FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B

Felipe de Oliveira de Araújo

CAMPO GRANDE

2017

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B

Felipe de Oliveira de Araújo

Trabalho de Conclusão Final de Curso (para defesa) do Mestrado Profissional apresentada na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade, na área de concentração de Energias Renováveis.

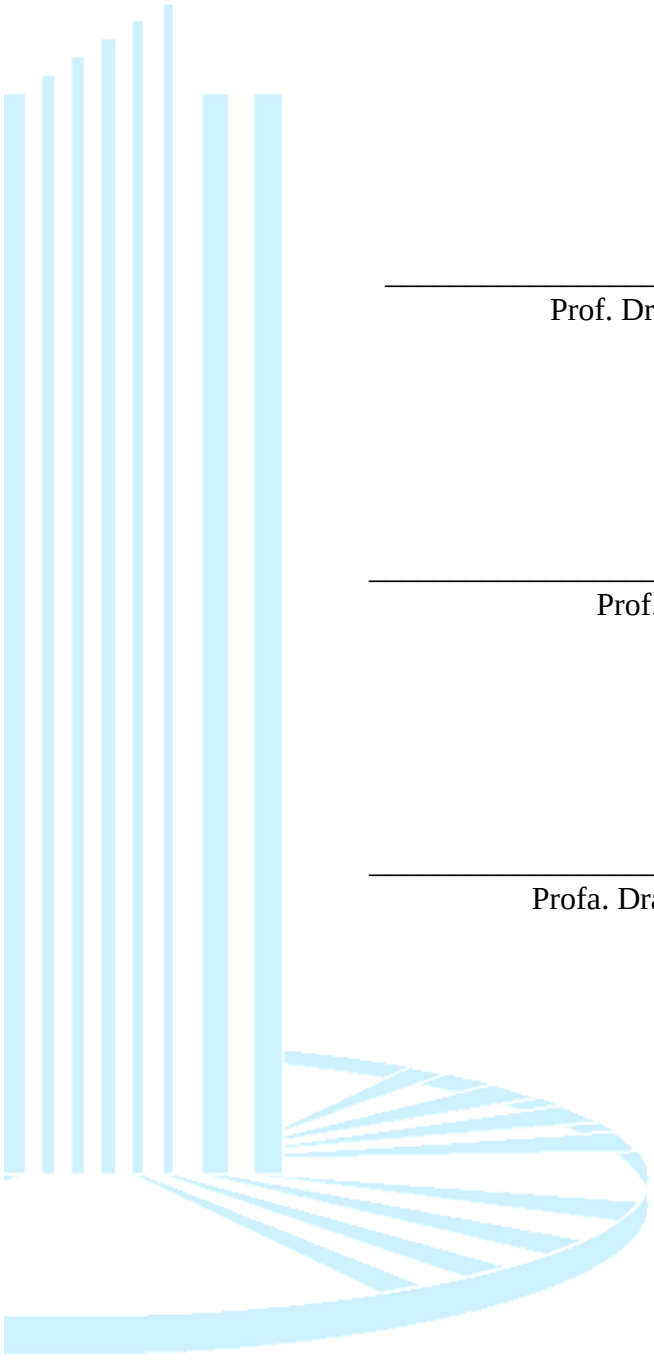
Orientador:Prof. Dr. Sandro Petry Laureano Leme

CAMPO GRANDE

Março/2017

FOLHA DE APROVAÇÃO

Redação final do Trabalho de Conclusão Final de Curso defendida por **Felipe de Oliveira de Araújo**, aprovada pela Comissão Julgadora em 03 de Março de 2017, na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul para obtenção do titulo de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade.



_____

Prof. Dr. Sandro Petry Laureano Leme – Orientador
FAENG/UFMS

_____

Prof. Dr. Marco Hiroshi Naka – Membro Titular
Departamento/IFMS

_____

Profa. Dra. Andréa Riccio Barbosa – Membro Titular
Departamento/UFMS

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Maria Cândida de Oliveira, pelo apoio e participação em toda minha formação. Agradeço por todas as condições oferecidas e por me mostrar desde cedo à importância, valor pelos estudos.

À minha irmã querida Laura de Oliveira de Araújo pelo apoio nas horas que tive que me ausentar do trabalho. Além do incentivo pelo estudo.

Á minha esposa Bruna Larissa Spontoni do Espirito Santo de Oliveira pelo apoio, paciência e compreensão. Além da ajuda na correção de texto.

Ao professor Sandro Petry Laureano Leme pelo profissionalismo e dedicação, com sábios conselhos, incentivo e por me guiar nesse 1 ano e meio de pós-graduação. Agradeço por estar sempre disposto a ajudar e por ter me ensinado à importância do estudo, pela busca de um diferencial da criatividade e inovação.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica que colaboram de forma direta e indireta com a minha formação ao longo destes anos transmitindo todo o conhecimento que tenho hoje.

RESUMO

Uma das principais promessas da tecnologia solar fotovoltaica tem sido o uso dos chamados “microinversores”, que vêm possibilitando a qualquer um poder gerar sua própria energia. Anteriormente era considerada viável sua aplicação somente para consumidores com consumo a partir de 400 kWh/mês, devido à potência mínima do inversor. Esse trabalho busca apresentar e discutir a viabilidade da tecnologia de microinversores para consumidores da classe B com consumo abaixo de 400 kWh/mês. Por consumidores da classe B entende-se: os consumidores atendidos em baixa tensão, em geral em 127 ou 220 volts, como residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais e boa parte dos edifícios comerciais. Em especial busca-se identificar o tamanho do gerador solar fotovoltaico ideal com melhor retorno de investimento por faixa de consumo. É apresentada uma análise econômica real através dos dados monitorados de um gerador de 1,5 kWp instalado em Campo Grande - MS, comparando-a com o resultado de geração teórico esperado. Além de apresentar uma discussão sobre a viabilidade econômica o trabalho apresenta uma proposta de adaptação nas normas técnicas de algumas concessionárias para correta avaliação da metodologia de projeto de SFCRs (Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica) com inversor orientado ao módulo (microinversores). O trabalho leva em consideração na análise econômica o fator de eficiência e degradação dos módulos fotovoltaicos, que foram mensurados utilizando o traçador de curva IV-400W da HT Instruments após 12 meses de funcionamento. Busca-se também mensurar o impacto de recentes benefícios fiscais governamentais, como a isenção de ICMS sobre a energia injetada na rede - que buscam tornar mais atrativo o uso desse tipo de sistema para o consumidor. Em especial é mensurado o impacto sobre a economia de um gerador fotovoltaico com a entrada do estado de Mato Grosso do Sul no convênio ICMS/CONFAZ 16/2015. São simulados diferentes cenários com diferentes perspectivas de comportamento da inflação e aumento do valor da energia que impactam diretamente sobre o resultado econômico esperado da implantação de sistemas fotovoltaicos. Utiliza-se como ferramentas de análise econômica o *payback* descontado, VPL, TIR, RCB, FCR, ROIA e ROI.

Palavras- chaves: Energia Solar Fotovoltaica, Avaliação Econômica, Microinversores.

ABSTRACT

One of the main promises of solar photovoltaic technology has been the use of the so-called "microinverters", which have made it possible for anyone to generate their own energy. Previously it was considered feasible to apply only to consumers with consumption from 400 kWh / month, due to the minimum power of the inverter. This work aims to present and discuss the feasibility of the microinverter technology for class B consumers with consumption below 400 kWh / month. Consumers in class B are: consumers served at low voltage, usually at 127 or 220 volts, such as homes, shops, bank branches, small workshops, residential buildings and a large number of commercial buildings. In particular, it is sought to identify the size of the ideal solar PV generator with the best return on investment per consumption band. The work presents a real economic analysis through the monitored data of a 1,5 kWp generator installed in Campo Grande - MS, comparing it with the expected theoretical generation result. In addition to presenting a discussion on economic feasibility, the paper presents a proposal for adaptation in the technical standards of some concessionaires for the correct evaluation of the SFCRs (Photovoltaic Systems Connected to Electric Grid) methodology with inverter oriented to the module (microinverters). The work takes into account in the economic analysis the efficiency and degradation factor of the photovoltaic modules, which were measured using the HT-400W curve plotter after 12 months of operation. It also seeks to measure the impact of recent government tax benefits, such as the exemption of ICMS on energy injected into the network - that seek to make the use of this type of system more attractive to consumers. In particular, the impact on the economy of a photovoltaic generator with the entry of the state of Mato Grosso do Sul in the agreement ICMS / CONFAZ 16/2015 is measured. Different scenarios are simulated with different perspectives of inflation behavior and increase of the value of the energy that directly impact on the expected economic result of the implantation of photovoltaic systems. Discounted payback, VPL, TIR, RCB, FCR, ROIA and ROI are used as economic analysis tools.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Economic Evaluation, Microinverters

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Usina solar PS10 em Sevilha, na Espanha 21
Figura 2: Exemplo de célula fotovoltaica. 22
Figura 3: Junção P-N 22
Figura 4: Relação entre rendimento *verus* tempo de Módulos Fotovoltaicos típicos no mercado. 24
Figura 5: Sistema fotovoltaico isolado. 25
Figura 6: Boia flutuante em Valente- BA. 26
Figura 7: Exemplo de sistema híbrido. 26
Figura 8: Sistema fotovoltaico conectado á rede. 28
Figura 9: Sistema fotovoltaico conectado à rede misto com *backup* 29
Figura 10: Metodologia de SFCRs com inversor central com baixa tensão. 30
Figura 11: Metodologia de SFCRs com inversor central com alta tensão. 30
Figura 12: Metodologia de SFCR com inversor orientado ao subgerador. 31
Figura 13: Metodologia de SFCR com inversor orientado ao ramo. 31
Figura 14: Metodologia de projeto de SFCR com microinversores. 32
Figura 15: Orientação de um módulo Fotovoltaico 37
Figura 16: Mapa com o resumo dos índices de irradiação global e média no plano inclinado por região no Brasil**.** 38
Figura 17: Carta de Correção anual de irradiação solar de CG 40
Figura 18: Irradiação Solar no Plano Inclinado 41
Figura 19: *Instalação dos microinversores.* 43
Figura 20: Potência Instalada 51
Figura 21: Número de Conexões acumuladas 51
Figura 22: Número de Conexões acumuladas por Estado. 52
Figura 23: Porcentagem por tipo de consumidor. 58
Figura 24: Faixa de consumo dos consumidores que têm a renda familiar maior de 5 salários mínimos 59
Figura 25: Resultado da instalação em dois bairros na Cidade de Colatina-ES. 60
Figura 26: Foto mostrando o local da instalação das placas. 62
Figura 27: Procedimentos de instalação das placas – instalação dos microinversores... 63

Figura 28: Procedimentos de instalação das placas – finalização da instalação..... 64
Figura 29: Consumo típico mensal da UC durante os anos de 2013, 2014 e 2015 antes da Instalação. 65
Figura 30: Estimativa de geração supondo o gerador fotovoltaico instalado para o norte com inclinação de 20º. 66
Figura 31: Dados de Irradiação segundo o CRESESB para a estação em Campo Grande 66
Figura 32: Layout e dados da Plataforma EMA 67
Figura 33: Monitoramento de produção de cada um dos seis módulos fotovoltaicos de 255 Wp instalados. 68
Figura 34: Comparação entre a Energia Gerada (kWh) registrada e a simulada ou "esperada". 69
Figura 35: Fluxo de Caixa Modelo 71
Figura 36: Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA 72
Figura 37: Gráfico da Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA 72
Figura 38: Evolução do Custo (R$) por kWh em MS 74
Figura 39: Aumento Percentual das Tarifas de Energia em Relação ao Período Anterior em MS..... 77
Figura 40: Gráfico preço (R$) por kWp na metodologia de inversor central/*string* 80
Figura 41: Gráfico preço (R$) por kWp na metodologia de inversor orientado ao módulo 81
Figura 42: Dados de Entrada para Análise 1. 84
Figura 43: Indicadores Financeiros para a Análise 1. 84
Figura 44: Dados de Entrada para Análise 2. 85
Figura 45: Indicadores Financeiros para o Analise 2. 86
Figura 46: Dados de Entrada para Análise 3. 87
Figura 47: Indicadores Financeiros para a Análise 3. 88
Figura 48: Dados de Entrada para Análise 4. 89
Figura 49: Indicadores Financeiros para a Análise 4. 90
Figura 50: Dados de Entrada para Análise 5. 91
Figura 51: Indicadores Financeiros para a Análise 5. 92
Figura 52: Dados de Entrada para Análise 6. 93

Figura 53: Indicadores Financeiros para a Análise 6. 94
Figura 54: Dados de Entrada para simulação de viabilidade de um gerador fotovoltaico de 30 kWp com configuração de inversor central/*string*. 95
Figura 55: Indicadores Financeiros para um Gerador FV de 30 kWp composto pela configuração de inversor central/*string*. 96
Figura 56: Análise de RCB e FCR para o gerador de 30 kWp composto por microinversores 97
Figura 57: Análise de RCB e FCR para o gerador de 30 kWp composto por inversor central. 98
Figura 58: Análise de TIR x Potência Instalada (kWp) de um consumidor trifásico com 400 kWh/mês supondo que a energia excedente seja perdida. 100
Figura 59: Análise de TIR x Potência Instalada (kWp) de um consumidor trifásico com 400 kWh/mês supondo que a energia excedente seja utilizada por outras UC sem a cobrança de ICMS. 101
Figura 60: Análise de TIR x Potência Instalada (kWp) de um consumidor trifásico com 400 kWh/mês supondo que a energia excedente seja utilizada por outras UC com a cobrança de ICMS. 102
Figura 61: Traçador de Curva I-V 400 *Ht Instrument*. 104
Figura 62: Parâmetros Elétricos do Módulo Fotovoltaico da CANADIAN modelo CS69-255P. 106
Figura 63: Realização dos testes com o traçador de curva I-V 400W da Fabricante *HtInstrument*. 106
Figura 64: Curva de P-V do Módulo Fotovoltaico CANADIAN 255 W Sujo. 107
Figura 65: Curva de P-V do Módulo Fotovoltaico CANADIAN 255 W Limpo. 108
Figura 66: Curva de Garantia do Módulo Fotovoltaico da CANADIAN modelo CS69-2559P. 108
Figura 67: Monitoramento da instalação 2 dias após a limpeza. 109

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Eficiência por Fabrica de Módulo Fotovoltaico 23
Tabela 2: Componentes do kit solar fotovoltaico composto por microinversor. 34
Tabela 3: Características do microinversor YC500A. 34
Tabela 4: Relação de perdas (sobre o valor máximo teórico) segundo a orientação (γ) e inclinação (β) do gerador fotovoltaico para a cidade de Campo Grande. 40
Tabela 5: IPCA-M – Período de 03/10/2016 á 07/10/2016 77
Tabela 6: Taxa SELIC. 78
Tabela 7: Tabela de preço de uma empresa brasileira - Outubro/2016 – Metodologia Inversor Central/*String*. 79
Tabela 8: Tabela de Preço de uma empresa brasileira - Janeiro/2017 – Metodologia Inversor orientado ao módulo (microinversor). 80
Tabela 9: Premissas utilizadas para as simulações econômica-financeiras. 81
Tabela 10: Simulação dos cenários (ao todo 6 análises). 82
Tabela 11: Simulação dos cenários (ao todo 6 análises). 99
Tabela 12: Simulação de potência ideal por tipo de consumidor (Trifásico, Bifásico ou Monofásico) para Campo Grande-MS considerando consumidor que não tenha como utilizar a sobra de energia. 103

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APS	*Altenergy Power System lnc.*
BC	Banco Central
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CAT	Custo Analisado Total
CAn	Custo anualizado de cada equipamento incluindo custos relacionados (mão de obra e etc)
CEt	Custo total em equipamentos
CEn	Custo cada equipamento
CT	Custo total do projeto (R$)
C.A.	Corrente Alternada
C.C.	Corrente Contínua
CEE	Custo da energia gerada ou economizada (R$/kWh)
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
CCEE	Câmera de Comercialização de Energia Elétrica
CELG	Centrais Elétricas de Goiás S.A.
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPOM	Comitê de Política Monetária
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
CSP	*Concentrated Solar Power*
CPF	Cadastro de Pessoas Físicas
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos

ECU	*Energy Communication Unit*
EMA	*Energy Monitoring & Analysis*
EPRI	*Electric Power Research Institute*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EE	Quantidade de energia gerada ou economizada (kWh/ano)
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria
FMB	Fundação Manoel de Barros
FCR	Fator de Recuperação de Capital
FRCu	Fator de Recuperação de capital em u anos (1/ano)
GD	Geração Distribuída
GDFI	*Ground Fault Detector Interrupter*
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IBC	Índice beneficio/custo
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LFT	Títulos do Tesouro Nacional (pós-fixada, indexada á taxa Selic)
MG	Estado de Minas Gerais
MME	Ministério de Minas e Energia
MS	Estado do Mato Grosso do Sul
MPPT	*Maximum Power Point Tracking*
NBR	Norma Brasileira Regulamentada
O&M	Operação e Manutenção
PEE	Programa de Eficiência Energética da ANEEL
PIS	Programa de Integração Social
PLC	*Power Line Communication*
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RF	Rádio Frequência
RCB	Relação Custo Beneficio
ROI	Retorno sobre Investimento
ROIA	Retorno Adicional sobre o Investimento
SFCRs	Sistemas Fotovoltaicos Conectados á Rede
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

STC	Condições *Stander* de Medida
SunData	Programa SunData do CRESESB
SP	São Paulo
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TAD-E	Transferência Automática de Dados – Energia produto da Empresa Zaruc
UNIDERP	Universidade Unhanguera
UC	Unidade Consumidora
VLP	Valor Presente Liquido
VAUE	Valor Uniforme Equivalente
VLPa	Valor Presente Liquido Anualizado

LISTA DE SÍMBOLOS

MW	Unidade de medida de Potência em Mega Watts
kWp	Unidade de medida de Potência instalada de sistemas fotovoltaicos em Quilowatt pico
AM	Coeficiente de Massa de Ar
GW	Unidade de medida de Potência instalada em Giga Watt
kW	Unidade de medida de Potência instalada em Quilowatt
Hz	Unidade de medida de Frequência em Hertz
kWh	Unidade de medida de Energia em Quilowatt hora
kg	Unidade de medida de peso em Quilogramas
W	Unidade de medida de potência Watts
mm²	Unidade de medida de área em milímetros quadrados
mm	Unidade de medida de comprimentos em milímetros
V	Unidade de medida de voltagem Volts
PR	*Perfomance Ratio*
EE	Energia Elétrica
E_{FV}	Energia solar fotovoltaica gerada
$P_{GFV,M,STC}$	Potência nominal do gerador fotovoltaico
$G_{da}(\alpha,\beta)$	Valor médio anual da irradiação diária global sobre a superfície do gerador solar fotovoltaico
I0	Investimento Inicial
Fct	Fluxo de Caixa do projeto no período t
r	Taxa de Desconto
t	Período
n	Horizonte de análise do fluxo de caixa
α	Azimut
A	Unidade de medida de Corrente em Amper
ºC	Unidade de medida de temperatura em Graus Celsius
R$	Unidade de valor em Reais
V_{OC}	Tensão de Circuito Aberto (*Open Circuit Voltage*)
u	Vida útil dos equipamentos (ano)
i	Taxa de desconto considerada (1/ano)

G_{STC}	Irradiância em condições *Stander*
I_{SC}	Corrente de Curto Circuito
V_{mp}	Tensão no Ponto de Máxima Potência
I_{mp}	Corrente no Ponto de Máxima Potência
P_{max}	Potência Máxima
Tc	Temperatura da célula em Graus Celsius (ºC)

:

