



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

JOÃO LUCAS FONTINELE VICTOR

**PANORAMA DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE SISTEMA DE
MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE NAS 27
CAPITAIS BRASILEIRAS NO ANO DE 2017**

**FORTALEZA
2018**

JOÃO LUCAS FONTINELE VICTOR

PANORAMA DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE SISTEMA DE
MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE NAS 27
CAPITAIS BRASILEIRAS NO ANO DE 2017

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Energias Renováveis do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire

FORTALEZA
2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

V686p Victor, João Lucas Fontinele.

Panorama da viabilidade econômico-financeira de sistema de microgeração solar fotovoltaico conectado à rede nas 27 capitais brasileiras no ano de 2017 / João Lucas Fontinele Victor. – 2018.
86 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2018.

Orientação: Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire .

1. Energias Renováveis. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Geração Distribuída. 4. Microgeração. 5. Análise de Viabilidade. I. Título.

CDD 621.042

JOÃO LUCAS FONTINELE VICTOR

PANORAMA DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE SISTEMA DE
MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE NAS 27
CAPITAIS BRASILEIRAS NO ANO DE 2017

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Energias Renováveis do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias Renováveis.

APROVADO EM: ____ / ____ / _____

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire (Orientador)
Universidade Federal do Ceará

Profa. Dra. Ana Fabiola Leite Almeida
Universidade Federal do Ceará

Profa. Dra. Carla Freitas de Andrade
Universidade Federal do Ceará

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a todos aqueles que lutam por uma educação pública democrática, inclusiva e igualitária.

Aos professores, pesquisadores e técnico-administrativos que compõem a Universidade Federal do Ceará, e, em especial, ao corpo docente do curso de Engenharia de Energias Renováveis por buscarem a qualidade e a melhoria mesmo em tempos de adversidade.

Ao meu orientador, Nivaldo Freire, por me guiar no decorrer desse longo processo.

Aos meus colegas de trabalho, Luís Brito, Lucas Farias e Samara Almada, pelo aprendizado diário.

Ao meu companheiro, Adriano Maia, por não me deixar esquecer das minhas capacidades.

Por fim, à minha família, pelo apoio e pressão incondicionais.

*“Die Wissenschaft kennt nur ein Gebot:
den wissenschaftlichen Beitrag.”*
(Bertold Brecht)

RESUMO

A energia solar fotovoltaica é apontada como uma importante ferramenta na redução das emissões de gases do efeito estufa e no alcance de um novo patamar de desenvolvimento conciliando demandas econômicas, ambientais e sociais. Assim, a última década presenciou uma expansão expressiva da instalação de geradores fotovoltaicos em escala descentralizada ou distribuída. No Brasil, esse movimento foi observado mais vigorosamente a partir da aprovação da Resolução Normativa 482/2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica, contabilizando mais de 20.000 de sistemas de micro- e minigeração até o término de 2017. Um dos principais pilares para a tomada de decisão da instalação de um sistema gerador fotovoltaico é o retorno financeiro, assim esse estudo busca analisar o perfil de viabilidade financeira de instalação de um sistema fotovoltaico para atender uma residência de pequeno porte nas 27 capitais brasileiras, considerando os respectivos dados solarimétricos, tarifas de energia e legislações fiscais de cada uma dessas cidades; realizando, a partir disso, uma comparação entre os dados analisados (Tempo de Retorno, Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno) e a atual dispersão espacial dessas unidades geradoras. Ao término do estudo, observou-se para o cenário padrão analisado, um tempo de retorno médio nacional de 8,1 anos com variação de $\pm 1,0$ ano, além das médias nacionais de Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno de R\$ 12.016,15 e 14,4%, respectivamente. Constatou-se também a importância de fatores locais diversos, sobressaltando-se a renda per capita e o incentivo estatal, como indutores para adoção dessa tecnologia. Por fim, têm-se que a redução no preço e aumento da eficiência dos equipamentos, bem como a profissionalização da mão de obra são elementos indicativos de uma melhoria a curto e médio prazo dos indicadores analisados.

Palavras-Chaves: Energias Renováveis; Energia Solar Fotovoltaica; Geração Distribuída; Microgeração; Análise de Viabilidade.

ABSTRACT

The solar photovoltaic energy is considered an important tool to reduce greenhouse gases emissions and achieve a new development level, balancing economic, environmental and social demands. During the last decade, an expressive expansion of photovoltaic generator installation was witnessed, especially in decentralized or distributed scale. In Brazil, the distributed solar photovoltaic energy took a stronger momentum after the approval of the Normative Resolution 482/2012 by the Electrical Energy National Agency, accounting more than 20.000 micro- and mini-generation systems installed till the end of 2007. One of the main basis for the decision making for adopting solar photovoltaic energy is the financial return. Therefore, this study aims to analyze the financial feasibility of installing a photovoltaic generator to supply a small residence, considering the solarimetric data, energy tariffs and fiscal legislation of each one of the 26 state capitals and the Federal District; and, to compare the calculated data (payback time, Net Present Value and Internal Rate of Return) with nowadays spatial distribution of installed generation units. At the end of this study, the national average payback time observed for the standard scenario was 8,1 years with a variant of $\pm 1,0$ years. The Net Present Value and Internal Rate of Return calculated showed average national values of R\$ 12.016,15, and 14,4%, respectively. During the economic feasibility evaluation, the importance of a variety of local factors was highlighted. Among those factors, the city per capita income and the state subsidy appeared as one of the main inductors to adopt this technology. At last, the prices decrease and equipment efficiency increase, as well as the professionalization of the labor force and the companies, are major signs of future improvement for the analyzed indicators.

Keywords: Renewable Energies; Solar Photovoltaic Energy; Distributed Generation; Microgeneration; Financial Feasibility Analyses.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Atlas Global de Irradiação Solar (kWh/m ²) sobre Superfície Horizontal ...	20
Figura 2	Esquematização simplificada da junção PN em célula solar	22
Figura 3	Curva característica corrente versus tensão (I-V) de um módulo fotovoltaico	27
Figura 4	Comportamento da curva I-V para diferentes irradiâncias	27
Figura 5	Comportamento da curva I-V para diferentes temperaturas	27
Figura 6	Histórico de conexões de GD 2012-2017	39
Figura 7	Participação da GD por classe de consumo até dezembro de 2017	39
Figura 8	Dispersão da GD por estado até dezembro de 2017	40
Figura 9	Tipificação de GD por fonte até dezembro de 2017	41
Figura 10	Histórico de tarifa média residencial para o período 2003-2017	54
Figura 11	Comparativo das variações médias anuais com base no ano de 2003 e suas médias geométricas	54
Figura 12	Evolução da taxa de juros SELIC de jan/2003 (79 ^a reunião) à dez/2017 (211 ^a reunião)	57
Figura 13	Comparativo de Geração Média Mensal e Fator de Capacidade das 27 capitais	60
Figura 14	Comparativo entre a Tarifa Final e o LCOE das 27 capitais	62
Figura 15	Distribuição das 27 capitais conforme intervalo de <i>payback</i> avaliado	64
Figura 16	TMA aplicada, VPL e TIR obtidas para as 27 capitais	65
Figura 17	Comparativo entre cenário padrão e cenários extremos	68
Figura 18	Unidades Geradoras (UG) e potência instalada nas 27 capitais até dez/2017	68
Figura 19	Quantidade de UGs por 100 mil habitantes <i>versus</i> renda per capita municipal	69
Figura 20	Comparação com trabalhos anteriores: quantidade de capitais com viabilidade financeira e valores de <i>payback</i> apresentados	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Ângulos descritivos da posição geométrica do Sol em relação à Terra	18
Tabela 2	Comparação das melhores eficiências observadas em laboratório de diferentes materiais de células fotovoltaicas isoladas e módulos fotovoltaicos	23
Tabela 3	Tabela de eficiência energética para sistemas de energia fotovoltaica	25
Tabela 4	Propriedades elétricas e coeficientes de temperatura de módulos fotovoltaicos	25
Tabela 5	Equações para cálculo de eficiência em inversores	32
Tabela 6	Isenção de ICMS por Unidade Federativa	38
Tabela 7	Consumo de eletricidade em 2016 e perspectiva de expansão de 2017 a 2026	38
Tabela 8	Dados médios anuais de irradiação em kWh/m ² /dia	47
Tabela 9	Valores de PR adotados por diferentes autores	48
Tabela 10	Distribuidoras e respectivas tarifas homologadas pela ANEEL	50
Tabela 11	Alíquotas de ICMS, PIS/PASEP e COFINS por distribuidora	51
Tabela 12	Metodologia de Fluxo de Caixa do Consumidor	55
Tabela 13	Custo em R\$/Wp avaliado e valores aplicados no presente estudo	56
Tabela 14	Resumo dos parâmetros utilizados no cenário padrão	58
Tabela 15	Resumo das variáveis alteradas nos cenários alternativos	58
Tabela 16	Tarifa Final e Receita Média Mensal Prevista (Ano 1) para as 27 capitais	60
Tabela 17	Payback, VPL e TIR para sistema de 1,92 kWp nas 27 capitais	63
Tabela 18	Diferença em anos do tempo de retorno entre cenário padrão e alternativos	66
Tabela 19	Payback avaliado por diferentes autores para SFCR ao longo dos últimos quatro anos	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM	Air Mass
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DLR	Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt
EPE	Empresa Pública de Energia
FC	Fator de Capacidade
FIT	Feed-in-Tariff
GD	Geração Distribuída
HSP	Hora de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ISE	Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems
LABSOL	Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul
LCOE	Custo Nivelado de Energia
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NBR	Norma Brasileira
NEM	Net Energy Metering
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
PR	Performance Ratio
PRODIST	Procedimento de Distribuição

REN	Resolução Normativa
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFIE	Sistema Fotovoltaico Integrado a Edifícios
SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
STC	Standard Test Conditions
SUNY	The State University of New York
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
UFC	Universidade Federal do Ceará
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFV	Usinas Solares Fotovoltaicas
UG	Unidade Geradora
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
USP	Universidade de São Paulo
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
2	MOTIVAÇÃO	16
3	OBJETIVOS	17
3.1	Objetivos gerais	17
3.2	Objetivos específicos	17
4	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
4.1	Recurso solar	18
4.2	Energia solar fotovoltaica	21
4.2.1	<i>Célula fotovoltaica</i>	22
4.2.2	<i>Módulo fotovoltaico</i>	24
4.2.3	<i>Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR)</i>	29
4.2.3.1	<i>Estrutura de suporte</i>	30
4.2.3.2	<i>Inversor</i>	30
4.2.3.3	<i>Sistema de proteção</i>	32
4.2.3.4	<i>Sistema de monitoramento</i>	33
4.2.3.5	<i>Medidor bidirecional</i>	34
4.2.3.6	<i>Cabeamento</i>	34
4.3	Geração distribuída (GD)	34
4.3.1	<i>Legislação brasileira em GD</i>	36
4.3.2	<i>A GD no contexto do mercado de energia brasileiro</i>	38
4.3.2.1	<i>A GD solar fotovoltaica</i>	40
4.4	Ferramentas para análise de investimentos	41
4.4.1	<i>Análise de investimento em solar fotovoltaica</i>	42
5	METODOLOGIA	46
5.1	Determinação da geração de energia	46
5.1.1	<i>Tratamento dos dados de irradiação</i>	46
5.1.2	<i>Taxa de desempenho</i>	48
5.1.3	<i>Taxa de degradação</i>	49
5.1.4	<i>Autoconsumo</i>	49
5.2	Tarifa de energia	49
5.2.1	<i>Evolução da tarifa</i>	54

5.3	Análise de viabilidade	55
5.3.1	<i>Custos de aquisição e instalação</i>	55
5.3.2	<i>Economia financeira proporcionada</i>	56
5.3.3	<i>Custos de operação e manutenção</i>	57
5.3.4	<i>Taxa de desconto</i>	57
5.4	Resumo de cenários	58
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	59
6.1	Análise de cenários	59
6.1.1	<i>Cenário padrão</i>	59
6.1.2	<i>Comparação com cenários alternativos</i>	65
6.2	Comparação entre quantidade de instalações e dados de análise de viabilidade	68
6.3	Comparação aos resultados de trabalhos anteriores	71
7	CONCLUSÃO	74
	REFERÊNCIAS	75
	APÊNDICE A –RESULTADOS: GERAÇÃO PREVISTA, FATOR DE CAPACIDADE E LCOE	83
	APÊNDICE B - RESULTADOS: PAYBACK EM ANOS	84
	APÊNDICE C – RESULTADOS: VPL	85
	APÊNDICE D – RESULTADOS: TIR	87

1 INTRODUÇÃO

Ao longo da evolução da humanidade e seu consequente aprimoramento tecnológico, observa-se o surgimento de novas demandas energéticas e alargamento das previamente existentes, bem como o desenvolvimento e aperfeiçoamento dos processos conversão da energia. Assim, da combustão da madeira para aquecimento, iluminação e cocção de alimentos na pré-história, passando pela tração animal, moinhos de vento e de água usados primordialmente na agricultura e chegando aos combustíveis fósseis e à eletricidade, bases para as revoluções industriais do século XIX e XX, observa-se o quão fundamentado está o progresso da economia e da qualidade de vida do ser humana em suas fontes energéticas. Assim, com uma população mundial já ultrapassando a cifra de 7 bilhões de indivíduos (WORLDMETERS, 2017), a espécie humana foi responsável em 2016 por um consumo de 13.906 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), dos quais cerca de 13% correspondem à energia elétrica propriamente dita, contabilizando uma cifra de 21.190 TWh consumidos (ENERDATA, 2017). Dada as perspectivas de crescimento populacional, a intensificação do processo globalizante e a inserção de regiões menos desenvolvidas e urbanizadas numa economia mercadológico-industrial, espera-se um crescimento de até 28% no consumo de energia em geral até o ano de 2040 segundo análise da U.S. Energy Information Administration, EIA (DOMAN, 2017).

Por outro lado, têm-se registrado em todos os pontos do globo, os efeitos da pressão do desenvolvimento acelerado dos últimos duzentos anos sobre o meio ambiente: distorções de temperatura, degelo nas regiões polares, expansão das áreas de deserto, elevação do nível dos oceanos, alterações nos ciclos pluviais, dentre outros. Essas alterações climáticas põem em risco a sobrevivência de todas as espécies, inclusive a humana, e, por esta razão, tem-se avolumado a pressão da sociedade civil sobre os governos, instituições e empresas para medidas que mitiguem ou até revertam o processo em curso. Aponta-se como um dos principais elementos causadores a emissão de gases causadores do efeito estufa (GEE), tendo o dióxido de carbono (CO₂) como seu principal representante. Segundo Agência Internacional de Energia (IEA, 2017) em seu *Global Energy & CO₂ Status Report* para 2017, as emissões de dióxido de carbono relacionadas à energia contabilizaram 32,5 Gt, um crescimento de 1,4% em relação ao ano anterior apesar da aprovação global do Acordo de Paris em 2016, cujo objetivo é manter o aumento de temperatura inferior a 2°C ao longo do século XXI, através de uma série de medidas de redução da emissão de GEE.

Assim, tendo em vista tanto as questões ambientais apresentadas, como as necessidades econômicas de uma menor dependência dos combustíveis fósseis, em razão de seu esgotamento potencial, o subsídio ao uso de fontes renováveis passou a ser uma estratégia política para se reduzir emissões e atingir um patamar econômico sustentável. Assim, a partir dos anos 2000 iniciou-se na Alemanha o *Energiewende*, traduzido livremente como Mudança Energética, consistia de uma agenda de incentivos ao setor energético de modo a expandir a participação das fontes de energia renováveis como eólica, solar, biocombustíveis e geotermia. Apesar de críticas, o *Energiewende* serviu de referência para diversas nações investirem no crescimento sustentável do setor energético, possibilitando o surgimento de novos *players* e cadeias produtivas frente setores historicamente estabelecidos como o de carvão e do petróleo (ENERGIEWENDE, 2016). Dessa forma, em termos de geração de energia elétrica, as fontes renováveis (excetuando a hidroeletricidade) corresponderam no final de 2016 a 7,9% da demanda mundial por eletricidade, das quais metade corresponde à fonte eólica. A energia solar fotovoltaica, por sua vez, figura em terceiro lugar, com 1,5% da demanda mundial, no entanto lidera as novas potências instaladas, correspondendo a 47% dessas. Tanto a fonte eólica *on-shore* quanto a solar fotovoltaica já apresentam preços competitivos frente a novas usinas termoelétricas, observando sucessivas e acentuadas quedas dos preços de oferta nos últimos anos (REN21, 2017).

Aliado a isso, as mudanças tecnológicas ocorridas na última década, em especial o desenvolvimento da análise de dados (*big data*) e da internet das coisas (IoT), expandiram as possibilidades de robotização de processos industriais, bem como de manuseio da informação por consumidores e empresas. Nesse contexto, as relações de consumo outrora unidirecionais, passaram a ter caráter mais plural entre as partes envolvidas, e os consumidores deixaram de ser elementos passivos, passando a interferir direta e conscientemente na cadeia produtiva, recebendo a alcunha de prosumidor (*prosumer*) (RITZER; JURGENSON, 2010). Em se tratando do mercado de energia elétrica, o prosumidor tem a capacidade de gerir sua demanda de energia de acordo com suas necessidades, possibilitando uma geração de energia em pequena escala e próxima as fontes de consumo. Esse nicho de geração, denominada geração distribuída, apresentou considerável expansão na última década, tendo como principal fonte de geração a energia solar fotovoltaica (REN21, 2017). Assim, é de fundamental importância compreender tanto a expansão da energia solar fotovoltaica nessa escala descentralizada, como o impacto dos fatores econômicos, sociais e ambientais na adoção dessa tecnologia e no desenvolvimento desse mercado.

2 MOTIVAÇÃO

A análise de viabilidade econômica e de distribuição geográfica de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR) são elementos-chaves na caracterização do mercado de energia solar fotovoltaica, sendo fundamental para o desenvolvimento de um panorama descritivo global deste mercado e para determinação de seu processo evolutivo e de seus fatores intrínsecos e extrínsecos.

3 OBJETIVOS

3.1 Objetivo Geral

Este trabalho propõe levantar a viabilidade econômico-financeira nas capitais brasileiras para o ano de 2017 em comparação à atual distribuição geográficas de unidades geradoras nessas localidades, bem como à evolução desses indicadores ao longo dos últimos cinco anos.

3.2 Objetivos Específicos

Prever a geração de energia de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) nas capitais brasileiras.

Contabilizar os custos de projetos de tecnologia solar fotovoltaica, calculando o Custo Nivelado de Energia (LCOE).

Analisar a influência dos parâmetros de desempenho e preço de aquisição e instalação de um SFCR no tempo de retorno.

Levantar elementos de influência para além da análise de viabilidade econômico-financeiras que justifiquem a disseminação do SFCR.

Apresentar justificativas para as variações do tempo de retorno observado em projetos de SFCR nos últimos anos.

4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1 Recurso solar

O Sol é largamente reconhecido enquanto motor de uma série de eventos geoclimáticos em nosso planeta, elemento fundamental para o surgimento e desenvolvimento da vida, além de figura cênica central em diversas culturas e sociedades desde a antiguidade. Em comparação à escala de tempo humana, considera-se a energia solar como inesgotável, calculando-se que aproximadamente $1,5 \times 10^{15}$ MWh/ano seja a energia fornecida à Terra pelo Sol, valor esse equivalente a 10 mil vezes o consumo mundial de energia no mesmo período (GREENPRO, 2004).

A disponibilidade do recurso solar, contudo, possui variabilidade tanto espacial quanto temporal. As variâncias espaciais são decorrentes principalmente do formato esférico do nosso planeta, estando intrinsecamente ligadas às de caráter temporal, cuja a causa direta são os movimentos de rotação e translação da Terra. A inclinação do eixo de rotação em $23,45^\circ$ e a rota elíptica performada por nosso planeta ao redor do Sol são responsáveis pela existência das quatro estações do ano, ocasionando uma perceptível amplitude na duração solar do dia entre períodos de maior duração (verão) e menor duração (inverno), os quais são intercalados por estágios intermediários com duração equivalente dos dias e das noites. Desse modo, para se prever matematicamente a energia da radiação solar que chega à atmosfera terrestre, faz-se uso de um conjunto de ângulos descritivos da posição geométrica do Sol em relação à Terra (PEREIRA, 2017). A nomenclatura desses ângulos, bem como sua representação escrita e o conceito por eles abarcado são resumidos na Tabela 1:

Tabela 1 – Ângulos descritivos da posição geométrica do Sol em relação à Terra

Nomenclatura	Definição
Declinação Solar (δ)	Ângulo formado entre o Equador e a linha imaginária que contém o plano do sol, variando entre $-23^\circ 27'$ (solstício de dezembro) e $+23^\circ 27'$ (solstício de junho) durante um ano.
Latitude Local (φ)	Distância em graus ao Equador medida ao longo do meridiano de Greenwich, variando de 0 à 90° para Norte (positivo) e Sul (negativo).

(continua)

Tabela 1 – Ângulos descritivos da posição geométrica do Sol em relação à Terra
(conclusão)

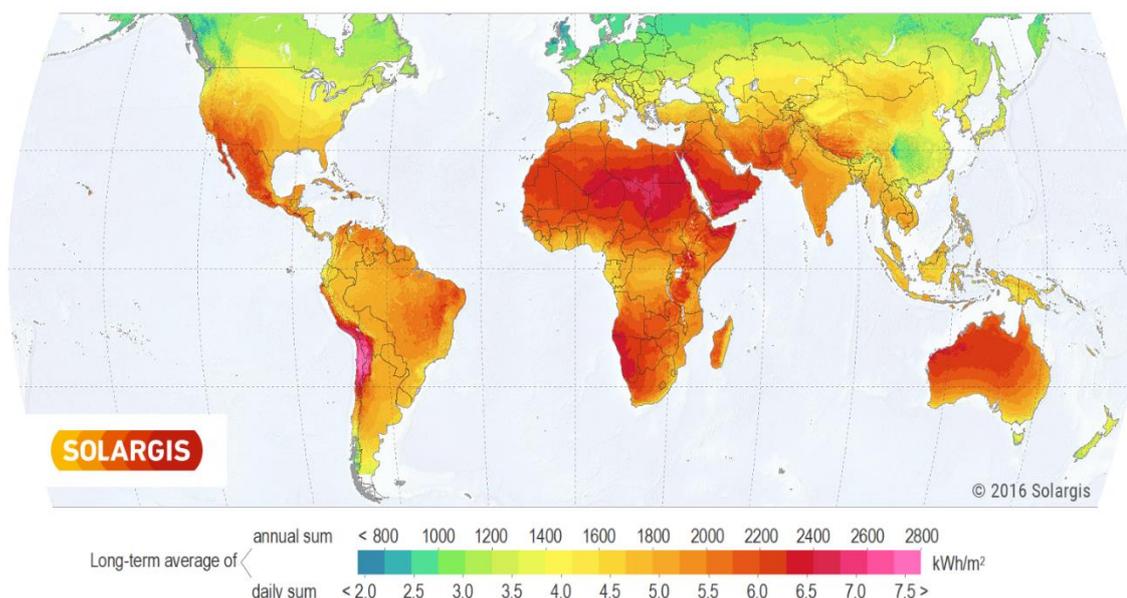
Nomenclatura	Definição
Ângulo Horário Solar (ω)	Distância angular correspondente ao deslocamento aparente do Sol devido à rotação da Terra, variando de -180° (manhã) a $+180^\circ$ (tarde), assumindo meio-dia como zero, assim cada hora corresponde a 15° de variação desse ângulo.
Ângulo Zenital Solar (θ_z)	Distância angular entre o zênite (linha perpendicular ao horizonte do local) e a posição do Sol, podendo ser calculado conhecendo-se os valores de declinação solar (δ), ângulo horário solar (ω) e latitude local (φ).
Azimute Solar (γ_s)	Ângulo formado entre a linha de projeção da direção do Sol no plano horizontal com o meridiano do observador.

