



**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MODELAGEM
COMPUTACIONAL E TECNOLOGIA INDUSTRIAL**
Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Dissertação de Mestrado

**Modelo de simulação e análise de implantação da
geração fotovoltaica nas instalações de um centro de
pesquisa: Uma abordagem segundo a RN N° 687/2015**

Apresentada por: Thiago da Paz Caldas
Orientador: Profº Dr. Alex Álisson Bandeira Santos

Outubro de 2017

Thiago da Paz Caldas

**Modelo de simulação e análise de implantação da
geração fotovoltaica nas instalações de um centro de
pesquisa: Uma abordagem segundo a RN N° 687/2015**

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial, Curso de Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial do SENAI CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**.

Área de conhecimento: Interdisciplinar

Orientador: Prof^o Dr. Alex Álisson Bandeira Santos
SENAI CIMATEC

Salvador
SENAI CIMATEC
2017

Ficha catalográfica elaborada pelo Centro Universitário SENAI CIMATEC

C145m Caldas, Thiago da Paz

Modelo de simulação e análise de implantação da geração fotovoltaica nas instalações de um centro de pesquisa: uma abordagem segundo a RN nº 687/2015 / Thiago da Paz Caldas. – Salvador, 2017.

132 f. : il. color.

Orientador: Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos.

Dissertação (Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) – Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2017.

Inclui referências.

1. Minigeração. 2. RN 687/2015. 3. Simulação de Monte Carlo. 4. Sistemas fotovoltaicos. 5. Viabilidade financeira. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Santos, Alex Álisson Bandeira. III. Título.

CDD: 005.1

SENAI CIMATEC

Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

Mestrado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, leram e recomendam a aprovação do Dissertação de Mestrado, intitulada “Modelo de simulação e análise de implantação da geração fotovoltaica nas instalações de um centro de pesquisa: Uma abordagem segundo a RN N° 687/2015”, apresentada no dia 05 de Outubro de 2017, como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**.

Orientador:

Profº Dr. Alex Álisson Bandeira Santos
SENAI CIMATEC

Membro externo da Banca:

Profº Dr. Francisco Uchoa Passos
SENAI CIMATEC

Membro externo da Banca:

Profº Dr. Osvaldo Livio Soliano Pereira
UFBA

Agradecimentos

A Deus por todas as bênçãos alcançadas, pela força e pela luz em meu caminho me ajudando a superar todos os desafios dessa trajetória acadêmica.

Aos meus pais Tânia Maria, Valdemir Caldas e minha esposa Mariana Caldas pelo carinho, amor e apoio incondicionais que foram essenciais pra vencer mais essa etapa.

Ao meu orientador Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos, pela atenção, paciência, acolhimento, estímulo e contribuições para a concretização dos objetivos, crescimento profissional e amadurecimento científico;

Aos colegas da turma pelo compartilhamento de saberes e reflexões;

Aos meus amigos e demais familiares, em especial meu tio Osvaldo da Paz, que sempre estiveram ao meu lado e, portanto foram importantes nessa nova conquista;

Enfim, meus sinceros agradecimentos a todos que de alguma forma contribuíram para a realização da minha dissertação de mestrado.

Salvador, Brasil
05 de Outubro de 2017

Thiago da Paz Caldas

Resumo

A necessidade de se diversificar a matriz energética mundial contribui para a implantação de fontes renováveis de energia, fator este que estimula a instalação de sistemas fotovoltaicos e a formação de recursos humanos com conhecimento básico nessa área, oferecendo alternativas que contribuam para o equilíbrio do meio ambiente. Para dar início a implantação de um sistema de geração de energia utilizando fonte solar, é importante avaliar a estimativa de energia elétrica que será produzida pelo sistema através de dados solarmétrico, levantamento do consumo de energia elétrica do cliente e seu contrato tarifário, orientação adequada dos painéis, custo da tarifa de energia elétrica junto a distribuidora local, região adequada para instalação do sistema, número de painéis fotovoltaicos, número de inversores e determinação dos circuitos de proteção. Além disso, observar os custos relacionados ao projeto e o tempo de retorno do investimento que varia de acordo com o sistema a ser aplicado, tendendo a ser suscetível a mudanças bruscas devido principalmente às legislações, incentivos tributários por parte do governo e variações no preço dos equipamentos dos sistemas e das tarifas de energia. O objetivo desta dissertação é analisar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado em um centro de pesquisa através de métodos como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *payback*, de forma determinística e probabilística, aplicado a partir do potencial de geração disponível na região da cidade de Salvador-Ba, fazendo referência aos padrões da resolução normativa da ANEEL N° 482/2012 e N° 687/2015 que regulamentam a geração de energia elétrica através de fontes renováveis. Entretanto, existem condições de incertezas na economia e na implantação da tecnologia que podem provocar uma decisão precipitada. Com o método de Monte Carlo foi possível constatar a inviabilidade do projeto através de dados imprevisíveis na avaliação do investimento real utilizando distribuição de probabilidades.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos; minigeração; viabilidade financeira; Simulação de Monte Carlo; RN N° 687/2015.

Abstract

The need to diversify the world energy matrix contributes to the Of renewable energy sources, a factor that encourages the installation of photovoltaic And the training of human resources with basic knowledge in this area, offering Alternatives that contribute to the balance of the environment. In order to initiate Planting of a power generation system using a solar source, it is important to evaluate the estimated electric energy that will be produced by the system through solarimetric data, surveying the customer's electricity consumption and its tariff contract, adequate orientation of the panels, cost of Electric power tariff with local distributor, suitable region for installation of the system, number of photovoltaic panels, number of inverters and determination of protection circuits. In addition, to observe the costs related to the project and the time of return of the investment that varies according to the system to be applied, tending to be susceptible to sudden changes mainly due to the legislation, tax incentives by the government and changes in the price of Systems and energy tariffs. The purpose of this dissertation is to To analyze the economic viability of a grid connected photovoltaic system installed in a research center through methods such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and payback, in a deterministic and probabilistic way, applied from Of the available generation potential in the region of Salvador-Ba, making reference to the standards of the ANEEL normative resolution N° 482/2012 and N° 687/2015 that regulate the generation of electric energy through renewable sources. However, there are conditions of uncertainties in the economy and in the implementation of the technology that can lead to a hasty decision. With the Monte Carlo method it was possible to verify the unfeasibility of the project through unpredictable data in the evaluation of the real investment using probability distribution. Keywords: Photovoltaic systems; Minigeration; Financial feasibility; Simulation of Monte Carlo; RN No. 687/2015.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Definição do problema	5
1.2	Objetivo Geral	5
1.3	Objetivos específicos	5
1.4	Importância da pesquisa	5
1.5	Motivação	6
1.6	Limites e limitações	6
1.7	Questões e pressuposto	7
1.8	Aspectos metodológicos	7
1.9	Organização da Dissertação de Mestrado	8
2	Fundamentação teórica	10
2.1	Histórico da geração fotovoltaica	10
2.2	Energia solar	11
2.3	Potencial solar para geração de energia elétrica	12
2.4	Característica solar do Brasil	13
2.5	Características básicas dos painéis solares	16
2.6	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	19
2.7	Geração distribuída	21
2.8	Regulamentações da ANEEL N° 482/2012 e N° 687/2015	24
2.9	Tributos associados a geração distribuída	28
2.10	Sistemas de Tarifação	30
	2.10.1 <i>Dual Metering</i>	30
	2.10.2 <i>Feed-in tariff</i>	30
	2.10.3 <i>Net Metering</i>	33
	2.10.4 Leilão de energia	35
2.11	Paridade Tarifária	36
2.12	Revisão da literatura	37
3	Materiais e Métodos	41
3.1	Modelo inicial	41
	3.1.1 Definição do local a ser instalado	42
	3.1.2 Levantamento solarimétrico da região	43
3.2	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	45
	3.2.1 Escolha dos painéis	45
	3.2.2 Escolha dos inversores	46
	3.2.3 Custo geral do projeto	47
3.3	Estimativa da energia produzida pelo SFCR	49
3.4	Validação da energia gerada através do PVsyst	52
3.5	Determinação do custo da energia gerada pelo SFCR	54
3.6	Tarifa de energia elétrica	55
3.7	Modelo de análise da viabilidade econômica	57
	3.7.1 Ferramentas econômicas	58
	3.7.2 Fluxo de caixa	61
3.8	Simulação e Modelagem	62

3.8.1	Modelo estocástico	63
3.8.2	A Simulação de Monte Carlo	64
3.8.3	Aplicação da Simulação de Monte Carlo no modelo econômico	64
3.8.4	Elementos da simulação de Monte Carlo	65
3.8.5	As incertezas do projeto	67
3.8.6	Modelagem com Monte Carlo	67
3.8.7	Construção do modelo no <i>Crystal Ball</i>	70
4	Resultados e discussões	72
4.1	Curva de carga do centro de pesquisa	72
4.2	Custo unitário da geração FV	73
4.3	Análise dos modelos de incentivo através do VPL, TIR e <i>Payback</i>	74
4.4	Resultado do <i>Payback</i> Simples a custos variados	75
4.5	Redução do consumo de energia elétrica após instalação do SFCR	76
4.6	Resultado determinístico sem recontratação de demanda	78
4.7	Resultado determinístico com recontratação de demanda	82
4.8	Simulação de Monte Carlo para análise de viabilidade econômica	86
4.8.1	Cálculo probabilístico do VPL, TIR e <i>Payback</i>	86
4.8.2	Resultados nos modelos <i>Net Metering</i> e <i>Feed-in Tariff</i>	87
4.8.3	Análise de sensibilidade	91
4.9	Discussão dos resultados	93
5	Conclusões	95
5.1	Conclusões	95
5.2	Atividade futuras de pesquisa	96
A	Simulação do sistema de 2,1 MWp	107
B	Simulação do sistema de 5,0 MWp	110
C	Resolução Normativa N° 687/2015	113

Lista de Tabelas

2.1	Lista com algumas das vantagens da tecnologia fotovoltaica.	20
2.2	Lista com algumas das desvantagens da tecnologia fotovoltaica.	20
2.3	Documentação necessária para o pedido de conexão com a rede da distribuidora.	25
2.4	Incentivos para implantação de geração distribuída em alguns países. . . .	31
2.5	Referências internacionais de preço de energia fotovoltaica.	35
3.1	Dados da irradiação global horizontal diária média da região de Salvador [kWh/m ² .dia].	45
3.2	Dados técnicos do painel fotovoltaico.	46
3.3	Dados técnicos do inversor	47
3.4	Perspectiva internacional de longo prazo para queda dos custos de instalação dos sistemas FV (USD/kWp).	48
3.5	Trajetória de redução de custos (R\$/kWp).	48
3.6	Tabela de tarifa e preço final de energia elétrica de dezembro/2016 para consumidores horo-sazonal - Verde A4 (2,3 a 25 kV).	56
3.7	Dados relacionados ao custo do SFCR para simulação	69
3.8	Dados do Reajuste anual da tarifa para simulação no modelo Net Metering	69
3.9	Dados do Reajuste da Tarifa para simulação no modelo FiT	69
3.10	Dados da taxa de desconto para simulação	69
4.1	Parâmetros iniciais definidos para cálculo	72
4.2	Comparativo do custo da geração FV para o centro de pesquisa com o kWh fornecido pela rede.	74
4.3	Informações sobre o custo de implantação do SFCR de acordo com o preço do Wp encontrado na literatura.	75
4.4	Contribuição da geração fotovoltaica com diferentes sistemas em relação ao consumo energético do centro de pesquisa.	77
4.5	Fluxo de caixa do <i>net metering</i> sem considerar recontratação de demanda.	80
4.6	Fluxo de caixa do FiT sem considerar recontratação de demanda.	81
4.7	Custo da demanda contratada atual e exigida no primeiro ano.	83
4.8	Fluxo de caixa considerando recontratação de demanda no modelo <i>net metering</i>	84
4.9	Fluxo de caixa considerando recontratação de demanda no modelo FiT. . .	85
4.10	Comparação dos resultados determinísticos em função da demanda e modelo de incentivo a geração distribuída.	86
4.11	Dados importantes da simulação VPL Net Metering.	88
4.12	Resultados probabilísticos utilizando Monte Carlo.	91

Lista de Figuras

1.1	Capacidade global de energia FV.	2
1.2	Maiores produtores de energia FV no mundo em 2015.	3
1.3	Matriz Energética do Brasil	4
2.1	Extrato da patente da primeira célula solar, registrada em Março de 1954 por D.M. Chapin e colaboradores do Bell Laboratories.	10
2.2	Representação de um circuito ideal da célula fotovoltaica.	11
2.3	Tipos de radiação solar que incidem sobre o painel solar	12
2.4	Dados de radiação solar diária e médias mensais para diversas localidades do mundo.	13
2.5	Média anual da irradiação global horizontal diária.	14
2.6	Irradiação solar por região.	15
2.7	Esquema de funcionamento de uma célula fotovoltaica.	16
2.8	Esquema da estrutura atômica de um material monocristalino, policristalino e filme fino.	17
2.9	Imagens de diferentes tipos de módulos fotovoltaicos.	18
2.10	Estrutura de um sistema fotovoltaico conectado à rede.	19
2.11	Projeção da geração distribuída fotovoltaica no Brasil por setores até 2050.	21
2.12	Geração centralizada e distribuída.	22
2.13	Expansão da geração distribuída.	22
2.14	Número de conexões por tipo.	23
2.15	Potência instalada por fonte.	23
2.16	Procedimentos e prazos para conexão.	27
2.17	Consumo de acordo com classes.	27
2.18	Esquema FiT.	32
2.19	Esquema de compensação de energia elétrica.	34
2.20	Evolução da viabilidade tarifária.	36
2.21	Paridade tarifária e viabilização de mercado.	37
3.1	Estrutura da pesquisa.	41
3.2	Edificação onde será implantado o sistema fotovoltaico.	43
3.3	Dados da irradiação solar na Bahia.	43
3.4	Gráfico comparativo da irradiação solar diária média da região de Salvador [kWh/m ² .dia] por diferentes órgãos.	44
3.5	Divisão dos custos de um projeto fotovoltaico	48
3.6	Média nacional do custo unitário	49
3.7	Inclinação e orientação para simulação	52
3.8	Percuso do sol e região sem incidência solar nos módulos	53
3.9	Comparação da energia gerada entre os resultados do PVsist e valores calculados.	53
3.10	Evolução do preço das tarifas de energia elétrica no Brasil.	56
3.11	Queda de preço da energia solar ao longo dos anos.	57
3.12	Payback em diferentes capitais brasileiras	60
3.13	Formas de estudo de um sistema.	62
3.14	Demonstração de uma simples modelagem.	63

3.15	Estrutura da simulação de Monte Carlo	66
3.16	Algoritmo para aplicação da simulação de Monte Carlo.	68
3.17	Tela inicial do <i>crystal ball</i>	70
3.18	Exemplo de entrada de dados na distribuição normal.	71
3.19	Simulação no <i>Crystal Ball</i>	71
4.1	Consumo ativo anual fora da ponta do centro de pesquisa em diferentes meses do ano.	73
4.2	Tempo de retorno do investimento.	76
4.3	Gráfico do resultado da comparação entre energia gerada por diferentes sistemas e o consumo mensal do centro de pesquisa.	78
4.4	<i>payback</i> sem reconstratação de demanda no modelo <i>net metering</i>	80
4.5	<i>payback</i> sem reconstratação de demanda no modelo FiT.	81
4.6	Demanda medida e contratada durante 2015 e 2016.	83
4.7	Tempo de retorno do investimento segundo modelo <i>net metering</i> considerando reconstratação da demanda.	84
4.8	Tempo de retorno do investimento segundo modelo FiT considerando reconstratação da demanda.	85
4.9	Resultado do VPL <i>Net Metering</i>	87
4.10	VPL considerando o sistema <i>feed-in tariff</i>	89
4.11	TIR considerando o sistema <i>net metering</i>	89
4.12	TIR considerando o sistema <i>feed-in tariff</i>	90
4.13	<i>Payback</i> considerando o sistema <i>net metering</i>	90
4.14	<i>Payback</i> considerando o sistema <i>feed-in tariff</i>	91
4.15	Sensibilidade do valor presente líquido.	92
4.16	Sensibilidade da TIR.	93
4.17	Sensibilidade do <i>Payback</i>	93
4.18	Resultados do <i>payback</i> em diferentes cenários.	94

Lista de Siglas

ABINEE	Associação Brasileira de Indústrias Elétricas e Eletrônicas
A_{FV}	Área do gerador fotovoltaico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informação de Geração
BoS	<i>Balance of the System</i>
CBIC	Câmara Brasileira da Indústria da Construção
CC	Corrente Contínua
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
COFINS	Conselho Nacional de Política Fazendária
CONFAZ	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
E_{AC}	Energia produzida anual pelo sistema
EG	Energia gerada
ELETOACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETOBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FC	Fator de Capacidade
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Com-mission</i>
FGTS	Fundo de Garantia do Tempo de Serviço
FiT	<i>Feed in Tariff</i>
FP	Fora de Ponta
FPE	Fundo de Participação dos Estados
FPM	Fundo de Participação dos Municípios
FS	Fator de Sombreamento
FV	Fotovoltaica(o)
G	Irradiância Solar
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
H_{DIF}	Irradiação Difusa Horizontal
H_{DIR}	Irradiação Direta Normal
H_{eq}	Horas de sol equivalente
H_{HOR}	Irradiação Global Horizontal
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadoria e Serviços
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
I_{rr}	Irradiação anual que incide nos módulos
kVar	Kilo Volt ampére reativo
kVarh	Kilo Volt ampére reativo hora
kWh	Kilowatt hora

kWp	Kilowatt pico
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LER	Leilão de Energia Reserva
MPP	Máximo Ponto de Potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MW	Mega Watt
MWh	Megawatt hora
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NP	Na Ponta
NR	Norma Regulamentadora
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NtRand	<i>Numerical Technologies Random Generator</i>
O&M	Operação e Manutenção
PD	<i>Payback Descontado</i>
P_{FV}	Potência instalada total
PIS	Programa de Integração Social
PR	<i>Performace Ratio</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica)
PURPA	<i>Public Utilities Regulatory Policy Act</i>
R\$	Real Brasileiro
RN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
Si-a	Silício amorfo
Si-m	Silício monocristalino
Si-p	Silício policristalino
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TWh	Tera Watt hora
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
US\$	Dollar Americano
VPL	Valor presente líquido
VR	Valor Referência
Wh	Watt hora
Wp	Watt-pico

Introdução

O carvão foi o principal combustível durante o período da revolução industrial marcada por grande transformação dos processos produtivos, onde os métodos artesanais foram substituídos por máquinas, provocando um aumento de demanda de energia elétrica. Hoje o petróleo é uma das principais fontes de geração de energia elétrica, porém em 1970, a sua escassez, extração cada vez mais difícil, volatilidade dos preços e o aquecimento global agravaram os problemas relacionados à exploração de combustíveis fósseis para a produção e utilização de energia (NORBERTO; GONZALEZ-BRAMBILA; MATSUMOTO, 2016), com isso houve uma preocupação em buscar novas formas de produção de energia fazendo com que a utilização de células fotovoltaicas não se restringisse somente para programas espaciais, mas que fossem intensamente estudados e utilizados no meio terrestre para suprir o fornecimento de energia.

O modelo de tarifação atual descrito na RN N° 482/2012 e sua revisão N° 687/2015 que regulamenta a geração distribuída, não consegue impulsionar o desenvolvimento da geração de energia renovável em grande escala devido a barreiras regulatórias, técnicas e econômicas que impedem o pleno desenvolvimento da tecnologia no âmbito nacional (LANDEIRA, 2013). Tal modelo tarifário, conhecido como *net metering*, prevê a geração de créditos junto a concessionária para o excedente de energia elétrica gerada pelo produtor em relação ao seu consumo mensal, onde sua compensação deve ser feita em meses subsequentes dentro de um prazo de 60 meses, na mesma unidade consumidora ou em uma outra do mesmo proprietário (ANEEL, 2015).

Outro modelo tarifário de sucesso em países da Europa, o *feed-in tariff* tem o objetivo de promover a geração renovável realizando o pagamento pela concessionária de toda a energia injetada na rede ao produtor, por um prazo definido em até 25 anos, reduzindo assim o tempo de retorno do investimento (NARDY, 2017).

A Alemanha definiu o direito de conexão à rede de distribuição de energia no ano de 1991, a regulamentação do mecanismo regulatório no modelo *feed-in tariff*, e a definição de valores fixos para a compra da energia fotovoltaica. Para buscar incentivar a aplicação da energia fotovoltaica foram criados programas dos telhados, como 1000 Roofs Program (1991-995) e 100000 Roofs Program (1999-2003).

Com o mesmo modelo de incentivo vigorado em 2005, a Itália se tornou um dos maiores mercados fotovoltaicos do mundo com a instalação de 9250 MW em 2011, superando o mercado Alemão que obteve a instalação de 7500 MW. Porém devido a queda de investimentos, fechou 2016 ficando na quinta colocação em potência fotovoltaica instalada.

Com o desenvolvimento de laboratórios e programas de incentivo que ocorrem nos EUA na década de 90 iniciou-se a promoção da energia solar fotovoltaica principalmente na Califórnia. Outros países europeus como Espanha e França também apresentaram gran-

des investimentos no setor (APOLONIO, 2014).

Conforme divulgado pelo Global Status Report (REN21, 2016), a energia fotovoltaica demonstrou um grande crescimento nos últimos anos, chegando a uma capacidade instalada de 227 GW, sendo que mais de 60% de toda essa geração entrou em operação entre 2011 e 2015. A China é o principal gerador de energia fotovoltaica do mundo, seguido por Alemanha, que tem como meta produzir 100% da sua energia através de fontes renováveis, Japão, Estados Unidos e Itália que também possuem capacidades instaladas consideráveis, como pode ser visto na figura 1.1.

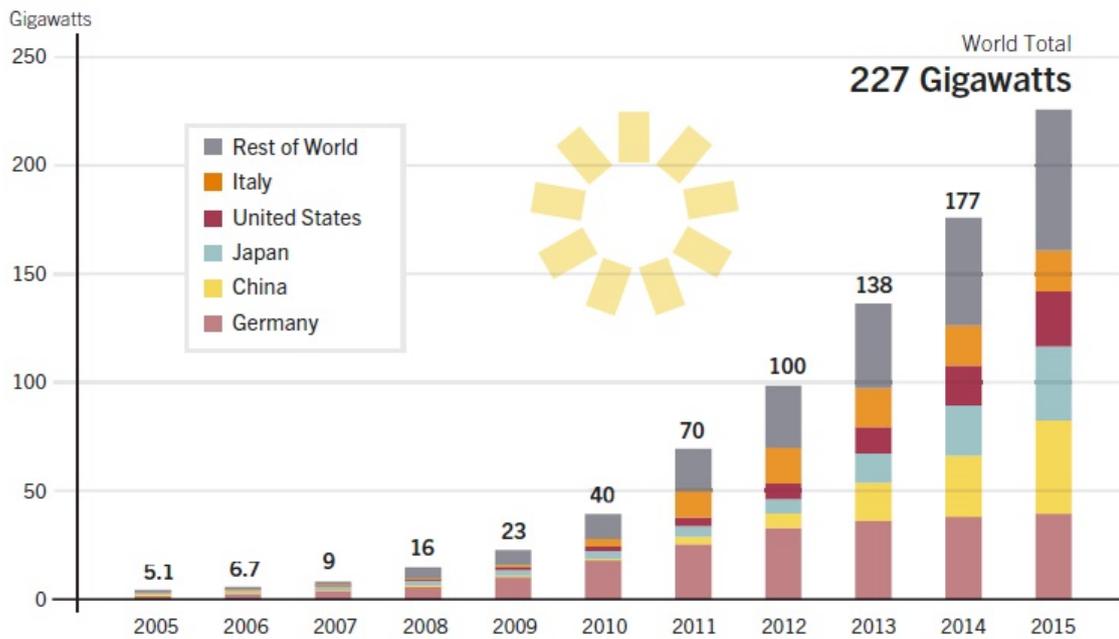


Figura 1.1: Capacidade global de energia FV.
(REN21, 2016)

A figura 1.2 mostra o crescimento da capacidade fotovoltaica em relação ao ano de 2015 dos 10 países que mais contribuem em geração fotovoltaica no mundo, a China foi o país que mais contribuiu na produção de energia fotovoltaica no mundo ultrapassando a Alemanha no ranking mundial.

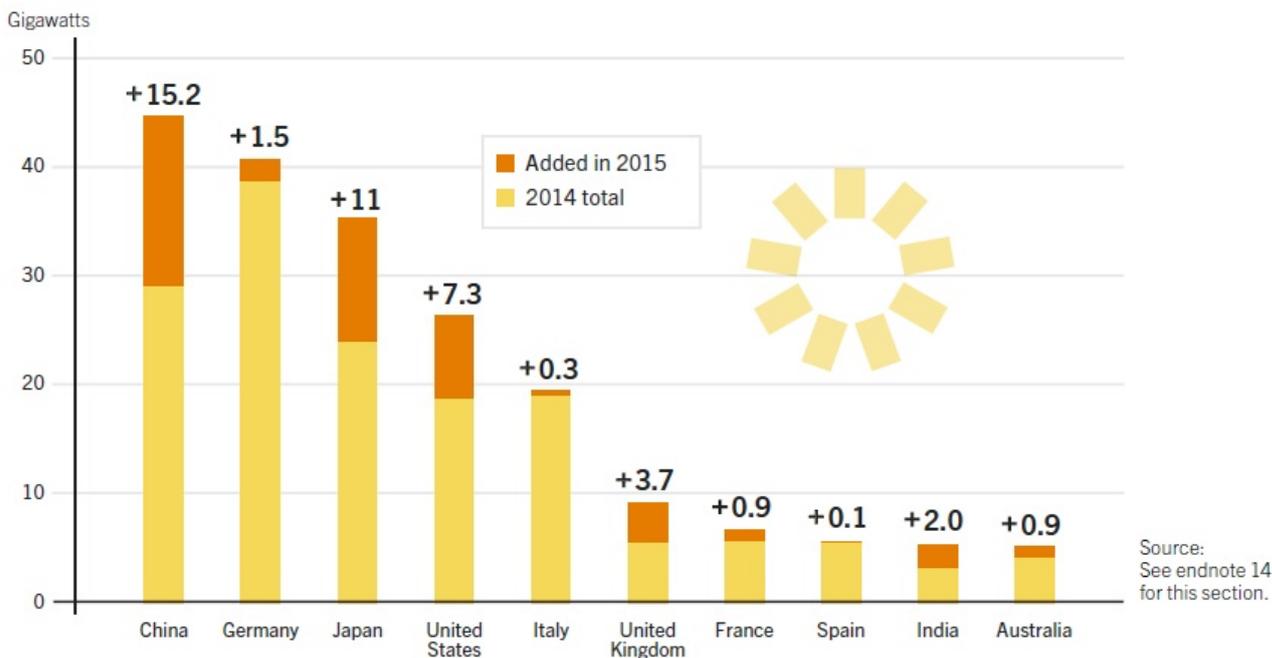


Figura 1.2: Maiores produtores de energia FV no mundo em 2015. (REN21, 2016)

Apesar de possuir um grande potencial solar com irradiações solares consideradas favoráveis para geração de eletricidade (acima de 4 kWh/m² por dia) em mais de 90% do território brasileiro (PINTO; AMARAL; JANISSEK, 2016), o Brasil está longe de figurar entre os principais produtores de energia fotovoltaica. A maior geração de energia é através das hidrelétricas, além da eólica e a biomassa como fontes alternativas por serem mais baratas.

Assim, para o Brasil, a energia produzida por sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede ainda é uma tecnologia cara, não totalmente justificável frente às alternativas disponíveis no sistema brasileiro. Deve-se lembrar, ainda, que a forma como seus custos serão repartidos entre consumidores, concessionárias e governo não é clara e pode causar rejeição ao processo. Considerando o crescimento anual estimado do consumo de eletricidade de até 4,2% até 2023 e apesar do recente investimento de US\$ 1,1 bilhão do governo, o país enfrenta uma crise energética que poderia ter sido evitada se fossem feitos investimentos e políticas para promover a fontes de energia renováveis (PINTO; AMARAL; JANISSEK, 2016).

No Brasil, a regulamentação é um fator primordial para viabilizar essa forma de geração e mudanças significativas ocorreram nos últimos anos com ações de governo para o desenvolvimento desta fonte de energia. Segundo o Banco de Informação de Geração (BIG) divulgado pela ANEEL (2017b), a capacidade de geração no Brasil conta atualmente com aproximadamente 23 MW em geração fotovoltaica em operação, onde a maior parte das instalações no país ocorrem em áreas isoladas (WWF, 2015).

A figura 1.3 mostra os empreendimentos de geração de energia elétrica dividido por tipo de fonte renováveis e não-renováveis, potência outorgada e fiscalizada e sua contribuição na matriz energética do Brasil.

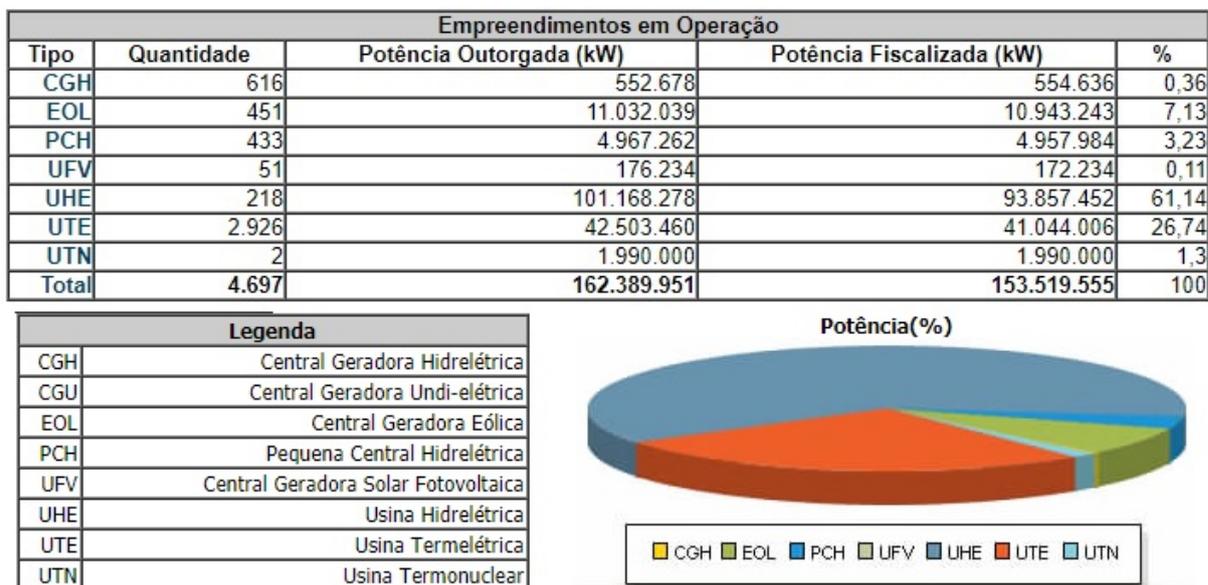


Figura 1.3: Matriz Energética do Brasil

Adaptado (ANEEL, 2017b)

Recentemente, a geração solar conectada à rede elétrica de distribuição no Brasil não tinha o adequado respaldo regulatório. Desse modo, o modelo de contratação de energia pelas concessionárias distribuidoras, de acordo com o Decreto nº 5.163/2004, determinava que a compra de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração distribuída fosse precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. Este decreto restringe esse tipo de contratação a 10% da carga do agente de distribuição e libera repasse às tarifas dos consumidores até o limite do valor-referência (VR). A limitação do volume não impõe, presentemente, maiores restrições à contratação da energia solar fotovoltaica. Mas, como os custos de geração solar fotovoltaica são muito maiores que o valor estipulado, a conclusão que se faz é que este limite de repasse afastava o pequeno gerador fotovoltaico distribuído de buscar um ambiente econômico favorável para participar da chamada pública para geração distribuída (EPE, 2012).

1.1 Definição do problema

Para consumidores do grupo A, caracterizados por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, a implementação da geração fotovoltaica conectada à rede no estado da Bahia, à luz das Resoluções Normativas N° 482/2015 e N° 687/2015, torna-se economicamente viável?

1.2 Objetivo Geral

Propor um modelo baseado na simulação e implantação de um sistema de geração de energia fotovoltaica conectado a rede instalado em um centro de pesquisa tarifado como consumidor do grupo A, aplicando as regras das resoluções normativas da ANEEL N° 482/2012 e 687/2015 para análise dos impactos econômicos.

1.3 Objetivos específicos

- Comparar economicamente a geração da energia fotovoltaica com o sistema tarifário aplicado a um centro de pesquisa de acordo com o sistema de compensação de energia elétrica conforme a Resolução Normativa N° 482/2012 e N° 687/2015;
- Realizar a análise de sensibilidade do VPL, TIR e *payback* descontado das seguintes variáveis de entrada: reajuste tarifário de energia elétrica, custo de instalação do sistema FV (R\$/Wp) e a Taxa Mínima de Atratividade (TMA);
- Estimar o retorno financeiro de um projeto de geração de energia instalando em um centro de pesquisa comparando o modelo atual do Brasil com um modelo Europeu;
- Analisar a probabilidade de sucesso econômico do investimento em um sistema fotovoltaico conectados a rede implantado em um centro de pesquisa através da simulação de Monte Carlo.

1.4 Importância da pesquisa

Atualmente, a busca pela utilização de energia elétrica através de fontes renováveis está em grande expansão, principalmente em um momento em que políticas sociais são implementadas com foco nas condições climáticas que cada vez mais estão sendo afetadas devido a utilização de combustíveis fósseis.

No Brasil, um ponto importante é o custo da energia elétrica que nos últimos anos sofreram aumento devido a condições hidrológicas desfavoráveis para geração de energia hidráulica, provocando o despacho de termelétricas que geram energia com um custo alto. Assim, as fontes de energia limpa apresentam papel importante para contribuir na solução ou redução de problemas devido ao aumento do consumo de energia. O Brasil possui um grande potencial de geração através de fontes renováveis e com isso novas políticas de incentivo estão sendo implementadas com o objetivo de fomentar novos projetos de geração de energia renovável.

1.5 Motivação

A matriz elétrica do Brasil é predominantemente formada por geração hidráulica, caracterizada por grandes usinas distantes dos centros de carga. O potencial hidráulico disponível no País está localizado na região norte, marcada por restrições ambientais, fazendo com que os novos empreendimentos funcionem a fio d'água, ou seja, sem reservatório e, além disso, em um País de dimensões continentais como o Brasil, as perdas e o custo de transporte da energia não são desprezíveis, ocasionando um aumento no custo de operação e de expansão do sistema elétrico.

Ao mesmo tempo em que as tarifas de energia elétrica apresentam tendência de alta para os próximos anos, o custo da energia solar fotovoltaica apresenta tendência de queda. A capacidade fotovoltaica instalada vem crescendo expressivamente nos últimos anos, fazendo com que os custos diminuam, em função de economia de escala, curva de aprendizado e ganhos em eficiência.

Em 17 de Abril de 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) publicou a Resolução Normativa Nº 482 posteriormente revisada dando origem a Resolução Normativa Nº 687, a qual estabelece, conforme seu artigo 1º: “as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica (geração distribuída)” com o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*). Tal sistema de compensação baseia-se em créditos de energia, ou seja, quando a energia gerada for superior a energia consumida, são gerados créditos que podem ser utilizados para abater o consumo nos meses subsequentes por um período de até 60 meses.

1.6 Limites e limitações

São limitações do trabalho:

a) Não foram realizadas medições da radiação solar com equipamentos, confiando exclusivamente no Atlas Brasileiro de Radiação Solar e dos programas de simulação de radiação

solar;

b) Não foi medida a eficiência dos módulos solares e dos inversores, portanto, adotou-se as informações técnicas oferecidas pelas empresas fabricantes que possuem selo de qualidade Inmetro ou certificação internacional.

1.7 Questões e pressuposto

Pressupõe que o surgimento da Resolução Normativa N° 482/2012 e sua revisão N° 687/2015, que regulamentam a geração distribuída, promovem a elevação do número de conexões de geradores de energia elétrica por fontes renováveis à rede da distribuidora. Assim, ocorre uma maior diversificação da matriz energética do Brasil.

1.8 Aspectos metodológicos

Para o levantamento de informações a respeito dos SFCR instalados no país e no mundo, foram pesquisadas publicações na literatura brasileira e estrangeira, realizadas consultas diretas aos fabricantes de equipamentos fotovoltaicos e também executadas visitas técnicas em algumas instalações, como o estádio de Pituçu.

Para se determinar o custo de geração a partir de SFCR, no Brasil, primeiramente foram pesquisados e comparados os custos por unidade de potência disponível na literatura e centros de pesquisas energéticas, seguido por buscas individuais dos equipamentos, com a aplicação das respectivas cargas tributária aplicadas a cadeia fotovoltaica. Em seguida, foi estimada a produção de energia anual através do potencial solar na região estudada, com base em séries de dados históricos de irradiação no plano dos arranjos fotovoltaicos. A análise do enquadramento legal que se faz da geração distribuída por meio de SFCR, no país, foi baseada nas principais leis, decretos e resoluções que regulam o setor elétrico brasileiro, publicados com a finalidade de incentivar o uso de fontes alternativas para a geração de energia. Por fim, foram desenvolvidos dois modelos para simulação, considerando os fluxos de caixa para o centro de pesquisa: a) fluxo de caixa considerando o sistema de compensação de energia elétrica regulamentado atualmente; b) fluxo de caixa considerando um sistema de tarifação europeu que propõe um maior incentivo para a geração distribuída. No caso da análise do centro de pesquisa, como consumidor de energia da rede de distribuição, foi considerada como receita os valores economizados com a implantação do SFCR. Os modelos foram construídos na planilha eletrônica *Microsoft Excel*. Foram realizadas simulações probabilística através do método de Monte Carlo, com o auxílio do *software Crystall Ball* que é um programa do tipo “Add-In” do *Microsoft Excel*, funcionando combinado ao mesmo. A execução do modelo, utilizando as variáveis

independentes definidas, resultará no cálculo dos seguintes indicadores econômicos, ou seja, das variáveis dependentes, que servirão de apoio à tomada de decisão:

- Taxa de Retorno do Empreendimento, ou taxa interna de retorno (TIR);
- Resultado Líquido a valor presente (VPL – Valor presente Líquido);
- Prazo de Retorno do Investimento (*PayBack*).

1.9 Organização da Dissertação de Mestrado

Esta dissertação apresenta 4 capítulos e está estruturada da seguinte forma:

- **Capítulo 1 - Introdução:** Contextualiza o âmbito, no qual a pesquisa proposta está inserida. Apresenta, portanto, a definição do problema, objetivos e justificativas da pesquisa e como esta dissertação de mestrado está estruturada;
- **Capítulo 2 - Fundamentação teórica:** Esse capítulo consiste em uma revisão bibliográfica fundamental sobre sistemas fotovoltaicos. Nele, pretende-se explicitar os conceitos básicos a serem utilizados, ao longo da dissertação, compreendendo a natureza da fonte solar, o funcionamento dos módulos e demais equipamentos fotovoltaicos e aplicações desses sistemas. Este capítulo Apresenta também conceitos de geração distribuída, tipos de fonte e sua parcela de contribuição na expansão da potência dos seus sistemas. Relata conceitos de modelos de incentivos aplicados em diversos países com o objetivo de expandir a utilização de fontes renováveis. Demonstra previsões de crescimento para a geração distribuída no Brasil a longo prazo, conceitos das resoluções normativas N° 482/2015 e N° 687/2015 e seus incentivos à geração distribuída, além de informações sobre paridade tarifária, visando fornecer subsídios para as análises a serem realizadas no capítulo 3.
- **Capítulo 3 - Materiais e Métodos:** Apresenta os cálculos realizados para uma avaliação econômica dos SFCE no Brasil, com base na atual conjuntura econômica e em informações de desempenho de sistemas já instalados. Será utilizada uma metodologia para a estimativa do custo de geração fotovoltaico, a partir de dados históricos de irradiação da região em estudo e do levantamento do custo do kWp instalado. Um modelo utilizando o método de Monte Carlo será apresentado para investigar o comportamento do VPL, TIR e *payback* ao longo do tempo em diferentes modelos de incentivo a geração fotovoltaica, frente à variações na tarifa convencional, custos de implantação e TMA.

