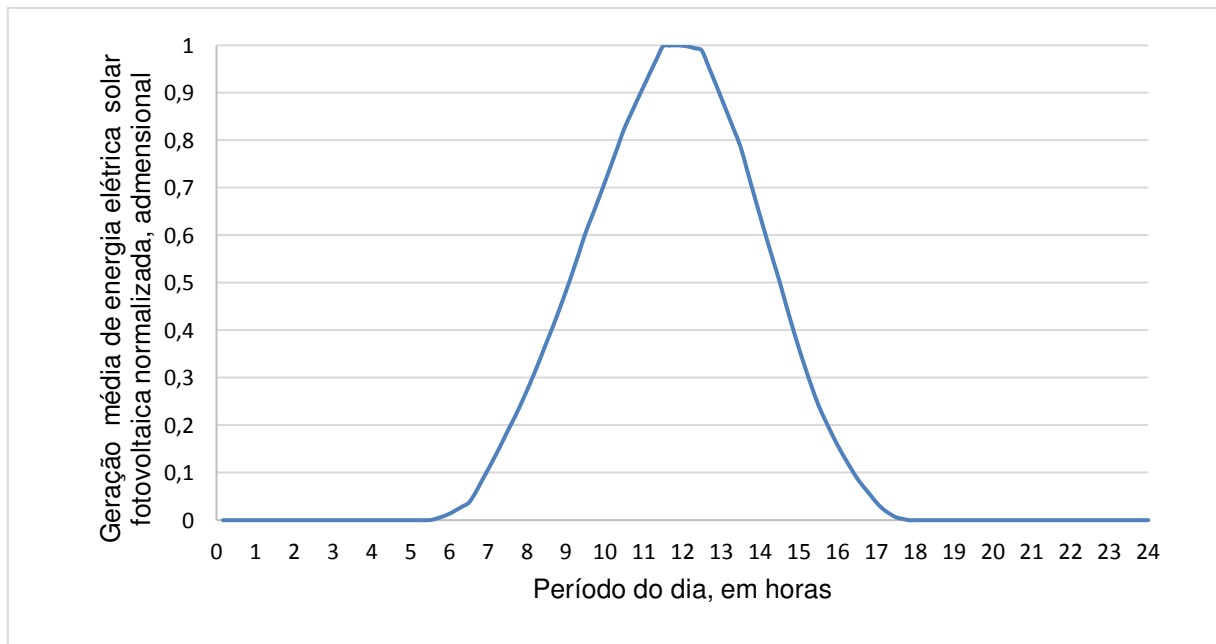
Na Figura 3.2 são vistas as curvas referentes ao perfil de geração FV diário para um ano completo, os dados foram normalizados considerando o valor de pico obtido durante o período. Na simulação, foi considerado um sistema FV na localidade de Viçosa – MG, outros locais para a simulação seriam possíveis, dadas as dimensões do mercado da concessionária. Entretanto, o que se espera da simulação é a curva típica da geração solar FV diária, assim, simulações envolvendo outras localidades dentro da área de concessão, possivelmente, não trariam alterações significativas da curva média de geração.

Figura 3.2 – Curvas de geração FV diárias normalizada para o período de um ano na cidade de Viçosa - MG latitude $-20^{\circ} 45' 17''$, longitude $-42^{\circ} 52' 57''$



A partir das curvas vistas na Figura 3.2, foi obtida uma curva média, que pode ser vista na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Curva média de geração FV horária normalizada na cidade de Viçosa - MG latitude $-20^{\circ} 45' 17''$, longitude $-42^{\circ} 52' 57''$

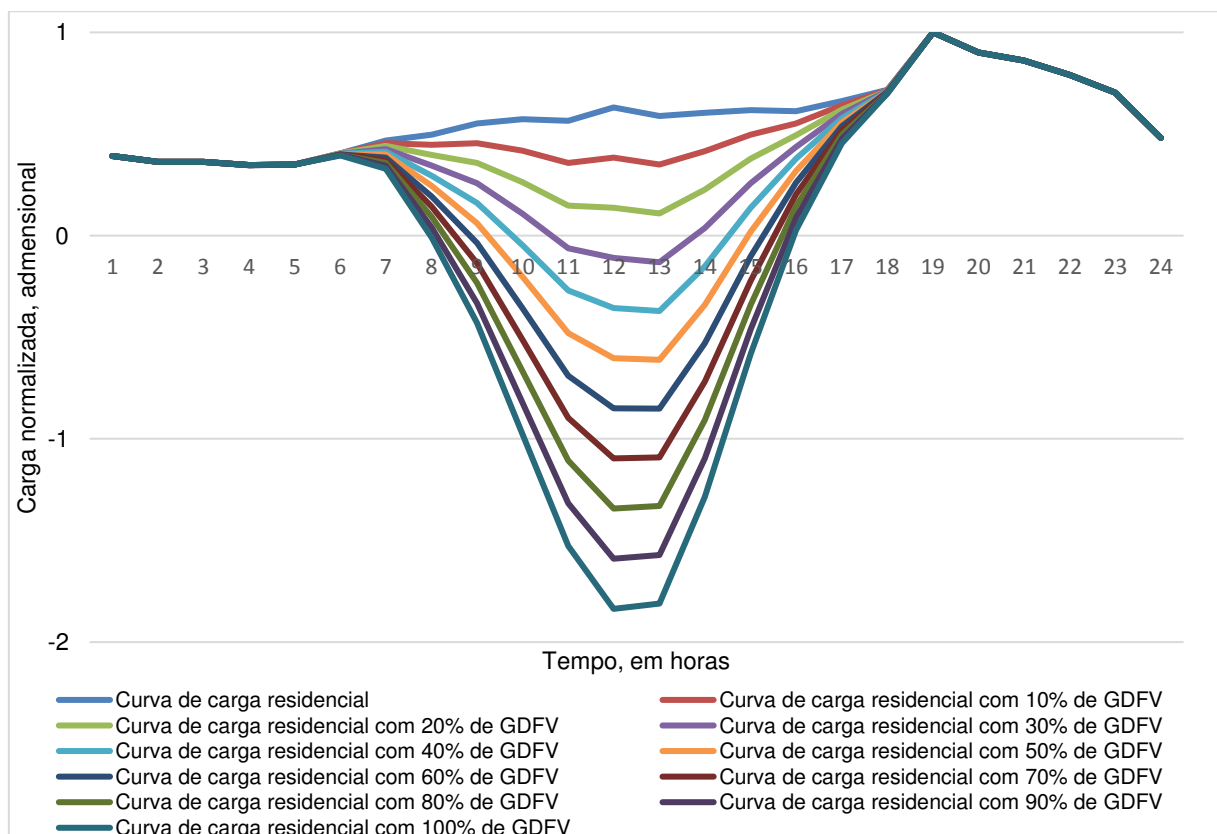


A curva média de geração FV horária normalizada tem o propósito de permitir a avaliação simplificada dos efeitos da geração distribuída FV nas curvas de carga de

consumidores que venham a optar pela instalação de sistemas de geração distribuída. Nesse estudo, se considera apenas o perfil da geração normalizado, visto que sistemas FV são modulares, ou seja, a potência instalada depende basicamente do número de painéis, mas o perfil horário da geração independe do número destes, por isso a curva média de geração foi normalizada em seu valor de pico, com vias a possibilitar visualização do perfil da geração distribuída FV.

Na Figura 3.4, são vistos os resultados da inserção da geração distribuída FV em diferentes percentuais do total de consumidores do tipo residencial. Destaca-se que, considerando o perfil de consumo desse tipo de consumidor, não foi observada redução da demanda, visto que esta ocorre em um horário no qual a geração FV solar não ocorre.

Figura 3.4 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo residencial para diferentes percentuais de GDFV própria

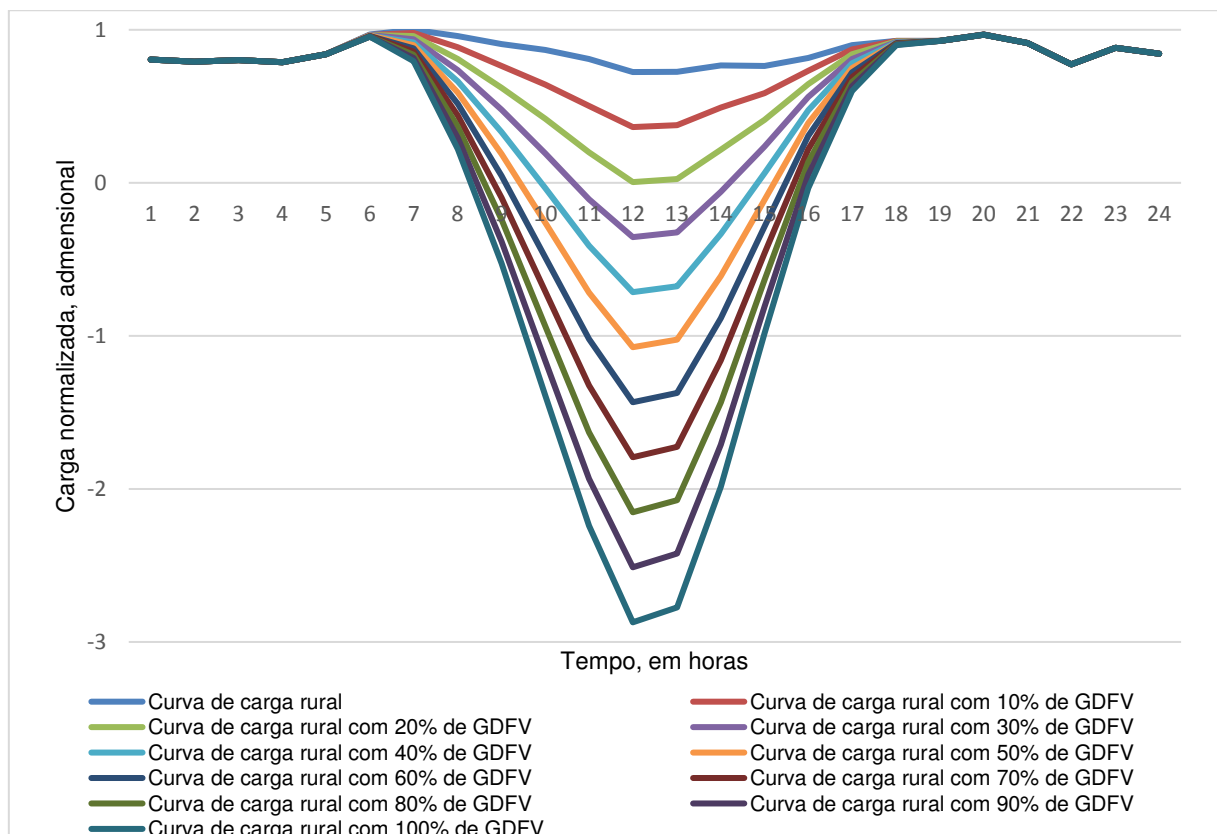


Observa-se que a adição de sistemas FV para até 20% dos consumidores residenciais tem efeito positivo por reduzir a curva de demanda, no entanto, quando foram acrescentados os percentuais de inserção, para níveis aproximadamente

superiores a 70%, foi observado que o pico de geração atinge valores, em módulo, maior que a unidade. Isso implica que, ao invés da geração distribuída FV desempenhar papel de adiamento no investimento das redes de distribuição, pode propiciar situações contrárias. Tais resultados foram obtidos considerando exclusivamente o perfil de consumidores residenciais típicos, entretanto, análises de grupos particulares de consumidores podem fornecer outros resultados.

Na Figura 3.5, são vistos os resultados da inserção da geração distribuída FV em diferentes percentuais para consumidores do tipo rural. Destaca-se que, considerando o perfil de consumo desse tipo de consumidor, foi observada uma redução da demanda no período inicial da manhã. A adição de sistemas FV para até 20% dos consumidores rurais tem efeito positivo por reduzir a curva de demanda. No entanto, quando são acrescentados os percentuais para níveis superiores a 50%, foi observado que o pico de geração atinge valores, em módulo, maiores que a unidade. Isso implica que a geração distribuída FV pode antecipar o investimento das redes de distribuição.