Fonte: Foster; Ghassemi; Cota, 2009.

É importante observar que apenas parte da radiação solar que atinge a atmosfera da Terra chega à sua superfície, tendo em vista que aos fatores astronômicos somam-se as próprias características constitutivas e ambientais da atmosfera, cujos processos físicos modulam diretamente o fluxo da radiação solar, também denominado irradiância solar (W/m^2). Para além dos efeitos reflexivos, tem-se as ações de absorção, espalhamento e dispersão provocadas por moléculas de vapor d'água ($\text{H}_2\text{O}_{(v)}$), oxigênio (O_2), dióxido de carbono (CO_2) e ozônio (O_3), bem por partículas em suspensão e pelas nuvens. Sendo assim, categoriza-se a irradiância solar em duas componentes principais: irradiância direta (G_n) e irradiância difusa (G_{dif}), cuja soma de ambas resulta na irradiância global (G). A integral da irradiância pelo tempo define-se como irradiação solar (Wh/m^2), sendo a irradiação direta, difusa e global representadas respectivamente por H_n , H_{dif} e H (PEREIRA, 2017).

Em decorrência de apresentar as melhores relações geométricas Terra-Sol, a região compreendida entre os trópicos de Câncer e Capricórnio contém os maiores índices de irradiação, como observado na Figura 1. À essa área com alto potencial para o aproveitamento do recurso solar deu-se a alcunha de *Sunbelt* (em tradução livre: Cinturão do Sol). Dessa forma, o Brasil, cujo território se localiza quase inteiramente na zona intertropical, ocupa uma posição de privilégio e destaque em termos de potencial solar (ATLAS, 2005).

Figura 1 – Atlas Global de Irradiação Solar (kWh/m²) sobre Superfície Horizontal



A medição da irradiação global e de suas componentes, a direta e a difusa, é primordial para avaliação dos efeitos locais da atmosfera e das condições microclimáticas, bem como para execução apropriada de projetos de aproveitamento do recurso solar. Os principais instrumentos utilizados nessa avaliação são o piranômetro e o pireliômetro. O primeiro é responsável por mensurar a irradiação global, podendo ser do tipo fotovoltaico ou do tipo termoelétrico, cuja a principal diferenciação se dá no tempo de resposta mais rápido do primeiro e na maior precisão de medição do último. O pireliômetro, por sua vez, é utilizado para determinação da irradiação difusa, de modo que sua aplicação costuma se dar em conjunto ao piranômetro para determinação da componente direta (PINHO; GALDINO, 2014).

Há, todavia, uma gama de bancos de dados de maior e menor precisão disponíveis de forma gratuita e *on-line*. Em escala internacional, pode-se destacar o banco de dados do SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), desenvolvido pela entidade de pesquisa americana NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), contando com dados fornecidos por diversas entidades globais como: Agência Espacial Americana (NASA), Centro Aeroespacial Alemão (DLR), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e a Universidade do Estado de Nova Iorque (SUNY). No caso brasileiro, pode-se citar o Sundata, desenvolvido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB), apesar de restrito apenas para latitudes de 12° Norte a 40° Sul e longitude de 30° Oeste à 80° Oeste, o Sundata apresenta tanto os valores de irradiação para o plano horizontal como para o plano inclinado em três diferentes graus de inclinação.

Outra relevante ferramenta é o programa RADIASOL 2, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e disponibilizado no *site* do próprio laboratório; o RADIASOL 2 calcula valores de irradiação solar horária sobre uma superfície inclinada e suas componentes direta e difusa em qualquer localidade no território brasileiro, além disso é possível o usuário inserir dados de irradiação média mensal sobre plano horizontal caso a localidade não esteja contemplada no banco de dados do programa.

4.2 Energia solar fotovoltaica

O aproveitamento direto do recurso solar pode ser realizado através de sua captação térmica, derivando-se as tecnologias da energia solar térmica, cujo o escopo descritivo não é objetivo desse trabalho, ou através de sua conversão direta em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, nome esse que batiza a segunda vertente de aproveitamento: a energia solar fotovoltaica. O efeito fotovoltaico, descoberto em meados do século XIX, é caracterizado pelo surgimento de uma tensão elétrica em um determinado material quando exposto à luz e sujeito à um campo elétrico. Para a ocorrência o material em questão deve ser constituído por átomos que possuam, entre as bandas energéticas de seus elétrons de valência e de condução, um hiato energético denominado de banda proibida (*bandgap*) de ordem média de 1eV, podendo chegar a pouco menos de 3eV (BRAGA, 2008).

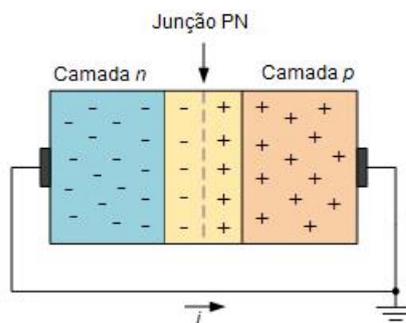
Define-se como semicondutores os materiais com as propriedades acima descritas, exemplificados em elementos dos grupos 14 a 16 da tabela periódica, com destaque para o silício (Si), bem como alguns compostos binários, como Telureto de Cádmiio (CdTe); ternários, como Disseleneto de Cobre-Índio (CGIS); e até quaternários, como Fosfeto-Arsenieto de Gálio-Índio (InGaAsP). A mera exposição desses materiais e compostos à energia luminosa, no entanto, não é suficiente para a geração de uma tensão ou corrente elétrica; para isso, devem estar sujeitos à ação de um campo elétrico, o qual é produzido através da junção de camadas com diferentes propriedades elétricas, seja por técnicas de dopagem, seja por uso de diferentes tipos de materiais constituintes (PINHO; GALDINO, 2014).

4.2.1 Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é o menor elemento modular responsável pela conversão de energia luminosa em energia elétrica. Segundo relatório emitido em 2017 pelo instituto alemão de pesquisa Fraunhofer Institut für Solare Energiesystem, mais de 90% da potência instalada no mundo de geração de energia fotovoltaica corresponde a células fotovoltaicas a base de silício cristalizado, comprovando sua extensa dominância no mercado fotovoltaico em razão do baixo preço da matéria prima e do aprimoramento tecnológico de suas técnicas produtivas. As células a base de silício cristalizado se apresentam em duas categorias: monocristalina e policristalina, cuja diferença, expressa na própria denominação, se dá no processo de fabricação, no qual a primeira é obtida a partir de blocos fundidos de silício constituídos de um cristal único e unidirecionalizado, enquanto a segunda tem seus blocos originais constituídos por policristais de diferentes orientações (GREENPRO, 2004).

Células a base de silício cristalizado são constituída basicamente a partir de duas lâminas de material semiconductor previamente dopadas: uma delas com elementos dopantes com excesso de elétrons, como o fósforo, arsênio e antimônio, constituindo semiconductor tipo n ; e a outra, com elementos com carência de elétrons, como boro, alumínio, gálio e índio, constituindo semicondutores tipo p (PINHO; GALDINO, 2014). Quando unidas ambas as lâminas, forma-se uma zona central de depleção, também chamada de junção pn , na qual cargas positivas e negativas se anulam, gerando uma barreira potencial que impede a passagem das cargas localizadas nas zonas eletricamente carregadas, mais afastadas do centro (BLUESOL, 2016). Às camadas semiconductoras dopadas acrescentam-se ainda materiais condutores, de modo a realizar o contato elétrico entre as regiões carregadas positiva e negativamente, permitindo a circulação de elétrons resultantes da fotoexcitação (GREENPRO, 2004), como se pode observar na Figura 2.

Figura 2 – Esquematização simplificada da junção PN em célula solar



Outra formatação de células fotovoltaicas presente em menor proporção no mercado e anunciada como segunda geração de células solares são as de película fina ou filmes finos (*thin films*), essas não apresentam dimensões pré-definidas e tem seu fabrico através de técnicas de deposição de vapor (BLUESOL, 2016). Os principais representantes desse grupo são a base de: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre-gálio-índio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Em comparação às células de silício cristalizado, os filmes finos apresentam maior maleabilidade e flexibilidade à diferentes superfícies, no entanto a eficiências e durabilidade dessas células ainda se encontram aquém das obtidas através das tecnologias de silício cristalizado, como se pode analisar na Tabela 2, na qual se compara as eficiências de células de diferentes fabricações e materiais, tanto de células solares quanto de módulos fotovoltaicos por elas constituídos (FRAUNHOFER INSTITUT ISE, 2017).

Tabela 2 – Comparação das melhores eficiências observadas em laboratório de diferentes materiais de células fotovoltaicas isoladas e módulos fotovoltaicos

Tipo de Célula	Eficiência da Célula	Eficiência do Módulo
	Fotovoltaica	Fotovoltaico
Monocristalino (mono-Si)	26,7%	24,4%
Policristalino (poly-Si)	21,9%	19,9%
CIGS	21,7%	19,2%
Telureto de Cádmio (CdTe)	21,0%	18,6%
Silício Amorfo (a-Si)	14,0%	10,9%

Fonte: Fraunhofer Institut ISE (2017).

Além da eficiência em condições laboratoriais padronizadas, é importante analisar como essa característica se comporta frente a variáveis externas, dentre essas, ressalta-se principalmente a temperatura e, em segundo plano, a umidade. As películas finas quando expostas a ambientes quentes úmidos se apresentam instáveis e tendem a ter uma taxa de degradabilidade maior quando comparadas as células de silício cristalizado (GREENPRO, 2004) e, entre as duas representantes dessa última categoria, observa-se que a taxa de perda de eficiência com o incremento da temperatura é maior em células monocristalinas que nas policristalinas, justificando-se pela própria característica visual da primeira ser mais escura que a segunda, ocasionando uma maior absorção da radiação solar e, conseqüentemente, um maior aquecimento (MORENO, 2013).

4.2.2 Módulo Fotovoltaico

De modo a atingir determinadas propriedades elétricas (tensão, corrente e potência) adequadas ao nosso sistema de consumo de energia, faz-se necessário agrupar as células fotovoltaicas em arranjos em série e em paralelo em uma estrutura denominada módulo fotovoltaico. Um módulo fotovoltaico padrão de células a base de silício cristalino apresenta comercialmente de 36 a 72 células, as quais se encontram interligadas por elementos condutores (*busbars*), alternando da camada n de uma à camada p da outra. A lâmina de célula é envolta por um material (etileno vinil acetato, teflon ou resina fundida) responsável pelo encapsulamento e conseqüentemente pela proteção contra tensões mecânicas, agentes atmosféricos e umidade, além de assegurar o isolamento elétrico (GREENPRO, 2004). Para máxima redução de perdas da energia advinda da fonte luminosa, a face a ser exposta a radiação solar é envolta externamente por uma camada de vidro temperado de alta transparência e baixo teor de ferro, enquanto que a face oposta é composta por filme polimérico a base tereftalato de polietileno (PET) ou fluoreto de polivinila (PVF ou Tedlar[®]). Por fim, há a moldura de alumínio anodizado ao redor do módulo e as conexões elétricas na parte anterior (PINHO; GALDINO, 2014). Além da ora descrita formatação vidro-película, os módulos cristalinos podem ser encontrados ainda nas seguintes configurações:

- Vidro-vidro: tanto a face exposta quanto a oposta são constituídas por uma camada de vidro temperado, nesse caso costuma-se dispensar a moldura de alumínio de modo a aumentar o apelo estético;
- Metal-película: face exposta composta por uma película transparente e face oposta composta por película metálica, reduz a largura do módulo, dispensando moldura de alumínio e permitindo maior maleabilidade e um grau um pouco maior de flexibilidade e adaptabilidade a superfícies curvas;
- Película-película: face exposta e oposta composta por películas transparentes, assim como a anterior, permite a redução da largura do módulo e dispensa da moldura de alumínio, apresentando apelo estético dado o seu grau de transparência, podendo ser utilizado em janelas e estrutura vítreas de edifícios sem afetar a iluminação interna desses.

Um módulo fotovoltaico apresenta um conjunto de propriedades elétricas variantes de acordo com marca e modelo, essas encontram-se detalhadas na folha de dados (*datasheet*) disponibilizada pelo fabricante, podendo-se destacar duas de maior relevância comercial: potência nominal e eficiência. A potência nominal ou potência pico é a máxima potência

alcançada pelo módulo, expressa em Wp (lê-se Watt-pico) e determinada através de ensaios laboratoriais realizados nas Condições Padrão de Testes (*Standart Test Conditions*): 25°C, irradiância de 1000 W/m² e massa de ar (AM) de 1,5 (FARIAS, 2017). A eficiência, por sua vez, é a razão entre potência gerada e irradiância incidente, sendo expressa costumeiramente em porcentagem. Segundo levantamento realizado pela empresa estadunidense EnergySage para o ano de 2017, a maior parte dos módulos fotovoltaicos produzidos possuem potência variando nas faixas de 270Wp (60 células) e 320Wp (72 células), com eficiência média entre 14% e 16%. O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) determina as classes de eficiência energética dos módulos de acordo com a Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 – Tabela de eficiência energética para sistemas de energia fotovoltaica

Classe	Silício Cristalino	Filmes Finos
A	>13,5%	> 9,5%
B	13,5% - 13,0%	9,5% - 7,5%
C	13,0% - 12,0%	7,5% - 6,5%
D	12,0% - 11,0%	6,5% - 5,5%
E	< 11,0%	< 5,5%

Fonte: Inmetro (2017).

Para além de questões comerciais, a análise das propriedades elétricas e coeficientes de temperatura dos módulos fotovoltaico é fundamental para realização do dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica, bem como para previsão do comportamento desse em situações ambientais diferentes daquelas aplicadas nas condições de testagem. A Tabela 4 descreve tais propriedades e coeficientes:

Tabela 4 – Propriedades elétricas e coeficientes de temperatura de módulos fotovoltaicos

Propriedade	Definição
Tensão de Máxima Potência (V_{mpp})	Tensão correspondente ao ponto de máxima potência (MPP);
Corrente de Máxima Potência (I_{mpp})	Corrente elétrica correspondente ao ponto de máxima potência (MPP);

(continua)

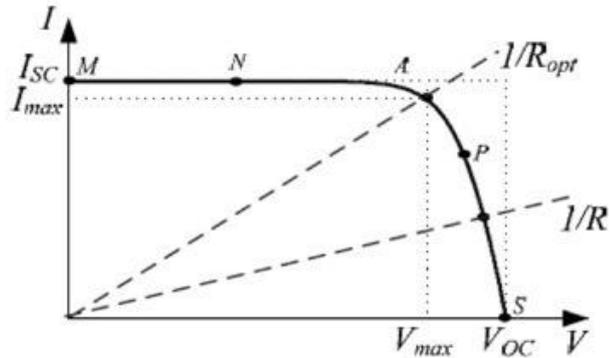
Tabela 4 – Propriedades elétricas e coeficientes de temperatura de módulos fotovoltaicos (conclusão)

Propriedade	Definição
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	Tensão observada entre os terminais do módulo em ausência de cargas;
Corrente de Curto Circuito (Isc)	Corrente elétrica medida ao curto-circuitar os terminais do módulo com circuito externo de baixa resistência;
Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)	Temperatura atingida pela célula quando em funcionamento em condições normais de operação (irradiância de 800 W/m ² , temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento à 1 m/s);
Coefficiente de Temperatura para Máxima Potência	Taxa de correção da potência máxima para valores de temperatura diferentes de 25°C, mensurada em porcentagem por grau Celsius (%/°C);
Coefficiente de Temperatura para Isc	Taxa de correção da corrente de curto circuito para valores de temperatura diferentes de 25°C, mensurada em porcentagem por grau Celsius (%/°C);
Coefficiente de Temperatura para Voc	Taxa de correção da tensão de circuito aberto para valores de temperatura diferentes de 25°C, mensurada em porcentagem por grau Celsius (%/°C);

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

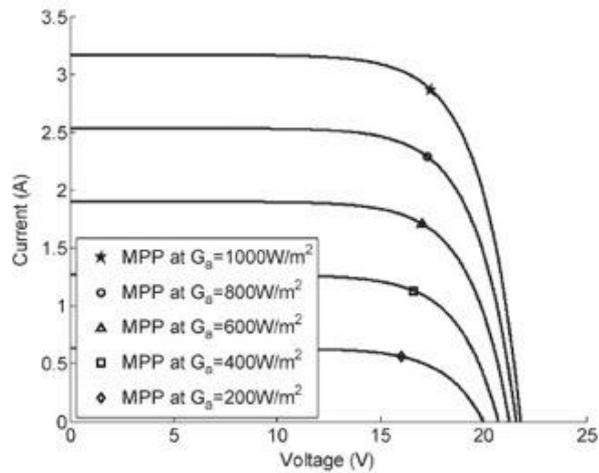
A curva característica de corrente *versus* tensão (I-V) de um módulo fotovoltaico (Figura 3) constitui um elemento de leitura rápida, permitindo a análise dos parâmetros elétricos descritos acima. Sua elaboração decorre através da sujeição do módulo em condições padrão de teste (STC) à uma tensão variável desde valores negativos ou próximos de zero à valores acima da tensão de circuito aberto, quando a corrente se torna negativa (PINHO; GALDINO, 2014). Ademais observa-se graficamente o comportamento dessa curva para situações de operação com diferentes irradiâncias (Figura 4) e de temperaturas (Figura 5), permitindo concluir seus efeitos globais sobre a potência nominal do módulo.

Figura 3 – Curva característica corrente versus tensão (I-V) de um módulo fotovoltaico



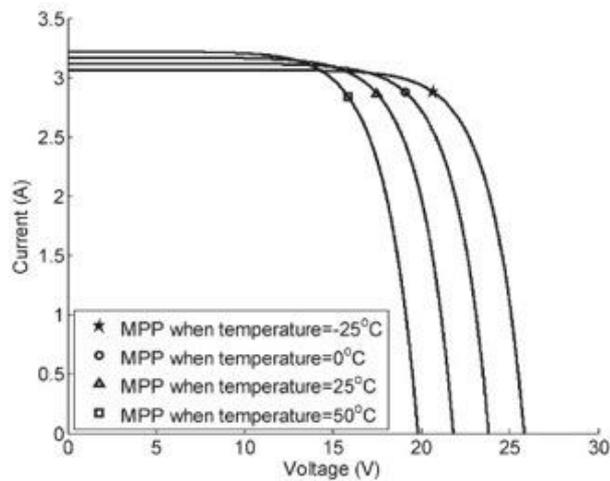
Fonte: Ferreira (2008).

Figura 4 – Comportamento da curva I-V para diferentes irradiâncias



Fonte: Ferreira (2008).

Figura 5 – Comportamento da curva I-V para diferentes temperaturas



Fonte: Ferreira (2008).

Observa-se, assim, que a diminuição da irradiância leva à uma redução acentuada da corrente, seguida por uma suave diminuição da tensão, resultando em um valor de ponto de máxima potência (MPP) menor, portanto para irradiâncias menores, menor será a potência de saída. Quanto à temperatura, tem-se duas colocações: seu efeito sobre a corrente é positivo, ou seja, tem-se o aumento de uma em detrimento da outra, todavia, seu aumento provoca uma brusca redução da tensão do circuito; dado que a variação da tensão é muito maior que a da corrente, o efeito da primeira é dominante, provocando uma redução do ponto de máxima potência (MPP) para temperaturas maiores que aquelas praticadas em condições de teste padrão (STC), ou seja, 25°C (BLUESOL, 2016).

Os módulos fotovoltaicos, assim como suas células constituintes, podem ser conectados em série e/ou paralelo. A uma associação de módulos fotovoltaicos dá-se o nome de painel fotovoltaico, este, por sua vez, possui suas características elétricas análogas aos de seus elementos-base, sendo determinadas pelo conjunto de associações estabelecidas para sua formação. As mesmas leis básicas que regem o funcionamento e determinam as propriedades de qualquer circuito elétrico também se estendem a módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, painéis fotovoltaicos, sendo explicitadas a seguir (BLUESOL, 2016):

- Para associações em série:
 - A corrente equivalente (I_{Eq}) é igual a corrente nominal (I_{MF}) dos módulos: $I_{Eq} = I_{MF}$;
 - A tensão equivalente (U_{Eq}) é igual ao somatório das tensões nominais (U_{MF}) de cada módulo, dado que os módulos são semelhantes e sendo m o número de módulos associados em série: $U_{Eq} = m \cdot U_{MF}$;
 - A potência equivalente (P_{EQ}) é igual ao produto da corrente pela tensão equivalente, sendo, portanto: $P_{Eq} = I_{MF} \cdot m \cdot U_{MF}$.
- Para associações em paralelo:
 - A corrente equivalente (I_{Eq}) é igual ao somatório das correntes nominais (I_{MF}) de cada módulo, dado que os módulos são semelhantes e sendo n o número de módulos associados em paralelo: $I_{Eq} = n \cdot I_{MF}$;
 - A tensão equivalente (U_{Eq}) é igual a tensão nominal (U_{MF}) dos módulos: $U_{Eq} = U_{MF}$;
 - A potência equivalente (P_{EQ}) é igual ao produto da corrente pela tensão equivalente, sendo, portanto: $P_{Eq} = n \cdot I_{MF} \cdot U_{MF}$.

- Para associações mistas:
 - A corrente equivalente é calculada semelhantemente àquela em associações em paralelo $I_{Eq} = n \times I_{MF}$;
 - A tensão equivalente é calculada semelhantemente àquela calculada em associações em série: $U_{Eq} = m \times U_{MF}$;
 - A potência equivalente (P_{Eq}) é igual ao produto da corrente pela tensão equivalente, sendo, portanto: $P_{Eq} = n \times I_{MF} \times m \times U_{MF}$.

4.2.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)

Considera-se um sistema fotovoltaico a união de diversos equipamentos, os quais atuam conjuntamente como fonte de potência elétrica, gerando, a partir do recurso solar e por meio do efeito fotovoltaico, energia elétrica em configurações adequadas a cargas, circuitos ou rede a que se interliga. Classifica-se o sistema fotovoltaico de acordo com o grau do usuário de independência da rede elétrica comum: sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) ou autônomos ou *off-grids*; e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) ou *on-grids*. A utilização do primeiro ou do segundo dependem diretamente da finalidade da instalação, das características locais, bem como dos anseios do usuário e de sua disponibilidade financeira.

Sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) costumam ser utilizados em áreas remotas, de acesso difícil ou inexistente à rede de distribuição ou para o abastecimento de cargas isoladas, como bombas d'água, motores de pequeno porte, postes de iluminação, sistemas de telecomunicação ou torres de medição. Por sua vez, sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), tem sua energia elétrica consumida instantaneamente e o excesso injetado diretamente na rede da distribuidora local, para tanto faz-se necessário a presença de redes de distribuição, justificando a presença desse tipo de instalação em áreas urbanizadas ou áreas rurais eletrificadas. Os SFCRs se apresentam em uma grande gama de escala, desde pequenas instalações voltadas para abastecimento do consumo residencial (Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edifícios ou SFIEs) à grandes usinas solares fotovoltaicas (UFVs) constituintes do sistema elétrico nacional ou atuantes no mercado livre (PINHO; GALDINO, 2014). É importante ressaltar que, dado o foco deste trabalho em consumidores de áreas residenciais urbanas e na consequente adoção da geração fotovoltaica por esses, os SFCRs (especificamente os SFIEs) se apresentam como o tipo de instalação mais adequado para este fim, sendo, portanto, descritos detalhadamente a seguir seus componentes e, em tópico mais adiante, sua metodologia de dimensionamento.