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS ii

RESUMO iii

ABSTRACT iv

LISTA DE ILUSTRAÇÕES v

LISTA DE TABELAS vi

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS vii

LISTA DE SÍMBOLOS vii

1 INTRODUÇÃO 17

1.1 Objetivos 18

1.1.1 Objetivo Geral 18

1.1.2 Objetivos Específicos 18

1.2 Divisão do Trabalho 19

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 20

2.1 Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica 20

2.1.1 Energia solar 20

2.1.2 Sistemas fotovoltaicos 21

2.1.3 Painéis fotovoltaicos 22

2.1.4 Comparação da expectativa de vida dos painéis solares 23

2.2 Classificação dos sistemas fotovoltaicos 24

2.2.1 Sistemas isolados (ou *Off-Grid*) 24

2.2.2 Sistemas híbridos 26

2.2.3 Sistema ligado diretamente à rede 27

2.2.4 Conectados à rede sem o uso de baterias 27

2.2.5 Sistema misto com *backup* 28

2.3 Diferentes Configurações de Projetos de SFCRs 29

2.3.1 Configuração de Inversor Central com Baixa Tensão C.C (Corrente Continua) 29

2.3.2 Configuração de Inversor Central com Alta Tensão C.C. 30

2.3.3 Configuração de Inversor Orientado ao Ramo ou Subgerador 31

2.3.4 Configuração de Inversor Orientado ao Módulo 32

2.3.5 Diferenciais da Configuração de SFCRs que utilizam Microinversores 33

2.4 Composição do Kit de Microinversor 33

2.4.1 Microinversor 34

2.5 Dimensionamento de SFCRs com metodologia de Inversor Central e Inversor orientado ao Módulo (Microinversor) 36

2.5.1 Cálculo de Geração 36

2.5.2 Dimensionamento de uma Instalação Usando Microinversores 41

2.6 Conceitos de Análise de Investimentos 43

2.7 Divergências em Normas Técnicas de Determinas Concessionárias 49

2.7.1 Exigência de Aterramento 49

2.7.2 Exigência de Proteção Contra Surtos no Circuito C.C. e no Circuito C.A. 49

2.8 Cenário Atual 50

2.9 Geração Distribuída (GD) 53

2.10 Resolução Normativa nº 482 ANEEL 54

2.11 Resolução Normativa nº 687 ANEEL 55

2.12 Convênio ICMS/CONFAZ 16/2015 56

2.13 Público alvo para a metodologia de inversor orientado ao módulo (Microinversores) 57

3 METODOLOGIA 61

3.1 Local e Detalhes da Instalação 62

3.2 Histórico de Consumo Anterior a Instalação 64

3.3 Estimativa de Geração 65

3.4 Coleta de Dados 67
4 EXPERIMENTOS E RESULTADOS 70
4.1 Avaliação Econômico-Financeira 70
4.1.1 Fluxo de Caixa do Projeto 70
4.1.2 Tarifa de Energia Elétrica 71
4.1.3 ICMS 77
4.1.4 Taxa de Desconto 78
4.1.5 Autoconsumo 78
4.1.6 Preço do kWp por metodologia de projeto 79
4.2 Simulação dos cenários 81
4.2.1 Análise 1 83
4.2.2 Análise 2 85
4.2.3 Análise 3 86
4.2.4 Análise 4 88
4.2.5 Análise 5 90
4.2.6 Análise 6 92
4.3 Análise Econômica utilizando Fator de Recuperação de Investimento (FCR) e RCB (Relação Custo Benefício) 94
4.4 Análise do tamanho ideal do gerador solar fotovoltaico por faixa de consumo para consumidores do Grupo B 98
4.5 Traçador de Curva I-V 400 da HTInstrument 104
4.6 Análise das Medições usando o traçador de Curva IV 400 da HTInstrument 105
5 CONCLUSÃO 110
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 114

1 INTRODUÇÃO

A aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, só vinha sendo considerada viável para consumidores que consumiam acima de 400 kWh/mês, sendo o foco de venda de empresas instaladoras apenas estes consumidores. Buscando definir o mercado potencial para esse tipo de aplicação no país, pôde-se avaliar que, de acordo com o último Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2014, o maior número de unidades consumidoras de energia no país são as residências. Elas representam 85% (63,8 milhões) das unidades consumidoras, enquanto que 7% são comerciais (5,4 milhões), e apenas 1% destes consumidores (ou 584 mil) são unidades industriais, do total de 74,8 milhões espalhados pelo país. Claramente o maior potencial está nas unidades consumidoras residenciais, contudo ainda é um mercado que encontra dificuldades de crescimento no país.

Ao analisar o critério definido na *Nota Técnica DEA 19/2014 divulgado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética)*, onde se discute que o mercado potencial de unidades residenciais seriam residências, cuja renda ultrapasse cinco salários mínimos, pode-se restringir um mercado que anteriormente era de 63.8 milhões para cerca de 25 milhões de unidades consumidoras. Desse mercado, ao analisar o perfil de consumo, tem-se uma característica interessante: a parte que não era considerada viável para aplicação de sistema fotovoltaico conectado à rede, no Brasil, representa 89% do mercado alvo. Tal afirmação se justificava pela aplicação de somente duas metodologias para o projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados á Rede (SFCRs): as de inversores centrais ou as de inversores orientados ao ramo/*string*. O que resultava em um tamanho mínimo do inversor, um número mínimo de módulos fotovoltaicos e, consequentemente, um investimento mínimo de R$ 22.000,00 a R$ 30.000,00, fazendo que a tecnologia fosse considerada inviável devido ao alto investimento inicial. Proporcionando, portanto, um retorno vantajoso apenas para uma faixa de consumidores com um consumo, no mínimo, de 400 kWh/mês.

Esse trabalho apresenta uma análise econômica real que utiliza dados obtidos de um gerador fotovoltaico instalado na Fundação Manoel de Barros (FMB) comparando-a com o resultado econômico teórico esperado. É objetivo desse trabalho apresentar uma conclusão do tamanho ideal do gerador solar fotovoltaico para diferentes faixas de consumo, de diferentes consumidores do Grupo B que tenha melhor viabilidade econômica. Por consumidores da classe B entende-se: os consumidores atendidos em baixa tensão, em geral em 127 ou 220

volts, como residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais e boa parte dos edifícios comerciais (PROCEL, 2001). O trabalho também apresenta uma discussão de viabilidade técnica e econômica e uma proposta de adaptação em algumas normas técnicas de algumas concessionárias, para correta avaliação da metodologia de projeto de SFCRs de inversor orientado ao módulo (ou microinversores).

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é apresentar um estudo de viabilidade econômica com uma discussão sobre o tamanho do gerador solar fotovoltaico ideal por faixa de consumo para consumidores do Grupo B, demonstrando a relevância da metodologia de projeto de SFCRs com microinversores. O trabalho busca, além disso, apresentar dados de monitoramento, e análise econômica coletados de um caso real, um gerador fotovoltaico composto pela configuração de inversor orientado ao módulo (microinversor). Busca-se ao final do trabalho apresentar uma proposta de adaptação, em alguns pontos, em normas técnicas de algumas concessionárias para correta avaliação da metodologia de projeto de SFCRs de inversor orientado ao módulo (ou microinversores).

1.1.2 Objetivos Específicos

Para atender o objetivo geral desta proposta vislumbra-se o cumprimento dos seguintes objetivos específicos:

1. Projetar e executar um gerador solar fotovoltaico composto por microinversores na sede da Fundação Manoel de Barros (FMB) na Uniderp;
2. Monitorar o gerador fotovoltaico instalado por 1 ano usando o *datalogger Energy Communication Unit* (ECU) e a plataforma *Energy Monitoring & Analysis* (EMA);
3. Realizar análise econômica comparando os dados coletados e previstos do gerador fotovoltaico instalado;

4. Propor adaptações em pontos nas normas técnicas de algumas concessionárias para correta avaliação da configuração de SFCRs, com inversor orientado ao módulo (ou microinversores);
5. Executar medições no gerador fotovoltaico instalado usando o equipamento IV-400 da *HT Instruments*.

1.2 Divisão do Trabalho

O trabalho é organizado conforme segue: O Capítulo 2 inicia com uma Fundamentação Teórica do trabalho buscando uma contextualização dos aspectos básicos do tema discorrido, em seguida apresenta os diferentes tipos de configurações de Sistemas Fotovoltaicos Conectados á Rede (SFCRs) como seus aspectos positivos e negativos, discute os pontos em conflito de determinadas normas para o correto entendimento da metodologia de microinversores e por último apresenta a importância da metodologia proposta bem como o cenário atual do mercado brasileiro; O Capítulo 3 apresenta a metodologia utiliza no trabalho; O Capítulo 4 (Experimentos e Resultados) apresenta uma análise da eficiência do gerador fotovoltaico instalado, com simulações de produção, mensuração de dados obtidos utilizando o traçador de curva IV- 400W da HT Instruments. O Capítulo 4 apresenta, além disso, uma análise econômica do gerador fotovoltaico instalado, comparando os dados esperados com dados reais obtidos de um sistema de monitoramento de geração de energia que acompanha a produção em tempo real da instalação. Como objetivo central busca uma discussão sobre o tamanho ideal do gerador solar fotovoltaico para diferentes faixas de consumo e tipo de consumidores do Grupo B (Trifásico, Bifásico e Monofásico); O Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica

2.1.1 Energia solar

A Energia solar é proveniente da radiação do Sol e pode ser captada por painéis solares fotovoltaicos, compostos de associação de células fotovoltaicas ou painéis solar-térmicos utilizados para várias aplicações. É comum a utilização da energia solar térmica principalmente em residências, para o aquecimento da água. É considerada uma fonte de energia limpa e renovável, pois não polui o meio ambiente e é ilimitada (NUNES. 2011. p.21). Basicamente se considera que a energia solar pode ser utilizada de duas formas, sendo elas: aquecimento de água e transformação em Energia Elétrica (EE).

O aquecimento de água consiste na captação da irradiação solar através de coletores solares para o aquecimento da água presente nos coletores. Esta água circula pelas serpentinas através de um reservatório por meio de convecção, sem necessitar de uma bomba. Este sistema é normalmente utilizado em residências por meio de um sistema instalado na cobertura.

Já a transformação em EE pode ser realizada de duas maneiras: a primeira por meio do efeito fotovoltaico, em que os fótons são transformados em corrente mediante o chamado efeito fotovoltaico; e a segunda através do uso da luz com a função de aquecer fluidos de trabalho para que estes movimentem turbinas em método semelhantes ao efetuado em usinas termoelétricas, chamada de fonte hélio-térmica. Assim, para que a luz solar superaqueça este fluído do mesmo modo (de 150 a 1000ºC), é preciso utilizar vários espelhos com objetivo de concentrar a luz em receptores térmicos. Portanto, este sistema ficou conhecido por Energia Solar Concentrada (*Concentrated Solar Power* – CSP) ou Helio-Térmica (RIBEIRO, 2012). Exemplo disso pode ser visto na Figura 1.

Figura 1: Usina solar PS10 em Sevilha, na Espanha

Fonte: RIBEIRO, 2012

2.1.2 Sistemas fotovoltaicos

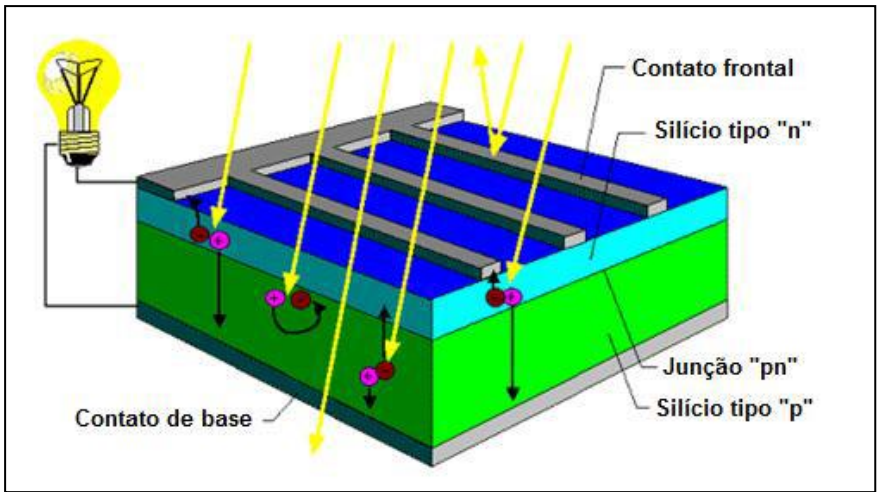
Sistemas fotovoltaicos são caracterizados por efetuar a conversão de irradiação (luz) em energia elétrica. A unidade básica para a transformação da energia solar em energia elétrica ocorre mediante a utilização de semicondutores. O componente mais utilizado na conversão fotovoltaica é o Silício, que é obtido através da areia encontrada no ambiente, onde são necessários processos industriais para que o Silício fique na forma cristalina e pura. É necessária a colocação de impurezas nesse cristal de Silício para que o mesmo seja um semicondutor. Este processo é denominado como dopagem e é muito utilizado na indústria eletrônica (GTES, 2014).

O Silício é o segundo elemento mais abundante na superfície de nosso planeta, mais de 25 % da crosta terrestre é silício e ele é 100 vezes menos tóxico que outros elementos (NUNES, 2011). O processo de dopagem do Silício junto com o Fósforo é identificado como Silício tipo N. Mediante o mesmo procedimento, porém com o acréscimo de Boro e não de Fósforo, são conhecidos como de Silício tipo P.

A célula é formada por uma camada fina de material de Silício tipo N, junto com mais uma camada de maior espessura do material de Silício tipo P, onde esse processo pode ser

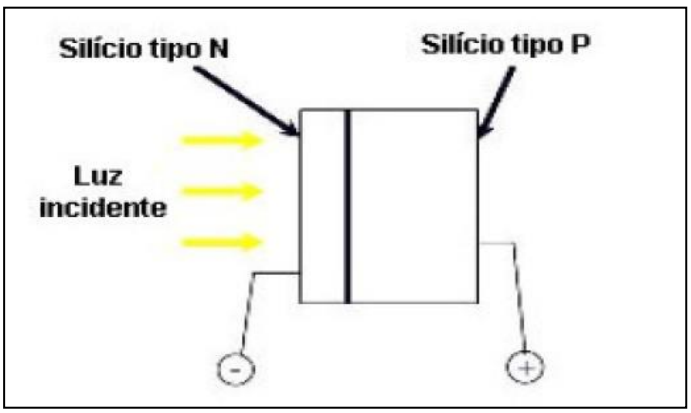
observado nas Figuras 2 e 3 (GTES, 2014). A junção P-N cria um campo elétrico que dá sentido aos elétrons livres, resultante do efeito fotovoltaico no semicondutor.

Figura 2: Exemplo de célula fotovoltaica.



Fonte: NUNES,2011

Figura 3: Junção P-N



Fonte: RIBEIRO, 2012

2.1.3 Painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são formados por células. Existem vários painéis fotovoltaicos fabricados pelo mundo, diferenciados pelo seu tipo de célula, seja ela monocristalina, policristalina, filme fino, entre outros. Essas células determinaram a eficiência do painel, que

possui vários tamanhos e seu peso aumenta de acordo com suas dimensões. No Brasil não existe fabricação de painéis solares, somente montadoras de painéis, como a Globo Solar localizada em Valinhos-SP. Os painéis fotovoltaicos presentes no mercado nacional são importados e comercializados por fornecedores regionais, onde são diferenciados pelas marcas e eficiência. O Brasil hoje conta um processo de certificação e teste de eficiência com classificação pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL para módulos fotovoltaicos nacionais e importados. Hoje existe uma série de módulos fotovoltaicos com diferentes níveis de eficiência. A Tabela 1 mostra as eficiências típicas de diferentes fabricantes (ENERGY INFORMATIVE, 2017).

Tabela 1: Eficiência por Fabrica de Módulo Fotovoltaico

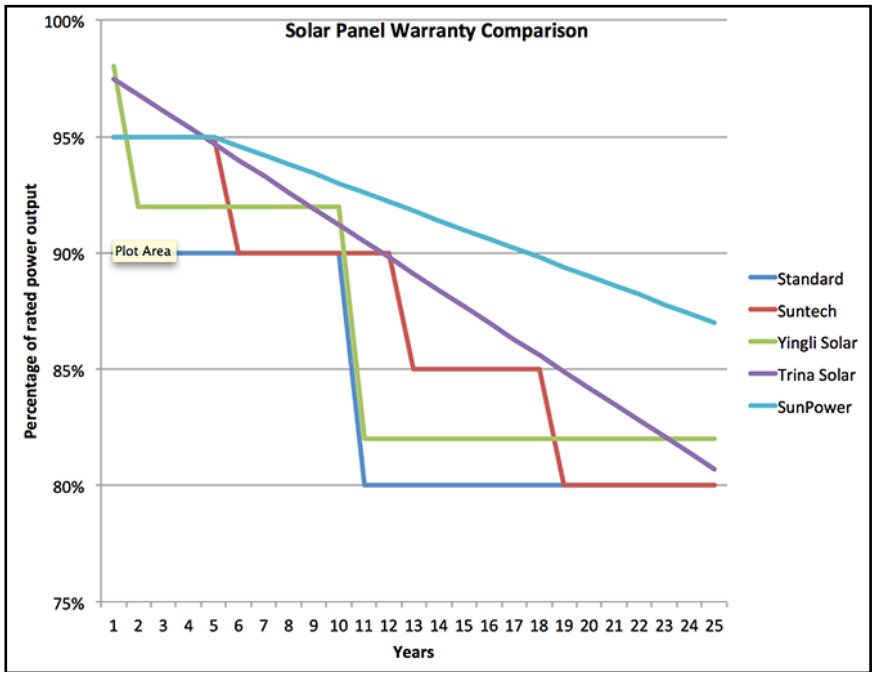
Fabricante	ID	Eficiência
Sun Power	SPR-200-BLK-U	17,68%
Sanyo Eletric of Panasonic Group	VBHN220AA01	17,64%
Kyocera Solar	KD200GX-LFBS	15,40%
Suntech Power	PLUTO220 Udm	14,97%
Canadian Solar	CS6P-220PE	14,20%
Sharp	ND-220UCJ	13,99%
LG Electronics Solar Cell Division	LG220R1W-G2	13,81%
Trina Solar	TSM-200DA05	13,60%
Yingli Energy (China)	YL200P-29b	13,46%
REC Solar	REC220PE-US	13,33%

Fonte: SROECO, 2013.

2.1.4 Comparação da expectativa de vida dos painéis solares

São comuns fabricantes de módulos fotovoltaicos oferecerem a garantia de 25 anos de produção linear. Nesses 25 anos de produção linear é aceitável níveis máximo de degradação diferente de fabricante por fabricante. Porém, estabelece-se um limite que ao 25º ano a produção seja 80% de um módulo novo. Na Figura 4 pode-se observar a degradação de diferentes fabricantes de painéis fotovoltaicos presentes no mercado.

Figura 4: Relação entre rendimento *verus* tempo de Módulos Fotovoltaicos típicos no mercado.



Fonte: ENERGY INFORMATIVA, 2017

Essa vida útil dos painéis pode ser prolongada, evitando danos físicos às placas, com manutenção e limpeza regularmente (de seis em seis meses, no máximo). A limpeza evita oxidação de seus *frames* e vedações.