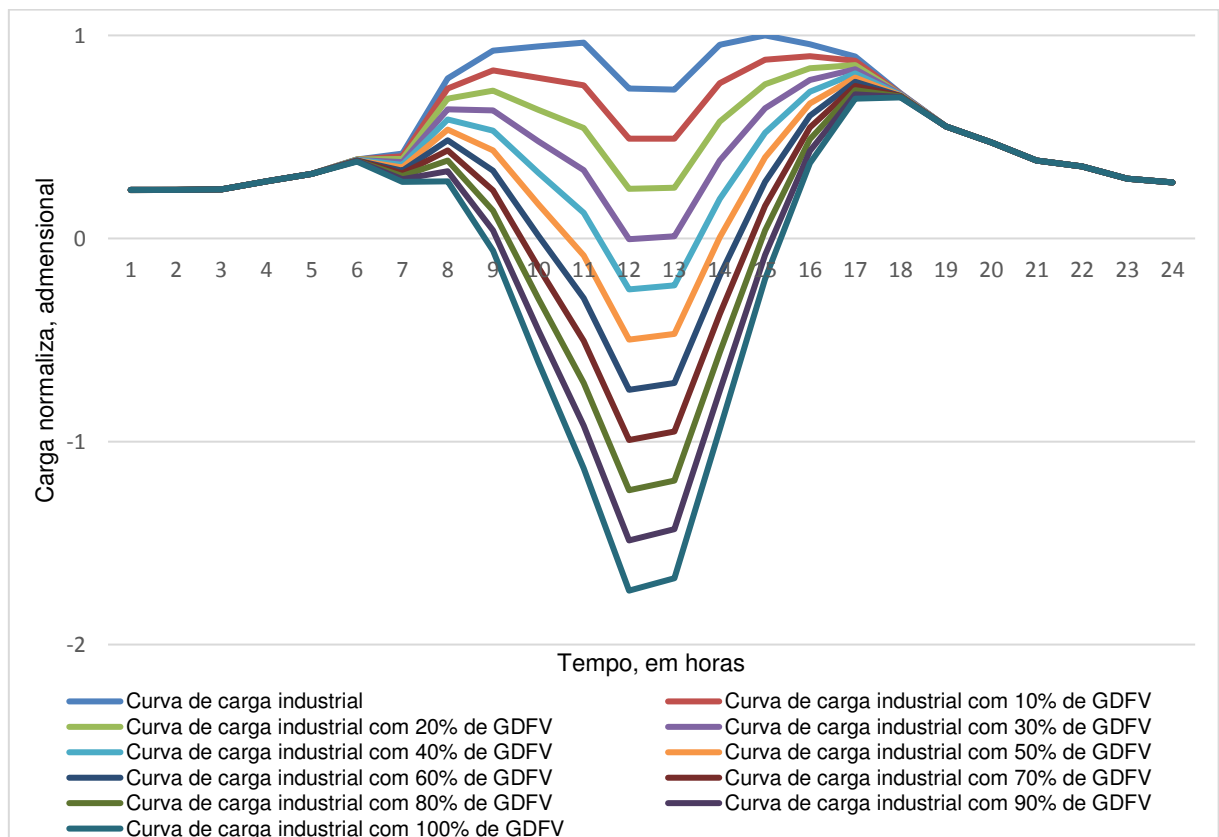
Figura 3.5 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo rural para diferentes percentuais de GDFV própria



Dessa forma, conclui-se que a inserção da geração distribuída para consumidores do tipo rural pode trazer maiores impactos do que para residenciais, e essa diferença pode ser observada quando se considera a inserção de geração distribuída para independência de todos os consumidores (100%). Pois no caso rural, o pico de geração é aproximadamente 56% maior do que no caso residencial, no entanto, a inserção em percentuais menores, pode possibilitar a redução da demanda, o que não acontece para consumidores do tipo residencial.

Na Figura 3.6, são vistos os resultados da inserção da geração distribuída FV em diferentes percentuais para consumidores do tipo industrial. Destaca-se que, considerando o perfil de consumo desse tipo de consumidor, foi observada uma redução significativa da demanda.

Figura 3.6 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo industrial para diferentes percentuais de GDFV própria

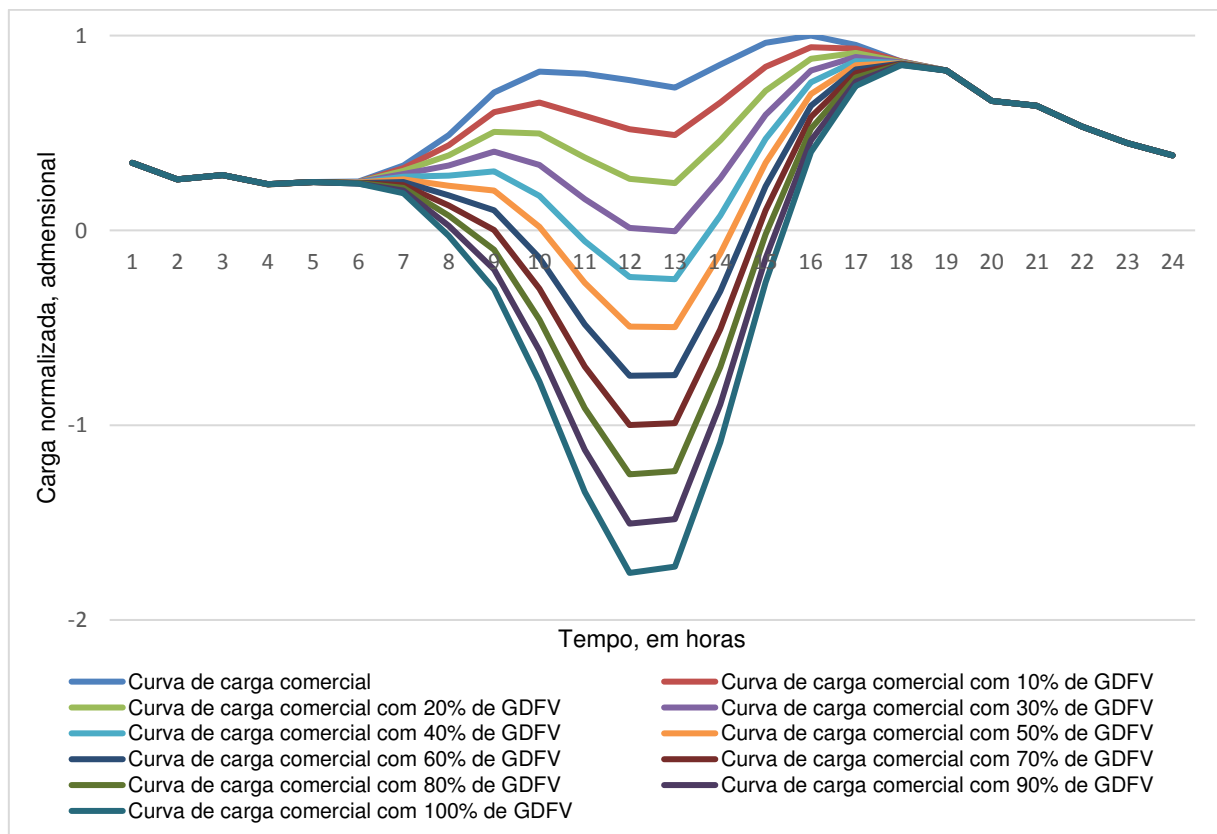


Assim como no caso de consumidores rurais, a inserção da geração distribuída FV se mostra promissora para reduzir a curva de demanda de consumidores do tipo industrial, porém com maior intensidade. Quando foram

acrescidos os percentuais de inserção de geração distribuída FV para níveis superiores a 70%, foi observado que o pico de geração atinge valores, em módulo, maiores que a unidade. Isso implica que ao invés da geração distribuída FV desempenhar papel de adiamento no investimento das redes de distribuição, pode propiciar situações contrárias.

Na Figura 3.7 são vistos os resultados da inserção da geração distribuída FV em diferentes percentuais para consumidores do tipo comercial.

Figura 3.7 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo comercial para diferentes percentuais de GDFV própria

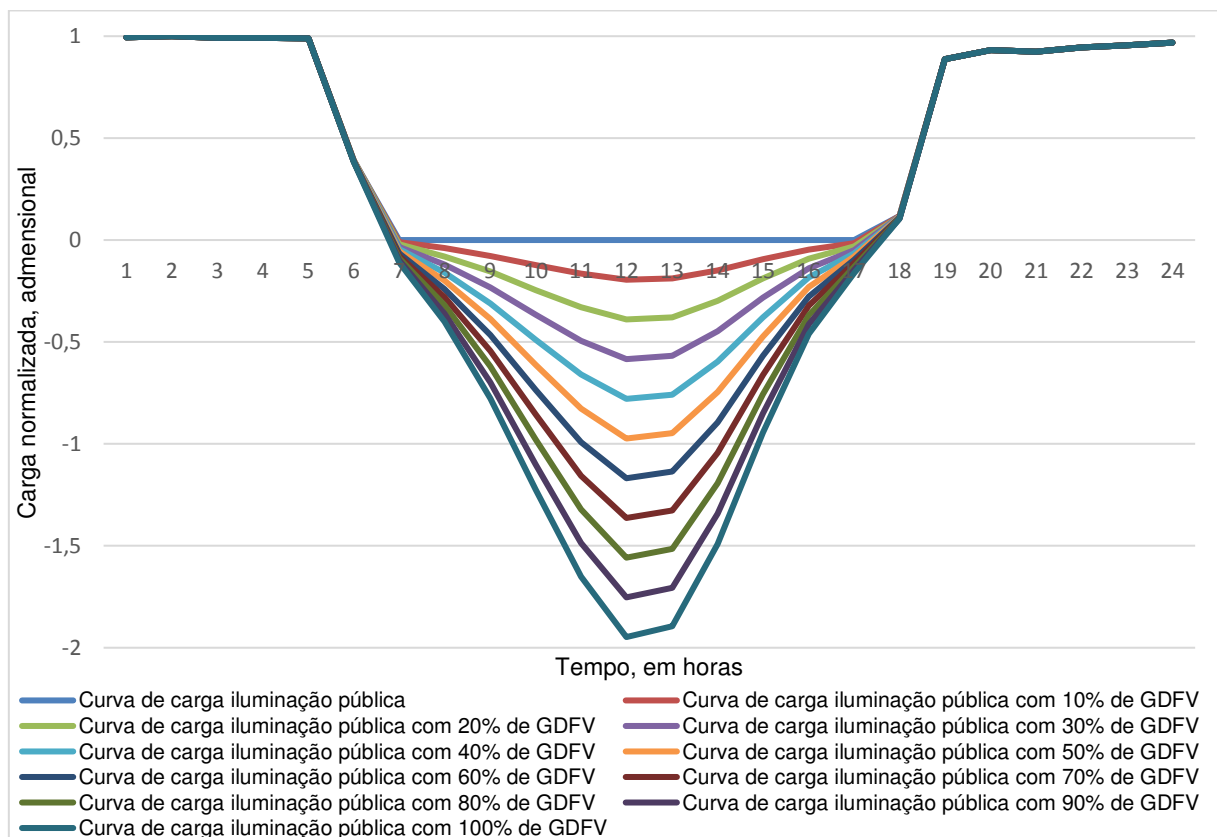


Destaca-se que considerando o perfil de consumo desse tipo de consumidor, foi observada redução da demanda, porém com menor intensidade do que para o caso industrial. A inserção da geração distribuída FV pode ser promissora também para reduzir a curva de demanda desse tipo de consumidor, assim como nos dois casos anteriores, por conseguinte, possibilitando o adiamento nos investimentos em reforços nos sistemas de distribuição de energia elétrica. No entanto, quando são acrescidos os percentuais de inserção de geração distribuída FV para níveis aproximadamente

superiores a 70%, são observados que o pico de geração atinge valores, em módulo, maiores que a unidade. Isso implica que ao invés da geração distribuída FV desempenhar papel de adiamento no investimento das redes de distribuição, pode propiciar situações contrárias.

Na curva 3.8, tem-se os efeitos da inserção da geração distribuída para consumidores do tipo iluminação pública. Nesses casos, não existem reduções da demanda, no entanto, a inserção de geração distribuída em níveis aproximadamente superiores a 50% pode causar efeitos prejudiciais, pois o pico de geração se torna maior do que a carga, em módulo, podendo causar efeitos contrários ao adiamento de investimentos em sistemas de distribuição de energia.

Figura 3.8 – Curva de fluxo de potência normalizada pela demanda para consumidores do tipo Iluminação pública para diferentes percentuais de GDFV própria



Na Tabela 3.9, são vistos os percentuais de redução da demanda para diferentes níveis de inserção da geração distribuída FV. Nas situações em que a geração distribuída alcançou valores potência injetadas maiores do que o valor de pico da curva original, têm-se resultados negativos.

Tabela 3.9 – Percentual de redução da demanda das curvas de fluxo de potência para diferentes tipos de consumidores devido a inserção da geração distribuída FV

Inserção de GDFV, em %	Percentual de redução da demanda de pico, em %				
	Residencial	Rural	Industrial	Comercial	Iluminação pública
10	0,0	2,0	10,2	6,0	0,0
20	0,0	3,2	14,6	8,9	0,0
30	0,0	3,2	16,7	11,0	0,0
40	0,0	3,2	18,7	13,1	0,0
50	0,0	-7,4*	20,8	14,2	0,0
60	0,0	-43,3*	22,9	14,4	-16,9*
70	-9,6*	-79,3*	0,7	0,1	-36,3*
80	-34,3*	-115,3*	-24,9*	-25,2*	-55,8*
90	-59,0*	-151,2*	-48,7*	-50,5*	-75,3*
100	-83,6*	-187,2*	-73,4*	-75,8*	-94,8*

*Nas situações em que a geração distribuída alcançou valores potência injetadas maiores do que o valor de pico da curva original, têm-se resultados negativos.

Pode-se observar que os percentuais de redução da demanda dependem essencialmente do tipo de consumidor e do percentual de inserção da geração distribuída FV. Os resultados demonstram que esses percentuais podem atingir aproximadamente 22,9% de redução da demanda, o que pode representar um adiamento de investimentos nos sistemas de distribuição, de 5,9 anos, pela aplicação da Equação 3.1 considerando que a projeção de crescimento no consumo de energia elétrica seja em média 3,6% a.a. (EPE, 2017).

3.5.4. Políticas de incentivo da geração distribuída por parte da concessionária de distribuição de energia elétrica

Na Tabela 3.10 têm-se a razão entre R_D (redução percentual da demanda do sistema de distribuição) e R_E (redução percentual da energia elétrica fornecida pelas concessionárias). Além dessa razão, tem-se também na tabela os percentuais propostos de incentivo à geração distribuída, onde 100% indica a situação onde se sugere máximo incentivo a GDFV, os demais percentuais foram calculados pela ponderação do percentual de atratividade.