- **Capítulo 4 - Resultados e Discussões:** Apresenta os resultados dos índices econômicos do SFCR instalado no centro de pesquisa durante sua vida útil. Para tal, foi realizada uma análise com distribuição de probabilidades, variando-se o reajuste anual da tarifa de energia elétrica, os custos de implantação e O&M do SFCR durante sua vida útil de maneira determinística e probabilística, através a Simulação de Monte Carlo. Realizada também uma análise de sensibilidade das variáveis de saída em função das variáveis de entrada.
- **Capítulo 5 - Conclusão:** Finalmente, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões do presente trabalho e são sugeridas pesquisas futuras em relação ao tema.

Fundamentação teórica

Esse capítulo consiste em uma revisão bibliográfica fundamental sobre sistemas fotovoltaicos. Nele, pretende-se explicitar os conceitos básicos a serem utilizados, ao longo da dissertação, compreendendo a natureza da fonte solar, o funcionamento dos módulos e demais equipamentos fotovoltaicos e aplicações desses sistemas. Este capítulo Apresenta também conceitos de geração distribuída, tipos de fonte e sua parcela de contribuição na expansão da potência dos seus sistemas. Relata conceitos de modelos de incentivos aplicados em diversos países com o objetivo de expandir a utilização de fontes renováveis. Demonstra previsões de crescimento para a geração distribuída no Brasil a longo prazo, conceitos das resoluções normativas N° 482/2015 e N° 687/2015 e seus incentivos à geração distribuída, além de informações sobre paridade tarifária, visando fornecer subsídios para as análises a serem realizadas no capítulo 3.

2.1 Histórico da geração fotovoltaica

Os primeiros experimentos relacionados a descoberta do processo fotovoltaico surgiram no ano de 1839, através do físico francês Edmond Becquerel que ao observar dois eletrodos de prata ou platina inseridas em uma solução de sal de de prata produzia uma corrente elétrica diretamente proporcional à quantidade de luz incidente. O primeiro equipamento para produção de energia elétrica a partir da luz surgiu em 1877 após estudos com materiais semicondutores sólidos. Somente em 1954, com o estudo das propriedades básicas do silício por D.M Chapin e colaboradores, do Bell Laboratory, as células solares passaram a utilizar tecnologia conhecida atualmente. A figura 2.1 mostra a primeira patente de uma célula que registrava uma eficiência de 4.5% (CHAPIN; FULLER; PEARSON, 1954).

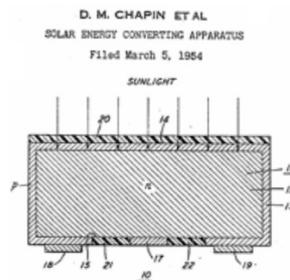


Figura 2.1: Extrato da patente da primeira célula solar, registrada em Março de 1954 por D.M. Chapin e colaboradores do Bell Laboratories.

(CHAPIN; FULLER; PEARSON, 1954)

Segundo Brito (2003), Perlotti *et al.* (2012), Alonso, García & Silva (2013), Pinho & Galdino (2014), o efeito fotovoltaico relatado por Edmond Becquerel, consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semiconductor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão.

Ao projetar uma célula fotovoltaica deve-se ter em consideração que a propriedade mais importante reside na junção p-n. A corrente da célula tem origem na radiação solar incidente, pelo que o circuito ideal será uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, como representado na figura 2.2. Nesse esquema foram desprezadas as perdas existentes no interior da célula (ALVES, 2008).

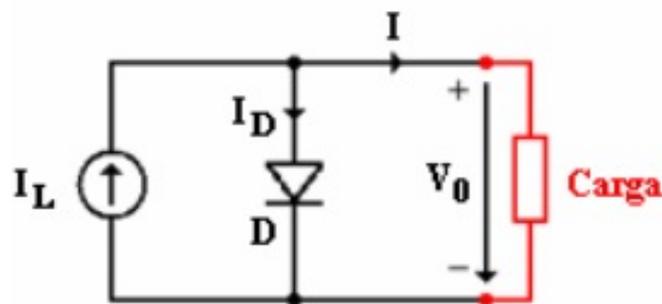


Figura 2.2: Representação de um circuito ideal da célula fotovoltaica.
(ALVES, 2008)

2.2 Energia solar

A energia solar é uma forma de energia renovável e praticamente inesgotável, podendo ser utilizada através de sistemas de captação e conversão em energia térmica e elétrica, sendo uma das alternativas energéticas mais promissoras para enfrentarmos os desafios do novo milênio. E quando se fala em energia, deve-se lembrar que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas da energia do Sol. É a partir da energia do Sol que se dá a evaporação, origem do ciclo das águas, que possibilita o represamento e a consequente geração de eletricidade através das hidrelétricas (BRITO, 2003).

A radiação solar também induz a circulação atmosférica em larga escala, causando os ventos. Petróleo, carvão e gás natural foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais que, originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar. O Sol fornece anualmente, para a atmosfera terrestre, $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia. Trata-se de um valor considerável, correspondendo a 10000 vezes o consumo mundial de energia neste período (BRITO, 2003). Além exercer um papel complementar às hidrelétricas, principal fonte de geração do país, a energia elétrica gerada pelo sol reduz o aumento do pico da demanda de energia durante o dia, não produz emissões durante

a geração de energia elétrica, dispensa o uso de combustíveis, o que reduz o custo de geração. Além disso, como a geração pode ser feita junto aos locais de consumo/carga, minimiza a necessidade de investimentos em novas linhas de transmissão e aumenta a segurança energética (CBIC, 2016).

2.3 Potencial solar para geração de energia elétrica

A radiação solar é a energia que chega do sol em forma de ondas eletromagnéticas. Diferentemente de outro tipo de transferência de energia, a radiação eletromagnética não precisa de suporte material para sua transmissão, isso é, pode ser transmitida através do vácuo. A irradiação solar é a quantidade de energia solar incidente por unidade de superfície durante um período definido de tempo (normalmente um dia, mês ou ano). Ela é um parâmetro fundamental a ser considerado para situar uma instalação solar fotovoltaica.

Alonso, García & Silva (2013) definem Irradiância Solar (G) como uma medida de potência (energia/tempo) por unidade de área. Portanto, é medido em watts por metro quadrado (W/m^2), ou miliwatts por centímetro quadrado (mW/cm^2) quando se trata de expressar a irradiância incidente sobre uma célula. De acordo com Brito (2003), Greenpro (2004), Alonso, García & Silva (2013), a irradiância que chega a nosso planeta proveniente do Sol tem um valor médio aproximado de $1.367 W/m^2$.

Para o aproveitamento fotovoltaico, a de maior influência é a Irradiação Global Horizontal (H_{HOR}) que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, composta pela Irradiação Difusa Horizontal (H_{DIF}) parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d' água e outros elementos em suspensão na atmosfera e pela Irradiação Direta Normal (H_{DIR}) parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. Em dias nublados, a principal parcela é a H_{DIF} , enquanto que em dias claros prevalece a H_{DIR} (REIS, 2011; TOLMASQUIM, 2015; TOLMASQUIM, 2016).

Na figura 2.3, é possível observar a irradiação direta, a irradiação difusa e o albedo que compõem a radiação solar.

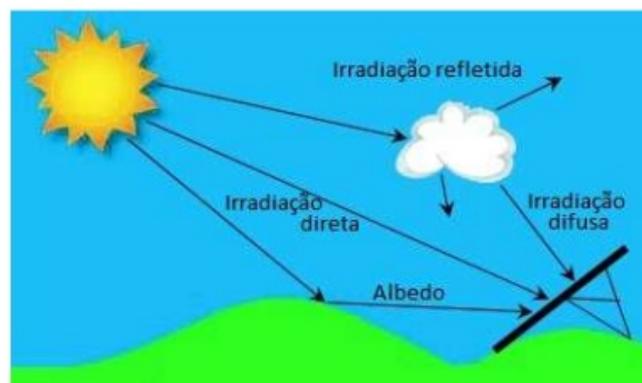


Figura 2.3: Tipos de radiação solar que incidem sobre o painel solar (JUNIOR, 2015)

Como dito anteriormente, a radiação direta tem como característica a incidência na direção do sol provocando sombras nítidas. Já a difusa, produz um feixe em todas as direções e atinge a superfície terrestre após sofrer reflexão. Dependendo da localização do painel solar, existe também uma parcela da irradiação solar que é refletida pela superfície terrestre chamada de albedo. A figura 2.4 apresenta algumas cidades do Brasil e do mundo que possuem excelentes condições para geração de energia solar fotovoltaica.

Localidade	Latitude	Hh (mínimo)	Hh (máximo)	Hh (Anual)	Hh (max) /
		(MJ/m ²)	(MJ/m ²)	(MJ/m ²)	Hh (min)
<i>Dongola-Sudão</i>	19°10'	19,1(Dez)	27,7(Mai)	23,8	1,4
<i>Dagget - USA</i>	34°52'	7,8(Dez)	31,3(Jun)	20,9	4,0
<i>Belém-PA-Brasil</i>	1°27'	14,2(Fev)	19,9(Ago)	17,5	1,4
<i>Florianópolis-PI-Brasil</i>	6°46'	17,0(Fev)	22,5(Set)	19,7	1,3
<i>Petrolina-PE-Brasil</i>	9°23'	16,2(Jun)	22,7(Out)	19,7	1,4
<i>B. J. da Lapa -BA-</i>	13°15'	15,9(Jun)	21,1(Out)	19,7	1,3
<i>Cuiabá-MT-Brasil</i>	15°33'	14,7(Jun)	20,2(Out)	18,0	1,4
<i>B. Horizonte-MG-Brasil</i>	19°56'	13,8(Jun)	18,6(Out)	16,4	1,3
<i>Curitiba-PR-Brasil</i>	25°26'	9,7(Jun)	19,4(Jan)	14,2	2,0
<i>P. Alegre-RS-Brasil</i>	30°1'	8,3(Jun)	22,1(Dez)	15,0	2,7

Figura 2.4: Dados de radiação solar diária e médias mensais para diversas localidades do mundo. (CHIGUERO, 2000)

2.4 Característica solar do Brasil

Segundo a EPE (2012), entre os principais trabalhos de avaliação do potencial da energia solar no Brasil estão o Atlas de Irradiação Solar do Brasil, de 1998, criado pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, e o Atlas Solarimétrico do Brasil desenvolvido em 2000 pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco – Chesf, com apoio do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL por meio de seu Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB. Já em 2006, foi publicado o primeiro Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido no âmbito do projeto SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment, que em 2017 sofreu uma atualização sob coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Para estimativa do potencial de energia solar no Brasil, o Atlas Brasileiro de Energia Solar pode ser considerada a referência mais atual e completa.

Apesar das diferentes características climáticas observadas no Brasil, pode-se observar que a média anual de irradiação global apresenta boa uniformidade, com médias anuais relativamente altas em todo país. O valor máximo de irradiação global anual - 2500 kWh/m² - ocorre no norte do estado da Bahia, próximo à fronteira com o estado do Piauí. Essa área apresenta um clima semi-árido com baixa precipitação ao longo do ano e a média anual de

cobertura de nuvens mais baixa do Brasil (PEREIRA *et al.*, 2006; JANNUZZI; MELO, 2013). A menor irradiação solar global anual - 1500 kWh/m² - ocorre no litoral norte de Santa Catarina, caracterizado pela ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano. Os valores de irradiação solar global anual incidente em na maioria do território brasileiro (1500-2500 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900-1250 kWh/m²), França (900-1650kWh/m²) e Espanha (1200-1850 kWh/m²), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados (PEREIRA *et al.*, 2006; TOLMASQUIM, 2015).

As figuras 2.5 e 2.6 apresentam o potencial anual médio de energia solar no Brasil e por regiões respectivamente, na qual a região Nordeste apresenta a maior disponibilidade energética seguida pelas regiões Centro-Oeste e Sudeste, enquanto que as características climáticas da região norte e sul do país não apresentam resultados satisfatórios (PEREIRA *et al.*, 2017).

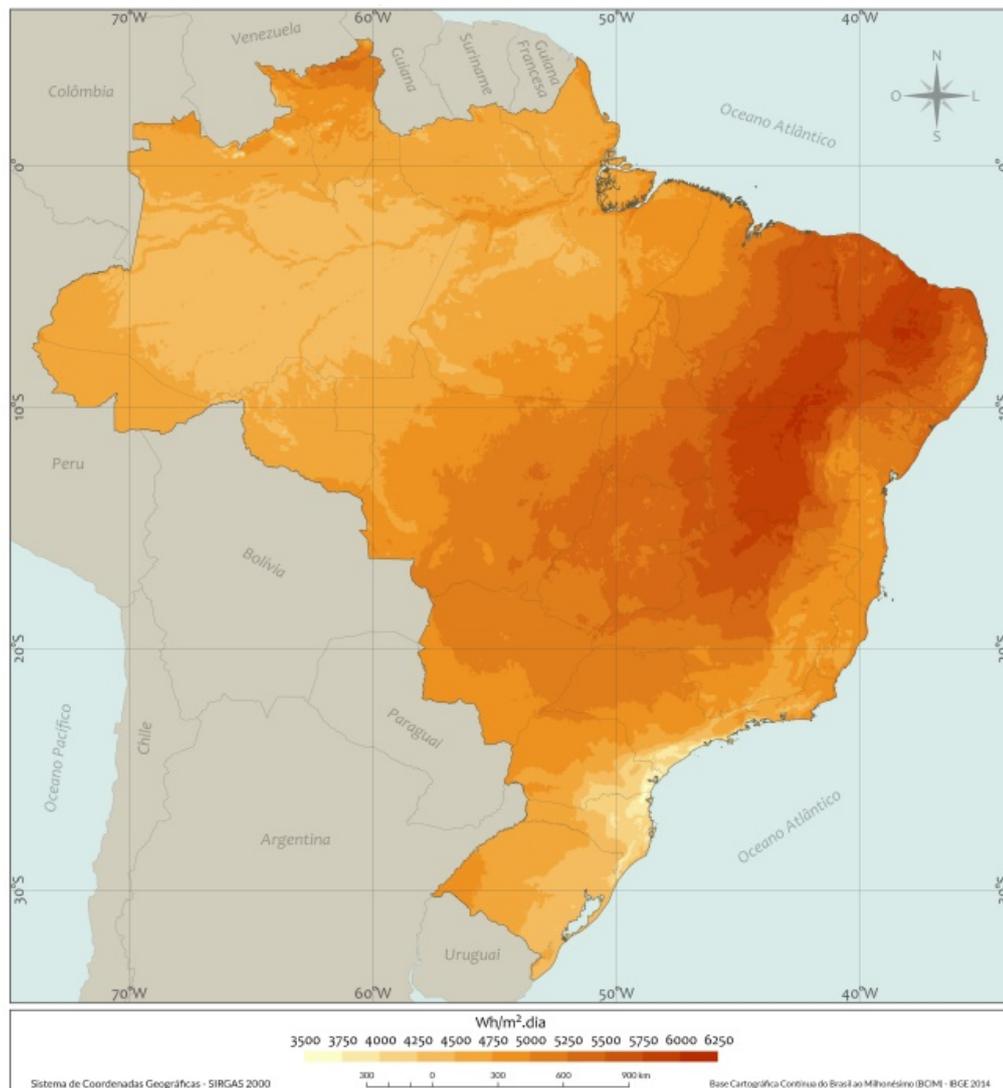


Figura 2.5: Média anual da irradiação global horizontal diária.
(PEREIRA *et al.*, 2017)

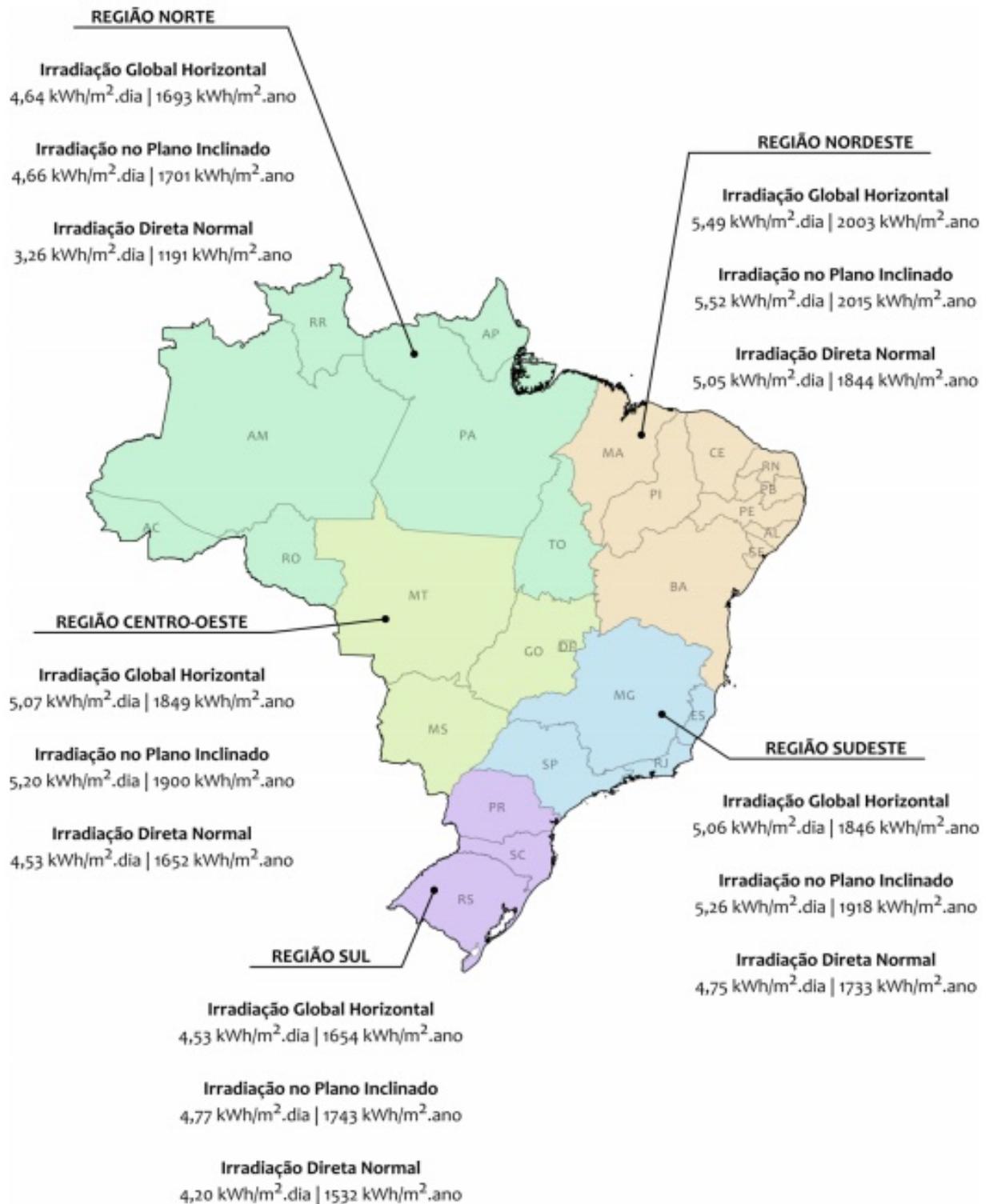


Figura 2.6: Irradiação solar por região.
(PEREIRA *et al.*, 2017)

2.5 Características básicas dos painéis solares

A célula solar é o componente mais importante de um sistema fotovoltaico e tem a função de converter diretamente a energia solar em energia elétrica. O processo de conversão mais comum é realizado através do efeito fotovoltaico que pode ser explicado pelo movimento dos elétrons e lacunas em direções opostas gerando uma corrente elétrica no semicondutor, que seria aproveitável por um circuito externo. A fim de separar as lacunas dos elétrons para que a ligação não se restabeleça utiliza-se um campo elétrico que obriga a circulação de ambas cargas em sentidos opostos. Uma célula solar não é mais do que um semicondutor preparado de maneira que seja possível extrair a circulação de corrente do mesmo até um circuito externo (REIS, 2011; PERLOTTI *et al.*, 2012; ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

A figura 2.7 ilustra o princípio de funcionamento do efeito fotovoltaico em uma célula:

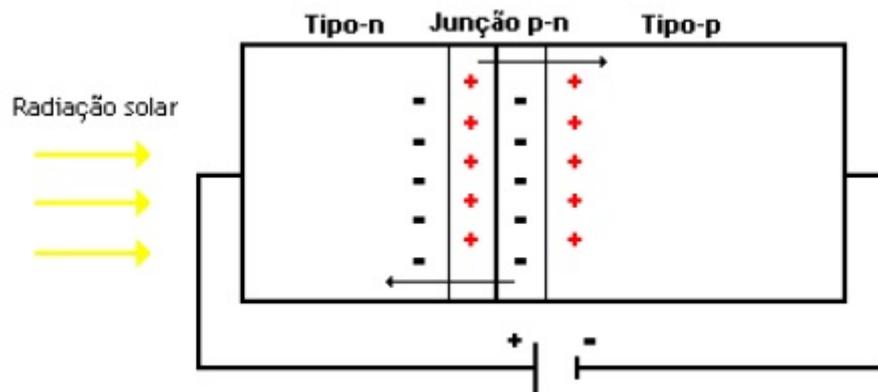


Figura 2.7: Esquema de funcionamento de uma célula fotovoltaica.
(FERREIRA, 2010)

Quando a luz solar incide sobre a superfície da célula, se esta se encontra conectada a uma carga, será produzida uma diferença de potencial nesta carga e, portanto, uma circulação de corrente do terminal positivo ao terminal negativo da célula. A escolha do tipo de células solares influencia a capacidade de produção dos parques solares fotovoltaicos. De acordo com Neves (2010), Alonso, García & Silva (2013), Pinho & Galdino (2014), os módulos fotovoltaicos estão divididos em três categorias de acordo com a tecnologia empregada, são elas:

- As células monocristalinas de Silício (Si-m) constituem a primeira geração. O seu rendimento elétrico é relativamente elevado situado entre 15% a 18%, mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e dispendiosas. Por outro lado, é necessária uma grande quantidade de energia na sua fabricação, devido à exigência de utilização

de materiais em estado muito puro e com uma estrutura cristalina perfeita. O silício deve possuir um nível de pureza extremamente elevado, 99,99999%.

- As células policristalinas de Silício (Si-p) têm um custo de produção inferior uma vez que necessitam de menos energia para o seu fabrico, mas, no entanto, apresentam um rendimento elétrico inferior, 13% a 15%. Esta diminuição de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabricação.
- Filmes finos formados por uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato que pode ser o silício amorfo (a-Si), Telureto de cádmio (CdTe), Cobre, índio e gálio seleneto (CIS / CIGS) ou ainda células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV). Dependendo da tecnologia de célula fotovoltaica de filme fino utilizada, os painéis de filme fino possuem eficiências médias entre 7-13%. Algumas tecnologias de painel de filme fino já estão chegando nos 16% sendo similares a eficiência dos painéis Policristalinos. Atualmente (2015) os painéis fotovoltaicos que utilizam a tecnologia de filme fino representam aproximadamente 20% do mercado mundial de painéis solares fotovoltaicos.



Figura 2.8: Esquema da estrutura atômica de um material monocristalino, policristalino e filme fino.

(ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013)

Devido ao uso de tecnologias confiáveis e consolidadas, as células monocristalinas e policristalinas possuem mais de 85% do mercado (FEITOSA, 2010). A figura 2.9 mostra diferentes tipos de módulos fotovoltaicos.



Figura 2.9: Imagens de diferentes tipos de módulos fotovoltaicos.
(ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013)

Maiores informações sobre equipamentos de geração fotovoltaica podem ser adquiridos com a leitura de Brito (2003), Greenpro (2004) e Pinho & Galdino (2014).

2.6 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são os mais utilizados nos países da Europa e América do Norte (MELO, 2014) e vêm sendo ultimamente a tecnologia de geração de energia elétrica com o maior crescimento no mundo (NASCIMENTO *et al.*, 2016). Estes sistemas utilizam grandes números de painéis fotovoltaicos, e não utilizam armazenamento de energia pois toda a geração é entregue diretamente na rede (BRITO, 2010) ou consumida diretamente pela carga (PINHO; GALDINO, 2014). A maior parte do impressionante crescimento do mercado fotovoltaico está relacionada a instalações conectadas à rede nos países desenvolvidos. Existe um imenso potencial para essa aplicação em áreas urbanas ensolaradas por todo o mundo.

O Brasil está particularmente bem situado para esse tipo de aplicação, por causa da considerável disponibilidade de recurso energético solar, criação de política governamentais de compensação aos clientes através da venda de energia e o alto valor que pode ser dado a sistemas fotovoltaicos em áreas comerciais de centros urbanos (PEREIRA *et al.*, 2006). Sistemas fotovoltaicos podem contribuir para a capacidade máxima de uma rede se o pico de demanda ocorre no período diurno. Regiões comerciais com altas cargas de ar-condicionado no horário do meio-dia em geral possuem curvas de demanda em boa sincronia com a radiação solar (PEREIRA *et al.*, 2006).

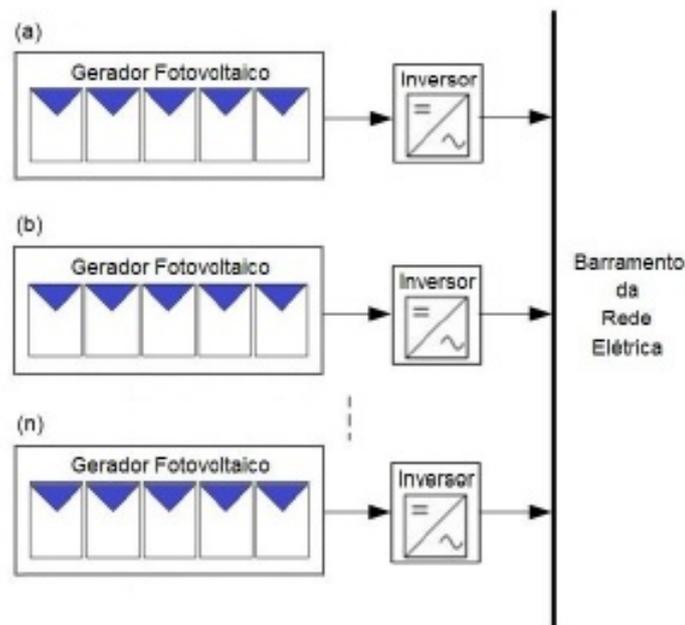


Figura 2.10: Estrutura de um sistema fotovoltaico conectado à rede.
(PINHO; GALDINO, 2014)

Algumas vantagens e desvantagens dos sistemas fotovoltaicos são listados por [Carvalho \(2013\)](#). Elas estão descritas nas tabelas abaixo:

Tabela 2.1: Lista com algumas das vantagens da tecnologia fotovoltaica.

([CARVALHO, 2013](#))

Vantagens dos Sistemas Fotovoltaicos
Fonte energética abundante, facilmente acessível, e infinita à escala temporal humana.
Não produz emissões gasosas ou resíduos evitando alterações climáticas ou degradação ao ambiente.
Grande aceitação social.
Custo dos módulos tem vindo a diminuir e a eficiência a aumentar.
Investimento elevado em investigação e desenvolvimento nas células fotovoltaicas.
Incentivo à sua utilização através de políticas energéticas sob a forma de apoios do estado aos utilizadores.
Baixos custos de operação e manutenção além de não depender do abastecimento de combustíveis.
Tecnologia silenciosa
Elevada fiabilidade. reduzido desgaste devido à ausência de movimentação interna de peças (garantias dos fabricantes superiores a 30 anos).
Fácil instalação em qualquer ponto geográfico, ainda que remoto.
Modularidade: permite fácil instalação, expansão e adaptação.
Integração paisagística: pode ser integrado em edifícios novos ou já existentes.
Elevada diversidade de áreas de aplicação: aeroespacial, comunicações, transportes, agrícola, etc.
Produção anual pode ser facilmente estimada.

Tabela 2.2: Lista com algumas das desvantagens da tecnologia fotovoltaica.

([CARVALHO, 2013](#))

Desvantagens dos Sistemas Fotovoltaicos
Geração de energia intermitente condiciona a confiabilidade no fornecimento de energia.
Fonte energética é difusa e de baixa densidade.
Rendimento global reduzido devido ao custo de produção “LCOE” ainda é elevado.
Elevado investimento inicial, e custo elevado dos componentes de balanceamento do sistema.
Distintas tecnologias, níveis de maturidade, custo e confiabilidade dos componentes.
Confiabilidade dos equipamentos de balanceamento em geral inferior à dos módulos PV.
A utilização de vários componentes (BoF) traduz-se num aumento do grau de complexidade dos sistemas PV (elevado número de fatores que condiciona o desempenho do sistema).
Produção intermitente obriga em sistemas autônomos a recorrer à acumulação de energia com perdas associadas.
Falta de meios de acumulação de energia com boa relação tecno-econômica.
Necessitam conversores (inversores e transformadores) para possibilitar a utilização de aparelhos elétricos em corrente alternada, e/ou injetar eletricidade na rede.
Perdas por efeito joule superiores, devido à produção em baixa tensão.
Produção horária e diária difícil de prever.

2.7 Geração distribuída

O termo "geração distribuída" está relacionado com a existência de qualquer forma de geração de energia elétrica, em sua maioria de pequeno porte, isolada ou conectada na rede elétrica da distribuidora, localizada próximo do consumo (REIS, 2011). Em sistemas isolados, a energia consumida é totalmente gerada por um sistema de geração de eletricidade individual através de uma unidade de consumo ou um grupo delas, como por exemplo, a geração eólica ou fotovoltaica. A integração com a rede permite a complementação do consumo pela compra de energia da rede ou pela venda da energia excedente para a distribuidora. Em alguns sistemas, como na Alemanha, é realizada a venda de toda a energia gerada e não somente da excedente, uma vez que a tarifa paga por esta excede a tarifa da concessionária (CABELLO; POMPERMAYER, 2013).

Na visão do consumidor, a geração distribuída não pode tolerar variações de tensão/frequência, bem como interrupções no fornecimento de energia. Já em relação a questões econômicas, o investimento em geração distribuída só é interessante ao consumidor se a eletricidade gerada tiver um custo menor do que o fornecimento pela distribuidora (RODRÍGUEZ, 2002).

No caso do sistema elétrico, a geração distribuída seria interessante devido à redução de perdas nas linhas de transmissão e distribuição, proporcionando maior estabilidade a tensão elétrica e a possibilidade de postergar investimentos nas subestações de transformação e nos setores de transmissão.

A figura 2.11 apresenta uma previsão da evolução em geração distribuída fotovoltaica no Brasil até 2050.

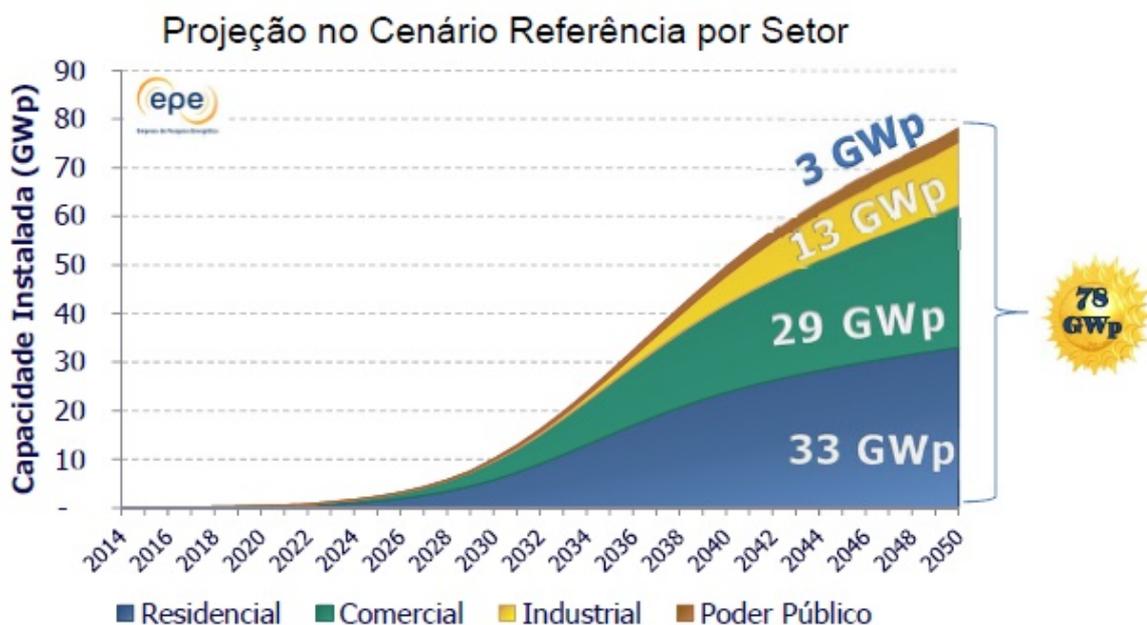


Figura 2.11: Projeção da geração distribuída fotovoltaica no Brasil por setores até 2050. (TOLMASQUIM, 2015)

De acordo com a [CBIC \(2016\)](#), os principais benefícios oferecidos pela geração distribuída são a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a redução no carregamento das redes; a redução de perdas e a diversificação da matriz energética. Na figura 2.12 é possível entender como funciona um sistema com geração distribuída (GD) onde a geração está mais próxima do consumo e outro sistema onde a geração é centralizada (GC), ou seja, mais afastada do consumo.

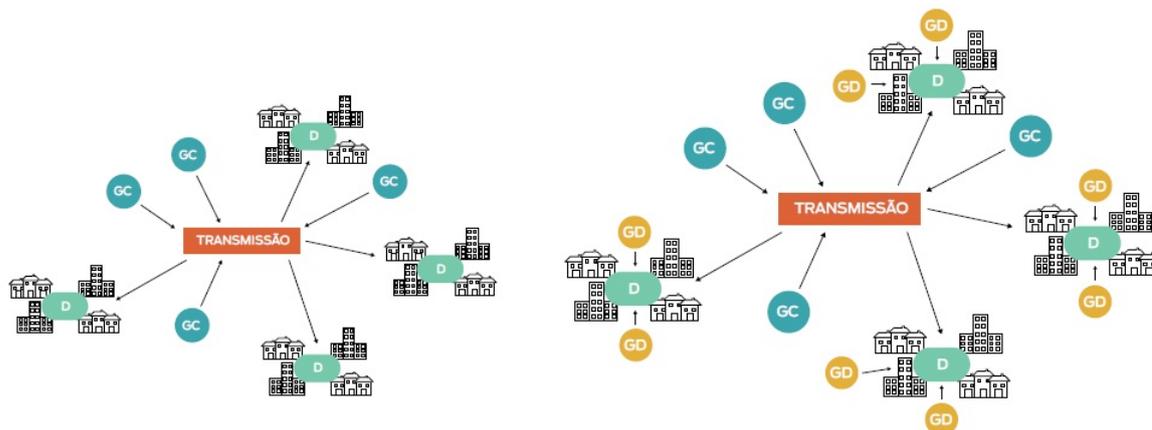


Figura 2.12: Geração centralizada e distribuída. [\(CBIC, 2016\)](#)

Após a publicação da REN 482/12, iniciou-se no país um lento processo de difusão de micro e minigeradores distribuídos, o qual começou a acelerar a partir de 2016. A figura 2.13 apresenta os valores acumulados de conexões e consumidores que recebem os créditos de micro e minigeração distribuída até o dia 23/05/2017.

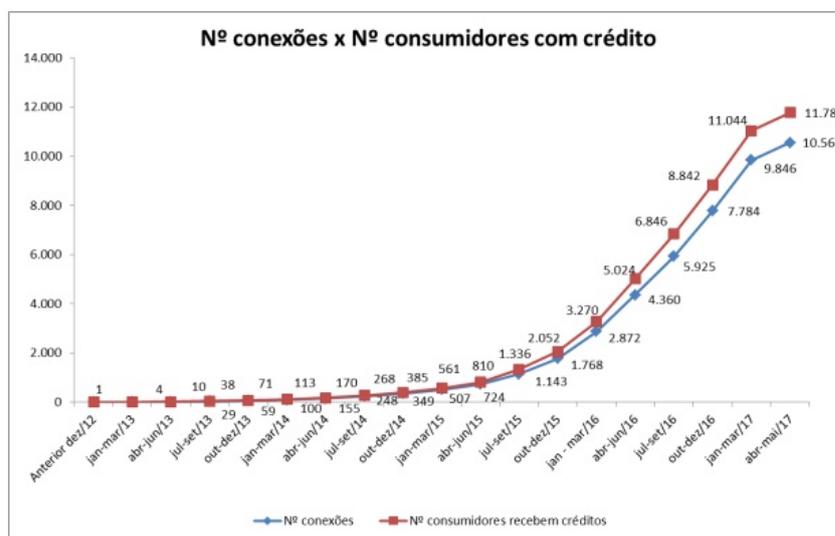


Figura 2.13: Expansão da geração distribuída. [\(ANEEL, 2017a\)](#)

Conforme apresentado na figura 2.13, o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída no final de 2016 é 4,4 vezes superior ao registrado no final de 2015, indicando um crescimento acentuado no último ano, mas ainda abaixo do potencial de expansão no país (ANEEL, 2017a). A figura 2.14 ilustra a distribuição dos geradores instalados por fonte de energia, indicando que a fonte solar fotovoltaica representa 99% do número total de instalações, seguida pela fonte eólica (ANEEL, 2017a).

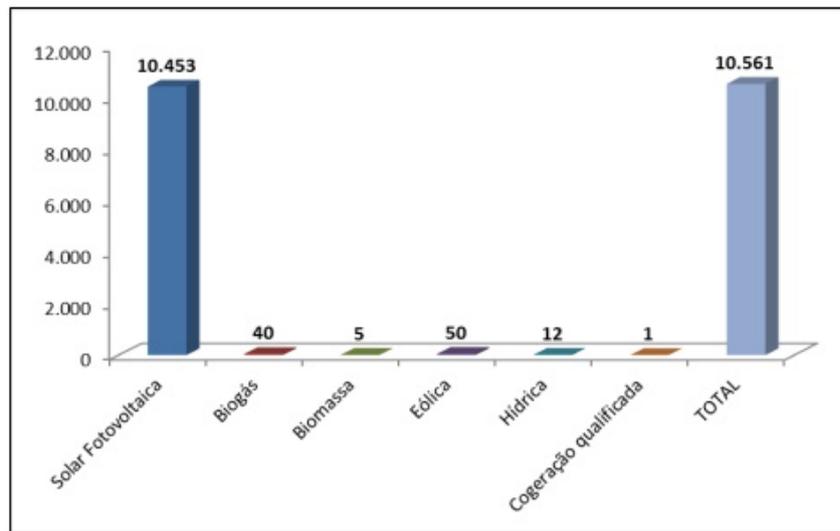


Figura 2.14: Número de conexões por tipo.
(ANEEL, 2017a)

Em termos de potência instalada, a fonte solar responde por 70% e a eólica por 9% como mostra a figura 2.15:

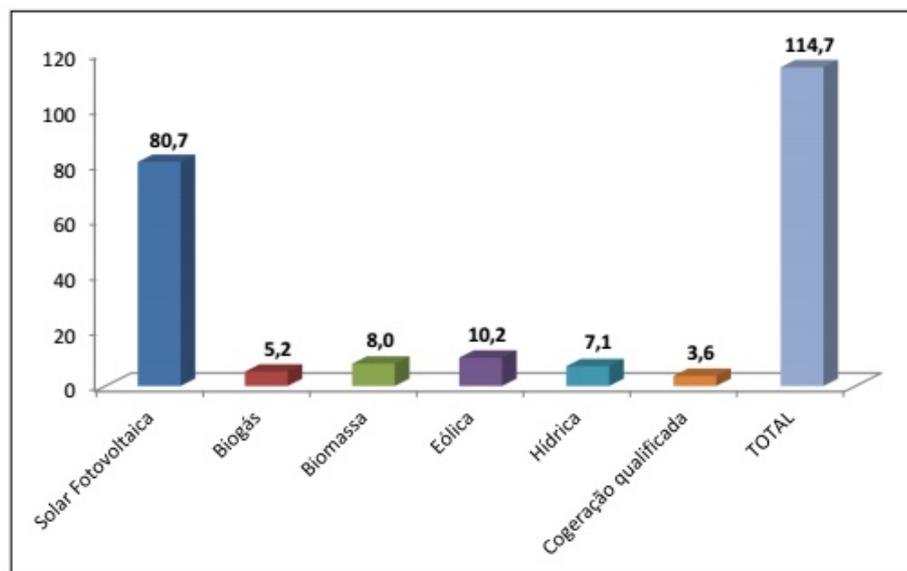


Figura 2.15: Potência instalada por fonte.
(ANEEL, 2017a)

2.8 Regulamentações da ANEEL N° 482/2012 e N° 687/2015

Segundo [Mian \(2015\)](#) e [Costa, Souza & Silva \(2014\)](#), a regulamentação está sendo um ponto primordial para viabilizar essa forma de geração e mudanças significativas ocorreram nos últimos anos com ações do governo para o desenvolvimento desta fonte de energia como é o caso da Resolução Normativa N° 482/2012 da [ANEEL \(2014\)](#) que em 2015 foi revisada dando origem a Resolução N° 687/2015 onde detalha a microgeração e minigeração permitindo que o consumidor instale pequenos geradores (tais como painéis solares fotovoltaicos e microturbinas eólicas, entre outros) em sua unidade consumidora, injetando energia ativa na rede de distribuição e troque energia com a distribuidora local. O objetivo da regulamentação é reduzir os impasses regulatórios que existem para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, a partir de fontes de energia incentivadas, bem como introduzir o sistema de compensação de energia elétrica, além de estabelecer adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição – PRO-DIST ([EPE, 2012](#)). Segundo a [ANEEL \(2015\)](#), essa modalidade, especificamente, visa beneficiar os consumidores atendidos por:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Para que seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante (consumidor), e que, uma vez entregue à acessada (distribuidora), implica em prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo. Nessa solicitação de acesso deve constar o projeto das instalações de conexão (memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas), além de outros documentos e informações eventualmente solicitados pela distribuidora ([ANEEL, 2014](#)). A figura 2.3 detalha os documentos necessários para adesão aos sistemas de microgeração e minigeração.