Componentes básicos de um SFCR:

- Painel fotovoltaico;
- Estruturas de suporte;
- Inversor interativo;
- Sistema de proteção;
- Sistema de monitoramento;
- Medidor bidirecional;
- Cabeamento.

4.2.3.1 *Estrutura de suporte*

As estruturas de suporte são elementos em liga de alumínio ou aço inox responsáveis pela fixação e ancoragem do painel fotovoltaico à superfície de apoio, podendo ser um telhado (cerâmico, metálico ou fibrocimento), laje, fachadas ou mesmo o próprio solo. É essencial que a estrutura seja resistente às intempéries e aos esforços mecânicos exercidos pelo peso dos módulos aliado à ação do vento (FARIAS, 2017), além disso não deve provocar quaisquer sombreamentos nem impossibilitar o acesso aos módulos para manutenção e reparos (CARNEIRO, 2016). Dado à relevância da geometria entre o painel fotovoltaico e os ângulos de incidência solar, os ângulos de orientação e de inclinação dos módulos são essenciais quando observado sua fixação de modo a maximizar a performance do sistema e reduzir o acúmulo de poeira e materiais indesejados (BLUESOL, 2016).

4.2.3.2 *Inversor*

Os inversores são equipamentos que se utilizam de uma série de dispositivos de chaveamento eletrônico para a conversão de uma corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) cujas características de tensão, amplitude, frequência e conteúdo harmônico devem ser adequadas às cargas a serem alimentadas (PINHO; GALDINO, 2014).

No caso de inversores conectados à rede (*grid-tie* ou *on grid*), observa-se que os parâmetros de saída são determinados pelas propriedades da rede de distribuição, encontrando-se especificados em um conjunto de normas técnicas das concessionárias, além daquelas exigidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) presentes nas NBR 16149:2003, NBR 16150:2013 e NBR IEC 62116:2012, os quais determinam a presença de mecanismos de

anti-ilhamento, proteção e monitoramento (FARIAS, 2017). Uma outra importante função presente em inversores utilizados em SFCRs é o Seguimento de Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracker* – MPPT), esse ajuste constante é responsável pela manutenção da máxima potência para as condições de irradiância e temperatura de um determinado instante através de correções na tensão de operação do sistema gerador, maximizando a eficiência global do SFCR (BLUESOL, 2016).

Os inversores *grid-tie* são tipificados em quatro categorias diferentes de acordo com a potência do sistema a ele conectado: microinversores, inversores de linha (*string*), inversores de multilinha (*multistring*) e centrais inversoras.

Microinversores atendem a baixas potências de até 1,0 kWp e costumam compor os denominados Módulos Integrados ou Módulos AC. Esse tipo de inversor possibilita uma maior independência entre os módulos, com melhor detalhamento do monitoramento, além de maior adaptabilidade do sistema a telhados mais recortados e modularidade a futuras expansões. A exponencialização dos custos com o crescimento em escala do sistema e as menores eficiências de conversão em comparação aos outros tipos de inversores figuram como as principais desvantagens dos micros (MARANGONI, 2012).

Inversores de linha (*string*) e multilinha (*multistring*) atuam em sistemas menores que 100 kWp, nele os módulos são conectados entre si de modo a atingir determinados níveis de tensão de entrada e corrente de entrada que otimizam o funcionamento do inversor. Os módulos de uma mesma linha devem apresentar a mesma orientação e inclinação, não estando sujeitos a sombreamentos isolados, visto que quaisquer perdas de potência ocasionada em um elemento da linha afeta os demais. A grande vantagem desse tipo de inversores é a redução de equipamentos em um só, bem como menores custos e maiores eficiências de conversão (MARANGONI, 2012).

Centrais inversores são utilizadas em sistemas com potências que vão de algumas centenas de quilowatt-pico a casa dos megawatt-pico, apresentando uma arquitetura mais robusta e adaptada a elevadas potências, tensões e correntes (PINHO; GALDINO, 2014).

Observa-se que, para SFIEs, microinversores, inversores de linha e multilinha apresentam-se mais adequados tanto em relação a questão custo-benefício, quanto à escala dos projetos. Dentre os três, entando, a escolha da tipologia mais adequada deve observar não apenas a potência-pico do sistema gerador, como também a disponibilidade de área, a conformação do telhado ou a ocorrência de sombreamentos inevitáveis. Dado que os SFIEs não costumam apresentar orientação e inclinação otimizadas para geração fotovoltaica, tem-se que sua operação nas condições de pico ocorre apenas durante curtos períodos de tempo, justificando

assim o subdimensionamento do inversor. Para tanto, deve-se analisar o comportamento do equipamento em condições de sobrecarga, dando preferência àqueles que têm como resposta limitar a potência de saída à potência nominal sem danificar os componentes internos em caso de superaquecimento (BLUESOL, 2016).

A eficiência de conversão CC-CA, de seguimento (*tracking*) e a eficiência estática são um dos principais aspectos técnicos a serem avaliados na qualificação de inversores. A primeira delas, como explicitado no próprio nome, fornece o percentual de perdas relacionadas à conversão direta da corrente contínua em corrente alternada, sendo calculada pela razão entre potência de saída efetiva (potência CA) e potência de entrada efetiva (potência CC). A eficiência de seguimento, por sua vez, está relacionada diretamente às perdas durante os períodos de flutuação de tensão para localização do ponto de máxima potência (MPP), seu cálculo é realizado através da razão entre potência de entrada efetiva (potência CC) e a potência máxima instantânea (potência PV). Por fim, a eficiência estática é resultado do produto das duas primeiras, relacionando a potência de saída efetiva e a máxima potência de entrada (BLUESOL, 2016). A Tabela 5 resume os cálculos para determinação de cada eficiência apresentada:

Tabela 5 – Equações para cálculo de eficiência em inversores

Propriedade	Equação
Eficiência de Conversão	$\eta_{con} = \frac{P_{CA}}{P_{CC}}$ (1)
Eficiência de Rastreamento	$\eta_{tr} = \frac{P_{CC}}{P_{PV}}$ (2)
Eficiência Estática	$\eta_{inv} = \eta_{con} \times \eta_{tr} = \frac{P_{CA}}{P_{PV}}$ (3)

Fonte: BLUESOL (2016).

4.2.3.3 Sistema de proteção

O sistema de proteção de um SFCR é composto por diversos dispositivos como disjuntores, relés e transformadores, responsáveis por isolar eletricamente os equipamentos das cargas e da própria rede elétrica, assegurando que anomalias em uma das partes acarrete danos na outra. Os requisitos mínimos de proteção se encontram listados no item 5 da Seção 3.3 do Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição (PRODIST, 2017) disponibilizado pela ANEEL,

no qual se determina que, para instalações geradoras com potência nominal menor que 500 kW, devem estar presentes:

- Elemento de desconexão visível e acessível (chave seccionadora);
- Elemento de interrupção automático acionado por comando e/ou proteção (disjuntores termomagnéticos, relés de proteção e/ou fusíveis);
- Transformador de acoplamento (não obrigatório para potências nominais menores que 10 kW);
- Proteção de sub e sobretensão;
- Proteção de sub e sobrefrequência.

Atualmente, a grande maioria dos inversores comerciais contém parte desses dispositivos internamente, devendo-se analisar a folha de dados daquele para a conferência da necessidade da inclusão desses em quadros de proteção externos. Além desses outros dois dispositivos podem ser requisitados pelas concessionárias para proteção humana (dispositivo diferencial residual ou DDR) e para proteção do sistema gerador (dispositivo de proteção contra surtos ou DPS). O primeiro é responsável por identificar a ocorrência de correntes de fuga no circuito, as quais podem causar choques nos usuários; enquanto que o segundo identifica ocorrências de sobretensão, normalmente provocadas por descargas elétricas, manobras de rede ou ligamento e desligamento de máquinas, desviando essas correntes e protegendo o SFCR (FARIAS, 2017).

4.2.3.4 Sistema de monitoramento

O monitoramento é normalmente realizado pelos próprios inversores, muitos deles possuem saídas para cabos lógicos, conexão WIRELESS ou fazem uso de aparelhos comunicadores, para todos os casos os dados são enviados em tempo real para o servidor da empresa fabricante, sendo necessário sinal de Internet no local da instalação. Algumas empresas atuam com *dataloggers*, comunicadores ou mesmo *modems* que utilizem rede 3G através de *chips* da rede de telefonia portátil, esses equipamentos se comunicam com inversores de diferentes modelos, coletando, armazenando e reenviando os dados, de modo que qualquer falha na rede local não gere sucessivas perdas de informações. Tanto através de plataformas virtuais das próprias empresas fabricantes dos inversores, como através das desenvolvidas por aquelas especializadas no monitoramento, é possível acompanhar numérica e graficamente a geração fotovoltaica em diferentes bases de tempo (diária, mensal, anual e acumulada).

4.2.3.5 Medidor bidirecional

O medidor bidirecional é o equipamento responsável pela leitura da energia injetada e energia consumida da rede de distribuição pela unidade consumidora (UC). Sua instalação é de responsabilidade da concessionária, visto que grande parte dos medidores em uso ainda são de caráter unidirecional.

4.2.3.6 Cabeamento

Conjunto de cabos responsáveis pela condução da energia elétrica dos módulos ao inversor (cabeamento de corrente contínua) e do inversor até o ponto de conexão com a rede (cabeamento de corrente alternada). A espessura do cabeamento deve obedecer às normas técnicas e de segurança vigentes, devendo-se observar a corrente máxima e a tensão máxima suportadas para a bitola, material e condicionamento do cabo em questão.

4.3 Geração Distribuída (GD)

Entende-se como Geração Distribuída (GD) todo e qualquer sistema de geração de energia, cuja instalação se dá próximo ao centro de consumo, não necessitando de linhas extensas de transmissão e objetivando, em primeiro momento, atender às demandas energéticas desse centro (EPE, 2014). Em âmbito nacional, o artigo 14º do decreto presidencial nº 5.163 de 30 de julho de 2004 delimita GD como:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

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

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

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do *caput*.

Baseado nisso, a ANEEL através do Módulo 1 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), define GD como “centrais consumidoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores”.

A necessidade de um arcabouço legal para GD ocorre dentro de um panorama global de desenvolvimento de novas tecnologias; surgimento de novas demandas econômicas; aumento das regulações, restrições e responsabilizações ambientais; crescimento das exigências de qualidade e confiabilidade da rede elétrica; e liberalização do mercado de energia (DE FREITAS; HOLLANDA, 2015). Segundo Barbosa e De Azevedo (2014), a GD se apresenta como parte da resposta para algumas dessas questões, visto que:

- Favorece a diversificação da matriz energética;
- Responde mais rapidamente à novas demandas localizadas;
- Reduz perdas por transmissão, possibilitando melhor eficiência energética;
- Privilegia o uso de fontes de energia renováveis;
- Contribui para o desenvolvimento da economia local.

A política de inserção da GD na matriz energética é variável e sua metodologia de adoção tem se mostrado estratégica na velocidade de implementação desses investimentos. Nesse contexto, podem-se citar dois modelos principais utilizados para impulsionar o surgimento de novos empreendimentos nesse campo, especialmente em faixas de menor potência: a Tarifa Prêmio ou *Feed-In-Tariff* (FIT) e o Sistema de Compensação de Energia ou *Net Energy Metering* (NEM). O sistema de Tarifa Prêmio baseia-se no recebimento de valores monetários pela geração de energia através de um valor por quilowatt-hora (kWh) determinado de acordo com a fonte geradora, o local da instalação, a tecnologia adotada, o horário de geração, dentre outros parâmetros pré-determinados por governos, autarquias, órgãos governamentais ou ainda entidades de classe – assim, conclui-se que nesse modelo, os geradores de energia são dotados de instrumentos jurídicos que permitem um ambiente de comercialização de energia em menor escala com a distribuidora. De modo a subsidiar e incentivar a adoção e desenvolvimento da geração através de fontes renováveis, o FIT apresenta tarifas de venda de energia maiores que as de compra, sendo ratificadas através de contratos entre as partes envolvidas, costumando trazer consigo um plano regressivo dessa diferença de preços, ponderando o barateamento e a expansão do uso das energias renováveis ao longo do tempo (EIA, 2013).

O Sistema de Compensação de Energia baseia-se primordialmente em um banco de créditos de energia, os quais são gerados quando o saldo entre geração *versus* consumo é positivo. Nesse modelo não há comercialização direta da energia e sua aplicação apresenta grande variabilidade em decorrência da durabilidade dos créditos e das taxas cobradas por conexão, disponibilidade e uso da rede da distribuidora. O NEM pode ainda ser considerado uma adaptação do modelo de Tarifa Prêmio, no qual a tarifa de venda é igual à de compra, além de acompanhar progressivamente os reajustes inflacionários da última (EIA, 2012). No Brasil, a partir da Resolução Normativa da ANEEL (REN) 482/2012, atualizada pela REN 687/2015, definiu-se o Sistema de Compensação de Energia como o modelo legal a ser aplicado para a GD a partir de fontes renováveis para potências nominais menores que 5 MW, exceto fonte hídrica, cujo teto de potência é de 3 MW:

Art. 2 III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

4.3.1 Legislação brasileira em GD

A necessidade de um ordenamento jurídico para autogeração e comercialização de energia elétrica surge em um contexto de demandas contínuas por flexibilização nas relações entre consumidores, distribuidoras, transmissoras e geradoras, bem como numa atuação mais consciente aliada à maior concentração de poder de decisão da parte dos consumidores.

Dessa forma, diversas discussões estabelecidas entre as entidades de classe interessadas e mediadas pela ANEEL foram desenvolvidas ao longo da última década para aperfeiçoar o modelo do setor elétrico vigente, de modo a acompanhar as evoluções tecnológicas e tendências sócio-mercadoológicas.

Assim, através da REN 167/2005, foram determinadas as principais condições para comercialização de energia gerada através de GD, nos quais a contratação se estabelece entre o ente gerador e a distribuidora através de chamada pública ou de contrato de compra de energia com registro na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sendo limitado o montante total de energia elétrica contratada por essa modalidade a 10% da demanda elétrica da distribuidora em questão (ANEEL, 2005). Em seguida, a REN 481/2012 estipulou

descontos nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD) aplicada às dez primeiras usinas de fontes renováveis com potências entre 30 MW e 300 MW (ANEEL, 2012).

Apenas a partir da REN 482/2012, passa a haver um foco maior no pequeno e médio consumidor com capacidade de investimento na autoprodução de energia. Como supracitado, por meio dessa resolução foi fundamentado o Sistema de Compensação de Energia voltado para micro- e minigeração através de fontes de energia renováveis. Assim, delimitou-se a microgeração, qualquer central geradora baseada em fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, cuja potência nominal seja igual ou inferior a 100 quilowatts (kW). Enquanto que, para a minigeração, esse intervalo de potência nominal se estende de 100 kW a 1 megawatts (MW) (ANEEL, 2012). A micro- e minigeração, no entanto, ainda se encontravam limitadas a ocorrer na UC à qual os créditos de energia se destinavam, sendo flexibilizados novos modelos de geração apenas nas resoluções seguintes: REN 517/2012 e REN 687/2015.

A REN 517/2012 permitiu compensar a energia elétrica ativa gerada em uma UC diferente daquela onde foi gerada, desde que ambas estejam sob o mesmo titular e sejam atendidas pelo mesmo agente distribuidor (ENOVA SOLAR, 2016). Já a REN 687/2015 promoveu uma série de atualização na REN 482/2012. Assim, alterou-se os limites para micro- e minigeração, mantendo-se, no entanto, a exigência do uso de fontes renováveis. Dessa forma, enquadraram-se potências nominais iguais ou inferiores a 75 kW como microgeração e potências nominais de 75 kW a 5 MW, exceto para fontes hídricas, cujo limite superior de potência é 3 MW, como minigeração (ANEEL, 2015). Além disso, o ambiente regulatório da GD foi expandido a prédios de múltiplas unidades consumidoras (PMUC) e a geração compartilhada, formatada através de consórcios ou cooperativas, foi autorizada. Por fim, a validade dos créditos de energia foi alargada de 36 para 60 meses a partir da data do faturamento e a divisão de unidades geradoras em unidades de menor porte, expressamente proibida (ENOVA SOLAR, 2016).

Em relação à tributação, a Lei nº 13.169, de 6 de Outubro de 2015 estabelece em seu artigo 8º a isenção das alíquotas do Programa de Integração Social (PIS), do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) sobre a energia elétrica ativa disponibilizada pela distribuidora e compensada posteriormente. A competência do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), no entanto, recai sobre a esfera estadual, sendo sua isenção aplicada através do Convênio 16/2015 ratificada pelos Conselhos da Fazenda de 23 unidades federativas descritas na Tabela 6:

Tabela 6 – Isenção de ICMS por Unidade Federativa

Isenção do ICMS	Unidade Federativa
Isento	Acre, Amapá, Alagoas, Bahia, Ceará, Distrito Federal, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins
Não Isento	Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Santa Catarina

Fonte: CONFAZ, 2015.

4.3.2 A GD no contexto do mercado de energia brasileiro

Consoante o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a classe de consumo residencial no ano de 2016 foi destino de 132.872 gigawatts-hora (GWh) da energia elétrica brasileira, perfazendo o segundo lugar entre as classes com 28,9% da fatia nacional e apresentando um consumo médio por consumidor de 159,8 kWh/mês. Em sua Nota Técnica DEA 001/2017, a EPE projeta uma expansão média nos próximos dez anos (2017-2026) de 2,5% ao ano (a.a.) no número de consumidores e de 1,4% a.a. no consumo por consumidor residencial, totalizando um crescimento médio de 3,9% a.a. (ver Tabela 7).

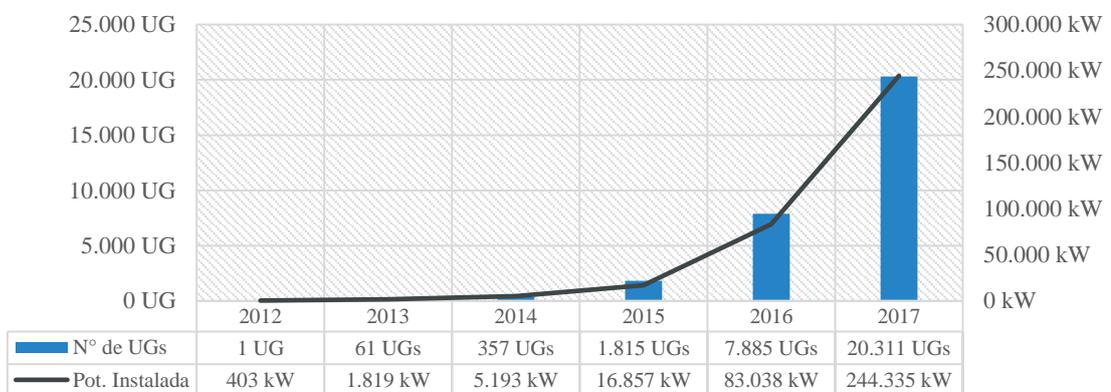
Tabela 7 – Consumo de eletricidade em 2016 e perspectiva de expansão de 2017 a 2026

Classe	Consumo de eletricidade (GWh)	Participação de consumo (%)	Varição a.a. 2017-2026 (%)
Residencial	132.611	28,9	+3,9
Industrial	163.758	35,6	+2,9
Comercial	88.165	19,2	+3,9
Outros	74.981	16,3	+4,0
Total	459.515	100,0	+3,6

Fonte: EPE, 2017

As projeções de expansão de demanda e consumo balizam o surgimento de novos investimentos no setor elétrico, os quais perscrutam todas as três principais áreas: distribuição, transmissão e geração, na qual a GD tem se incluído acentuadamente. Assim, observa-se que, apesar do contexto da crise político-econômica brasileira a partir de 2015, a GD tem reportado crescimento exponencial desde 2012 (ver Figura 6), contabilizando, até dezembro de 2017, 20.311 unidades geradoras (UGs), com uma potência instalada total de 244.335,10 kW (SISGD, 2017).

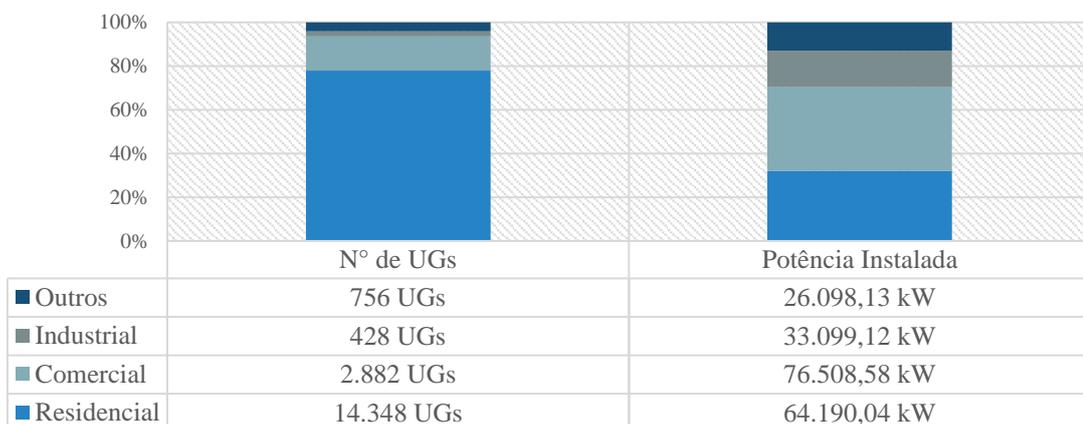
Figura 6 – Histórico de conexões de GD 2012-2017



Fonte: SISGD, 2017.

Segundo Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD), até dezembro de 2017, em termos de classe de consumo, manteve-se a predominância da classe residencial, computando 77,92% das UGs e 32,11% da potência instalada, seguida pela comercial, responsável por 15,65% das UGs e 38,27% da potência instalada (Figura 7).

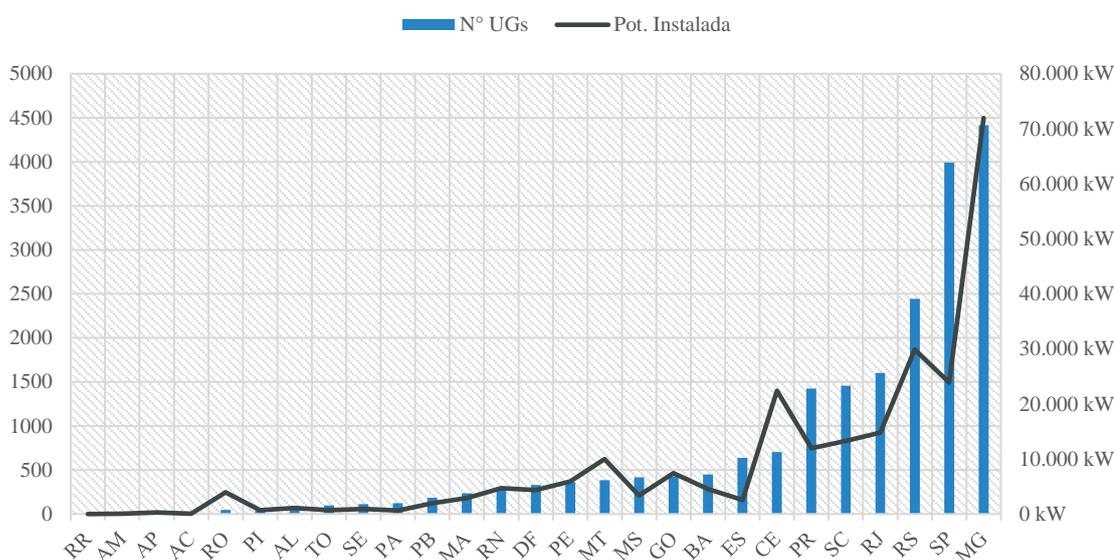
Figura 7 – Participação da GD por classe de consumo até dezembro de 2017



Fonte: SISGD, 2017.