2.2 Classificação dos sistemas fotovoltaicos

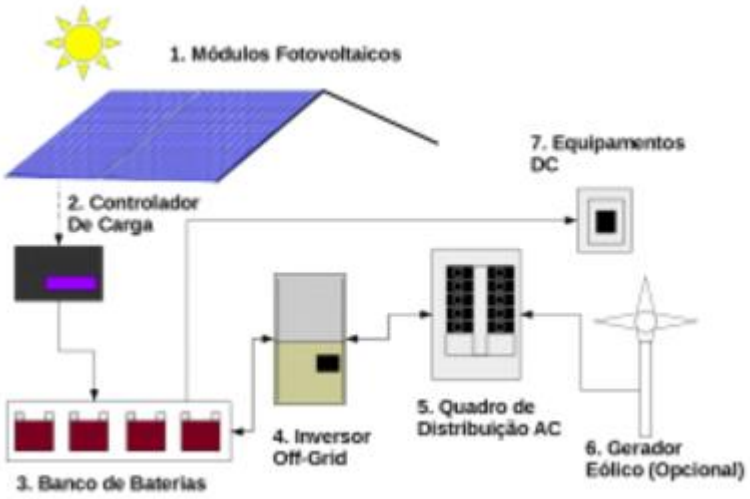
O sistema fotovoltaico é classificado de acordo com sua finalidade, que pode ser dividida em três categorias: Sistemas isolados (ou *off-grid*), híbridos e conectados à rede (ou *on-grid* ou misto) e sistemas conectados á rede (NUNES, 2011).

2.2.1 Sistemas isolados (ou *Off-Grid*)

São sistemas que independem da rede elétrica, ou seja a necessidade residencial é suprida pela eletricidade gerada nas placas no período diurno e pelo sistema de armazenamento, com baterias, nos horários isentos de incidência solar. Essa maneira de adequação é boa para regiões onde não se tem acesso à rede de energia elétrica da concessionária (NEXSOLAR,

2015). Um exemplo disso é a Figura 5. Basicamente o sistema é formado por 4 principais componentes: Módulos Fotovoltaicos, Controlador de Carga, Inversor Off-Grid, e Banco de Baterias. O controlador de carga tem a função de controlar a energia que sai dos módulos fotovoltaicos para o banco de bateria, controlando níveis de carregamento e descarregamento. O inversor *off-grid* tem a função de converter a energia das baterias em corrente contínua para corrente alternada. Tem o mesmo princípio de funcionamento dos inversores *on-grid*, porém sem a característica de proteção de anti-ilhamento.

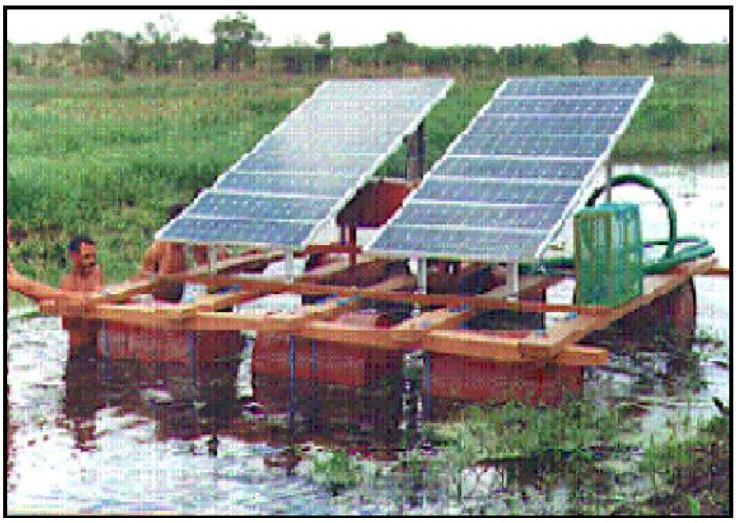
Figura 5: Sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: NEXSOLAR,2016

Mas nem todos os sistemas isolados necessitam armazenar essa energia como, por exemplo, na irrigação, onde toda a água bombeada é diretamente consumida ou estocadas em reservatórios (NUNES, 2011). Como mostrado na Figura 6.

Figura 6: Boia flutuante em Valente- BA.



Fonte: NUNES, 2011

2.2.2 Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos são caracterizados por operar de forma desconectada da rede convencional e possui diversas fontes para produção de energia, que variam de acordo com o sistema utilizado. Alguns exemplos de sistemas híbridos utilizam um misto de fontes como: geração diesel, geração de energia fotovoltaica, turbinas eólicas, como mostrado na Figura 7.

Figura 7: Exemplo de sistema híbrido.

Fonte: NUNES, 2011

São bastante empregados para instalações de médio a grande porte, em regiões isoladas, visando atender um número maior de usuários, onde a quantidade de energia que irá ser gerada é muito grande.

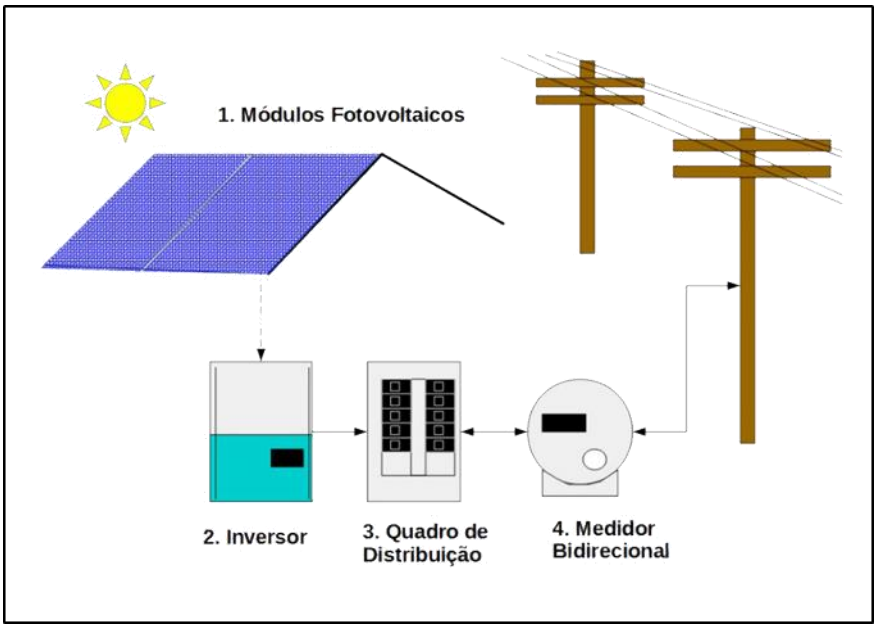
2.2.3 Sistema ligado diretamente à rede

Este sistema se divide em dois tipos que são os mistos com *backup* e os diretamente ligados à rede sem o uso de bateria.

2.2.4 Conectados à rede sem o uso de baterias

São sistemas que funcionam em paralelo com a rede de energia elétrica. A energia excedente gerada pode ser cedida à concessionária como forma de um saldo positivo podendo ser debitada em outros horários ou em outros meses. Nesse tipo de sistema, contudo, se ocorrer uma falta de energia o consumidor ficará sem energia devido ao sistema de anti-ilhamento (NEXSOLAR. 2016. p.1). A estrutura típica de sistema conectado sem o uso de baterias pode ser vista na Figura 8. Normalmente esse tipo de sistema possui somente 3 componentes básicos: Módulos Fotovoltaicos, Inversor *on-grid* e medidor bidirecional.

Figura 8: Sistema fotovoltaico conectado á rede.

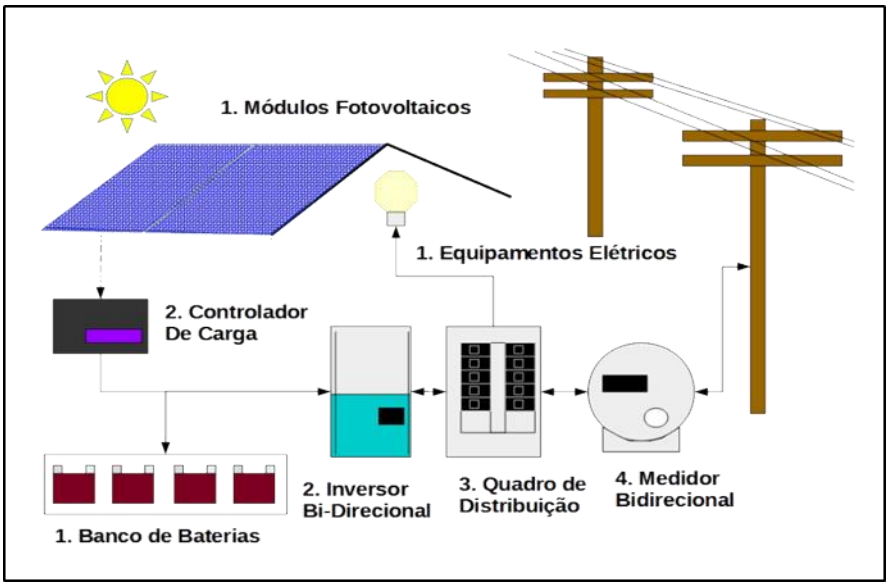


Fonte: NEXSOLAR, 2016

2.2.5 Sistema misto com *backup*

São caracterizados por serem sistemas conectados à rede, porém possuem baterias. Nesse tipo de sistemas você gera crédito pelo sistema de compensação de energia e ainda possui um sistema de armazenamento que pode ser programado para entrar em determinados horários ou em ocasiões inesperadas de falta de energia (NEXSOLAR. 2016. p.1). O inversor é especial, pois apesar de ter característica de proteção de anti-ilhamento, consegue isolar o circuito para que não injete energia na rede em períodos de falta de energia. A Figura 9 apresenta o esquema de sistema conectado à rede misto com *backup*. Basicamente o sistema é composto por 5 componentes básicos: Módulos Fotovoltaicos, Inversores Bidirecional, Controlador de Carga, Banco de Baterias e Medidor Bidirecional. Alguns inversores bidirecionais incluem uma plataforma que agrega em conjunto o inversor bidirecional e o controlador de carga.

Figura 9: Sistema fotovoltaico conectado à rede misto com *backup*



Fonte: NEXSOLAR, 2016

2.3 Diferentes Configurações de Projetos de SFCRs

Os primeiros SFCRs utilizavam um único inversor central para se conectar ao gerador fotovoltaico. Atualmente esta não é a única configuração possível. Pode-se classificar da seguinte forma:

a) Configuração com inversor central;
b) Configuração com inversor orientado ao ramo ou ao subgerador;
c) Configuração com inversor orientado ao módulo (ou configuração com microinversores);

As subseções abaixo descrevem cada uma delas comparando seus aspectos positivos e negativos.

2.3.1 Configuração de Inversor Central com Baixa Tensão C.C (Corrente Continua)

A Figura 10 apresenta o desenho esquemático para esta configuração. Entre as principais característica apresentadas nessa metodologia estão:

- Ter maior imunidade ao sombreamento parcial, ou perda por divergência;
- Usar cabos com maior bitola no Cabeamento C.C.;

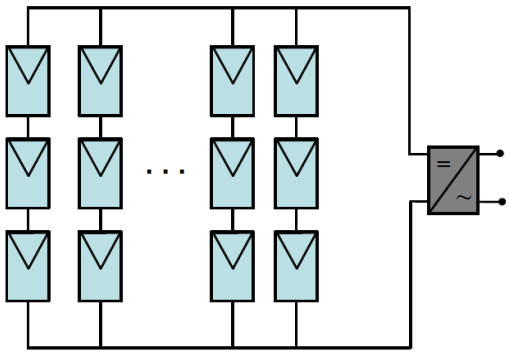
- Utilizar materiais de classe III para os equipamentos de proteção por trabalhar com baixa tensão C.C.;

2.3.2 Configuração de Inversor Central com Alta Tensão C.C.

A Figura 11 apresenta o desenho esquemático para esta configuração. Entre as principais características apresentadas nessa metodologia estão:

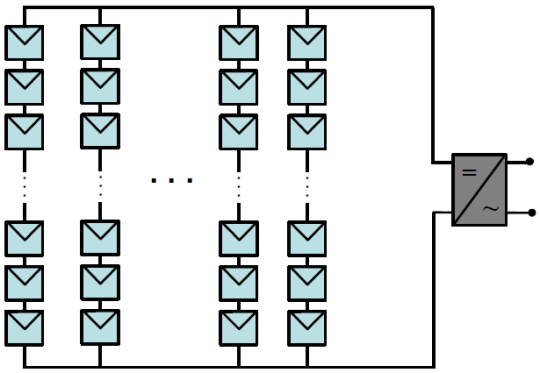
- Ter menor imunidade ao sombreamento parcial, ou perda por divergência;
- Usar cabos com menor bitola no Cabeamento C.C.;
- Necessitar usar material de classe II para os equipamentos de proteção devido trabalhar com alta tensão C.C.;

Figura 10: Metodologia de SFCRs com inversor central com baixa tensão.



Fonte: Autor, 2017

Figura 11: Metodologia de SFCRs com inversor central com alta tensão.



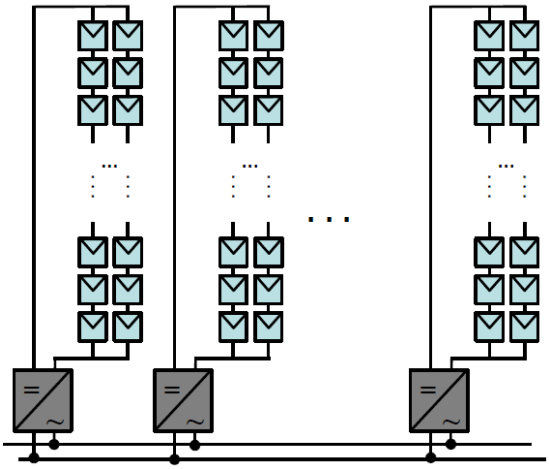
Fonte: Autor, 2017

2.3.3 Configuração de Inversor Orientado ao Ramo ou Subgerador

A Figura 12 e 13 apresenta o desenho esquemático para esta configuração. Entre as principais características apresentadas nessa metodologia estão:

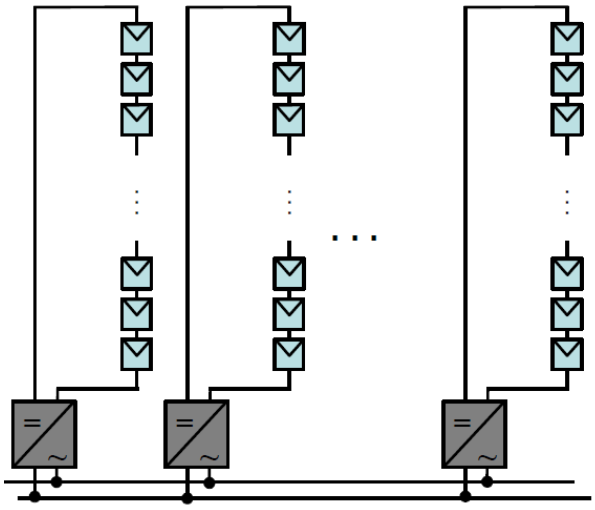
- Ter maior imunidade ao sombreamento parcial, ou perda por divergência;
- Não necessitar de diodos de bloqueio;
- Diminuir o custo do Cabeamento C.C. e da quantidade de caixa de conexão C.C.;
- Ao falhar apenas um inversor sua instalação ainda continua em funcionamento;

Figura 12: Metodologia de SFCR com inversor orientado ao subgerador.



Fonte: Autor, 2017

Figura 13: Metodologia de SFCR com inversor orientado ao ramo.



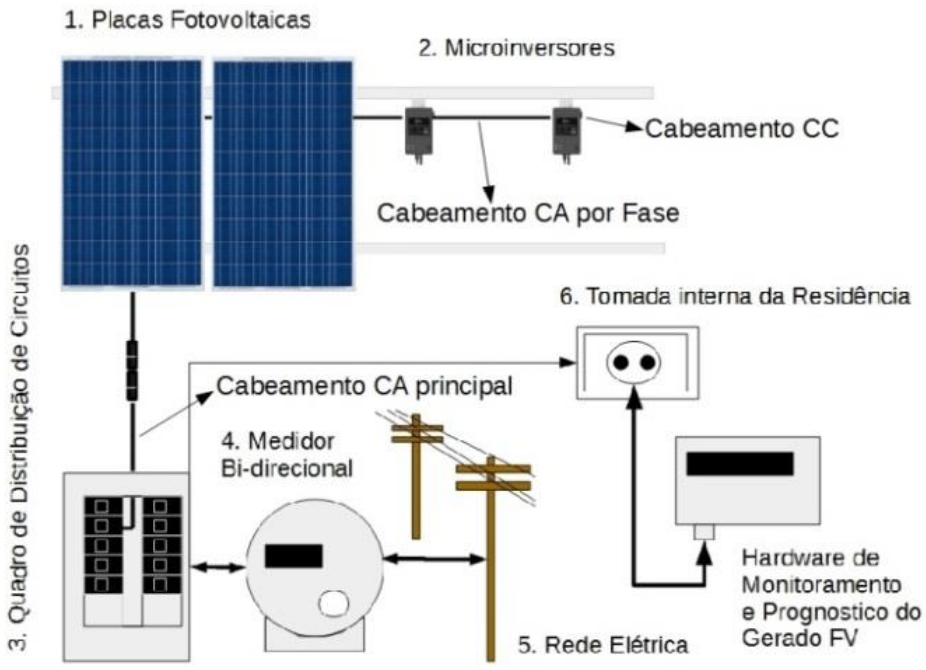
Fonte: Autor, 2017

2.3.4 Configuração de Inversor Orientado ao Módulo

A Figura 14 apresenta o desenho esquemático para esta configuração. O sistema com microinversor é formado por placas fotovoltaicas, microinversores, cabeamento C.C., Cabeamento C.A. por fase, Cabeamento C.A. principal. Se necessário existe um *hardware* de monitoramento capaz de obter dados pela própria rede elétrica de cada microinversor. Entre as principais características apresentadas nessa metodologia estão:

- Alta imunidade ao sombreamento parcial, ou perda por divergência;
- Inexistência de cabeamento C.C.;
- Grande Modularidade;

Figura 14: Metodologia de projeto de SFCR com microinversores.



Fonte: Autor, 2017

2.3.5 Diferenciais da Configuração de SFCRs que utilizam Microinversores

Quando comparado com a metodologia de projeto de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede com a utilização de inversores centrais/*string*, a metodologia de microinversores apresenta as seguintes vantagens:

1) Fácil instalação: Utilização da tecnologia *plug & play*. O circuito em C.C. é mais simples e com uma tensão menor (ao contrário da metodologia de inversor central/*string* que chega a ter 600 - 1200 V no circuito C.C.), o que minimiza o risco de acidentes e de erros, permitindo fácil instalação;
2) Maior vida útil: A maior vida útil dos microinversores pode ser justificada pelo fato de operarem em baixa potência. Dessa forma, problemas inerentes ao *design* são resolvidos sendo eliminada a necessidade de um grande transformador, assim como grandes capacitores eletrolíticos podem ser substituídos por capacitores de película fina (*Thim Film*), sem contar que não são mais necessários sistemas de resfriamento;
3) Produz 25% mais energia do que os sistemas que utilizam metodologias de inversor central/*string*: A produção de energia em sistemas fotovoltaicos conectados com metodologia de inversor central/*string* é dada em função do módulo FV (fotovoltaico) de menor produção. Enquanto que a produção de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede com metodologia de microinversores é independente para cada módulo. Tal dado vem sendo comparado no artigo escrito por (LEE e BRIAN, 2012) e (LEE, 2012)*;*
4) Mais seguro: A utilização de microinversores evita que ocorram falhas conhecidas como "*ARC FAULT*", que é umas das principais causas que fazem as instalações fotovoltaicas pegarem fogo;

2.4 Composição do Kit de Microinversor

O gerador fotovoltaico com microinversor normalmente é composto pelos itens informados na Tabela 2.

Tabela 2: Componentes do kit solar fotovoltaico composto por microinversor.