Tabela 2.3: Documentação necessária para o pedido de conexão com a rede da distribuidora. (CBIC, 2016)

DOCUMENTOS	MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10kW	MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10kw	MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA
ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	X	X	X
Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo		X	X
Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão			X
Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção (inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação	X		
Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção		X	X
Certificação de confirmidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede	X	X	
Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	X	X	X
Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	X	X	X
Cópia de Instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	X	X	X

Segundo determinação da ANEEL (2012a), para viabilizar o acesso à rede de distribuição elétrica, existem quatro etapas procedimentais que devem ser observadas, que são:

- **CONSULTA DE ACESSO** – É feita pelo acessante à acessada e visa obter informações técnicas que embasam os estudos pertinentes ao acesso. No caso de centrais geradoras, esta etapa é opcional para fins de registro, porém necessária para fins de autorização.
- **INFORMAÇÃO DE ACESSO** – Trata-se da resposta formal e obrigatória que a acessada dá ao acessante a respeito do acesso pretendido. Nela constam informações tais como a classificação da atividade, definição do ponto de conexão, responsabilidades do acessante, entre outras. A informação de acesso deve ser apresentada ao acessante, por escrito. Além do mais, trata-se de um documento necessário para se obter autorização da usina junto à ANEEL. Caberá à central geradora informar à distribuidora acessada a protocolização do pedido de autorização junto à ANEEL.

- SOLICITAÇÃO DE ACESSO – Após a publicação do ato autorizativo por parte da ANEEL, central geradora fará uma solicitação de acesso junto à distribuidora. Trata-se de um requerimento formulado pelo acessante à acessada que implicará na prioridade do atendimento, obedecendo à ordem cronológica de protocolo com os documentos necessários.
- PARECER DE ACESSO – Trata-se do documento apresentado pela acessada em que são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, além dos requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações do acessante com seus respectivos prazos. Após a emissão do parecer de acesso, ocorrerá a assinatura do contrato entre as partes, que tem por objetivo regular as condições, procedimentos, direitos e obrigações das partes em relação ao uso só sistema de distribuição, observado o MUSD contratado e o pagamento dos encargos de uso.

Nardy (2017) cita pontos relevantes que sofreram alteração com a revisão que gerou a Resolução Normativa N° 687/2015:

- O prazo para o consumidor utilizar os créditos da compensação de energia elétrica passa para cinco anos;
- Possibilidade de instalação de geração distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, ou seja, os condomínios podem fazer a compensação de forma conjunta das contas de suas unidades;
- Criação da figura da "geração compartilhada", que permite que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados (formação de consórcios);
- Revisão dos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída à rede da distribuidora, sendo estabelecidas regras que simplificam o processo. O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW foi reduzido para 34 dias.

Aa figura 2.16 resume todo o processo, com seus respectivos prazos para que a unidade consumidora solicite a conexão à rede da distribuidora.

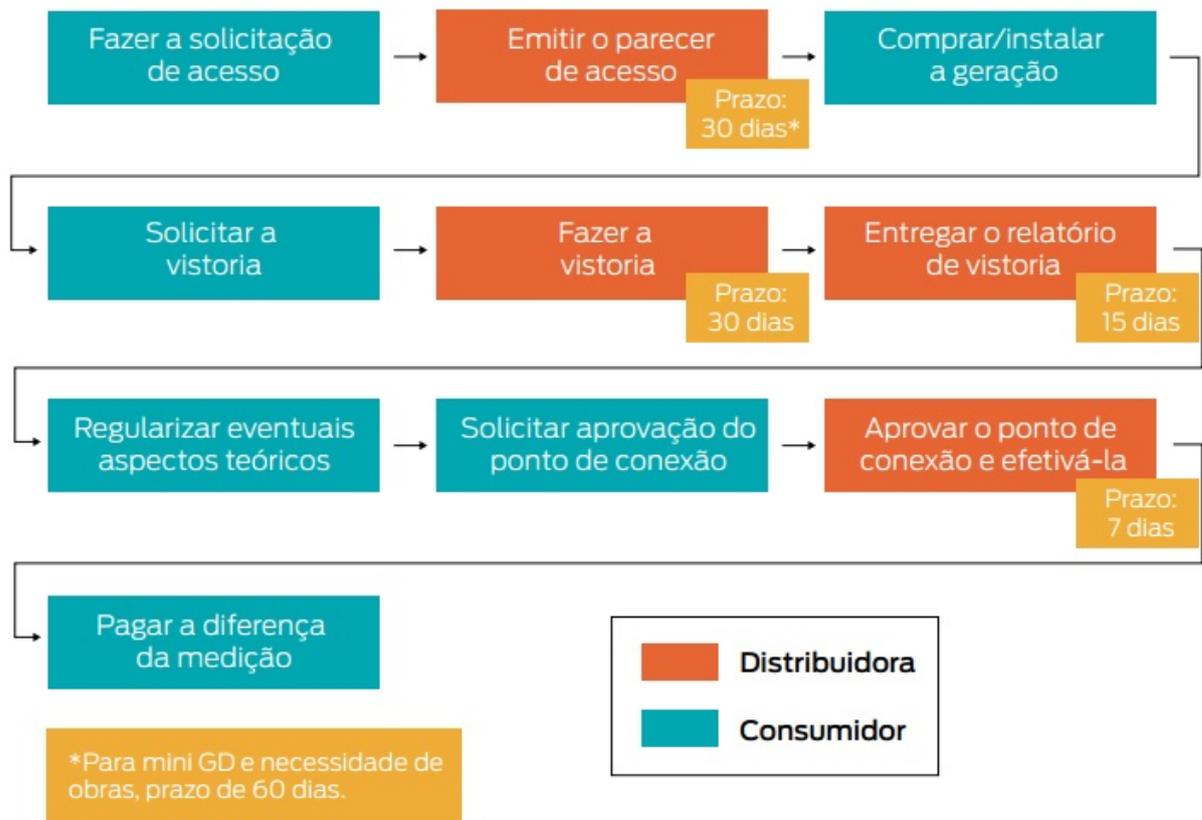


Figura 2.16: Procedimentos e prazos para conexão. (CBIC, 2016)

Com relação à participação dos consumidores até 23/05/17, destacam-se as classes residencial (79,5%) e comercial (15%), conforme ilustrado na Figura 2.17.

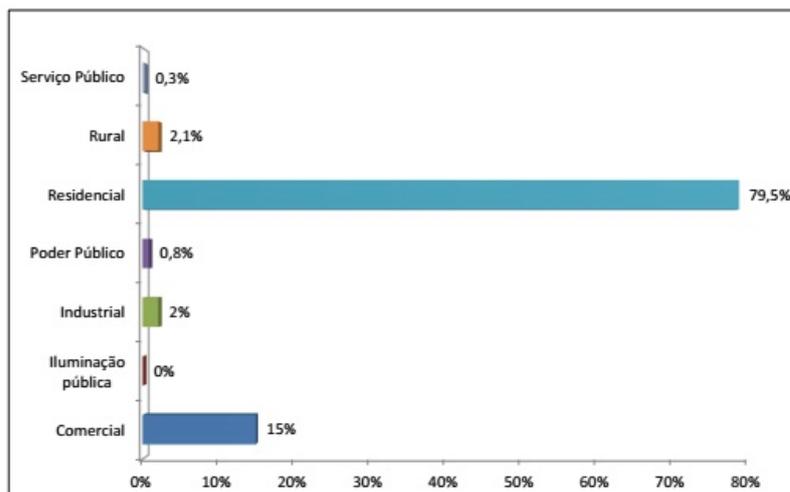


Figura 2.17: Consumo de acordo com classes. (ANEEL, 2017a)

A ANEEL (2014) publicou em março de 2014 o "*Caderno Temático de Mini e Microgeração Distribuída*" com o objetivo de esclarecer as condições para o acesso aos micro e minigeradores, assim como demonstrar e exemplificar o mecanismo de compensação e faturamento da energia gerada. De acordo com Carvalho (2014), a Resolução nº 687/2015 traz benefícios tanto para consumidores como para as distribuidoras, como exemplo, a indústria da eletricidade que passará a valorizar este sistema quanto a sua capacidade de produção de energia e aos benefícios que podem trazer ao sistema como um todo. A indústria da construção vai valorizar a utilização de painéis fotovoltaicos sob a ótica da estética e da funcionalidade dos equipamentos, que podem se integrar às edificações. Jannuzzi & Melo (2013) alertam que qualquer política para promover a geração de energia renovável distribuída deve ter impactos equilibrados sobre os serviços públicos e os pequenos produtores, com um sistema de proteção adequado para evitar danos ao sistema e transparência nas transações energéticas. Segundo Nardy (2017), o modelo adotado pelo Brasil ainda não apresentou resultados satisfatórios, dada a pequena evolução apresentada em pouco mais de quatro anos de vigência da legislação para o setor.

2.9 Tributos associados a geração distribuída

De acordo com Mian (2015), a redução de impostos pode ser considerada uma ferramenta de suporte com o mesmo intuito de subsídios de capital direto, pois seu objetivo também é reduzir o custo inicial de uma nova instalação. Isenção ou redução de tributos fiscais, em particular, sobre o investimento, sobre a produção de energia e sobre o mercado de bens e capital que são aplicáveis para a compra (ou produção) de tecnologias de energias renováveis. Esse mecanismo depende dos interesses e metas do governo de cada país e é influenciado pelo ambiente político e econômico.

O preço final aplicado aos consumidores do estado da Bahia é composto pelo consumo da energia em kWh/mês mais 27% do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS que é um imposto de valor fixo, 1,12% do Programa de Integração Social - PIS e 5,16% referente a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS que são impostos que seguem critérios de não-cumulatividade e incidem sobre o consumo de energia elétrica, onde a base de cálculo é o faturamento mensal do consumidor, assim entendido o total das receitas contabilizadas pela pessoa jurídica, independentemente de sua denominação ou classificação contábil. Além desses tributos, o consumidor de energia paga a Contribuição de Iluminação Pública (CIP), valor destinado a Prefeitura Municipal, definido conforme a faixa de consumo.

Considerando a vigência do Convênio ICMS nº 6, de 5 de abril de 2013, do Confaz, a partir do custo atualizado pela EPE (2014b), que fixou orientação segundo a qual o ICMS não incide apenas no consumo líquido e sim no consumo bruto, e uma alíquota de ICMS de 25%, a EPE (2014b) calculou que o custo estimado para a energia de fonte solar usando tecnologia fotovoltaica atualizado para 2014 seria de aproximadamente R\$ 700,00/MWh.

A partir desse valor, concluiu que a instalação dos painéis não seria viável.

Dessa forma, e tendo como referência as tarifas das distribuidoras vigentes em setembro de 2014, constata-se, que no segmento residencial, não é viável instalar painel fotovoltaico. No segmento comercial, a instalação de painel fotovoltaico de potência de 100 kWp é viável nas áreas de concessão de 10 empresas, dentre as quais CELPA, CELTINS e ELETROACRE, e no segmento industrial, a instalação de painel fotovoltaico de potência de 1.000 kWp seria viável nas áreas de concessão de 8 empresas, dentre as quais a CEMAT (SILVA, 2015).

O autor também lista algumas medidas legislativas que podem produzir efeitos positivos para o desenvolvimento da energia solar:

- Disciplina sobre a incidência de ICMS na energia injetada pela microgeração e minigeração distribuídas na rede das distribuidoras de energia elétrica;
- Inclusão como um dos critérios de divisão dos recursos do Fundo de Participação dos Estados (FPE) e do Fundo de Participação dos Municípios (FPM) a geração de energia elétrica por fonte solar;
- Flexibilização da exigência de aplicação, pelas distribuidoras de energia elétrica, de 60% dos recursos destinados à eficiência energética em beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica;
- Garantia de verbas para pesquisa e desenvolvimento no âmbito do Orçamento Geral da União; e
- Permissão, por tempo determinado, para usar o Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) para aquisição de equipamentos de geração fotovoltaica pela microgeração distribuída e pela minigeração distribuída.

Com o objetivo de incentivar a geração distribuída, em 2015 foi emitido pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) o Convênio ICMS 16/2015, que isenta o pagamento de ICMS sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída, como a solar fotovoltaica (NARDY, 2017). Nessa modalidade, o tributo é aplicado apenas sobre a energia que o consumidor receber da rede elétrica, descontando a eletricidade que for devolvida ao sistema elétrico. Por exemplo, uma unidade consumidora que possui um consumo de 250 kWh ao mês e que produza 100 kWh, irá recolher à ICMS apenas sobre 150 kWh. Isso visa tornar a geração distribuída mais acessível para os consumidores, que pagarão tributos somente sobre a energia que não devolverem a distribuidora.

2.10 Sistemas de Tarifação

2.10.1 Dual Metering

O principal mecanismo de apoio a projetos de energia renovável nos EUA foi implantado em 1978, chamado de PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*) e, subseqüentemente, as suas regras foram implementadas pela FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) que estabeleceu que as companhias de eletricidade deveriam comprar energia de origem renovável ou de cogeneradores quando seus preços fossem menores que os custos evitados das companhias elétricas. No caso específico de consumidores que produzem sua eletricidade a partir de fontes renováveis, este mecanismo permitiu a celebração de um contrato entre a concessionária e o consumidor, chamado de *dual metering*, mediante o qual estes consumidores poderiam conectar suas unidades de geração à rede, empregar a energia produzida para atender a sua demanda instantânea e, no caso de existir, vender seu excedente de energia, o qual a concessionária seria obrigada a comprar segundo seus custos evitados. O fato dos custos evitados serem de três a cinco vezes inferiores à tarifa normal de um consumidor residencial foi uma forte motivação para que os consumidores que adotaram esta forma de contratação decidissem usar a energia no momento em que era gerada.

O *dual metering* requeria a instalação de dois medidores unidirecionais: um para medir a energia utilizada da rede e outro para medir a energia produzida em excesso e injetada na rede para que a concessionária possa realizar o faturamento correspondente. Isto significou para as concessionárias gastos adicionais: entrega da fatura ao consumidor pela energia comprada, leitura de dois medidores e gastos para o processamento e cálculo da energia a ser paga devido à existência de um medidor adicional (RODRÍGUEZ, 2002).

2.10.2 Feed-in tariff

Considerado um modelo de sucesso e sendo utilizada em mais de 40 países no mundo (FARIA; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2016), o funcionamento das *feed-in tariffs*, também chamada de tarifa prêmio, é dado através do estabelecimento de um preço, estipulado pelo governo, para que as distribuidoras de energia elétrica paguem por cada kWh gerado através tecnologias baseadas em fontes renováveis ocorrendo redução de preços ao longo do tempo, com o objetivo de forçar ou incentivar desenvolvimentos que levem a redução do custo de geração da fonte fotovoltaica através da oferta de contratos de longo prazo aos produtores de energias renováveis, normalmente com base no custo de geração de cada tecnologia (RODRÍGUEZ, 2002; NOGUEIRA, 2011; PERLOTTI *et al.*, 2012; LANDEIRA, 2013; MIAN, 2015). Normalmente, incentivos fiscais e subsídios diversos são excluídos do cálculo para composição da tarifa (NARDY, 2017).

Embora tenha sido implementado pela primeira vez no final dos anos 70, nos Estados Unidos, o mecanismo de tarifa prêmio se tornou popular após o sucesso da Lei Alemã de Energias Renováveis de 2000, uma reforma da lei anterior, dos anos 1990 tornando a Alemanha um dos maiores produtores de energia fotovoltaica do mundo onde já existe uma paridade tarifária com outras fontes.

A figura abaixo compara ações de incentivo que alguns países no mundo fizeram para alavancar a geração distribuída:

Tabela 2.4: Incentivos para implantação de geração distribuída em alguns países.
(CARVALHO, 2014)

PAÍS	Metodologia para implementação da Geração Distribuída
Alemanha	<i>Feed-In Tariffs</i> e programas de incentivo aos Consumidores Residenciais
Espanha	Plano nacional de Energias Renováveis e incentivo financeiro
EUA	Desconto no Imposto de Renda para a Instalação de Painéis Fotovoltaicos
França	Tarifas-Premio e desconto no Imposto de renda
Itália	Tarifas-Premio e Programas específicos de financiamento
Japão	Programa para comercialização do excedente gerado pelo consumidor e injetado na rede com previsão de desconto tarifário

A *feed-in tariff* tem se transformado no principal mecanismo de promoção do desenvolvimento das tecnologias de geração de energia a partir de fontes renováveis, especialmente a solar fotovoltaica interligada à rede, seguidos pelos subsídios de capital, destinados a combater as barreiras de custo. As principais vantagens são a segurança para investidores, simplicidade e facilidade de implementação, custo efetividade e a capacidade de provocar o crescimento de uma variedade de tecnologias (NOGUEIRA, 2011).

As tarifas do feed-in fixas garantem o preço mínimo da energia gerada, independente do mercado de eletricidade e os prêmios subsidiada por até 20 anos, o que se observa uma clara tentativa de incentivar mais consumidores com seus sistemas conectados à geração por fontes solar ou eólica à rede e, assim, agregar valor ao sistema, o que possibilita aumento da geração de energia limpa, em detrimento da demanda pelas fontes tradicionais à época: energia nuclear e hidrelétrica (FEITOSA, 2010; CARVALHO, 2014).

O custo da tarifa prêmio pode ser pago pelos contribuintes, por meio de impostos, que é o caso mais comum na Europa, ou por meio de um aumento na conta de eletricidade.

A maioria dos países não estabeleceram um teto nos gastos com a tarifa prêmio, o que gerou um rápido desenvolvimento na Alemanha, Itália, Espanha e vários outros países. A explosão de mercado ocorrida em alguns países se deu devido à discrepância entre o custo das instalações de geração FV e os valores das tarifas prêmio. Os valores de venda da energia não se adaptaram tão rapidamente ao declínio dos custos de novas instalações, propiciando um ambiente de investimentos de alta rentabilidade e provocando um crescimento desenfreado. Essas explosões de mercado foram observadas na Espanha em 2008 e na Itália em 2011, por exemplo. Mais recentemente, alguns países adotaram tarifas prêmio que variam com o tempo, mas sempre de forma programada, para que haja incen-

tivo à eficiência e as tecnologias tenham que buscar serem cada vez mais competitivas, além de controlar a rentabilidade de novas instalações, propiciando um melhor controle do mercado e evitando explosões repentinas (MIAN, 2015).

A figura 2.18 explica como funciona esse modelo de tarifação onde o sistema de remuneração pode medir o total de kWh produzido, incluindo o consumo FiT bruto, ou o kWh líquido. O FiT bruto implica que toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é remunerada e que a energia consumida pelo sistema (por exemplo, a energia usada por uma casa com um sistema fotovoltaico) é comprada da rede elétrica no preço da eletricidade. Já na medição líquido, é garantida uma remuneração para somente o líquido de energia injetada na rede elétrica (a energia produzida por FV menos a energia consumida pelas cargas domésticas).

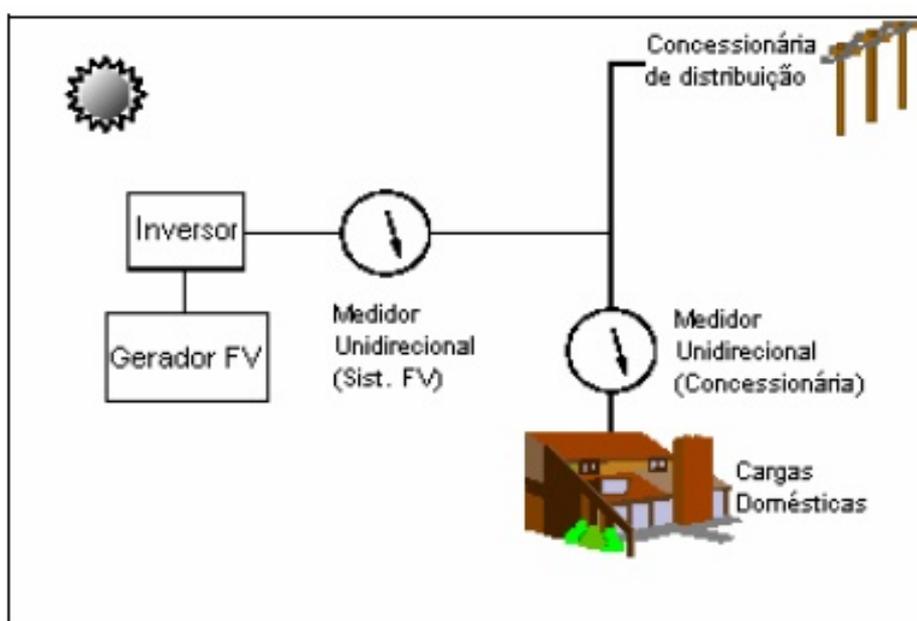


Figura 2.18: Esquema FiT.
(RODRIGUEZ, 2002)

Países como Portugal adotaram um regime bonificado, onde o governo garante por 10 anos a compra de energia produzida a uma taxa bonificada de 0,65 euros/kWh, contra os 0,11 euros/kWh que atualmente o consumidor paga o que só por si justifica a opção da instalação apenas para venda, e não para consumo próprio (SANTOS, 2008).

Sendo mais conservador, um dos cenários dessa pesquisa promove que a unidade consumidora, através de um programa de tarifa prêmio, venda a energia gerada por um valor 4 vezes maior do que o valor da energia paga a distribuidora durante 10 anos, e, após isso, proceda de acordo com o modelo de compensação de créditos.

2.10.3 Net Metering

O modelo de tarifação *net metering* (também conhecido como sistema de compensação de energia elétrica), é um sistema de medição utilizado por alguns países que já possuem os sistemas fotovoltaicos em residências conectados à rede para realizar a medição de geração e consumo de energia do sistema. É utilizado um instrumento de medição eletrônico que registra o consumo de energia elétrica que é fornecida pelo sistema implantado e também a quantidade de energia que foi consumida da rede elétrica, e ainda se foi feita exportação com o uso de um único medidor, que gira em sentido contrário no momento que a produção supera ao consumo. (VILLALVA; GAZOLI, 2012 apud NASCIMENTO *et al.*, 2016).

Com esse sistema o consumidor só paga a diferença ou recebe o crédito, do que consumiu ou do que gerou de energia elétrica sem levar em consideração o período de consumo ou de geração de energia, ao contrário do *dual metering* (RODRÍGUEZ, 2002). Para o sistemas instalado em residencias, considerando o modelo do padrão brasileiro com sistema *net metering*, é mais interessante, do ponto de vista econômico, planejar a geração ligeiramente inferior ao consumo residencial, pois o excedente gera apenas créditos com data de vencimento definida para ser utilizada (SILVA; MOISÉS, 2016).

O benefício econômico da micro e minigeração se dá através do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), que está em vigor desde dezembro de 2012, seis meses após a regulamentação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desse tipo de geração, através da Resolução Normativa N° 482/2012. Pelo SCEE a energia gerada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída que não é consumida na hora é injetada na rede e cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local. Posteriormente a energia cedida à concessionária pode ser compensada com o consumo de energia elétrica no momento que se fizer necessário, geralmente a noite ou nos meses subsequentes dentro do prazo máximo de 60 meses não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, sendo revertidos em prol da modicidade tarifária. Não há pagamento para a energia injetada na rede de distribuição, e esta injeção é limitada ao nível de consumo da unidade consumidora (ANEEL, 2012b; ANEEL, 2015).

A competitividade nesse modelo deve ser analisada com base nos valores da tarifa paga pelo consumidor à concessionária, porém Faria, Trigo & Cavalcanti (2016) acreditam que este incentivo adotado pelo governo não é forte o suficiente para impulsionar a geração fotovoltaica distribuída e reflete o fato que os consumidores da rede de distribuição não estão prontos para gerar grandes quantidades de energia.

A figura 2.19 mostra o esquema de compensação de energia elétrica que pode ser entendido da seguinte forma:

- Nos momentos em que a central não gera energia suficiente para abastecer a unidade consumidora, a rede da distribuidora local suprirá a diferença. Nesse caso será

utilizado o crédito de energia ou, caso não haja, o consumidor pagará a diferença.

- Quando a unidade consumidora não utiliza toda a energia gerada pela central, ela é injetada na rede da distribuidora local, gerando crédito de energia. Cliente do grupo A paga apenas a parcela referente à demanda e o do grupo B paga apenas o custo de disponibilidade.

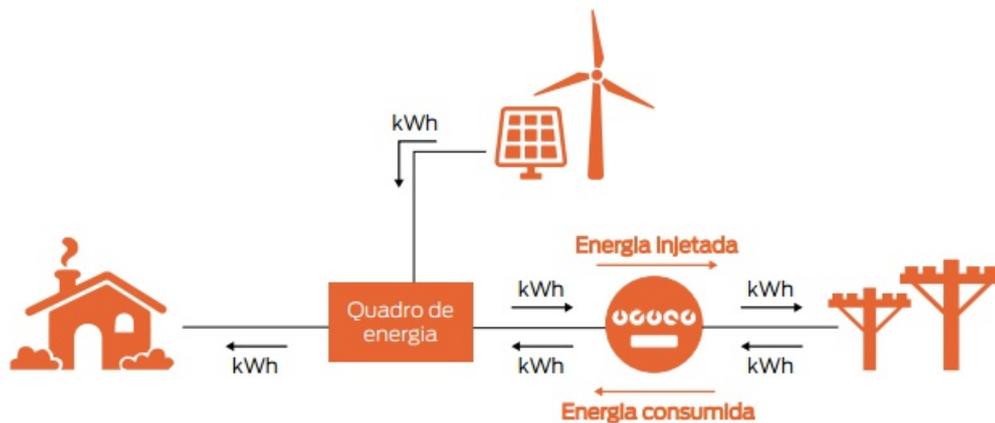


Figura 2.19: Esquema de compensação de energia elétrica.
(CBIC, 2016)

Podem participar do sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

1. Com microgeração ou minigeração distribuída, de qualquer tipo, em qualquer classe de consumo: residenciais, comerciais, industriais, serviço público, etc.;
2. Integrantes de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras tipo condomínios;
3. Caracterizados como geração compartilhada;
4. Caracterizados como autoconsumo remoto.

Para se definir qual o melhor tipo de tarifação a ser implantado, é necessário levar em conta o perfil de consumo energético do consumidor, a redução da quantidade de energia consumida proposta pelo sistema fotovoltaico instalado e os subsídios fornecidos para financiar tal sistema (YAMAMOTO, 2012).

2.10.4 Leilão de energia

A forma mais comum utilizada no Brasil e que já foi utilizado em outros países é o leilão de energia proveniente da energia solar. O governo realiza leilões com cota de energia dessa fonte e os projetos com menor custo de construção ganham o leilão, tendo um prazo pré-definido para colocar os empreendimentos em operação que variam de 3 a 5 anos em média.

Os leilões específicos para energia solar podem ser encarados como uma combinação das tarifas prêmio e das cotas de energia, pois o preço é fixado em valores maiores dos que os praticados usualmente e uma quantidade determinada dessa fonte é contratada.

O primeiro leilão deste tipo ocorreu no Brasil em outubro de 2014 com preço médio de venda da energia fotovoltaica no Leilão de Energia Reserva foi R\$ 215,12/MWh, variando de R\$ 200,82 a 220,80/MWh, e representando, na média, um deságio de 17,9% em relação ao preço-teto de R\$ 262,00. Em termos de US\$/MWh, estes preços foram de cerca de US\$ 82 e 90/MWh, considerando uma taxa de câmbio de R\$ 2,45/US\$. Em simples comparação com diversas referências mundiais recentes, mostradas na lista da figura 2.5, é possível inferir que o preço de venda de energia solar fotovoltaica no LER/2014 se encontra entre os mais baixos do mundo (EPE, 2014a; MIAN, 2015).

Tabela 2.5: Referências internacionais de preço de energia fotovoltaica.
(EPE, 2014a)

Referência ou País	Preço da Energia Fotovoltaica (US\$/MWh)	Ano	Forma de Contratação ou Custo Nivelado de Energia (LCOE)
Índia	Entre 86 e 132	2014	Leilão
Chile	100,0	2014	Contratos Bilaterais
Alemanha	112,5	2014	Tarifa Prêmio ^[1]
Uruguai	Entre 86,6 e 91,5	2013	Leilão
Italia	132,5	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Italia	152,7	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Espanha	152,2	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Reino Unido	150,5	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Bulgaria	117,5	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Africa do Sul	206,0	2012	Leilão
Marrocos	189,0	2012	Leilão
Peru	119,9	2011	Leilão
China	111,0	2010	Leilão
Energy Information Administration - EIA	Entre 100 e 200	2014	LCOE (2019)
Consultoria Lazard	Entre 72 e 86	2014	LCOE
Agência Internacional de Energia - IEA	Entre 119 e 318	2014	LCOE
Agência Internacional de Energia - IEA	Entre 119 e 318	2014	LCOE
China - Conselho Mundial de Energia - WEC	Entre 79 e 145	2013	LCOE
Espanha - Conselho Mundial de Energia - WEC	109	2013	LCOE
Instituto Fraunhofer ISE	Entre 100 e 178	2013	LCOE

[1] Em inglês: "Feed-in Tariff"

Antes do LER 2014, o Estado de Pernambuco já havia realizado um leilão específico para a fonte solar, em dezembro de 2013. Foram contratados seis projetos com 122 MW de potência total, ao preço médio de R\$ 228,63/MWh. Depois da desclassificação de um dos projeto, a potência total caiu para 92 MW (MIAN, 2015; SILVA, 2015).

2.11 Paridade Tarifária

Por paridade tarifária, entende-se a tarifa de energia elétrica praticada pelas empresas de distribuição que viabiliza a instalação dos painéis fotovoltaicos (SILVA, 2015). A figura 2.20 mostra que com o aumento da tarifa de energia elétrica, implementação da bandeira vermelha e exclusão do ICMS na compensação da energia, a paridade tarifária foi alcançada para geração distribuída em meados de 2014, que, inicialmente, era projetada para o ano de 2018.

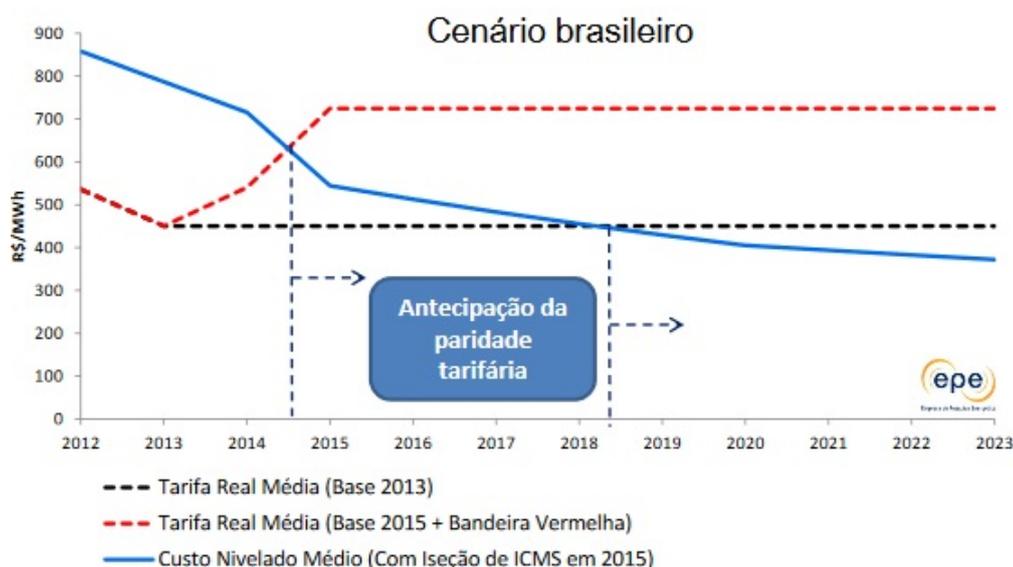


Figura 2.20: Evolução da viabilidade tarifária.
(TOLMASQUIM, 2015)

O gráfico da figura 2.21 mostra o quanto a isenção do ICMS é importante na viabilização do projeto. Porém tais dados se referem a consumidores residenciais, que possuem uma tarifa maior do que consumidores de grande porte como o centro de pesquisa em estudo, que é um consumidor tipo A.

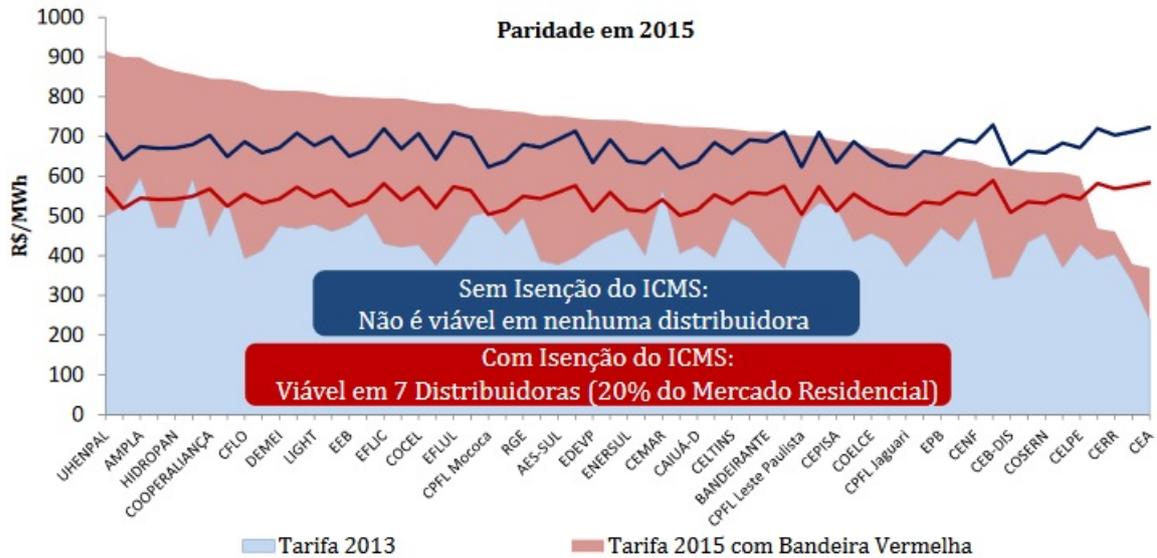


Figura 2.21: Paridade tarifária e viabilização de mercado.
(TOLMASQUIM, 2015)

2.12 Revisão da literatura

Rodríguez (2002) no seu trabalho avaliou os impactos econômicos de alguns dos principais mecanismos de incentivos aos SFCR, voltado para sistemas tarifários na geração fotovoltaica conectada à rede e também a concessão de subsídios para diminuir os custos iniciais de implantação. Segundo ele, o modelo tarifário *net metering* tem uma influência insignificante na viabilidade econômica de um SFCR. O mesmo sugere uma incorporação de um subsídio a esse modelo, minimizando os custos da instalação tornando-o viável.

Benedito (2009) buscou caracterizar a produção de eletricidade por meio de SFCR, no Brasil, a partir do estudo das experiências já desenvolvidas, da determinação do custo da energia produzida por esses sistemas e de uma análise do contexto regulatório no qual eles estão inseridos. Para o autor, em menos de uma década, será verificada a paridade entre o kWh fotovoltaico e a tarifa convencional em grande parte das cidades brasileiras, apesar da barreira econômica que atrapalha a disseminação dessa tecnologia.

Zomer (2010) estudou a contribuição energética, a viabilidade e os possíveis efeitos da inserção de um gerador fotovoltaico de grande porte da ordem de 1 MW de potência integrado a uma edificação no meio urbano e conectado à rede elétrica pública na cidade de Florianópolis, analisando principalmente uma possível recontração de demanda junto a concessionária local e juntamente com uma comparação da geração fotovoltaica mensal com o consumo energético da edificação no mesmo período.

Mitscher & Rütther (2012) analisaram a competitividade econômica de SFCR em cinco capitais brasileiras através do custo da energia elétrica e o Valor Presente Líquido (VPL). A análise é composta por três taxas de juros diferentes que refletem diferentes condições de aquisição de capital para financiar o projeto. Segundo a análise dos autores, a energia solar fotovoltaica já é competitiva no Brasil.

Yamamoto (2012) apresentou uma metodologia sistemática para avaliar a *FiT*, *Net Metering*, e a compra e venda líquidas, examinando suas diferenças usando um modelo microeconômico simples.

Jannuzzi & Melo (2013) apresentaram uma prospectiva de SFCR em residências, avaliando cenários de difusão da tecnologia até 2030, considerando mecanismos e políticas para fomentar o desenvolvimento da geração fotovoltaica conectada à rede. Eles avaliaram o *Net Metering*, o *Feed-In Tariffs* e subsídios diretos às instalações fotovoltaicas considerando rentável o sistema onde o kWp custe até R\$ 3.333 e o preço da energia da distribuidora seja maior que R\$ 0,33. Os resultados da investigação mostraram que a tecnologia tem tudo para colaborar com a diversificação da matriz energética do Brasil. De acordo com estimativas dos autores, o país poderia atingir uma capacidade instalada de 703 MWp no ano 2030 que é cerca de 38% da capacidade atual dos EUA. No entanto, os custos atuais da tecnologia solar fotovoltaica e das tarifas necessitam de incentivos adicionais para uma maior difusão dessa tecnologia.

Rodríguez (2002), Alfaia (2012), Landeira (2013), Santana & Andrade (2014), Nakabayashi (2014), Rabuske, Friedrich & Fontoura (2016) e Garuzzi & Romero (2016) realizaram levantamentos da viabilidade técnica e econômica levando em consideração o levantamento solarimétrico da região de instalação do sistema, estimativa do consumo de energia, análise de possíveis locais de instalação, dimensionamento do sistema fotovoltaico, análise de viabilidade econômica através de ferramentas consagradas como Taxa de Retorno Simples (TRS), Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Fluxo de Caixa e Payback Descontado.

Melo (2014) apresentou resultados decorrentes de um projeto voltado para a implantação de um SFCR em baixa tensão em determinada região do Brasil. O projeto contou com um sistema de microgeração incluso no sistema de compensação de energia elétrica descrito na RN N° 482/12, onde foram observadas as condições e a qualidade da conexão do sistema com a distribuidora.

Carvalho (2014) analisou a viabilidade financeira de implantação de projetos de geração de energia fotovoltaica conectada a rede na perspectiva do consumidor de acordo com a RN N° 428/12, através da construção de dois cenários: (i) proposta de autossuficiência em geração fotovoltaica, pagando o custo de disponibilidade da distribuidora e os impostos

devidos e (ii) onde o intuito é utilizar a energia fotovoltaica de forma a anular o “horário de sol” na geração alternativa, também arcando com custos de disponibilidade e impostos devidos.