Quanto à dispersão da GD por estado, os dados da ANEEL ratificam a liderança consecutiva de Minas Gerais em ambas as categorias: número de UGs (4.414 UGs, equivalente à 21,65% do total nacional), e potência instaladas, (71.959,04 kW, equivalente à 29,45% do total nacional). Outros destaques podem ser dados à São Paulo, Rio Grande do Sul, Rio de Janeiro, Santa Catarina, Paraná e Ceará, que respondem por 57,24% do número de UGs e 47,54% da potência instalada, como pode ser observado na Figura 8 abaixo.

Figura 8 – Dispersão da GD por estado até dezembro de 2017

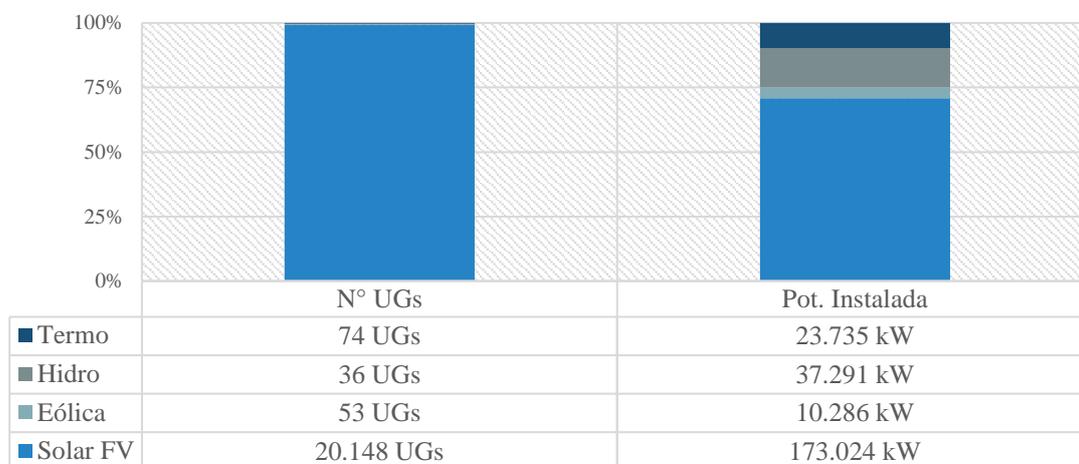


Fonte: SISGD, 2017.

4.3.2.1 A GD solar fotovoltaica

De acordo com o Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD), até o mês de dezembro de 2017, 99,22% das UGs cadastradas no sistema de compensação eram supridas por micro- ou minigeração solar fotovoltaica, totalizando 75,74% de toda a potência instalada (Figura 9). O sucesso dos SFCRs, seja na categoria de SFIEs ou de mini-UFVs, se dá em decorrência da modularidade desses sistemas, adaptabilidade à edifícios e espaços urbanos, facilidade de implementação e disponibilidade do recurso solar (VILELA; DA SILVA, 2016). Assim, o mercado de GD tem se mostrado o principal impulsionador do setor solar fotovoltaico brasileiro em um primeiro momento, fornecendo volume, expertise e atratividade para investimentos de maior porte.

Figura 9 – Tipificação de GD por fonte até dezembro de 2017



Fonte: SISGD, 2017.

4.4 Ferramentas para análise de investimentos

A tomada de decisão, ainda que não ocorra de maneira inteiramente racional, requer uma análise situacional através de informações ou dados relevantes que indiquem as vantagens e desvantagens de cada escolha, bem como suas consequências futuras. Dessa forma, em se tratando de decisões envolvendo investimentos econômicos, tem-se um leque de ferramentas cujos os resultados representam indicadores balizadores do processo decisório, são elas: Tempo de Retorno do Investimento (*payback*), Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

O primeiro dos três, o *payback*, considera a realização de um investimento inicial, seguido por receitas geradas em decorrência desse investimento, as quais, em um determinado período, irão se igualar ao valor inicialmente investido, a esse período de tempo estabelece-se o *payback* do projeto (NAKABAYASHI, 2014). Em projetos de maior volume financeiro, aplica-se um fator de correção em decorrência da desvalorização monetária ao longo do tempo e do grau de incerteza dos ganhos futuros, a esse fator denomina-se taxa de desconto e sua determinação se dá através da análise de custo médio ponderado de capital e da taxa mínima de atratividade (TMA) ou custo de oportunidade do capital (ASSAF NETO, 2016). Em se tratando de projetos de baixo risco, pode-se assumir como balizadores da taxa de desconto a rentabilidade de títulos públicos do governo federal e a taxa de juros SELIC (NAKABAYASHI, 2014). Assim, ao período de igualdade entre investimento e receita, obtido após aplicação da taxa de desconto no fluxo de caixa, nomeia-se *payback* descontado.

O VPL, por sua vez, representa o somatório entre investimento, custos e receitas ao longo da vida útil do projeto, aplicando a taxa de desconto ao fluxo de caixa a ele relativo. Assim, o VPL pode ser obtido através da Equação 4:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

Onde I_0 representa o investimento inicial; Fc_t , o fluxo de caixa do projeto em um determinado período t ; r , a taxa de desconto; e n , o horizonte de análise. Dessa forma, para valores positivos de VPL, tem-se que as receitas do projeto superam seus custos e o valor inicial do investimento, sendo o contrário verdadeiro para valores negativos dessa variável.

Por fim, a partir do conceito de VPL, obtém-se o terceiro dado quantitativo auxiliar na análise da viabilidade de um projeto: a TIR, que pode ser definida como uma taxa hipotética, cuja aplicação ao fluxo de caixa iguala os valores futuros ao investimento inicial. Assim, para valores de TIR maiores que a TMA, o investimento apresentará VPL positivo e, conseqüentemente, será financeiramente atrativo; para situações de valores menores que a TMA, tem-se a situação oposta; e, quando há coincidência de ambos os valores, não haverá lucro tampouco prejuízo ao longo do horizonte analisado (NAKABAYASHI, 2014). A partir dos conceitos supracitados e do desenvolvimento da Equação 4, obtém-se a seguinte metodologia numérica para cálculo da TIR, descrita na Equação 5 a seguir:

$$\sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+TIR)^t} = \frac{Fc_1}{(1+TIR)} + \frac{Fc_2}{(1+TIR)^2} + \frac{Fc_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{Fc_n}{(1+TIR)^n} = I_0 \quad (5)$$

4.4.1 Análise de investimento em solar fotovoltaica

Em se tratando de projetos de geração de energia, o Custo Nivelado de Energia ou *Levelized Cost of Energy (LCOE)*, representa um dado sintetizador entre os custos na implementação e operação da planta geradora e a geração de energia prevista ao longo da vida útil dessa, sendo utilizado largamente na comparação entre a competitividade de diferentes projetos nessa área. Dessa forma a determinação adequada desses dois parâmetros é essencial para a observância de um valor de LCOE que represente a realidade.

Segundo Marion *et. al* (2005), o desempenho de um SFCR deve ser analisado de acordo com a relação entre sua produtividade de referência Y_r (*reference yield*), ver Equação 6, e a produtividade do sistema Y_f (*final yield*), ver Equação 7.

$$Y_r = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H(t) dt}{H_{ref}} \quad (6)$$

Assim, a produtividade de referência Y_r representa a razão entre a irradiância solar $H(t)$ incidente no plano do gerador, medida em kW/m² e a irradiância de referência H_{ref} , considerada 1000 W/m². Dessa forma, a produtividade de referência para um período de 24 horas equivale à Hora Solar Pico ou Hora de Sol Pleno (HSP). A HSP é uma grandeza abstrata que figura o número de horas em que a irradiância solar permanece constante e igual a 1000 W/m², de forma que a energia resultante seja equivalente ao acumulado da energia disponibilizada pelo Sol ao longo de um dia (PINHO; GALDINO, 2014).

$$Y_f = \frac{E}{P_0} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_0} \quad (7)$$

Já a produtividade do sistema Y_f indica a razão entre a energia E (kWh) entregue pelo sistema, equivalente a integral das potências instantâneas $P(t)$ em um intervalo de tempo, e a potência pico P_0 (kWp) do gerador; fornecendo, assim, a produção de energia por unidade de potência (kWh/kWp) do SFCR (NAKABAYASHI, 2014).

À razão da produtividade do sistema Y_f pela produtividade de referência Y_r nomina-se de Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio* (PR), ver Equação 8. O PR é uma grandeza adimensional, normalmente quantificada em porcentagem e avalia a eficiência de conversão do SFCR, designando a relação entre a geração de energia real e a teórica. Diversos fatores influenciam o PR, tais como radiação solar local, alinhamento dos módulos, temperatura ambiente, existência de elementos de sombreamento ou ocorrência de sujidades, além das próprias perdas inerentes aos equipamentos elétricos e eletrônicos (SMA, 2017).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (8)$$

Assim, a partir dos conceitos supracitados e do desenvolvimento das Equações 6-8, tem-se a Equação 9, que fornece uma previsão para a geração de energia elétrica (E) a partir da potência nominal do gerador (P_0), as condições locais de Hora Solar Pico (HSP) e a Taxa de Desempenho do SFCR (PR).

$$E = P_0 \times HSP \times PR \quad (9)$$

Por fim, é importante observar a degradação de geração ao longo do tempo. Essa, normalmente encontra-se assegurada pela fabricante e empresas seguradoras voltadas para o mercado fotovoltaico, o período de cobertura estende-se por 25 anos, aplicando-se de forma generalizada uma degradação limite de 2,5% no primeiro ano e 0,7% linear nos anos seguintes, atendendo, conseqüentemente, práticas de mercado internacionais para a qualidade dos equipamentos, que determinam uma redução máxima de potência nominal à 80% da inicial, no término do 25º ano de operação (MONTENEGRO, 2013).

Quanto aos custos na implementação e operação do gerador, tem-se, em se tratando de SFCR, três elementos centrais: o custo de aquisição, os custos de operação e manutenção e os impostos. O primeiro equivale ao investimento inicial; enquanto que o segundo está relacionado aos gastos para operacionalizar e manter o bom funcionamento do gerador através de ações programadas de limpeza, troca de peças mecânicas, materiais elétricos e equipamentos eletrônicos, quando necessários; e o último é intimamente relacionado à legislação vigente, aplicando-se às localidades não participantes do Convênio 16/2015 (explicitado no item 4.3.1).

Por conseguinte, a Equação 10 apresenta modelo desenvolvida por Branker *et al.* (2011) para o cálculo do LCOE de SFCR, considerando e sintetizando as formulações apresentadas acima:

$$LCOE = \sum_{t=0}^T \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)/(1+r)^t}{S_t(1-d)^t/(1+r)^t} \quad (10)$$

Onde, o denominador explicita os custos ao longo do período total T e é representado nas seguintes variáveis: I_t , investimento inicial; O_t , custo com operação; M_t , custo com manutenção; F_t , custo de financiamento; r , taxa de desconto; t , período em questão em anos. Já o numerador determina a geração de energia ao longo do período total T e é

representado nas seguintes variáveis: S_t , geração de energia sem degradação; d , taxa de degradação; r , taxa de desconto; t , período em questão em questão anos.

Além do LCOE, outro dado que figura nas análises de empreendimentos de geração de energia é o Fator de Capacidade (FC), o qual quantifica o nível de atividade de um gerador em um período de tempo pré-determinado (kWh/kWp/ano) através da razão entre geração anual média de energia (E) e o resultado do produto da potência-pico do SFCR (P_0) e o período em horas equivalente a um ano (KARASAWA, 2015). Assim, o conceito de FC, se relaciona diretamente à produtividade do sistema, como se vê na Equação 11 descrita abaixo:

$$FC = \frac{E}{365 \times 24 \times P_0} = \frac{Y_f}{365 \times 24} \quad (11)$$

Portanto, através das cinco figuras supra-apresentadas: *payback*, VPL, TIR, LCOE e FC, é possível analisar comparativamente diferentes investimentos e traçar um cenário de competitividade e atratividade para diferentes localidades, tipificação de geradores e custos incorridos ao longo do tempo de vida útil do empreendimento.

5 METODOLOGIA

Para embasamento teórico deste estudo de viabilidade de SFCR enquadrados na categoria de microgeração distribuída utilizou-se de artigos, trabalhos de conclusão de curso, dissertações, relatórios e outros tipos de publicações contidos nas seguintes plataformas virtuais: Periódicos Capes, ScienceDirect, Elsevier, Springer e Google Academics; bem como os catálogos on-line das seguintes universidades: Universidade Federal do Ceará (UFC), Universidade de São Paulo (USP), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC); além das seguintes instituições responsáveis pela coleta e compartilhamento de dados e elaboração de relatórios: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e *National Aeronautics and Space Administration* (NASA). Descreve-se a seguir os parâmetros utilizados para a realização das análises de viabilidade, bem como suas justificativas teóricas e respectivas fontes.

5.1 Determinação da geração de energia

A partir da Equação 9 e 10, quatro componentes devem ser explicitados para o cálculo da geração de energia: a potência do sistema (P_0), os dados de irradiação local (HPS), a Taxa de Desempenho (PR) e a degradação (d). Tendo em vista o objetivo deste estudo se aplicar a consumidores de caráter residencial e unifamiliar, com consumo médio de 250-400 kWh, estabelece-se um sistema equivalente a 6 módulos de 320 Wp, totalizando uma potência pico (P_0) de 1,92 kWp.

5.1.1 Tratamento dos dados de irradiação

Para as 26 capitais brasileiras mais o Distrito Federal (DF), utilizou-se três bancos de dados distintos: *Sundata*, desenvolvido pelo CRESESB; *Atmospheric Science Data Center*, mantido pela NASA; e o *Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)*, a partir de dados do INPE (ver Tabela 8).

Tabela 8 – Dados médios anuais de irradiação em kWh/m²/dia

Município	UF	CRESESB	NASA	INPE
Rio Branco	AC	4,47	4,75	5,07
Maceió	AL	5,37	5,22	5,32
Manaus	AM	4,92	4,63	4,95
Macapá	AP	5,05	4,90	5,19
Salvador	BA	5,27	4,91	5,30
Fortaleza	CE	5,56	5,84	5,37
Brasília	DF	4,93	5,34	5,53
Vitória	ES	4,53	4,51	4,99
Goiânia	GO	5,00	5,28	5,43
São Luís	MA	4,91	4,86	5,27
Belo Horizonte	MG	4,35	5,16	5,32
Campo Grande	MS	4,93	5,10	5,59
Cuiabá	MT	5,10	5,06	5,33
Belém	PA	5,05	5,05	5,21
João Pessoa	PB	5,50	5,33	5,17
Recife	PE	5,71	5,89	5,11
Teresina	PI	5,49	5,55	5,53
Curitiba	PR	3,72	4,31	4,78
Rio de Janeiro	RJ	4,64	4,48	5,06
Natal	RN	5,66	5,58	5,30
Porto Velho	RO	4,56	4,75	5,01
Boa Vista	RR	4,95	5,00	5,09
Porto Alegre	RS	4,45	4,42	4,61
Florianópolis	SC	4,24	4,03	4,56
Aracaju	SE	5,47	5,25	5,39
São Paulo	SP	3,96	4,64	4,86
Palmas	TO	5,03	5,22	5,50

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos bancos de dados supracitados.

Em um segundo momento, de modo a suavizar desvios entre os três bancos de dados, foram calculadas as medianas mensalmente para cada valor de irradiação em cada localidade escolhida, realizando, em seguida, a média ponderada de acordo com o número de dias do mês em questão e convertendo a irradiação ($H_{méd}$) em Hora Solar Pico (HSP), segundo a Equação 12 descrita a seguir:

$$HPS = \frac{H_{méd}}{H_{ref}} = \frac{H_{méd}}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (12)$$

5.1.2 Taxa de desempenho

Tanto no trabalho de Marion *et. al* (2005) como Almeida (2012) afirma-se que a Taxa de Desempenho (PR) varia para sistemas reais em base anual e mensal de 60% a 80%. Em trabalhos com estudos de viabilidade econômica e previsão de geração análogos a este, observou-se a utilização dos seguintes valores de PR, conforme descrito na Tabela 9:

Tabela 9 – Valores de PR adotados por diferentes autores

Fonte	Valor de PR adotado
Farias (2017)	75%
Trindade (2015)	80%
Nakabayashi (2014)	75%
Montenegro (2013)	80%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos bancos de dados supracitados.

Em Lima, Ferreira e Morais (2017) analisa-se o PR para um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) em Fortaleza-CE, observando média de 82,90% ao longo do primeiro ano. Já Machado e Correa (2015), apresentam valores médios de PR de 71,33% no primeiro ano de experimento para um SFCR em Curitiba-PR. Antonioli (2014), por fim, traz dados de PR de uma instalação em Florianópolis-SC durante dois anos, observando média de 73% no primeiro e 65% no segundo; além disso, cataloga as informações de sistemas em outras localidades, apresentando as seguintes variações ao longo do período de estudo dos respectivos PRs: 84% a 66% para Belo Horizonte-MG; 82% a 40% para Salvador-BA; 55% a 38% para São Bernado do Campo-SP; : 98% a 45% para Maceió-AL; 80% a 46% Curitiba-PR; e 78% a 62% para Belém-PA.

Assim posto, a flutuação dos valores de FP são consideráveis, carecendo de mais estudos locais para o mapeamento desses valores. Soma-se a isso o fato que Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Edifícios (SFIE) não se encontram, de forma geral, em orientação e inclinação adequada para máximo rendimento. Desse modo, utiliza-se para cálculo de cenário valo de PR de 70%, considerando cenários hipotéticos com variação de $\pm 5\%$.

5.1.3 Taxa de degradação

A taxa de degradação (d) de potência do SFCR utilizado neste trabalho segue os parâmetros das garantias de geração aplicadas por fabricantes de categoria Tier-1, responsáveis pelo maior volume de mercado de módulos fotovoltaicos, na qual se estabelece perda máxima de 2,5% no primeiro ano e perda linear de 0,7% ao longo dos anos seguintes, totalizando no 25º ano uma queda a 81,4% da potência inicial e perfazendo uma taxa de degradação média de 0,854% ao ano (a.a.).

5.1.4 Autoconsumo

Autoconsumo corresponde a parcela da energia gerada consumida instantaneamente na unidade consumidora (UC), não sendo enviada para a distribuidora e contabilizada como crédito no sistema de compensação de energia. A determinação da porcentagem da geração caracterizada como autoconsumo deve observar a curva de carga da UC, variando de acordo com a classe desta. A partir das estimações de diferentes curvas de cargas formatadas por Francisquini (2006) para diferentes classes de consumo, Nakabayashi (2014) determinou uma porcentagem média para consumidor residencial unifamiliar de 54,2%, podendo variar de 30 a 70%. Já EPE (2014) avalia um percentual médio de 60%, valor no qual se baseia Kozen (2014). Dessa forma, a partir dos dados presentes na literatura, adota-se nesse estudo uma porcentagem de 55% correspondente ao autoconsumo. É importante observar que, em decorrência do Convênio 16/2015, a porcentagem de autoconsumo influencia apenas nos resultados das análises de viabilidade daqueles estados não signatários.

5.2 Tarifa de Energia

A ANEEL é o órgão nacional responsável pelo cálculo e homologação das tarifas aplicadas por distribuidoras em todo o território nacional. Segundo a ANEEL (2017), a determinação da tarifa segue uma metodologia baseada em duas parcelas:

- Parcela A: agrupa os custos os de aquisição de energia, representados pela Tarifa de Energia (TE); e os custos de transmissão, representados pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);
- Parcela B: agrupa os custos diretamente gerenciáveis pelas distribuidoras, representados pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

A Tabela 10 abaixo, lista as tarifas bases (soma de todas as tarifas parciais sem incluir impostos) pelas distribuidoras e homologadas pela ANEEL para o ano de 2017:

Tabela 10 – Distribuidoras e respectivas tarifas homologadas pela ANEEL

Município	UF	Distribuidora	Tarifa Base (R\$/MWh)	Resolução Homologatória N°/Ano
Rio Branco	AC	Eletroacre	R\$ 509,93	2.348/2017
Maceió	AL	CEAL	R\$ 516,16	2.306/2017
Manaus	AM	AmE	R\$ 604,41	2.337/2017
Macapá	AP	CEA	R\$ 537,28	2.351/2017
Salvador	BA	COELBA	R\$ 442,51	2.222/2017
Fortaleza	CE	ENEL CE	R\$ 473,69	2.223/2017
Brasília	DF	CEB-D	R\$ 482,44	2.316/2017
Vitória	ES	EDP ES	R\$ 484,78	2.283/2017
Goiânia	GO	CELG-D	R\$ 486,12	2.313/2017
São Luís	MA	CEMAR	R\$ 560,91	2.289/2017
Belo Horizonte	MG	CEMIG-D	R\$ 494,14	2.248/2017
Campo Grande	MS	ENERGISA MS	R\$ 492,09	2.215/2017
Cuiabá	MT	ENERGISA MT	R\$ 498,27	2.216/2017
Belém	PA	CELPA	R\$ 599,02	2.284/2017
João Pessoa	PB	ENERGISA PB	R\$ 494,60	2.291/2017
Recife	PE	CELPE	R\$ 480,36	2.226/2017
Teresina	PI	CEPISA	R\$ 554,09	2.305/2017
Curitiba	PR	COPEL-DIS	R\$ 440,56	2.255/2017
Rio de Janeiro	RJ	LIGHT	R\$ 526,65	2.214/2017
Natal	RN	COSERN	R\$ 418,00	2.221/2017
Porto Velho	RO	CERON	R\$ 494,00	2.350/2017
Boa Vista	RR	Boa Vista	R\$ 456,77	2.336/2017
Porto Alegre	RS	CEEE-D	R\$ 391,16	2.361/2017
Florianópolis	SC	CELESC-D	R\$ 459,85	2.286/2017
Aracaju	SE	ENERGISA SE	R\$ 467,59	2.224/2017
São Paulo	SP	AES Eletropaulo	R\$ 419,61	2.263/2017
Palmas	TO	ENERGISA TO	R\$ 549,22	2.262/2017

Fonte: ANEEL (2017).

Além disso, incorrem ainda um conjunto de impostos sobre a tarifa base: o Programa de Integração Social (PIS), o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor

Público (PASEP), a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). A aplicação do conjunto PIS/PASEP e COFINS são determinadas pela Nota Técnica nº 115/2005 da ANEEL, homologada pela Resolução Homologatória nº 227/2005 e variam mensalmente para cada distribuidora de acordo com dados de balanço contábil apresentado, dificultando uma especificação desse componente. Além disso, como observado por Kozen (2015), o histórico de incidência desses encargos dificilmente é divulgado em plataformas virtuais, sendo obrigatório apenas a discriminação dos valores relativos ao mês corrente na conta de energia impressa. Posto isso, tem-se que Montenegro (2013) apresenta as alíquotas para as 26 capitais e o Distrito Federal, afirmando que o impacto das variações dessas é desprezível quando comparado ao valor total de impostos pagos. Dessa forma, neste trabalho, utiliza-se as alíquotas de PIS/PASEP e COFINS acrescidas de ICMS apuradas pelo autor supracitado e corrigidas pela variação da diferença das tarifas médias residenciais com e sem impostos entre os anos de 2013 e 2017 apuradas pela ANEEL (ver Tabela 11).