Itens	Quantidade	Garantia/Vida útil (anos)
Microinversor Modelo YC500A da Fabricante *Altenergy Power System*	1	25/25
Módulo fotovoltaico Resun Solar	2	25/35
Estrutura de fixação*	1	-
Cabos e outros materiais	1	10/20
Placa de sinalização	1	10/25
Disjuntor monopolar 20 A	1	15/25
Memorial descritivo*	1	-

* Vida útil indeterminada

Fonte: Modificado de ALTENERGY POWER SYSTEM, APSYSTEMS, RESUN SOLAR.

2.4.1 Microinversor

O microinversor a ser utilizado é o modelo YC500A da Fabricante *Altenergy Power System lc* possui 25 anos de garantia de operação. O microinversor pode maximizar a geração de energia de cada módulo, aumentando 5% a 25% a produção de energia, dependendo das condições individuais. Além disso, o microinversor permite a monitorização da produção de energia de cada módulo. Na Tabela 3 estão descritas as principais características do microinversor.

Tabela 3: Características do microinversor YC500A.

Especificações Elétricas	
Intervalo de Potência Recomendado de cada Módulo Fotovoltaico (STC)	180-310W
Intervalo de Tensão do MPPT	22-45V
Máxima Tensão de C.C.	55V

Máxima Corrente C.C.	12A X 2
Potência Máxima Nominal de Saída	500W
Máxima Corrente de Saída	1.87A
Tensão de Saída Nominal/Intervalo	127V ou 220V
Frequência Nominal de Saída/ Intervalo	60Hz / 60,5-59,3 Hz
Fator de Potência	>0,99
Distorção Harmônica Total	<0,3%
Eficiência Máxima	95,5%
Eficiência do MPPT (MPPT *Tracking*)	99,5%
Especificações Mecânicas	
Temperatura de Operação Interna	-40 a +85 ºC
Peso	2,5kg
Proteção	NEMA 4x
Dimensões	221mm x 167mm x 29mm
Garantia e Conformidades	
Garantia	25 anos
Normas	UL 1741, IEEE 1547
Certificação	NOM, ETL, CE, CQC, CTICK, SAA2

Fonte: Modificado de ALTENERGY POWER SYSTEM lnc.

O modelo YC500A tem a capacidade de conectar até 02 (dois) módulos, enquanto que o YC250A tem a capacidade de conectar apenas 01 (um) módulo. O modelo YC500A tem potência de saída de 500W, enquanto que o modelo YC250A tem potência de saída de 250W. A potência em STC recomendada em cada painel vai de 180-310W. Cada um dos modelos (YC500A e o YC250A), podem vir em duas versões, de 127V e de 220V, possibilitando instalar os microinversores em qualquer tipo de instalação.

O microinversor é instalado diretamente abaixo do módulo fotovoltaico, sendo os dois módulos conectados às duas entradas C.C. do microinversor. O cabeamento C.C. e o cabeamento C.A. por fase, que é responsável por conduzir a corrente alternada produzida pelo ramo de microinversor até o ponto de conexão com o cabeamento C.A. principal, são providos pelo próprio microinversor. Este equipamento tem a vantagem de ser mais eficiente, tornar o kit de geração independente, minimizar custos de proteção e cabeamento e custos de manutenção.

Além disso, sua principal vantagem é que possui uma maior vida útil, o que pode ser explicado pelo fato de operarem com uma baixa potência de entrada. Operando com uma baixa potência de entrada, muitos problemas de *design* inerentes a projetos de inversores convencionais de grande potência são resolvidos como, por exemplo: a necessidade de um grande transformador é eliminada, grandes capacitores eletrolíticos podem ser substituídos por capacitores de película fina sendo mais confiáveis e duráveis, além disso, sistemas de resfriamento não são mais necessários. Dessa forma, a vida útil dos microinversores pode ultrapassar 30 (trinta) anos enquanto que em inversores convencionais não chegam a 05 (cinco) anos.

2.5 Dimensionamento de SFCRs com metodologia de Inversor Central e Inversor orientado ao Módulo (Microinversor)

2.5.1 Cálculo de Geração

Para calcular a estimativa anual da energia gerada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é necessário conhecer a irradiação solar global sobre o plano correspondente dos módulos fotovoltaicos do gerador, o rendimento do sistema ou *Performance Ratio* (em inglês, PR) e a potência nominal do gerador. A estimativa anual da energia gerada por um sistema fotovoltaico conectado à rede é dada pela Equação (11):

$$E_{FV} = P_{GFV,M,STC}\ x\ G_{da}(\alpha,\beta)\ x\ PR\ x\ 365 \qquad (11)$$

Onde:

E_{FV} = Energia elétrica gerada por ano (kWh. ano^{-1})

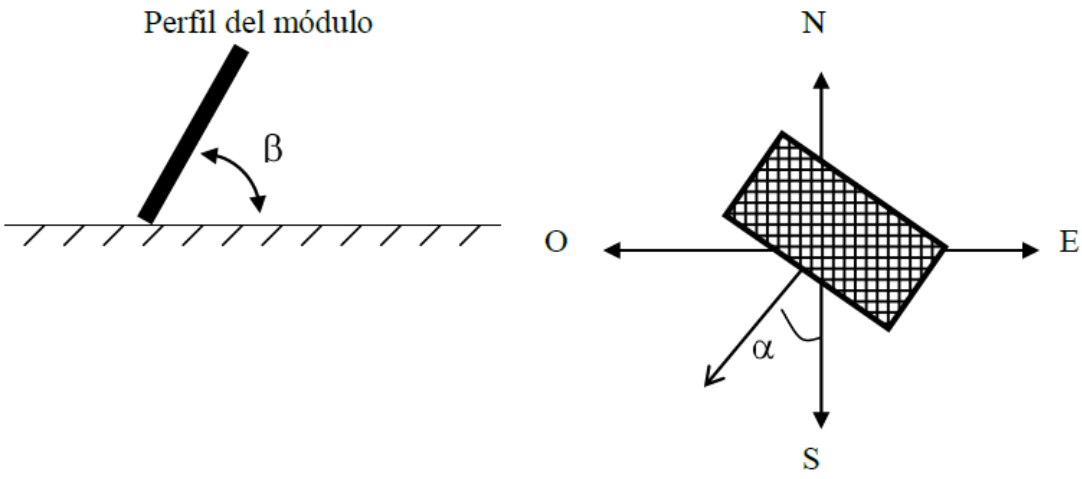
$P_{GFV,M,STC}$ = Potência nominal do gerador fotovoltaico, ou potência máxima em condições *stander* de media (STC), definidas por um irradiação de incidente G_{STC} igual a 1000 W.m^{-2} com uma distribuição espectral de AM 1,5 G (segundo IEC 60904-3) e uma temperatura de célula de 25º (kWp)

$G_{da}(\alpha, \beta)$ = Valor médio anual da irradiação diária global sobre a superfície do gerador solar fotovoltaico (kWh. $m^{-2}.dia^{-1}$)

PR= Rendimento global do sistema (adimensional)

A irradiação recebida pelos módulos fotovoltaicos do SFCR depende da orientação, inclinação e da localização geográfica dos módulos fotovoltaicos. A orientação é determinada pelo ângulo α (azimut), definido como o ângulo entre a proteção sobre o plano horizontal da normal da superfície do módulo, com a direção sul representada pela Figura 15. Assim se considera os valores desse ângulo como 0º se os módulos estiverem orientados para o Sul, -90º para os módulos orientados ao Leste, +90 graus para o Oeste e + 180º para o Norte. A inclinação do gerador fotovoltaico é determinada pelo ângulo β definido como o ângulo que forma a superfície do módulo plano com a horizontal. Seu valor é 0º para módulos na horizontal e 90º graus para vertical. A Figura 15 demostra os ângulos β e α .

Figura 15: Orientação de um módulo Fotovoltaico



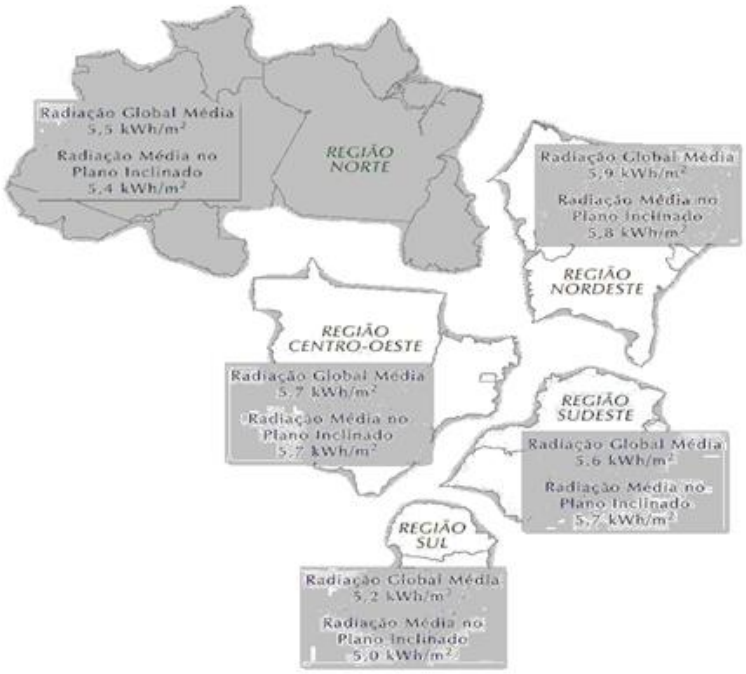
Fonte: Autor, 2017

O coeficiente PR traduz as perdas no SFCR nos cabeamentos, nos sombreamentos, nas desconexões do inversor, entre outras. O PR em SFCR está compreendido entre 0 e 1. Normalmente se utiliza o valor de 0,7 a 0,92 para instalações compostas por microinversores

por serem instalados diretamente abaixo dos módulos fotovoltaico e possuírem reduzido circuito C.C.

De forma geral, a irradiação global no Brasil (Figura 16) é relativamente bem distribuída pelas regiões do país. Mas, de forma geral, todo o litoral leste do Rio Grande do Sul ao recôncavo baiano, áreas mais densamente povoadas, apresentam os menores índices de irradiação verificados no país.

Figura 16: Mapa com o resumo dos índices de irradiação global e média no plano inclinado por região no Brasil**.**



Fonte: ATLAS, 2000

A região Nordeste apresenta os maiores valores de irradiação solar global com a maior média e a menor variabilidade anual entre as regiões geográficas. Os valores máximos de irradiação solar no país são observados na região central do estado da Bahia (6,5 kWh/m^2.ano), incluindo, parcialmente, o noroeste de Minas Gerais. Há, durante todo o ano, condições climáticas que conferem um regime estável de baixa nebulosidade e alta incidência de irradiação solar para essa região semiárida. A Figura 16 mostra a distribuição dos índices de irradiação global pelo país.

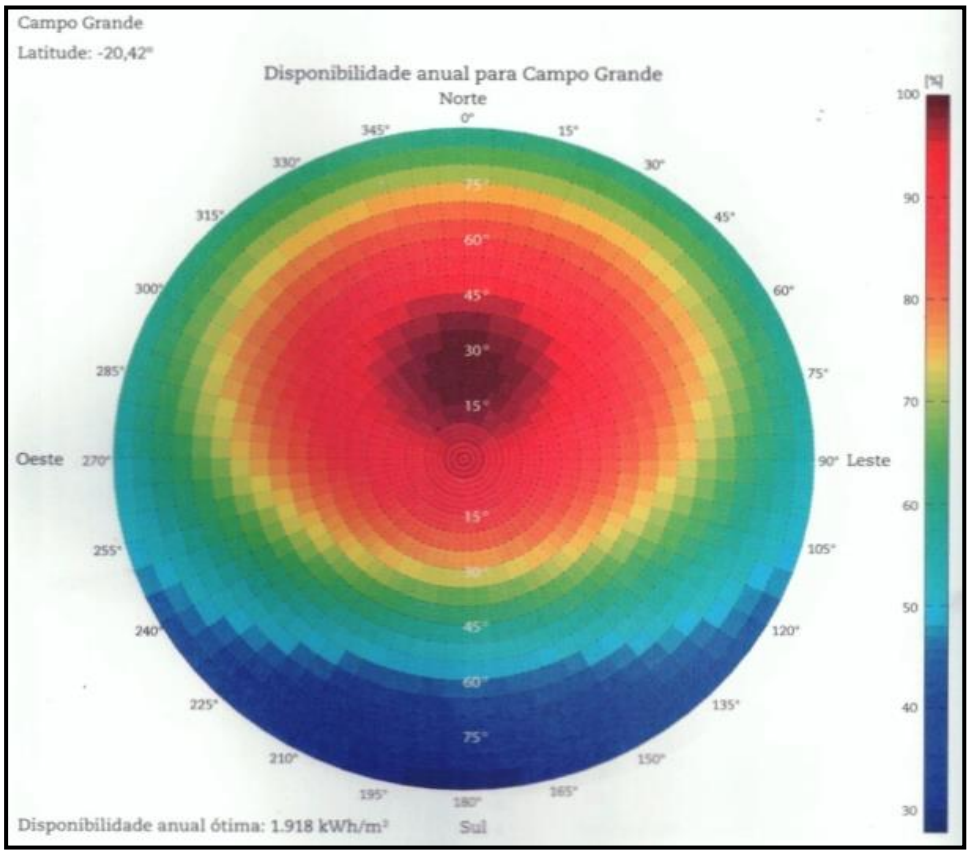
A região Sul é a que mostra os menores valores de irradiação global média no Brasil, notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina (4,25 kWh/m^2.ano), litoral do Paraná e litoral sul de São Paulo. Além disso, apresenta também a maior variabilidade media anual. As características de clima temperado e a influência de massas de ar polares contribuem para o aumento da nebulosidade nessa região, principalmente durante os meses de inverno.

A irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m^2.ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250 kWh/m^2.ano na Alemanha, entre 900 e 1.650 kWh/m^2.ano na França e entre 1.200 e 1.850 kWh/m^2.ano na Espanha. Em particular, a região Centro-Oeste do país ocupa a segunda melhor região quando se considera o índice de irradiação médio global, como pode ser visto na Figura 16, (5.7 kWh/m^2.ano). Também divide o segundo posto de melhor região quando se trata de irradiação média global sob plano inclinado (5.7 kWh/m^2.ano).

Em consulta ao ZILLES (2012) e Atlas Solarimétrico do Brasil, fornecido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL / Eletrobrás. Pode-se consultar uma carta (Figura 17) onde se pode corrigir a irradiação (kWh/m².dia) medida em condições ideais. A Figura 17 é está resumida na Tabela 4, onde se pode ver a relação de perdas (sobre o valor máximo teórico) segundo a orientação (γ) e inclinação (β) do gerador fotovoltaico para a cidade de Campo Grande.

.

Figura 17: Carta de Correção anual de irradiação solar de CG



Fonte: Zilles, 2012.

Tabela 4: Relação de perdas (sobre o valor máximo teórico) segundo a orientação (γ) e inclinação (β) do gerador fotovoltaico para a cidade de Campo Grande.

FATORES DE CORREÇÃO SEGUNDO UMA INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO DADAS (Disponibilidade anual ótima = 1.918kWh/m²)										
β / γ	**0°**	**10°**	**20°**	**30°**	**40°**	**50°**	**60°**	**70°**	**80°**	**90°**
0°	0,944	0,983	1,000	0,994	0,966	0,914	0,844	0,755	0,654	0,551
25°	0,944	0,978	0,990	0,981	0,950	0,900	0,833	0,750	0,658	0,562
50°	0,944	0,968	0,972	0,957	0,923	0,874	0,811	0,736	0,654	0,570
90°	0,944	0,934	0,908	0,871	0,824	0,770	0,711	0,647	0,584	0,519

Fonte: Zilles (2012).

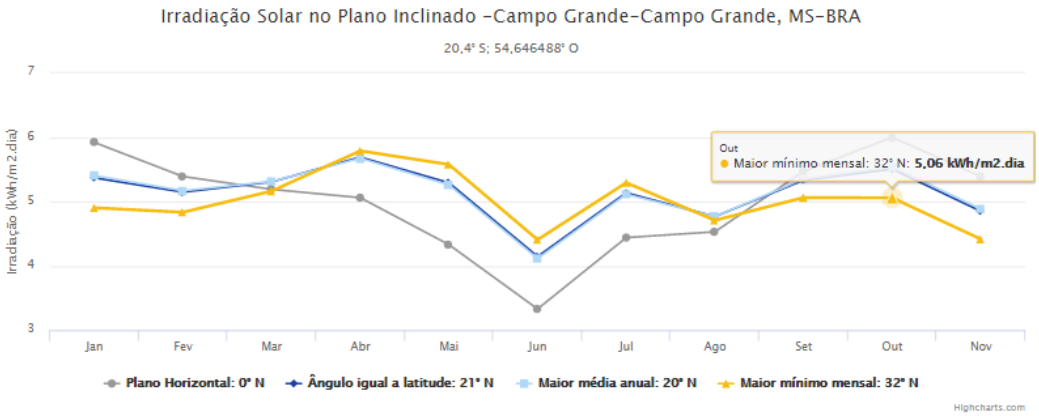
Para análise a irradiação solar no plano horizontal e inclinado de Campo Grande pode-se utilizar o *software* SunData, disponibilizado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB, 2017). Obtêm-se os valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para planos inclinados com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano

horizontal, como se pode ver na Figura 18. O ângulo igual à latitude, o ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar e o ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar. Pode ver na Figura 18 que a maior média anual irradiância é de 5,14 kWh/m²/dia para Campo Grande - MS que acontece quando a superfície está com um ângulo igual (20º).

Figura 18: Irradiação Solar no Plano Inclinado

Estação: Campo Grande
Município: Campo Grande , MS - BRA
Latitude: 20,4° S
Longitude: 54,646488° O
Distância do ponto de ref. (20,87° S; 54,82° O) :55,4 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,92	5,39	5,19	5,08	4,33	3,33	4,14	4,44	4,53	5,47	6,00	5,39	4,93	2,67
☑	Ângulo igual a latitude	21° N	5,37	5,15	5,31	5,69	5,29	4,15	5,19	5,14	4,77	5,33	5,51	4,85	5,14	1,55
☑	Maior média anual	20° N	5,41	5,17	5,31	5,67	5,28	4,12	5,15	5,11	4,77	5,35	5,54	4,88	5,14	1,56
☑	Maior mínimo mensal	32° N	4,90	4,83	5,16	5,79	5,58	4,41	5,52	5,29	4,71	5,08	5,08	4,42	5,06	1,38



Fonte: Cepel Eletrobrás (2014).