[Holdermann, Kissel & Beigel \(2014\)](#) pesquisaram sobre a viabilidade econômica para instalações de pequeno porte de SFCR no âmbito residencial e comercial após a introdução da RN N° 482/12. Os autores demonstraram a utilização do método de fluxo de caixa para calcular os custos de investimento necessários para os sistemas fotovoltaicos serem economicamente viáveis em redes de distribuição do Brasil. Nos cálculos eles utilizaram as tarifas de energia elétrica, incluindo taxas obtidas através da estimativa da Associação Brasileira de Indústrias Elétricas e Eletrônicas (ABINEE), entrevistas telefônicas e informações disponíveis publicamente.

[Secundes \(2015\)](#) apresentou, para uma central fotovoltaica de 2,5 MWp conectada à rede em Média Tensão instalada no município de Petrolina – PE, a sua composição, os elementos que são requisitos para escolha da localidade de instalação e da tecnologia dos módulos fotovoltaicos, as exigências nacionais e internacionais quanto às características dos equipamentos que compõem os SFCR, as normativas técnico-operacionais estabelecidas pela ANEEL, e as normativas legais para obtenção do licenciamento ambiental.

[Dufo-López & Bernal-Agustín \(2015\)](#) apresentaram uma metodologia abrangente para avaliação das diferentes políticas de *net metering* e *net billing* utilizados em diferentes países, incluindo as políticas decretadas na Espanha.

[Oliveira \(2008\)](#), [Nakabayashi \(2014\)](#), [Pereira \(2015\)](#) utilizaram em seus trabalhos o método de Monte Carlo para analisar o risco econômico da implantação de sistemas fotovoltaicos.

[Tan & Chow \(2016\)](#) investigaram o custo da energia em diferentes cenários utilizando MATLAB/Simulink considerando um sistema fotovoltaico de 100 kWp instalando no campus de uma universidade na Malásia nos cenários de *Feed-in Tariffs (FiT)* e *Net Metering*. Eles demonstraram que o retorno do investimento pelo modelo FiT era de 11,5 anos e no modelo *Net Metering* 16,1 anos.

[Thakur & Chakraborty \(2016\)](#) realizaram uma análise da viabilidade do sistema *Net Metering* na Índia. Segundo os autores, o modelo atual utilizado no País não beneficia pequenos consumidores e assim propuseram um modelo utilizando a análise e simulação de dados recolhidos a partir de entrevistas com três tipos diferentes de consumidores em relação ao estilo de vida e grau de instrução familiar. As simulações foram realizadas tanto para viabilidade técnica quanto financeira de um projeto de 100 kW, resultando em um VPL positivo caso houvesse uma geração centralizada atendendo 80% nas três classes de consumidores obtendo assim um menor tempo de retorno.

Nardy (2017) propõe o emprego de uma metodologia para cálculo da tarifa a ser paga ao microgerador de forma que o seu lucro durante a vida útil do sistema de geração distribuída seja equivalente aos rendimentos que obteria se aplicasse seus recursos em investimentos típicos do mercado financeiro, através de revisões e atualizações periódicas da tarifa (R\$/kWh) que garantam o mesmo saldo acumulado do melhor investimento ao longo da vida útil de operação do sistema de geração distribuída. Esta proposta pode ser classificada como uma variação da política *Feed-in Tariff - FiT*, conhecida e aplicada em diversos países com o objetivo de fomentar a participação de fontes renováveis de energia em suas matrizes energéticas.

Spagnol (2002), Oliveira (2008), Aguiar, Alves & Henning (2010), Fermino *et al.* (2013), Nakabayashi (2014) e Pereira (2015) analisaram a viabilidade de investimentos utilizando o método da simulação de Monte Carlo através de *softwares* computacionais, inclusive em SFCR.

Materiais e Métodos

Neste capítulo será apresentada a metodologia para a estimativa da energia gerada a partir de dados históricos de irradiação da região em estudo, custo do SFCR a ser implantado e também levantamento do custo do kWp instalado. Um modelo utilizando o método de Monte Carlo será apresentado para investigar o comportamento do VPL, TIR e *payback* ao longo do tempo em diferentes modelos de incentivo a geração fotovoltaica, frente à variações da tarifa convencional, custos de implantação e TMA.

3.1 Modelo inicial

Para analisar a viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir de SFCR, esta pesquisa propõe um estudo de caso na modalidade intrínseca, de natureza quantitativa, fazendo levantamento de variáveis para a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede conforme a Resolução Normativa N° 482/2012 e N° 687/2015, considerando a viabilidade econômica através do Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* (tempo de retorno sobre o investimento). Para isso, é realizado também simulações com um modelo de simulação de Monte Carlo como ferramenta auxiliar para tomada de decisão. A figura 3.1 apresenta as etapas de realização dessa pesquisa:

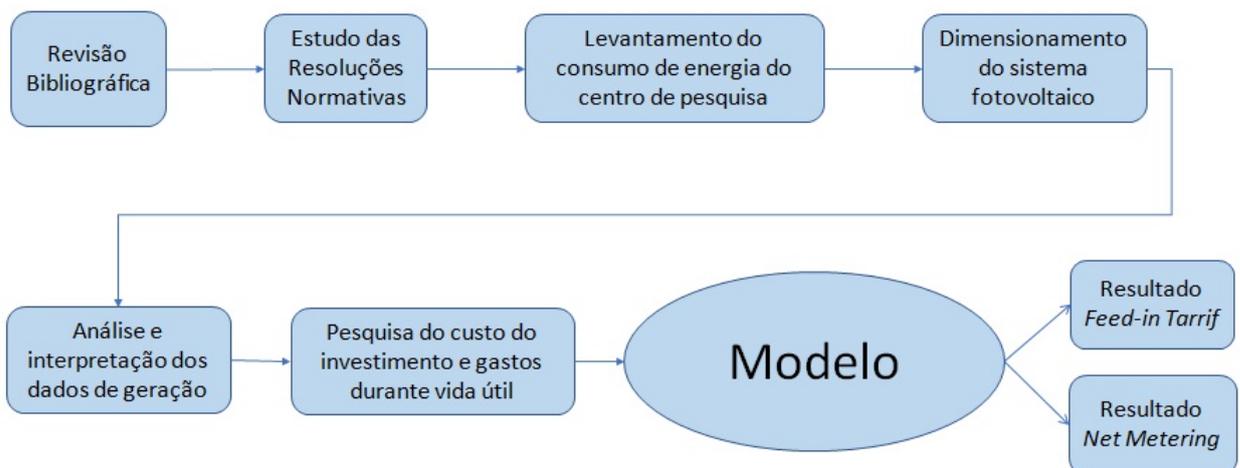


Figura 3.1: Estrutura da pesquisa.

Elaborado pelo autor

Para alcançar o objetivo, inicialmente realizou-se pesquisas em bibliografias relacionadas ao cenário de energia fotovoltaica, buscando breve histórico e os avanços da tecnologia no Brasil assim como o panorama geral da geração de eletricidade no país e suas perspectivas futuras.

Em seguida, a revisão da literatura buscou detalhar fatores que estão relacionados a geração de energia elétrica com módulos fotovoltaicos, através de uma revisão dos conceitos sobre a energia solar, produção de energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico e o funcionamento destes sistemas conectados à rede.

Com o conhecimento adquirido, a etapa seguinte consistiu na realização do estudo de caso, descrevendo o processo de dimensionamento de um sistema e a estimativa da energia gerada validado através do programa *PVSyst* e apresentado o modelo para a análise da implantação de um sistema gerador de energia elétrica conectado à rede nos modelos de tarifação *net metering* e *feed-in tariffs* com diferentes custos de implantação e tarifas de energia paga a distribuidora utilizando principalmente a simulação de Monte Carlo. A próxima seção tem como objetivo apresentar as etapas que compõem o projeto de um sistema fotovoltaico.

1. Levantamento dos dados solarimétricos da região onde será instalado;
2. Definição da localização e instalação do sistema;
3. Conhecer a curva de carga da unidade consumidora;
4. Dimensionamento dos equipamentos de geração fotovoltaica.

3.1.1 Definição do local a ser instalado

Para dar início a um sistema fotovoltaico, tendo em vista o seu posterior dimensionamento e respectivo estudo de viabilidade técnica e financeira, é de grande importância conhecer bem o local da instalação. A visita ao local da instalação permitirá efetuar uma avaliação prévia sobre as condições básicas existentes, que poderão levar desde logo a uma indicação mais ou menos favorável sobre a instalação de um sistema fotovoltaico. Os módulos devem ser orientados para o Norte geográfico e a inclinação deve ser aproximadamente igual à da latitude do local da instalação, com o objetivo de se ter as menores perdas possíveis na conversão da energia solar em elétrica (MELO, 2014).

A figura 3.2 apresenta a vista superior do centro de pesquisa em estudo, local escolhido para a simulação da geração fotovoltaica e seus impactos localizado na cidade de Salvador-Ba.



Figura 3.2: Edificação onde será implantado o sistema fotovoltaico.
Elaborada pelo autor

3.1.2 Levantamento solarimétrico da região

O nordeste do Brasil é uma região que possui um grande potencial para geração de energia fotovoltaica devido a elevada radiação solar presente na região. A figura 3.3 mostra o potencial solar do estado da Bahia, onde os maiores índices estão no concentrados na região centro-oeste do estado.

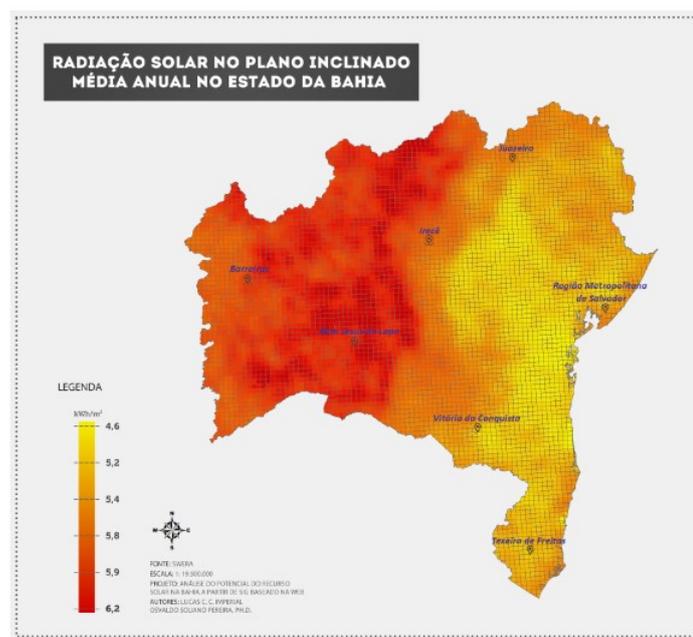


Figura 3.3: Dados da irradiação solar na Bahia.
(IMPERIAL, 2014)

De acordo [Varela \(2007\)](#), [Cronemberger, Caamaño-Martín & Sánchez \(2012\)](#) e o programa Sundata do Cresesb desenvolvido por [Guimarães & Galdino \(2014\)](#), a irradiação solar diária anual na cidade de Salvador é em média $5,27 \text{ kWh /m}^2.\text{dia}$, e para se obter esse valor os painéis devem estar posicionados com um ângulo de inclinação de 13° para o Norte que é o equivalente a latitude do local.

Observamos com mais detalhe o gráfico da figura 3.4, que reuni os dados de irradiação global horizontal em Salvador disponível através de satélites em plataformas abertas como o SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) que é gerenciado pela [UNEP \(2001\)](#), que também reúne informações do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), da NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) e da NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), além dos valores encontrados no Sundata.



Figura 3.4: Gráfico comparativo da irradiação solar diária média da região de Salvador [kWh/m².dia] por diferentes órgãos.

Elaborada pelo autor

A tabela 3.1 apresenta os valores de irradiação solar mensal e anual. Os dados dos satélites internacionais da NASA são considerados de baixa resolução, pois são calculados utilizando as médias para regiões de $100 \text{ por } 100 \text{ km}^2$ de área de extensão. Já os dados do INPE são para uma superfície menor, de $10 \times 10 \text{ km}^2$, e por isso são considerados de alta resolução ([COSTA; SOUZA; SILVA, 2014](#)).

Tabela 3.1: Dados da irradiação global horizontal diária média da região de Salvador [kWh/m².dia].

Elaborado pelo autor

Mês	INPE Alta Resolução	INPE Resolução Moderada	NASA	NREL	SUNDATA
Jan	6,28	6,26	5,86	4,78	6,50
Fev	5,88	5,99	5,72	4,37	6,33
Mar	5,70	5,90	5,28	5,60	5,50
Abr	4,79	5,10	4,61	6,14	4,25
Mai	4,40	4,30	4,10	6,10	3,97
Jun	3,77	3,77	3,66	3,84	3,53
Jul	3,32	4,10	3,89	3,71	4,03
Ago	4,88	4,60	4,27	5,49	5,14
Set	5,50	5,55	4,91	4,11	5,06
Out	6,38	6,05	5,50	5,44	5,67
Nov	6,18	6,20	5,47	5,55	6,53
Dez	6,09	6,19	5,69	5,11	6,75
Média	5,27	5,34	4,92	5,02	5,27

Segundo o departamento de [Fotovoltaica-UFSC \(2015\)](#), todas essas bases de dados utilizam informações de satélites validados por dados de piranômetros utilizados em campo no solo sendo a de maior confiabilidade a irradiação solar da base de dados no INPE em alta resolução que será utilizada no dimensionamento do projeto.

3.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

3.2.1 Escolha dos painéis

De acordo com [Greenpro \(2004\)](#), para se definir o módulo fotovoltaico a ser utilizado, é necessário observar as seguintes informações:

- Tipo do material: monocristalino, policristalino, amorfo, CdTe e CIS e,
- Tipo do módulo: módulo *standard* com ou sem armação, módulo semitransparente, telha fotovoltaica, etc.

O próximo passo é a determinar aproximadamente a potência gerada pelo sistema fotovoltaico através do número de módulos instalados na área disponível. É usualmente

admitido que para se gerar 1 kWp é necessária aproximadamente 8 m² de área disponível considerando um painel monocristalino (GREENPRO, 2004).

Segundo Costa, Souza & Silva (2014), dois critérios principais devem ser levados em consideração na hora de escolher a localização dos módulos: sombreamento e temperatura, pois representam as maiores perdas em sistemas fotovoltaicos. Outro ponto importante na escolha do módulo é o custo x benefício em R\$/Wh ao longo dos 25 anos de operação do sistema fotovoltaico levando em consideração também as perdas do painel fotovoltaico que vão de 0,4% a 0,65% ao longo de sua vida útil (EPE, 2012; SHIMURA *et al.*, 2016). Os painéis fotovoltaicos utilizados na instalação para este estudo de caso possuem 250 W cada, assim para atender a este sistema seriam necessários aproximadamente 20.000 painéis, considerando sua potência pico, para um período médio de insolação com 5,27 horas/dia. Cada módulo ocupa uma área de 1,63 m², assim o sistema precisaria de uma área disponível de no mínimo 32.600 m². A tabela 3.2 detalha os dados técnicos do painel fotovoltaico utilizado no dimensionamento do sistema.

Tabela 3.2: Dados técnicos do painel fotovoltaico.
(PVSYST, 2014)

Grandeza	Valor	Grandeza	Valor
Potência Nominal (W)	250	Coefficiente de temperatura (%/°C)	-0,44
Corrente Máxima (A)	8,15	Tensão Máxima (V)	30,7
Corrente circuito aberto (A)	8,63	Tensão de circuito aberto (V)	37,4
Eficiência (η)	15,36%	Área ocupada (m ²)	1,63

3.2.2 Escolha dos inversores

Os primeiros sistemas fotovoltaicos possuíam, geralmente, apenas um inversor central. Atualmente, devido ao aumento da potência das respectivas instalações, nem sempre é aplicável esta solução. Segundo Fotovoltaica-UFSC (2015), para a escolha do inversor deve-se verificar no catálogo do equipamento as seguintes informações:

- A potência nominal do inversor;
- A tensão de entrada do inversor;
- Coeficientes de temperatura do modulo fotovoltaica;
- Verificar a temperatura do painel fotovoltaico (verão e inverno).

A escolha do inversor geralmente é feita com uma potência ligeiramente menor do que a

potência do gerador fotovoltaico. A relação seguinte determina a escolha da melhor faixa de potência de operação entre o inversor e o gerador fotovoltaico (WEISS, 2007 apud MELO, 2014):

$$0,9 \times P_{FV} < P_{invcc} < 1,1 \times P_{FV} \quad (3.1)$$

Portanto, para que os inversores operem com a máxima eficiência (>90%), mesmo em baixos níveis de irradiância, recomenda-se que sejam dimensionados em 90% da potência de geração nominal, isto é, a potência do inversor P_{invcc} deve ser ligeiramente menor que a potência instalada de pico do sistema fotovoltaico. A tabela 3.3 detalha os dados técnicos do inversor utilizado no dimensionamento do sistema.

Tabela 3.3: Dados técnicos do inversor
(PVSYST, 2014)

Grandeza	Valor	Grandeza	Valor
Tensão Máxima Suportada (V)	1000	Potência Nominal AC (kW)	450
Mínima Tensão de Operação (V)	450	Potência Máxima AC (kW)	495
Tensão Nominal de Operação (V)	563	Corrente Nominal AC (A)	965
Máxima Eficiência (η)	98,2%	Corrente Máxima AC (A)	1062

3.2.3 Custo geral do projeto

A seleção dos módulos fotovoltaicos e dos inversores deve ser feita após a análise de preços entre os fabricantes, já que esses dois componentes são responsáveis geralmente por 60% a 70% do investimento total do sistema fotovoltaico. Os custos de geração fotovoltaica têm diminuído de forma constante com o desenvolvimento tecnológico contínuo e a expansão do mercado apoiado por vigorosas iniciativas de programas governamentais.

De acordo com a Wang *et al.* (2011), EPE (2012), Melo (2014) e Rosa, Gasparin & Mohlecke (2015), o custo de investimento em sistemas fotovoltaicos pode ser decomposto em três itens principais: os painéis fotovoltaicos, o inversor de linha e o “*Balance of the System - BoS*”, que engloba as estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares e de proteção, cabos e conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação e montagem.

A Figura 3.5 mostra a divisão dos custos de um projeto fotovoltaico:



Figura 3.5: Divisão dos custos de um projeto fotovoltaico (MELO, 2014)

Lacchini & Santos (2013) e Apolonio (2014) demonstraram em pesquisas que os preços dos módulos em diferentes fornecedores apresentaram uma redução considerável dependendo da quantidade comprada.

Dados divulgados pela EPE (2014b) mostram que a taxa de variação do custo para a energia fotovoltaica pode variar entre 15% e 22%, adotando como base 18%. Isto significa que a cada vez que a produção acumulada dobra, os custos reduzem em 18%. Estima-se também que entre 2010 e 2020 haverá uma redução de mais de 40% do custo de instalação dos sistemas fotovoltaicos conforme mostram as tabelas 3.4 e 3.5.

Tabela 3.4: Perspectiva internacional de longo prazo para queda dos custos de instalação dos sistemas FV (USD/kWp).

(EPE, 2014b)

	Custo do sistema(USD/kWp)			2010-2020		2020-2030	
	2010	2020	2030	Δ Custo de instalação	Decréscimo % a.a.	Δ Custo de instalação	Decréscimo % a.a.
Residencial	3.800	1.950	1400	-48,7%	6,45%	-28,2%	3,3%
Comercial	3.400	1.825	1300	-46,3%	6,03%	-28,8%	3,3%
Planta Centralizada	3.100	1.400	1100	-54,8%	7,64%	-21,4%	2,4%

Tabela 3.5: Trajetória de redução de custos (R\$/kWp).

(EPE, 2014b)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (R\$/Wp)	7,7	7,2	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,8	4,5	4,4	4,2	4,1
Comercial (R\$/Wp)	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	3,9	3,8

A [Enova Solar \(2016\)](#) apresenta na figura 3.6 a média nacional dos custos para sistemas fotovoltaicos de 2 a 100 kWp baseados em pesquisa realizada no setor fotovoltaico entre os dias 02 e 09 de maio de 2016.



Figura 3.6: Média nacional do custo unitário
([ENOVA SOLAR, 2016](#))

3.3 Estimativa da energia produzida pelo SFCR

A produtividade, expressa em Wh/Wp/ano, resulta em um fator de capacidade que é parâmetro básico para análise da competitividade da geração solar fotovoltaica. Depende do índice de irradiação solar, da localização, e da área disponível.

Segundo [Alfaia \(2012\)](#), [Melo \(2014\)](#) e [Apolonio \(2014\)](#), a energia idealmente produzida pelo gerador fotovoltaico (E_{ideal}), é o resultado do produto entre o número de horas de sol equivalente (H_{eq}) obtido pela relação entre a irradiação diária média pela irradiância nominal sob as CTP, a área da superfície do gerador fotovoltaico (A_{FV}) e a eficiência dos módulos fotovoltaicos (η).

$$E_{ideal} = A_{FV} \times H_{eq} \times \eta \times 1000W/m^2 \quad (3.2)$$

É possível também utilizar um diagrama de irradiação solar para determinar a irradiação anual que incide em cada unidade de área a partir da orientação e inclinação do módulo (I_{rr}). O valor assim calculado é multiplicado pela área total da superfície do gerador (A_{FV}), resultando na irradiação anual total que é coletada pelo gerador fotovoltaico ([GREENPRO, 2004](#); [MELO, 2014](#)):

$$E_{FV} = Irr \times A_{FV} \times 365 \quad (3.3)$$

Segundo a [CBIC \(2016\)](#), outra forma de estimar a energia produzida é através do fator de capacidade do local e a potência total instalada em kWp conforme a seguinte equação:

$$E_{AC} = FC \times 8760[h] \times P_{FV} \quad (3.4)$$

Sendo, E_{AC} a energia produzida anual [kWh], P_{FV} a potência instalada total [kWp], e FC o fator de capacidade local.

Já [Pinto, Amaral & Janissek \(2016\)](#) em seu trabalho calcula a geração de energia elétrica utilizando a seguinte equação abaixo:

$$Q \times (NP \times \eta) \times GHI \times L \times T \quad (3.5)$$

Q = Número de painéis;

NP = Potência máxima do painel (W);

η = Rendimento dos módulos;

GHI = Irradiação Horizontal Global (kWh/ m^2 .dia);

L = Perdas do painel (Padrão 0.4% nos 15 primeiros anos);

T = Período de tempo (dias).

[Reis \(2011\)](#) define as seguintes equações para a potência gerada e energia em um sistema fotovoltaico:

$$P_s(t) = \eta \times A \times R_s(t) \quad (3.6)$$

$P_s(t)$ = Potência gerada;

η = Rendimento total do sistema;

A = Área do painel solar;

$R_s(t)$ = Radiação solar incidente, em função do tempo.

$$E_g = PR \times FC \times 8760 \text{ h/ano} \quad (3.7)$$

E_g = Energia gerada ao ano;

PR = Performace Ratio;

FC = Fator de capacidade (30%).

Uma outra forma de estimar a energia gerada está descrito por [Rodríguez \(2002\)](#) e [Benedito \(2009\)](#) como:

$$E_{AC} = P_{NOM} \times \frac{G_{daeff}}{G} \times FS \times PR \quad (3.8)$$

- EAC = Energia produzida por um SFCR ao ano;
 P_{NOM} = Potência nominal instalada ou potência máxima entregue pelo gerador fotovoltaico nas condições padrão de teste (STC);
 G_{daeff} = Irradiação anual efetiva que incide sobre a superfície do gerador (kWh/m²);
 G = Irradiância de 1.000 W/m², que é justo o valor em que se determina a potência nominal das células e geradores fotovoltaicos.;
 FS = Fator que expressa as perdas por sombreamento;
 PR = *Performance Ratio* (coeficiente de desempenho).

Para calcula a potência necessária para alcançar determinada quantidade de energia, temos a seguinte expressão ([FOTOVOLTAICA-UFSC, 2015](#)):

$$P_{pico} = \frac{E \times P_{sol}}{GHI \times PR} \quad (3.9)$$

- P_{pico} = Potência pico do painel fotovoltaico (kWp);
 E = Energia consumida mensalmente pelas cargas (kWh/mês);
 P_{sol} = Irradiância de referência (kW/m²);
 GHI = Irradiância diária no plano dos módulos (kWh/m².dia);
 PR = *Performance Ratio* (coeficiente de desempenho).

Segundo [Reis \(2011\)](#), é atribuído 1 kW/m² para a irradiância de referencia considerando condições de céu claro sem nuvens, ao meio dia e localizado ao nível do mar, 1,05 kW/m² a 1000 metros de altura e 1,1 kW/m² em regiões montanhosas.

A *performance ratio* (PR) é uma a relação entre o desempenho teórico do sistema fotovoltaico relacionado com o desempenho real dele. Fatores como altas temperaturas, desvio da potência nominal, sujeira dos painéis, efeito *mismatching*, perdas ohmicas, sombreamento e eficiência do inversor podem afetar o desempenho do sistema fotovoltaico. Para a região do Brasil, a *performace ratio* está situada entre 75% e 80% ([SILVA; MOISÉS, 2016](#); [FOTOVOLTAICA-UFSC, 2015](#); [COSTA; SOUZA; SILVA, 2014](#); [JUNIOR, 2005](#)).

A forma mais generalizada de obter uma previsão da energia gerada anualmente pelo sistema fotovoltaico, é através de programas de simulação como o [PVsyst \(2014\)](#) onde é possível escolher a potência desejada ou área disponível para instalação, além de selecionar módulos fotovoltaicos e inversores existentes no banco de dados do software para serem

simulados no projeto. Após definir o arranjo dos painéis fotovoltaicos, é possível observar a curva $I \times V$ do painel fotovoltaico, juntamente com o valor de MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), tensão, potência e limites de corrente do inversor, comportamento do sistema durante o ano, entre outros (GREENPRO, 2004).

As fórmulas matemáticas adotadas para dimensionar o projeto fotovoltaico no capítulo 4 foram as equações 3.8 e 3.9 desconsiderando qualquer tipo de sombreamento.

3.4 Validação da energia gerada através do PVsyst

O PVSYST é sem dúvida o programa de simulação mais completo e popular para sistemas fotovoltaicos, sendo de uso genérico e não estando vinculado aos fabricantes de inversores. O programa é comercializado pela *PVSYST SA* da Suíça, cuja especialidade é o desenvolvimento e distribuição de softwares comerciais para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ou isolados, com várias funcionalidades e ferramentas, tais como: simulação de produção de eletricidade, avaliação econômica, pré-dimensionamentos, efeitos de sombreamentos, importação de dados meteorológicos e outras facilidades (JUNIOR, 2005).

Foram inseridos no software os dados de coordenadas geográficas e dados meteorológicos de irradiação e temperatura do INPE da cidade de Salvador conforme a tabela 3.1. É possível também definir a inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos com o objetivo de representar o mais fiel possível a simulação como mostra a figura 3.7

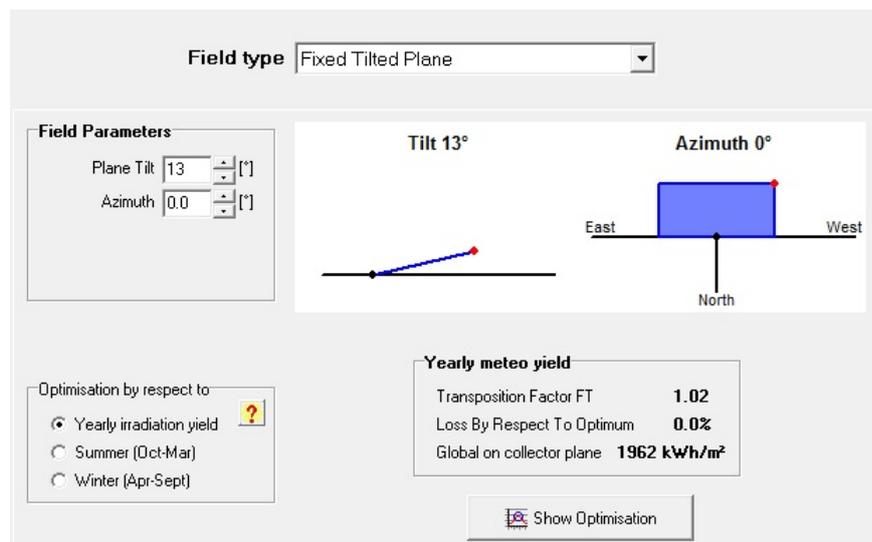


Figura 3.7: Inclinação e orientação para simulação (PVSYST, 2016)

Outro ponto importante é a quantidade de horas de sol por dia que incide no *array* que pode ser observado na figura abaixo, onde a região percorrida pelo arco corresponde

ao percurso do sol ao longo do dia e abaixo das linhas laterais é a região onde não há irradiação solar sobre os painéis devido a sua inclinação.

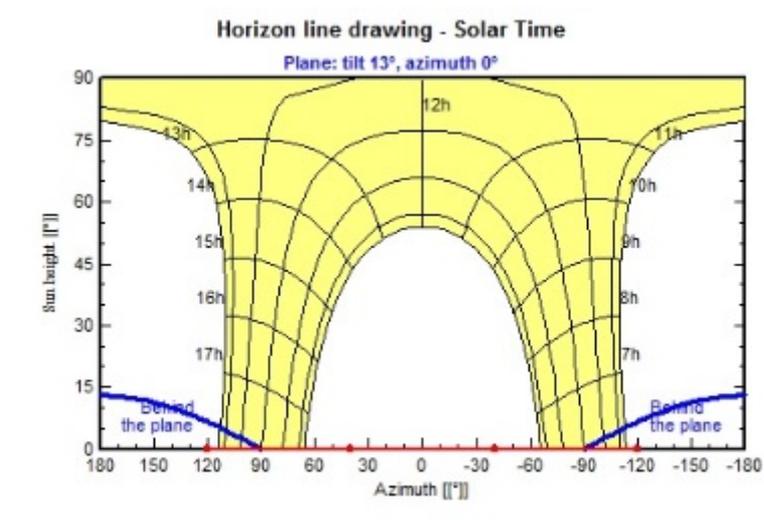


Figura 3.8: Percurso do sol e região sem incidência solar nos módulos (PVSYST, 2016)

Após a simulação foi observada uma diferença de aproximadamente 1% entre os valores de geração anual de energia simulada no PVsyst e a estimativa calculada através da equação 3.8. Os resultados durante todo o ano estão comparados no gráfico da figura 3.9.

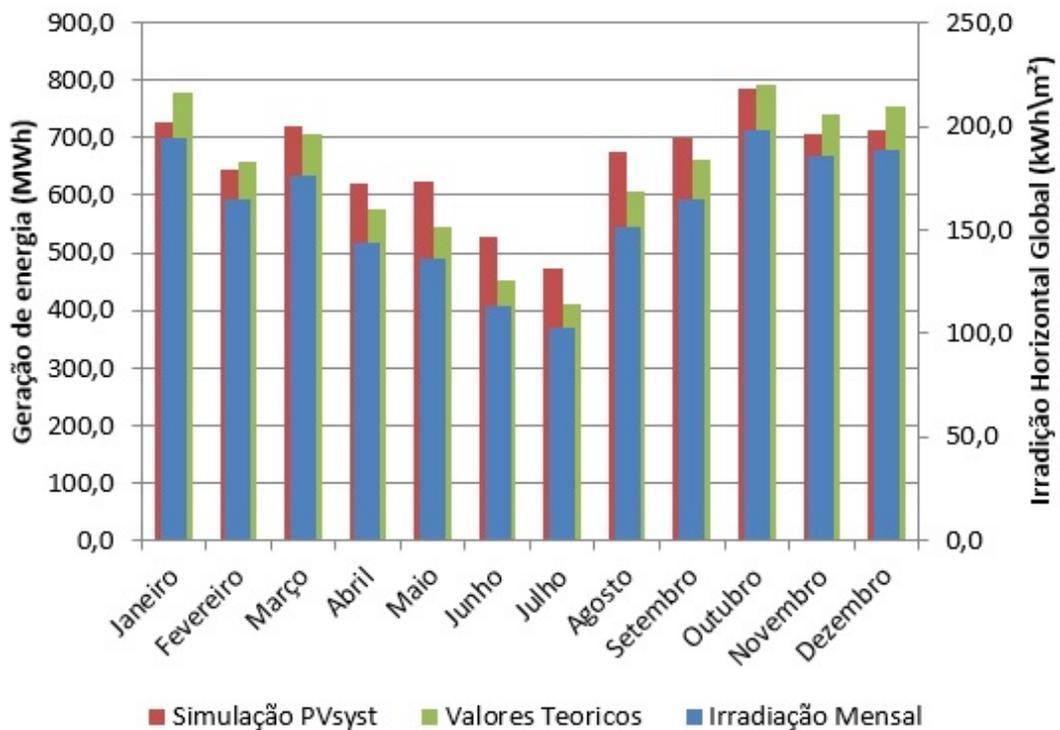


Figura 3.9: Comparação da energia gerada entre os resultados do PVsyst e valores calculados. Elaborado pelo autor

3.5 Determinação do custo da energia gerada pelo SFCR

Rodríguez (2002), Torres (2012), Melo (2014), e Secundes (2015) explicam que para se avaliar o custo da energia fotovoltaica, deve-se usar a definição de fator de capacidade (FC), que determina a quantidade de energia que o sistema pode produzir em um determinado período de tempo em razão da energia que esse mesmo sistema seria capaz de gerar se operasse com sua potência nominal durante esse período. Para uma análise anual, o FC é determinado através da equação seguinte:

$$FC = \frac{E_{AC}}{P_{NOMINAL} \times 8760h} \quad (3.10)$$

FC = Fator de capacidade;

EAC = Energia anual produzida pelo sistema calculada segundo a subseção 3.3;

P_{NOMINAL} = Potência nominal instalada ou potência máxima entregue pelo gerador fotovoltaico nas condições padrão de teste (STC).

De posse do valor do fator de capacidade, o custo da energia produzida pelo sistema fotovoltaico pode ser calculada conforme a equação (RODRÍGUEZ, 2002; BENEDITO, 2009):

$$C = \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + O\&M \right] \times \frac{Inv}{87,6 \times FC} \quad (3.11)$$

C = Custo de geração, em centavos de R\$/kWh;

r = Taxa anual de desconto (%);

n = Vida útil do sistema em anos;

O&M = Porcentagem do capital inicial necessário por ano para operação e manutenção;

Inv = Investimento inicial em R\$/kWp;

FC = Fator de capacidade.

Para consumidores residenciais e comerciais, Holdermann, Kissel & Beigel (2014) utilizaram a seguinte equação para representar os custos e receitas de um sistema fotovoltaico instalado no Brasil conforme a Resolução Normativa N° 482/2012:

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(1-t\alpha)G_1(1+\beta)^t T_1 - O\&M_t}{(1+i)^t} + \frac{L}{(1+i)^n} \quad (3.12)$$

K_0	=	Valor presente líquido (R\$);
I_0	=	Investimento (R\$);
α	=	Perda de eficiência anual (%);
G_1	=	Geração do sistema fotovoltaico no primeiro ano de operação (kWh/ano);
β	=	Taxa de variação anual da tarifa de eletricidade (%);
T_1	=	Tarifa de eletricidade (R\$/kWh);
OM	=	Custo de manutenção e operação anual (R\$);
L	=	Liquidação (R\$);
γ	=	Porcentagem anual dos custos de O&M, dependendo de I_0 (%);
i	=	Taxa de desconto (%);
n	=	Tempo mínimo de vida útil do sistema fotovoltaico (%);
t	=	Tempo (ano);

3.6 Tarifa de energia elétrica

De acordo com [Apolonio \(2014\)](#), todo o cálculo de viabilidade se baseia em alguns fatores para determinação de taxas de juros e reajustes a serem utilizados. Um importante fator para os sistemas fotovoltaicos é o preço da tarifa de energia, que através da definição do aumento dessa variável, pode-se estimar futuramente qual será o preço da mesma. Os consumidores atendidos em média e alta tensão no Brasil são obrigados a contratar uma demanda de potência e o tipo de consumo energético, podendo o consumidor escolher um dos modelos do sistema horo-sazonal: o modelo horo-sazonal Azul e o modelo horo-sazonal Verde. O mercado de energia elétrica possui um comportamento de consumo energético característico ao longo do dia, influenciado pelos hábitos das várias classes de consumo que compõe o mercado ([BRAUN; ZOMER; RÜTHER, 2011](#)). Para o consumidor classificado dentro do grupo A, é diferente utilizar energia elétrica durante o dia ou pela noite, podendo diferenciar também o consumo no verão ou no mês de julho. Os horários compreendidos entre 17 e 22h, excluindo finais de semana e feriados nacionais, possuem maior carregamento na rede e esse período é denominado horário de Ponta, podendo variar entre as concessionárias. No caso da COELBA, tal horário está inserido das 18 hrs às 21 hrs. O período restante é denominado horário Fora de Ponta. A atratividade econômica da micro e minigeração está intrinsecamente relacionada às tarifas de energia elétrica convencional, já que o benefício, do ponto de vista financeiro, para o micro/minigerador é o custo evitado com a compra de energia elétrica convencional. Quanto maior o preço que o consumidor paga pela energia elétrica mais atrativo se torna gerar a própria energia. A [Figura 3.10](#) mostra a evolução do preço da energia elétrica no Brasil.

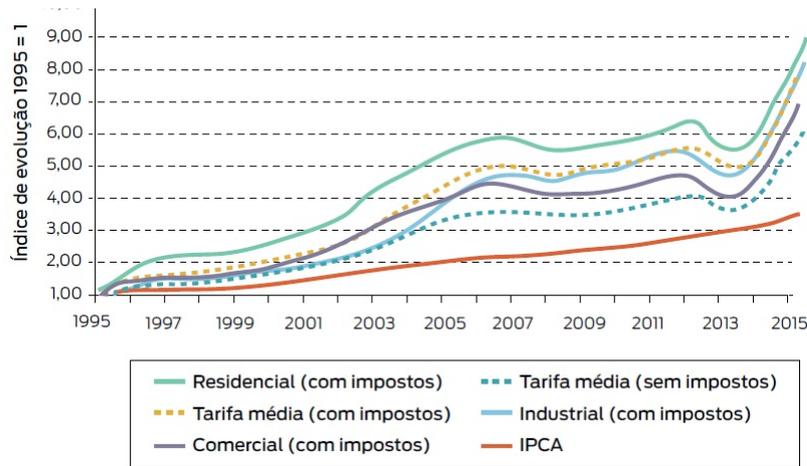


Figura 3.10: Evolução do preço das tarifas de energia elétrica no Brasil.
(NAKABAYASHI, 2014)

Nas simulações serão utilizadas as tarifas aplicadas pela distribuidora de energia do estado da Bahia, que atende ao centro de pesquisa enquadrado como comercial A4 Horo-sazonal Verde. Os valores cobrados pela distribuidora estão descritos na tabela 3.6:

Tabela 3.6: Tabela de tarifa e preço final de energia elétrica de dezembro/2016 para consumidores horo-sazonal - Verde A4 (2,3 a 25 kV).

(COELBA, 2016)

Descrição	Tarifa	ICMS	PIS/COFINS	PREÇO FINAL
kWh NP	1,461650	27%	5,60%	2,16862017
kWh FP	0,238940	27%	5,60%	0,35451038
kVArh	0,21420	27%	5,60%	0,31780415
kW / kVAr	16,01000	27%	5,60%	23,75370919
kW Ultrapassagem	32,02000	27%	5,60%	47,50741839

O preço do watt-pico instalado (R\$/kWp) e as tarifas de energia (R\$/kWh) da área de concessão onde se instalará o sistema de geração são variáveis fundamentais na análise de viabilidade (CBIC, 2016).

As estimativas da IEA (2014) apontam uma redução de 50% no custo de investimento entre 2015 e 2030. De 2030 a 2050 projeta-se uma queda de 30% no custo de investimento. A figura 3.11 mostra a projeção dos custos da energia fotovoltaica ao longo dos próximos anos.