O ICMS, por sua vez, é definido pelos Conselhos Fazendários estaduais, possuindo diferentes alíquotas de acordo com as normas estaduais, bem como o consumo mensal de energia em kWh. As alíquotas para o ano de 2017 encontram-se explicitadas no banco de dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) e descritas na Tabela 11 abaixo junto aos valores de PIS/PASEP e COFINS considerados neste trabalho:

Tabela 11 – Alíquotas de ICMS, PIS/PASEP e COFINS por distribuidora

Município	UF	Distribuidora	PIS/PASEP e COFINS	ICMS
Rio Branco	AC	Eletroacre	5,40%	0-100 kWh: Isento 101-140 kWh: 16% >140 kWh: 25%
Maceió	AL	CEAL	6,00%	0-30 kWh: Isento 31-150 kWh: 17% >150 kWh: 25%
Manaus	AM	AmE	0,00%	Todas as faixas: 25%
Macapá	AP	CEA	0,62%	Todas as faixas: 18%
Salvador	BA	COELBA	6,67%	Todas as faixas: 27%
Fortaleza	CE	ENEL CE	5,84%	0-50 kWh: Isento >50 kWh: 27%

(continua)

Tabela 11 – Alíquotas de ICMS, PIS/PASEP e COFINS por distribuidora
(continuação)

Município	UF	Distribuidora	PIS/PASEP e COFINS	ICMS
Brasília	DF	CEB-D	4,84%	0-50 kWh: Isento 51-200 kWh: 12% 201-300 kWh: 18%; 301-500 kWh: 21% >500 kWh: 25%
Vitória	ES	EDP ES	3,96%	0-50 kWh: Isento >50 kWh: 27%
Goiânia	GO	CELG-D	7,72%	0-50 kWh: Isento 51-80 kWh: 25% >80 kWh: 29%
São Luís	MA	CEMAR	7,44%	0-50 kWh: Isento 51-100 kWh: 12% 101-500 kWh: 14% >500 kWh: 27%
Belo Horizonte	MG	CEMIG-D	6,04%	Todas as faixas: 29%
Campo Grande	MS	ENEGISA MS	5,91%	0-50 kWh: Isento 51-200 kWh: 17% 201-500 kWh: 20% >500 kWh: 25%
Cuiabá	MT	ENERGISA MT	7,98%	0-100 kWh: Isento 101-150 kWh: 10% 151-250 kWh: 17%; 251-500 kWh: 25% >500 kWh: 27%
Belém	PA	CELPA	8,35%	0-100 kWh: Isento 101-150 kWh: 15% >150 kWh: 25%
João Pessoa	PB	ENERGISA PB	7,10%	0-50 kWh: Isento 51-100 kWh: 25% >100 kWh: 27%
Recife	PE	CELPE	6,00%	0-30 kWh: Isento >30 kWh: 25%
Teresina	PI	CEPISA	7,76%	0-50 kWh: Isento 51-200 kWh: 20% >200 kWh: 25%
Curitiba	PR	COPEL-DIS	7,08%	0-30 kWh: Isento >30 kWh: 29%

(continua)

Tabela 11 – Alíquotas de ICMS, PIS/PASEP e COFINS por distribuidora
(conclusão)

Município	UF	Distribuidora	PIS/PASEP e COFINS	ICMS
Rio de Janeiro	RJ	LIGHT	5,49%	0-50 kWh: Isento 51-300 kWh: 18% 301-450 kWh: 31% >450 kWh: 32%
Natal	RN	COSERN	6,17%	0-60 kWh: Isento 61-300 kWh: 18% >300 kWh: 27%
Porto Velho	RO	CERON	9,78%	0-220 kWh: 17% >220 kWh: 20%
Boa Vista	RR	Boa Vista	4,84%	0-100 kWh: Isento >100 kWh: 17%
Porto Alegre	RS	CEEE-D	5,10%	0-50 kWh: 12% >50 kWh: 30%
Florianópolis	SC	CELESC-D	4,48%	0-150 kWh: 12% >150 kWh: 25%
Aracaju	SE	ENERGISA SE	5,74%	0-50 kWh: Isento 51-220 kWh: 25% >220 kWh: 27%
São Paulo	SP	AES Eletropaulo	5,26%	0-90 kWh: Isento 91-200 kWh: 12% >200 kWh: 25%
Palmas	TO	ENERGISA TO	8,31%	Todas as faixas: 25%

Fonte: Montenegro (2013), ANEEL (2017) e ABRADDEE (2017).

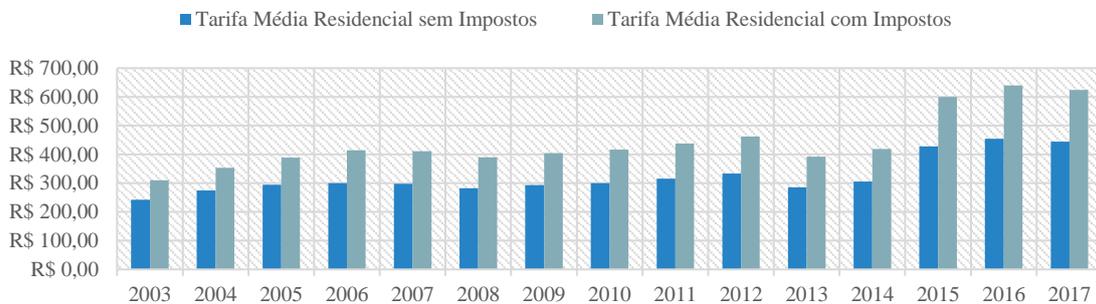
Por fim, a tarifa final com impostos é calculada segundo a Equação 13 (ANEEL, 2017). Para a determinação da faixa de aplicação do ICMS, definiu-se o intervalo de consumo em concordância com a geração de energia em kWh/mês a partir da potência pré-definida do SFCR nas condições de irradiação do respectivo município.

$$Tarifa\ Final = \frac{Tarifa\ Base}{1 - (ICMS + PIS/PASEP + COFINS)} \quad (13)$$

5.2.1 Evolução da tarifa

Como observado por Nakaybashi (2014), o comportamento da tarifação de energia elétrica não segue uma trajetória definida, variando sob a égide de diferentes causas: econômicas, políticas, climáticas e metodológicas. Assim, para a determinação das tarifas aplicadas ao longo do horizonte de tempo de avaliação do projeto, utilizou-se o histórico de tarifação da ANEEL para consumidores residenciais, tendo-se como base o período de 2003-2017, apresentado na Figura 10 a seguir:

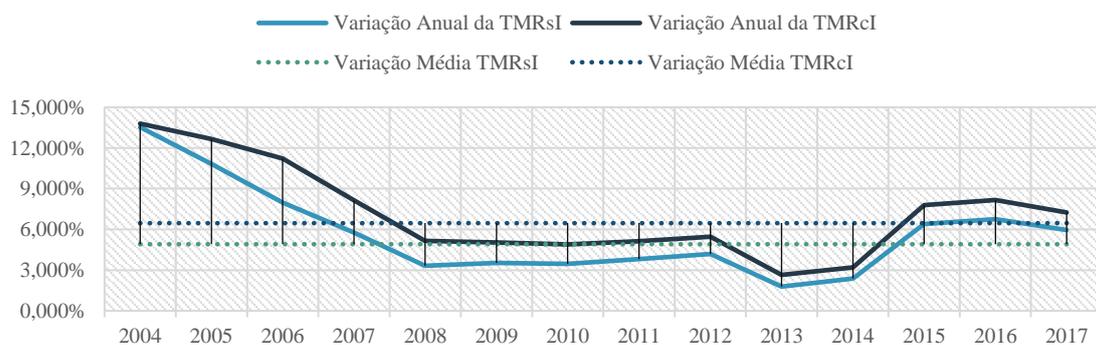
Figura 10 – Histórico de tarifa média residencial para o período 2003-2017



Fonte: ANEEL (2017).

Para analisar o crescimento médio da tarifa, tomou-se como base os valores correntes no ano de 2003, observando a variação média anual para o intervalo considerado. Em seguida, calculou-se a média geométrica dos valores de variação média anual, obtendo-se uma taxa de média de aumento da tarifa ao ano de 4,91% para a tarifa média residencial sem impostos (TMRsI) e 6,46% para a tarifa média residencial com impostos (TMRcI).

Figura 11 – Comparativo das variações médias anuais com base no ano de 2003 e suas médias geométricas



Fonte: ANEEL (2017).

Dessa forma, nesse estudo, adota-se o valor de 6,46% como fator de reajuste de tarifa. Esse valor se encontra em faixa próxima aos adotados em outros estudos: Montenegro (2013) afirmou variação ao ano de -1% a 6% nas tarifas residências das 26 capitais mais DF, analisando diferentes cenários de reajuste de 1 a 5%; Nakabayashi (2014) tomou como reajuste padrão uma taxa única de 5,80% baseada no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) entre 1995-2014; enquanto Konzen (2014) ratificou nota técnica da EPE (2014), estabelecendo que a tarifa real permanece constante ao se desconsiderar os efeitos da inflação.

5.3 Análise de viabilidade

A análise do projeto é realizada através do fluxo de caixa do consumidor, tomando como base as seguintes considerações: o investimento representa os custos de aquisição e instalação do SFCR; as receitas representam a economia financeira proporcionada; e os custos fixos representam os gastos de operação e manutenção do sistema. Assim, a Tabela 12, a seguir, sintetiza a metodologia utilizada:

Tabela 12 – Metodologia de Fluxo de Caixa do Consumidor

Ano	Fluxo de Caixa	
0	- Investimento	
1	+ Receita	- O&M
2	+ Receita	- O&M
4	+ Receita	- O&M
5	+ Receita	- O&M
.	.	.
.	.	.
.	.	.
25	+ Receita	- O&M

Fonte: Nakabayashi (2014).

5.3.1 Custos de aquisição e instalação

Para a precificação média de um SFCR instalado em R\$/Wp, utilizou-se dados catalogados e reportados por Greener (2017) em sua pesquisa semestral do mercado brasileiro de energia solar fotovoltaica, bem como nos orçamentos prévios apresentados em consulta ao *site* Portal Solar (www.portalsolar.com.br), empresa de *e-business* responsável por conectar

distribuidores, integradores e consumidores finais em todo o país. Segundo Greener (2017), o valor médio do Wp instalado em junho de 2017 para SFCR até 2 kWp foi de R\$ 7,81, apresentando uma variação de R\$ 10,00 à R\$ 5,00 com média superior de R\$ 8,41 e inferior de R\$ 7,21. O erro amostral avaliado para os dados apresentados é de 6,66%. Já o levantamento realizado através do Portal Solar averiguou um preço médio de Wp instalado de R\$ 7,45 para o mês de dezembro de 2017, variando de R\$ 6,70 a R\$ 8,20. Assim, neste estudo utiliza-se como cenário padrão um preço médio de R\$ 7,63/Wp, considerando-se ainda dois cenários com valor superior (R\$ 8,31/Wp) e inferior (R\$ 6,96/Wp), explicitados na Tabela 13.

Tabela 13 – Custo em R\$/Wp avaliado e valores aplicados no presente estudo

Fonte	Valor Médio Inferior	Valor Médio	Valor Médio Superior
Greener (2017)	R\$ 7,21	R\$ 7,81	R\$ 8,41
Portal Solar (2018)	R\$ 6,70	R\$ 7,45	R\$ 8,20
Valor utilizado pelo autor	R\$6,96	R\$ 7,63	R\$ 8,31

Fonte: Adaptado pelo autor a partir de Greener (2017) e Portal Solar (2018).

Em comparativo a estudos anteriores, tem-se que os custos de aquisição e instalação foram calculados teoricamente: ABINEE (2012) apresentou preço médio de R\$ 7,12/Wp; EPE (2014) estabeleceu valor de R\$ 7,66/Wp; Nakabayashi (2014) estimou R\$ 7,32/Wp; e Kozen (2014), R\$ 6,55/Wp, considerando uma queda de 6,45% ao ano nos preços de SFCR para sistemas residências. Apenas Montenegro (2013) realizou a cotação em duas empresas nacionais, obtendo preços de R\$ 6,50/Wp e R\$ 7,04/Wp. Observa-se que os valores apresentados não divergem dos preços praticados para o ano de 2017, encontrando-se grande parte dentro dos intervalos apresentados pelas pesquisas realizadas.

5.3.2 Economia financeira proporcionada

O cálculo da economia financeira proporcionada (equivalente à receita do fluxo de caixa) deve levar em consideração o arcabouço legal de aplicação de impostos do estado em questão. Para os signatários do Convênio 16/2015, tem-se que a economia resulta do produto de toda a energia gerada em um ciclo de faturamento pela tarifa aplicada naquele ciclo; enquanto que, para aqueles que não aderiram ao convênio, deve-se avaliar a porcentagem de autoconsumo, aplicando-se a carga de ICMS à faixa excedente de energia. Ambas as metodologias de cálculos se encontram explicitadas abaixo nas Equações 14 e 15.

$$R = TF \times E \quad (14)$$

$$R = TF \times E \times [AC + (1 - ICMS)(1 - AC)] \quad (15)$$

Assim, R equivale à receita ou economia proporcionada; TF , à tarifa final do ciclo de faturamento; E , à geração de energia relativa ao período; AC , à porcentagem de energia gerada consumida instantaneamente (autoconsumo); e $ICMS$, à alíquota do imposto praticada. Observe que, quando há isenção do ICMS, a Equação 15 se resume à Equação 14.

5.3.3 Custos de operação e manutenção

Os custos fixos de operação e manutenção (O&M) são calculados em porcentagem sobre o valor do investimento inicial e aplicados ao longo do horizonte de tempo da análise com as devidas correções financeiras. Assim como Farias (2017), Alves (2016), Kozen (2014), Nakabayashi (2014) e Montenegro (2013), neste trabalho também será adotado um percentual de 1% para O&M. Segundo Montenegro (2013), esse valor inclui ainda os gastos de troca de inversores para sistemas de pequeno porte além do custeio de limpezas e trocas de outras partes de menor valor agregado.

5.3.4 Taxa de desconto

Para determinação da taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (TMA) utiliza-se neste trabalho a taxa de juros SELIC. Como observado, a SELIC tem sofrido grandes variações, indo de 25,5% em janeiro de 2003 à 7,00% em dezembro de 2017, sofrendo grandes flutuações em curto espaço de tempo, como observável na Figura 12.

Figura 12 – Evolução da taxa de juros SELIC de jan/2003 à dez/2017



Fonte: Banco Central do Brasil, 2017.

Segundo reportagem do veículo Valor Econômico em 21 de dezembro de 2017, a previsão do mercado é de continuação dos cortes da taxa SELIC ao longo de 2018 até 6,50% com leve crescimento e estacionamento em 8,00% em 2020. Portanto, estabeleceu-se neste trabalho uma taxa de desconto de 8,00%.

5.4 Resumo de cenários

Apresenta-se a seguir um resumo das variáveis utilizadas neste trabalho na construção do cenário padrão (Tabela 13) e de oito cenários alternativos (Tabela 14), cujos resultados foram comparados entre si e com trabalhos anteriores de modo a se estabelecer uma perspectiva do panorama atual dos SFCR para o ano de 2017.

Tabela 14 – Resumo dos parâmetros utilizados no cenário padrão

Parâmetro	Unidade
Potência-pico do Sistema	1,92 kWp
Taxa de desempenho (PR)	70,00%
Taxa de degradação	0,854%
Porcentagem de Autoconsumo	55,00%
Taxa de reajuste da Tarifa	6,46%
Custo de Instalação	R\$ 7,63/Wp
Custo de O&M	1,00%
Taxa de desconto	8,00%

Fonte: O autor.

Tabela 15 – Resumo das variáveis alteradas nos cenários alternativos

Cenário	Taxa de desempenho	Custo de instalação
1	65,00%	R\$ 7,63/Wp
2	75,00%	R\$ 7,63/Wp
3	70,00%	R\$ 8,31/Wp
4	70,00%	R\$ 6,96/Wp
5	65,00%	R\$ 6,96/Wp
6	75,00%	R\$ 8,31/Wp
7	65,00%	R\$ 8,31/Wp
8	75,00%	R\$ 6,96/Wp

Fonte: O autor.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

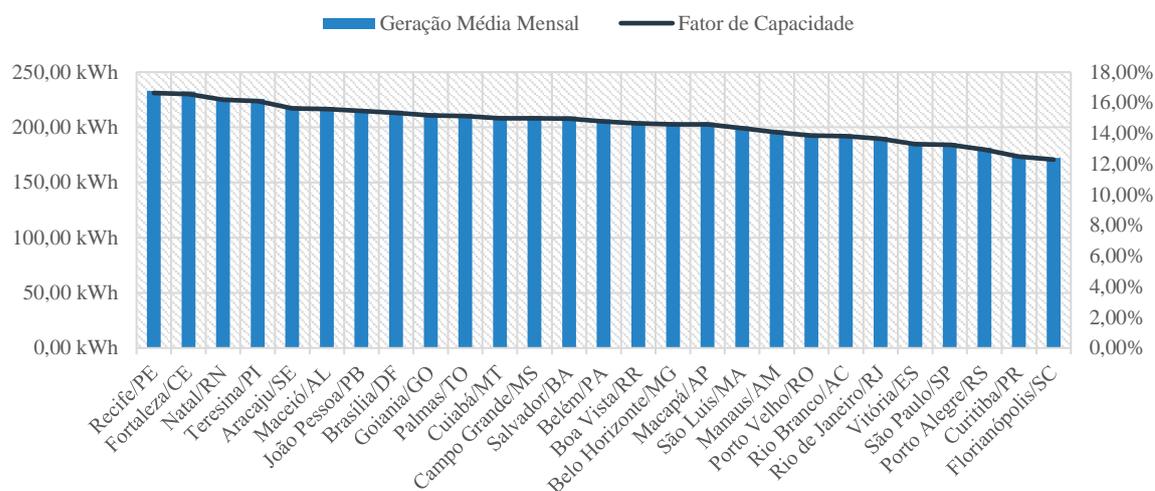
Com base nas premissas teóricas apresentadas sobre o funcionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) e sua inserção legal na realidade brasileira enquanto Geração Distribuída (GD) através do mecanismo de *net metering*, além das metodologias de avaliação do grau de viabilidade econômica de projetos desse porte, bem como os parâmetros explicitados utilizados nesse estudo, obtiveram-se os seguintes dados dispostos em três diferentes blocos de análise: primeiro, comparou-se os resultados obtidos entre as capitais, elencando àqueles que apresentaram melhor tempo de retorno (*payback*), Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) e à sensibilidade desses elementos à variação de preço (R\$/Wp) e da consideração da Taxa de Desempenho (PR) do sistema; segundo, observou-se os dados geográficos de distribuição desses sistemas nas 27 Unidades da Federação (UF), analisando a influência de outros elementos além dos apresentados no escopo de estudo de viabilidade econômica que levam a uma maior taxa de adoção de SFCR; terceiro, comparou-se os dados obtidos a estudos posteriores, elencando as principais divergências e o comportamento dos resultados entre si.

6.1 Análise de cenários

6.1.1 Cenário padrão

A partir da mediana dos dados de irradiação obtido através dos bancos de dados previamente citados e da aplicação dos parâmetros estabelecidos no Cenário Padrão, descrito na Tabela 13, às Equações 9, 11 e 12, foi possível obter a geração média mensal de energia em kWh, bem como o FC associado a cada SFCR nos municípios em questão. Dentre as capitais, Recife/PE apresentou a maior geração prevista com 233,15 kWh/mês; seguida por Fortaleza/CE com 232,34 kWh/mês; com Natal/RN em terceiro lugar, apresentando geração de 226,84 kWh/mês. As piores previsões foram registradas nas três capitais sulistas: Porto Alegre/RS, Curitiba/PR e Florianópolis/SC com 181,56 kWh/mês, 175,06 kWh/mês e 172,29 kWh/mês, respectivamente. Observa-se que o FC variou de 16,63% em Recife/PE a 12,29% em Florianópolis/SC. Os dados de geração mensal e FC dos demais municípios estudados encontram-se explicitados na Figura 13:

Figura 13 – Comparativo de Geração Média Mensal e Fator de Capacidade das 27 capitais



Fonte: O autor.

A partir da geração média mensal obtida, definiu-se a faixa de aplicação do Imposto de sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) segundo as convenções estaduais previamente expostas. Aplicando-se essa alíquota em conjunto às alíquotas previamente descritas na Tabela 11 de Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), calculou-se as Tarifas Finais para cada distribuidora, essas encontram-se descritas na Tabela 15 abaixo juntamente à receita média mensal prevista para o primeiro ano de instalação:

Tabela 16 – Tarifa Final e Receita Média Mensal Prevista (Ano 1) para as 27 capitais

Município	UF	Distribuidora	Tarifa Final (R\$/MWh)	Receita Média Mensal Prevista (Ano 1)
Rio Branco	AC	Eletroacre	R\$ 732,66	R\$ 141,85
Maceió	AL	CEAL	R\$ 748,06	R\$ 163,39
Manaus	AM	AmE	R\$ 805,88	R\$ 141,15
Macapá	AP	CEA	R\$ 660,24	R\$ 134,93
Salvador	BA	COELBA	R\$ 667,18	R\$ 139,94
Fortaleza	CE	ENEL CE	R\$ 705,31	R\$ 163,87
Brasília	DF	CEB-D	R\$ 625,26	R\$ 134,42
Vitória	ES	EDP ES	R\$ 723,10	R\$ 116,54
Goiânia	GO	CELG-D	R\$ 621,04	R\$ 132,09
São Luís	MA	CEMAR	R\$ 882,52	R\$ 177,27

(continua)

Tabela 16 – Tarifa Final e Receita Média Mensal Prevista (Ano 1) para as 27 capitais (conclusão)

Município	UF	Distribuidora	Tarifa Final (R\$/MWh)	Receita Média Mensal Prevista (Ano 1)
Belo Horizonte	MG	CEMIG-D	R\$ 668,12	R\$ 136,64
Campo Grande	MS	ENEGISA MS	R\$ 664,18	R\$ 139,50
Cuiabá	MT	ENERGISA MT	R\$ 664,21	R\$ 139,53
Belém	PA	CELPA	R\$ 898,76	R\$ 186,27
João Pessoa	PB	ENERGISA PB	R\$ 750,48	R\$ 162,61
Recife	PE	CELPE	R\$ 696,22	R\$ 162,33
Teresina	PI	CEPISA	R\$ 824,06	R\$ 186,02
Curitiba	PR	COPEL-DIS	R\$ 689,27	R\$ 103,72
Rio de Janeiro	RJ	LIGHT	R\$ 688,31	R\$ 131,68
Natal	RN	COSERN	R\$ 551,21	R\$ 125,04
Porto Velho	RO	CERON	R\$ 674,69	R\$ 131,04
Boa Vista	RR	Boa Vista	R\$ 584,42	R\$ 120,00
Porto Alegre	RS	CEEE-D	R\$ 602,71	R\$ 109,42
Florianópolis	SC	CELESC-D	R\$ 652,09	R\$ 99,12
Aracaju	SE	ENERGISA SE	R\$ 675,13	R\$ 147,88
São Paulo	SP	AES Eletropaulo	R\$ 507,11	R\$ 94,21
Palmas	TO	ENERGISA TO	R\$ 823,57	R\$ 174,71

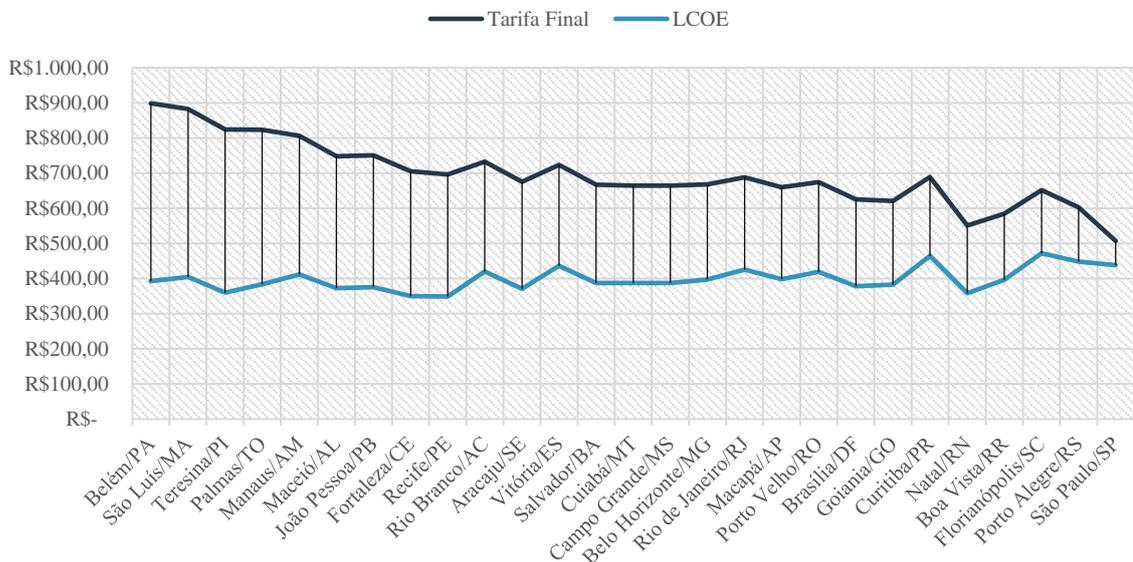
Fonte: O autor.