Do ponto de vista da concessionária de distribuição de energia elétrica, o maior potencial de atratividade, indica que há uma maior vantagem estratégica na aplicação da GDFV como medida para adiar investimentos. Esse efeito positivo se deve à redução da demanda, enquanto que é negativa caso o pico de geração

ultrapasse a demanda da curva de carga. Percentuais maiores, em módulo, podem indicar que a redução na demanda é mais significativa para um mesmo percentual de inserção de GDFV.

Os percentuais propostos de incentivo à geração distribuída, vistos em parêntesis na Tabela 3.10, foram calculados de forma que ele fosse linearmente proporcional aos maiores potenciais de redução da demanda. Essa proposta de incentivo leva em conta diferentes níveis de inserção da GDFV para determinados tipos de consumidores. Tal modelo foi baseado nos moldes das tarifas prêmio adotadas em diferentes países.

Tabela 3.10 – Razão entre a redução da demanda e a energia que deixa de ser fornecida pelas concessionárias para diferentes tipos de consumidores e proposta de divisão de incentivos para fomento da GDFV

Inserção de GDFV, em %	Razão da redução da demanda pela inserção da geração distribuída FV, adimensional e (percentual de distribuição de incentivo a GDFV, em %)				
	Residencial	Rural	Industrial	Comercial	Iluminação pública
10	0,00 (0,00)	0,20 (19,88)	1,02 (100,00)	0,60 (58,39)	0,00 (0,00)
20	0,00 (0,00)	0,16 (15,62)	0,73 (71,33)	0,45 (43,50)	0,00 (0,00)
30	0,00 (0,00)	0,11 (10,41)	0,56 (54,25)	0,37 (35,85)	0,00 (0,00)
40	0,00 (0,00)	0,08 (7,81)	0,47 (41,77)	0,33 (32,03)	0,00 (0,00)
50	0,00 (0,00)	-0,15* (0,00)	0,42 (40,59)	0,28 (27,70)	0,00 (0,00)
60	0,00 (0,00)	-0,72* (0,00)	0,38 (37,17)	0,24 (23,41)	-0,28* (0,00)
70	-0,14* (0,00)	-1,13* (0,00)	0,01 (1,02)	0,00 (0,10)	-0,52* (0,00)
80	-0,43* (0,00)	-1,44* (0,00)	-0,30* (0,00)	-0,32* (0,00)	-0,70* (0,00)
90	-0,66* (0,00)	-1,68* (0,00)	-0,54* (0,00)	-0,56* (0,00)	-0,84* (0,00)
100	-0,84* (0,00)	-1,87* (0,00)	-0,73* (0,00)	-0,76* (0,00)	-0,95* (0,00)

*Valores negativo indicam que a energia injetada pelos sistemas de geração distribuída FV superam a demanda absorvida da concessionária.

Para determinados tipos de consumidores, como os residenciais e iluminação pública, observou-se que a inserção da geração distribuída nos moldes atuais pode não ser uma alternativa viável para o adiamento de investimentos nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Mesmo assim, outras alternativas são possíveis, dentre elas pode-se citar o armazenamento de energia elétrica, pois, caso fossem adotados, poderiam tornar os sistemas de iluminação pública praticamente independentes do sistema de distribuição. Apesar disso, sugere-se que a interconexão com o sistema de distribuição seja mantida como alternativa de backup para suprir determinadas eventualidades que podem ocorrer. Assim podem existir

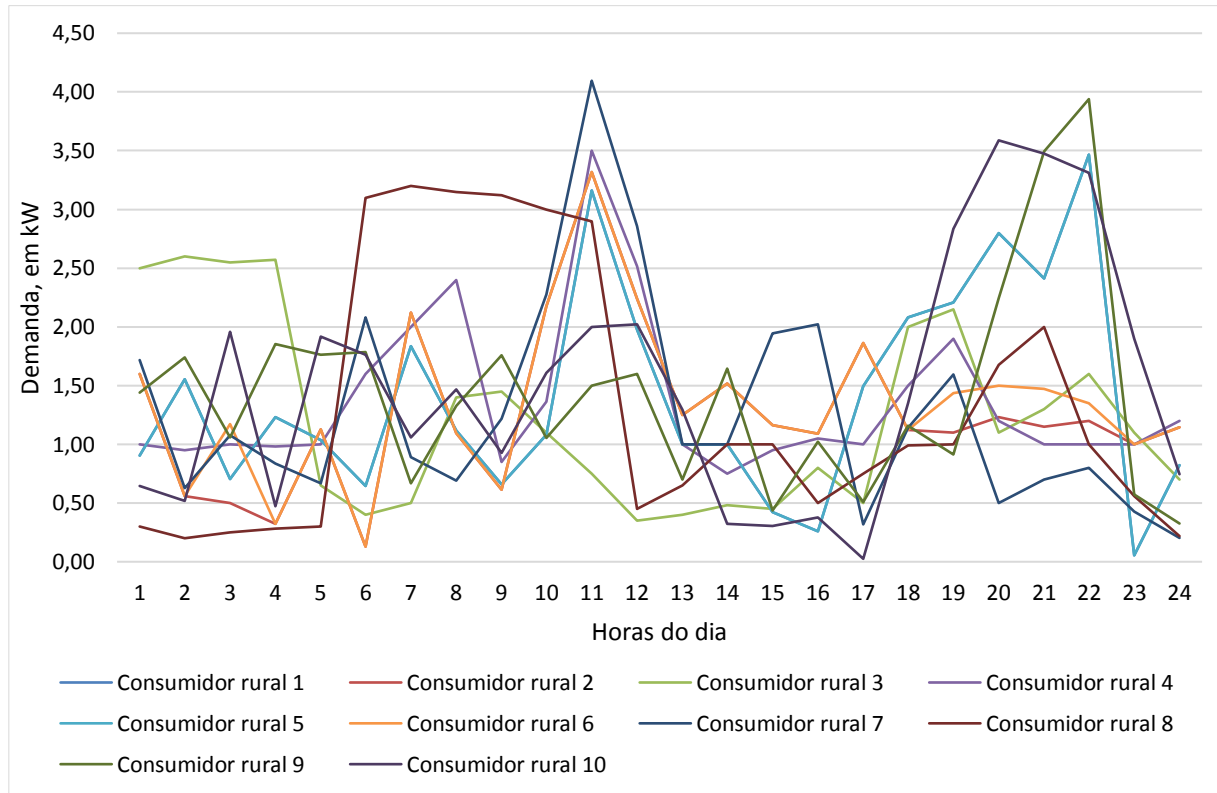
sistemas de iluminação pública com mais confiabilidade e robustez em relação aos atuais.

Na mesma linha, os consumidores residenciais podem ser beneficiados pelos sistemas de armazenamento de energia elétrica. Esses sistemas podem ser obtidos por meio da integração com um carro elétrico por exemplo. Assim poderia haver redução da demanda desde que os dispositivos de armazenamento sejam coordenados com esse objetivo. Destaca-se também a importância de tarifas que possam diferenciar o preço da energia elétrica de acordo com o horário de utilização, o que se vislumbra com a tarifa branca brasileira (ANEEL, 2019b).

3.5.5. Estudo de caso para consumidores rurais

Na Figura 3.9 têm-se as curvas de carga utilizadas para os dez consumidores rurais considerados no estudo de caso.

Figura 3.9 – Curvas de carga horaria de demanda para dez consumidores rurais.



Para fins de aplicação da metodologia neste estudo de caso, considerou-se um cenário composto por dez consumidores rurais alimentados em baixa tensão. Supôs-se que esses consumidores estejam ligados através de um transformador de 45 kVA e um condutor 3 x 1 x 70 + 70 com extensão total de 2 km. Considerou-se que esses consumidores possam apresentar crescimento na demanda igual ao da média desse tipo de consumidor, estimado em de 4% a.a.

Definida a situação atual do sistema em questão, foram dimensionadas as potências de pico de sistemas FV para atender a cada consumidor pela equação 3.8. As potências instaladas de geração distribuída por consumidor são vistas na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Potências instaladas de geração distribuída FV simuladas para consumidores rurais

	Consumidores Rurais										Simulação	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	A
	5,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	B
	0,00	5,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	C
	0,00	0,00	5,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	D
	0,00	0,00	0,00	5,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	E
	0,00	0,00	0,00	0,00	5,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	F
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	G
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,39	0,00	0,00	0,00	0,00	H
Potência instalada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,55	0,00	0,00	0,00	I
de geração	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,06	0,00	0,00	J
distribuída por	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,30	0,00	K
consumidor (kWp)	5,96	5,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	L
	5,96	5,38	5,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	M
	5,96	5,38	5,16	5,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	N
	5,96	5,38	5,16	5,75	5,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	O
	5,96	5,38	5,16	5,75	5,96	5,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	P
	5,96	5,38	5,16	5,75	5,96	5,69	5,96	0,00	0,00	0,00	0,00	Q
	5,96	5,38	5,16	5,75	5,96	5,69	5,96	5,55	0,00	0,00	0,00	R
	5,96	5,38	5,16	5,75	5,96	5,69	5,96	5,55	6,06	0,00	0,00	S
	5,96	5,38	5,16	5,75	5,96	5,69	5,96	5,55	6,06	6,30	0,00	T

Considerando que esses consumidores fossem alimentados inicialmente por um transformador trifásico 45 kVA e passassem a ser alimentados por um de 75 kVA os custos para a concessionária de distribuição de energia elétrica seriam de R\$ 7.464,36 para substituir o transformador. Com o reforço, havendo também a necessidade de substituição do condutor de 3 x 1 x 70+70 para um condutor de 3 x 1 x 120+70, os custos para a concessionária de distribuição de energia elétrica seriam de 25.732,00 R\$/km. Os custos foram obtidos por meio da equação 3.5. O total de

investimentos calculados para a concessionária seria de R\$ 58.928,36 para substituição de 2 km de rede de 3 x 1 x 70+70 para 3 x 1 x 120+70 e um transformador de 45 kVA para 75 kVA.

Os resultados das simulações podem ser vistos na Tabela 3.12. O tempo até o adiamento foi calculado pela Equação 3.1, os custos dos sistemas FV foram estimados segundo o Portal Solar (2020). Os incentivos propostos para a implementação da geração distribuída FV foram assumidos como 10% do custo de investimento inicial dos sistemas FV e o valor presente líquido do adiamento do reforço da rede de distribuição rural foi obtido pela aplicação de uma taxa de juros de 4% a.a. para o montante a ser investido para arcar com os custos de reforços pelo período correspondente ao adiamento do reforço. O valor da receita bruta anual cessante para a concessionária de energia elétrica foi calculado pela Equação 3.9.

Tabela 3.12 – Tempo até a necessidade de reforço para um sistema de distribuição rural composto por dez consumidores hipotéticos

Simulação	Tempo até reforço	Demanda do conjunto de consumidores rurais	Adiamento do reforço	Custo reforço	Valor presente líquido do adiamento do reforço da rede de distribuição rural	Custo do investimento no sistema FV	Incentivo implementação da GDFV	Valor da receita bruta anual cessante da concessionária
	(anos)	(kW)	(anos)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$/ano)
A	6,68	27,70	0,00	58.928,36	0,00	0,00	0,00	0,00
B	11,81	22,65	5,13	58.928,36	13.141,81	26.439,58	2.643,96	1.657,52
C	11,27	23,14	4,49	58.928,36	11.617,55	26.439,58	2.643,96	1.479,45
D	11,07	23,33	4,39	58.928,36	11.062,17	23.217,38	2.321,74	1.412,64
E	11,61	22,83	4,93	58.928,36	12.572,95	26.439,58	2.643,96	1.591,95
F	11,81	22,65	5,13	58.928,36	13.141,82	26.439,58	2.643,96	1.657,52
G	11,56	22,88	4,88	58.928,36	12.419,54	26.439,58	2.643,96	1.574,09
H	11,28	23,13	4,60	58.928,36	11.640,55	26.439,58	2.643,96	1.482,19
I	11,43	23,00	4,75	58.928,36	12.057,90	26.439,58	2.643,96	1.531,68
J	11,91	22,56	5,23	58.928,36	13.419,82	26.439,58	2.643,96	1.689,19
K	12,14	22,36	5,46	58.928,36	14.081,96	27.336,18	2.733,62	1.763,64
L	13,58	21,13	6,90	58.928,36	18.324,08	52.879,16	5.287,92	3.317,41
M	13,58	21,13	6,90	58.928,36	18.324,08	76.096,54	7.609,65	4.910,48
N	13,58	21,13	6,90	58.928,36	18.324,08	102.536,12	10.253,61	6.682,87
O	13,58	21,13	6,90	58.928,36	18.324,08	128.975,70	12.897,57	8.520,83
P	10,95	23,43	4,27	58.928,36	10.749,66	155.415,28	15.541,53	10.275,36
Q	0,00	28,67	0,00	58.928,36	0,00	181.854,86	18.185,49	11.937,99
R	0,00	34,07	0,00	58.928,36	0,00	208.294,44	20.829,44	13.650,10
S	0,00	39,97	0,00	58.928,36	0,00	234.734,02	23.473,40	15.519,73
T	0,00	46,10	0,00	58.928,36	0,00	262.070,20	26.207,02	17.463,81

Da Tabela 3.12, destaca-se que com os consumidores fazendo opção, individualmente, pela geração distribuída seria possível, por parte da distribuidora de energia elétrica adiar os investimentos no reforço de redes de distribuição. Nestas situações o tempo até a necessidade de reforço se tornaria superior a 11 anos. Com isso, o incentivo de 10% sob o valor dos sistemas FV, a ser custeado pelas distribuidoras de energia elétrica, pode representar cerca de um quinto do valor presente líquido do adiamento do reforço da rede de distribuição rural. Entretanto com a adição de sistemas FV, o valor da receita bruta anual cessante para a concessionária deve ser levado em conta para a determinação de se optar ou não pela implementação de programa de incentivo.