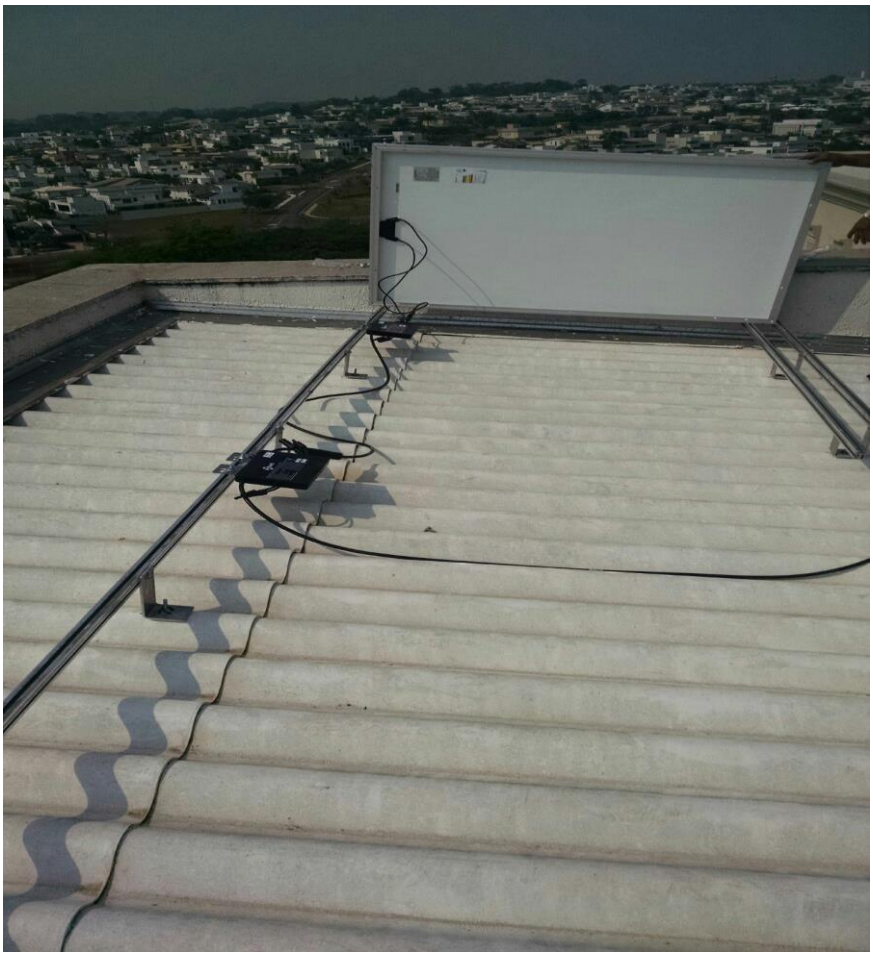
2.5.2 Dimensionamento de uma Instalação Usando Microinversores

A definição de projeto de um inversor orientado ao módulo (ou metodologia com microinversor) é a conexão de um único módulo para cada inversor com o algoritmo de MPPT (Metodologia de busca de Máxima Potencia) para cada inversor. Normalmente é admissível a conexão de módulos de potência de 180 W-310 W em cada microinversor. Sendo a máxima tensão e corrente admissível em seus terminais de entrada de 55 V e de 12 A, respectivamente. Alguns modelos de microinversores tem a eficiência de seus algoritmos de MPPT chegando a 99,5% enquanto a eficiência de conversão chegando a 95,6% segundo (DOMINIC,2014).

O dimensionamento dos condutores de um gerador fotovoltaico com um inversor central/string era dividido em duas partes: uma responsável por transportar a corrente contínua produzida pelos módulos fotovoltaicos (cabeamento C.C.) e outra parte responsável por transportar a corrente alternada convertida pelo inversor fotovoltaico (cabeamento CA). Quando se projeta um gerador fotovoltaico que contém apenas microinversores, a queda de tensão e os requisitos de proteção com relação ao cabeamento C.C. são bem menores e muitas vezes desprezíveis, uma vez que os microinversores são instalados abaixo dos módulos. Quando se instala um gerador fotovoltaico baseado em microinversores, o cabeamento pode ser dividido nas seguintes partes: Cabeamento C.C., Cabeamento C.A. por fase e Cabeamento C.A. principal sendo o Cabeamento C.C. e o Cabeamento C.A. por fase, fornecido muitas vezes pelo próprio microinversor.

Pela NBR 5410 (2014) é recomendável que o valor máximo de queda de tensão verificado entre o ponto de instalação do sistema fotovoltaico e o padrão de entrada não ultrapasse 3%. Para dimensionar e comprovar o correto dimensionamento dos condutores se utiliza os critérios de queda de tensão e térmicos (máxima corrente de curto circuito) admissíveis. Como em alguns microinversores já possui cabeamento C.C. e cabeamento C.A. por fase, de 4 mm², pode-se verificar usando os critérios de queda de tensão e térmico que existe um numero máximo definido por ramo, variando de 3 microinversores para a versão que funciona a 127 V e de 5 microinversores para a versão, que funciona a 220 V. Limitada pela máxima corrente admissível da bitola que já vem de fabrica. A Figura 19 mostra uma foto de um gerador real com microinversor.

Figura 19: *Instalação dos microinversores.*



Fonte:AUTOR,2017.

2.6 Conceitos de Análise de Investimentos

Decisões financeiras fazem parte da rotina de empresas e das pessoas. Por exemplo, ao decidir entre financiar um automóvel ou fazer uma poupança para a aquisição do bem à vista, as pessoas deveriam calcular explicitamente o VPL (Valor Presente Líquido) ou a TIR (Taxa Interna de Retorno) do projeto.

Uma figura de mérito para a avaliação financeira de um projeto é o Valor Presente Líquido, que nada mais é do que a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011). Para o cálculo do VPL, os fluxos de caixa do

projeto são trazidos para o valor presente, descontados a uma determinada taxa de juros (ASSAF NETO, 1994). A expressão para o cálculo do VPL é dada pela Equação (1).

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

Onde I_0 representa o investimento inicial, Fct representa o fluxo de caixa do projeto no período t, r representa a taxa de desconto, t o período em questão e n o horizonte de análise do fluxo de caixa.

Se o VPL for positivo, as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto. Desta forma, os casos considerados economicamente viáveis são os que apresentam VPL maior do que zero.

O fluxo de caixa é descontado a uma determinada taxa por dois motivos: (1) o dinheiro de hoje vale mais que o de amanhã e (2) um dinheiro seguro vale mais que um incerto (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011). Para a determinação da taxa de desconto, pode ser considerado o custo médio ponderado de capital, bem como os conceitos de Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ou de custo de oportunidade do capital (ASSAF NETO, 1994). Para um projeto de baixo risco, por exemplo, a taxa de desconto utilizada poderia ser a rentabilidade de títulos públicos do governo federal ou a remuneração do capital em algum projeto de risco equivalente. Embora para a determinação da taxa de desconto outros fatores devam ser levados em conta, tais como o nível de endividamento da empresa e seu custo de capital. Para o escopo deste trabalho, servem como direcionadores a remuneração de títulos públicos federais e a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a qual tem sua meta definida pelo COPOM (Comitê de Política Monetária). Ou em algumas análises é levada em conta a inflação (IGP-M) projetada.

Outra métrica utiliza nesse trabalho é o Valor Presente Líquido Anualizado – VPLa. Também conhecido como Valor Uniforme Equivalente (VAUE). O VLPa é utilizado para projetos com horizontes de planejamento longo, onde a interpretação do valor monetário do VPL tem sua comparação dificultada devido ao longo prazo. De vez enquanto é mais fácil para quem está decidindo o investimento raciocinar em termos de ganho por período do que ganho

acumulado ao longo de um tempo muito grande. Enquanto o VPL concentra todos os valores do fluxo de caixa na data ZERO, o VPLa transforma o fluxo de caixa do investimento em um serie uniforme. O VPLa pode ser calculado pela seguinte formula na Equação (2):

$$VPLa = VPL * \frac{r*(1+r)^t}{(1+r)^t-1} \qquad (2)$$

Onde r é a taxa de desconto ou a TMA, t é o período em questão, e VPL é o valor do VPL para o ano zero.

Outra figura de mérito utilizado em avaliação financeira de projetos é a TIR (Taxa Interna de Retorno). Keynes, (1936) aponta a TIR como sendo a eficiência marginal do capital. Do ponto de vista matemático, a TIR é a taxa em que, empregada como a taxa de desconto no cálculo do VPL faz com que seu valor fique igual a zero, ou seja, é a raiz da função VPL, onde a variável independente é a taxa de desconto. A Equação (3) demonstra a relação da TIR com o VPL (KEYNES, 1936).

$$VPL = \sum_{t=0}^{n} \frac{Fc_t}{(1+TIR)^t} = Zero \qquad (3)$$

Deve-se notar que:

- TIR> TMA, VLP > 0 ;
- TIR = TMA, VLP= 0;
- TIR < TMA, VPL < 0;

Outra métrica que será utilizada na avaliação econômica desse trabalho será o índice beneficio/custo (IBC). O IBC é a medida de quanto se espera ganhar por unidade de capital investido. É hipótese implícita no cálculo do IBC é que os recursos liberados ao longo da vida útil do projeto sejam reinvestidos a TMA. O IBC pode ser calculado fazendo a razão entre o fluxo Esperado de Beneficio de um projeto/aquisição e o Fluxo de Investimento necessário para realizá-lo. Pode ser calculado pela formula da Equação (4) (KEYNES, 1936).

$$IBC = \frac{Valor\ presente\ do\ fluxo\ de\ beneficios}{Valor\ presente\ do\ fluxo\ de\ investimentos} \qquad (4)$$

Para analisar se um investimento ou empreendimento merece ser avaliado é necessário apenas verificar se o IBC é > 1. Outra forma de fazer a avaliação de um investimento/empreendimento é usar a métrica chamada ROI (ou Retorno sobre Investimento). O ROI pode ser calculado usando a fórmula na Equação (5) (KEYNES, 1936).

$$ROI = \frac{Beneficio - I_o}{I_0} x100 \qquad (5)$$

Onde I_0 é o capital inicial e Benefício é o benefício total do investimento.

Outra métrica para avaliação econômica utilizada nesse trabalho é o Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA). Por muitos é vista como a melhor estimativa de rentabilidade para um projeto ou investimento, pois representa em termos percentuais o lucro gerado pelo projeto. O ROIA pode ser calculada usando a formula na equação (6) (KEYNES, 1936).

$$ROIA = \frac{ROI+1}{1+TMA} - 1 \qquad (6)$$

Por fim a última métrica abordada nesta dissertação é o tempo de retorno sobre o investimento, ou *payback*. O payback é o número de períodos necessários para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo, isto considerando que o fluxo de caixa do projeto é do tipo em que o investimento é realizado no primeiro período e as receitas estão nos anos seguintes. Existe o *payback* simples e o descontado. O primeiro não leva em conta o dinheiro no tempo e é vantajoso pela sua simplicidade de cálculo, já o *payback* descontado apresenta um valor mais confiável. Nota-se que quanto maior o período analisado e a taxa de desconto, maior a divergência entre os resultados dos dois métodos de cálculo (KEYNES, 1936).

Cada uma das técnicas apresentadas tem suas limitações próprias. O método do VPL não dá a noção do quanto cada unidade monetária investida dará de retorno, por exemplo, dois projetos com investimentos de R$1.000 e R$ 100.000, respectivamente podem apresentar o mesmo VPL, entretanto, o valor de investimento necessário para o segundo caso é 100 vezes maior. O método da

TIR, conforme já mencionado, pode se tornar complicado em situações que apresentem mais de uma inversão no sinal do fluxo de caixa. Por fim, o método do tempo de retorno, ou *payback*, embora possa dar uma noção da atratividade do projeto de maneira simples e compreensível, apresenta limitações quanto à apresentação de rentabilidade.

Para comparar a viabilidade de empreendimentos de geração de energia ou economia de energia que tenham vida útil diferenciada é normalmente utilizado o método de FRC (Fator de Recuperação de Capital), de CAT (Custo Anualizado Total) e de RCB (Relação Custo Benefício). A metodologia utilizada para o calculo pode ser obtido utilizando as seguintes formula nas Equações (7), (8), (9), (10),(11) e (12) (KEYNES, 1936).

$$RCB = \frac{CA_T}{BA_T} \qquad (7)$$

Onde:

CAt = Custo anualizado total [R$/ano]

BAt = Beneficio anualizado [R$/ano]

$$CA_T = \sum_n CA_n \qquad (8)$$

Onde:

CAt= Custo anualizado total [R$/ano]

CAn= Custo anualizado de cada equipamento incluindo custos relacionados (mão de obra entre outros)

$$CE_T = \sum_n CE_n \qquad (9)$$

Onde:

CEt= Custo total em equipamentos

CEn= Custo cada equipamento

$$CA_n = CE_n x \frac{CT}{CE_T} x FRC_u \qquad (10)$$

Onde:

CAn= Custo anualizado dos equipamentos incluindo custos relacionados (mão de obra entre outros) [R$]

CEn= Custo de cada equipamentos [R$]

CT = Custo total do projeto [R$]

CEt = Custo total em equipamentos [R$]

FRCu = Fator de Recuperação de capital em u anos [1/ano]

u= Vida útil dos equipamentos [ano]

$$FRC_u = \frac{ix(\,1+i)^u}{(1+i)^u - 1} \qquad (11)$$

Onde:

FRCu= Fator de recuperação do capital para u anos [1/ano]

i= taxa de desconto considerada [1/ano]

u = u [anos]

$$BA_T = EE\ x\ CEE \qquad (12)$$

Onde:

EE= Quantidade de energia gerada ou economizada [kWh/ano]

CEE= Custo da energia gerada ou economizada [R$/kWh]

2.7 Divergências em Normas Técnicas de Determinas Concessionárias

2.7.1 Exigência de Aterramento

Nos sistemas de geração fotovoltaica o aterramento do lado C.A. do sistema é sempre realizado de acordo com as normas técnicas existentes na maioria dos países. O aterramento do lado C.C. do sistema nem sempre é realizado devido a divergências de conceito entre manter ou não a continuidade do fornecimento de energia em caso de uma falta nesta parte do sistema. No Brasil, o aterramento do SFV deve atender totalmente às prescrições das normas técnicas da ABNT. Esse entendimento deverá ser revisto, caso seja discutido e normatizado o uso de inversores bidirecionais. Imagina-se com isso que em breve, deve ser discutido uma norma especifica para aterramento em SFCRs no Brasil.

No caso de microinversor não é possível acessar o circuito C.C. para aterrá-lo. Normalmente microinversores possuem um dispositivo integrado chamado *Ground Fault Detector Interrupeter* (GDFI) que faz a função de identificar e proteger esse tipo de falha.

2.7.2 Exigência de Proteção Contra Surtos no Circuito C.C. e no Circuito C.A.

Os DPS são capazes de evitar quase qualquer tipo de dano, descarregando para a terra os pulsos de alta-tensão, causados por raio. Tem a função de limitar sobretensões e descarregar os surtos de corrente, originários de descargas atmosféricas que normalmente podem queimar equipamentos. A função principal da proteção contra surtos de SFCRs é a equipotencialização de todas as partes condutoras do sistema. Este objetivo é atingido com a conexão direta de todos os sistemas metálicos normalmente não energizados e com a conexão feita por meio de Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS) dos condutores normalmente energizados.

O inversor de corrente é a parte mais vulnerável do sistema, podendo ser danificado pelo acoplamento de correntes de surto causadas pelas descargas atmosféricas. Esta possibilidade pode ser reduzida pelo uso de medidas de proteção envolvendo o aterramento, de equipotencialização, de utilização de blindagem e de roteamento de cabos. Não é realizada somente a equipotencialização com o uso de DPS, como muitos pensam. Embora cada medida seja específica, elas constituem um conjunto integrado dentro de um sistema de proteção contra

descargas atmosféricas. O princípio geral da proteção contra sobretensões transitórias é desviar as correntes de surto e reduzir o pico de tensão nos terminais do equipamento, a ser protegido pela alteração transitória do circuito elétrico existente.

Devem ser considerados quanto a sua origem e caminho todos os condutores elétricos existentes, o que não significa que todos eles precisarão ser protegidos. Os DPS devem ser instalados tanto no lado C.C. quanto no C.A. e algumas normas de determinas concessionarias exigem obrigatoriamente seu uso (como a CELG com a NTC-71, como a CEMAT com a NTE-041). Nas redes C.A. devem-se proteger com DPS as três fases, às quais o inversor é conectado. Na rede C.C, os DPS devem ser utilizados nos condutores de C.C. entre os módulos e o inversor.

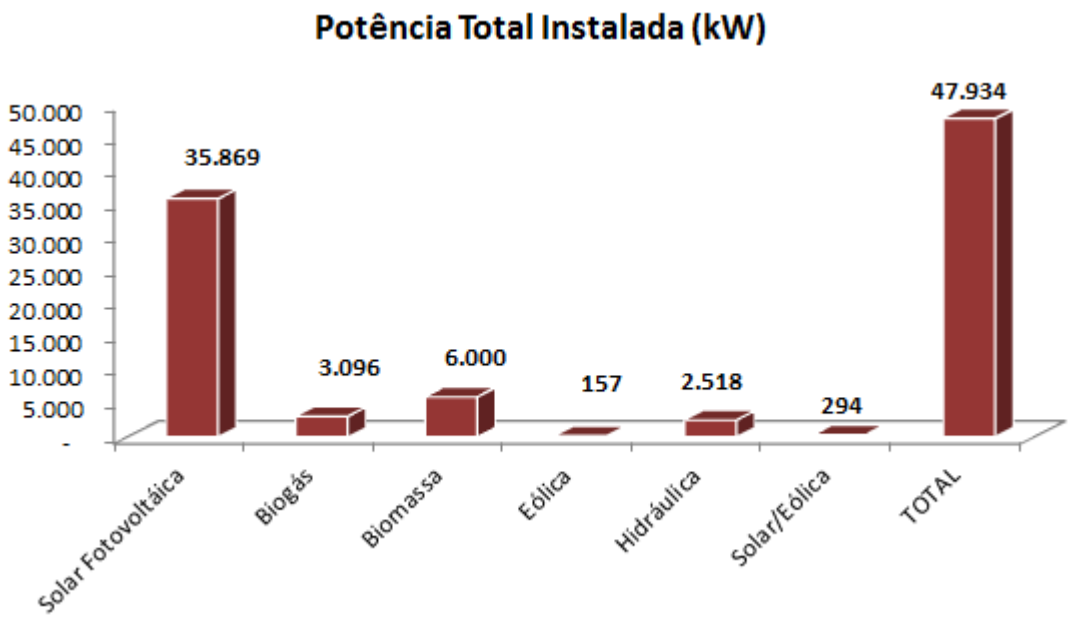
Acontece que na metodologia de inversores orientado ao módulo não se tem acesso ao circuito C.C., ou mesmo não é possível secciona-lo para colocar um DPS em cada módulo. Os inversores já possuem dispositivos de proteção de falta á terra (*Ground Fault Protection Device*- GFPD) e se bem aterrados e equipotencializado, com as funções incorporadas e normativada pela norma de proteção contra sub e sobre tensão não se faz necessário o uso de DPS no lado C.C.. As próprias normas espanholas, como as ITC-BT 24 e 26 dizem que se a tensão de circuito aberto Voc do gerador fotovoltaico for menor que 75 V não se tem a necessidade de proteção adicionais contra tensões de contato direto e indiretos. Dessa forma, algumas concessionarias precisam reconhecer e julgar de forma correta que o uso de DPS no lado C.C., na metodologia de projeto com microinversores, não é necessário.