A partir dos dados expostos, observa-se que as receitas mais altas não se apresentam nas cidades com maior geração expostas na Figura 13, porém naquelas que combinam a esse fator outros três: Tarifa Base de energia elevada, alta carga de impostos e participação do Convênio 16/2015 de isenção do ICMS sobre o consumo bruto. Assim, Belém/PA figura em primeiro lugar no *ranking* com a melhor receita média mensal prevista para o primeiro ano de instalação (R\$ 186,27), seguida por Teresina/PI (R\$ 186,02) e São Luís/MA (R\$ 177,27). As últimas posições observadas com os resultados de menor receita couberam aos municípios de Curitiba/PR (R\$ 103,72), Florianópolis/SC (R\$ 99,12) e São Paulo/SP (R\$ 94,21). Ressalva-se que a última colocação do município de São Paulo/SP se deu em decorrência do estabelecimento de utilização da faixa do ICMS de acordo com a geração, ocasionado a aplicação de uma alíquota de ICMS de 12%. Caso se aplicasse a alíquota mais alta, equivalente a 25%, a receita média mensal passaria a R\$ 112,15 e Porto Alegre/RS passaria a ser a terceira menor receita entre as capitais, com o valor de R\$109,42.

O levantamento dos custos do SFCR se deu em cima do valor médio de R\$/Wp estabelecido através das pesquisas apresentadas, bem como dos custos de operação e

manutenção (O&M) baseados nos valores praticados em estudos anteriores de mesma natureza. A partir desses parâmetros e das previsões de geração ao longo do horizonte de análise, calculou-se o Custo Nivelado de Energia (LCOE) para cada município avaliado, comparando-o à Tarifa Final aplicada pela respectiva distribuidora. É importante salientar que este trabalho utiliza uma taxa de desconto r aplicada à Equação 10 igual a diferença entre a taxa de desconto do fluxo de caixa (8,00%) e o reajuste da tarifa (6,46%). Esse mecanismo, segundo Nakabayashi (2014), evita distorções na análise do LCOE em comparação à Tarifa Final. Posto isso, as Tarifas Finais e os valores de LCOE para cada município são descritos na Figura 14 a seguir:

Figura 14 – Comparativo entre a Tarifa Final e o LCOE das 27 capitais



Fonte: O autor.

Observa-se, dessa forma, há viabilidade da instalação de SFCR em todos os municípios estudados, visto que o LCOE é menor que tarifa final para todos estes. Tem-se novamente Belém/PA, São Luís/MA e Teresina/PI na liderança entre as capitais, apresentando a maior diferença entre LCOE e tarifa final, enquanto que Florianópolis/SC, Porto Alegre/RS e São Paulo/SP figuram a menor. É importante salientar que o grau de diferença entre LCOE e tarifa final é um indicativo prévio do grau de viabilidade de um SFCR, como se verá a seguir com a apresentação dos resultados de *payback* e VPL.

Deste modo, estabeleceu-se o fluxo de caixa para um horizonte de tempo de 25 anos a partir dos dados de receitas e custos totais (aquisição e O&M) determinados segundo as considerações levantadas no cenário padrão, calculando-se, em seguida, os seguintes valores de *payback*, VPL e TIR explicitados na Tabela 16 a seguir.

Tabela 17 – Payback, VPL e TIR para sistema de 1,92 kWp nas 27 capitais

Município	UF	Distribuidora	Payback (anos)	VPL	TIR
Rio Branco	AC	Eletoacre	7,8	R\$ 12.290,98	14,6%
Maceió	AL	CEAL	6,9	R\$ 16.897,61	16,8%
Manaus	AM	AmE	7,9	R\$ 12.141,35	14,6%
Macapá	AP	CEA	8,2	R\$ 10.811,12	13,9%
Salvador	BA	COELBA	7,9	R\$ 11.883,21	14,4%
Fortaleza	CE	ENEL CE	6,9	R\$ 17.000,42	16,8%
Brasília	DF	CEB-D	8,2	R\$ 10.702,45	13,9%
Vitória	ES	EDP ES	9,4	R\$ 6.880,42	11,9%
Goiânia	GO	CELG-D	8,4	R\$ 10.203,73	13,6%
São Luís	MA	CEMAR	6,4	R\$ 19.866,12	18,1%
Belo Horizonte	MG	CEMIG-D	8,1	R\$ 11.178,04	14,1%
Campo Grande	MS	ENERGISA MS	8,0	R\$ 11.788,42	14,4%
Cuiabá	MT	ENERGISA MT	8,0	R\$ 11.796,26	14,4%
Belém	PA	CELPA	6,1	R\$ 21.789,91	18,9%
João Pessoa	PB	ENERGISA PB	6,9	R\$ 16.730,51	16,7%
Recife	PE	CELPE	6,9	R\$ 16.670,35	16,7%
Teresina	PI	CEPISA	6,1	R\$ 21.737,79	18,9%
Curitiba	PR	COPEL-DIS	10,4	R\$ 4.138,12	10,5%
Rio de Janeiro	RJ	LIGHT	8,4	R\$ 10.117,28	13,6%
Natal	RN	COSERN	8,8	R\$ 8.696,62	12,9%
Porto Velho	RO	CERON	8,4	R\$ 9.979,53	13,5%
Boa Vista	RR	Boa Vista	9,1	R\$ 7.618,99	12,3%
Porto Alegre	RS	CEEE-D	9,9	R\$ 5.358,08	11,1%
Florianópolis	SC	CELESC-D	10,8	R\$ 3.154,23	9,9%
Aracaju	SE	ENERGISA SE	7,5	R\$ 13.581,49	15,2%
São Paulo	SP	AES Eletropaulo	11,3	R\$ 2.104,06	9,3%
Palmas	TO	ENERGISA TO	6,5	R\$ 19.318,97	17,8%

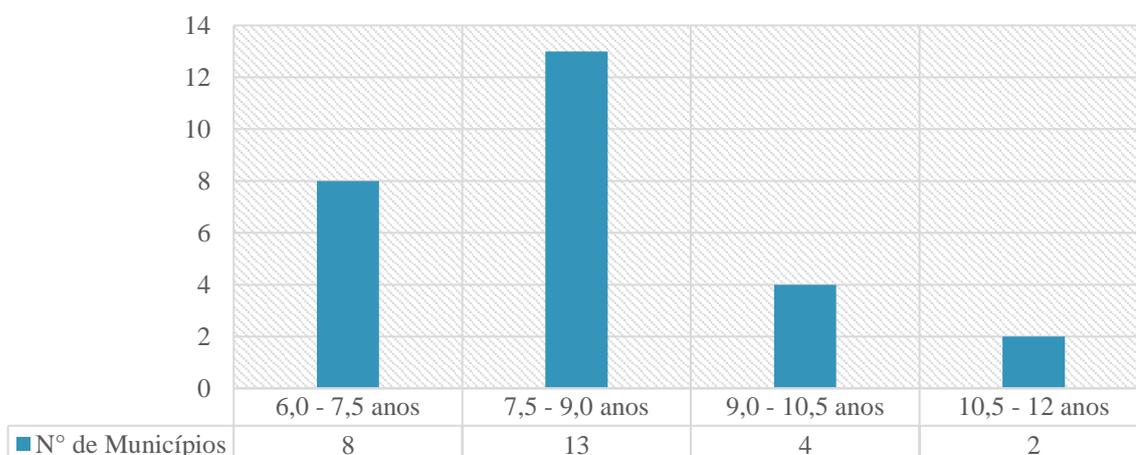
Fonte: O autor.

Portanto, tem-se que, assim como posto através das análises anteriores de receita média mensal prevista e diferença entre LCOE e tarifa final, os municípios de Belém/PA, Teresina/PI e São Luís/MA demonstram os menores tempos de retorno, de 6,1 a 6,4 anos. Evidencia-se que tanto Belém/PA quanto São Luís/MA não figuram entre os dez maiores índices de irradiação média das capitais brasileiras com valores respectivos de 5,07 kWh/m²/dia

e 4,91 kWh/m²/dia, estando igual ou abaixo da média observado de 5,07 kWh/m²/dia. No entanto, tem-se que as tarifas bases homologadas pela ANEEL são a segunda e terceira mais caras do estudo, R\$ 599,01/MWh e R\$ 560,91/MWh. No caso de Teresina/PI, tem-se que um índice de irradiação médio de 5,52 kWh/m²/dia, ou seja, acima da média observada, combinado a uma tarifa base também elevada de R\$ 554,09/MWh, que aparece em quarto lugar entre as analisadas.

Na outra ponta do grupo, os municípios de Curitiba/PR, Florianópolis/SC e São Paulo/SP representam os piores resultados, apresentando viabilidade financeira, porém prazos de retorno mais alongados, de 10,4 a 11,3 anos. Essas capitais tanto possuem baixos índices de irradiação quando comparados a média do estudo: 4,28 kWh/m²/dia, 4,21 kWh/m²/dia e 4,54 kWh/m²/dia respectivamente; como também têm tarifas homologadas pela ANEEL mais baixas: Curitiba/PR pratica a quarta menor tarifa base (R\$ 440,56/MWh); Florianópolis/SC, a sétima menor (R\$ 459,85/MWh); e São Paulo/SP, a segunda menor (R\$ 419,61/MWh). Salienta-se, ainda, que tanto Paraná quanto Santa Catarina não são adeptos do Convênio 16/2015, o que aumenta o *payback* visto que o ICMS é aplicado sobre o consumo bruto. Já no caso do estado de São Paulo, tem-se que, por metodologia deste estudo de adotar a faixa de alíquota de ICMS com base na geração prevista, a tarifa final observada foi a menor entre todas capitais e o DF, alongando ainda mais o *payback*. Assim, no universo das 27 capitais, tem-se um tempo de retorno médio para o ano de 2017 de 8,1 anos. A Figura 15 a seguir apresenta a distribuição dos municípios estudados.

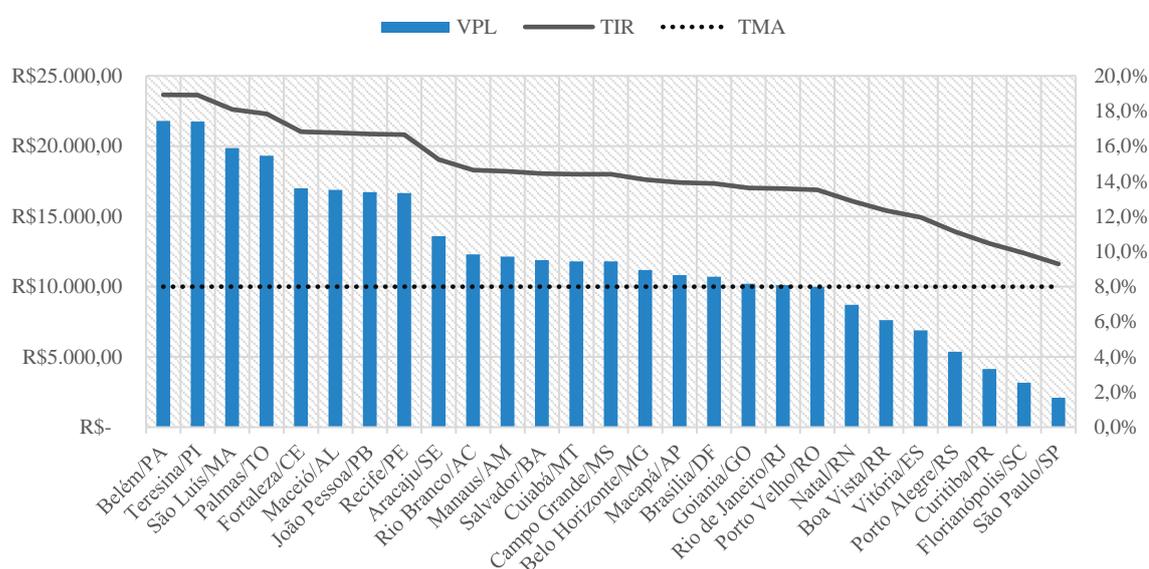
Figura 15 – Distribuição das 27 capitais conforme intervalo de *payback* avaliado



Fonte: O autor.

Tanto VPL quanto TIR seguem o padrão inverso do tempo de retorno, ou seja, nas capitais com menor *payback*, registra-se os maiores resultados de VPL e TIR; representando os menores a afirmação contrária. Assim, tomando essa consideração, o *ranking* das 26 capitais e DF para os três parâmetros é o mesmo, registrando um VPL médio nacional de de R\$ 12.016,15 com desvio padrão médio de R\$ 4.136,88; e TIR média de 14,0% com desvio de 2,0%. Além disso, é importante se ressaltar ainda que, à medida que a diferença entre TIR e a taxa de desconto aumenta, aumenta-se a atratividade do investimento, conseqüentemente: minora-se o *payback* e majora-se o VPL, como posto graficamente na Figura 16.

Figura 16 – TMA aplicada, VPL e TIR obtidas para as 27 capitais



Fonte: O autor.

6.1.2 Comparação com cenários alternativos

Foram pré-determinados, além do cenário padrão, oito cenários alternativos, descritos previamente na Tabela 14, de modo a avaliar a influência da performance do SFCR, representada pela PR, e do custo de aquisição e instalação deste. A performance do sistema é determinada tanto pela qualidade dos equipamentos e da instalação, quanto pelas condições locais variante sazonalmente, enquanto que os custos flutuam de acordo com a cotação do dólar americano (US\$), bem como os níveis de estoques nacionais e internacionais, além do valor e da capacidade técnica da mão de obra local. Para cada cenário foram determinados os períodos de *payback*, realizando, seguidamente, a comparação em diferença de anos aos resultados no caso do cenário padrão, explicitando esses dados na Tabela 18 a seguir:

Tabela 18 – Diferença em anos do tempo de retorno entre cenário padrão e alternativos

Município	UF	1	2	3	4	5	6	7	8
Rio Branco	AC	0,56	-0,48	0,65	-0,63	-0,13	0,12	-1,06	1,28
Maceió	AL	0,48	-0,40	0,55	-0,53	-0,10	0,11	-0,89	1,08
Manaus	AM	0,57	-0,48	0,66	-0,63	-0,13	0,12	-1,06	1,28
Macapá	AP	0,61	-0,50	0,70	-0,66	-0,13	0,14	-1,11	1,37
Salvador	BA	0,57	-0,49	0,66	-0,64	-0,13	0,12	-1,08	1,30
Fortaleza	CE	0,48	-0,40	0,55	-0,52	-0,10	0,11	-0,88	1,08
Brasília	DF	0,61	-0,50	0,71	-0,66	-0,12	0,14	-1,12	1,38
Vitória	ES	0,81	-0,52	0,93	-0,71	-0,07	0,24	-1,26	1,73
Goiânia	GO	0,63	-0,50	0,73	-0,67	-0,12	0,15	-1,14	1,41
São Luís	MA	0,46	-0,34	0,53	-0,45	-0,07	0,12	-0,78	1,00
Belo Horizonte	MG	0,59	-0,50	0,69	-0,65	-0,13	0,13	-1,10	1,34
Campo Grande	MS	0,57	-0,49	0,67	-0,64	-0,13	0,12	-1,08	1,30
Cuiabá	MT	0,57	-0,49	0,67	-0,64	-0,13	0,12	-1,08	1,30
Belém	PA	0,45	-0,30	0,51	-0,41	-0,05	0,13	-0,72	0,96
João Pessoa	PB	0,48	-0,40	0,56	-0,53	-0,10	0,11	-0,90	1,08
Recife	PE	0,48	-0,40	0,56	-0,53	-0,10	0,11	-0,90	1,08
Teresina	PI	0,45	-0,30	0,52	-0,41	-0,05	0,13	-0,72	0,96
Curitiba	PR	1,06	-0,49	1,19	-0,71	0,03	0,40	-1,34	2,14
Rio de Janeiro	RJ	0,64	-0,50	0,73	-0,67	-0,12	0,15	-1,14	1,42
Natal	RN	0,70	-0,52	0,80	-0,69	-0,11	0,18	-1,19	1,54
Porto Velho	RO	0,64	-0,51	0,74	-0,67	-0,12	0,15	-1,14	1,43
Boa Vista	RR	0,76	-0,52	0,87	-0,71	-0,09	0,21	-1,23	1,64
Porto Alegre	RS	0,71	-0,60	0,82	-0,79	-0,16	0,15	-1,32	1,62
Florianópolis	SC	0,85	-0,64	0,98	-0,85	-0,14	0,21	-1,46	1,89
Aracaju	SE	0,53	-0,46	0,62	-0,60	-0,12	0,11	-1,01	1,21
São Paulo	SP	0,79	-0,66	0,91	-0,87	-0,18	0,17	-1,45	1,81
Palmas	TO	0,46	-0,39	0,53	-0,52	-0,10	0,10	-0,87	1,04

Fonte: O autor.

Para os cenários 1 e 2, alterou-se apenas a PR utilizada para determinação do montante de energia gerada. Assim, no caso de uma PR de 65% e mantendo-se o custo de aquisição e instalação padrão, observa-se um aumento médio de 0,57 anos ou 6,8 meses no tempo de retorno. Já, em se tratando de uma PR de 75% e manutenção do valor de R\$/Wp do sistema, a redução média obtida é de 0,49 anos ou 5,9 meses. Tem-se, dessa forma, uma variação média entre os municípios analisados de aproximadamente $\pm 6,4$ meses, avaliando-se um maior grau de sensibilidade naqueles de menor índice de irradiação solar. Assim,

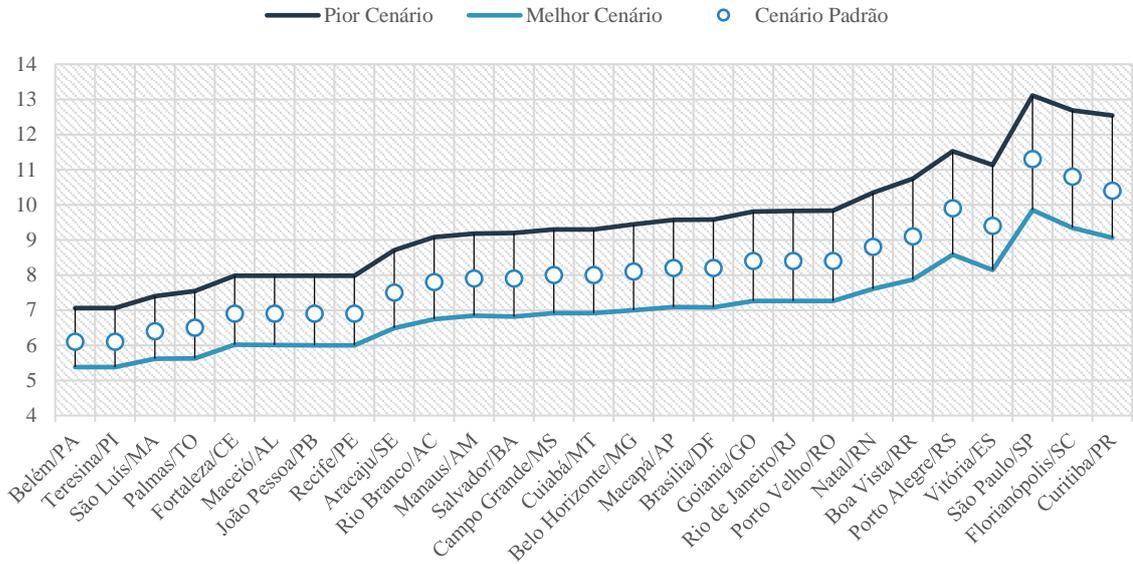
Curitiba/PR registra a maior variação de *payback* em decorrência da PR utilizada, com uma flutuação de $\pm 9,3$ meses, enquanto que Belém/PA, a menor variação, com $\pm 4,5$ meses.

Para os cenários 3 e 4, modificou-se apenas o preço do sistema para as médias superior (R\$ 8,31/Wp) e inferior (R\$ 6,96/Wp). Assim, o impacto de um maior custo de aquisição e instalação foi de um aumento de 0,67 anos ou 8,0 meses; enquanto que, um custo menor, reduziria o retorno em 0,64 anos ou 7,7 meses, contabilizando uma variação média de $\pm 7,9$ meses. Para esse caso, observa-se novamente maior sensibilidade nos municípios com menor índice de irradiação solar, com uma variação máxima de $\pm 11,4$ meses em Curitiba/PR e mínima de $\pm 5,2$ meses em Belém/PA.

Os cenários 5, 6, 7 e 8 cruzam tanto as variações de PR quanto de custo de R\$/Wp do sistema. Os cenários 5 e 6 revelam que os efeitos negativos no tempo de retorno de um maior preço de aquisição e instalação sobrepõe os ganhos decorridos de um melhor rendimento do sistema. Assim, no cenário 5, para um preço praticado de R\$ 6,96/Wp, apesar de uma PR menor (65%), tem-se uma redução média de 0,12 anos ou 1,4 meses. Enquanto que, no cenário 6, para um custo superior (R\$ 8,31/Wp), ainda que haja um incremento de 5% na PR, obtêm-se um aumento médio de 0,13 anos ou 1,6 meses. É importante ressaltar que não foi considerado neste estudo o aumento dos custos de O&M em decorrência da utilização de equipamentos mais baratos, porém com menor durabilidade. Por fim, os cenários 7 e 8 representam os casos extremos, visto que o primeiro considera o menor custo e a maior PR (melhor cenário); e o segundo, o maior custo e a menor PR (pior cenário). Dessa forma, obtêm-se uma redução máxima média de até 1,1 ano (cenário 7), e um prolongamento máximo médio de até 1,3 ano (cenário 8), resultando em uma elasticidade média máxima em relação ao cenário padrão de $\pm 1,2$ ano no período *payback* em decorrência de preço e desempenho do SFCR.