No entanto, quanto maior o número de consumidores fazendo opção, simultaneamente, pela geração distribuída, maior se torna a fração deste valor presente. Quando o número dos consumidores simulados é de seis ou mais o valor do total de incentivos supera este valor presente. Já com sete consumidores com geração distribuída simultaneamente a simulações indicam que pode haver necessidade de antecipar o reforço nos sistemas de distribuição, justamente pois nesse caso, o pico de geração, em média, pode superar a demanda. Conclui-se então, para efeito de planejamento energético, que existem dois limites que devem ser observados, quanto ao número de consumidores com geração distribuída FV: (i) quando o total de incentivos é igual ao valor presente líquido do adiamento do reforço da rede de distribuição rural; e (ii) quando a externalidade se torna negativa porque o impacto é de necessitar reforço na rede.

Ressalta-se que com um pequeno incentivo, como 10% do valor de aquisição, poderia ser suficiente para motivar um número de consumidores a adquirir e instalar sistemas FV, propiciando à concessionária de distribuição adiar investimentos com reforço de redes de distribuição. Entretanto deve-se avaliar simultaneamente o impacto do lucro cessante e o valor dos incentivos, para determinar sua viabilidade.

Nas situações em que há necessidade de adiantar os reforços, sugere-se a avaliação de mecanismos que permitam a concessionária ser reembolsada. Nessa situação, que parece ainda ser uma realidade muito distante, os custos poderão ser financiados por parte dos próprios consumidores ou da sociedade como um todo.

3.6. Conclusão

Neste trabalho, foi evidenciado que a inserção da geração distribuída FV pode ser uma opção para adiar os investimentos em reforço nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Essa pode ser mais uma das externalidades da tecnologia FV, visto que os reforços podem ser custosos às concessionárias de energia elétrica, enquanto que sistemas de geração distribuída podem ser apenas incentivados como forma de reduzir a demanda de determinados consumidores.

As curvas de carga utilizadas no presente estudo demonstram que podem haver grandes diferenças no padrão de consumo e na demanda dependendo do tipo de consumidor, contudo, essas podem ter variações e particularidades mesmo dentro de um grupo de consumidores. Os investimentos sob os sistemas de distribuição podem ser necessários em prazos ainda mais curtos, o que pode resultar em custos elevados a essas concessionárias, justificando ainda mais o incentivo da geração distribuída nessas situações.

Os efeitos da geração distribuída FV não foram significativos em reduzir a demanda para certos tipos de consumidores, como é o caso dos residenciais e iluminação pública. No entanto, para consumidores residenciais, tendências como a utilização de sistemas de aquecimento de água solar térmico e do ar condicionado podem deslocar a demanda para os horários em que há geração FV. Foi observado também que o efeito da inserção da geração distribuída FV a todos os consumidores de um determinado grupo pode resultar em efeito contrário ao adiamento de investimentos no sistema elétrico, pois a geração atinge um pico superior ao da demanda atual. No entanto, essa parece ser uma realidade muito distante, visto que a geração distribuída ainda não é uma realidade para a maioria dos consumidores.

Uma solução para reduzir o pico da geração e ao mesmo tempo ser mais eficaz para reduzir os picos de demanda dos sistemas de distribuição seriam dispositivos que permitam o armazenamento de energia. Nesse sentido os consumidores rurais podem se ter um grande potencial, visto que o armazenamento pode ser feito através de processos que utilizem água, o que pode ser uma opção pouco acessível a outros tipos de consumidores. Assim, políticas de incentivo aos meios de armazenamento poderiam ser também fomentadas pelas concessionárias de distribuição.

Foi demonstrado que os consumidores do tipo industrial e comercial apresentam maiores potenciais em reduzir demanda com a geração distribuída. Tendo em vista que o recondutoramento e a troca de transformadores podem ter custos elevados a ponto de representarem milhares de horas de faturamento para se pagarem, os incentivos por parte da concessionária de distribuição podem ser justificados para adiar investimentos no reforço de sistemas de distribuição de energia elétrica.

A viabilidade dos incentivos depende da gestão e prioridades da concessionária, pois a geração distribuída pode significar deixar de fornecer energia a certos consumidores, o que não corresponde a retração no mercado da concessionária, pois como visto, existe a tendência de aumento da demanda de energia elétrica. Logo, incentivos a determinados grupos de clientes podem ser uma estratégia para evitar investimentos em reforço de redes específicas. Tais recursos podem ser redirecionados a subsistemas elétricos a serem determinados, a programas de universalização do acesso à energia elétrica ou até mesmo para a melhoria dos serviços prestados.

3.7. Referências

ALSTONE, P.; GERSHENSON, D.; KAMMEN, D. M. Decentralized energy systems for clean electricity access. **Nature Climate Change**, v. 5, n. 4, p.305-314, 25 mar. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1038/nclimate2512>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa Nº 687**, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa Nº 414**, 2010. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ren-414>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa Nº 482**, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa branca**. Brasília, 2019b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas médias por classe de consumo e região**. Brasília, 2019a. Disponível em:

<http://dados.gov.br/dataset/tarifas-medias-de-energia-eletrica-por-classe-de-consumo-e-regiao>. Acesso em: 08 jan. 2020.

AVANCINI, D. B.; RODRIGUES, J. J. P. C.; MARTINS, S. G. B.; RABELO, R. A. L.; AL-MUHTADI, J.; SOLIC, P. Energy meters evolution in smart grids: A review. **Journal Of of Cleaner Production**, v. 217, p.702-715, abr. 2019. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.229>. Acesso em: 08 jan. 2020.

BAGHERI, A.; MONSEF, H.; LESANI, H. Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions. **International Journal Of of Electrical Power & Energy Systems**, v. 73, p.56-70, dez. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.03.010>. Acesso em: 08 jan. 2020.

BHATTACHARYA, M.; PARAMATI, S. R.; OZTURK, I.; BHATTACHARYA, S. The effect of renewable energy consumption on economic growth: Evidence from top 38 countries. **Applied Energy**, v. 162, p.733-741, jan. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.104>. Acesso em: 08 jan. 2020.

BRIDGE, B. A.; ADHIKARI, D. FONTENLA, M. Electricity, income, and quality of life. **The Social Science Journal**, v. 53, n. 1, p.33-39, mar. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.soscij.2014.12.009>. Acesso em: 08 jan. 2020.

BURKE, Paul J.; STERN, David I.; BRUNS, Stephan B. The Impact of Electricity on Economic Development: A Macroeconomic Perspective. **International Review of Environmental And Resource Economics**, Now Publishers, v. 12, n. 1, p.85-127, 6 nov. 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1561/101.00000101>. Acesso em: 08 jan. 2020.

CELLI, G.; PILO, F.; SOMA, G. G.; CICORIA, R.; MAURI, R.; FASCIOLO, E.; FOGLIATA, G. A comparison of distribution network planning solutions: Traditional reinforcement versus integration of distributed energy storage. **2013 IEEE Grenoble Conference**, p.1559-1567, jun. 2013. IEEE. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1109/PTC.2013.6652338>. Acesso em: 08 jan. 2020.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. Cemig Distribuição. **Normas de distribuição Instalações básicas de redes de distribuição aéreas isoladas**. 2016. Disponível em: https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/nd_2_7.pdf. Acesso em: 08 jan. 2020.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. **Cemig Distribuição**. 2019a. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/nosso_grupo/Paginas/Cemig-Distribui%C3%A7%C3%A3o.aspx. Acesso em: 08 jan. 2020.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. **Contribuição audiência pública N.001/2019 Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída**. 2019b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublic

[aportlet_ideDocumento=32311&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_et_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jsPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](#). Acesso em: 08 jan. 2020.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. **Projeto de redes de distribuição aéreas urbanas**. 2014. Disponível em: https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/nd3_1_000001p.pdf. Acesso em: 08 jan. 2020.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. **Valores de tarifas e serviços**. 2019c. Disponível em: https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx. Acesso em: 08 jan. 2020.

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 530p. 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=481>. Acesso em: 08 jan. 2020.

COPEL. Companhia Paraense de Energia. **Alienação de sucatas de transformadores de distribuição**. 2016. Disponível em: [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/2017_01_06_edital_e_anexos/\\$FILE/2017_01_06%20Edital%20e%20Anexos.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/2017_01_06_edital_e_anexos/$FILE/2017_01_06%20Edital%20e%20Anexos.pdf). Acesso em: 11 jan. 2020.

COUTO, C. C. **Eficientização energética por meio da redução de perdas à vazão em transformadores de distribuição**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade de São Paulo, Belo Horizonte, MG, 2010.

EKWOK, I. C.; AJAKE, A. O. An assessment of electricity power supply on the socio-economic activities of the residents of calabar metropolis. **EBSU Journal of Social Sciences and Humanities**, v. 5, n. 1, p. 108-115, 2017. Disponível em: <http://journals.ebsujssh.com/index.php/EBSUJSSH/article/view/28>. Acesso em: 08 jan. 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, 2017**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

GOLDEMBERG, J.; JOHANSSON, B. T.; REDDY, A. K. N.; WILLIAMS, R. H. Basic needs and much more with one kilowatt per capita. **Ambio**, v. 14, n. 4/5, p.190-200, 1985. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/pdf/4313148.pdf?refregid=excelsior%3Ac2613f5bd8ed3682fc7f15847dc22011>. Acesso em: 08 jan. 2020.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F.; PEREIRA, L. A. BARRETO, L. Modelo multi-estágio de otimização para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática**, v. 17, n. 4, p.478-492, dez. 2006. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-17592006000400009>. Acesso em: 08 jan. 2020.

HE, H.; ZHANG, Q.; TU, R.; ZHAO, L.; LIU, J.; ZANGH, Y. Molten thermoplastic dripping behavior induced by flame spread over wire insulation under overload

currents. **Journal Of Hazardous Materials**, v. 320, p.628-634, dez. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jhazmat.2016.07.070>. Acesso em: 08 jan. 2020.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA**. 2019. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?t=destaques>. Acesso em: 14 jan. 2020.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Objetivos de desenvolvimento sustentável**. 2018. Disponível em: <https://ods.ibge.gov.br/>. Acesso em: 08 jan. 2020.

INTELLI. **Representantes Nacionais**. 2019 Disponível em: <http://www.intelli.com.br/representantes>. Acesso em: 08 jan. 2020.

LABEEE. Laboratório de Eficiência Energética em Edificações. **Arquivos climáticos INMET 2016**. 2020. Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/downloads/arquivos-climaticos/inmet2016>. Acesso em: 15 jan. 2020.

MÉFFE, A. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2001. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Andre_Meffe.pdf. Acesso em: 08 jan. 2020.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional**. Brasília, 2019. 303p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

PALIT, Debajit; BANDYOPADHYAY, Kaushik Ranjan. Rural electricity access in India in retrospect: A critical rumination. **Energy Policy**, v. 109, p.109-120, out. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.025>. Acesso em: 08 jan. 2020.

PAULA, L. F.; PIRES, M. Crise e perspectivas para a economia brasileira. **Estudos Avançados**, v. 31, n. 89, p.125-144, abr. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142017.31890013>. Acesso em: 08 jan. 2020.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D. BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, n. 6, p.787-798, abr. 2005. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>. Acesso em: 08 jan. 2020.

PESSANHA, J. F. M.; XAVIER, V. L., AMARAL, M. R. S.; LAURENCEL, L. C. Construindo tipologias de curvas de carga com o Programa R. **Revista Eletrônica de Pesquisa Operacional para o Desenvolvimento**. 2015.

Portal Solar. **Painel Solar: Preços e Tipos**. 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-fotovoltaico-quanto-custa>. Acesso em: 15 jan. 2020.

ROMAGNOLE. **Contato**. 2019. Disponível em: <https://www.romagnole.com.br/contato>. Acesso em: 08 jan. 2020.

SAMPAIO, Priscila Gonçalves Vasconcelos; GONZÁLEZ, Mario Orestes Aguirre. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p.590-601, jul. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>. Acesso em: 08 jan. 2020.

SHINE, P.; SCULLY, T.; UPTON, J.; SHALLOO, L.; MURPHY, M. D. Electricity & direct water consumption on Irish pasture based dairy farms: A statistical analysis. **Applied Energy**, v. 210, p.529-537, jan. 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.029>. Acesso em: 08 jan. 2020.

WU, X.; FREESE, D.; CABRERA, A.; KITCH, W. A. Electric vehicles' energy consumption measurement and estimation. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 34, p.52-67, jan. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.trd.2014.10.007>. Acesso em: 08 jan. 2020.