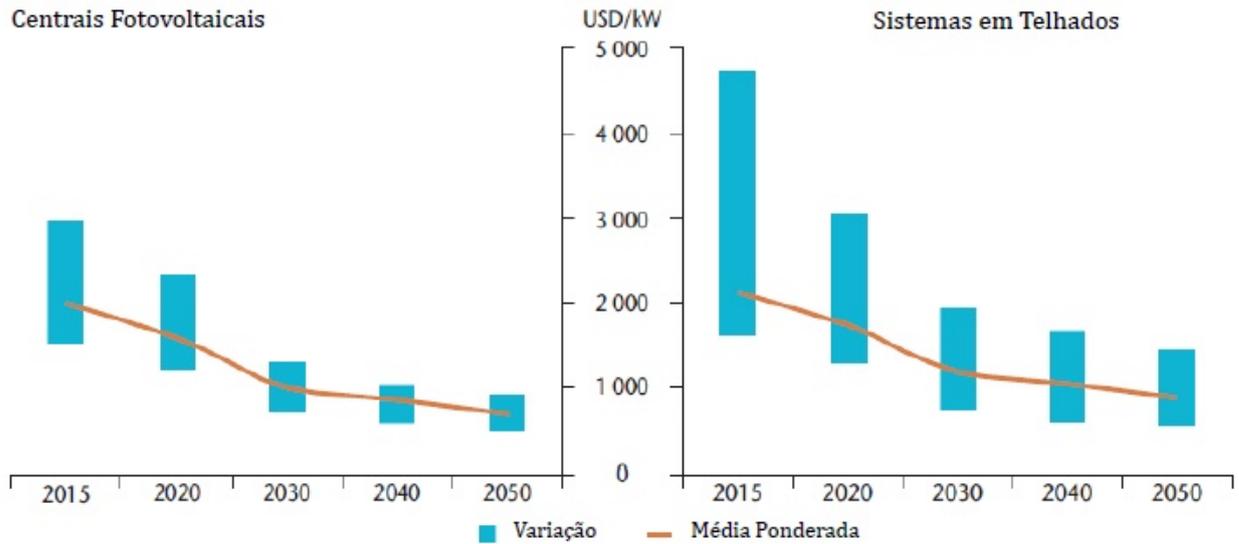


Figura 3.11: Queda de preço da energia solar ao longo dos anos.
(TOLMASQUIM, 2015)

Na composição do R\$/Wp instalado estão incluídos todos os requisitos para funcionamento do sistema, como projeto, equipamentos, eventuais licenças e instalação, operação e manutenção. Assim, o R\$/Wp multiplicado pela potência instalada representa o investimento a ser feito pelo centro de pesquisa.

3.7 Modelo de análise da viabilidade econômica

Para Apolonio (2014), a análise de viabilidade econômica de um projeto é uma etapa fundamental para qualquer segmento de mercado. Toda pessoa, empresa ou organização pode avaliar a lucratividade do investimento, a melhor maneira de se fazê-lo, o tempo de retorno e outros fatores que colaboram para a concretização ou abandono do investimento. Segundo a Alfaia (2012) e CBIC (2016), o custo de um projeto pode ser avaliado, em função de seu tamanho e características por distintos métodos de avaliação, definido de acordo com os interesses e objetivos do investidor, seja ele público ou privado.

Sob a perspectiva financeira, um SFCR nada mais é do que uma forma de vender energia para a rede de distribuição. É verdade que pelo modelo da medição líquida, não há compensação financeira direta para a energia injetada na rede, no entanto, pode ser considerada uma entrada de caixa (sob a conversão do valor equivalente do consumo) a energia que deixa de ser consumida da rede em razão da produção interna pelo sistema fotovoltaico.

3.7.1 Ferramentas econômicas

Uma das metodologias utilizadas neste trabalho foi a do fluxo de caixa descontado, utilizando as seguintes ferramentas definidas por [Bruni, Famá & Siqueira \(1998\)](#), [Spagnol \(2002\)](#), [Oliveira \(2008\)](#), [Souza \(2010\)](#), [Landeira \(2013\)](#), [Apolonio \(2014\)](#), [Rabuske, Friedrich & Fontoura \(2016\)](#), e [Nardy \(2017\)](#):

- Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que representa a taxa mínima que um investidor está disposto a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar ao fazer um financiamento, sendo influenciada pelo custo de oportunidade, o risco do negócio e a liquidez do negócio. O custo de oportunidade é a remuneração oferecida por um ganho alternativo, a exemplo a remuneração da caderneta de poupança. O risco do negócio, uma vez que o ganho deve remunerar o risco inerente à nova ação. A liquidez que pode ser descrita como a facilidade, a velocidade de mudar de posição no mercado para assumir outra.
- Valor Presente Líquido (VPL) que traduz a melhor relação entre os investimentos e as receitas esperadas, utilizando-se a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ou seja, ele mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. Para o cálculo do VPL, temos:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad (3.13)$$

onde:

I_0 representa o investimento inicial no empreendimento;

S representa o saldo operacional de caixa, do período 0 até o período n ;

i é a taxa de desconto requerida pelo risco do negócio;

t é o período ou intervalo de análise.

Em relação ao VPL no modelo proposto, adotou-se as seguintes premissas para a tomada de decisão:

1. Se o $VPL > 0$ ($TIR > i$), o que indica que o valor atualizado dos recebimentos é maior que o investimento inicial, logo deve-se aceitar o projeto do empreendimento.
2. Se o $VPL < 0$ ($TIR < i$), o que indica que o valor atualizado dos recebimentos é menor que o investimento inicial, logo deve-se rejeitar o projeto do empreendimento.
3. Se o $VPL = 0$ ($TIR = i$), o que indica que o valor atualizado dos recebimentos é igual ao valor do investimento inicial, logo à escolha entre aceitar ou rejeitar o projeto é indiferente para esse trabalho.

- Taxa Interna de Retorno (TIR) de um investimento é uma taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial. Em outras palavras, é uma taxa na qual o valor atual das entradas seja igual ao valor atual das saídas. Seu valor é obtido através do método polinomial de aproximações sucessivas. Como ferramentas de análise, a taxa interna de retorno deve ser comparada à taxa de desconto requerida pelo risco do negócio, desta forma quanto maior ela for, maior é a remuneração do investimento (NARDY, 2017). Para o cálculo da TIR, temos:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1 + tir)^t} \quad (3.14)$$

onde:

I_0 representa o investimento inicial no empreendimento;

S representa o saldo operacional de caixa, do período 0 até o período n ;

t é o período ou intervalo de análise.

A TIR do investimento pode ser (FERMINO *et al.*, 2013):

1. Maior do que a TMA, representando que o investimento é economicamente atrativo;
 2. Igual a TMA, representando que o investimento está economicamente em uma situação de indiferença;
 3. Menor do que a TMA, representando que o investimento não é economicamente atrativo para o investidor;
- *Payback* Descontado (PD) é o número de períodos de tempo necessários para recuperar o investimento inicial, chamado de período de recuperação de investimento. Diferente do *payback* simples, ele considera o valor do dinheiro no tempo, pois, utiliza uma taxa de desconto para verificar o número exato de períodos, em que o projeto recupera o valor inicial investido, normalmente, essa taxa de desconto usada é a taxa mínima de atratividade (TMA). Nesta pesquisa, o *payback* será considerado aceitável se o tempo de retorno for consideravelmente inferior a vida útil do sistema.

$$PAYBACK = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Ganho no Perodo}} \quad (3.15)$$

O gráfico abaixo apresenta o tempo de retorno do investimento dos sistemas de 8 kWp e 75 kWp divulgado pela [Enova Solar \(2016\)](#) para as capitais brasileiras.

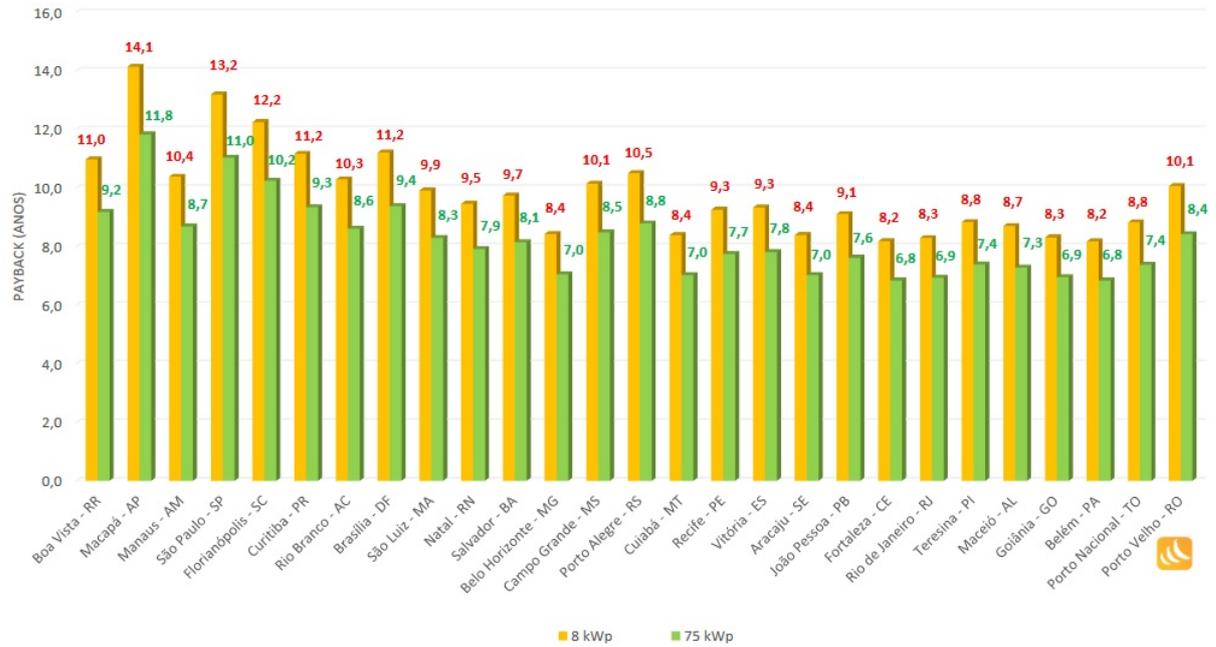


Figura 3.12: Payback em diferentes capitais brasileiras
([ENOVA SOLAR, 2016](#))

Com estes indicadores, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback*, é possível determinar uma referência técnica e realizar a análise da viabilidade da instalação do SFCR sob qualquer cenário, levando em consideração especificidade associada às variáveis relevantes, a exemplo da localização, custo do investimento, preço de fornecimento local, taxa de desconto, sobre as medidas da viabilidade do projeto. Para a construção dos cenários de decisões de investimento por parte do centro de pesquisa, é preciso analisar a taxa de adesão à implementação de geração distribuída. Esta taxa de adesão, considera fatores que são preponderantes na implementação das fontes alternativas como custo dos equipamentos fotovoltaicos e nível de rendimento dos equipamentos ao longo da vida útil, preço dos leilões de energia de fonte solar, linhas de financiamento específicas para este empreendimento, *payback* e condições tarifárias subsidiadas pelo governo.

Em decorrência, o método do Valor Presente Líquido prevê o cálculo do fluxo de caixa sujeito a reajustes e significa que os valores deverão ser corrigidos monetariamente, por uma taxa determinada quando da época de pagamento ou recebimento do retorno do capital investido. Em relação à Taxa Interna de Retorno, salienta-se que atende ao critério de ser melhor que a Taxa Mínima de Atratividade tolerada para estes investimentos, que foi estabelecido nesta pesquisa em 7% ao ano e que considera um ganho mínimo, caso pudesse optar por outra alternativa de investimento tradicional, tal como a poupança, obtendo um ganho mensal superior, de forma a justificar a aplicabilidade e o retorno financeiros mensurados no fluxo financeiro para o tipo de investimento em painéis e equipamentos fotovoltaicos assim como foi feito por [Carvalho \(2014\)](#).

Nesse trabalho, a atratividade do investimento será constatada se:

- o valor do custo de geração, expresso em R\$/kWh, for menor ou igual ao valor da tarifa praticada para a unidade consumidora pela distribuidora;
- o VPL for positivo;
- a TIR for igual ou superior ao custo de oportunidade de capital ou taxa de desconto adotada;
- o tempo de retorno do investimento (*payback*) for consideravelmente menor que a vida útil do SFCR.

3.7.2 Fluxo de caixa

O projeto é analisado com base no consumidor de energia elétrica, que neste caso, além de consumir também gera energia elétrica. Serão avaliados os fluxos de caixa nos cenários *net metering* e *feed-in tariff* (FiT) que serão detalhados nas sessões seguintes. O investimento é o valor financeiro inicial necessário para a implantação do sistema fotovoltaico conectado à rede, a receita é o custo evitado oriundo da economia na fatura de energia, O&M representa as despesas de operação e manutenção do sistema instalado que neste trabalho já estão inclusos no investimento e impostos representa os tributos já abordados no trabalho.

Após a definição do fluxo de caixa padrão para o projeto a ser avaliado, conclui-se que a viabilidade econômico-financeira da energia fotovoltaica depende das condições a seguir (NAKABAYASHI, 2014):

1. investimento necessário para a instalação do sistema;
2. energia gerada pelo sistema durante a vida útil;
3. tarifa e impostos sobre a energia elétrica convencional;
4. energia injetada na rede elétrica da distribuidora, curva de carga e percentual de autoconsumo.

Ao final fica entendido que o modelo econômico proposto leva em consideração o investimento inicial para instalação do SFCR, custos de O&M, aumento da tarifa de energia, como também aspectos técnicos relacionados à SFCR, como por exemplo, a degradação dos painéis durante a vida útil. Utilizou-se o *software Excel* para a implementação do modelo proposto, por ser a ferramenta de cálculo mais acessível aos interessados em analisar

seu próprio projeto, além das funções de matemática financeira estarem disponíveis e o programa dispor de uma interface bem amigável e conhecida pela maioria dos usuários.

3.8 Simulação e Modelagem

A Simulação é uma prática que permite a reprodução de um sistema real por meio da criação de um modelo matemático. Sua utilização está presente em diversos setores da engenharia, principalmente devido a evolução da informática, que propiciou softwares de baixo custo e fácil uso, seja pelo aprimoramento da interface, ou pelo aumento de desempenho ao efetuar cálculos (OLIVEIRA; ALMEIDA; REBELATTO, 2009). Já um modelo matemático deveria ser analisado a fim de se determinar como ele poderia ser utilizado na captação de respostas as perguntas de interesse em relação ao sistema que supostamente representa. Se o modelo é bastante simples, é possível trabalhar com suas relações e quantidades para buscar uma solução analítica. Se esta solução para um modelo matemático é viável e computacionalmente eficaz, esta é, na maioria das vezes, a abordagem mais adequada. Entretanto, muitos sistemas possuem alta complexidade, dificultando qualquer possibilidade de soluções deste tipo. Assim, o modelo deve ser analisado através da simulação, ou seja, numericamente experimentado para as entradas em questão, com a finalidade de determinar como elas afetam as saídas e as medidas de desempenho do sistema (GAVIRA, 2010).

A figura 3.13 ilustra algumas das diferentes formas para se estudar um sistema:

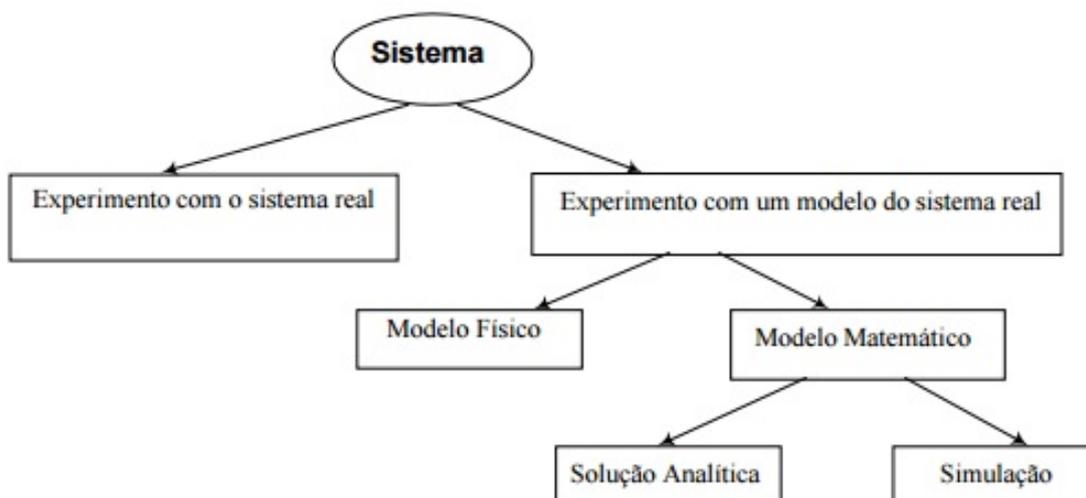


Figura 3.13: Formas de estudo de um sistema.
(LAW; KELTON, 2000)

Após a decisão de se utilizar a simulação para se estudar um modelo matemático, é

necessário agora examinar algumas particularidades para esse fim. A figura 3.14 mostra uma noção dos conceitos empregados em modelagem.

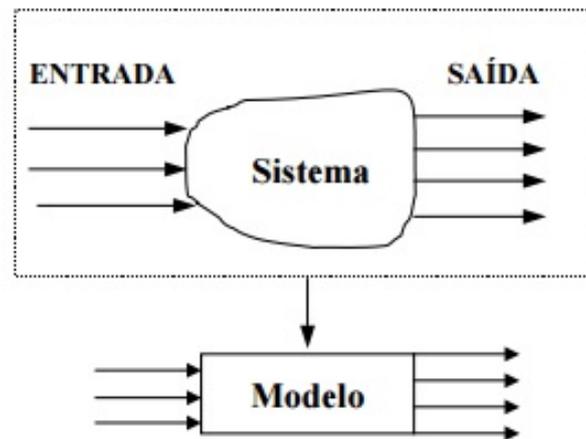


Figura 3.14: Demonstração de uma simples modelagem.
(GAVIRA, 2010)

Neste trabalho, o sistema seria a representação de todo o investimento realizado na implantação do SFCR, além de todas as receitas e custos que ocorrerem durante a vida útil que irão impactar no êxito do investimento. Porém, devido a eventos futuros, não é possível saber exatamente o resultado econômico do sistema uma vez que não está definido com exatidão os custos e receitas ao longo do projeto.

Assim, o intuito de simular este problema está relacionado ao desenvolvimento de um modelo matemático, utilizando a simulação de valores para o cálculo do fluxo de caixa experimentando variações, que mostram alterações que irão ocorrer com os recursos de entrada e saída de capital ao longo do projeto. De maneira geral, segundo Gavira (2010), o objetivo de quem realiza uma modelagem é decidir quais elementos do sistema incluir no modelo e, com isso, instituir suas fronteiras e nível de detalhamento.

3.8.1 Modelo estocástico

Um modelo estocástico é definido como um modelo que possui pelo menos uma variável de entrada aleatória. Um exemplo de tal modelo seria a simulação do funcionamento de uma agência bancária, onde as variáveis aleatórias seriam o intervalo de chegada de clientes e a duração dos serviços prestados.

3.8.2 A Simulação de Monte Carlo

Com a simulação é possível realizar atividades com o objetivo de adquirir capacidade de identificar, formular e solucionar problemas relacionados às atividades de projeto, operação e gerenciamento do trabalho e de sistemas de produção de bens e/ou serviços (GAVIRA, 2010). Porém devido a oscilações de fluxo de caixa provocadas por fatores de risco, como por exemplo custo do kWh, energia consumida entre outras despesas, a utilização da matemática convencional seria muito complexa dificultando a tomada de decisão.

Graças a evolução computacional dos últimos vinte anos que contribuiu para o barateamento de recursos computacionais e a expansão de programas e linguagens de simulação, aliada também às crises financeiras internacionais, ocorreu a popularização da simulação de Monte Carlo que permite utilizar números aleatórios que estão associados a distribuições de probabilidades pré-definidas, resultando em aproximações para as distribuições de probabilidade dos parâmetros que estão sendo analisados, utilizando para isto, ferramentas de apoio e softwares computacionais como é o caso do *Microsoft Excel* (SPAGNOL, 2002; OLIVEIRA, 2008; OLIVEIRA; ALMEIDA; REBELATTO, 2009; NAKABAYASHI, 2014).

São realizadas diversas simulações, resultando em cada uma dessas simulações valores aleatórios para o conjunto de variáveis de entrada e parâmetros do modelo que estão passíveis à incerteza. A partir daí, o conjunto gerado com as simulações poderá ser analisados estatisticamente e oferecer respostas em termos de probabilidade (BRUNI; FAMÁ; SIQUEIRA, 1998). Segundo Oliveira (2008), a simulação de Monte Carlo é muito utilizada na avaliação de investimentos como suporte para análise de riscos e incertezas.

O grande problema de se utilizar a simulação de Monte Carlo na análise de riscos de investimentos está relacionado com a identificação do tipo de distribuição de probabilidade que melhor representa a população original, bem como a definição de seus parâmetros (SPAGNOL, 2002).

3.8.3 Aplicação da Simulação de Monte Carlo no modelo econômico

No caso de análise de investimento desta pesquisa, o método de Monte Carlo tem o objetivo de gerar números continuamente e de forma aleatória respeitando uma distribuição de probabilidade pré-definidas que se baseiam em dados obtidos da análise de eventos passados ou usando projeções para o futuro, que estão relacionados com as entradas e/ou saídas de caixa utilizadas nos cálculos dos índices econômicos.

Para Bruni, Famá & Siqueira (1998) e Oliveira (2008), a utilização da Simulação de Monte Carlo possibilita que um elevado número de alternativas sejam incluídas em um modelo financeiro, cedendo uma informação de caráter estatístico, permitindo análises dos tipos:

qual a probabilidade de haver sucesso no investimento? Qual projeto mais arriscado, caso o objetivo seja comparar projetos?

Os autores também destacam a importância da utilização do desvio-padrão para obtenção do risco, onde quanto maior o desvio-padrão apresentado, maior a variação dos dados e conseqüentemente mais arriscado é o projeto. A equação abaixo representa o desvio-padrão, que é a raiz quadrada da variância, para distribuições normais de probabilidade.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (X_j - \mu)^2}{N - 1}} \quad (3.16)$$

onde:

- N é a quantidade de valores aleatórios gerados;
- μ é o valor que se espera do VPL obtido pela média dos retornos de cada cenário simulado i ;
- X_j é o retorno apresentado pelo VPL para cada cenário simulado j .

Após a análise da distribuição estatística, [Oliveira \(2008\)](#) apresenta o cálculo da probabilidade cumulativa que tem a finalidade de demonstrar qual a probabilidade do VPL ser maior que 0, tornando assim o investimento viável. Tal cálculo é explícito da seguinte forma:

$$P(X > x) = 1 - \int_{-x}^x f(u) du \quad \text{para } -\infty < x < \infty \quad (3.17)$$

Onde:

$P(X > x)$ é a probabilidade cumulativa do valor VPL desejado;

x é o valor mínimo que o VPL desejado pode assumir;

$f(u)$ é função densidade do VPL (representada pela curva de probabilidades geradas pelo VPL simulado).

3.8.4 Elementos da simulação de Monte Carlo

Dentre os elementos da simulação estão as variáveis dependentes que são aquelas passíveis de simulação (VPL, TIR, *Payback*), pois existe uma dependência do fluxo de caixa dos compostos pela interação matemática como a receita bruta, a taxa de desconto, custo

fixo, entre outros que são classificadas como variáveis independentes (OLIVEIRA, 2008). Assim, as variáveis de saída calculadas neste trabalho serão o resultado das variações das variáveis independentes de entrada utilizando a Simulação de Monte Carlo. Para isso, será definida uma determinada quantidade de números aleatórios gerados, alterando em cada iteração o valor das variáveis independentes.

Oliveira (2008) demonstra como obter os números aleatórios e as distribuições de probabilidade que têm a finalidade de delinear as variáveis independentes e como elas tendem a se comportar. Após o conhecimento sobre a Simulação de Monte Carlo, é necessário demonstrar de forma lógica e sequencial o desenvolvimento do modelo probabilístico e a utilização da simulação. A figura 3.15 apresenta um fluxograma sobre a Simulação de Monte Carlo.

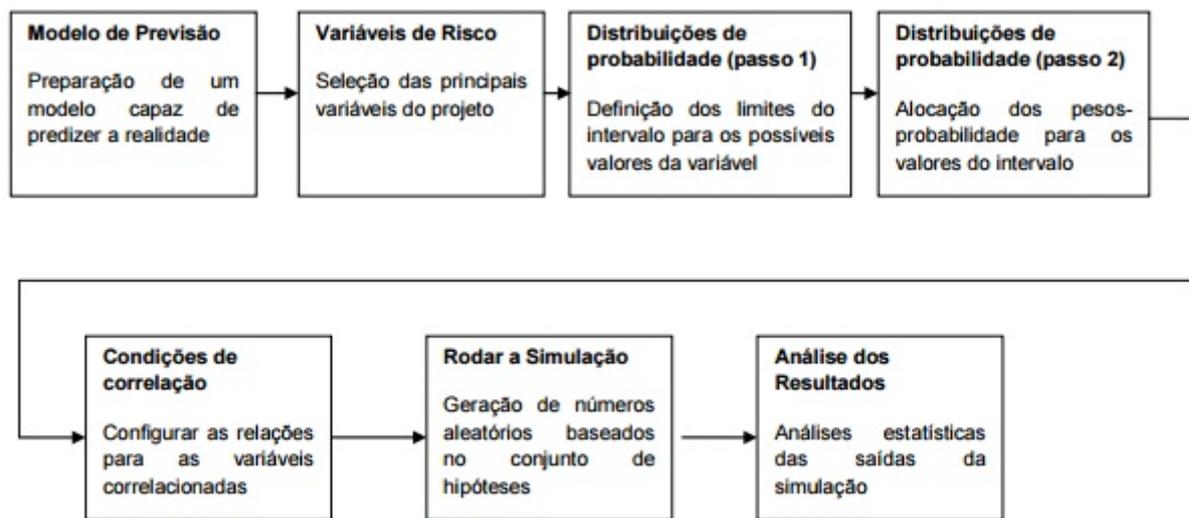


Figura 3.15: Estrutura da simulação de Monte Carlo (BERTOLO, 2002)

Após a execução do modelo, será obtido um conjunto de VPLs, TIRs e *paybacks* formando distribuições de probabilidade para a tomada de decisão. Ao se analisar uma incerteza sob a ótica financeira e econômica, as informações são vagas e indefinidas, ou seja, é desconhecida a distribuição estatísticas dos elementos do fluxo de caixa. Qual seria a resposta para a inflação daqui a 5 anos? E o custo do kWh em um possível racionamento? E qual previsão dos custos de implantação de SFCR?

Portanto, o método de Monte Carlo trabalha a incerteza como unicamente estocástica, sendo bastante visível os limites de incerteza e, bem definidas pelas distribuições de probabilidade.

3.8.5 *As incertezas do projeto*

No processo de tomada de decisão de um negócio, algumas variáveis são definidas através de previsões, que podem não se concretizarem ou obterem valores fora do previsto impactando diretamente no sucesso ou insucesso do projeto. O grau da incerteza de um determinado investimento está relacionado proporcionalmente com o tempo, ou seja, quanto mais distante o fluxo de caixa, maiores são as incertezas a seu respeito (OLIVEIRA, 2008; OLIVEIRA; ALMEIDA; REBELATTO, 2009).

A incerteza deve ser levada em conta para que ocorra o sucesso e a máxima obtenção de riquezas para empresa, caso contrário o estudo pode ser comprometido. Alguns fatores que podem revelar surpresa, como o mercado, a inflação, as guerras, política, a crise econômica ou mesmo mudanças tecnológicas são considerados como parâmetros de grande incerteza (OLIVEIRA, 2008).

3.8.6 *Modelagem com Monte Carlo*

Botteon (2009) e Pereira (2015) listam as seguintes etapas para a aplicação do método de Monte Carlo:

1. Identificação da variável dependente do problema, como por exemplo o VPL.
2. Identificação das variáveis independentes que são aquelas que influem sobre a dependente identificada. Por exemplo: investimento, quantidade a vender por período, rendimento garantido, entre outras.
3. Definição das relações existentes entre todas as variáveis e classificação das mesmas como variáveis certas e aleatórias.
4. Para cada uma das variáveis aleatória, é importante definir o tipo de distribuição (normal, uniforme, triangular, etc), e dos valores dos parâmetros que a caracterizam. Para isso há que se basear na informação disponível e/ou à experiência. É necessário também a geração de uma determinada quantidade de números aleatórios, os quais devem responder à distribuição identificada.
5. Para cada uma das combinações de valores das variáveis é calculado um valor da variável dependente. Gerados z números aleatórios para cada variável, as combinações possíveis são z , assim como o número de resultados. Desta forma foi determinada uma distribuição de probabilidades associada à variável dependente.
6. A análise deve ser completada, até a geração dos parâmetros da distribuição e outra informação que, a partir dela pode ser calculada. Por exemplo, se a variável depen-

dente for o VPL, pode ser calculado o valor médio do VPL, seu desvio-padrão e seu coeficiente de variação.

Com a definição dos itens abordados anteriormente, o centro de pesquisa pode tomar suas decisões levando em consideração suas preferências em relação ao risco. A figura 3.16 ilustra o modelo a ser utilizado neste trabalho:

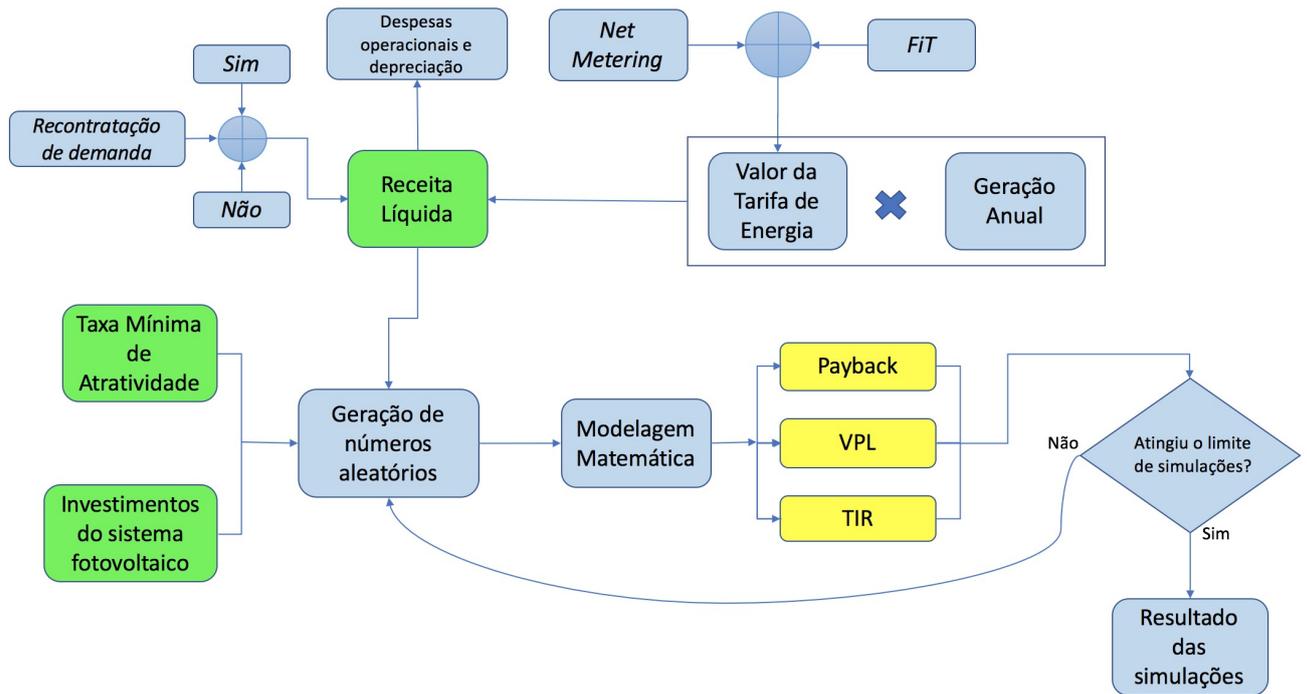


Figura 3.16: Algoritmo para aplicação da simulação de Monte Carlo.
Elaborado pelo Autor

Existem ferramentas comerciais adequadas para realizar a simulação de Monte Carlo como por exemplo o *Portfolio/Credit/Scoring/Operational Risk Browser*, *@Risk or Excel*, *Crystal Ball*, *Model Risk / Model Assist* e *XLSim/Insight*. Infelizmente essas ferramentas estão muitas vezes distantes do ambiente acadêmico e dos pequenos projetos, não só pelo custo, mas pela falta da cultura e hábito do gerenciamento de riscos. Porém existem técnicas diretas, úteis e não menos eficazes para a simulação de Monte Carlo multivariada sem o uso de ferramentas comerciais, que não o *Microsoft Excel*, como o *SimulAr* e o *NtRand (Numerical Technologies Random Generator for Excel)* que é um complemento (*add-in*) para o *MS Excel*.

Para modelar o sistema desta pesquisa, foi implementado no *Microsoft Excel* através de uma versão teste do complemento *Crystal Ball*, o algoritmo da figura 3.16 que nada mais é do que uma sequência finita de passos que resolve o dado problema.

Para se analisar a viabilidade do projeto em questão utilizando a simulação de Monte

Carlo, foram gerados valores aleatórios das variáveis de entrada definidas neste trabalho como sendo o fluxo de caixa que está relacionado com o reajuste anual da tarifa de energia elétrica, a taxa de desconto também conhecida como taxa mínima de atratividade (TMA) e o custo de implantação e O&M do sistema fotovoltaico ao longo da sua vida útil. Foi escolhida a aplicação *Crystal Ball* devido a sua simplicidade de utilização e popularidade quando se fala em simulação de Monte Carlo.

Os dados foram distribuídos conforme as seguintes premissas:

Tabela 3.7: Dados relacionados ao custo do SFCR para simulação

Variável	Distribuição de probabilidade	Mínimo	Provável	Máximo
Custo do SFCR	Triangular	- R\$ 22.819.928,98	- R\$ 25.499.920,33	- R\$ 44.590.140,68

Tabela 3.8: Dados do Reajuste anual da tarifa para simulação no modelo Net Metering

Variável	Distribuição de probabilidade	Média	Desvio Padrão
Reajuste Anual da Tarifa de Energia Elétrica	Normal	5,0 %	2,0%

Tabela 3.9: Dados do Reajuste da Tarifa para simulação no modelo FiT

Variável	Distribuição de probabilidade	Tarifa até 10º ano	Tarifa após 10º ano (vigente)
Tarifa FiT	Segue tabela 3.8 após 10º ano	R\$ 0,95576	Segue tabela 3.8 após 10º ano

Tabela 3.10: Dados da taxa de desconto para simulação

Variável	Distribuição de probabilidade	Mínimo	Máximo
TMA	Uniforme	7%	15%

O cálculo das variáveis descritas anteriormente partindo de um cenário esperado único irá gerar informações determinísticas, sem alterações dos dados de entrada ou dos dados de saída. Entretanto, como as variáveis que compõem o cenário esperado são variáveis sujeitas a diferentes graus de incerteza, para uma correta avaliação dos riscos do investimento é necessária a avaliação de outros cenários. Desta forma, são realizadas variações no cenário esperado com a finalidade de analisar o impacto de tais variações nos indicadores econômicos. Na realidade, as variáveis que compõem o cenário esperado, em geral, não são determinísticas e sim probabilísticas. Tais variáveis possuem uma curva de probabilidade, dentro da qual diferentes valores podem ocorrer, com diversas probabilidades de

ocorrência. O resultado esperado é apenas um valor dentro desta curva de probabilidade, mesmo que a verdadeira distribuição não seja conhecida.

3.8.7 Construção do modelo no Crystal Ball

O Oracle *Crystal Ball* é uma aplicação de planilha universal líder do setor para a modelagem de previsões, simulações e otimizações. Fornece uma visão para os fatores críticos que afetam riscos. Com o *Crystal Ball*, é possível tomar as decisões táticas para alcançar objetivos e ganhar uma vantagem competitiva, mesmo sob as condições de mercado mais incertas (ORACLE, 2014).



Figura 3.17: Tela inicial do *crystal ball*
(GENTRY; BLANKINSHIP; WAINWRIGHT, 2008)

Para execução da simulação das variáveis de saída, é necessário atribuir as distribuições de probabilidade em cada variável independente de entrada presente no projeto de investimento. Segundo Spagnol (2002), o número de elementos a utilizar deverá ser o suficiente para atingir convergência dos resultados obtidos. Na maioria dos casos, 1000 observações são suficientes para atingir esta convergência, no entanto, devido à grande velocidade dos computadores atuais nada impede que sejam tomadas amostras com número bastante superior de elementos, como 100.000 observações por exemplo. Entretanto, não existe necessidade de um número excessivo de observações, já que a partir do momento em que os resultados atingem convergência o aumento do número de observações não representa melhora na precisão dos mesmos.

A figura 3.18 mostra um exemplo da configuração dos parâmetros a distribuição no *Crystal Ball*, enquanto que a figura 3.19 mostra a simulação concluída ao realizar 30.000 iterações.

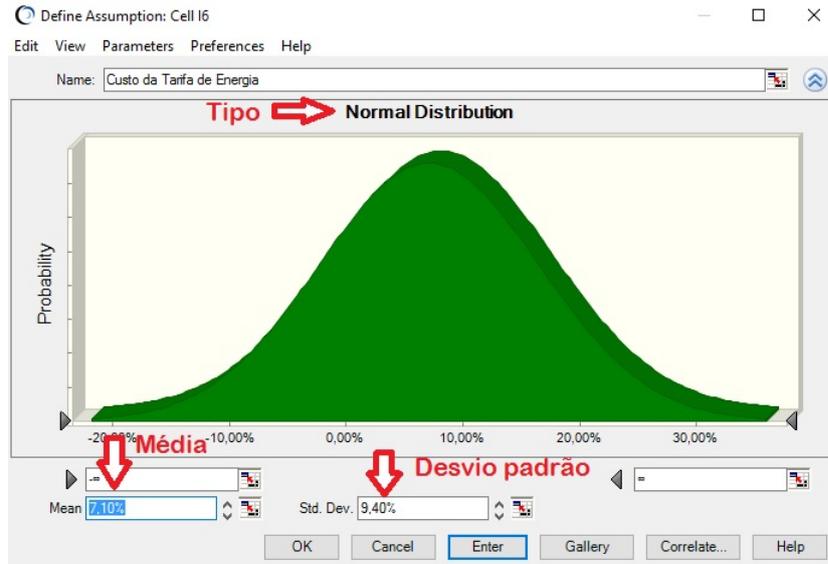


Figura 3.18: Exemplo de entrada de dados na distribuição normal.

Elaborado pelo autor

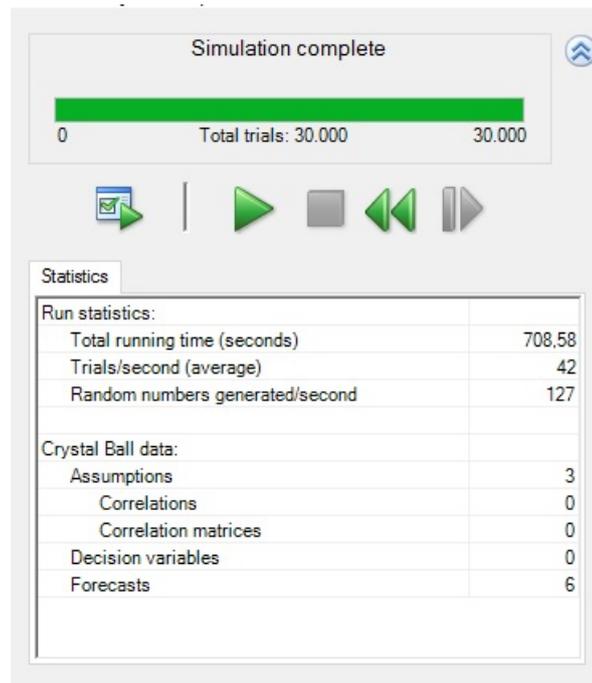


Figura 3.19: Simulação no *Crystal Ball*.