2.8 Cenário Atual

No ano de 2016, o número de conexões de micro e minigeração de energia teve um rápido crescimento. A fonte mais utilizada pelos consumidores que geram sua própria energia é a solar com 4955 adesões, seguida da eólica com 39 instalações no ano de 2016. A Figura 20 mostra a potência instalada (kW) por cada tipo de fonte registrada. São 5.040 conexões em agosto de 2016, contra as 1.148 ligações registradas na ANEEL em setembro de 2015, o que representa uma potência instalada de 35.869 kW de fonte exclusivamente solar. A Figura 21 mostra o número de conexões por fonte solar acumulado de Dezembro de 2012 á Agosto de 2016. A Figura 22 mostra o número de conexões de fonte solar por estado. O estado com o maior número de micro e minigeradores é Minas Gerais – MG, com 1.226 conexões, seguido

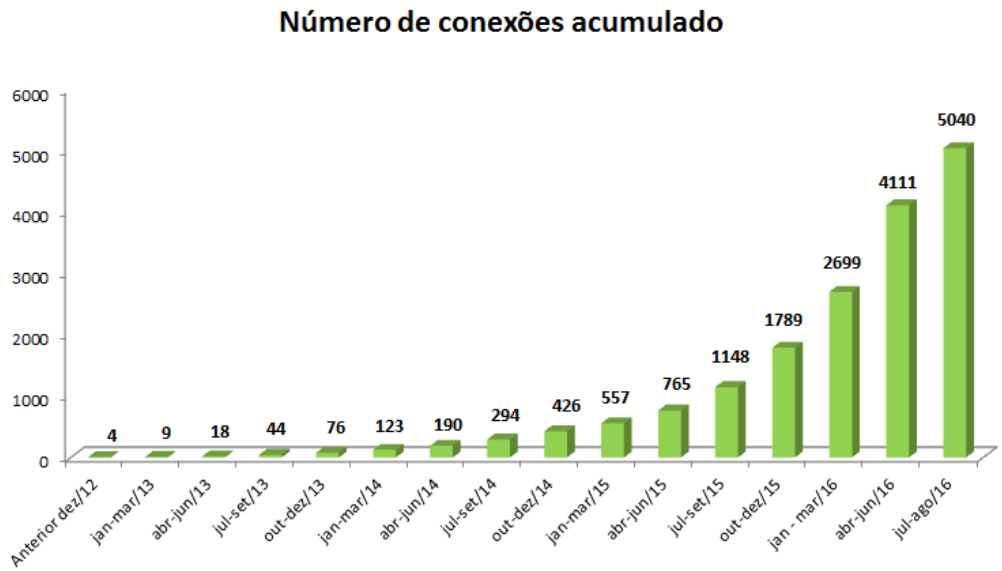
de São Paulo - SP com 711 conexões. Em particular o Mato Grosso do Sul - MS ocupa a 8º posição com 146 conexões (ANEEL, 2016). Isto em valores absolutos e não relativo por numero de consumidores de energia.

Figura 20: Potência Instalada



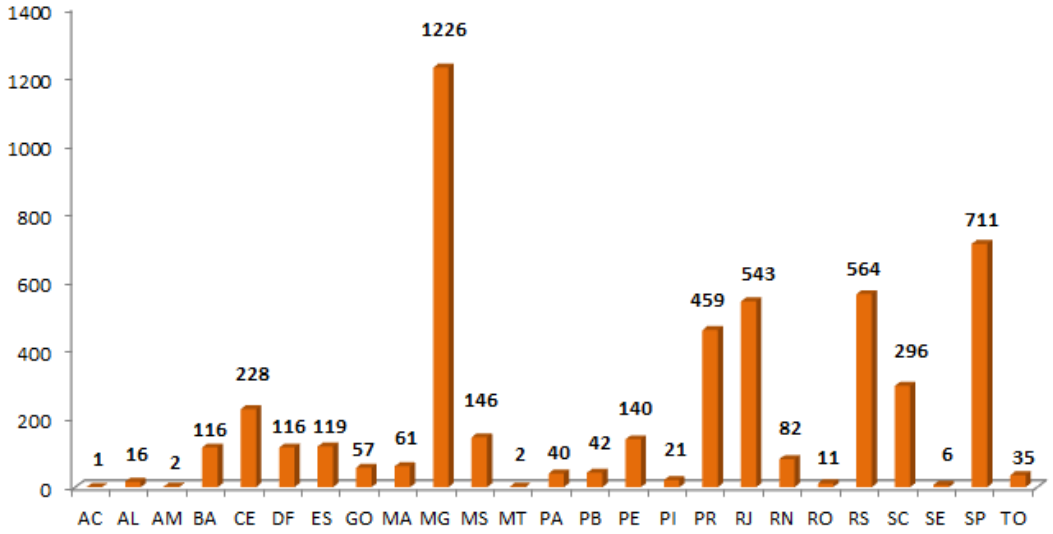
Fonte:ANEEL,2016.

Figura 21: Número de Conexões acumuladas



Fonte:ANEEL,2016.

Figura 22: Número de Conexões acumuladas por Estado.



Fonte:ANEEL,2016.

A geração de energia pelos próprios consumidores tornou-se possível a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. A Norma além de estabelecer as condições gerais para o acesso de micro e minigeradores aos sistemas de distribuição de energia elétrica criou o sistema de compensação de energia elétrica, que permitiu ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A resolução Nº 482 foi revista em novembro de 2015 e na época estimou-se que em 2024, mais de 1,2 milhão de consumidores passem a produzir sua própria energia, o equivalente a 4,5 gigawatts (GW) de potência instalada, sendo estimativas divulgadas pela própria Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015).

Após sucessivos aumentos da tarifa de energia, alternativas que possibilitem maior segurança e previsibilidade de custos para os consumidores devem ser cada vez mais adotadas. A recente alteração na regulação sobre micro e minigeração, com a Resolução Normativa nº 687/2015, claramente foi um impulso para o crescimento exponencial que aconteceu recentemente. A norma entrou em vigor no dia 1º de março de 2016. Mas antes de se abordar as

alterações na norma, as próximas seções descrevem os conceitos básicos de geração distribuída e como funcionava a regulação anterior.

2.9 Geração Distribuída (GD)

A micro/minigeração corresponde a uma modalidade de geração de energia elétrica em pequena escala Os ativos de geração são instalados nas próprias unidades consumidoras, ou seja, junto com a carga ou consumo sem a necessidade de transmissão. No trabalho publicado por Ackerman et al., (2001) é apresentado uma extensa pesquisa sobre as definições de GD, sendo realizado um resumo de definições de diversos autores onde são discutidas as questões relevantes e diferenças sobre as definições apresentadas. Os autores consideram alguns critérios de definição da GD, como não cruciais como, por exemplo, potência, tecnologia e a propriedade sobre o sistema.

Enquanto o EPRI (EPRI, 2015) apresenta a definição de potência para a geração distribuída até 50 MW. O *Gas Research Institute* descreve a potência típica até 25 MW, por outro lado, o CIGRÉ define a potência máxima em torno de 50 ou 100 MW (ACKERMAN et al., 2001). Apesar das distintas considerações a respeito da potência para a definição da GD, o trabalho divulgado por Ackerman et al., (2001) argumenta que a potência do sistema não é crucial para a definição, considerando que o tamanho da unidade de geração que pode ser conectada à rede dependerá da capacidade e da configuração da própria rede, correlacionando-se com nível de tensão. O trabalho destaca que as restrições técnicas e o *layout* de cada rede são únicos e, portanto, não é possível definir, de maneira genérica, a capacidade máxima para unidades de geração distribuídas. Um exemplo é a instalação de painéis fotovoltaicos (solares) nos telhados de residências ou shoppings centers para geração própria de energia elétrica. No Brasil, inclusive, é permitida a compra de energia proveniente de GD, pela concessionária de distribuição, de até 10% de sua carga, conforme artigos 14 e 15 do decreto 5163/2004, embora o decreto não considere como GD empreendimentos hidrelétricos com capacidade superior a 30 MW ou termelétricos com eficiência inferior a 75%, inclusive com cogeração. Vale ressaltar que quando um empreendimento visa a venda de energia para concessionárias de distribuição (mercado regulado) ou para um consumidor livre (acima de 500 kW de potência instalada) ou especial (acima de 3000 kW de potência instalada) os requisitos regulatórias de habilitação, funcionamento e conexão (medidor de retaguarda) são extremamente mais complexos e mais

caros. A resolução Nº 482/2012 da ANEEL veio criar um novo mercado, o de "compensação de crédito" instituindo uma série de simplificações, apesar de ainda ser considerada como "geração distribuída" definiu duas subclasses: a microgeração e minigeração.

2.10 Resolução Normativa nº 482 ANEEL

Até 2012 não havia, no Brasil, regulação específica sobre o tema. Em Abril de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL com a edição da Resolução Normativa nº 482/2012 veio regulamentar desde os procedimentos para instalação até a destinação da energia (ou a criação do sistema de compensação de energia). Nesse modelo, o consumidor compensa toda a energia gerada por sua unidade geradora com aquela consumida, independentemente de estar gerando no momento do consumo efetivo (por exemplo, a energia solar é gerada somente durante o dia, mas o consumo pode se dar a noite). Não é permitido ao consumidor vender o eventual excedente de energia gerado. Esse excedente constitui um "crédito de energia" do consumidor com o distribuidor, para momentos em que o consumo supere a geração.

No art. 2º da Resolução Normativa 482, definiram-se duas classes: micro e minigeração distribuída a partir de centrais geradoras que utilizem fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada[1] e que tenham potência limitada pela seguinte faixa de valores:

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 100 kW;
- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW.

A compensação é realizada a partir da energia ativa injetada pelo micro ou minigerador, a qual gera créditos de energia equivalentes para serem consumidos em um período de até 36 meses. Ainda, de acordo com o art. 2º, é possível que o crédito gerado seja utilizado por outra unidade consumidora, desde que esta esteja relacionada ao mesmo CPF (Cadastro de pessoa Física) ou CNPJ (Cadastro de Pessoa Jurídica) da unidade consumidora responsável pela geração dos créditos. De acordo com o Sistema de Compensação proposto pela resolução em questão, deverá ser cobrado, no mínimo, o custo de disponibilidade para consumidores do grupo B ou a demanda contratada para consumidores do grupo A.

[1] Cogeração Qualificada: Processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primaria.

2.11 Resolução Normativa nº 687 ANEEL

A Resolução Normativa nº 687 foi fruto da Audiência Pública nº 026/2015. Com o objetivo de fomentar a expansão do modelo de geração, essa norma ampliou e alterou significativamente alguns pontos da resolução nº 482, alterando os limites de potência para as unidades geradoras passíveis de enquadramento nesse modelo: microgeração passou a ser até 75kW; enquanto a minigeração será de até 3MW, no caso de hidrelétricas, e de até 5MW para as demais fontes renováveis (por exemplo, solar). Além disso, a validade dos créditos para compensação junto à distribuidora passou a ser de 36 para 60 meses. Junto com essas mudanças, os prazos para que a Distribuidora realize a conexão à rede de distribuição foram substancialmente reduzidos – pela nova norma uma unidade de microgeração deverá ser implantada em até 40 dias, por exemplo.

Ademais desses pontos – que por si só já são grandiosos – outras medidas foram implantadas visando aumentar a escala da geração. O regramento da micro e minigeração para condomínios foi uma delas. Sob a classificação de "empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras", a Resolução estabeleceu regras para repartição da energia gerada entre as unidades consumidoras em um mesmo condomínio, inclusive, com as áreas comuns. Em paralelo, também foram criadas as figuras de "autoconsumo remoto" e de "geração compartilhada". O primeiro surge no sentido de permitir, por exemplo, que dono de uma empresa que tenha outras contas, não necessariamente no mesmo CPF ou CNPJ, possa instalar uma única central geradora. Compensando com isso a geração de energia com o consumo de todas as unidades, desde que dentro da mesma área de concessão de distribuição. Aliás, a unidade consumidora na qual for instalada a central geradora não necessita ter uma carga instalada mínima, o que possibilita ao consumidor instalar uma usina em um terreno especificamente destinado a isso. Já a geração compartilhada diz respeito aos empreendimentos de geração administrados por consórcio ou cooperativa, cuja energia gerada é consumida por unidades consumidoras das pessoas participantes (físicas ou jurídicas). Na linha do disposto sobre empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, o percentual da energia a ser

destinado a cada unidade consumidora deve ser informado pelo conjunto de pessoas titulares da central geradora, segundo critérios por eles definidos.

Essas mudanças têm o objetivo de fomentar novos empreendimentos de micro e minigeração, garantindo agilidade nos procedimentos de conexão à rede de distribuição; maior tempo para compensar energia. Todavia, a norma veda que arrendamentos ou locações de terrenos para instalação de unidades geradoras tenham seus pagamentos atrelados à geração de energia elétrica. O entendimento da ANEEL de que esse acordo caracterizaria venda de energia – atividade para a qual se exige autorização específica, além de outros requisitos específicos mitigados no caso de micro/minigeração. Isso não significa, contudo, que inexistem modelos que garantam resultados semelhantes. Pode haver espaço para construir arranjos comerciais alternativos que assegurem a estruturação de projetos com o compartilhamento dos ganhos de eficiência com o consumidor. A questão, inclusive, poderá ganhar novos contornos, dispondo a possibilidade de eventual venda de excedentes de energia gerada por micro e minigeradores ser alvo de futura Audiência Pública. Esse parece ser o próximo passo – em linha, inclusive, com o Programa de Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). Esse é um programa do Ministério de Minas de Energia (MME) que visa fomentar a geração distribuída como um todo – incluindo micro e minigeração –, tendo instituído um Grupo de Estudos para propor medidas voltadas ao desenvolvimento do segmento.

2.12 Convênio ICMS/CONFAZ 16/2015

Dezoito estados brasileiros deixaram de cobrar ICMS nas operações de compensação de energia, o que significa dizer que mais de 80% da população brasileira, já se pode beneficiar da redução dos impostos, caso optem por gerar a própria energia. As últimas adesões foram dos estados de Paraíba, Piauí e Rondônia. O benefício segundo o convênio aplica-se somente à compensação de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração definidas na referida resolução, cuja potência instalada seja, respectivamente, menor ou igual a 100 kW e superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW. Segundo o convênio não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora. O beneficio fica condicionado a desoneração das contribuições de PIS e COFINS que já são garantidas

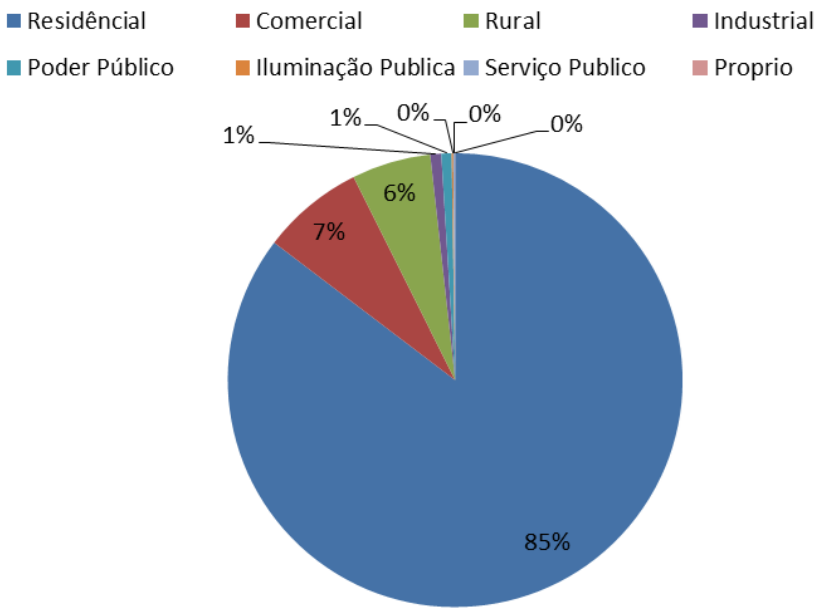
segundo a Lei 13.169 de 6 de Outubro de 2015 que já vigora em todo o país. No dia 18 de Outubro o estado de Mato Grosso do Sul aderiu ao convenio ICMS/CONFAZ 16/2015.

O estado de Mato Grosso do Sul já formalizou ao Convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz). O dispositivo autoriza a administração estadual a conceder isenção do ICMS nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL – que regulamenta a micro e a minigeração.

2.13 Público alvo para a metodologia de inversor orientado ao módulo (Microinversores)

Só vinha sendo considerável viável o uso de sistemas fotovoltaicos para consumidores que consumiam acima de 400 kWh/mês, sendo o foco de venda de empresas instaladoras a venda somente os consumidores com consumo maior de 400 kWh/mês. Buscando definir o mercado potencial para esse tipo de aplicação no país, se pode avaliar de acordo com o último Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2014 (EPE, 2014) o maior número de unidades consumidoras de energia no país são as residências, que representa 85% (63.8 milhões) enquanto que 7% são comerciais (5.4 milhões) e apenas 1% (584 mil) são industriais, do total de 74,8 milhões de consumidores espalhados pelo país, esse registro é apresentado na Figura 23. Claramente o maior potencial está nas unidades consumidoras residenciais, só que ainda é um mercado travado no país.

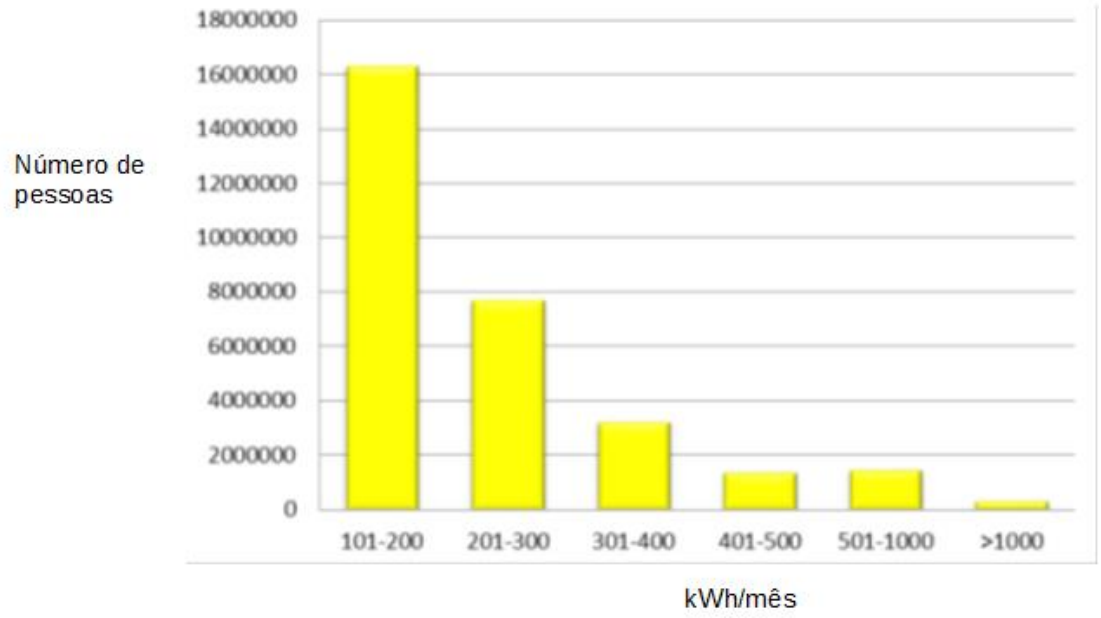
Figura 23: Porcentagem por tipo de consumidor.



Fonte: Modificado de EPE, 2014

Um pouco mais profundamente pode-se utilizar o critério definido pela EPE, (2014) onde se discute que o mercado potencial de unidades residenciais seriam residências onde a renda ultrapassem 5 salários, restringindo um mercado que anteriormente era de 63.8 milhões para cerca de 25 milhões.