YUAN, J.; LI, P.; WANG, Y.; LIU, Q.; SHEN, X.; ZHANG, K.; DONG, L. Coal power overcapacity and investment bubble in China during 2015–2020. **Energy Policy**, v. 97, p.136-144, out. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.009>. Acesso em: 08 jan. 2020.

4. MODELO DE NEGÓCIO DE CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM FACE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DECENTRALIZADA

4.1. Resumo

A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) se tornou uma tendência mundial e experimenta também grande crescimento no Brasil, embora de forma mais tardia do que a maioria dos países mais desenvolvidos. O Brasil conta com uma tarifa de incentivo da geração distribuída de energia elétrica do tipo sistema de compensação, i.e. *net metering* e por meio dessa, a GDFV está se tornando cada vez mais popular dentre os consumidores em baixa tensão. Entretanto, o modelo de negócio das concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica é função, primordialmente, da compra e distribuição de energia além da manutenção e expansão da rede de distribuição. O objetivo deste trabalho consistiu em avaliar o modelo de negócio das concessionárias de distribuição de energia elétrica e propor possíveis melhorias de forma a torná-lo mais robusto e manter a viabilidade das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram utilizados dados e composições tarifárias da concessionária de distribuição CEMIG-D para consumidores rurais, residenciais, comerciais e industriais alimentados em baixa tensão. Considerando diferentes faixas de consumo, foram simulados: os custos anuais das tarifas para esses consumidores, os percentuais de redução das tarifas e na arrecadação para as concessionárias caso esses consumidores fizessem opção pela GDFV. Por fim, com fundamentação em propostas tarifárias para outros países, se sugeriu a uma nova tarifa. Verificou-se que o modelo atual de faturas propicia grande redução na arrecadação das concessionárias de distribuição de energia elétrica, podendo chegar a 97%. Com a tarifa binômica proposta, que inclui a cobrança de demanda e do consumo de energia elétrica, observou-se maior atratividade à consumidores de menor porte para adoção da GDFV e a redução das faturas para os consumidores que têm menor demanda, tornando o sistema mais justo e equilibrado.

Palavras-chave: Geração distribuída, tarifas de energia elétrica, setor elétrico, externalidades.

4.2. Introdução

A geração distribuída, por meio da tecnologia fotovoltaica (FV), se tornou uma tendência mundial e vem sendo aplicada em larga escala, principalmente em países de maior desenvolvimento econômico (ARANTEGUI; JÄGER-WALDAU, 2018). Dentre os fatores que possibilitaram a expansão da geração distribuída fotovoltaica (GDFV), pode-se citar: custos significativos da energia elétrica, necessidade de redução de emissões de gases do efeito estufa, demanda crescente por energia elétrica e custos elevados de combustíveis fósseis (KHODAYAR; FEIZI; VAFAMEHR, 2019).

Em 2018, a capacidade instalada de sistemas FV no mundo apresentou acréscimo de 100 GWp, representando 55%, do total instalado de fontes de energia renováveis construídas nesse ano. Projeções apontam que em 2030 a capacidade de sistemas FV seja próxima a seis vezes da registrada em 2018 (REN21, 2019). Tamaña expansão de sistemas FV trazem desafios ao setor elétrico desde a década de 1990, onde o sistema tradicional de geração centralizada começou a ceder espaço a novos sistemas de geração distribuída (GD) (SINGH; PARIDA, 2018).

A inserção da GD no sistema elétrico proporcionou uma nova estrutura relacional entre os consumidores e as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Essa nova estrutura foi firmada, pois o fluxo de potência se tornou bidirecional. Essa mudança de paradigma pode ser considerada também como, um dos efeitos ou impactos externos referentes à utilização e implementação da tecnologia FV, a esses impactos externos, de maneira geral, se atribui a definição de externalidade.

Essa nova estrutura, denominada de externalidade, inseriu desafios adicionais no gerenciamento e controle dos sistemas de distribuição de energia. Assim, coube a proposição de novos modelos tarifários de forma a garantir a manutenção do setor elétrico, visto que a contribuição paga para manutenção do serviço de distribuição de energia elétrica é, em geral, uma parcela pequena em grande parte dos modelos tarifários atuais (NIJHUIS; GIBESCU; COBBEN, 2017).

A GD impõe uma dissociação crescente entre o fluxo de eletricidade e dinheiro, visto que o modelo tarifário tradicional, geralmente, prevê a remuneração pelo consumo (SINGH; PARIDA, 2018). Tendo a geração distribuída grande crescimento, diversos países adotaram novos modelos tarifários, sempre ponderados,

basicamente, com duas prioridades: manutenção da viabilidade das atividades das concessionárias de distribuição de energia elétrica e atratividade de investimentos na GD, principalmente naquelas renováveis, como a FV.

Os modelos mundiais de regulamentação da GDFV, principalmente na Europa, foram impulsionadores da tecnologia por meio de incentivos diretos para aquisição de equipamentos ou em tarifas prêmio. Ambos tiveram como objetivo proporcionar o aumento da atratividade de sistemas FV. Os incentivos foram, em sua maioria, de capital, fiscais, melhoria de crédito, empréstimos bonificados e fundos públicos (PUNDA *et al.*, 2017). Já dentre as tarifas, pode-se citar: *feed in tariffs* (FIT) ou *Renewable Portfolio Standard* (RPS). As do tipo FIT são baseadas na regulação de preço enquanto que as do tipo RPS forçam uma maior geração de energia elétrica por meio de tecnologias renováveis, exigindo um percentual mínimo destas (SUN; NIE, 2015).

As tarifas prêmio do tipo FIT têm se mostrado como uma das formas mais eficazes de proporcionar o desenvolvimento da tecnologia FV. Tal tarifa propicia maior viabilidade ao consumidor, pois a concessionária de energia elétrica passa a ter obrigação de comprar a eletricidade em sua área de concessão, a uma tarifa determinada pelo governo e por um período especificado (PUNDA *et al.*, 2017). Com isso, tais tarifas contribuem significativamente para o desenvolvimento da GD por meio da tecnologia FV.

O Brasil, diferentemente de muitos países desenvolvidos, possui matriz elétrica predominantemente renovável. Dentre as fontes de geração que contribuem para essa conquista, pode-se citar as grandes centrais hidroelétricas. Entretanto, nos últimos 10 anos, o percentual de participação das fontes renováveis reduziu (MME, 2019). Tal redução pode ser um reflexo, pois, somente em 2002 ocorreram, de forma muito tímida, por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (ANEEL, 2017), as primeiras políticas de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica como: pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos à biomassa.

No Brasil, a geração distribuída FV foi regulamentada tardiamente, em 2012, por meio da resolução normativa nº 482. A resolução estabeleceu um sistema de compensação de energia elétrica, conhecida pelo termo em inglês *net metering*, que definiu as condições gerais para o acesso da GD aos sistemas de distribuição de

energia elétrica sob duas modalidades, micro geração inferior a 100 kW e minigeração superior a 100 kW e menor que 1 MW (ANEEL, 2012).

Até 2017, a regulação da geração distribuída no Brasil foi alterada através de novas resoluções normativas, como as resoluções nº 687 e nº 786 de 2015 e 2017, respectivamente. Com as novas regras, a micro geração ficou limitada a 75 kW enquanto a minigeração para potências superiores a 75 kW e limitadas a 5 MW. O sistema de compensação de energia passou a contar com créditos a serem utilizados em até 60 meses, caso existam excedentes de energia elétrica.

Entretanto, as resoluções normativas não permitem que o consumidor possa deixar de pagar as faturas de energia elétrica, mesmo que a geração seja igual ou exceda ao próprio consumo. A resolução nº 687 estabeleceu 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). Entretanto, para consumidores do grupo B, o consumo pode ser muito superior ao consumo mínimo relacionado ao custo de disponibilidade.

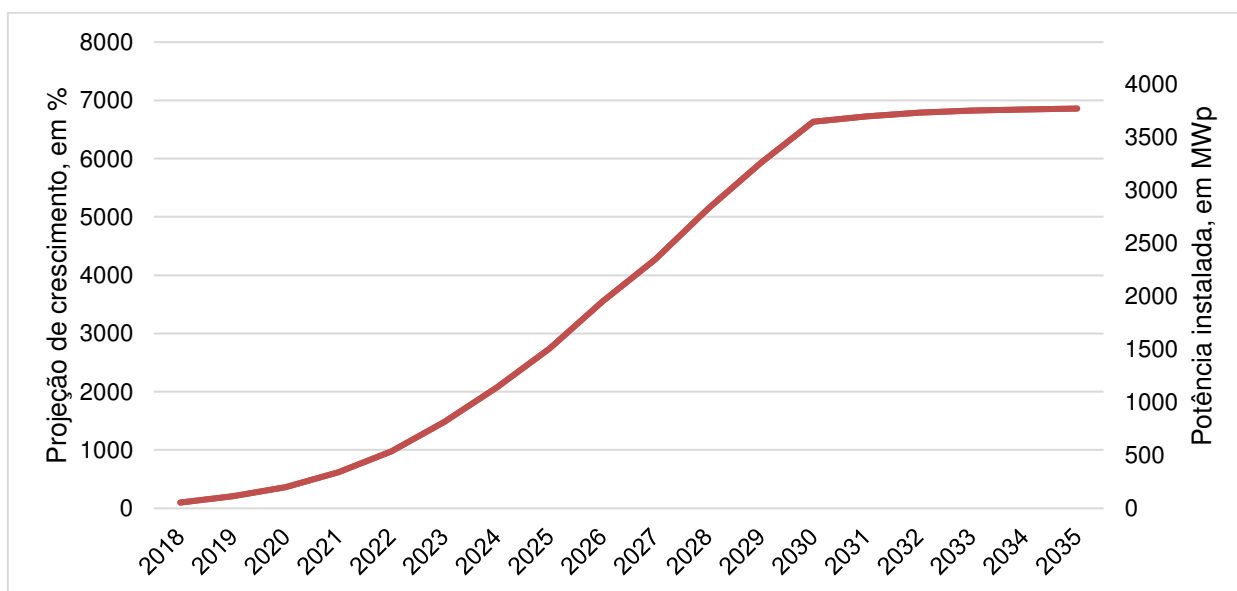
A discussão de novos modelos tarifários para GDFV no Brasil se tornou prioridade, dado o crescimento praticamente exponencial da GD desde a sua regulamentação em 2012. No Brasil, entre 2017 e 2018, foi registrado um aumento de 131% na GD, onde 63,5% da energia gerada por esses sistemas foi proveniente de fontes FV (MME, 2019). Nessa linha, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estuda revisar novamente as regras de GD. As propostas de alteração estão em processo de consulta pública e devem ser regulamentadas até 2020.

O que se discute nessa nova proposta para a GD é a alteração da regra atual, na qual os consumidores do grupo B, podem compensar a energia consumida pela energia injetada no sistema elétrico, desde que mantido o custo de disponibilidade. Essa nova proposta visa, segundo o órgão regulador, a equilibrar a regra, para que os custos referentes ao uso da rede de distribuição e seus respectivos encargos sejam pagos pelos consumidores que possuam geração distribuída (ANEEL, 2019).

A regulamentação da GD, apesar de recente, já apresenta desafios, dado o ritmo de crescimento acelerado dessa tecnologia no Brasil. As projeções de crescimento da GDFV segundo dados da CEMIG-D permitem avaliar que a necessidade de reestruturação no sistema elétrico deve ser tomada como prioridade. Na Figura 4.1, são vistas as projeções de crescimento da micro e minigeração

distribuída FV, referentes ao período de 2018 a 2035 em Minas Gerais (CEMIG, 2019c).

Figura 4.1 – Projeção de crescimento da micro e minigeração distribuída fotovoltaica para consumidores em baixa tensão da CEMIG D em Minas Gerais, em relação ao ano de 2018



Fonte: Cemig (2019c).

Analisando a curva, Figura 4.1, estima-se que a inserção da GDFV tem tendências de crescimento que pode superar 6000% de 2018 até 2030. Estes dados são para concessionária CEMIG-D, no entanto, a realidade das outras concessionárias do Brasil não parece ser diferente, visto que adotam as mesmas regras e modelos de tarifas.

Assim, os demais países, principalmente os mais desenvolvidos, já possuem percentuais de inserção maiores que os brasileiros e por isso estudam mudanças no setor, principalmente no que diz respeito à regulamentação e a novos modelos de tarifas (HALL; JEANNERET; RAI, 2016). Baseado nessas perspectivas, e na necessidade de continuidade de serviços prestados pelo setor elétrico, se pretende avaliar o modelo atual e fornecer subsídios para a construção de um novo modelo de negócio que seja viável às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Os impactos para as concessionárias podem ser muito significativos, carecendo da elaboração de um novo modelo de negócio de forma a possibilitar a manutenção da atividade dessas.

4.3. Objetivo

Avaliar possível alteração do modelo de negócio de concessionária de distribuição de energia elétrica em face de uma maior participação da geração fotovoltaica descentralizada

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 elaboração dos resultados foram utilizados dados disponibilizados pela ANEEL e literatura científica internacional pertinente. Adotou-se dados referentes à concessionária de distribuição de energia elétrica Cemig Distribuição S/A (CEMIG-D). A empresa em questão possui a maior extensão de rede do Brasil e é a maior do estado de Minas Gerais (CEMIG, 2019a). Os dados obtidos foram trabalhados no *software Microsoft Excel*, para análise e construção dos resultados.