Assim como nos primeiros cenários, os quatro últimos também repetem uma maior sensibilidade do tempo de retorno para as capitais com menor índice de irradiação, apresentando uma variabilidade média máxima de $\pm 1,74$ anos para Curitiba/PR e mínima de $\pm 10,8$ meses para Belém/PA. Por conseguinte, a Figura 17 a seguir representa graficamente a comparação entre o melhor e pior cenários, além de pontuar o *payback* de cenário padrão absolutos no intervalo apresentado:

Figura 17 – Comparativo entre cenário padrão e cenários extremos

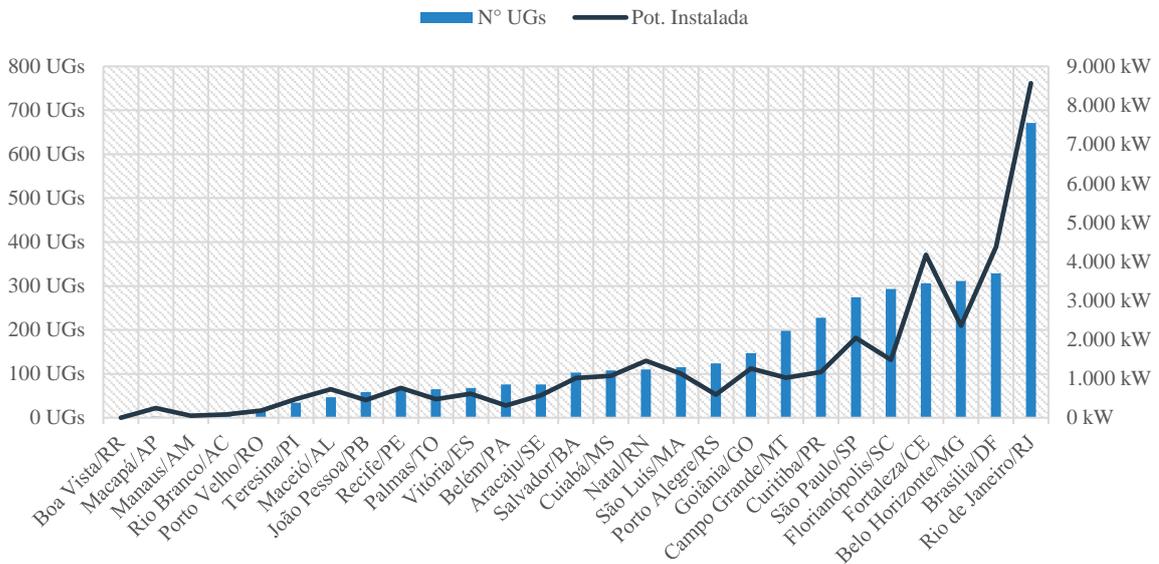


Fonte: O autor.

6.2 Comparação entre quantidade de instalações e dados de análise de viabilidade

A partir do Relatório sobre Unidades Consumidoras com Geração distribuída, mantido pela ANEEL através do Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, contabilizou-se a quantidade de Unidades Geradoras (UG) e a potência instalada mensurada em kW para cada município abordado neste estudo, explicitados na Figura 18 abaixo:

Figura 18 – Unidades Geradoras (UG) e potência instalada nas 27 capitais até dez/2017

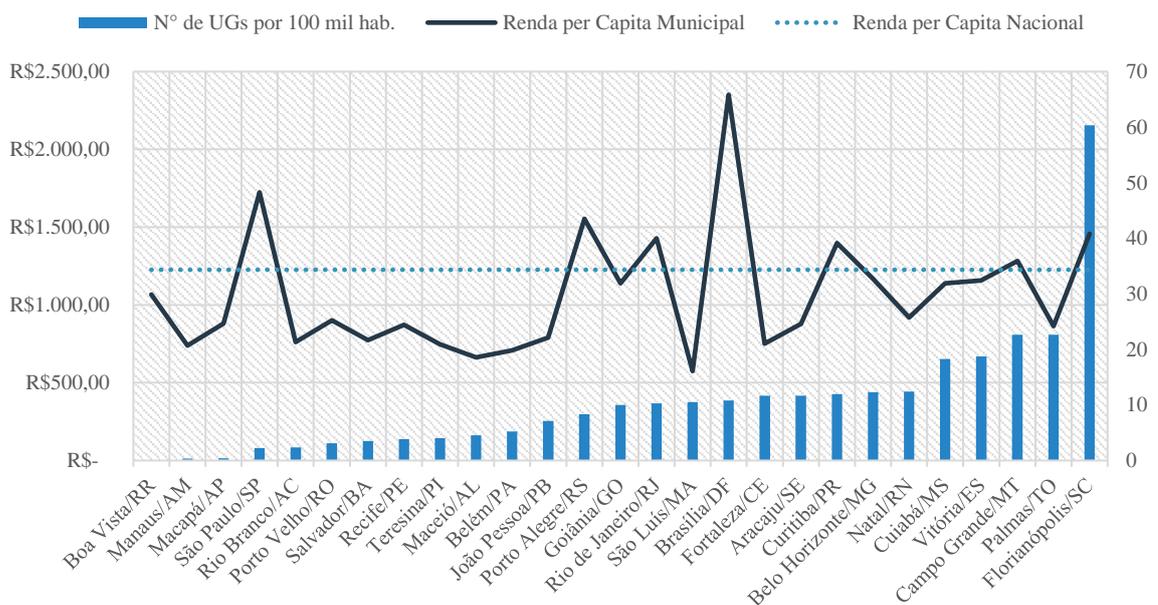


Fonte: Adaptado pelo autor a partir de ANEEL, 2017.

Posto isso, tem-se que o Rio de Janeiro/RJ, é líder em instalações e potência com 671 UGs e potência instalada 8.567,72 kW, figurando, no entanto, com 19º melhor tempo de retorno com o valor de 8,4 anos (flutuação máxima de 9,8 a 7,3 anos). Enquanto Belém/PA surge na 16ª colocação em quantidade de UGs, apresentando uma cifra de 76 e totalizando uma potência instalada de 313,10 kW, apesar do menor tempo de retorno observado entre as capitais com 6,1 anos (flutuação máxima de 5,4 a 7,1 anos). Ressalta-se ainda a colocação dos municípios de Florianópolis/SC, São Paulo/SP e Curitiba/PR, ranqueados em quinto, sexto e sétimo lugares em número de UGs, apesar de apresentarem os piores resultados em termos de *payback*.

Tem-se, portanto, que outros fatores além dos parâmetros diretos de análise financeira (*payback*, VPL e TIR) influem na dispersão da adoção de SFCR. Assim, são levantadas algumas hipóteses de identificação desses elementos influentes. Primeiro fator é o contingente populacional de um município, visto que, em termos absolutos, o universo de prováveis adotantes da tecnologia solar fotovoltaica em capitais mais populosas é maior. Segundo fator é o poder de compra da população ou renda *per capita*, posto que o custo de aquisição e instalação de SFCR permanece elevado para aqueles de renda mais baixa. A partir desses dois elementos, tem-se a Figura 19 abaixo, a qual reúne o número de UGs por 100 mil habitantes e a renda per capita das 27 capitais.

Figura 19 – Quantidade de UGs por 100 mil habitantes *versus* renda per capita municipal



Fonte: O autor.

Assim, observa-se que Rio de Janeiro/RJ, Brasília/DF e Belo Horizonte/MG, capitais com maior número absoluto de UGs, caem respectivamente para a décima terceira, décima primeira e sétima posições, enquanto que Florianópolis/SC lidera isoladamente com 60,31 instalações para cada 100 mil habitantes. Palmas/TO com a segunda maior quantidade de UGs por 100 mil habitantes (22,67 UGs/100.000 hab.), figurando com o quarto melhor tempo de retorno com 6,5 anos (flutuação máxima de 5,6 a 7,5 anos). Campo Grande/MT e Vitória/ES aparecem respectivamente em terceira e quarta colocação com 22,65 UGs/100.000 habitantes e 18,73 UGs/100.000 habitantes cada, contabilizando, nessa ordem, período de *payback* em 8,0 anos (flutuação máxima de 6,9 a 9,3 anos) e 9,4 anos (flutuação máxima de 8,4 a 11,1 anos). Apesar dos dados de análise econômica divergentes, bem como de características de renda *per capita* distintas, os quatro municípios líderes nesse índice compartilham de programas de desconto em impostos municipais (IPTU e ITBI). Em razão da particularidade de aplicação desse desconto, não foi considerado a economia por ele proporcionada e seus impactos no retorno financeiro dos SFCR nessas localidades, contudo, frisa-se aqui esse como um terceiro elemento de influência na expansão das aquisições e instalações de SFCR.

Por fim, sublinha-se dentre as últimas dez colocações três municípios: Belém/PA, Teresina/PI e São Paulo/SP. Os dois primeiros, apesar de possuírem os melhores resultados de viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos, figuram na 18ª e 19ª posições, podendo-se argumentar, além da baixa renda registrada nesses municípios, a carência de profissionais e empresas capacitadas atuantes na região como um fator contendor de expansão dos SFCR nesses mercados. A partir de dados do Portal Solar e ferramentas de busca de *sites*, observou-se apenas cinco empresas atuantes em Belém/PA e três em Teresina/PI, enquanto que Rio de Janeiro/RJ, conta com mais de quarenta empresas nessa categoria. Já o caso de São Paulo/SP, por sua vez, sumariza as influências dos elementos supracitados, apresentando um contraponto relevante, posto que, embora haja legalmente desconto em impostos municipais para adotantes de SFCR, a renda *per capita* de sua população seja a segunda maior entre as capitais brasileiras e atuem na região mais de trinta empresas, contabiliza-se o quarto pior número de instalações por 100.000 habitantes com a cifra de 2,26 UGs/100.000 habitantes. Essa colocação em termos relativos concorda, por conseguinte, com os parâmetros de *payback*, VPL e TIR apresentados e analisados para esse município.

6.3 Comparação aos resultados de trabalhos anteriores

Além da comparação entre os resultados de viabilidade econômica e os dados atuais de dispersão geográfica de instalações fotovoltaicas nas 26 capitais e DF, é importante observar a evolução desses parâmetros nos diferentes trabalhos realizados nessa seara. A avaliação financeira de projetos de SFCR é realizada diariamente por diversas empresas atuantes no setor, encontra-se presente em trabalhos acadêmicos que analisam *cases* particulares, no entanto carece de um estudo global que reúna dados a longo prazo. Para a avaliação do comportamento do *payback* levou-se em consideração os resultados obtidos por Montenegro (2013), Nakabayashi (2014) e Kozen (2014). É importante ressaltar as divergências entre os parâmetros utilizados por cada autor, gerando flutuações nos resultados finais que podem implicar em distorções nas comparações a serem realizadas. Posto isso, a Tabela 18 a seguir apresenta a comparação entre os diferentes tempos de retorno avaliados nesses estudos.

Tabela 19 – *Payback* avaliado por diferentes autores para SFCR ao longo dos últimos quatro anos

Município	UF	Montenegro 2013	Nakabayashi 2014	Kozen 2014	Kozen 2017*	O autor 2017
Rio Branco	AC	19,8	15	11,9	9,2	7,8
Maceió	AL	23,2	17	14,5	11,2	6,9
Manaus	AM	>25	>25	17,6	13,6	7,9
Macapá	AP	>25	>25	>25	24	8,2
Salvador	BA	>25	23	14,4	11,2	7,9
Fortaleza	CE	24,8	>25	13,2	11,2	6,9
Brasília	DF	>25	>25	16,3	12,6	8,2
Vitória	ES	>25	>25	15,1	11,7	9,4
Goiânia	GO	21,3	20	13,4	10,3	8,4
São Luís	MA	>25	17	11,6	9	6,4
Belo Horizonte	MG	17,3	15	11	8,5	8,1
Campo Grande	MS	22,5	20	12,2	9,5	8,0
Cuiabá	MT	20,4	18	11,9	9,2	8,0
Belém	PA	20,6	20	12,2	9,5	6,1
João Pessoa	PB	24,8	22	13,5	10,5	6,9
Teresina	PI	21,8	16	12,1	9,4	6,1

(continua)

Tabela 19 – *Payback* avaliado por diferentes autores para SFCR ao longo dos últimos quatro anos*(conclusão)*

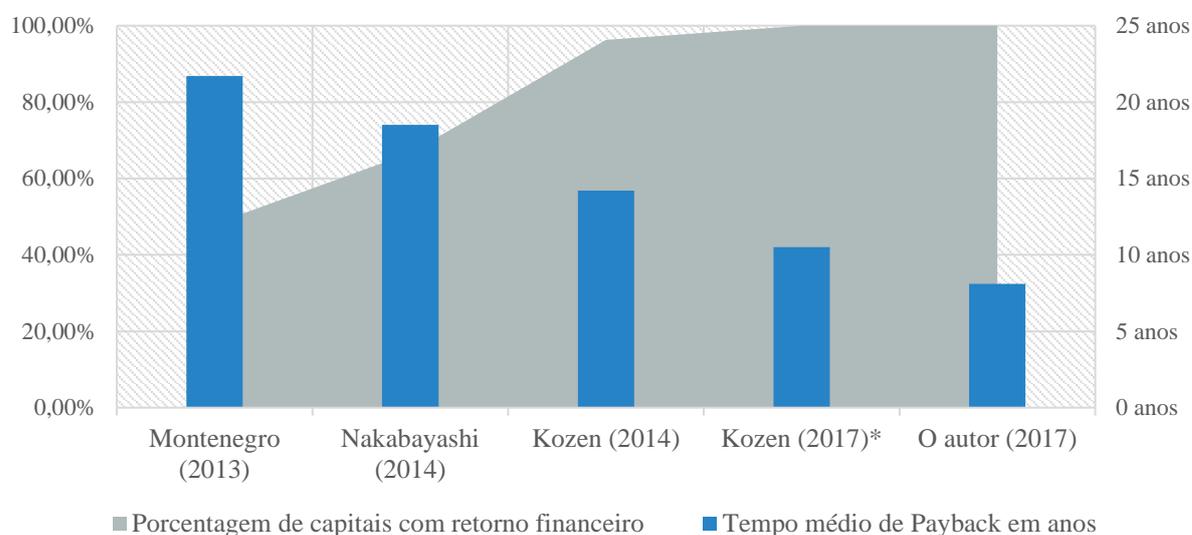
Município	UF	Montenegro 2013	Nakabayashi 2014	Kozen 2014	Kozen 2017*	O autor 2017
Curitiba	PR	>25	>25	13,8	10,4	10,4
Rio de Janeiro	RJ	>25	20	12,5	9,7	8,4
Natal	RN	>25	20	13,4	10,4	8,8
Porto Velho	RO	>25	16	13,8	10,7	8,4
Boa Vista	RR	>25	>25	21,7	16,6	9,1
Porto Alegre	RS	>25	20	14,9	11,5	9,9
Florianópolis	SC	>25	>25	16,4	12,7	10,8
Aracaju	SE	23,9	20	14,1	10,9	7,5
São Paulo	SP	>25	>25	21,9	16,8	11,3
Palmas	TO	19,8	14	10,5	8,1	6,5

* Previsão por Kozen (2014).

Fonte: O autor.

O quadro apresentado revela uma redução acentuada do período do *payback* no decorrer dos últimos quatro anos. Enquanto Montenegro (2013) expõe, para um ano de 2013, um tempo de retorno médio de 21,7 anos com desvio padrão de 1,8 anos, no entanto 14 capitais registram retorno financeiro superiores ao horizonte de tempo analisado. Nakabayashi (2014) avalia um aumento na quantidade de capitais com viabilidade de realização de projetos de SFCR, contabilizando 9 dessas com retorno financeiro superior 25 anos e avaliando nas restantes uma média de *payback* de 18,4 anos com desvio padrão 2,3 anos. Já Kozen (2014) apresenta uma perspectiva ainda mais positiva para o mesmo ano de 2014, apontando apenas uma com retorno financeiro superior a 25 anos e uma média de 14,2 anos com desvio padrão de 2,0 anos, traçando uma redução significativa da média em 34,71% quando comparado ao estudo realizado no ano anterior por Montenegro (2013). Kozen (2014) elabora, ainda, as perspectivas de tempo de retorno para o ano de 2017, revelando viabilidade econômica em todo o universo analisado e resultando em uma média de 10,5 anos com desvio padrão de 2,1 anos. Assim, a Figura 20, a seguir sintetiza o exposto, explicitando a comparação entre os trabalhos anteriores e traçando uma linha de crescimento da viabilidade de SFCR no mercado brasileiro:

Figura 20 – Comparação com trabalhos anteriores: quantidade de capitais com viabilidade financeira e valores de payback apresentados



Fonte: O autor.

Quando se analisa juntamente aos dados obtidos neste trabalho, observa-se uma redução no tempo de retorno em 62,34% em relação a Montenegro (2013), 55,65% em relação a Nakabayashi (2014) e 42,31% em relação a Kozen (2014). O desvio padrão flutuou nos quatro estudos, este incluso, em decorrência da diferença em quantidade dos municípios com viabilidade financeira apresentados, com aumento em 107,7% entre 2013 e 2017.

Por fim, avalia-se que 40,7% dos resultados neste trabalho apresentam diferença de até 2 anos quando comparadas as previsões por Kozen (2014) para o ano de 2017, enquanto que 29,6% se distanciam em até 4 anos e 25,9% em mais de 4 anos. O tempo médio de retorno previsto por Kozen (2014) é de 11,5 anos com desvio padrão de 2,13 anos, valor médio 40,55% superior aos resultados obtidos. Desta forma, o aumento da viabilidade financeira foi maior entre o período de 2014-2017 do que a prevista, podendo-se elencar três principais fatores que alicerçam a justificativa desses resultados: a elaboração do Convênio 16/2015, desagregando a influência do autoconsumo na rentabilidade do SFCR e diminuindo a carga de impostos sobre o consumo de energia; a redução da Taxa SELIC ao longo dos últimos dois anos em praticamente 6 pontos percentuais (Banco Central do Brasil, 2017), aumentando a atratividade de novos investimentos na tecnologia solar fotovoltaica frente; o aumento das Tarifas Finais de energia em 58,61% no período 2014-2017 (ANEEL, 2017), levando a um aumento na receita gerada pela adoção de SFCR; além do próprio sistema de bandeiras tarifárias, levando a um aumento da percepção pública dos custos correntes da energia no orçamento, seja ele familiar ou empresarial.

7 CONCLUSÃO

Com base nos resultados obtidos e no desenvolvimento analítico desses, depreende-se que este trabalho atingiu seus objetivos iniciais de traçar o panorama da fonte solar fotovoltaica nas capitais brasileiras no ano de 2017. Desta forma, observou-se, a nível médio do universo de estudo, para um sistema de 1,92 kWp na condição padrão previamente descrita, uma geração média mensal de 207,25 kWh (desvio médio de 13,01 kWh), com fator de capacidade (FC) de 14,79% (desvio médio de 0,93%) e custo nivelado de energia (LCOE) de R\$ 392,37 (desvio médio de R\$ 26,06). Com isso, foram obtidos os seguintes indicadores para um SFCR a nível residencial:

- *Payback* de 8,1 anos com desvio médio de 1,0 anos;
- VPL de R\$ 12.016,15 com desvio médio de R\$ 4.136,88;
- TIR de 14,4% com desvio médio de 2,0%;

A partir do mapa atual de distribuição de unidades geradores e dos resultados de análise de viabilidade, observou-se que esses indicadores financeiros não foram predominantes na expansão do uso de SFCR, devendo-se levar em consideração o poder de compra das populações das capitais estudadas, a existência de políticas públicas de incentivo de adoção da energia solar fotovoltaica, a capilaridade e o volume das empresas atuantes na região, bem como a existência de profissionais capacitados, além do nível de acesso e abertura da população a esse tipo de tecnologia.

Por fim, a partir do levantamento histórico, têm-se observado uma queda acentuada nos últimos cinco anos no tempo de retorno de uma instalação fotovoltaica, atingindo cifras de até 62,3%, relacionando-se a isso a aprovação de incentivos fiscais como o Convênio 16/2015, a redução da Taxa SELIC e o aumento acima da média do último decênio das tarifas de energia elétrica. A partir desse ponto, traça-se uma continuação do *momentum* atual de expansão exponencial dos SFCR em decorrência da abertura de novas linhas de crédito voltadas para pessoa física e da profissionalização e expansão das fronteiras do mercado de instaladores fotovoltaicos. Soma-se a isso a expectativa de melhora a longo prazo dos indicadores de viabilidade financeira em decorrência das reduções dos custos de aquisição do sistema, bem como pelo próprio melhoramento tecnológico dos equipamentos.

REFERÊNCIAS

ABINEE. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.** [S.l.]: ABINEE, 2012. 176 p. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ABRAADE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Mapa das Alíquotas ICMS - Brasil.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/financeiro/mapa-das-aliquotas-icms-brasil>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ALMEIDA, M.P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2012. 173 p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Mestrado_Marcelo_Pinho_Almeida.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ALVES, G.H. **Projeto e análise da viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial.** 2016. 106 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)- Departamento de Engenharia Elétrica e Computação - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016. Disponível em: <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-13012017-100902/publico/Alves_Guilherme_Henrique_tcc.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ANEEL. **A Tarifa de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifas>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ANEEL. Nota Técnica nº 115/2005, 18 de abril de 2005. **Promoção de Audiência Pública para obtenção de subsídios e de informações adicionais para definição da metodologia para as concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição adicionarem à tarifa de energia elétrica homologada pela ANEEL os percentuais relativos ao PIS/PASEP e a COFINS.** Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/014/documento/notatnicapiscofins.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ANEEL. Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005. **Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.** Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2005167.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ANEEL. Resolução Normativa nº 481, de 17 de abril de 2012. **Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.** Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ANEEL. Resolução Normativa nº 517, de 11 de novembro de 2012. **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ANTONIOLLI, A.F.G. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil.** 2015. 153 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/156738>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ASSAF NETO, A. **Matemática financeira e suas aplicações.** 13 ed. São Paulo: Editora Atlas, 2016.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Histórico das taxas de juros.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

BARBOSA, W.P.; DE AZEVEDO, A.C.S. **Geração distribuída: vantagens e desvantagens.** In: II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia, [S.l.], 2014. Disponível em: <http://www.feam.br/images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2014/artigo_gd.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

BC vê inflação abaixo da meta e PIB maior em 2017. **Valor Econômico**, São Paulo, 21 dez. 2017. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/financas/5234479/bc-ve-inflacao-abaixo-da-meta-e-pib-maior-em-2017>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

BLUESOL. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica: Livro digital de introdução aos sistemas solares.** Ribeirão Preto: BLUESOL, 2016. 114 p. Disponível em: <<http://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

BRAGA, R.P. **Energia solar fotovoltaica: Fundamentos e aplicações**. 2008. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001103.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. **A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity**. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, [S.l.], v. 15, n. 9, p. 4470-4482, dez. 2011. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111003492>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

BRASIL. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**. Brasília, 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 20 mar. 2018.

BRASIL. Lei n. 13.169, de 6 de outubro de 2015. **Altera a Lei no 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da Contribuição Social [...]**. Brasília, 2015. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm>. Acesso em: 20 mar. 2018.

CARNEIRO, S.A. **Projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede aplicado a uma fábrica de rações do ramo de avicultura**. 2016. 105 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

CONFAZ. Convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2015. **Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**. Brasília, 2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15>. Acesso em: 20 mar. 2018.

CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio S. de Brito. **Potencial Solar - Sundata v 3.0**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

DE FREITAS, B.M.R.; HOLLANDA, L. **Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor**. White Paper nº 1 – FGV Energia, [S.l.], mai. 2015. Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/13853/micro.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

DOMAN, L. **EIA projects 28% increase in world energy use by 2040**. U.S. Energy Information Administration, [S.l.], 14 set. 2017. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32912>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

EIA - U.S. Energy Information Administration. **Feed-in tariff: A policy tool encouraging deployment of renewable electricity technologies**. 2013. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=11471>>. Acesso em: 20 mar.2018.

EIA - U.S. Energy Information Administration. **Policies for compensating behind-the-meter generation vary by state. 2012**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=6190>>. Acesso em: 20 mar.2018.