Elaborado pelo autor

Resultados e discussões

Este capítulo tem o objetivo de apresentar os resultados da geração de energia no centro de pesquisa a partir da instalação de um SFCR segundo o entendimento da RN 482/2012 e RN 687/2015. Mostra também um estudo de viabilidade econômica do SFCR durante sua vida útil através das ferramentas econômicas VPL, TIR e *payback* descontado. Para tal, foram realizadas simulações com uma distribuição de probabilidades, variando-se o reajuste anual da tarifa de energia elétrica, o custo de implantação, operação e manutenção do SFCR durante sua vida útil e uma taxa mínima de atratividade, de maneira determinística e probabilística utilizando a Simulação de Monte Carlo. Demonstrado também uma análise de sensibilidade das variáveis de saída em função das variáveis de entrada. Na tabela abaixo estão relacionados parâmetros que alguns autores como [Mitscher & Rüther \(2012\)](#), [Holdermann, Kissel & Beigel \(2014\)](#) e [Silva & Moisés \(2016\)](#) utilizaram em seus trabalhos, preenchidos com dados iniciais definidos para essa dissertação:

Tabela 4.1: Parâmetros iniciais definidos para cálculo

Descrição	Valores
Potência do sistema 1 (kWp)	2100
Potência do sistema 2 (kWp)	5000
Performance ratio (%)	80
Perda de eficiência anual do sistema (%)	0,4 até o 10º ano de operação 0,65 período restante
Taxa de desconto (%)	7
Aumento anual da tarifa de energia elétrica (%)	5
Tempo de vida útil do sistema (anos)	25
Custo de operação e manutenção (% do investimento inicial)	1
Depreciação dos ativos (%)	0,04
Investimento do sistema (R\$/Wp)	5,10

4.1 Curva de carga do centro de pesquisa

Segundo levantamento feito através de análise das contas de energia da instituição, foi possível determinar de forma mais precisa o consumo do centro de pesquisa. Por se enquadrar como consumidor comercial horo=sazonal A4 verde, a fatura é dividida por

consumo no horário de ponta e fora da ponta. Será levado em conta nessa pesquisa apenas o consumo ativo fora da ponta que é onde ocorre a geração de energia fotovoltaica. Nesse período, o consumo mensal do centro de pesquisa varia de 620 a 850 MWh totalizando 8,5 GWh anual como mostra a figura 4.1.

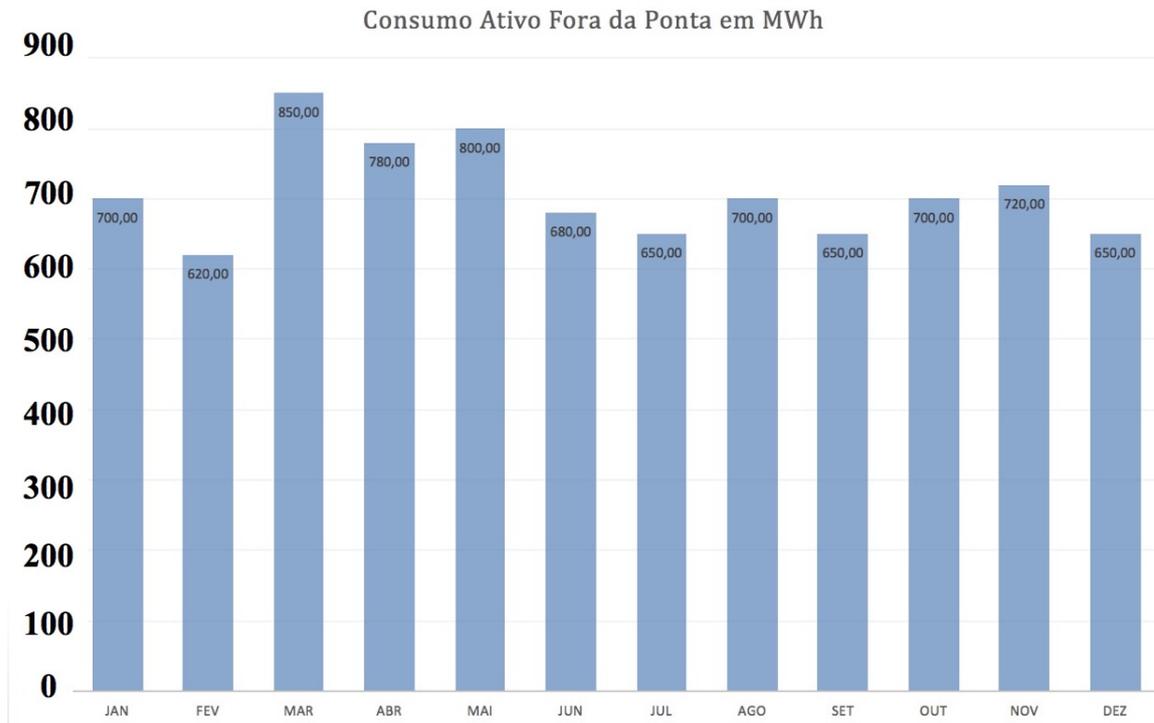


Figura 4.1: Consumo ativo anual fora da ponta do centro de pesquisa em diferentes meses do ano.

Elaborado pelo autor

4.2 *Custo unitário da geração FV*

Inicialmente, a competitividade da geração fotovoltaica distribuída foi analisada com base na estimativa do custo equivalente ou nivelado da geração, expresso em R\$/kWh, o qual foi comparado com os valores da tarifa paga pelo centro de pesquisa à concessionária no horário fora da ponta que está situado fora do horário das 18:00 às 21:00. Dentro desse horário o centro de pesquisa utiliza um grupo de geradores a diesel para suprir o consumo evitando a utilização da rede da distribuidora de energia.

De acordo com a equação 3.11, o custo do kWh do sistema fotovoltaico em questão será:

$$C = \left[\frac{0,07(1 + 0,07)^{25}}{(1 + 0,07)^{25} - 1} + 0,01 \right] \times \frac{5100}{87,6 \times 0,18} = 0,3098894 \quad (4.1)$$

Tabela 4.2: Comparativo do custo da geração FV para o centro de pesquisa com o kWh fornecido pela rede.

Elaborado pelo autor

Custo do kWh FV	Tarifa da energia
R\$ 0,3098894	R\$ 0,238940

Portanto, comparando a tarifa de energia elétrica da distribuidora com o kWh fornecido pelo sistema fotovoltaico, percebe-se que é mais vantagem continuar utilizando a energia elétrica da rede de distribuição do que implantar o sistema fotovoltaico em estudo devido a energia fornecida pela distribuidora ter um custo menor.

4.3 Análise dos modelos de incentivo através do VPL, TIR e *Payback*

Na instalação do sistema fotovoltaico foi levando em consideração o posicionamento dos painéis fotovoltaicos orientados com base na latitude do local, desconsiderando possíveis perdas relacionadas com sombreamento. Como o objetivo é instalar um sistema fotovoltaico conectado a rede permitindo ao consumidor obter um certo grau de autossuficiência no consumo de energia, foi considerado um sistema com uma potência instalada que permita atender a demanda de energia de um centro de pesquisa com um perfil de consumo como informado na seção 4.1.

Portanto, para atender o consumo médio anual de 8,5 GWh, seria necessário um sistema fotovoltaico de aproximadamente 5000 kWp ou seja 5MWp que é o valor máximo autorizado para minigeração conforme a Resolução nº 687/2015, devendo esse sistema ser conectado em média ou alta tensão (ANEEL, 2012a). Porém, devido a limitações impostas por essa resolução normativa, a potência máxima instalada em um consumidor do grupo A é limitada pela demanda contratada que nesse caso é 2100 kW. Tal sistema é capaz de produzir anualmente 3.226.164 kWh ou aproximadamente 268.8 MWh por mês. Nessa seção simulamos o tempo de retorno do investimento inicial considerando valores de kWp disponíveis na literatura, aumento de 5% ao ano da tarifa de energia elétrica considerado razoável perante a inflação considerada como uma condição conservadora, uma vez que recentemente as tarifas superaram esses valor devido ao despacho de termelétricas por causa da situação hidrológica desfavorável, além da perda de eficiência do sistema fotovoltaico ao longo da vida útil.

Considerando os custos divulgados através da previsões e SFCR já instalados no Brasil e no mundo disponíveis na literatura, foram calculados com auxílio do *Excel*, os custos de um SFCR com potência de 5000 kWp para atender o centro de pesquisa com o apoio do *excel*. Os resultados estão descritos na tabela 4.3.

Tabela 4.3: Informações sobre o custo de implantação do SFCR de acordo com o preço do Wp encontrado na literatura.

Elaborado pelo autor

Autor	Preço por Wp	Investimento	Custos operacionais Anual	Total ao longo da vida útil
EPE (2014b) Previsão 2030	R\$ 3,59	R\$ 17.929.943,98	R\$ 186.471,42	R\$ 22.591.729,41
EPE (2014b) Previsão 2020	R\$ 4,56	R\$ 22.819.928,70	R\$ 237.327,26	R\$ 28.753.110,16
EPE (2014)Leilão	R\$ 5,10	R\$ 25.499.920,33	R\$ 265.199,17	R\$ 32.129.899,61
EPE (2012) exemplo	R\$ 5,20	R\$ 25.999.918,76	R\$ 270.399,16	R\$ 32.759.897,64
Perlotti et al. (2012)	R\$ 5,37	R\$ 26.849.916,11	R\$ 279.239,13	R\$ 33.830.894,30
EPE (2012) sem tributos	R\$ 6,31	R\$ 31.549.901,42	R\$ 328.118,97	R\$ 39.752.875,79
EPE (2012)	R\$ 7,76	R\$ 38.793.878,79	R\$ 403.456,34	R\$ 48.880.287,28
EPE (2012) com tributos	R\$ 8,36	R\$ 41.799.869,40	R\$ 434.718,64	R\$ 52.667.835,44
Holdermann, Kissel & Beigel (2014)	R\$ 8,59	R\$ 42.949.365,81	R\$ 446.673,40	R\$ 54.116.200,92
Shiruma (2016)	R\$ 8,92	R\$ 44.590.140,68	R\$ 463.737,46	R\$ 56.183.577,26
Lacchini & Santos (2013)	R\$ 11,83	R\$ 59.156.753,17	R\$ 615.230,23	R\$ 74.537.508,99
Alnaser, Alnaser & Batarseh (2014)	R\$ 16,30	R\$ 81.499.745,36	R\$ 847.597,35	R\$ 102.689.679,15

Assim como foi feito por [Mian \(2015\)](#), a forma utilizada para comparar os sistemas *net metering* e o FiT é calculando o custo dessas para a sociedade brasileira. Esse custo por ser arcado pelo consumidor de energia ou pelo contribuinte através dos impostos arrecadados pelo governo.

Para a análise da simulação de Monte Carlo, foram excluídos da probabilidade o preço da previsão de 2030 divulgado pela [EPE \(2014b\)](#) por ser um preço a longo prazo e também os preços indicados por [Lacchini & Santos \(2013\)](#) e [Alnaser, Alnaser & Batarseh \(2014\)](#) por serem considerados fora dos padrões atuais.

4.4 Resultado do *Payback* Simples a custos variados

Payback que em português significa “retorno” é uma técnica muito utilizada para análise do prazo de retorno do investimento em um projeto. É, portanto, o tempo de retorno do

investimento inicial até o momento no qual o ganho acumulado se igual ao valor deste investimento. Normalmente este período é medido em meses ou anos.

O cálculo do *payback* simples levou em consideração as perdas anuais do SFCR e o aumento anual da tarifa de energia ao longo do tempo. Os resultados estão demonstrados no gráfico da figura 4.2.

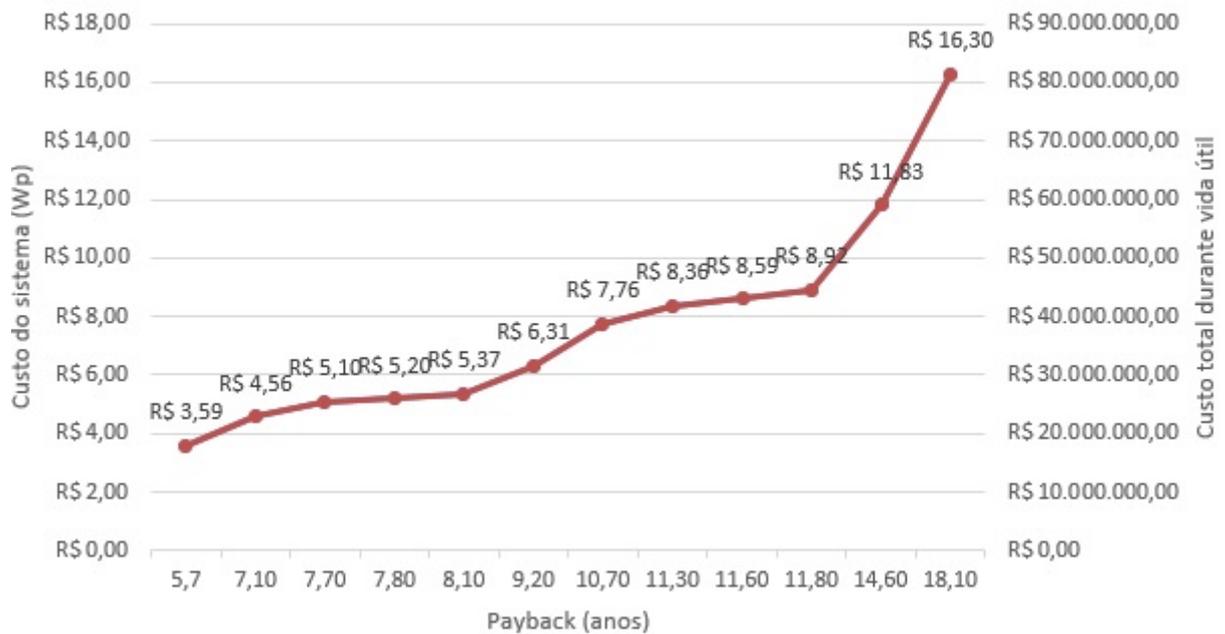


Figura 4.2: Tempo de retorno do investimento.

Elaborado pelo autor

Percebe-se que para um SFCR ser atrativo no centro de pesquisa em questão, é necessário que o preço em R\$/kWp não seja maior do que R\$ 8.000. Para valores situados entre R\$ 8.000 e R\$10.000 teremos um payback de 10 a 12 anos que é considerado um período razoável. Valores acima de R\$ 10.000 inviabiliza a instalação do SFCR. Entretanto, o *payback* descontado é o mais indicado para analisar o retorno financeiro pois leva em consideração os fluxos de caixa futuros a valores presentes. Tal análise será mostrada em tópicos seguintes.

4.5 Redução do consumo de energia elétrica após instalação do SFCR

Esta seção traz os resultados da geração fotovoltaica mensal de um sistema limitado pela Resolução nº 482/2012 e um sistema de maior porte comparando-os com o consumo fora

da ponta de potência ativa do centro de pesquisa disponível na figura 4.1 em um mesmo período. Os dados foram organizados, em MWh/mês, conforme visualizado na tabela abaixo:

Tabela 4.4: Contribuição da geração fotovoltaica com diferentes sistemas em relação ao consumo energético do centro de pesquisa.

Modelo de tabela adaptado de Zomer (2010)

Mês	Consumo Médio	Geração Fotovoltaica Sistema 2,1 MWp	Economia	Geração Fotovoltaica Sistema 5 MWp	Economia
JAN	700,00	326,9	46,7%	778,3	*111,2%
FEV	620,00	276,5	44,6%	658,3	*106,2%
MAR	850,00	296,5	34,9%	705,9	83,0%
ABR	780,00	241,2	30,9%	574,3	73,6%
MAI	800,00	229,3	28,7%	545,9	68,2%
JUN	680,00	190,0	27,9%	452,3	66,5%
JUL	650,00	173,0	26,6%	411,9	63,4%
AGO	700,00	254,2	36,3%	605,1	86,4%
SET	650,00	277,5	42,7%	660,7	*101,6%
OUT	700,00	332,3	47,5%	791,1	*113,0%
NOV	720,00	311,3	43,2%	741,1	*102,9%
DEZ	650,00	317,4	48,8%	755,5	*116,2%
TOTAL	8.500,00	3226,6	38,0%	7681,1	90,4%

* Excedente será injetado na rede para compensação.

Nesse contexto, considerando as limitações de potência de acordo com a demanda, imposta pela resolução normativa N° 687/2015, o sistema de 2,1 MWp não consegue suprir todo o consumo mensal do centro de pesquisa, impossibilitando assim a participação no sistema de compensação de energia elétrica.

Já o sistema de 5 MWp consegue fornecer além da energia consumida pela centro de pesquisa no período de setembro a fevereiro, enquanto que nos demais meses, o sistema supre apenas parte da energia necessária, podendo compensar os créditos gerados nos verão.

É possível perceber através do gráfico da figura 4.3, que um SFCR com uma potência instalada de 2,1 MW produzirá uma redução no consumo anual de energia no horário FP do centro de pesquisa de 38%, chegando a 42% na época do verão. Já um sistema de 5 MWp instalado nas mesmas condições traria uma economia de 90% no consumo anual de energia no horário fora da ponta, considerando o fornecimento de energia a rede nos meses onde a geração for maior que o consumo, e a compensação nos meses onde isso não ocorre. No entanto, esta análise não garante que a máxima geração esteja ocorrendo no dia de máximo consumo sendo necessária uma avaliação dia a dia.

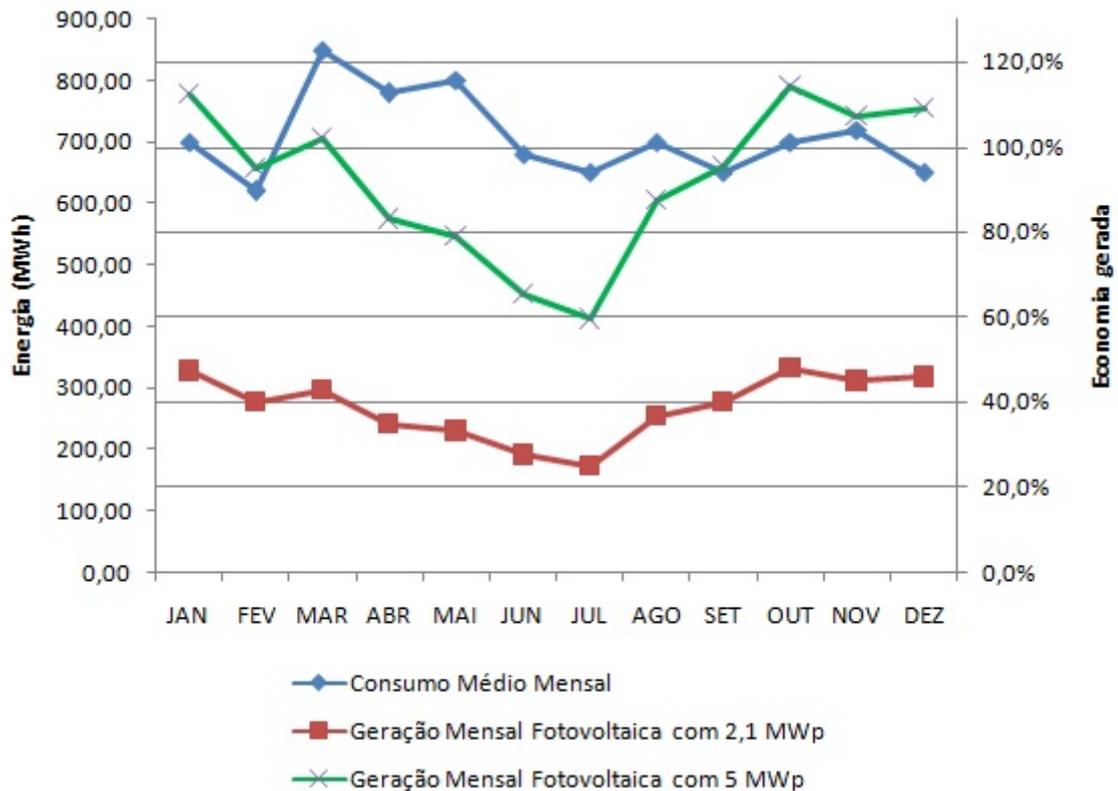


Figura 4.3: Gráfico do resultado da comparação entre energia gerada por diferentes sistemas e o consumo mensal do centro de pesquisa.

Elaborado pelo autor

É interessante lembrar que clientes do tipo A4 horo-sazonal são faturados também por demanda (kW) e que o sistema fotovoltaico tem o potencial de proporcionar uma economia apenas no consumo de energia (kWh), por ser uma fonte considerada não firme.

4.6 Resultado determinístico sem recontração de demanda

O método determinístico consiste da simples utilização dos valores esperados para cada uma das variáveis independentes para o cálculo dos indicadores econômicos (SPAGNOL, 2002; OLIVEIRA, 2008). É possível realizar análises atribuindo valores fixos aos dados de entrada, desprezando as variações que estes possam estar expostos durante a vida útil do projeto, contribuindo assim para resultados imprecisos. Para o cálculo determinístico dos indicadores econômicos é necessário adquirir o fluxo de caixa durante a vida útil do projeto, e para isso é necessário definir os componentes de caixa do projeto. São eles:

- Investimento - Está relacionado com todos os valores gastos para a implantação do

SFCR.

$$Investimento = (Valor\ unitario\ do\ kWp \times Potencia) \quad (4.2)$$

$$Investimento = - R\$ 25.499.920,33$$

- Receita Total do Empreendimento - Considerando que a receita se trata da economia de energia consumida pelo centro de pesquisa durante a vida útil do SFCR, atribuindo um aumento anual da tarifa de energia de 5% a.a, ao logo dos 25 anos de operação teremos:

$$Receita\ Total = \sum_{t=1}^{25} ((consumo\ anual_t \times Valor\ do\ kWh_t) - despesas\ operacionais_t) \quad (4.3)$$

$$Receita\ Total = R\$ 120.262.333,15 - R\$ 6.629.979,28 = R\$113.632.353,87$$

Com os dados obtidos anteriormente, é possível calcular o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o tempo de retorno do investimento caso a instalação do SFCR seja realizada. Considerando uma taxa de desconto de 7% utilizando as equações 3.13, 3.14 e 3.15, o valor do VPL, da TIR e do *payback* descontado no modelo de incentivo *net metering* são respectivamente igual a:

$$VPL = R\$ 19.501.736,76$$

$$TIR = 13\%$$

$$Payback\ Descontado = 12\ anos\ e\ 6\ meses$$

Tabela 4.5: Fluxo de caixa do *net metering* sem considerar recontração de demanda.

Elaborado pelo autor

Fluxo de Caixa	Cumulativo	Fluxo	Despesas	Cumulativo	
Período	Valor	Nominal	Descontado	Operacionais	Descontado
0	-R\$ 25.499.920,33				
1	R\$ 2.457.908,50	-R\$ 23.042.011,83	R\$ 2.297.110,75	-R\$ 265.199,17	-R\$ 23.468.008,75
2	R\$ 2.581.197,20	-R\$ 20.460.814,63	R\$ 2.254.517,60	-R\$ 265.199,17	-R\$ 21.213.491,15
3	R\$ 2.710.067,80	-R\$ 17.750.746,83	R\$ 2.212.222,59	-R\$ 265.199,17	-R\$ 19.001.268,56
4	R\$ 2.844.773,01	-R\$ 14.905.973,82	R\$ 2.170.263,71	-R\$ 265.199,17	-R\$ 16.831.004,85
5	R\$ 2.985.577,00	-R\$ 11.920.396,82	R\$ 2.128.675,14	-R\$ 265.199,17	-R\$ 14.702.329,72
6	R\$ 3.132.755,89	-R\$ 8.787.640,93	R\$ 2.087.487,53	-R\$ 265.199,17	-R\$ 12.614.842,19
7	R\$ 3.286.598,31	-R\$ 5.501.042,63	R\$ 2.046.728,25	-R\$ 265.199,17	-R\$ 10.568.113,94
8	R\$ 3.447.405,94	-R\$ 2.053.636,69	R\$ 2.006.421,64	-R\$ 265.199,17	-R\$ 8.561.692,30
9	R\$ 3.615.494,13	R\$ 1.561.857,44	R\$ 1.966.589,25	-R\$ 265.199,17	-R\$ 6.595.103,05
10	R\$ 3.791.192,52	R\$ 5.353.049,96	R\$ 1.927.250,03	-R\$ 265.199,17	-R\$ 4.667.853,01
11	R\$ 3.966.327,23	R\$ 9.319.377,20	R\$ 1.884.373,50	-R\$ 265.199,17	-R\$ 2.783.479,52
12	R\$ 4.149.023,39	R\$ 13.468.400,58	R\$ 1.842.216,00	-R\$ 265.199,17	-R\$ 941.263,51
13	R\$ 4.339.607,44	R\$ 17.808.008,03	R\$ 1.800.782,81	-R\$ 265.199,17	R\$ 859.519,29
14	R\$ 4.538.419,97	R\$ 22.346.427,99	R\$ 1.760.077,51	-R\$ 265.199,17	R\$ 2.619.596,81
15	R\$ 4.745.816,23	R\$ 27.092.244,22	R\$ 1.720.102,20	-R\$ 265.199,17	R\$ 4.339.699,01
16	R\$ 4.962.166,82	R\$ 32.054.411,04	R\$ 1.680.857,58	-R\$ 265.199,17	R\$ 6.020.556,59
17	R\$ 5.187.858,34	R\$ 37.242.269,38	R\$ 1.642.343,09	-R\$ 265.199,17	R\$ 7.662.899,68
18	R\$ 5.423.294,10	R\$ 42.665.563,48	R\$ 1.604.557,03	-R\$ 265.199,17	R\$ 9.267.456,71
19	R\$ 5.668.894,80	R\$ 48.334.458,28	R\$ 1.567.496,65	-R\$ 265.199,17	R\$ 10.834.953,36
20	R\$ 5.925.099,30	R\$ 54.259.557,58	R\$ 1.531.158,25	-R\$ 265.199,17	R\$ 12.366.111,62
21	R\$ 6.192.365,44	R\$ 60.451.923,02	R\$ 1.495.537,29	-R\$ 265.199,17	R\$ 13.861.648,91
22	R\$ 6.471.170,79	R\$ 66.923.093,82	R\$ 1.460.628,44	-R\$ 265.199,17	R\$ 15.322.277,35
23	R\$ 6.762.013,57	R\$ 73.685.107,39	R\$ 1.426.425,69	-R\$ 265.199,17	R\$ 16.748.703,04
24	R\$ 7.065.413,48	R\$ 80.750.520,86	R\$ 1.392.922,39	-R\$ 265.199,17	R\$ 18.141.625,42
25	R\$ 7.381.912,68	R\$ 88.132.433,54	R\$ 1.360.111,34	-R\$ 265.199,17	R\$ 19.501.736,76



Figura 4.4: *payback* sem recontração de demanda no modelo *net metering*.

Elaborado pelo autor.

De foma análoga, para o modelo de incentivo FiT, teremos:

$$VPL = R\$ 47.465.203,98$$

$$TIR = 26\%$$

$$\text{Payback Descontado} = 4 \text{ anos e } 3 \text{ meses}$$

Tabela 4.6: Fluxo de caixa do FiT sem considerar recontração de demanda.

Elaborado pelo autor

Período	Fluxo de Caixa	Cumulativo	Fluxo	Despesas	Cumulativo
	Valor	Nominal	Descontado	Operacionais	Descontado
0	-R\$ 25.499.920,33				
1	R\$ 7.076.299,23	-R\$ 18.423.621,09	R\$ 6.613.363,77	-R\$ 265.199,17	-R\$ 18.886.556,56
2	R\$ 7.043.262,49	-R\$ 11.380.358,61	R\$ 6.151.858,23	-R\$ 265.199,17	-R\$ 12.734.698,33
3	R\$ 7.010.374,41	-R\$ 4.369.984,19	R\$ 5.722.553,75	-R\$ 265.199,17	-R\$ 7.012.144,58
4	R\$ 6.977.634,33	R\$ 2.607.650,14	R\$ 5.323.203,82	-R\$ 265.199,17	-R\$ 1.688.940,76
5	R\$ 6.945.041,58	R\$ 9.552.691,72	R\$ 4.951.718,66	-R\$ 265.199,17	R\$ 3.262.777,91
6	R\$ 6.912.595,50	R\$ 16.465.287,21	R\$ 4.606.154,26	-R\$ 265.199,17	R\$ 7.868.932,16
7	R\$ 6.880.295,42	R\$ 23.345.582,63	R\$ 4.284.702,20	-R\$ 265.199,17	R\$ 12.153.634,36
8	R\$ 6.848.140,69	R\$ 30.193.723,33	R\$ 3.985.680,23	-R\$ 265.199,17	R\$ 16.139.314,59
9	R\$ 6.816.130,67	R\$ 37.009.853,99	R\$ 3.707.523,46	-R\$ 265.199,17	R\$ 19.846.838,05
10	R\$ 6.784.264,68	R\$ 43.794.118,67	R\$ 3.448.776,15	-R\$ 265.199,17	R\$ 23.295.614,20
11	R\$ 3.966.327,23	R\$ 47.760.445,91	R\$ 1.884.373,50	-R\$ 265.199,17	R\$ 25.179.987,70
12	R\$ 4.149.023,39	R\$ 51.909.469,29	R\$ 1.842.216,00	-R\$ 265.199,17	R\$ 27.022.203,70
13	R\$ 4.339.607,44	R\$ 56.249.076,74	R\$ 1.800.782,81	-R\$ 265.199,17	R\$ 28.822.986,51
14	R\$ 4.538.419,97	R\$ 60.787.496,71	R\$ 1.760.077,51	-R\$ 265.199,17	R\$ 30.583.064,02
15	R\$ 4.745.816,23	R\$ 65.533.312,93	R\$ 1.720.102,20	-R\$ 265.199,17	R\$ 32.303.166,22
16	R\$ 4.962.166,82	R\$ 70.495.479,75	R\$ 1.680.857,58	-R\$ 265.199,17	R\$ 33.984.023,80
17	R\$ 5.187.858,34	R\$ 75.683.338,09	R\$ 1.642.343,09	-R\$ 265.199,17	R\$ 35.626.366,89
18	R\$ 5.423.294,10	R\$ 81.106.632,19	R\$ 1.604.557,03	-R\$ 265.199,17	R\$ 37.230.923,93
19	R\$ 5.668.894,80	R\$ 86.775.526,99	R\$ 1.567.496,65	-R\$ 265.199,17	R\$ 38.798.420,58
20	R\$ 5.925.099,30	R\$ 92.700.626,29	R\$ 1.531.158,25	-R\$ 265.199,17	R\$ 40.329.578,83
21	R\$ 6.192.365,44	R\$ 98.892.991,74	R\$ 1.495.537,29	-R\$ 265.199,17	R\$ 41.825.116,12
22	R\$ 6.471.170,79	R\$ 105.364.162,53	R\$ 1.460.628,44	-R\$ 265.199,17	R\$ 43.285.744,56
23	R\$ 6.762.013,57	R\$ 112.126.176,10	R\$ 1.426.425,69	-R\$ 265.199,17	R\$ 44.712.170,25
24	R\$ 7.065.413,48	R\$ 119.191.589,57	R\$ 1.392.922,39	-R\$ 265.199,17	R\$ 46.105.092,64
25	R\$ 7.381.912,68	R\$ 126.573.502,25	R\$ 1.360.111,34	-R\$ 265.199,17	R\$ 47.465.203,98



Figura 4.5: *payback* sem recontração de demanda no modelo FiT.

Elaborado pelo autor.

Percebe-se, portanto, que os resultados utilizando o método determinístico apresentaram valores viabilizando o projeto. Caso o centro de pesquisa implante o SFCR em questão, é de se esperar um VPL de R\$ 19.766.935,93, a TIR apresentou um valor de 13% e o *payback* foi menor do que a vida útil do sistema fotovoltaico. Mais animador foram os resultados de acordo com o modelo FiT, onde o VPL foi de R\$ 47.465.203,98, a TIR apresentou 26% e o *payback* foi de pouco mais de 4 anos.

O método determinístico não permite nenhuma avaliação dos riscos do investimento, visto que todas as variáveis são consideradas como fixas sem quaisquer variações, tornado assim os resultados determinísticos insuficientes para uma tomada de decisão (SPAGNOL, 2002; OLIVEIRA, 2008).

4.7 Resultado determinístico com recontração de demanda

De acordo com as tabelas e gráficos obtidos na análise de simulações anteriores entre geração fotovoltaica e consumo energético, outra questão que deve ser avaliada é a recontração de demanda. O centro de pesquisa em questão possui um contrato de demanda com a concessionária local de 2100 kW, onde mesmo que a unidade consumidora não demande toda a potência contratada, deve pagar por ela. Caso ultrapasse a demanda contratada, a tarifa do kW ultrapassado é bem superior à tarifa convencional, funcionando como uma punição pelo excesso. Portanto, uma boa previsão de demanda máxima é fundamental e, quanto menor ela for, menor o custo para a empresa.

Neste contexto, a geração fotovoltaica pode se apresentar como uma opção interessante para reduzir a demanda contratada, proporcionando tanto economia com a nova demanda contratada, quanto com os custos evitados em ultrapassagem de demanda.

Porém a resolução normativa da ANEEL (2015) N° 687/2015 descreve no §1° que "a potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2° da Resolução Normativa no 414, de 9 de setembro de 2010" e "caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1°, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada."

Essa exigência está relacionada com parâmetros de suportabilidade da rede elétrica, pois para injetar na rede a energia gerada pelo produtor é necessário que a rede elétrica suporte valores maiores do que a demanda contratada pelo produtor. A figura 4.6 apresenta as demandas contratadas e medidas para cada mês durante o período de outubro de 2015 e outubro de 2016.

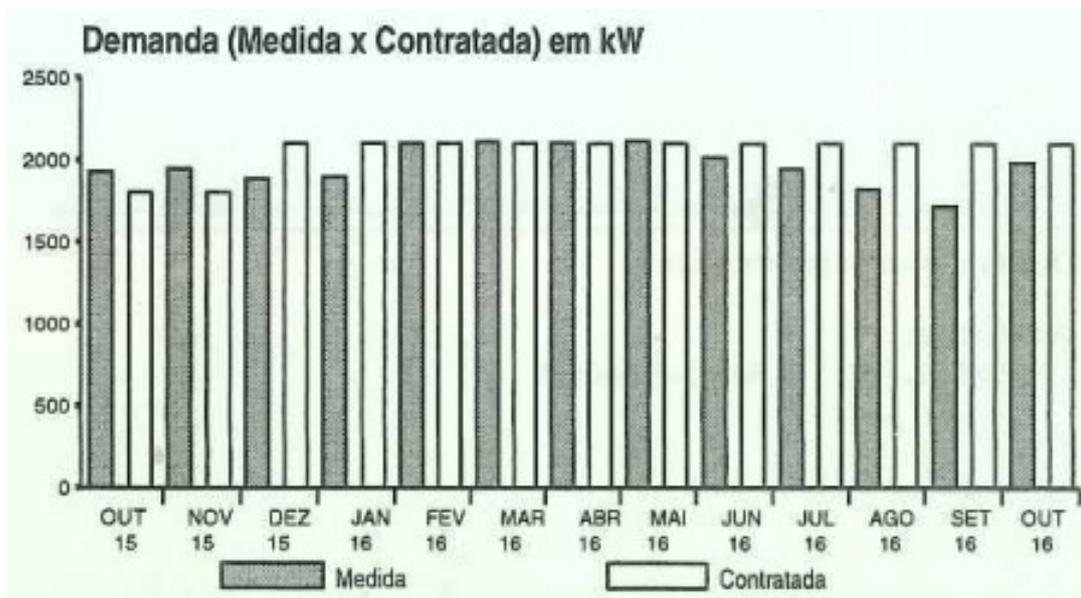


Figura 4.6: Demanda medida e contratada durante 2015 e 2016.

Elaborado pelo autor

Qualquer mudança de demanda contratada deve ser bastante estudada, pois uma indisponibilidade da geração fotovoltaica pode provocar uma ultrapassagem da demanda, causando um prejuízo muito grande para o centro de pesquisa. De acordo com Zomer (2010), para a análise da recontração de demanda deve-se diminuir do consumo energético horário inicial, a parcela de energia gerada pelo sistema fotovoltaico, tendo como resultado uma nova demanda final para o centro de pesquisa.

Tabela 4.7: Custo da demanda contratada atual e exigida no primeiro ano.

Elaborado pelo autor

		Custo Unitário	Valor total
Demanda Atual (kW)	2100	R\$ 23,75370919	R\$ 49.882,79
Demanda exigida (kW)	5000	R\$ 23,75370919	R\$ 118.768,55
		Diferença anual	-R\$ 826.629,08

Com a nova demanda contratada de 5000 kW necessária para instalação de um SFCR com potência de 5 MWp, no primeiro ano haverá um custo adicional de R\$ 826.629,08 impactando negativamente no fluxo de caixa do centro de pesquisa. As tabelas 4.8 e 4.9 apresentam o fluxo de caixa dos 25 anos de atividade do SFCR considerando o aumento de demanda no modelos *net metering* e *feed-in tariff* respectivamente.

Tabela 4.8: Fluxo de caixa considerando recontração de demanda no modelo *net metering*.

Elaborado pelo autor

Período	Fluxo				Cumulativo Nominal	Fluxo Descontado	Cumulativo Descontado
	Valor	Aumento da demanda	Despesas	Valor Final			
0	-25.499.920,33	0,00	-25.499.920,33	-25.499.920,33	-25.499.920,33	-25.499.920,33	-25.499.920,33
1	2.723.107,67	-826.629,08	-265.199,17	1.631.279,42	-22.776.812,65	1.524.560,21	-23.975.360,12
2	2.846.396,37	-826.629,08	-265.199,17	1.754.568,12	-19.930.416,28	1.532.507,75	-22.442.852,37
3	2.975.266,97	-826.629,08	-265.199,17	1.883.438,72	-16.955.149,31	1.537.447,03	-20.905.405,35
4	3.109.972,18	-826.629,08	-265.199,17	2.018.143,93	-13.845.177,14	1.539.632,34	-19.365.773,01
5	3.250.776,17	-826.629,08	-265.199,17	2.158.947,92	-10.594.400,96	1.539.300,03	-17.826.472,98
6	3.397.955,06	-826.629,08	-265.199,17	2.306.126,81	-7.196.445,90	1.536.669,67	-16.289.803,31
7	3.551.797,48	-826.629,08	-265.199,17	2.459.969,23	-3.644.648,43	1.531.945,20	-14.757.858,11
8	3.712.605,11	-826.629,08	-265.199,17	2.620.776,86	67.956,68	1.525.315,99	-13.232.542,12
9	3.880.693,30	-826.629,08	-265.199,17	2.788.865,05	3.948.649,98	1.516.957,81	-11.715.584,31
10	4.056.391,69	-826.629,08	-265.199,17	2.964.563,44	8.005.041,68	1.507.033,73	-10.208.550,59
11	4.231.526,40	-826.629,08	-265.199,17	3.139.698,15	12.236.568,08	1.491.647,98	-8.716.902,61
12	4.414.222,56	-826.629,08	-265.199,17	3.322.394,31	16.650.790,64	1.475.182,80	-7.241.719,81
13	4.604.806,62	-826.629,08	-265.199,17	3.512.978,36	21.255.597,25	1.457.761,13	-5.783.958,68
14	4.803.619,14	-826.629,08	-265.199,17	3.711.790,89	26.059.216,39	1.439.496,50	-4.344.462,18
15	5.011.015,40	-826.629,08	-265.199,17	3.919.187,15	31.070.231,79	1.420.493,78	-2.923.968,40
16	5.227.365,99	-826.629,08	-265.199,17	4.135.537,74	36.297.597,78	1.400.849,71	-1.523.118,68
17	5.453.057,51	-826.629,08	-265.199,17	4.361.229,26	41.750.655,29	1.380.653,50	-142.465,19
18	5.688.493,27	-826.629,08	-265.199,17	4.596.665,02	47.439.148,57	1.359.987,32	1.217.522,13
19	5.934.093,97	-826.629,08	-265.199,17	4.842.265,72	53.373.242,53	1.338.926,82	2.556.448,95
20	6.190.298,48	-826.629,08	-265.199,17	5.098.470,23	59.563.541,01	1.317.541,59	3.873.990,54
21	6.457.564,61	-826.629,08	-265.199,17	5.365.736,36	66.021.105,62	1.295.895,55	5.169.886,09
22	6.736.369,97	-826.629,08	-265.199,17	5.644.541,71	72.757.475,59	1.274.047,38	6.443.933,47
23	7.027.212,74	-826.629,08	-265.199,17	5.935.384,49	79.784.688,33	1.252.050,86	7.695.984,33
24	7.330.612,65	-826.629,08	-265.199,17	6.238.784,40	87.115.300,98	1.229.955,26	8.925.939,58
25	7.647.111,85	-826.629,08	-265.199,17	6.555.283,60	94.762.412,83	1.207.805,61	10.133.745,19

$$VPL = R\$ 10.133.745,19$$

$$TIR = 10\%$$

$$\text{Payback Descontado} = 17 \text{ anos e } 2 \text{ meses}$$



Figura 4.7: Tempo de retorno do investimento segundo modelo *net metering* considerando recontração da demanda.