4.4.1. Geração distribuída fotovoltaica com o modelo atual de tarifas

Foram avaliados, os efeitos da inserção da GDFV, especificamente para consumidores alimentados em baixa tensão, classificados como grupo B. Para possibilitar a avaliação do modelo de negócio atual entre distribuidoras de energia elétrica e consumidores, inicialmente, foram consideradas as tarifas vigentes. Foram estudadas duas modalidades de tarifas, denominadas nesse estudo de: (i) B2, que é a modalidade de consumidores rurais, classificados como subgrupo B2 pela ANEEL e (ii) B1 e B3, que englobam consumidores residenciais, industrial, comercial e outros, respectivamente classificados como subgrupo B1 e B3 pela ANEEL (CEMIG, 2019b).

Na Tabela 4.1, têm-se os dados utilizados referentes às tarifas aplicadas pela CEMIG-D em Minas Gerais para os dois tipos de consumidores em estudo. Foram adotados os valores vigentes em 2019, sem impostos, bandeiras tarifárias ou incentivos, já que estes independem da GD (CEMIG, 2019b).

Tabela 4.1 – Tarifas CEMIG-D aplicadas para consumidores alimentados em baixa tensão sem impostos

Consumidor	Tipo de ligação	Custo por kWh (R\$/kWh)	Tarifa mínima (kWh)	Custo da tarifa mínima (R\$)
B2	Monofásico	0,47753	30	14,33
	Bifásico	0,47753	50	23,88
	Trifásico	0,47753	100	47,75
B1 e B3	Monofásico	0,62833	30	18,85
	Bifásico	0,62833	50	31,42
	Trifásico	0,62833	100	62,83

Fonte: Cemig (2019b).

A tarifa aplicada aos consumidores, vista na Tabela 4.1 pode ser, de maneira aproximada, subdivida entre diferentes parcelas (CEMIG, 2019c). Avaliou-se também os diferentes percentuais que compõem a estrutura tarifária para consumidores classificados como pertencentes ao grupo B, vista na Tabela 4.2. A composição da tarifa foi utilizada para possibilitar estimar os percentuais de arrecadação por parte da concessionária de distribuição.

Tabela 4.2 – Composição da tarifa para consumidores em baixa tensão da CEMIG-D, sem impostos

Destino do recurso	Parcela destinada (%)
Encargos	8,29
Transmissão	6,48
Distribuição	31,52
Perdas	7,39
Energia	46,31
Total	100,00

Fonte: Cemig (2019c).

Para avaliar os efeitos da GD no mercado da concessionária de energia elétrica, foram consideradas diferentes possibilidades para consumidores dos tipos B2 e também B1 e B3, com os tipos de ligação: monofásico, bifásico e trifásico, com faixas de consumo de: 30, 50, 100, 220, 350, 500 e 1000 kWh/mês. Foi considerado que esses consumidores podem ser: (i) sem GD, ou seja, os que não possuem GDFV; (ii) consumidor com autossuficiência, i. e. com GDFV igual ao consumo; e (iii) consumidor com geração parcial i. e. consome da concessionária apenas o mínimo referente aos custos de disponibilidade e por meio da GDFV própria complementam.

Para cada uma das possibilidades descritas, foram estimados os custos anuais com energia elétrica. A partir destes, foram calculados os percentuais de

redução nas despesas com energia elétrica para quando o consumidor sem GDFV passa a ter sistema próprio de geração de energia elétrica. Essas estimativas permitem compreender, segundo a regulamentação tarifária atual da GDFV, como são alterados os ganhos para as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Para isso, foi estimada a parcela do valor pago pelos consumidores que cabe à concessionária de distribuição, para as diferentes possibilidades citadas anteriormente.

4.4.2. Novo modelo tarifário para consumidores em baixa tensão

Na seção 4.4.1, considerou-se o modelo tarifário atual para consumidores alimentados em baixa tensão, entretanto, o modelo em vigor adota custo de disponibilidade independente da demanda do consumidor. Tendo em vista essa limitação, foi avaliada outra possibilidade para o custo de disponibilidade com base em diferentes estudos, principalmente aqueles destinados a países com maior inserção da GDFV.

Com base em modelos internacionais e também no modelo brasileiro de tarifas para consumidores alimentados em médias tensões foi proposto um novo modelo de tarifas. Esse foi proposto tendo em vista a manutenção da viabilidade das concessionárias de distribuição e critérios que possam ser mais justos aos consumidores de energia elétrica.

Por meio das propostas aqui realizadas, não se espera obter um modelo de tarifas completo para atender a demanda de um novo modelo de negócios para comportar a GD no setor elétrico. No entanto, pretende-se contribuir no sentido de explorar novas possibilidades para viabilizar o desenvolvimento sustentável da GDFV, do ponto de vista das concessionárias de energia elétrica e dos consumidores.

4.4.3. Aplicação de nova tarifa

A partir da proposição teórica anterior, seção 4.4.2, foram refeitas as estimativas dos custos com as faturas de energia elétrica anuais para consumidores dos tipos B2 e também B1 e B3, sem GDFV própria. Foram considerados os tipos de ligação: monofásico, bifásico e trifásico, com faixas de consumo de: 30, 50, 100, 220, 350, 500 e 1000 kWh/mês.

Tais estimativas de valores de tarifas anuais foram refeitas considerando que o valor médio pago pelos consumidores fosse inalterado. Para isso, foi calculada a média aritmética simples dos valores pagos para consumidores B2 e para B1 e B3, considerando os diferentes tipos de ligação e faixas de consumo para o modelo tarifário brasileiro atual. O valor forneceu a média paga por cada um desses dois grupos de consumidores. Desse modo, as tarifas de consumo que se propõe no novo modelo foram reajustadas de forma a manter o mesmo valor médio de tarifas do modelo atual.

4.5. Resultados e discussão

4.5.1. Geração distribuída fotovoltaica com o modelo atual de tarifas

A aplicação das tarifas vigentes da Cemig de 2019 para os grupos de consumidores B2 e para B1 e B3, são vistas na Tabela 4.3, para as faixas de consumo de 30, 50, 100, 220, 350, 500 e 1000 kWh/mês. Foram considerados os consumidores com e sem GDFV, pois a tarifa para consumidores alimentados em baixa tensão é baseada na tarifa de consumo, independentemente se estes consumidores tenham de GDFV própria (ANEEL, 2010).

Tabela 4.3 – Custos anuais com energia elétrica para diferentes consumidores e faixas de consumo com e sem geração distribuída fotovoltaica (GDFV)

Consumidores, tipo de ligação	Fatura de energia elétrica estimado para diferentes faixas de consumo em kWh/mês							Fatura de energia elétrica com GDFV (R\$/ano)
	30 (R\$/ano)	50 (R\$/ano)	100 (R\$/ano)	220 (R\$/ano)	350 (R\$/ano)	500 (R\$/ano)	1000 (R\$/ano)	
B2, monofásico	171,91	286,52	573,04	1260,68	2005,63	2865,18	5730,36	171,91
B2, bifásico	286,52	286,52	573,04	1260,68	2005,63	2865,18	5730,36	286,52
B2, trifásico	573,04	573,04	573,04	1260,68	2005,63	2865,18	5730,36	573,04
B1 e B3, monofásico	226,20	377,00	754,00	1658,79	2638,99	3769,98	7539,96	226,20
B1 e B3, bifásico	377,00	377,00	754,00	1658,79	2638,99	3769,98	7539,96	377,00
B1 e B3, trifásico	754,00	754,00	754,00	1658,79	2638,99	3769,98	7539,96	754,00

Na Tabela 4.3 os resultados tarifários para os consumidores com GDFV foram analisados considerando 2 possibilidades: consumidor com autossuficiência, i. e. geração igual ao consumo e consumidor com GDFV parcial i. e. consumidores que consomem da concessionária o equivalente a tarifa mínima. Entretanto, nessas duas situações as tarifas são iguais e foram resumidas na coluna denominada: Fatura de

energia elétrica com GDFV. Os resultados para o consumidor foram os mesmos, pois a existência da tarifa mínima, que atua como uma espécie de custo de disponibilidade, faz com que o consumidor deva pagar mensalmente, no mínimo, valor correspondente a um número fixo de kWh.

Porém, quando se analisa o percentual de redução das tarifas para os diferentes consumidores, observa-se que os percentuais independem do tipo de consumidor. Pois os consumidores se diferem apenas pelo valor da tarifa de consumo. Na Tabela 4.4, são vistos os percentuais de redução nas faturas para os três diferentes tipos de ligação, nas tarifas vigentes.

Tabela 4.4 – Percentuais de redução das faturas vigentes de energia elétrica para consumidores que façam a opção pela geração distribuída própria

Tipo de ligação	Redução na fatura de energia elétrica estimada para diferentes faixas de consumo em kWh/mês						
	30 (%)	50 (%)	100 (%)	220 (%)	350 (%)	500 (%)	1000 (%)
Monofásico	0,00	40,00	70,00	86,36	91,43	94,00	97,00
Bifásico	0,00	0,00	50,00	77,27	85,71	90,00	95,00
Trifásico	0,00	0,00	0,00	54,55	71,43	80,00	90,00

Os dados da Tabela 4.4, demonstram que a inserção da GDFV pode resultar em diferentes percentuais de redução de faturas, dependendo do tipo de ligação. Para uma mesma faixa de consumo, a ligação monofásica tende a ser mais vantajosa do que as demais, enquanto a trifásica apresenta menor vantagem. Esta diferença é explicada justamente pela definição do valor mínimo a ser pago, que independe da demanda ou perfil de consumo. Esse valor, pela regra atual, está em função exclusivamente do tipo de ligação. Outra limitação desse modelo de tarifas pode ser demonstrado, tendo em vista que, na Tabela 4.4, os percentuais crescem bruscamente em função do aumento do consumo, assim a atual regulamentação faz com que consumidores de maior porte sejam, de certa forma, beneficiados dentre os demais.

Entretanto, destaca-se que os percentuais vistos na Tabela 4.4 não são suficientes para possibilitar a avaliação da viabilidade da energia solar FV, visto que os custos dos equipamentos também podem não ser exatamente proporcionais para cada uma das faixas de consumo aqui definidas. No entanto, percentuais maiores podem ser indicativos de que para consumidores de maior porte a energia solar FV possa ser mais vantajosa, por proporcionar maior redução na tarifa.

Foram calculados os percentuais de redução na arrecadação da concessionária de distribuição, considerando um cliente que adquire um sistema de geração distribuída. Considerou-se duas situações: consumidor com autossuficiência e consumidor com geração parcial. Novamente, o modelo tarifário utilizado foi o apresentado na Tabela 4.2 que é genérico para consumidores do grupo B. Na tabela 4.5 são vistos os percentuais de redução da arrecadação das concessionárias de distribuição para consumidores que façam a opção pela geração distribuída própria.

Tabela 4.5 – Percentuais de redução da arrecadação das concessionárias de distribuição para consumidores que façam a opção pela geração distribuída própria

Geração própria	Tipo de ligação	Redução na arrecadação da concessionária de distribuição estimada para diferentes faixas de consumo em kWh/mês						
		30 (%)	50 (%)	100 (%)	220 (%)	350 (%)	500 (%)	1000 (%)
Total	Monofásico	0,00*	0,00*	25,92	66,33	78,84	85,18	92,59
	Bifásico	0,00*	0,00*	0,00*	43,88	64,73	75,31	87,65
	Trifásico	0,00*	0,00*	0,00*	0,00*	29,45	50,62	75,31
Parcial	Monofásico	0,00	40,00	70,00	86,36	91,43	94,00	97,00
	Bifásico	40,53	0,00	50,00	77,27	85,71	90,00	95,00
	Trifásico	54,39	46,00	0,00	54,55	71,43	80,00	90,00

*Situações nas quais não houve redução na arrecadação.

Da Tabela 4.5 é possível observar que o modelo atual de tarifas propicia grandes reduções na arrecadação por parte da concessionária de distribuição, sendo mais severa para consumidores monofásicos com consumos mais elevados. Por outro lado, para consumidores de baixo consumo, a GDFV poderia até ser vantajosa à concessionária. No entanto, a GD não é uma realidade desta faixa de consumo, até mesmo pela baixa atratividade ao consumidor, que conseguiria, talvez, uma pequena redução em sua tarifa.

Contudo, para consumidores que fazem a opção pela geração parcial, a situação se torna ainda mais severa para a concessionária, pois a redução se torna ainda mais significativa. Quando o consumidor faz opção pela geração parcial, a redução pode chegar a 97%, impactando severamente a concessionária.

A composição tarifária foi estudada para dois grupos de consumidores. Entretanto, as tarifas iluminação pública e branca não foram avaliadas neste estudo. A tarifa branca não foi avaliada por ser facultativa aos consumidores e também pelo fato de que se consumidores com geração distribuída fizerem opção por esta tarifa, os respectivos créditos referentes à energia injetada seriam considerados como fora

de ponta, o que pode não ser interessante para os consumidores que possuam GDFV (ANEEL, 2016; ANEEL, 2015). A iluminação pública também não foi considerada por não existirem clientes da CEMIG-D que estejam enquadrados nessa modalidade e possuam GDFV (CEMIG, 2019c).

4.5.2. Novo modelo tarifário para consumidores em baixa tensão

Não é somente no Brasil que a GD oferece desafios. Em muitos outros países a inserção da GDFV em percentuais ainda mais elevados desafia a renovação do setor elétrico, principalmente para garantir a viabilidade das concessionárias energia elétrica. A importância da manutenção da estrutura do sistema de distribuição pode ser justificada, porquanto deve fornecer confiabilidade, energia de *backup*, fornecimento de energia elétrica nos períodos de não geração e garantir o fornecimento com confiabilidade àqueles consumidores que não façam opção pela micro ou minigeração distribuída, planejar e executar a expansão da rede.