Figura 24: Faixa de consumo dos consumidores que têm a renda familiar maior de 5 salários mínimos



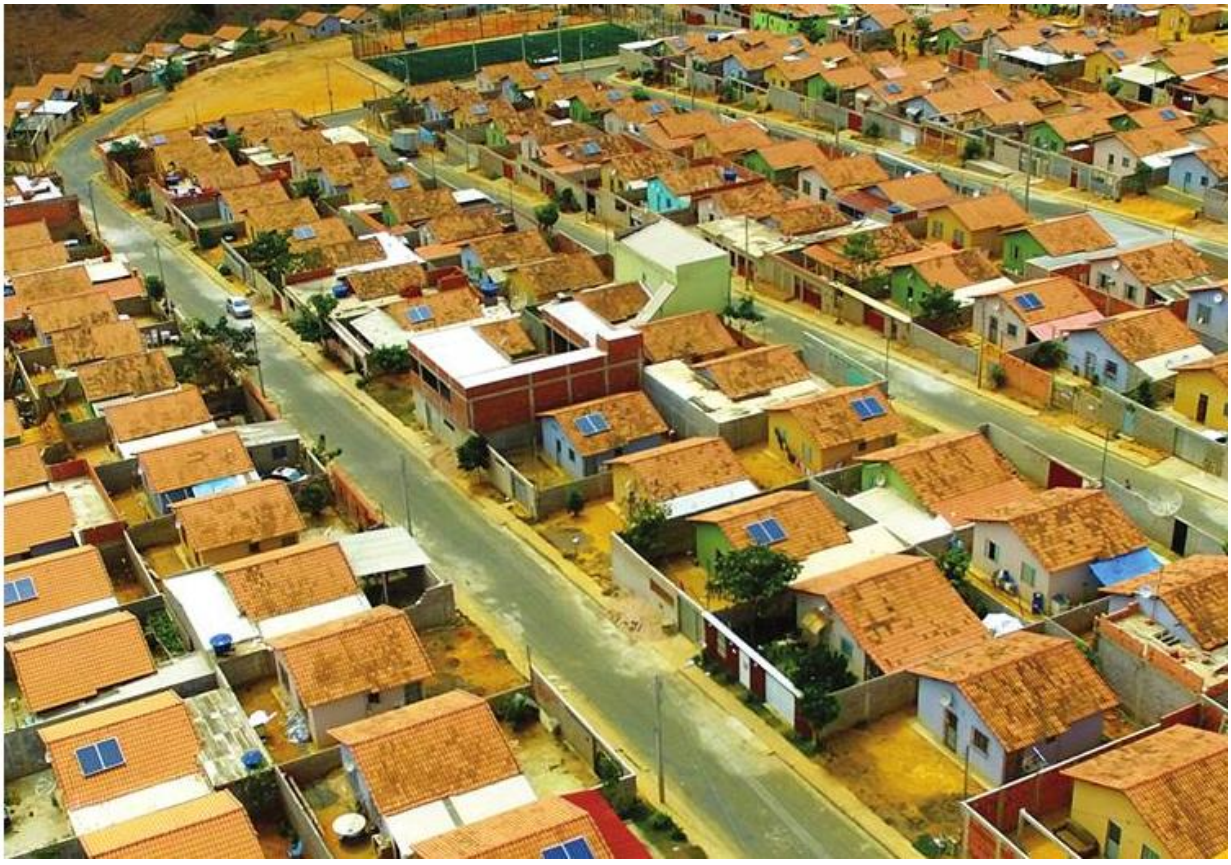
Fonte: Modificado de EPE, 2014

Desse mercado ao analisar o perfil de consumo, conforme mostrado na Figura 24, tem se uma característica interessante, pois parte que não era considerada viável para aplicação de SFCRs no Brasil, representa 89% do mercado alvo. Tal afirmação se justificava pela aplicação de somente duas metodologias adotadas no projeto de SFCRs no Brasil, as de inversores centrais ou inversores orientados ao ramo/*string*. O que resultava em um tamanho mínimo do inversor, um número mínimo de módulos fotovoltaicos e, consequentemente, um investimento mínimo de R$ 22.000,00 a R$ 30.000,00 (no ano de 2016). Isto fazia com que a tecnologia fotovoltaica fosse considerada inviável com um baixo retorno, pois restringia seu uso a uma faixa de consumidores que consumiam no mínimo 400 kWh. O desenvolvimento da configuração de inversor orientado ao módulo torna-se a possível atender uma faixa de cerca de 22 milhões de Unidades Consumidoras (UCs). Com um mercado estimado em 70 bilhões de reais.

Um exemplo disso é a empresa Nexsolar que com a tecnologia de microinversores já realizou projetos sociais com a energia solar fotovoltaica, mostrando ser acessível a qualquer consumidor inclusive os de baixa renda. Em 2016 terminou a execução de um projeto social em

parceria com a concessionária de energia – Empresa Luz e Força Santa Maria – ELSFM com a instalação em 250 casas que receberam um kit de geração de energia de 0,5 kWp, com dois módulos fotovoltaicos de 250 Wp e 1 microinversor YC500 da Fabricante *Altenergy Power System*. Cada kit instalado é capaz de gerar cerca de 60-70 kWh/mês. A Figura 25 mostra a foto dos sistemas instalados nas casas de um dos três bairros que recebeu a ação. Espera-se com isso mostrar que energia solar fotovoltaica pode ser uma opção para Programa como Minha Casa Minha vida, que tem a obrigação de instalação de aquecedores solares. O próprio Ministério das Cidades já admite que deve retirar obrigatoriedade da instalação de aquecimento solar para unidades habitacionais do programa Minha Casa Minha Vida. Hoje já se pode optar por geração de energia ou aquecimento solar.

Figura 25: Resultado da instalação em dois bairros na Cidade de Colatina-ES.



Fonte: AUTOR, 2017.

3 METODOLOGIA

Como metodologia do trabalho foram realizadas medições em um projeto piloto durante o período de um ano e através destas medições e previsões de produção, considerando a depreciação prevista do equipamento, forma realizados estudos de viabilidade dos sistemas fotovoltaicos para consumidores do Grupo B. Foram avaliados diferentes cenários de modo a ser possível comprovar a viabilidade econômica destas instalações tendo como objetivo central concluir o tamanho ideal, com melhor viabilidade econômica, para diferentes faixas de consumo de consumidores do Grupo B. Assim, as atividades e seus desenvolvimentos foram os seguintes:

1. **Revisão da literatura científica da área e normas técnicas:** esta atividade visa identificar as técnicas mais usadas, os diferentes tipos de soluções, bem como as normas técnicas relacionadas ao tema;
2. **Projeto e execução de um gerador solar fotovoltaico composto por microinversores:** Nesta atividade foi elaborado o projeto técnico composto de um memorial descritivo e um diagrama elétrico. O projeto foi em seguida enviado a concessionária Energisa-MS para avalição e aprovação. O gerador fotovoltaico foi instalado na Rua Ceará, 119 - Miguel Couto II, Campo Grande - MS, 79003-010 na Sede da Fundação Manoel de Barros (FMB);
3. **Monitoramento do gerador fotovoltaico instalado:** esta atividade tem como foco o monitoramento por um ano da instalação instalada usando o *datalogger* ECU e a plataforma EMA da fabricante *Altenergy Power Sytem*. Catalogando resultando e correlacionando seus comportamentos com fatores que possam ter influenciam na produção do sistema como: temperatura ambiente, inclinação, irradiação global e orientação;
4. **Testes funcionais sobre o gerador fotovoltaico instalado:** esta atividade teve como enfoque a realização de testes sobre o gerador fotovoltaico instalado. Utilizou-se o traçador de curva IV-400 da *HTInstrument* para avaliar a degradação e o impacto da sujeira da instalação.
5. **Análise de viabilidade econômica e avaliação da geração:** esta atividade visou realizar avaliação da geração do sistema instalado, para que sirvisse como base para uma analise

de viabilidade econômica do sistema instalado comparando as configurações de inversor central e inversor orientado ao módulo. No final dessa atividade foram gerados relatórios com parâmetros econômicos e gráficos. Além disso, foi realizado um estudo com o objetivo de avaliar o tamanho ideal do gerador fotovoltaico que traga a melhor viabilidade econômica por faixa de consumo (kWh/mês), dos consumidores do Grupo B, tornando-se uma referencia para a sociedade.

3.1 Local e Detalhes da Instalação

O local escolhido para a instalação das placas foi o bloco da FMB (Fundação Manoel de Barros). As fotos, na Figura 26, Figura 27 e Figura 28, mostram o telhado escolhido e o conjunto de placas instaladas. O projeto previa a instalação de 6 placas de 255 W cada, propiciando um valor total de 1,5 kWp de potência instalada. É um valor consideravelmente baixo, mas capaz de proporcionar um estudo da viabilidade da instalação fotovoltaica da economia na conta de energia da unidade consumidora e pode-se estudar o seu impacto uma vez que a unidade está enquadrada como Grupo B.

Figura 26: Foto mostrando o local da instalação das placas.

Fonte:AUTOR,2017.

O telhado que foi instalado as placas é mostrado na Figura 26. Foi escolhido este telhado por ser interno e propiciar uma segurança para a instalação, evitando que as placas ficassem visíveis para os pedestres que passassem na parte de fora da FMB. A angulação da instalação ficou a NO (Noroeste) possibilitando, senão a melhor, uma boa captação da iluminação proporcionada pelo Sol. A melhor posição seria se as placas estivessem instaladas para o Norte geográfico.

Figura 27: Procedimentos de instalação das placas – instalação dos microinversores.

Fonte:AUTOR,2017.

A Figura 27 mostra o momento da instalação dos microinversores, que totalizaram um número de três, um para cada dupla de módulos fotovoltaicos (total de 6 módulos fotovoltaicos). Na instalação foi utilizada a mão de obra de dois (02) instaladores. O tempo total para instalação foi de aproximadamente 2 horas e meia. Os profissionais que executaram a instalação são capacitados com NR 10 – Segurança nas Instalações e Serviços de Eletricidade e NR 35 – Segurança em Trabalho em Altura. O processo de aprovação do projeto pela concessionária levou cerca de 2 meses. A concessionária dificultou a aprovação do projeto pelo fato de que o medidor era interno a unidade consumidora. Para solucionar o problema a concessionária instalou no medidor um sistema de leitura a distancia chamado TAD-E.

Figura 28: Procedimentos de instalação das placas – finalização da instalação

Fonte:AUTOR,2017.

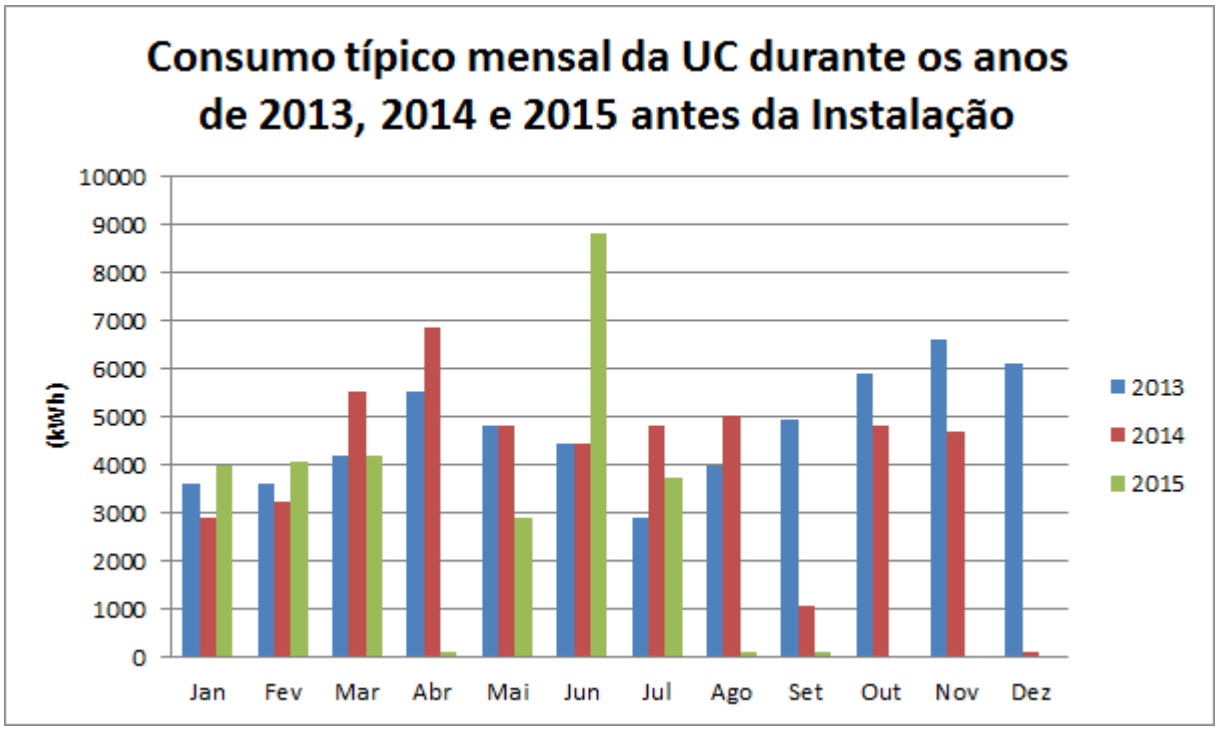
A Figura 28 mostra o término da instalação do conjunto de 6 placas e 3 microinversores que compõe o conjunto a ser monitorado no projeto. Devido a um atraso por parte da concessionária em aprovar o projeto, a produção de energia pelas placas e consequentemente o monitoramento através das medições só iniciaram no começo de outubro de 2015.

3.2 Histórico de Consumo Anterior a Instalação

A unidade consumidora, apesar de estar enquadrada no Grupo B, recebe energia em média tensão de 13,8 kV. Por ter um transformador inferior a 112,5 kVA pôde optar por faturar sua energia sob a modalidade do Grupo B, sem contratar demanda ou mesmo sem ter modalidades tarifarias convencionais do Grupo A. A Figura 29 mostra o consumo típico mensal durante os anos de 2013, 2014 e 2015. O consumo médio da Unidade Consumidora (UC) foi de 4710 kWh/mês em 2013; 4018,33 kWh/mês em 2014; em 2015 até o mês de Setembro/2015 vinha acumulando uma média de 3104 kWh/mês. Se for considerado o período desde Janeiro/2013 a Setembro/2015 a UC apresentou uma média de 4020,60 kWh/mês. Pode-se observar que alguns meses (Figura 29) tiveram o consumo mínimo faturado enquanto outros tiveram um pico de consumo. Isso se deve ao fato de que a concessionária em alguns meses não efetuou a medição e consequentemente o faturamento. A concessionária alegava que o medidor não estava com fácil acesso uma vez que estava dentro da UC. Um dos benefícios que a instalação do gerador solar fotovoltaico trouxe para UC é que com a troca do medidor

bidirecional foi instalado um módulo *bluetooth*, possibilitando a realização das medições a distancia, melhorando a frequência de leitura por parte da concessionária.

Figura 29: Consumo típico mensal da UC durante os anos de 2013, 2014 e 2015 antes da Instalação.

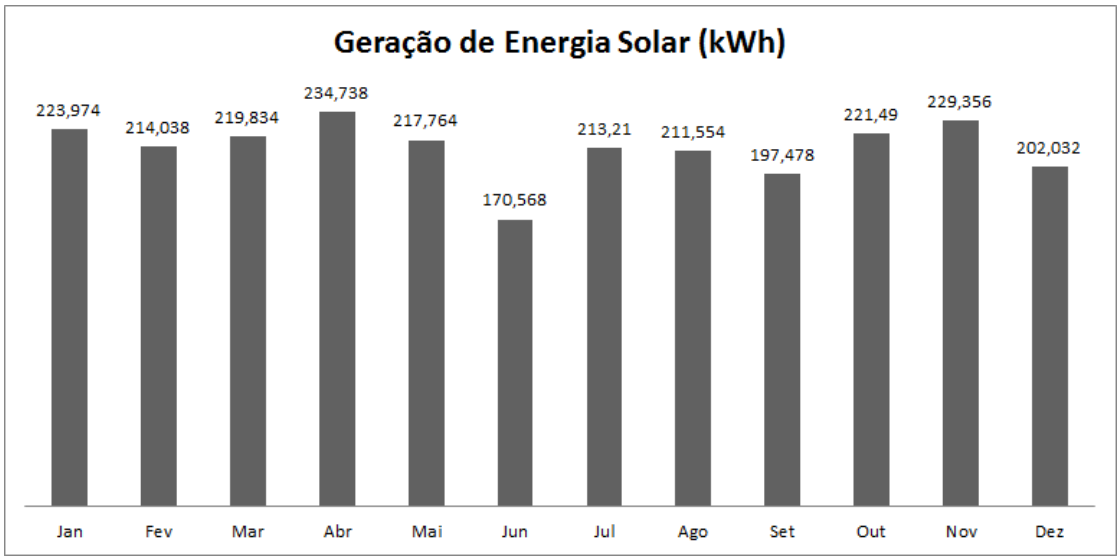


Fonte:AUTOR,2017.

3.3 Estimativa de Geração

A Figura 30 mostra a geração estimada com base na estação de base meteorológica instalada em Campo Grande do CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, pelo programa Sundata. A Figura 31 mostra os dados de irradiação coletados na estação de Campo Grande pelo CRESESB. Os dados supõem a produção considerando as condições ideias, onde o gerador esteja instalado para o Norte com a inclinação de 20º, considerando um *Perfomance Ratio* (PR) de 0,92. A média mensal gerada, simulada para o gerador de 1,5 kWp é de 213 kWh/mês. A energia gerada anualmente é estimada em 2.556,03 kWh/mês.

Figura 30: Estimativa de geração supondo o gerador fotovoltaico instalado para o norte com inclinação de 20º.

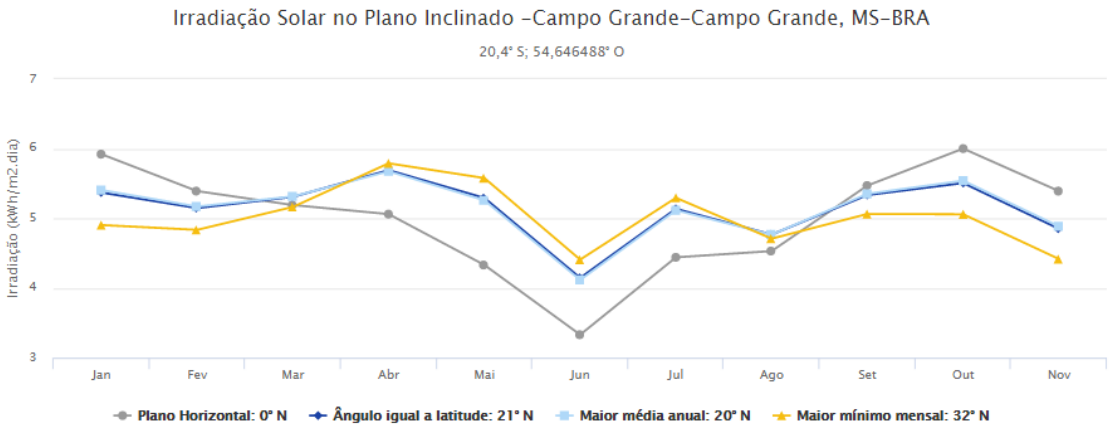


Fonte:AUTOR,2017.

Figura 31: Dados de Irradiação segundo o CRESESB para a estação em Campo Grande

Estação: Campo Grande
Município: Campo Grande , MS - BRA
Latitude: 20,4° S
Longitude: 54,646488° O
Distância do ponto de ref. (20,87° S; 54,82° O):55,4 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,92	5,39	5,19	5,06	4,33	3,33	4,14	4,44	4,53	5,47	6,00	5,39	4,93	2,67
☑	Ângulo igual a latitude	21° N	5,37	5,15	5,31	5,69	5,29	4,15	5,19	5,14	4,77	5,33	5,51	4,85	5,14	1,55
☑	Maior média anual	20° N	5,41	5,17	5,31	5,67	5,26	4,12	5,15	5,11	4,77	5,35	5,54	4,88	5,14	1,56
☑	Maior mínimo mensal	32° N	4,90	4,83	5,16	5,79	5,58	4,41	5,52	5,29	4,71	5,06	5,06	4,42	5,06	1,38

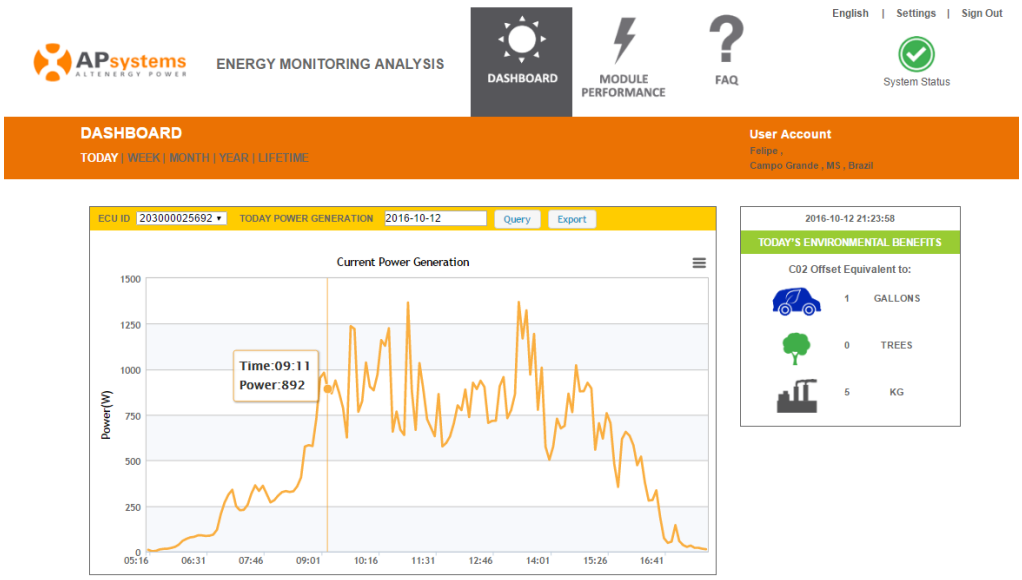


Fonte: CEPEL Eletrobrás (2016).