Elaborado pelo autor.

Tabela 4.9: Fluxo de caixa considerando recontração de demanda no modelo FiT.

Elaborado pelo autor

Período	Fluxo de Caixa			Valor Final	Cumulativo Nominal	Fluxo Descontado	Cumulativo Descontado
	Valor	Aumento da demanda	Despesas				
0	-25.499.920,33	0,00	-25.499.920,33	-25.499.920,33	-25.499.920,33	-25.499.920,33	-25.499.920,33
1	7.341.498,40	-826.629,08	-265.199,17	6.249.670,15	-18.158.421,92	5.840.813,23	-19.659.107,10
2	7.308.461,66	-826.629,08	-265.199,17	6.216.633,41	-10.849.960,26	5.429.848,38	-14.229.258,72
3	7.275.573,58	-826.629,08	-265.199,17	6.183.745,33	-3.574.386,68	5.047.778,19	-9.181.480,54
4	7.242.833,50	-826.629,08	-265.199,17	6.151.005,25	3.668.446,82	4.692.572,45	-4.488.908,08
5	7.210.240,75	-826.629,08	-265.199,17	6.118.412,50	10.878.687,57	4.362.343,55	-126.564,53
6	7.177.794,67	-826.629,08	-265.199,17	6.085.966,42	18.056.482,24	4.055.336,40	3.928.771,87
7	7.145.494,59	-826.629,08	-265.199,17	6.053.666,34	25.201.976,83	3.769.919,15	7.698.691,02
8	7.113.339,87	-826.629,08	-265.199,17	6.021.511,61	32.315.316,70	3.504.574,58	11.203.265,60
9	7.081.329,84	-826.629,08	-265.199,17	5.989.501,59	39.396.646,53	3.257.892,01	14.461.157,62
10	7.049.463,85	-826.629,08	-265.199,17	5.957.635,60	46.446.110,39	3.028.559,84	17.489.717,46
11	4.231.526,40	-826.629,08	-265.199,17	3.139.698,15	50.677.636,79	1.491.647,98	18.981.365,43
12	4.414.222,56	-826.629,08	-265.199,17	3.322.394,31	55.091.859,35	1.475.182,80	20.456.548,24
13	4.604.806,62	-826.629,08	-265.199,17	3.512.978,36	59.696.665,96	1.457.761,13	21.914.309,36
14	4.803.619,14	-826.629,08	-265.199,17	3.711.790,89	64.500.285,10	1.439.496,50	23.353.805,87
15	5.011.015,40	-826.629,08	-265.199,17	3.919.187,15	69.511.300,50	1.420.493,78	24.774.299,65
16	5.227.365,99	-826.629,08	-265.199,17	4.135.537,74	74.738.666,49	1.400.849,71	26.175.149,36
17	5.453.057,51	-826.629,08	-265.199,17	4.361.229,26	80.191.724,00	1.380.653,50	27.555.802,85
18	5.688.493,27	-826.629,08	-265.199,17	4.596.665,02	85.880.217,28	1.359.987,32	28.915.790,17
19	5.934.093,97	-826.629,08	-265.199,17	4.842.265,72	91.814.311,25	1.338.926,82	30.254.716,99
20	6.190.298,48	-826.629,08	-265.199,17	5.098.470,23	98.004.609,72	1.317.541,59	31.572.258,58
21	6.457.564,61	-826.629,08	-265.199,17	5.365.736,36	104.462.174,33	1.295.895,55	32.868.154,13
22	6.736.369,97	-826.629,08	-265.199,17	5.644.541,71	111.198.544,30	1.274.047,38	34.142.201,51
23	7.027.212,74	-826.629,08	-265.199,17	5.935.384,49	118.225.757,04	1.252.050,86	35.394.252,37
24	7.330.612,65	-826.629,08	-265.199,17	6.238.784,40	125.556.369,69	1.229.955,26	36.624.207,63
25	7.647.111,85	-826.629,08	-265.199,17	6.555.283,60	133.203.481,54	1.207.805,61	37.832.013,24

$$VPL = R\$ 37.832.013,24$$

$$TIR = 23\%$$

$$\text{Payback Descontado} = 5 \text{ anos}$$



Figura 4.8: Tempo de retorno do investimento segundo modelo FiT considerando recontração da demanda.

Elaborado pelo autor.

Através da tabela 4.10 é possível perceber a inviabilidade da implantação de um SFCR

no centro de pesquisa de acordo com resolução normativa N° 687/2015 devido aos resultados econômicos encontrados. Apesar de apresentarem VPLs positivos independente da demanda, a sua reconstrução para 5000 kW implica em uma TIR de 10%, somente 3 pontos acima da taxa mínima de atratividade fixada em 7% deixando o projeto pouco atrativo. O tempo de retorno do investimento foi de aproximadamente 17 anos, deixando o investimento exposto durante esse período a fatores de incerteza que podem prejudicar o sucesso do projeto.

Se tratando do modelo FiT, verifica-se a atratividade da instalação do projeto no centro de pesquisa mesmo após o aumento da demanda contratada, uma vez que o VPL foi positivo com o valor de R\$ 37.832.013, a TIR 23% e o tempo de retorno continuou vantajoso ao atingir 5 anos.

Índice econômico	Net Metering		Feed-in Tarrif	
	Demanda Atual	Demanda Futura	Demanda Atual	Demanda Futura
VLP	R\$ 19.766.935,93	R\$ 10.133.745,19	R\$ 47.465.203,98	R\$ 37.832.013,24
TIR	13%	10%	26%	23%
PAYBACK DESCONTADO	12,4	17,1	4,3	5,0

Tabela 4.10: Comparação dos resultados determinísticos em função da demanda e modelo de incentivo a geração distribuída.

Elaborado pelo autor.

4.8 Simulação de Monte Carlo para análise de viabilidade econômica

Após a solução do problema de forma determinística, faz-se necessário a Simulação de Monte Carlo no cálculo das variáveis de saída. Para isso, foi organizada a base de cálculo para a simulação através da ferramenta *Crystal Ball*. Depois disso, as variáveis que integram o cálculo do VPL, TIR e *payback* descontado devem ser modeladas como variáveis independentes e atribuídas distribuições de probabilidade a cada uma delas com o objetivo de demonstrar as incertezas presentes no projeto.

4.8.1 Cálculo probabilístico do VPL, TIR e Payback

Diferentemente do método determinístico, o método probabilístico considera as variações do comportamento dos parâmetros que interferem nos índices da avaliação econômica de um projeto, quantificando o risco com relativa precisão. Através de experiências que envolvem energias renováveis, informações de especialistas em fotovoltaica, dados históricos, além de resultados de pesquisas científicas, é possível prever o comportamento das variá-

veis de entrada. Em seguida, esses dados serão utilizados para o cálculo das variáveis de saída, como é o caso do VPL, TIR e *payback* descontado, através de um número elevado de interações, o Método de Monte Carlo. E por fim, é possível o centro de pesquisa avaliar o grau de risco do projeto fotovoltaico conectado à rede de acordo com o conjunto de probabilidades relacionadas com as variáveis de saída obtidas ao final da simulação.

4.8.2 Resultados nos modelos Net Metering e Feed-in Tariff

Conforme foi detalhado na seção 2.10.3, o modelo de tarifação *net metering* tem efeitos econômicos voltados exclusivamente para a redução nas contas de energia do consumidor. Para o modelo de compensação de créditos utilizado atualmente no Brasil, adotou-se como receita o valor equivalente à energia consumida e que seria paga à distribuidora. Enquanto que no modelo *feed-in tariff*, toda a energia gerada é injetada na rede sem que haja nenhum consumo pelas carga. Assim, foi atribuído um valor 4 vezes maior do que o valor da tarifa paga a distribuidora pelo centro de pesquisa, tarifa essa que se encontra na tabela 3.6. O histograma da figura 4.9 mostra o resultado da simulação de Monte Carlo que representa o VPL considerando o modelo de remuneração *net metering*.

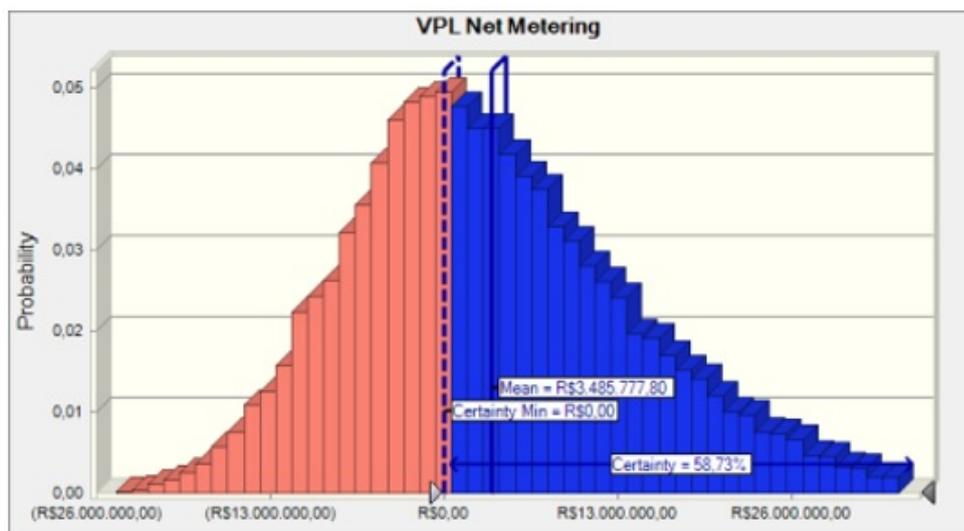


Figura 4.9: Resultado do VPL *Net Metering*.

Elaborado pelo autor.

Analisando o gráfico, a principal informação está contida no indicador *Certainly*, que demonstra de forma percentual qual a probabilidade do valor presente líquido ser maior do que 0. Está presente no gráfico também a média dos valores do VPL calculados. Percebe-se, então, que a probabilidade do VLP ser positivo é de apenas 58,73 % e seu valor médio é R\$ 3.485.777,80. Logo, sob estas condições não seria interessante a implantação do SFCR em consumidores do grupo A.

Outras informações importantes como a média, valores mínimo e máximo também são obtidos com a simulação, como mostra a tabela 4.11.

Tabela 4.11: Dados importantes da simulação VPL Net Metering.

Elaborado pelo autor.

Forecast: VPL Net Metering

Edit View Forecast Preferences Help

30.000 Trials

Statistic	Forecast values
▶ Trials	30.000
Base Case	R\$33.115.936,81
Mean	R\$3.485.777,80
Median	R\$2.179.615,34
Mode	---
Standard Deviation	R\$10.884.467,10
Variance	R\$118.471.624.113.980,00
Skewness	0,6538
Kurtosis	3,71
Coeff. of Variation	3,12
Minimum	(R\$24.543.202,02)
Maximum	R\$71.883.862,18
Mean Std. Error	R\$62.841,50

Os demais resultados sobre o VPL, TIR e *payback* no modelo de compensação de créditos ou na venda da energia elétrica gerada estão apresentados a seguir.

Observa-se no histograma da figura 4.10 que 99,95% dos valores do VPL no modelo de tarifação FiT são positivos, onde a média apresentou o valor de R\$ 26.969.939,41. O VPL mínimo foi R\$ 2.068.834,47 negativos e o máximo R\$ 86.189.019,63. Portanto, esse modelo é bastante atrativo para implantação do projeto FV no centro de pesquisa.

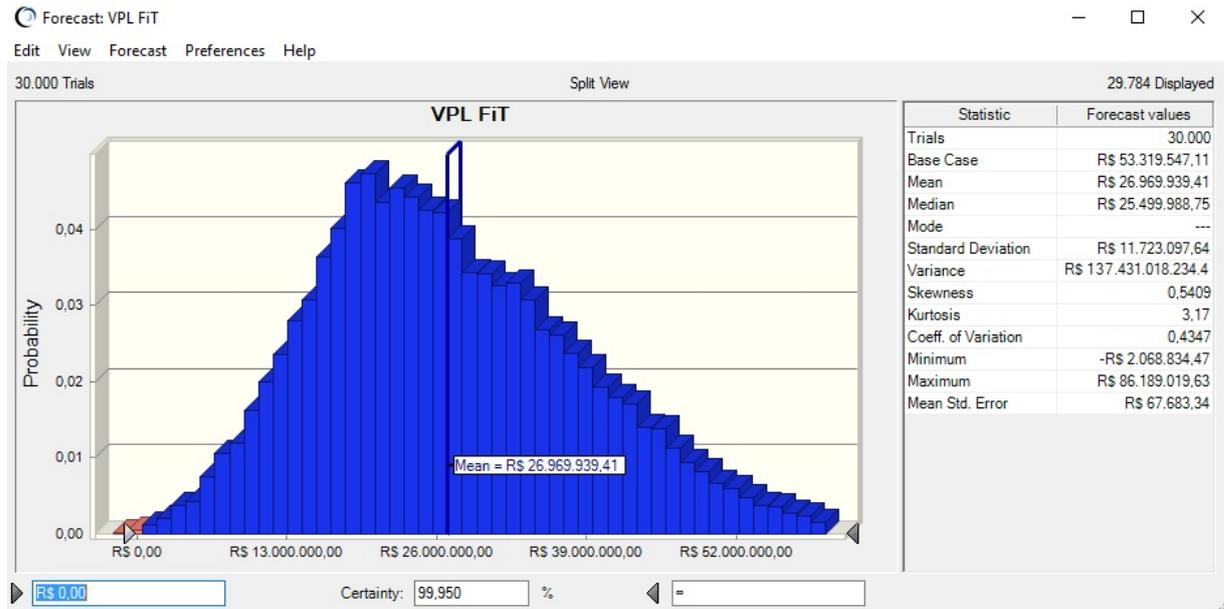


Figura 4.10: VPL considerando o sistema *feed-in tariff*.
Elaborado pelo autor.

O histograma da figura 4.11 apresenta os valores simulados para a TIR. O resultado desta taxa obtida pelo fluxo de caixa determinístico foi de 13%. Com a simulação de Monte Carlo, a TIR média é de apenas 12%, o valor mínimo é de 3% e máximo de 21%.

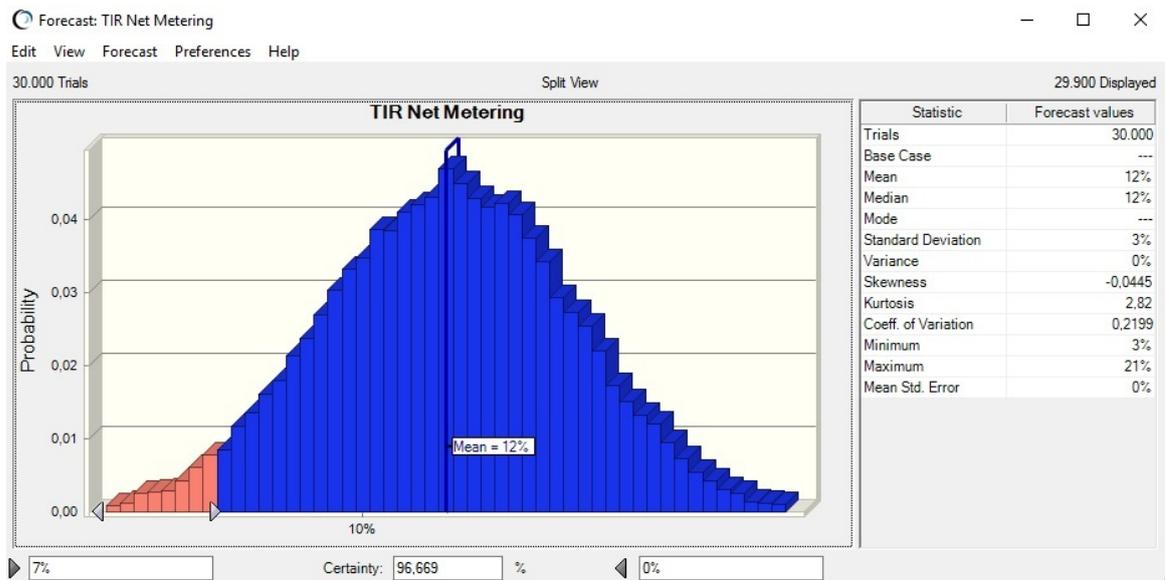


Figura 4.11: TIR considerando o sistema *net metering*.
Elaborado pelo autor.

Já no modelo FiT, é possível perceber através do histograma 4.12 que 100% dos valores

encontrados estão situados acima da TIR, onde o valor médio foi de 23%, o valor mínimo foi 13% e máximo 32%.

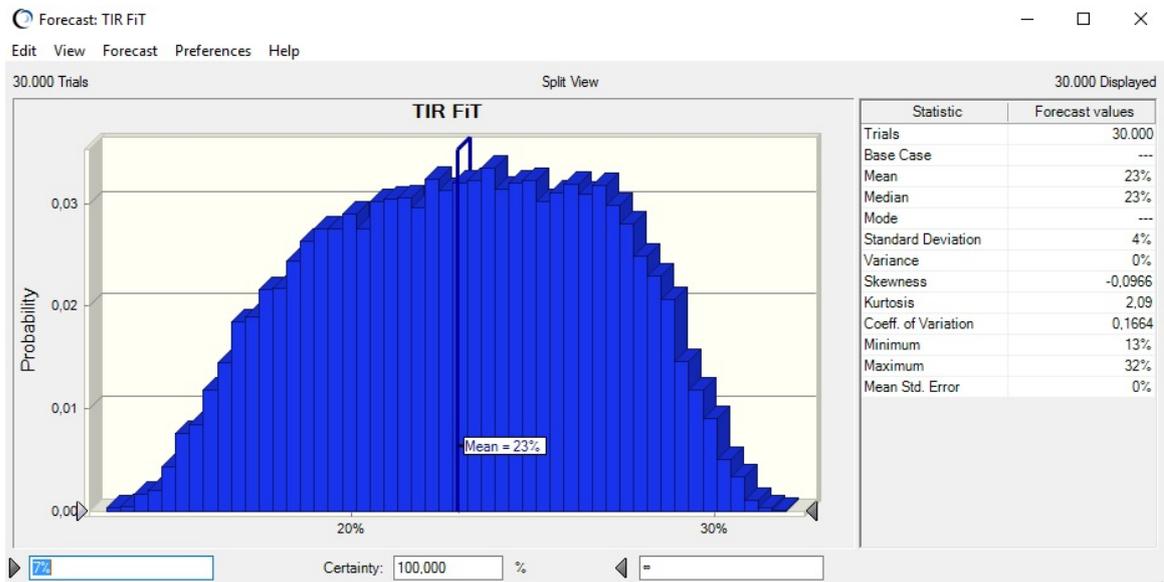


Figura 4.12: TIR considerando o sistema *feed-in tariff*.

Elaborado pelo autor.

Verifica-se na figura 4.13 que o modelo *net metering* atual apresenta um resultado de *payback* descontado próximo a vida útil do sistema fotovoltaico, onde o menor prazo encontrado foram 8 anos e 2 meses, o prazo máximo 39 anos e 9 meses, e o tempo de retorno médio foram longos 23 anos e meio.

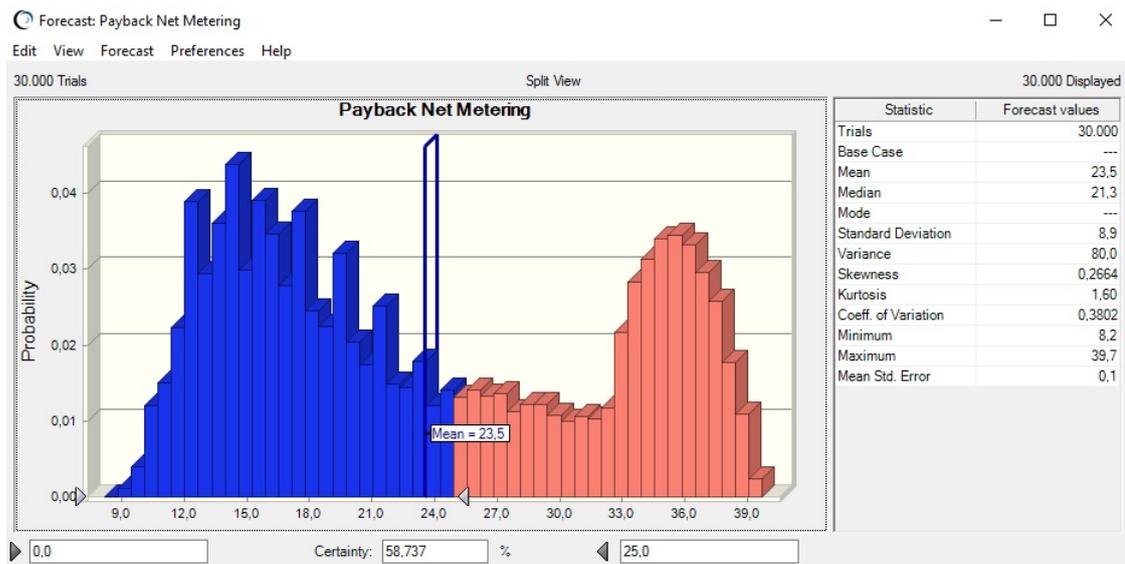


Figura 4.13: *Payback* considerando o sistema *net metering*.

Elaborado pelo autor.

Como se pode observar no histograma e no resumo estatístico da figura 4.14, percebe-se que o *payback* descontado do modelo FiT é muito mais atrativo pois apresenta um tempo de retorno médio de 6 anos e 2 meses, com um mínimo de 3 anos e meio e um máximo de 28 anos e 5 meses.

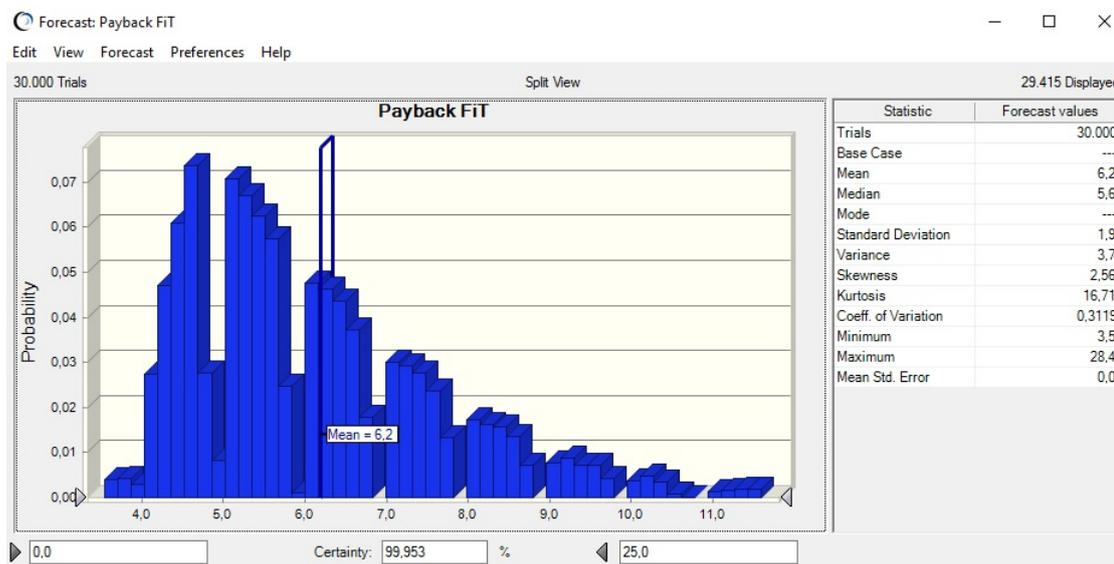


Figura 4.14: *Payback* considerando o sistema *feed-in tariff*.

Elaborado pelo autor.

Ao contrário dos resultados determinístico, os índices econômicos gerados pela simulação de Monte Carlo levam em consideração as incertezas previstas, permitindo assim uma análise da probabilidade de insucesso econômico do projeto.

Os resultados das simulações através do método de Monte Carlo estão destacados na tabela abaixo:

Tabela 4.12: Resultados probabilísticos utilizando Monte Carlo.

Variável	Mínimo	Média	Máximo	Probabilidade
VPL Net	(R\$ 24.543.202,02)	R\$ 3.485.777,80	R\$ 71.883.862,18	58,73% > 0
VLP FiT	(R\$ 2.068.834,47)	R\$ 26.969.939,41	R\$ 86.189.019,63	99,95% > 0
TIR Net	3%	12%	21%	96,67% > TMA
TIR FiT	13%	23%	32%	100% > TMA
PB Net	8 anos e 2 meses	23 anos e 6 meses	39 anos e 9 meses	58,74% < 25 anos
PB FiT	3 anos e 6 meses	6 anos e 2 meses	28 anos e 5 meses	99,95% < 25 anos

4.8.3 Análise de sensibilidade

De acordo com Bertolo (2002) e Spagnol (2002), a análise de sensibilidade é usada na análise de risco para identificar as variáveis de maior impacto em um modelo de avaliação

de projeto. Ela mede a correspondência do resultado do projeto em face a uma variação (geralmente um desvio percentual fixo) no valor de uma dada variável do projeto. Spagnol (2002) afirma também que no Brasil 81,2% das empresas utilizam a análise de sensibilidade para avaliar os riscos associados ao investimento. Assim, as análises de sensibilidade devem ser usadas, sempre que possível, em conjunto com outra metodologia que aponte as probabilidades dos eventos, que neste trabalho utilizou-se a simulação probabilística através do método de Monte Carlo, onde todas as variáveis sofreram distensões simultaneamente conforme suas funções de distribuição de probabilidade.

Verifica-se na figura 4.15 que o VPL no modelo *net metering* possui sensibilidade negativa atribuída a taxa mínima de atratividade e aos custos voltados ao SFCR, com valores de 49% e 22,7% respectivamente. Enquanto que o custo da tarifa de energia sensibiliza o VPL de forma crescente em 28,2%. Já no modelo FiT, a variável independente que mais sensibiliza negativamente o VPL é a TMA, com o valor de 77,7%, seguida pelos custos do SFCR de forma também negativa com o valor de 13,3%. O custo da tarifa de energia nesse modelo contribui de forma positiva com 9%.

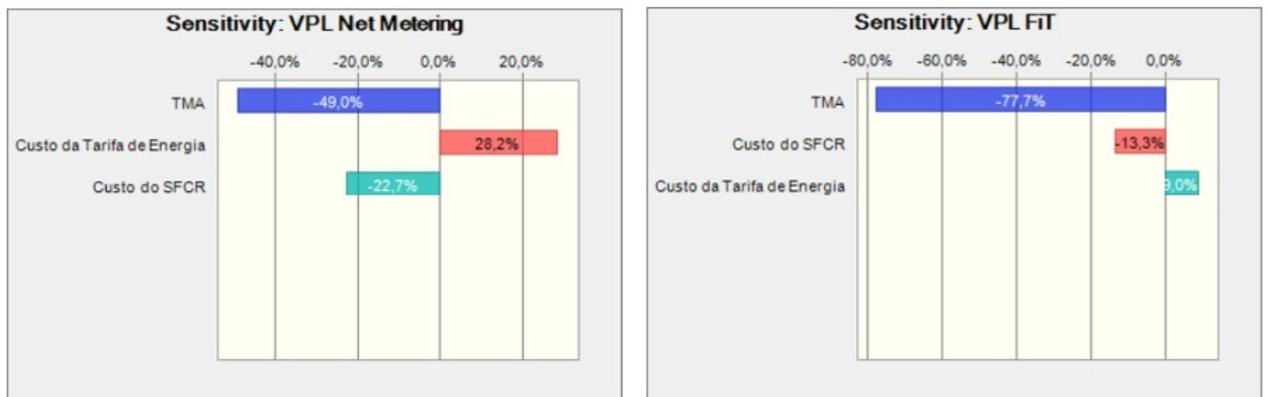


Figura 4.15: Sensibilidade do valor presente líquido.

Elaborado pelo autor

Se tratando da FiT, praticamente 100% da variação do VPL está relacionado com a variação dos custos do SFCR.

Como se observa na figura 4.16, a TIR no modelo *net metering* cresce de acordo com o aumento na tarifa de energia, que nesse caso atua com 51,7% de participação no resultado. Os custos do SFCR por sua vez, afeta em 48,3% de forma negativa na composição na TIR. Em ambos os casos, não há variação da TIR devido a variações na TMA.

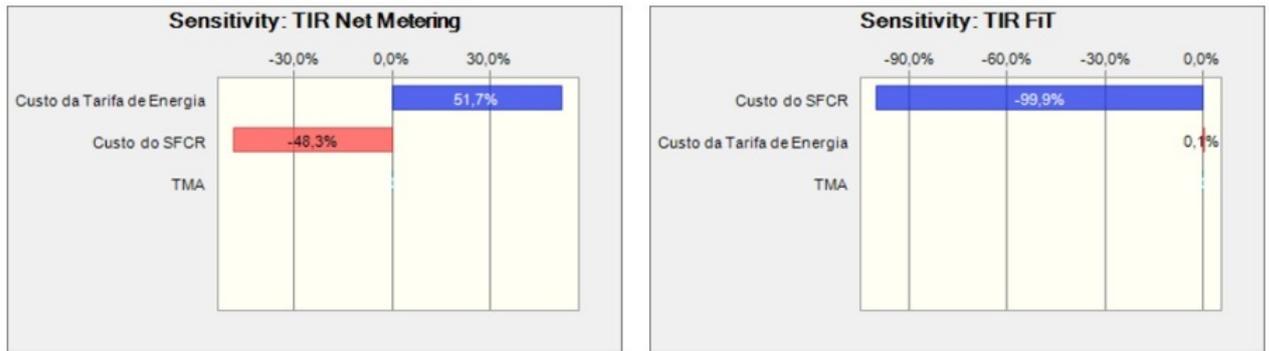


Figura 4.16: Sensibilidade da TIR.

Elaborado pelo autor

Por fim, percebe-se na análise de sensibilidade do *payback* da figura 4.17, que no modelo vigente atualmente a TMA e os custos do sistema FV contribuem de forma a aumentar o tempo de retorno do investimento com 43,7% e 33,6% respectivamente. O *payback* no modelo *feed-in tariff* é sensibilizado principalmente devido a variações no custo de implantação do SFCR representando 93,1%, enquanto que a TMA é responsável em apenas 6,9%. O custo da tarifa de energia não se mostrou sensibilizar o *payback* nesse resultado.

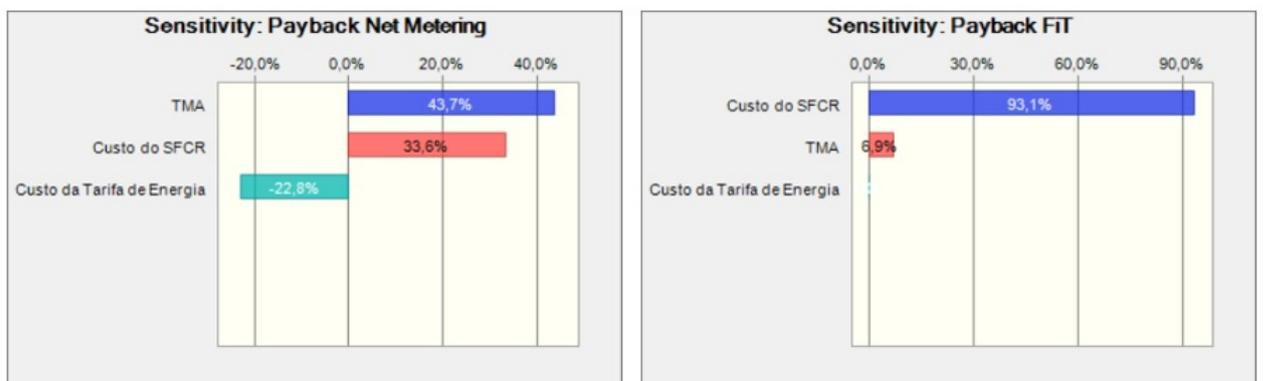


Figura 4.17: Sensibilidade do *Payback*.

Elaborado pelo autor

4.9 Discussão dos resultados

De acordo com os resultados econômicos obtidos na pesquisa, o investimento na geração de energia fotovoltaica apresenta um potencial risco de fracasso para consumidores do grupo A. A análise dos resultados apresenta a diferença dos indicadores financeiros *payback*, VPL e TIR, entre os dois modelos tarifários aplicados ao fomento da minigeração, *net*

metering e feed-in tariff, ficando comprovada a atratividade desta última sobre o sistema de compensação e geração de créditos definida pela resolução normativa N° 687/2015. A figura 4.18 mostra o prejuízo que acontece quando o investidor decide aumentar a demanda contratada para se adequar as regras da resolução normativa N° 687/2015. No modelo adotado nessa pesquisa, o incentivo FiT não apresentou impactos significativos com o aumento da demanda contratada, porém com o incentivo atual vigente no Brasil, o *net metering*, elevou-se o *payback* de aproximadamente 12 anos para 17 anos devido aos custos com a nova demanda contratada.

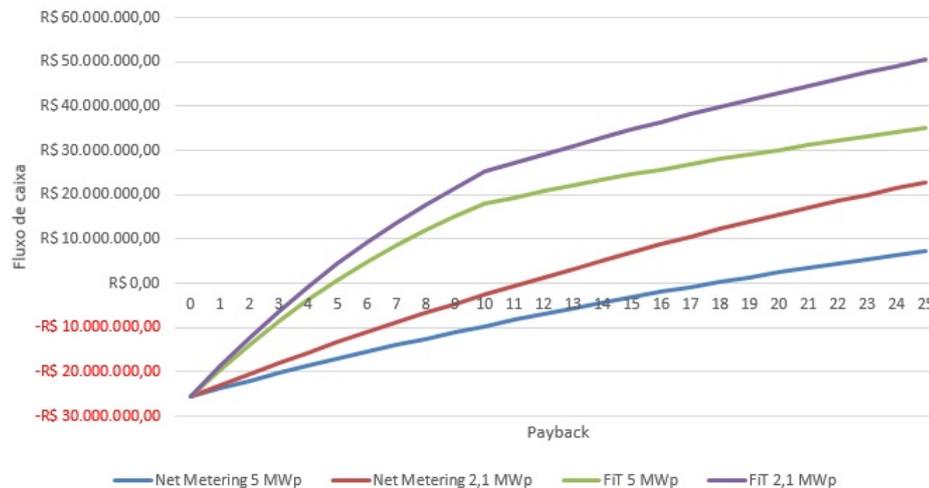


Figura 4.18: Resultados do *payback* em diferentes cenários.

Elaborado pelo autor.

Levando em consideração que seja consumido o máximo da energia gerada pelo SFCR e ainda injetado o excedente na rede, a tendência é que a demanda energética da unidade consumidora reduza consideravelmente, sendo desnecessário uma recontração de demanda apenas para atender a regulamentação.

Portanto, a resolução normativa da ANEEL (2015) precisa ser discutida observando os seguintes aspectos que podem impulsionar a minigeração:

- Possibilidade do minigerador manter a demanda contratada atual fixada por um determinado período de tempo, independente da potência do sistema fotovoltaico instalado;
- Reajustar a tarifa de ultrapassagem de demanda para os demais consumidores como uma forma de compensar a distribuidora com investimentos na rede de distribuição, permanecendo o minigerador com a demanda atual;
- Ou ainda, medidas que promovam a limitação de potência do SFCR apenas conforme a minigeração distribuída (5 MW), evitando assim onerar o investimento com uma possível recontração da demanda.

Conclusões

Por fim, neste capítulo serão apresentadas as conclusões do presente trabalho e sugeridas pesquisas futuras em relação ao tema.

5.1 Conclusões

Neste trabalho foram avaliados fatores que influenciam a viabilidade econômica de um minigerador conectado à rede à luz da resolução normativa nº 482/2012 e nº 687/2015 de forma determinística e probabilística, tomando como referência um centro de pesquisa da cidade de Salvador.

A viabilidade da minigeração depende de diversos fatores como, por exemplo, investimento inicial necessário, desempenho do sistema de acordo com os níveis de irradiação solar, energia gerada durante a vida útil, perfil da curva de carga do consumidor e, além disso, das condições vigentes nas tarifas de energia elétrica para o grupo em questão, tais condições, além de outras, foram incluídas no modelo para a avaliação.

Considerando o mercado atual, ainda não há uma paridade tarifária do valor do kWh gerado pelo sistema fotovoltaico com o valor do kWh fornecido pela distribuidora local (COELBA) para consumidores do grupo A verde, tornando desfavorável o investimento no SFCR em um primeiro momento para o centro de pesquisa.

O programa tarifário *net metering* não apresenta resultados que incentivem a geração distribuída para o centro de pesquisa ou qualquer outro consumidor que se enquadre nas mesmas condições de tarifação devido ao baixo custo do kWh fornecido pela rede que seria utilizado nos sistemas de compensação de créditos. Outra consideração negativa está relacionada com a potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída ficar limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, podendo assim não suprir todo o consumo da unidade consumidor e muito menos injetar na rede como é o caso do centro de pesquisa.

Os resultados do modelo de incentivo *net metering* mostraram também, através do método determinístico, a viabilidade na implantação do SFCR apresentando um VPL de R\$ 19.766.935,93, a TIR em 13% e um *payback* de 12 anos e meio desconsiderando a recontração de demanda, porém os resultados determinísticos não permitem nenhuma avaliação dos riscos do investimento, visto que todas as variáveis de entrada foram consideradas como fixas sem quaisquer variações futuras.

Com a utilização do método de Monte Carlo, foram feitas comparação entre os modelos *net metering* e *feed-in tariff* apontando que, no modelo onde toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é injetada na rede ocorrem melhores resultados do VPL, TIR e *pay-*

back.

A probabilidade de viabilidade econômica sob o ponto de vista do VPL e *payback* passa de 99% 1% para o modelo FiT, enquanto que no modelo *net metering* a viabilidade foi de somente 58,7%. Para a taxa interna de retorno (TIR), a probabilidade do valor ser maior que a TMA foi satisfatória para ambos os modelos de incentivo. A análise de sensibilidade mostrou que a viabilidade do SFCR está relacionada diretamente com valor do kWh cobrado pela concessionária e os custos de implantação, manutenção e operação do SFCR.

O método de Monte Carlo se mostrou uma ferramenta de suma importância para simular cenários que envolvem incertezas, que nesse caso foram as variáveis de entrada custo de implantação do SFCR, a taxa de aumento da tarifa de energia e também a taxa mínima de atratividade definida na pesquisa como 7%.

Analisando o momento atual da tecnologia fotovoltaica, a sua expansão para consumidores de maior porte está condicionada a alteração da potência máxima limitada pela demanda descrita na resolução N° 687/2015 e também ferramentas de incentivo diretamente relacionados aos custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, já que dentro da regulamentação atual o retorno financeiro foi insatisfatório.

5.2 Atividade futuras de pesquisa

Pesquisas futuras podem ser desenvolvidas a partir desta, como por exemplo:

- Proposição, através de dados de modelagem e simulação probabilísticas, de mudança da RN de micro e minigeração.
- Utilizar a simulação de Monte Carlo para análise de viabilidade de implantação em SFCR para microgeração;
- Avaliar a viabilidade dos SFCR em consumidores de microgeração e minigeração levando em consideração as bandeiras tarifárias;
- Comparar a probabilidade de sucesso econômico entre a geração fotovoltaica e a geração eólica;
- Desenvolver variações no modelo regulatório atual com o objetivo de expandir a utilização de sistemas fotovoltaicos no Brasil;
- Avaliar os impactos técnicos e econômicos que a minigeração provoca nas redes de distribuição de energia elétrica.