Nos últimos anos, na Austrália, a demanda máxima, principalmente advinda do consumo residencial tem crescido, impactando em maiores necessidades de reforço do sistema elétrico e, conseqüentemente, aumentando os custos finais para o consumidor (HALL; JEANNERET; RAI, 2016). Na Austrália, Hall, Jeanneret e Rai (2016) propuseram que para viabilizar a redução da demanda, as tarifas baseadas no consumo e na demanda poderiam ser uma opção efetiva. Simshauser (2016) avaliou a necessidade de novas tarifas pois o crescimento da geração distribuída pode implicar em custos maiores para consumidores sem GD. O autor concluiu que as proposições tarifárias baseadas na demanda e no perfil de consumo podem ser mais justas e sua aplicação pode reduzir as tarifas para consumidores sem GD e elevá-las a um patamar mais justo para consumidores com geração própria.

As tarifas que consideram a demanda podem ser uma boa alternativa, principalmente para consumidores brasileiros que possuam a GD. A tarifa branca, de adesão voluntária, que foi implementada em 2018 para os consumidores residenciais brasileiros, estabelece tarifas monômias, taxaço apenas do consumo de energia elétrica em kWh/mês, em função do horário do dia. A tarifa branca possui três valores para a eletricidade: (i) tarifa fora de ponta (que é menor do que a tarifa média); (ii) as tarifas intermediárias (de duração de uma hora antes e depois da ponta); e (iii) a tarifa de ponta, que tem duração de três horas consecutivas.

Tentativas como a implementação da tarifa branca podem ajudar a modificar a curva de carga de consumidores, mesmo taxando somente o consumo de energia elétrica. A tarifa branca pode não ser uma solução completa, visto que tarifas desse tipo, descritas em inglês como *time-of-use tariffs* podem não ser tão eficazes na redução da demanda quanto as tarifas binômias, i.e. que taxam em função do consumo e da demanda diretamente. A partir da literatura, Gyamfi, Krumdieck e Urmee (2013) concluíram que boa parte da parcela residencial pode não responder reduzindo a demanda com aumento de preços de tarifas de consumo por diferentes razões, como renda elevada, dificuldade de mudança de hábitos de consumo e até mesmo desinformação.

Assim, o que se conclui é que o custo de disponibilidade do sistema elétrico (ANEEL, 2010) cobrado atualmente, não é uma estratégia tão eficaz para garantir a viabilidade das concessionárias de energia elétrica, principalmente com o advento da geração distribuída. Além disso, o custo de disponibilidade do sistema elétrico é corresponde ao valor de 30, 50 e 100 kWh/mês para consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, respectivamente (ANEEL, 2010). Estes valores não parecem ser justos, pois a demanda de um consumidor monofásico não será necessariamente menor, e possivelmente, a demanda não seguirá exatamente as mesmas proporções dos valores mínimos cobrados entre os tipos de ligações.

O que se sugere é um modelo de tarifas mais elaborado do que o atual. O modelo tarifário proposto pode ser explicitado pela Equação 4.1

$$G = T_{DI}D_I + T_{DP}D_P + T_{DF}D_F + T_{CI}C_I + T_{CP}C_P + T_{CF}C_F \quad (4.1)$$

em que:

- G = gastos com energia elétrica, em R\$/mês;
- T_{DI} = tarifa de demanda intermediária, em reais por kW;
- D_I = demanda intermediária, em kW;
- T_{DP} = tarifa de demanda na ponta, em reais por kW;
- D_P = demanda na ponta, em kW;
- T_{DF} = tarifa de demanda fora da ponta, em reais por kW;
- D_F = demanda fora da ponta, em kW;
- T_{CI} = tarifa de consumo intermediário, em reais por kWh;
- C_I = consumo intermediário, em kWh por mês;

T_{CP} = tarifa de consumo na ponta, em reais por kWh;

C_P = consumo na ponta, em kWh por mês;

T_{CF} = tarifa de consumo fora da ponta, em reais por kWh;

C_F = consumo fora da ponta, em kWh por mês;

A tarifa proposta seria uma tarifa binômica (taxação em função do consumo e demanda de energia), em função do horário do dia, e com quatro intervalos de tarifação: fora de ponta, tarifa intermediária antes da ponta com duração de uma hora, tarifa de ponta com duração de três horas e tarifa intermediária depois da ponta, com duração de uma hora.

As tarifas de demanda poderiam considerar os custos atuais das concessionárias de energia elétrica que estão associadas a: (i) manutenção da rede; (ii) disponibilização da rede; e (iii) confiabilidade. Com isso, a tarifa de demanda poderia garantir as concessionárias remuneração mesmo nas situações em que o consumidor possua GDFV.

A tarifa binômica tem como principal característica positiva a taxaço em função não somente do perfil de consumo de eletricidade observado, mas também do perfil da curva de carga em relação a demanda de potência útil. A taxaço conjunta do consumo e da demanda permite que consumidores que consumam mesmas quantidades de energia elétrica em um dado período, mas que tenham curvas de cargas bem distintas exigindo mais ou menos capacidade do sistema sejam taxados de forma diferente. Este tipo de tarifa já existe para consumidores de média tensão e são denominadas, no Brasil, por tarifas horo sazonal.

Para a aplicação deste modelo tarifário proposto serão necessários medidores de energia elétrica eletrônicos, que podem receber diferentes programações, viabilizando a implantação gradual ou modificações no modelo de tarifa. Quanto aos custos para a substituição dos medidores convencionais para eletrônicos, estes já seriam necessários para tarifa branca, pois o medidor de energia elétrica teria que ser substituído, para essa modalidade tarifária. Assim o que se pretende é propor um modelo de tarifa que seja mais justo aos consumidores e concessionárias de distribuição de energia elétrica.

O modelo proposto pode oferecer algumas externalidades decorrentes da sua implementação, além do objetivo principal de viabilizar a manutenção das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Podem-se citar as seguintes

externalidades: (i) contribuir para a redução da demanda; (ii) viabilizar a implementação de geração distribuída aos pequenos consumidores; e (iii) contribuir para a redução do consumo de energia elétrica nos horários mais críticos para o sistema elétrico.

A redução da demanda pode ser obtida a medida que os consumidores irão buscar por equipamentos mais eficientes, como exemplo, pode-se citar os sistemas de aquecimento de água solares, que possibilitariam a desativação de chuveiros elétricos que são equipamentos de alta demanda ainda presentes em boa parte das residências brasileiras, com a redução da demanda, espera-se também adiar reforços no sistema elétrico, pois a redução na demanda possibilita compensar o crescimento previsto do sistema elétrico.

Além do mais, a redução da demanda pode ser obtida pelo incentivo desta nova tarifa fomentar a inserção da GDFV com armazenamento de energia. Ressalta-se que, atualmente os sistemas de armazenamento de energia não são permitidos para consumidores que queiram se beneficiar do sistema de compensação pela utilização de sistemas de GDFV, pois a grande maioria dos medidores atuais não registram o horário de funcionamento. Assim o carregamento de baterias de sistemas GDFV, em tese, poderia ser realizado em horários que prejudicariam o sistema.

A viabilização da geração distribuída seria uma possibilidade para pequenos consumidores. Atualmente o sistema tarifário estabelece cobrança mínima correspondente a um certo consumo, assim, pequenos consumidores não teriam vantagens ao instalar um sistema de geração distribuída, pois conseguiriam, no máximo pequenas reduções em suas faturas. Com o modelo proposto, seria possível a todos os consumidores, redução nas tarifas de consumo.

Por fim, como o modelo pode possibilitar diferentes tarifas de consumo, dependendo do horário, têm-se possibilidade de estimular menor consumo nos horários mais críticos ao sistema elétrico. Com isso, podem haver mudanças nos padrões de consumo, beneficiando o sistema elétrico e consumidores que façam essa transição.

4.5.3. Aplicação da nova tarifa

Para aplicação da tarifa proposta, foram considerados que as tarifas de demanda e consumo fossem as mesmas em quaisquer horários do dia. O valor

proposto para a tarifa de demanda foi baseado na atual tarifa mínima do consumidor monofásico, entretanto pode-se adotar outros valores para a tarifa de demanda. A demanda de um consumidor residencial monofásico tende a ser próxima à do equipamento de maior consumo, que seria no mínimo, igual à do equipamento de maior potência que é o chuveiro elétrico, para a maioria dos casos. Assim, supondo que a demanda desse equipamento seja de 5 kW e sabendo que a tarifa mínima, pelo modelo de tarifas vigente, é correspondente a 30 kWh, se propõe a tarifa de demanda igual ao preço, em reais, de 6 kWh para cada kW de demanda.

Para as faixas de consumo consideradas, foram supostas diferentes demandas: de 5, 7,5 e 10 kW para consumidores monofásicos, 10, 15 e 20 kW para bifásicos e 15, 27 e 38 kW para consumidores trifásicos. Estas possibilidades de demanda foram consideradas para possibilitar a avaliação do modelo de tarifa binômia aqui proposta, no entanto, podem existir outras possibilidades de demandas.

Após essas considerações, o valor médio das tarifas de consumo foi recalculado para um valor que fornecesse, em média, o mesmo preço das tarifas anuais obtidas pelo modelo atual. Este valor foi de 0,37325 e 0,49112 R\$/kWh para consumidores B2 e para B1 e B3, respectivamente. Estes valores são aproximadamente 78,16% do preço do kWh praticado pela CEMIG-D em 2019. Tal redução foi considerada para compensar o custo da tarifa de demanda.

Na Tabela 4.6 são vistos os preços anuais que seriam pagos para consumidores B2 e para B1 e B3 seguindo o novo modelo tarifário proposto. Os resultados obtidos apresentam, em média, o mesmo valor que seria pago pela tarifa vigente atual, que para as faixas de consumo de 30, 50, 100, 220, 350, 500 e 1000 kWh/mês que seriam de 1880,10 R\$/ano e 2473,98 R\$/ano para consumidores B2 e para B1 e B3, respectivamente. Na última coluna, tem-se os valores que seriam pagos por um cliente com geração distribuída FV com autossuficiência.

Tabela 4.6 – Custos anuais com energia elétrica para diferentes consumidores e faixas de consumo com e sem geração distribuída fotovoltaica (GDFV) de acordo com o novo modelo tarifário proposto

Consumidor, ligação (demanda, em kW)	Preço da fatura de energia elétrica estimado para diferentes faixas de consumo em kWh/mês							Fatura de energia elétrica com GDFV (R\$/ano)
	30 (R\$/ano)	50 (R\$/ano)	100 (R\$/ano)	220 (R\$/ano)	350 (R\$/ano)	500 (R\$/ano)	1000 (R\$/ano)	
B2, Monofásico (5)	268,74	358,32	582,27	1119,74	1702,01	2373,85	4613,34	134,37
B2, Monofásico (7,5)	335,92	425,50	649,45	1186,93	1769,19	2441,04	4680,52	201,55
B2, Monofásico (10)	403,11	492,69	716,63	1254,11	1836,38	2508,22	4747,71	268,74
B2, Bifásico (10)	403,11	492,69	716,63	1254,11	1836,38	2508,22	4747,71	268,74
B2, Bifásico (15)	537,48	627,06	851,00	1388,48	1970,75	2642,59	4882,07	403,11
B2, Bifásico (20)	671,85	761,42	985,37	1522,85	2105,11	2776,96	5016,44	537,48
B2, Trifásico (15)	537,48	627,06	851,00	1388,48	1970,75	2642,59	4882,07	403,11
B2, Trifásico (27)	859,96	949,54	1173,49	1710,97	2293,23	2965,08	5204,56	725,59
B2, Trifásico (38)	1155,57	1245,15	1469,10	2006,58	2588,84	3260,69	5500,17	1021,20
B1 e B3, Monofásico (5)	353,60	471,47	766,14	1473,35	2239,49	3123,50	6070,21	176,80
B1 e B3, Monofásico (7,5)	442,01	559,87	854,54	1561,75	2327,89	3211,90	6158,61	265,20
B1 e B3, Monofásico (10)	530,41	648,27	942,94	1650,15	2416,30	3300,31	6247,01	353,60
B1 e B3, Bifásico (10)	530,41	648,27	942,94	1650,15	2416,30	3300,31	6247,01	353,60
B1 e B3, Bifásico (15)	707,21	825,08	1119,75	1826,96	2593,10	3477,11	6423,81	530,41
B1 e B3, Bifásico (20)	884,01	1001,88	1296,55	2003,76	2769,90	3653,91	6600,61	707,21
B1 e B3, Trifásico (15)	707,21	825,08	1119,75	1826,96	2593,10	3477,11	6423,81	530,41
B1 e B3, Trifásico (27)	1131,53	1249,40	1544,07	2251,28	3017,42	3901,43	6848,13	954,73
B1 e B3, Trifásico (38)	1520,50	1638,37	1933,04	2640,24	3406,39	4290,40	7237,10	1343,70

Os resultados da Tabela 4.6 se comparados à Tabela 4.3, ou seja, valores pagos pelo modelo proposto em relação ao modelo atual, evidenciam que, para consumidores com consumos menores a tarifa binômica proposta se torna mais elevada, isso pois a demanda continua elevada, o que pode estimular a substituição de equipamentos de alta demanda, por outros de menor demanda e, por conseguinte, as tarifas. Para aqueles consumidores que tenham a geração distribuída, as faturas podem se tornar inferiores às atuais, caso a demanda seja menor, no entanto, se a demanda for maior, os valores podem ultrapassar o que seria pago com o modelo de tarifa atual.