ELECTRONICTUTORIALS. **PN Junction Diode**. 2017. Disponível em: <https://www.electronics-tutorials.ws/diode/diode_3.html>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ENERDATA. **Global Energy Statistical Yearbook. 2017**. Disponível em: <<https://www.enerdata.net/publications/world-energy-statistics-supply-and-demand.html>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ENERGIA solar. In: **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005. p. 29-41. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)>. Acesso em: 20 mar. 2018

ENERGIEWENDE global. **O Globo**, Rio de Janeiro, 21 out. 2016. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/opiniao/energiewende-global-20328333>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

ENOVA SOLAR. **Legislação e modelos de geração fotovoltaica: Visão geral sobre as leis e resoluções que regem o mercado de energia solar no Brasil**. 1. ed. [S.l.: s.n.], 2016. 17 p. Disponível em: <https://greener.com.br/wp-content/uploads/2017/03/e-book-04-legislao-e-modelos-de-gerao-fotovolt_aica..pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário estatístico de energia elétrica 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2017. 232 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Eficiência Energética e Geração Distribuída: Para os próximos 10 anos (2014-2023)**. Rio de Janeiro: EPE, 2014. 89 p.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energias (Org.). **Balanco Energético Nacional 2017**: Rio de Janeiro: Epe, 2017. 61 slides, color. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/balanco-energetico-nacional>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Nota técnica DEA 001/17: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026)**. Rio de Janeiro: EPE, 2017. 95 p. Disponível em: <http://antigo.epe.gov.br/mercado/Documents/DEA%20001_2017%20%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202017-2026_VF.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Nota técnica DEA 19/14: Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro: EPE, 2014. 84 p. Disponível em: <<http://www.ecovolts.net.br/downloads/DEA%2019.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

FARIAS, L.F. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico aplicado a um consumidor de alta tensão conectado à rede**. 2017. 53 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

FERREIRA, R.J.A. **Carro a Energia Solar**. 2008. 179 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Automação) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, 2008. Disponível em: <https://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro_Solar/PainéisCurvasdeFuncionamento.html>. Acesso em: 20 mar. 2018.

FOSTER, R.; GHASSEMI, M; COTA, A. **Solar energy: renewable energy and the environment**. Boca Raton: CRC Press, 2009. 380 p.

FRANCISQUINI, A.A. **Estimação de curvas de carga em pontos consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/161_dissertacao_aislan_antonio_francisquini.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

FRAUNHOFER INSTITUTE ISE. **Photovoltaics Report**. Freiburg: [s.n.], 2017. 45 p. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

GREENER. **Análise estratégica - Mercado fotovoltaico de geração distribuída - 1º semestre/2017**. [S.l.]: Greener, 2017. 18 slides. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisa-mercado-fotovoltaico-brasileiro-1o-semester-2017/>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. União Européia: ALTENER, 2004. 368 p. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

IEA. International Energy Agency. **Global Energy & CO2 Status Report 2017**. 1. ed. [S.l.: s.n.], 2018. 15 p. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

INMETRO. **Tabela de eficiência energética: Sistema de energia fotovoltaica - módulos**. [S.l.: s.n.], 2017. 30 p. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaiico_modulo.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

INPE. Instituto de Pesquisas Espaciais. **Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA)**. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via Modelo de Bass**. 2014. 109 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

LIMA, L.C; FERREIRA, L.A.; MORAIS, F.H.B.L. **Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil**. In: Energy for Sustainable Development, [S.l.], v. 37, p. 79-85, abr. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.01.004>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

MACHADO, K.S.D; CORREA, N. **Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. 2015. 64 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Federal Tecnológica do Paraná, Curitiba, 2015. Disponível em: <http://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2014_1_11/2014_1_11_final.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

MARANGONI, F. **Inversores monofásicos para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede**. 2012. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2012.

MARION et al. **Performance parameters for grid-connected PV systems**. In: IEEE Photovoltaics Specialists Conference And Exhibition, 2005, Florida. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf>> Acesso em: 20 mar. 2018.

MONTENEGRO, A.A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. 211 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/130917>>. Acesso em: 20 mar.

MORENO, R.P. **Energías renovables y limpias: Paneles solares fotovoltaicos monocristalinos o policristalinos. ¿Sabemos cuál comprar?**. [S.l.: s.n.], 2013. Disponível em: <<http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com.br/2013/04/que-panel-comprar-monocristalino-o-policristalino.html>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

NAKABAYASHI, R.K. **Microgeração fotovoltaica no brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 107 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Dissertacao_Renno_vfinal.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

NASA. National Aeronautics and Space Administration. **Atmospheric Science Data Center**. Disponível em: <<https://eosweb.larc.nasa.gov/>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

NREL. National Renewable Energy Laboratory. **Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)**. Disponível em: <[https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA))>. Acesso em: 20 mar. 2018.

PEREIRA, E.B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p.

PINHO, J.T; GALDINO, M.A. (Org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 1. ed. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014. 530 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

PORTAL SOLAR. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. 7. ed. [S.l.: s.n.], 2017. 74 p.

REN21 Secretariat. **Renewables 2017 Global Status Report**. 1. ed. Paris: [s.n.], 2017. 302 p. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/178399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2018.

RITZER, G.; JURGENSON, N. **Production, Consumption, Prosumption: The nature of capitalism in the age of the digital ‘prosumer’**. Journal of Consumer Culture, [S.l.], v. 10, n. 1, p. 13-36, mar. 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1177/1469540509354673>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

SISGD. **Sistema de Registro de Geração Distribuída. Outorgas e Registros de Geração: Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

SMA Solar Technology AG. **Performance ratio: Factor de qualidade para o sistema fotovoltaico**. 2017. Disponível em: <<http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-pt-11.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

SOLARGIS. Global Solar Atlas. Disponível em: <<http://globalsolaratlas.info/>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

TRINDADE, G. **Dimensionamento e análise de viabilidade econômica de usina fotovoltaica em Nova Iguaçu – RJ**. 2015. 165 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015187.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

VILELA, I.N.R.; DA SILVA, E.P. **Análise do mercado potencial de geração distribuída fotovoltaica no Brasil**. In: Smart Energy - Conferência Internacional de Energias Inteligentes, 2016, Paraná. Disponível em: <<http://www.smartenergy.org.br/portal/wp-content/publicacoes-eartigos/27%20An%C3%A1lise%20do%20mercado%20potencial%20da%20gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADa%20fotovoltaica%20no%20Brasil.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

WOLDOMETERS. **Estatísticas mundiais em tempo real**. Disponível em: <<http://www.worldometers.info/pt/>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

**APÊNDICE A – RESULTADOS: GERAÇÃO PREVISTA, FATOR DE CAPACIDADE
E LCOE**

UF	MUNICÍPIO	GERAÇÃO PREVISTA (ANO 01)	FATOR DE CAPACIDADE	LCOE
AC	Rio Branco	2323,25 kWh	13,81%	R\$ 420,021
AL	Maceió	2621,01 kWh	15,58%	R\$ 372,305
AM	Manaus	2368,18 kWh	14,08%	R\$ 412,054
AP	Macapá	2452,33 kWh	14,58%	R\$ 397,914
BA	Salvador	2516,98 kWh	14,96%	R\$ 387,692
CE	Fortaleza	2788,04 kWh	16,58%	R\$ 350,000
DF	Brasília	2579,75 kWh	15,34%	R\$ 378,259
ES	Vitória	2238,19 kWh	13,31%	R\$ 435,983
GO	Goiânia	2552,22 kWh	15,17%	R\$ 382,340
MA	São Luís	2410,45 kWh	14,33%	R\$ 404,827
MG	Belo Horizonte	2454,22 kWh	14,59%	R\$ 397,606
MS	Campo Grande	2520,35 kWh	14,98%	R\$ 387,174
MT	Cuiabá	2520,89 kWh	14,99%	R\$ 387,092
PA	Belém	2487,00 kWh	14,79%	R\$ 392,366
PB	João Pessoa	2600,07 kWh	15,46%	R\$ 375,304
PE	Recife	2797,85 kWh	16,63%	R\$ 348,774
PI	Teresina	2708,91 kWh	16,11%	R\$ 360,224
PR	Curitiba	2100,77 kWh	12,49%	R\$ 464,503
RJ	Rio de Janeiro	2295,74 kWh	13,65%	R\$ 425,055
RN	Natal	2722,11 kWh	16,18%	R\$ 358,478
RO	Porto Velho	2330,60 kWh	13,86%	R\$ 418,696
RR	Boa Vista	2463,95 kWh	14,65%	R\$ 396,036
RS	Porto Alegre	2178,67 kWh	12,95%	R\$ 447,894
SC	Florianópolis	2067,52 kWh	12,29%	R\$ 471,975
SE	Aracaju	2628,49 kWh	15,63%	R\$ 371,245
SP	São Paulo	2229,26 kWh	13,25%	R\$ 437,730
TO	Palmas	2545,70 kWh	15,14%	R\$ 383,319

APÊNDICE B – RESULTADOS: PAYBACK EM ANOS

UF	MUNICÍPIO	CENÁRIOS								
		PADRÃO	01	02	03	04	05	06	07	08
AC	Rio Branco	7,8	8,4	7,4	7,7	7,2	6,8	9,1	8,5	8,0
AL	Maceió	6,9	7,4	6,5	6,8	6,4	6,0	8,0	7,4	7,0
AM	Manaus	7,9	8,4	7,4	7,7	7,2	6,8	9,2	8,5	8,0
AP	Macapá	8,2	8,8	7,7	8,1	7,5	7,1	9,6	8,9	8,3
BA	Salvador	7,9	8,5	7,4	7,8	7,3	6,9	9,2	8,6	8,1
CE	Fortaleza	6,9	7,3	6,5	6,8	6,3	6,0	7,9	7,4	7,0
DF	Brasília	8,2	8,8	7,7	8,1	7,6	7,1	9,6	8,9	8,4
ES	Vitória	9,4	10,2	8,8	9,3	8,6	8,1	11,1	10,3	9,6
GO	Goiânia	8,4	9,0	7,9	8,2	7,7	7,2	9,8	9,1	8,5
MA	São Luís	6,4	6,8	6,1	6,3	5,9	5,6	7,4	6,9	6,5
MG	Belo Horizonte	8,1	8,7	7,6	8,0	7,5	7,0	9,4	8,8	8,2
MS	Campo Grande	8,0	8,5	7,5	7,8	7,3	6,9	9,3	8,6	8,1
MT	Cuiabá	8,0	8,5	7,5	7,8	7,3	6,9	9,3	8,6	8,1
PA	Belém	6,1	6,6	5,8	6,1	5,7	5,4	7,1	6,6	6,2
PB	João Pessoa	6,9	7,4	6,5	6,8	6,4	6,0	8,0	7,5	7,0
PE	Recife	6,9	7,4	6,5	6,8	6,4	6,0	8,0	7,5	7,0
PI	Teresina	6,1	6,6	5,8	6,1	5,7	5,4	7,1	6,6	6,2
PR	Curitiba	10,4	11,4	9,9	10,4	9,7	9,0	12,5	11,6	10,8
RJ	Rio de Janeiro	8,4	9,0	7,9	8,3	7,7	7,2	9,8	9,1	8,5
RN	Natal	8,8	9,5	8,3	8,7	8,1	7,6	10,3	9,6	9,0
RO	Porto Velho	8,4	9,1	7,9	8,3	7,7	7,3	9,8	9,2	8,6
RR	Boa Vista	9,1	9,9	8,6	9,0	8,4	7,9	10,8	10,0	9,3
RS	Porto Alegre	9,9	10,6	9,3	9,7	9,1	8,6	11,5	10,7	10,1
SC	Florianópolis	10,8	11,7	10,2	10,7	10,0	9,4	12,7	11,8	11,0
SE	Aracaju	7,5	8,1	7,1	7,4	6,9	6,5	8,8	8,2	7,7
SP	São Paulo	11,3	12,1	10,7	11,1	10,5	9,9	13,1	12,2	11,5
TO	Palmas	6,5	6,9	6,1	6,4	6,0	5,6	7,5	7,0	6,6

APÊNDICE C – RESULTADOS: VPL

UF	MUNICÍPIO	CENÁRIOS				
		PADRÃO	01	02	03	04
AC	Rio Branco	R\$ 12.290,98	R\$ 10.124,43	R\$ 14.457,53	R\$ 11.708,61	R\$ 13.875,16
AL	Maceió	R\$ 16.897,61	R\$ 14.402,02	R\$ 19.393,21	R\$ 15.986,20	R\$ 18.481,79
AM	Manaus	R\$ 15.967,24	R\$ 9.985,48	R\$ 14.297,21	R\$ 11.569,66	R\$ 13.725,52
AP	Macapá	R\$ 10.811,12	R\$ 8.750,27	R\$ 12.871,96	R\$ 10.334,45	R\$ 12.395,30
BA	Salvador	R\$ 11.883,21	R\$ 9.745,78	R\$ 14.020,63	R\$ 11.329,96	R\$ 13.467,38
CE	Fortaleza	R\$ 17.000,42	R\$ 14.497,48	R\$ 19.503,36	R\$ 16.081,66	R\$ 18.584,60
DF	Brasília	R\$ 10.702,45	R\$ 8.649,37	R\$ 12.755,53	R\$ 10.233,54	R\$ 12.286,63
ES	Vitória	R\$ 10.799,13	R\$ 5.100,34	R\$ 8.660,50	R\$ 6.684,51	R\$ 8.464,60
GO	Goiânia	R\$ 10.203,73	R\$ 8.186,27	R\$ 12.221,19	R\$ 9.770,45	R\$ 11.787,91
MA	São Luís	R\$ 19.866,12	R\$ 17.158,49	R\$ 22.573,75	R\$ 18.742,66	R\$ 21.450,29
MG	Belo Horizonte	R\$ 11.178,04	R\$ 9.090,98	R\$ 13.265,09	R\$ 10.675,16	R\$ 12.762,22
MS	Campo Grande	R\$ 11.788,42	R\$ 9.657,77	R\$ 13.919,07	R\$ 11.241,95	R\$ 13.372,60
MT	Cuiabá	R\$ 11.796,26	R\$ 9.665,05	R\$ 13.927,47	R\$ 11.249,22	R\$ 13.380,44
PA	Belém	R\$ 21.789,91	R\$ 18.944,86	R\$ 24.634,95	R\$ 20.529,04	R\$ 23.374,08
PB	João Pessoa	R\$ 16.730,51	R\$ 14.246,85	R\$ 19.214,17	R\$ 15.831,03	R\$ 18.314,68
PE	Recife	R\$ 16.670,35	R\$ 14.190,99	R\$ 19.149,71	R\$ 15.775,17	R\$ 18.254,53
PI	Teresina	R\$ 21.737,79	R\$ 18.896,47	R\$ 24.579,12	R\$ 20.480,65	R\$ 23.321,97
PR	Curitiba	R\$ 7.762,08	R\$ 2.553,92	R\$ 5.722,32	R\$ 4.138,10	R\$ 5.722,30
RJ	Rio de Janeiro	R\$ 10.117,28	R\$ 8.106,00	R\$ 12.128,57	R\$ 9.690,18	R\$ 11.701,46
RN	Natal	R\$ 8.696,62	R\$ 6.786,81	R\$ 10.606,43	R\$ 8.370,99	R\$ 10.280,80
RO	Porto Velho	R\$ 9.979,53	R\$ 7.978,08	R\$ 11.980,97	R\$ 9.562,26	R\$ 11.563,70
RR	Boa Vista	R\$ 7.618,99	R\$ 5.786,15	R\$ 9.451,83	R\$ 7.370,33	R\$ 9.203,17
RS	Porto Alegre	R\$ 5.358,08	R\$ 3.686,74	R\$ 7.029,43	R\$ 5.270,92	R\$ 6.942,26
SC	Florianópolis	R\$ 5.983,77	R\$ 1.640,30	R\$ 4.668,15	R\$ 3.224,48	R\$ 4.738,40
SE	Aracaju	R\$ 13.581,49	R\$ 11.322,76	R\$ 15.840,22	R\$ 12.906,94	R\$ 15.165,67
SP	São Paulo	R\$ 2.104,06	R\$ 665,15	R\$ 3.542,97	R\$ 2.249,32	R\$ 3.688,24
TO	Palmas	R\$ 19.318,97	R\$ 16.650,42	R\$ 21.987,52	R\$ 18.234,60	R\$ 20.903,15

APÊNDICE C – RESULTADOS: VPL

(continuação)

UF	MUNICÍPIO	CENÁRIOS			
		05	06	07	08
AC	Rio Branco	R\$ 16.041,71	R\$ 8.516,61	R\$ 10.683,16	R\$ 12.849,71
AL	Maceió	R\$ 20.977,39	R\$ 12.794,20	R\$ 15.289,79	R\$ 17.785,39
AM	Manaus	R\$ 15.881,39	R\$ 8.377,66	R\$ 10.533,52	R\$ 12.689,39
AP	Macapá	R\$ 14.456,14	R\$ 7.142,45	R\$ 9.203,30	R\$ 11.264,14
BA	Salvador	R\$ 15.604,81	R\$ 8.137,96	R\$ 10.275,38	R\$ 12.412,81
CE	Fortaleza	R\$ 21.087,53	R\$ 12.889,66	R\$ 15.392,60	R\$ 17.895,53
DF	Brasília	R\$ 14.339,71	R\$ 7.041,54	R\$ 9.094,63	R\$ 11.147,71
ES	Vitória	R\$ 10.244,68	R\$ 3.492,51	R\$ 5.272,60	R\$ 7.052,68
GO	Goiânia	R\$ 13.805,37	R\$ 6.578,45	R\$ 8.595,91	R\$ 10.613,37
MA	São Luís	R\$ 24.157,92	R\$ 15.550,66	R\$ 18.258,29	R\$ 20.965,92
MG	Belo Horizonte	R\$ 14.849,27	R\$ 7.483,16	R\$ 9.570,22	R\$ 11.657,27
MS	Campo Grande	R\$ 15.503,25	R\$ 8.049,95	R\$ 10.180,60	R\$ 12.311,25
MT	Cuiabá	R\$ 15.511,65	R\$ 8.057,22	R\$ 10.188,44	R\$ 12.319,65
PA	Belém	R\$ 26.219,13	R\$ 17.337,04	R\$ 20.182,08	R\$ 23.027,13
PB	João Pessoa	R\$ 20.798,34	R\$ 12.639,03	R\$ 15.122,68	R\$ 17.606,34
PE	Recife	R\$ 20.733,89	R\$ 12.583,17	R\$ 15.062,53	R\$ 17.541,89
PI	Teresina	R\$ 26.163,29	R\$ 17.288,65	R\$ 20.129,97	R\$ 22.971,29
PR	Curitiba	R\$ 7.306,50	R\$ 946,10	R\$ 2.530,30	R\$ 4.114,50
RJ	Rio de Janeiro	R\$ 13.712,75	R\$ 6.498,18	R\$ 8.509,46	R\$ 10.520,75
RN	Natal	R\$ 12.190,61	R\$ 5.178,99	R\$ 7.088,80	R\$ 8.998,61
RO	Porto Velho	R\$ 13.565,15	R\$ 6.370,26	R\$ 8.371,70	R\$ 10.373,15
RR	Boa Vista	R\$ 11.036,00	R\$ 4.178,33	R\$ 6.011,17	R\$ 7.844,00
RS	Porto Alegre	R\$ 8.613,60	R\$ 2.078,92	R\$ 3.750,26	R\$ 5.421,60
SC	Florianópolis	R\$ 6.252,33	R\$ 32,48	R\$ 1.546,40	R\$ 3.060,33
SE	Aracaju	R\$ 17.424,39	R\$ 9.714,94	R\$ 11.973,67	R\$ 14.232,39
SP	São Paulo	R\$ 5.127,15	-R\$ 942,68	R\$ 496,24	R\$ 1.935,15
TO	Palmas	R\$ 23.571,69	R\$ 15.042,60	R\$ 17.711,15	R\$ 20.379,69

APÊNDICE D – RESULTADOS: TIR

UF	MUNICÍPIO	CENÁRIOS								
		PADRÃO	01	02	03	04	05	06	07	08
AC	Rio Branco	14,6%	13,6%	15,7%	14,9%	16,0%	17,1%	12,4%	13,4%	14,4%
AL	Maceió	16,8%	15,6%	17,9%	17,0%	18,3%	19,4%	14,4%	15,5%	16,5%
AM	Manaus	16,3%	13,5%	15,6%	14,8%	15,9%	17,0%	12,4%	13,4%	14,3%
AP	Macapá	13,9%	12,9%	14,9%	14,2%	15,2%	16,3%	11,8%	12,7%	13,7%
BA	Salvador	14,4%	13,4%	15,4%	14,7%	15,8%	16,9%	12,2%	13,2%	14,2%
CE	Fortaleza	16,8%	15,7%	17,9%	17,1%	18,3%	19,5%	14,4%	15,5%	16,6%
DF	Brasília	13,9%	12,9%	14,9%	14,1%	15,2%	16,2%	11,7%	12,7%	13,6%
ES	Vitória	13,9%	11,0%	12,9%	12,2%	13,2%	14,1%	9,9%	10,9%	11,7%
GO	Goiânia	13,6%	12,6%	14,6%	13,9%	14,9%	16,0%	11,5%	12,5%	13,4%
MA	São Luís	18,1%	16,9%	19,3%	18,4%	19,7%	20,9%	15,6%	16,7%	17,8%
MG	Belo Horizonte	14,1%	13,1%	15,1%	14,4%	15,4%	16,5%	11,9%	12,9%	13,9%
MS	Campo Grande	14,4%	13,4%	15,4%	14,6%	15,7%	16,8%	12,2%	13,2%	14,2%
MT	Cuiabá	14,4%	13,4%	15,4%	14,7%	15,7%	16,8%	12,2%	13,2%	14,2%
PA	Belém	18,9%	17,7%	20,1%	19,2%	20,6%	21,9%	16,3%	17,5%	18,6%
PB	João Pessoa	16,7%	15,6%	17,8%	17,0%	18,2%	19,4%	14,3%	15,4%	16,4%
PE	Recife	16,7%	15,5%	17,8%	16,9%	18,1%	19,3%	14,3%	15,4%	16,4%
PI	Teresina	18,9%	17,7%	20,1%	19,2%	20,5%	21,8%	16,3%	17,5%	18,6%
PR	Curitiba	12,4%	9,6%	11,3%	10,7%	11,6%	12,5%	8,5%	9,4%	10,3%
RJ	Rio de Janeiro	13,6%	12,6%	14,6%	13,8%	14,9%	15,9%	11,5%	12,4%	13,4%
RN	Natal	12,9%	11,9%	13,8%	13,1%	14,1%	15,1%	10,8%	11,7%	12,7%
RO	Porto Velho	13,5%	12,5%	14,5%	13,8%	14,8%	15,8%	11,4%	12,4%	13,3%
RR	Boa Vista	12,3%	11,4%	13,3%	12,6%	13,6%	14,5%	10,3%	11,2%	12,1%
RS	Porto Alegre	11,1%	10,2%	12,0%	11,4%	12,3%	13,2%	9,2%	10,1%	10,9%
SC	Florianópolis	11,5%	9,0%	10,8%	10,1%	11,0%	11,9%	8,0%	8,9%	9,7%
SE	Aracaju	15,2%	14,2%	16,3%	15,5%	16,6%	17,7%	13,0%	14,0%	15,0%
SP	São Paulo	9,3%	8,4%	10,1%	9,5%	10,4%	11,3%	7,4%	8,3%	9,1%
TO	Palmas	17,8%	16,7%	19,0%	18,1%	19,4%	20,6%	15,4%	16,5%	17,6%