Referências Bibliográficas

- AGUIAR, Gilberto de; ALVES, Custodio da Cunha; HENNING, Elisa. Gerenciamento de projetos: simulação de monte carlo via a ferramenta simular. *XXX Encontro Nacional de Engenharia de Produção. A engenharia de produção e o desenvolvimento sustentável: integrando tecnologia e gestão*, São Carlos/SP, 2010. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2010_tn_sto_120_783_17492.pdf>. Acesso em: 10 Jun. 2017.
- ALFAIA, José Ricardo de Almeida. *Microprodução com energia solar: Comparação e análise da viabilidade econômica das diferentes soluções de produção no novo enquadramento legal*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Ramo Automação e Eletrónica) — Universidade da Beira Interior, Covilhã, 2012. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10400.6/2443>>. Acesso em: 14 Jan. 2017.
- ALNASER, Waheeb E; ALNASER, Naser W; BATARSEH, Issa. Bahrain's bapco 5MWp PV grid-connected solar project. *International Journal of Power and Renewable Energy Systems*, v. 1, 2014. Disponível em: <https://www.researchgate.net/profile/Waheeb_Alnaser/publication/284498238_Bahrain's_Bapco_5MW_PV_Grid-Connected_Solar_Project/links/56811a9108aebccc4e0bb5eb.pdf>. Acesso em: 28 Nov. 2016.
- ALONSO, M. C.; GARCÍA, F. S.; SILVA, J. P. *Energia Solar fotovoltaica*. Observatório de energias renováveis para América Latina e o Caribe., 2013. Disponível em: <<http://www.renenergyobservatory.org/br.html>>. Acesso em: 15 Ago. 2016.
- ALVES, Vitor Alexandre Moreira. *Dimensionamento de sistemas de produção de electricidade baseados em energia solar fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10216/58758>>. Acesso em: 31 Mar. 2016.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução normativa. *Resolução Normativa Nº 687*, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 05 Dez. 2016.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Prodist Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição*. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 14 Mai. 2016.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução normativa. *Resolução Normativa Nº 482*, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 09 Dez. 2016.
- _____. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 22 Jun. 2017.

ANEEL, Banco de Informação de Geração. Big. *Agência Nacional Energia Elétrica*, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 13 Ago. 2017.

ANEEL, Cadernos Temáticos. Micro e minigeração distribuída. *Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc*, 2014. Disponível em: <"<https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Documents/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>">. Acesso em: 12 Out. 2016.

APOLONIO, Daniel Moussalem. *Energia solar fotovoltaica conectada à rede de energia elétrica em Cuiabá: estudo de caso*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Mato Grosso, Cuiabá, 2014. Disponível em: <<http://200.129.241.80/ppgeea/sistema/dissertacoes/39.pdf>>. Acesso em: 30 Mai. 2016.

BENEDITO, Ricardo da Silva. *Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório*. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Universidade de São Paulo, São Paulo/SP, 2009. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/en.php>>. Acesso em: 18 Ago. 2016.

BERTOLO, Luiz Antonio. *Análise de Risco na Avaliação de Investimentos*. [S.l.], 2002. Apostila. Disponível em: <<http://www.bertolo.pro.br/AdminFin/AnalInvest/AnaliseDeRiscoNaAvaliacaoDeInvestimentos.pdf>>. Acesso em: 11 Jun. 2017.

BOTTEON, Claudia. *Curso de avaliação socioeconômica de projetos: Consideração do risco na avaliação de projetos*. Brasília/DF, 2009. Apostila. Disponível em: <www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/0/35920/Riesgo-portugues.pdf>. Acesso em: 24 Mai. 2017.

BRAUN, Priscila; ZOMER, Clarissa Debiazi; RÜTHER, Ricardo. Análise da contribuição energética associada à integração de sistemas fotovoltaicos em edificações comerciais. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 2, n. 1, 2011. Disponível em: <<https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/download/58/58>>. Acesso em: 02 Jul. 2017.

BRITO, Sérgio de Salvo. *Energia solar princípios e aplicações. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito*, 2003.

BRITO, Sérgio de Salvo. *Princípios e aplicações. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito*, v. 23, 2010. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial.pdf>>. Acesso em: 11 Ago. 2016.

BRUNI, Adriano Leal; FAMÁ, Rubens; SIQUEIRA, Jose de Oliveira. Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: uma aplicação do método de monte carlo. *Caderno de pesquisas em Administração*, v. 1, n. 6, p. 1, 1998. Disponível em: <<http://www.bertolo.pro.br/MetodosQuantitativos/Simulacao/c6-Art7.pdf>>. Acesso em: 23 Mai. 2017.

CABELLO, Andrea Felipe; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. *Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico*. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2013. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/963/1/TD_1812.pdf>. Acesso em: 02 Set. 2016.

CARVALHO, Francisco Ivanhoel Aguiar de. *Uma avaliação de viabilidade financeira no uso da energia solar fotovoltaica apoiada pela resolução ANEEL 482/2012 sobre geração distribuída no setor elétrico do Brasil*. Dissertação (Mestrado em Administração e Controladoria) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza/CE, 2014. Disponível em: <<http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/15667>>. Acesso em: 05 Dez. 2016.

CARVALHO, Pedro Manuel Sampaio de. *Modelação e simulação de sistemas fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) — Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2013. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10400.21/2541>>. Acesso em: 15 Mai. 2016.

CBIC, Câmara Brasileira da Indústria da Construção. *Gestão eficiente da energia na indústria da construção*. 2016. Disponível em: <http://cbic.org.br/sites/default/files/Energias_Renovaveis_Port.pdf>. Acesso em: 11 Out. 2016.

CHAPIN, Daryl M; FULLER, CS; PEARSON, GL. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. *Journal of Applied Physics*, AIP Publishing, v. 25, n. 5, p. 676–677, 1954. Disponível em: <<http://scitation.aip.org/content/aip/journal/jap/25/5/10.1063/1.1721711>>. Acesso em: 19 Out. 2016.

CHIGUERO, Tiba. *Atlas solarimétrico do Brasil: Banco de dados solarimétricos. Universitária da UFPE*, 2000. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 11 Jun. 2016.

COELBA, Companhia de Eletricidade do Estado da bahia. *Tabela de tarifa e preço final de energia elétrica Horosazonal - Verde A4 (2,3 a 25kV)*. 2016. Disponível em: <<http://servicos.coelba.com.br/comercial-industrial/Documents/alta-tensao/Dezembro16/VERDE%20A4.pdf>>. Acesso em: 05 Dez. 2016.

COSTA, Thiago Mendes Germano; SOUZA, Márcio Eli Moreira; SILVA, Selênio Rocha. Uma discussão quanto a inserção de sistemas fotovoltaicos em redes elétricas—um estudo de caso. *Simpósio Brasileiro de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu/PR*, 2014. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/277892481_Uma_Discussao_quanto_a_Insercao_de_Sistemas_Fotovoltaicos_em_Redes_Eletricas_-_Um_Estudo_de_Caso>. Acesso em: 10 Ago. 2016.

CRONEMBERGER, Joara; CAAMAÑO-MARTÍN, Estefanía; SÁNCHEZ, Sergio Vega. Assessing the solar irradiation potential for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes—making the case for Brazil. *Energy and Buildings*, Elsevier, v. 55, p. 264–272, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.08.044>>. Acesso em: 21 Nov. 2016.

DUFO-LÓPEZ, Rodolfo; BERNAL-AGUSTÍN, José L. A comparative assessment of net metering and net billing policies. study cases for Spain. *Energy*, Elsevier, v. 84, p. 684–694, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.031>>. Acesso em: 09 Dez. 2016.

ENOVA SOLAR. *MERCADO FOTOVOLTAICO: Análise de viabilidade. onde estão as melhores oportunidades do setor fotovoltaico?* 2016. Nobel Media AB 2002. Disponível em: <<http://www.enersolarbrasil.com.br/16/download/palestras-techshow/10-de-maio/analise-de-investimento-afinal-onde-estao-as-melhores-oportunidades-no-setor-fotovoltaico-enova-sol.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota técnica: Análise da inserção solar na matriz elétrica brasileira. *Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE*, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf>. Acesso em: 28 Dez. 2016.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Leilão de energia de reserva de 2014 - participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: Visão geral. *Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE*, 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/NT_EPE-DEE-NT-150_2014.pdf>. Acesso em: 29 Dez. 2016.

_____. Nota técnica: Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – condicionantes e impactos. *Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE*, 2014. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf)>. Acesso em: 29 Mai. 2016.

FARIA, Haroldo de; TRIGOSO, Federico BM; CAVALCANTI, João AM. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>>. Acesso em: 09 Dez. 2016.

FEITOSA, PAULO HENRIQUE ASSIS. *A transição tecnológica rumo à economia de baixo carbono: O papel da energia solar fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado em Economia) — Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória/ES, 2010. Disponível em: <http://portais4.ufes.br/posgrad/teses/tese_4252_DISSERTA%C7%C3O_PAULO%20HENRIQUE%20ASSIS%20FEITOSA_2008-2010.pdf>. Acesso em: 19 Ago. 2016.

FERMINO, Maicon *et al.* Monte carlo method to evaluate risk analysis. *Encontros Científicos-Tourism & Management Studies*, Escola Superior de Gestão, Hotelaria e Turismo da Universidade do Algarve, Portugal, n. 3, p. 818–831, 2013. Disponível em: <<http://www.redalyc.org/pdf/3887/388743876010.pdf>>. Acesso em: 27 Mai. 2017.

FERREIRA, Catarina Isabel Almeida. *Implementação e Estudo de um Colector Solar do Tipo Termossifão e de um Sistema de Painéis Fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Química) — Universidade do Porto, Porto, 2010. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/60174>>. Acesso em: 08 Jun. 2016.

FOTOVOLTAICA-UFSC, Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina. *Aula Introdução ao Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos - Parte II (05/11/2015)*. 2015. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=HVeubgyGVig&t=15s>>. Acesso em: 25 Nov. 2016.

GARUZZI, Ricardo Pessoti; ROMERO, Oldrich Joel. Economic feasibility of implementation of photovoltaic cells in residences of espirito santo, brazil. *Revista Espacios*, v. 38, n. 1, p. 23, 2016. Disponível em: <<http://www.revistaespacios.com/a17v38n01/17380123.html>>. Acesso em: 16 Jun. 2017.

GAVIRA, Muriel de Oliveira. *Simulação computacional como uma ferramenta de aquisição de conhecimento*. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção)

— Universidade de São Paulo, São Carlos/SP, 2010. Disponível em: <<http://www.academia.edu/download/40681123/Gavira1.pdf>>. Acesso em: 21 Mai. 2017.

GENTRY, B; BLANKINSHIP, D; WAINWRIGHT, E. *Oracle crystal ball user manual. 11.1. Denver, USA: Oracle. Inc, 2008.* Disponível em: <http://docs.oracle.com/cd/E52437_01/en/crystal_ball_users_guide/frameset.htm?ch02s06.html>. Acesso em: 12 Jun. 2017.

GREENPRO, Altener Programa Comunitário. Energia fotovoltaica-manual sobre tecnologias, projecto e instalação. *Europa: Comissão Europeia, 2004.* Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em: 11 Jul. 2016.

GUIMARÃES, Ana Paula C.; GALDINO, Marco A. *Potencial Solar - SunData.* 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 11 Out. 2016.

HOLDERMANN, Claudius; KISSEL, Johannes; BEIGEL, Jürgen. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*, Elsevier, v. 67, p. 612–617, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>>. Acesso em: 09 Dez. 2016.

IEA, International Energy Agency. Technology roadmap solar photovoltaic energy. *IEA, Paris, 2014.* Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf>. Acesso em: 21 Jun. 2016.

IMPERIAL, Lucas da Costa Corte. Análise do potencial do recurso solar na Bahia a partir de software de informação geográfica baseado na web. In: *12ª Feira de Ciências e 3ª Mostra de Iniciação Científica (FEMMIC 2014)*. [s.n.], 2014. Disponível em: <["http://conferencia.ifbaiano.edu.br/index.php/femmic/femmic2014/paper/view/1044"](http://conferencia.ifbaiano.edu.br/index.php/femmic/femmic2014/paper/view/1044)>. Acesso em: 11 Out. 2016.

JANNUZZI, Gilberto de Martino; MELO, Conrado Augustus de. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Energy For Sustainable Development*, Elsevier, v. 17, n. 1, p. 40–46, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.010>>. Acesso em: 09 Dez. 2016.

JUNIOR, Orlando Lisita. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso - 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP.* Dissertação (Mestrado em Energia) — Universidade de São Paulo, São Paulo/SP, 2005.

JUNIOR, Ubirajara Seyr. Avaliação de programas computacionais para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Curitiba/PR, 2015. Disponível em: <<http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/3674>>. Acesso em: 15 Jul. 2016.

LACCHINI, Corrado; SANTOS, João Carlos V Dos. Photovoltaic energy generation in Brazil—cost analysis using coal-fired power plants as comparison. *Renewable energy*, Elsevier, v. 52, p. 183–189, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.033>>. Acesso em: 06 Mai. 2016.

LANDEIRA, Juan Lourenço Fandino. *Análise Técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.* Dissertação

(Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ, 2013. Disponível em: <<http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2013091801.pdf>>. Acesso em: 13 Nov. 2016.

LAW, Averill M.; KELTON, W. David. *Simulation modeling and analysis*. 3. ed. New York: McGraw-Hill, 2000. (McGraw-Hill series in industrial engineering and management science). ISBN 9780070592926. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=QqkZAQAIAAJ>>.

MELO, Fernando Cardoso. Mestrado em Ciência, *Projeto e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a resolução normativa 482 da Aneel*. Uberlândia/MG: [s.n.], 2014. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14560>>. Acesso em: 10 Dez. 2016.

MIAN, Helena Magalhães. *Análise regulatória da participação da energia solar fotovoltaica e estudo do melhor mecanismo de suporte para inseri-la na matriz elétrica brasileira*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2015. Disponível em: <<http://repositorio.unb.br/handle/10482/18960>>. Acesso em: 27 Mai. 2016.

MITSCHER, Martin; RÜTHER, Ricardo. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, Elsevier, v. 49, p. 688–694, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.009>>. Acesso em: 05 Dez. 2016.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. *Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras*. Dissertação (Mestrado em Energia) — Universidade de São Paulo, São Paulo/SP, 2014. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/>>. Acesso em: 20 Nov. 2016.

NARDY, Leonardo de Paula. *Proposta para incentivo ao investimento em microempreendimentos de geração distribuída por consumidores residenciais*. Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial) — SENAI CIMATEC, Salvador/BA, 2017.

NASCIMENTO, Claudomiro Paulo *et al.* Energia solar fotovoltaica: Sistemas conectados à rede. *Revista Eletrônica Multidisciplinar - FACEAR*, 2016. ISSN 2316-2317. Disponível em: <<https://www.revista.facear.edu.br>>. Acesso em: 15 Nov. 2016.

NEVES, Ricardo Nuno Freitas. *Desenvolvimento de Modelos de Previsão de Produção de Centrais Solares Fotovoltaicas*. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) — Universidade do Porto, 2010. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/57937/1/000142680.pdf>>. Acesso em: 08 Jun. 2016.

NOGUEIRA, Larissa Gonçalves. *Políticas e Mecanismos de Incentivo às Fontes Renováveis Alternativas de Energia e o Caso Específico da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil e no Chile*. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas/SP, 2011. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/264719>>. Acesso em: 12 Abr. 2016.

NORBERTO, Carlos; GONZALEZ-BRAMBILA, Claudia N; MATSUMOTO, Yasuhiro. Systematic analysis of factors affecting solar pv deployment. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 6, p. 163–172, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.04.003>>. Acesso em: 21 Nov. 2016.

OLIVEIRA, Mario Henrique da F; ALMEIDA, MR; REBELATTO, MHFO. Avaliação de investimentos sob condições de incerteza: a aplicação do método de monte carlo em um estudo de caso no setor sucroalcooleiro. *XXIX Encontro Nacional de Engenharia de Produção. A engenharia de produção e o desenvolvimento sustentável: integrando tecnologia e gestão*, Salvador/Ba, v. 29, p. 06–09, 2009. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2009_tn_sto_093_631_13595.pdf>. Acesso em: 24 Mai. 2017.

OLIVEIRA, Mário Henrique da Fonseca. *A avaliação econômico-financeira de investimentos sob condição de incerteza: uma comparação entre o método de Monte Carlo e o VPL fuzzy*. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) — Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos/SP, 2008. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18140/tde-03122009-090723/publico/MarioHenriquedaFonsecaOliveira.PDF>>. Acesso em: 26 Jan. 2017.

ORACLE, Corporation. *Oracle Crystal Ball*. 2014. Disponível em: <<https://www.oracle.com/br/products/applications/crystalball/overview/index.html>>. Acesso em: 12 Jun. 2017.

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* *Atlas brasileiro de energia solar*. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, 2006. v. 1. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 15 Jun. 2016.

_____. *Atlas brasileiro de energia solar*. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, São José dos Campos, v. 2, p. 88, 2017. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 20 Ago. 2017.

PEREIRA, Edinaldo José da Silva. *Análise de risco de geração de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede usando o métodos de Monte Carlo*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica na Área de Sistemas de Energia Elétrica) — Universidade Federal do Pará, Belém/PA, 2015. Disponível em: <<http://repositorio.ufpa.br/jspui/handle/2011/7754>>. Acesso em: 27 Mai. 2017.

PERLOTTI, Edgar *et al.* Proposta para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. *Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE*, São Paulo, 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>.

PINHO, João T; GALDINO, Marco A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. [S.l.], 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 19 Mai. 2016.

PINTO, Julian TM; AMARAL, Karen J; JANISSEK, Paulo R. Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing. *Solar Energy*, Elsevier, v. 133, p. 73–84, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.048>>. Acesso em: 29 Out. 2016.

PVSYST, Photovoltaic System Software. Photovoltaic system software, pvsyst 6.43. *University of Geneva*, 2016. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com>>. Acesso em: 24 Mai. 2016.

PVSYST, SA. Pvsyst. *Download PVSYST,[Online]*, 2014. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com>>. Acesso em: 1 Nov. 2016.

- RABUSKE, Rodrigo; FRIEDRICH, Laercio Rogerio; FONTOURA, Fernando Batista Bandeira da. Análise da viabilidade para implantação de energia fotovoltaica com utilização para sombreamento de estacionamento. *XXXVI Encontro Nacional de Engenharia de Produção*, 2016. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_STO_234_364_28864.pdf>. Acesso em: 14 Nov. 2016.
- REIS, Lineu Belico dos. *Geração de energia elétrica*. Barueri: Editora Manole, 2011.
- REN21, Renewable. Global status report 2016. *REN21, Paris, Tech. Rep*, 2016. Disponível em: <<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>>. Acesso em: 19 Nov. 2016.
- RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas/SP, 2002. Disponível em: <http://www.professores.uff.br/dulcemar/Doc_PDF/Tarifas_Energia.pdf>. Acesso em: 09 Dez. 2016.
- ROSA, Antonio Robson Oliveira da; GASPARIN, Fabiano Perin; MOEHLECKE, Adriano. Redução de custos de energia elétrica por meio de um sistema fotovoltaico interligado à rede. In: CONGRESSO SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL, 10., 2015. Universidade de São Paulo – USP – São Paulo: IEEE, 2015. p. 1–10. Disponível em: <"<http://www.iee.usp.br/agrener2015/sites/default/files/tematica2/714.pdf>">. Acesso em: 11 Out. 2016.
- SANTANA, Fernanda Pereira da Silva; ANDRADE, Valcimar Silva de. Dimensionamento e análise de viabilidade de um sistema fotovoltaico para o prédio de ensino de uma instituição pública em Governador Valadares. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO AMBIENTAL, 5., 2014. Belo Horizonte/MG: IBEAS, 2014. p. 1–8. Disponível em: <<http://www.ibeas.org.br/congresso/Trabalhos2014/X-020.pdf>>. Acesso em: 19 Ago. 2016.
- SANTOS, Inês Quadros dos. *Avaliação Integrada da microgeração com Sistemas Fotovoltaicos: Caso de estudo do edifício do Laboratório de Aerodinâmica Industrial*. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia do Ambiente) — Universidade de Coimbra, Coimbra, 2008. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10316/20361>>. Acesso em: 13 Nov. 2016.
- SECUNDES, Urbano Uelligton. *Procedimentos e normativas para instalação de centrais fotovoltaicas conectadas à rede elétrica em média tensão*. Dissertação (Mestrado em Energia) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife/PE, 2015. Disponível em: <<http://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/15327>>. Acesso em: 14 Nov. 2016.
- SHIMURA, Sergio *et al.* Production costs estimation in photovoltaic power plants using reliability. *Solar Energy*, Elsevier, p. 294–304, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.070>>. Acesso em: 06 Dez. 2016.
- SILVA, Helder Henri; MOISÉS, Antonio Luiz Silva. Geração fotovoltaica distribuída: Estudo de caso para consumidores residenciais de Salvador-BA. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 5, n. 1, p. 164 – 180, 2016. Disponível em: <<http://revistas.ufpr.br/rber/article/view/45270/pdf>>. Acesso em: 18 Ago. 2016.

SILVA, Rutelly Marques da. Energia solar no brasil: dos incentivos ao desafios. Brasília: Senado Federal, Consultoria Legislativa, 2015. Disponível em: <<http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/507212/TD166-RutellyMSilva.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 17 Mai. 2016.

SOUZA, Kelly Christina Gutterres de. *Modelo de simulação para análise da viabilidade de geração de energia a partir da utilização de biodigestores*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande/MT, 2010. Disponível em: <<http://repositorio.cbc.ufms.br:8080/jspui/bitstream/123456789/648/1/Kelly%20Christina%20Gutterres%20de%20Souza.pdf>>. Acesso em: 13 Nov. 2016.

SPAGNOL, Luiz Carlos. *Técnicas de análise de riscos de investimentos aplicadas a empreendimentos imobiliários e de base Imobiliária*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) — Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória/ES, 2002. Disponível em: <<http://livros01.livrosgratis.com.br/cp133252.pdf>>. Acesso em: 15 Jun. 2017.

TAN, Rodney HG; CHOW, TL. A comparative study of feed in tariff and net metering for ucsi university north wing campus with 100 kw solar photovoltaic system. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 100, p. 86–91, 2016. Disponível em: <[doi:10.1016/j.egypro.2016.10.136](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.136)>. Acesso em: 09 Dez. 2016.

THAKUR, Jagruti; CHAKRABORTY, Basab. Sustainable net metering model for diversified Índia. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 88, p. 336–340, 2016. Disponível em: <[doi:10.1016/j.egypro.2016.06.139](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.06.139)>. Acesso em: 09 Dez. 2016.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Inserção da energia solar na matriz elétrica brasileira. In: *Rio 15 – Evento Internacional de Clima e Energia*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2015. Disponível em: <[http://www.rio15.net/download/RIO15_\(2\)_Integration_of_Solar_Energy_into_Electricity%20Matrix_of%20Brazil__Mauricio%20Tolmasquim.pdf](http://www.rio15.net/download/RIO15_(2)_Integration_of_Solar_Energy_into_Electricity%20Matrix_of%20Brazil__Mauricio%20Tolmasquim.pdf)>. Acesso em: 19 Jun. 2017.

_____. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>>. Acesso em: 19 Nov. 2016.

TORRES, Regina Célia. *Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais*. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Universidade de São Paulo, São Carlos/SP, 2012. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18147/tde-18032013-091511/publico/dissertacao_final_rct.pdf>. Acesso em: 31 Mar. 2016.

UNEP, United Nations Environment Programmes. *Solar Wind Energy Resource Assessment*. 2001. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&lR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>>. Acesso em: 15 Abr. 2016.

VARELA, Gustavo Hellstrom. Medição e avaliação dos dados solarimétricos. *Seminário Estudantil de Produção Acadêmica*, v. 10, n. 1, 2007. Disponível em: <<http://revistas.unifacs.br/index.php/sepa/article/viewArticle/38>>. Acesso em: 21 Ago. 2016.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. São Paulo: Érica, 2012.

WANG, Xiaoting *et al.* The value of module efficiency in lowering the levelized cost of energy of photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 15, n. 9, p. 4248–4254, 2011. Disponível em: <[doi:10.1016/j.rser.2011.07.125](https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.125)>. Acesso em: 09 Dez. 2016.

WEISS, Johnny. *Photovoltaics Design and Installation Manual*. [S.l.]: New Society Publishers, 2007.

WWF, Brasil. *Mecanismos de suporte para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira: modelo e sugestão para uma transição acelerada*. Brasília: Supernova Design, 2015. Disponível em: <http://d3nehc6yl9qzo4.cloudfront.net/downloads/mecanismos_de_suporte_para_insercao_da_energia_solar_1.pdf>. Acesso em: 02 Set. 2016.

YAMAMOTO, Yoshihiro. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy*, Elsevier, v. 86, n. 9, p. 2678–2685, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2012.06.001>>. Acesso em: 09 Dez. 2016.

ZOMER, Clarissa Debiazi. *Megawatt solar: geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. estudo de caso: edifício sede da Eletrosul, Florianópolis - Santa Satarina*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis/SC, 2010. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/93727>>. Acesso em: 03 Ago. 2016.

Simulação do sistema de 2,1 MWp

PVSYST V6.43		31/12/16	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Mestrado FV			
Geographical Site		Salvador	Country Brazil
Situation		Latitude 12.6°S	Longitude 38.3°W
Time defined as		Legal Time Time zone UT-3	Altitude 8 m
Meteo data:		Salvador	Synthetic
Simulation variant : New simulation variant II			
		Simulation date	31/12/16 09h56
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation		Tilt 13°	Azimuth 0°
Models used		Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon	
Near Shadings		No Shadings	
PV Array Characteristics			
PV module		Si-mono	Model Mono 250 Wp 60 cells
<small>Original PVsyst database</small>		Manufacturer	Generic
Number of PV modules		In series	24 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	8400
Array global power		Nominal (STC)	2100 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	599 V
Total area		Module area	13666 m²
			In parallel 350 strings
			Unit Nom. Power 250 Wp
			At operating cond. 1714 kWp (65°C)
			I mpp 2861 A
			Cell area 11945 m ²
Inverter			
<small>Original PVsyst database</small>		Model	AGILO TL 360.0-3 Outdoor
Characteristics		Manufacturer	Fronius International
Inverter pack		Operating Voltage	505-820 V
		Unit Nom. Power	360 kWac
		Nb. of inverters	5 units
		Total Power	1800 kWac
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses			Loss Fraction 3.0 %
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 3.9 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :			
		Unlimited load (grid)	

PVsyst Evaluation mode

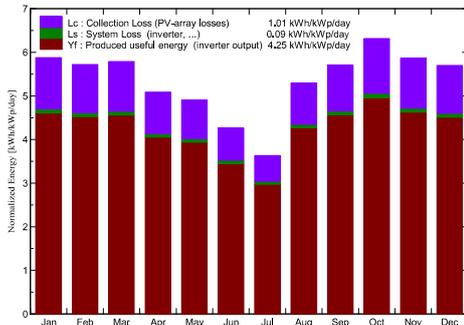
Grid-Connected System: Main results

Project : Mestrado FV
Simulation variant : New simulation variant II

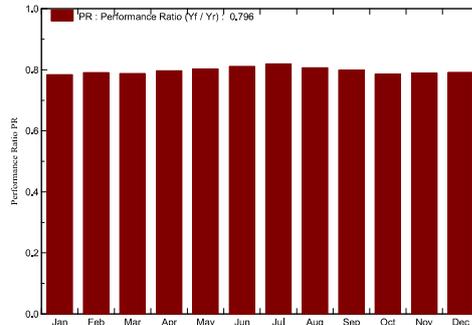
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth	0°
PV modules	Model	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	8400	Pnom total	2100 kWp
Inverter	Model	AGILO TL 360.0-3 Outdoor	Pnom	360 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	1800 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results	
System Production	Produced Energy 3260 MWh/year Specific prod. 1553 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR 79.6 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2100 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant II Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
January	194.6	26.00	182.2	170.6	306.0	300.0	12.29	12.05
February	164.8	25.90	160.2	150.0	271.4	266.1	12.40	12.16
March	176.5	25.90	179.5	168.8	302.8	296.9	12.34	12.10
April	143.6	25.60	152.7	143.5	260.5	255.4	12.48	12.24
May	136.5	25.00	152.2	143.0	261.7	256.6	12.58	12.34
June	113.1	24.20	127.8	119.8	222.2	217.7	12.72	12.46
July	103.0	23.60	112.6	105.3	197.9	193.7	12.86	12.59
August	151.3	23.70	164.0	154.4	283.3	277.9	12.64	12.40
September	165.2	24.50	171.3	161.1	293.2	287.6	12.52	12.29
October	197.8	25.40	195.8	184.4	329.5	323.0	12.32	12.07
November	185.3	25.70	175.8	164.9	297.4	291.6	12.38	12.13
December	188.9	26.00	176.7	165.5	299.8	293.8	12.42	12.17
Year	1920.6	25.12	1950.8	1831.2	3325.6	3260.4	12.47	12.23

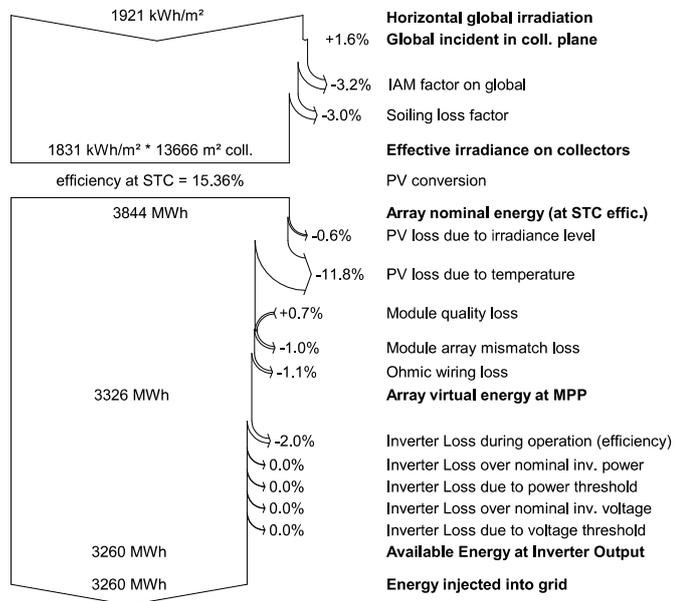
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Mestrado FV
Simulation variant : New simulation variant II

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth	0°
PV modules	Model	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	8400	Pnom total	2100 kWp
Inverter	Model	AGILO TL 360.0-3 Outdoor	Pnom	360 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	1800 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Simulação do sistema de 5,0 MWp

PVSYST V6.43		12/12/16	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Mestrado FV			
Geographical Site	Salvador	Country	Brazil
Situation	Latitude 12,6°S	Longitude	38,3°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	8 m
	Albedo 0,20		
Meteo data:	Salvador	Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant			
	Simulation date	12/12/16 22h39	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 13°	Azimuth	0°
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Perez, Meteonom
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	Mono 250 Wp 60 cells
<small>Original PVSyst database</small>	Manufacturer	Generic	
Number of PV modules	In series	25 modules	In parallel 800 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	20000	Unit Nom. Power 250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	5000 kWp	At operating cond. 4082 kWp (65°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	624 V	I mpp 6539 A
Total area	Module area	32538 m²	Cell area 28440 m²
Inverter			
<small>Original PVSyst database</small>	Model	ULTRA 1500-TL-OUTD-2-US-690-M/S-DNVKEMA	
	Manufacturer	ABB	
Characteristics	Operating Voltage	470-900 V	Unit Nom. Power 1500 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	3 units	Total Power 4500 kWac
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	3.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 1.8 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

PVSyst Evaluation mode

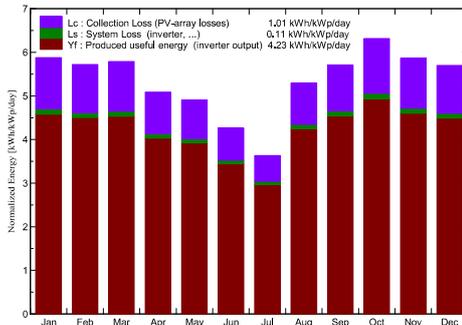
Grid-Connected System: Main results

Project : Mestrado FV
Simulation variant : New simulation variant

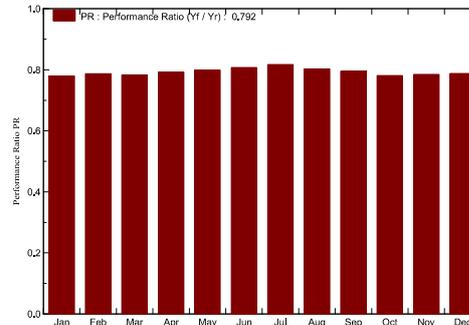
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth	0°
PV modules	Model	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	20000	Pnom total	5000 kWp
Inverter	ULTRA 1500-TL-OUTD-2-US-690-M/S-DNVKEMA	Pnom	1500 kW ac	
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	4500 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results	
System Production	Produced Energy 7723 MWh/year Specific prod. 1545 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR 79.2 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 5000 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	194.6	26.00	182.2	170.6	728.7	710.2	12.29	11.98
February	164.8	25.90	160.2	150.0	646.1	630.1	12.40	12.09
March	176.5	25.90	179.5	168.8	720.9	702.9	12.34	12.03
April	143.6	25.60	152.7	143.5	620.2	605.1	12.48	12.18
May	136.5	25.00	152.2	143.0	623.0	608.0	12.58	12.28
June	113.1	24.20	127.8	119.8	529.0	516.3	12.72	12.41
July	103.0	23.60	112.6	105.3	471.1	459.8	12.86	12.55
August	151.3	23.70	164.0	154.4	674.6	658.4	12.64	12.34
September	165.2	24.50	171.3	161.1	698.1	681.3	12.52	12.22
October	197.8	25.40	195.8	184.4	784.5	764.5	12.32	12.00
November	185.3	25.70	175.8	164.9	708.0	690.3	12.38	12.07
December	188.9	26.00	176.7	165.5	713.8	695.9	12.42	12.11
Year	1920.6	25.12	1950.8	1831.2	7918.1	7722.7	12.47	12.17

Legends:

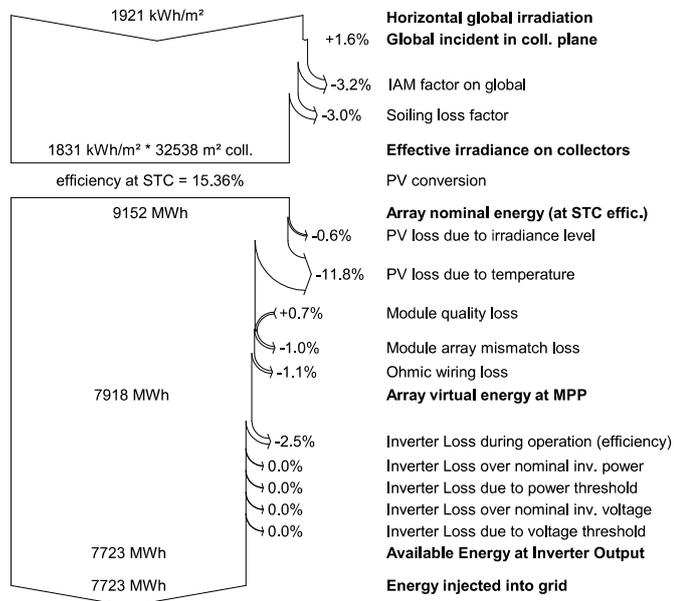
GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Mestrado FV
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth	0°
PV modules	Model	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	20000	Pnom total	5000 kWp
Inverter	ULTRA 1500-TL-OUTD-2-US-690-M/S-DNVKEMA	Pnom	1500 kW ac	
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	4500 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Resolução Normativa N° 687/2015

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015.

Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos [Procedimentos de Distribuição – PRODIST](#).

Voto

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, incisos IV e XVI, Anexo I, do Decreto n° 2.335, de 6 de outubro de 1997, no que consta do Processo n° 48500.004924/2010-51 e considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública n° 026/2015, realizada entre 7 de maio de 2015 e 22 de junho de 2015, que foram objeto de análise desta Agência e permitiram o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar o art. 2º da Resolução Normativa n° [482](#), de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º.....

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

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;

IV - melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica;

V - reforço: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários;

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.”

Art. 2º Alterar o art. 4º da Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º - Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

§ 3º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

§4º Para a determinação do limite da potência instalada da central geradora localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.

§5º Para a solicitação de fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua microgeração ou minigeração distribuída, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST para emitir a informação ou o parecer de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§6º Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes.”

Art. 3º Inserir os parágrafos 1º e 2º no art. 5º da Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, com a seguinte redação:

“ Art. 5º

§1º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada.

§2º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor.”

Art. 4º Alterar o art. 6º da Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

- I – com microgeração ou minigeração distribuída;
- II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- III – caracterizada como geração compartilhada;
- IV – caracterizada como autoconsumo remoto.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

.....”

Art. 5º Inserir o art. 6A na Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 6-A A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica.”

Art. 6º Alterar o art. 7º da Resolução Normativa nº [482](#), de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica devem ser observados os seguintes procedimentos:

I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso;

II – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para aquelas de que trata o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

III – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a que se refere o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

IV – o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada;

V – quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B;

VI - o excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto;

VII – para o caso de unidade consumidora em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

VIII - o titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a

cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes;

IX – para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados;

X - quando a unidade consumidora onde ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora;

XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;

XII - os créditos de energia ativa expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo;

XIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser contabilizados pela distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 (sessenta) meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes;

XIV – adicionalmente às informações definidas na Resolução Normativa nº [414](#), de 2010, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigeração distribuída deve conter, a cada ciclo de faturamento:

- a) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica;
- b) o saldo anterior de créditos em kWh;
- c) a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário;
- d) a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário;
- e) histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento;
- f) o total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora;
- g) o total de créditos expirados no ciclo de faturamento;
- h) o saldo atualizado de créditos;
- i) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá;

XV - as informações elencadas no inciso XIV podem ser fornecidas ao consumidor, a critério da distribuidora, por meio de um demonstrativo específico anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizado pela internet em um espaço de acesso restrito, devendo a fatura conter, nesses casos, no mínimo as informações elencadas nas alíneas “a”, “c”, “d” e “h” do referido inciso;

XVI - para as unidades consumidoras cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica que não possuem microgeração ou minigeração distribuída instalada, além da informação de sua participação no sistema de compensação de energia, a fatura deve conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver;

XVII - para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº [414](#), de 9 de setembro de 2010;

XVIII – os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica; e

XIX – para unidades consumidoras classificados na subclasse residencial baixa renda deve-se, primeiramente, aplicar as regras de faturamento previstas neste artigo e, em seguida, conceder os descontos conforme estabelecido na Resolução Normativa nº [414](#), de 2010.

§1º Os efeitos tarifários decorrentes do sistema de compensação de energia elétrica serão contemplados nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

§ 2º A cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, nos termos deste artigo.

Art. 7º Alterar o art. 8º da Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 8º - A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST.

§1º Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado.

§2º Os custos de adequação a que se refere o §1º correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

Art. 8º Alterar o art. 10 da Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.”

Art. 9º Alterar a redação do art. 13 da Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art.13 Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e envio dos dados para registro junto à ANEEL, conforme modelo disponível no site da Agência.

Parágrafo único. Os dados para registro devem ser enviados até o dia 10 (dez) de cada mês, contendo os dados das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que entraram em operação no mês anterior.”

Art. 10. Incluir o art. 13-A na Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 13-A A distribuidora deve disponibilizar, a partir de 1º de janeiro de 2017, sistema eletrônico que permita ao consumidor o envio da solicitação de acesso, de todos os documentos elencados nos anexos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, e o acompanhamento de cada etapa do processo.”

Art. 11. Incluir o art. 13-B na Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, com a seguinte redação:

“Art. 13-B Aplicam-se às unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, de forma complementar, as disposições da Resolução Normativa nº [414](#), de 2010.”

Art. 12. Alterar o art. 15 da Resolução Normativa nº [482](#), de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019.”

Art. 13. Ficam aprovadas a revisão 6 do Módulo 3 e a revisão 9 do Módulo 1 do Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que entram em vigor em 1º de março de 2016.

Art. 14. As distribuidoras devem revisar e publicar em seu endereço eletrônico, até 1º de março de 2016, as normas técnicas que tratam do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência o Módulo 3 do PRODIST.

Art. 15. Esta Resolução entra em vigor em 1º de março de 2016.