Na Tabela 4.7, são vistos os percentuais de redução das tarifas para consumidores que passam a ter GDFV. Nesse caso, como os tipos de consumidores B2 e os B1 e B3 se diferem apenas pelo custo por kWh, eles apresentam os mesmos percentuais, assim, os dados estão em função apenas do tipo de ligação e da faixa de consumo.

Tabela 4.7 – Percentuais de redução das faturas de energia elétrica para consumidores que façam a opção pela geração distribuída própria, tendo como base a tarifa binômica proposta

Tipo de ligação (demanda, em kW)	Redução na fatura de energia elétrica estimada para diferentes faixas de consumo em kWh/mês						
	30 (%)	50 (%)	100 (%)	220 (%)	350 (%)	500 (%)	1000 (%)
Monofásico (5)	50,00	62,50	76,92	88,00	92,11	94,34	97,09
Monofásico (7,5)	40,00	52,63	68,97	83,02	88,61	91,74	95,69
Monofásico (10)	33,33	45,45	62,50	78,57	85,37	89,29	94,34
Bifásico (10)	33,33	45,45	62,50	78,57	85,37	89,29	94,34
Bifásico (15)	25,00	35,71	52,63	70,97	79,55	84,75	91,74
Bifásico (20)	20,00	29,41	45,45	64,71	74,47	80,65	89,29
Trifásico (15)	25,00	35,71	52,63	70,97	79,55	84,75	91,74
Trifásico (27)	15,63	23,58	38,17	57,59	68,36	75,53	86,06
Trifásico (38)	11,63	17,99	30,49	49,11	60,55	68,68	81,43

Os resultados da Tabela 4.7, se comparados à Tabela 4.4, ou seja, os percentuais pagos pelo modelo proposto em relação ao modelo atual, demonstram que, nesta proposta, os consumidores de consumo inferior ou próximo ao valor referente ao custo de disponibilidade, são os que conseguem obter benefícios oriundos da geração distribuída própria. Na Tabela 4.4, que se refere as tarifas vigentes, esses percentuais foram nulos, caso o consumo fosse igual ou inferior ao estipulado como tarifa mínima. Caso os consumidores consigam reduzir suas

demandas, na tarifa binômica proposta, evidencia-se que os percentuais de redução da conta de energia elétrica aumentam e, portanto, a geração distribuída passa ser ainda mais vantajosa para esses consumidores, porquanto propicia maiores reduções nas tarifas. Assim os custos de investimento e de operação representados na tarifa proposta por custos de demanda e de consumo são contemplados.

Os resultados, especificamente, para a concessionária de distribuição dependem da divisão percentual da tarifa de demanda e de consumo de forma análoga a apresentada na Tabela 4.2, que discrimina a composição da tarifa para consumidores em baixa tensão da CEMIG-D, sem impostos. Entretanto, caso essa tarifa binômica proposta venha a ser implementada, pode-se adotar uma divisão da parcela proveniente da arrecadação da tarifa de demanda entre transmissão, distribuição e geração. Dessa forma, espera-se que este modelo seja mais justo e permita a manutenção das empresas do setor elétrico de modo a garantir o fornecimento de energia elétrica com qualidade a todos os consumidores.

4.6. Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as limitações das tarifas de energia elétrica brasileiras para consumidores atendidos em baixa tensão. Nesse caso, estes consumidores pagam uma tarifa baseada exclusivamente no consumo, porém caso o consumo seja inferior a um certo patamar, é aplicada a tarifa mínima. Com esse modelo atual, a GDFV pode resultar em sérias reduções na arrecadação das concessionárias de distribuição de energia elétrica, assim como baixa atratividade para que pequenos consumidores façam a instalação de sistemas FV.

A aplicação de uma nova tarifa que seria binômica, ou seja, taxaço em função do consumo e da demanda de energia elétrica pode proporcionar um cenário mais justo e favorável, tanto para o crescimento da implantação da tecnologia FV, quanto para a manutenção das concessionárias de distribuição de energia elétrica, pois tais empresas são fundamentais para a existência do sistema elétrico, garantindo a confiabilidade e o suprimento de energia elétrica.

Foi apresentada uma proposição de novo modelo de tarifa binômica, semelhante a tarifa branca para consumidores de baixa tensão, porém com a inclusão da cobrança da demanda em função do horário do dia. Esta tarifa visa discriminar os custos de consumo e os de demanda diferenciando os consumidores em função de

suas curvas de carga, tornando o sistema mais justo. A nova tarifa pode aumentar a atratividade para a geração distribuída aos pequenos consumidores e garantir que a inserção da geração distribuída seja feita de forma mais justa, sem prejudicar os consumidores que não a possuam, bem como as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

As simulações apresentadas foram feitas visando apresentar, de forma o mais direta possível, as nuances da tarifa proposta, incluindo as faixas de consumo e grupo de consumidores em baixa tensão, bem como aqueles que possuem ou não a geração distribuída. Os valores das tarifas simulados necessitam de estudos mais aprofundados antes de sua implementação para garantir o equilíbrio para consumidores e concessionárias.

O que se espera ao incluir a demanda como fator de cobrança tarifária é reconhecer e remunerar a concessionária de distribuição de energia elétrica. Esta remuneração se justifica, pois, a concessionária é muito mais do que exclusivamente uma fornecedora de energia, visto que ela garante confiabilidade, expansão do sistema, manutenções, energia de *backup* e padronização do sistema elétrico em baixa tensão.

4.7. Referências

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa Nº 414**. 2010. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ren-414>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública**. 2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482**. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 687**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 733**. 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>. Acesso em: 28 dez. 2019.

ARANTEGUI, Roberto Lacal; JÄGER-WALDAU, Arnulf. Photovoltaics and wind status in the European Union after the Paris Agreement. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p.2460-2471, jan. 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.052>. Acesso em: 08 jan. 2020.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. Cemig Distribuição. 2019a. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/nosso_grupo/Paginas/Cemig-Distribui%C3%A7%C3%A3o.aspx. Acesso em: 08 jan. 2020.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. **Contribuição audiência pública N.001/2019 Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída**. 2019c. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=32311&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jsPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 08 jan. 2020.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. **Valores de tarifas e serviços**. 2019b. Disponível em: https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx. Acesso em: 08 jan. 2020.

GYAMFI, Samuel; KRUMDIECK, Susan; URMEE, Tania. Residential peak electricity demand response—Highlights of some behavioural issues. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p.71-77, set. 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.006>. Acesso em: 08 jan. 2020.

HALL, Nina L.; JEANNERET, Talia D.; RAI, Alan. Cost-reflective electricity pricing: Consumer preferences and perceptions. **Energy Policy**, v. 95, p.62-72, ago. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.042>. Acesso em: 08 jan. 2020.

KHODAYAR, Mohammad E.; FEIZI, Mohammad Ramin; VAFAMEHR, Ali. Solar photovoltaic generation: Benefits and operation challenges in distribution networks. **The Electricity Journal**, v. 32, n. 4, p.50-57, maio 2019. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2019.03.004>. Acesso em: 08 jan. 2020.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional**. Brasília, 2019. 303p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2020.

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, out. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.049>. Acesso em: 08 jan. 2020.

PUNDA, L.; CAPUDER, T.; PANDZIC, H.; DELIMAR, M. Integration of renewable energy sources in southeast Europe: A review of incentive mechanisms and feasibility of investments. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 71, p.77-88, maio 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.008>. Acesso em: 08 jan. 2020.

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report**. 2019. Disponível em: <http://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/28496>. Acesso em: 08 jan. 2020.

SIMSHAUSER, Paul. Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs. **Energy Economics**, v. 54, p.108-122, fev. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2015.11.011>. Acesso em: 08 jan. 2020.

SINGH, A. K.; PARDA, S. K. A review on distributed generation allocation and planning in deregulated electricity market. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p.4132-4141, fev. 2018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.060>. Acesso em: 08 jan. 2020.

SUN, Peng; NIE, Pu-yan. A comparative study of feed-in tariff and renewable portfolio standard policy in renewable energy industry. **Renewable Energy**, v. 74, p.255-262, fev. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.027>. Acesso em: 08 jan. 2020.

5. CONCLUSÕES GERAIS

5.1. Conclusões

A presente pesquisa teve como motivação a análise das externalidades da energia solar fotovoltaica (FV). No capítulo 2, evidenciou-se que tais externalidades podem contribuir significativamente com a explicação do grande crescimento da geração distribuída FV no Brasil. Quando foram analisados o valor econômico de cinco externalidades: poluição, fatores técnicos, elemento construtivo, carga térmica e valorização imobiliária observou-se que, em valores marginais, o valor econômico delas se aproxima do valor da própria energia gerada pela perspectiva do consumidor que instala sistemas de geração distribuída próprios. Foram avaliadas também as perspectivas da concessionária de distribuição de energia elétrica e da sociedade, sob as quais verificou-se que as externalidades em questão, também tem valores positivos ou nulos.

Mesmo que de maneira inicial, foi demonstrado no capítulo 2 que as externalidades advindas da instalação e utilização de sistemas FV podem ser precificadas. Esse foi um dos primeiros estudos nessa área, principalmente por se tratar de uma metodologia voltada para o Brasil, que apesar de tardio, apresenta elevados níveis de crescimento da inserção da geração distribuída FV. A precificação das externalidades apresenta papel crucial, influenciando na viabilidade de um projeto FV, na proposição de políticas públicas, na proposição de novas tarifas de energia elétrica ou em incentivos por parte das concessionárias de distribuição.

No capítulo 3, foi estudado, em especial, a externalidade adiamento de investimentos em reforços nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esta pode ser mais uma externalidade vantajosa da tecnologia FV, pois como demonstrado, reforços no sistema elétrico podem ser altamente custosos à concessionária de distribuição de energia elétrica, pois elas dependem de trocar equipamentos, sejam condutores ou transformadores por outros de potência nominal superior. Mas as bitolas ou potências comerciais seguem um padrão e a diferença de custos entre o equipamento atual e o de capacidade imediatamente maior pode ser grande.

Assim, devido a modularidade dos sistemas FV, no capítulo 3 foi avaliado que as distribuidoras de energia elétrica podem incentivar determinados clientes a aderir a geração distribuída com vias a reduzir a demanda e, conseqüentemente, adiando

os investimentos em sistemas de geração distribuída. No entanto, para alguns tipos de consumidores avaliados, foi observado que a geração distribuída sem armazenamento de energia elétrica, como regulamentada atualmente no Brasil pode ser ineficiente para reduzir a demanda e conseqüentemente são pouco eficazes no adiamento de investimentos nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 4, outra externalidade relacionada aos sistemas FV foi abordada: a necessidade de um novo modelo de negócio para as concessionárias de distribuição. Essa necessidade ficou evidente quando foram avaliados os percentuais de redução na receita da concessionária de distribuição, pois se observou que o modelo tarifário atual para a geração distribuída pode impactar seriamente a concessionária de distribuição, pois para consumidores alimentado em baixa tensão ele está centrado no consumo. Além disso, a tarifa mínima faz com que a instalação de dispositivos FV seja menos vantajosa para consumidores de pequeno porte.

O novo modelo tarifário proposto no capítulo 4 conta com uma tarifa de demanda e de consumo, o que pode tornar o mercado mais justo, para que consumidores de menor porte possam ter também atratividade maior para instalação da geração distribuída própria e, principalmente, para que o modelo de negócio das concessionárias de distribuição deixe de ser remunerado pelo fornecimento de energia elétrica e passe a contar com a tarifa de demanda como forma de remunerar também a confiabilidade, manutenções, energia de backup e padronização do sistema elétrico.

5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Dessa forma, conclui-se que o estudo realizado neste trabalho teve seus objetivos alcançados, mas não esgotou o tema, por ser a geração distribuída recente no Brasil e carente de dados que possam fornecer subsídios para uma investigação mais ampla dos impactos que os sistemas FV possam propiciar, além da geração de energia elétrica. Quando possível, foram utilizados dados médios brasileiros com o objetivo de obter resultados mais amplos, no entanto, para determinadas particularidades ou avaliações de um sistema FV pode se considerar outras externalidades ou perspectivas, enriquecendo ainda mais os resultados atingidos nessa pesquisa. Assim, apresentam-se a seguir sugestões para trabalhos futuros:

- (i) Buscar novas externalidades e reavaliar o valor desse novo conjunto de externalidades;
- (ii) Avaliar novas perspectivas de instalação de dispositivos FV, como sistemas de maior porte, i. e. usinas de potência superior a 5 MWp e sistemas FV de geração compartilhada, uso cooperativo e condomínio;
- (iii) Avaliar os efeitos da geração distribuída com armazenamento de energia no adiamento de investimento para sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica e na implantação de modelo tarifário binômio para consumidores em baixa tensão; e
- (iv) Discriminar os custos das atividades fim das concessionárias de distribuição de energia elétrica (manutenção e expansão da rede, fornecimento de energia elétrica com confiabilidade) para que a tarifa binômica para consumidores em baixa tensão com e sem geração distribuída seja mais justa.