3.4 Coleta de Dados

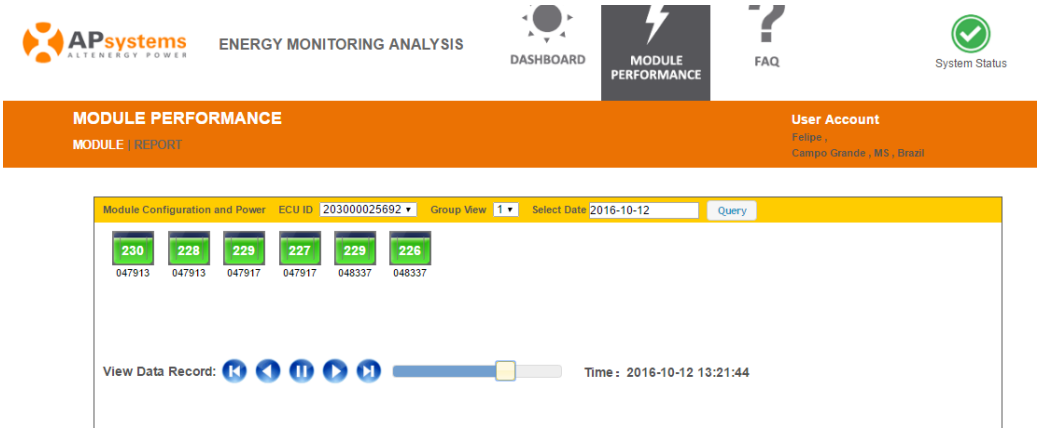
Para coleta de dados de geração no gerador fotovoltaico instalado foi utilizado o *datalogger* da própria fabricante dos microinversor, a unidade de comunicação chamada ECU. O ECU é um *datalogger* que funciona via PLC (*Power Line Communication*), ou seja, utiliza a própria rede elétrica para coletar informações de geração de cada microinversor. O ECU é responsável por coletar e enviar os dados para uma base de dado em nuvem chamada EMA. É possível acessar a plataforma em nuvem de qualquer lugar, basta acessar www.apsema.com. Na Plataforma EMA é possível visualizar dados como a geração instantânea do gerador fotovoltaico, a energia gerada diariamente, semanalmente, mensalmente e até anualmente, como pode ser visto na Figura 32. Além disso, é possível visualizar a produção individualmente por cada módulo, conforme mostra a Figura 33. A Figura 33 mostra o monitoramento de produção de cada um dos seis módulos fotovoltaicos de 255 Wp instalados, totalizando a potência instalada de 1,53 kWp.

Figura 32: Layout e dados da Plataforma EMA



Fonte:AUTOR,2017.

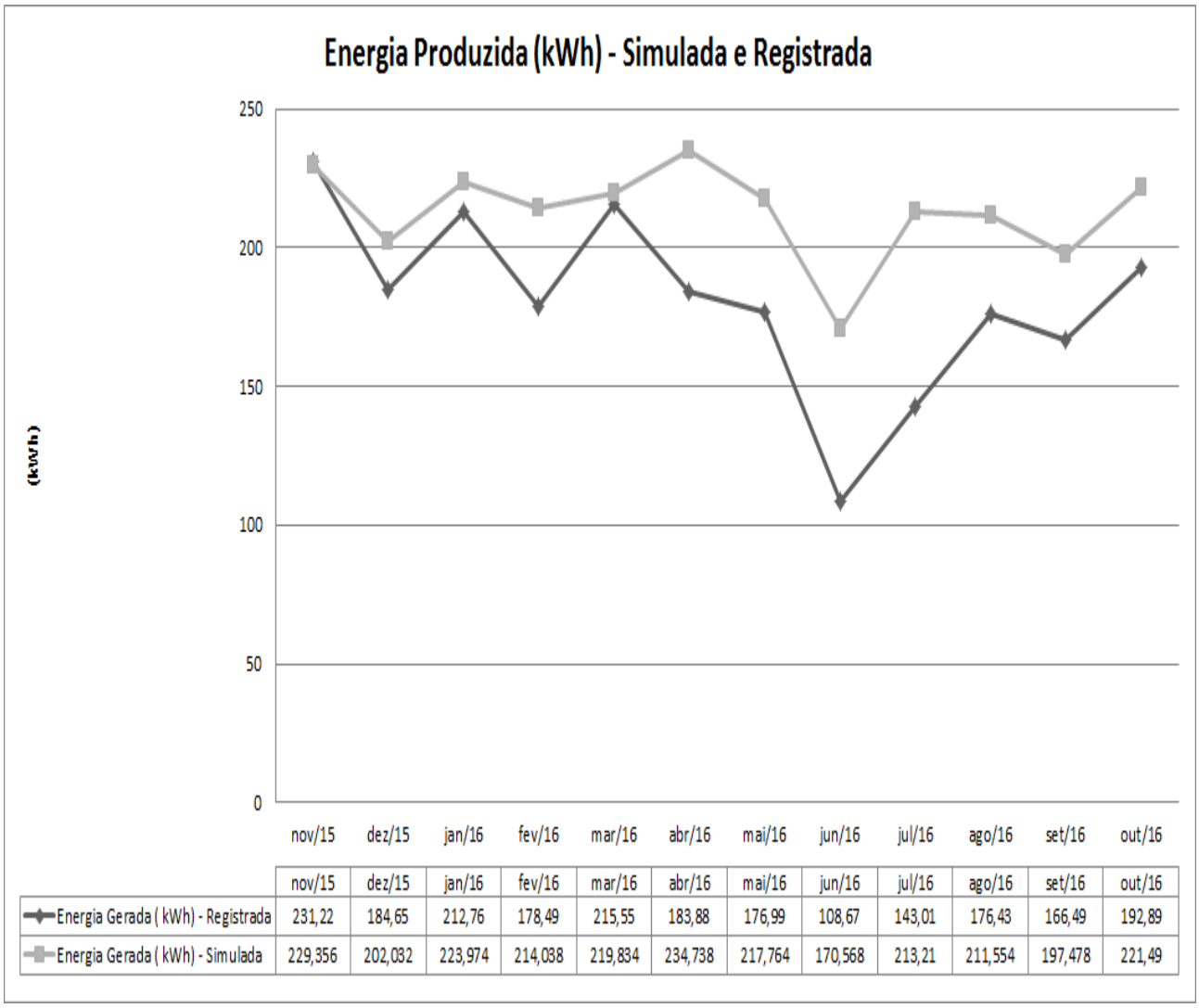
Figura 33: Monitoramento de produção de cada um dos seis módulos fotovoltaicos de 255 Wp instalados.



Fonte:AUTOR,2017.

Foi monitorada a geração do sistema desde outubro de 2015 a outubro de 2016 (Figura 34). Percebe-se que o mês que apresentou a maior produção de energia foi o mês de novembro de 2015, com um total de 231,22 kWh. O mês que menos produziu foi o mês de julho, com 108,67 kWh. Isto aconteceu devido o mês de novembro de 2015 ter sido extremamente sem chuvas e o mês de junho de 2016, muito chuvoso. A Figura 34 ainda mostra a diferença entre a energia gerada registrada, com o uso do ECU e a simulada, com base nos dados de irradiações obtidas pelo Sundata do CRESEB. Vale destacar que os dados supõem que o gerador fotovoltaico esteja instalado para o Norte com a inclinação de 20º. Sendo que o gerador fotovoltaico está instalado para o Noroeste com 24º.

Figura 34: Comparação entre a Energia Gerada (kWh) registrada e a simulada ou “esperada”.



	nov/15	dez/15	jan/16	fev/16	mar/16	abr/16	mai/16	jun/16	jul/16	ago/16	set/16	out/16
Energia Gerada (kWh) - Registrada	231,22	184,65	212,76	178,49	215,55	183,88	176,99	108,67	143,01	176,43	166,49	192,89
Energia Gerada (kWh) - Simulada	229,356	202,032	223,974	214,038	219,834	234,738	217,764	170,568	213,21	211,554	197,478	221,49

Fonte: AUTOR, 2016

4 EXPERIMENTOS E RESULTADOS

4.1 Avaliação Econômico-Financeira

Esta seção apresenta uma avaliação econômico-financeira do sistema fotovoltaico de geração distribuída sob a ótica do consumidor. Serão utilizados conceitos de matemática financeira abordada no Capítulo 2. Serão utilizados para discussão da viabilidade do sistema os seguintes parâmetros econômico-financeiros: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* (tempo de retorno sobre o investimento). Foi simulada a viabilidade econômico-financeira supondo diferentes tamanhos do gerador fotovoltaico com diferentes óticas. O custo da tarifa e a expectativas futura dos possíveis aumentos foram feitas considerando o cenário apenas do MS.

4.1.1 Fluxo de Caixa do Projeto

O projeto foi analisado sob a ótica do consumidor. Genericamente, os fluxos de caixa analisados terão a configuração apresentada na Figura 35. O Investimento é o valor monetário necessário para aquisição e instalação do sistema fotovoltaico. A Receita é a quantidade de energia gerada multiplicada pelo custo do kWh o que em outras palavras é o que se economizaria na fatura de energia. A métrica Operação e Manutenção (O&M) representa os custos de operação e manutenção do sistema instalado. Impostos representa o ICMS, que pode ser considerado ou não conforme convênio do CONFAZ, já abordado no trabalho. Foi feito uma análise no trabalho considerando a visão de um consumidor em Mato Grosso do Sul supondo que fosse ou não signatário ao conveio CONFAZ 16/2015 o trabalho irá discutir qual é o impacto dessa adoção ao convênio. As receitas ou economia, que representa a energia gerada pelo sistema, foram levadas em conta por duas perspectivas: a simulada, e a registrada de acordo com os dados obtidos pela plataforma EMA.

Figura 35: Fluxo de Caixa Modelo

Ano	0	1	2	3	4	5	..	25
Fluxo de Caixa	-Investimento	Receita -Impostos -O&M	Receita -Impostos -O&M	Receita -Impostos -O&M	Receita -Impostos -O&M	Receita -Impostos -O&M	..	Receita -Impostos -O&M

Fonte: NAKABAYASHI, RENNYO, 2014

O valor economizado com energia elétrica é analisado levando-se em conta dois casos: (1) quando há energia injetada na rede, ou seja, a geração fotovoltaica é maior do que o consumo e (2) quando não há energia injetada na rede, isto é, quando a demanda elétrica é maior do que a geração fotovoltaica. Se considerou que somente um instalação acima de 30 kWp tenha um autoconsumo de 60%, ou seja 40% da energia gerada é injetada na rede. O fluxo de caixa genérico ainda considera o impacta da degradação e a vida útil dos módulos fotovoltaicos.

Definido o fluxo de caixa genérico para os projetos a serem avaliados, pode-se dizer que a viabilidade econômica-financeira da energia solar fotovoltaica depende, de maneira geral, das condições a seguir:

- investimento necessário para a instalação do sistema;
- energia gerada pelo sistema;
- tarifa e impostos sobre a energia elétrica convencional;
- energia injetada na rede elétrica, curva de carga e percentual de autoconsumo;

As condições apresentadas serão detalhadas ao longo deste capítulo.

4.1.2 Tarifa de Energia Elétrica

Para o modelo de fluxo de caixa apresentado no item 4.5.1, é necessário adotar um modelo de projeção de aumentos para as tarifas de energia elétrica para o horizonte de avaliação financeira do projeto. Desta forma, dados históricos de tarifas de energia elétrica, considerados para a média nacional, são apresentados na Figura 36 e 37. Na Figura 38 é

apresentado um histórico de tarifas de energia elétrica em MS de 2004 á 2016. As tarifas de energia elétrica podem não seguir uma trajetória bem definida, pois suas alterações podem ser explicadas em razão de políticas adotadas, intervenções governamentais e diferentes fases do próprio setor elétrico brasileiro.

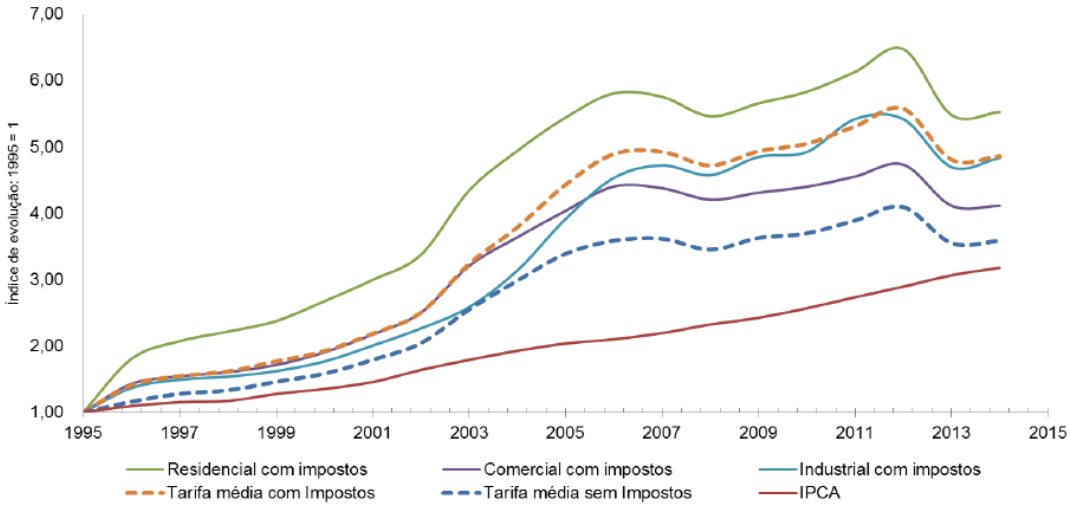
Figura 36: Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA

	1995 – 2004	2005 - 2012	2012 - 2013	1995 – 2013
Residencial (com impostos)	19,4%	2,5%	-15,3%	9,9%
Comercial (com impostos)	15,4%	2,3%	-13,1%	8,2%
Industrial (com impostos)	13,5%	4,8%	-13,3%	9,0%
Tarifa média (sem impostos)	12,9%	2,7%	-13,2%	7,3%
Tarifa média (com impostos)	**16,0%**	**3,3%**	**-13,2%**	**9,1%**
IPCA	**7,6%**	**5,1%**	**5,9%**	**6,4%**

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL e IBGE.

Fonte: NAKABAYASHI, RENNYO, 2014

Figura 37: Gráfico da Evolução das tarifas de energia elétrica e IPCA



Fonte: NAKABAYASHI, RENNYO, 2014

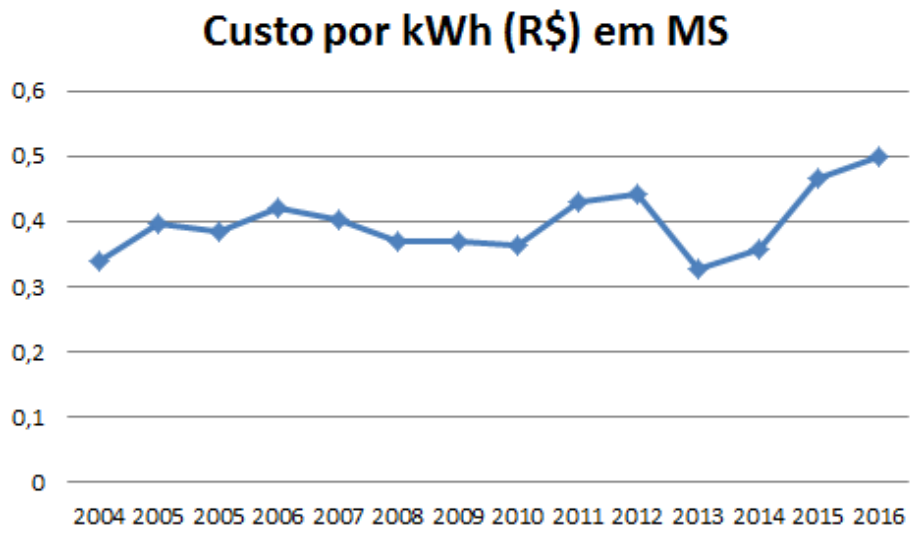
Pode-se ver esse comportamento ao analisar o cenário nacional. De acordo com a Figura 36, no período de 1995 a 2004, nota-se que as tarifas cresceram acima do índice de inflação (IPCA), com destaque para a classe residencial, que teve o maior aumento de tarifas no período. Pode-se observar, ainda, que as tarifas para as classes comercial e residencial ficaram próximas, além disso, a tarifa média com impostos cresceu mais do que a tarifa média sem impostos. O período analisado é caracterizado pela consolidação do processo de privatização do setor e a criação da ANEEL, determinada pela Lei 9427/1996. Além disso, em Junho de 2001 o Governo Federal decreta o racionamento de energia, com meta de redução de 20% no consumo de energia elétrica. No ano seguinte, em 2002 é declarado o fim do racionamento e o consumidor começa a pagar o Encargo de Capacidade Emergencial (taxa extra para custear térmicas emergenciais). Neste ano ainda foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (NAKABAYASHI, RENNYO, 2014).

Em 2003, no período pós-racionamento, empresas do setor apresentaram problemas financeiros devido ao desequilíbrio de mercado. Mais de dois bilhões de reais são financiados pelo Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES), através do Programa emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (NAKABAYASHI, 2014)..

No período de 2005 a 2012 as tarifas aumentaram abaixo da inflação, ou seja, têm crescimento real negativo. Ainda assim, a tarifa média com impostos cresce mais do que a tarifa média sem impostos, isto é, proporcionalmente, os impostos aumentam mais do que as tarifas. Nota-se, também, que neste período as tarifas para a classe industrial aumentaram mais do que para as classes residencial e comercial. O período é marcado pela implantação do chamado Novo Modelo do Setor Elétrico no Brasil a partir de 2004 (Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004), além da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE). São definidos dois ambientes para a contratação de energia elétrica, o Ambiente de Contração Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (NAKABAYASHI, 2014).

Considerando o cenário em Mato Grosso do Sul para a visão de um consumidor residencial no período de metade de 2005 a 2009 teve-se alguns períodos de redução do preço do kWh, com percentuais de redução de -3,47% em 2005, com a resolução homologatória nº 074 da ANEEL, com o período de vigência de 01/07/2005 a 04/07/2006. Em 2006, entretanto teve um período de aumento de energia com a resolução homologatória nº 311 da ANEEL, com o período de vigência de 08/04/2006 a 07/04/2007. De 2007 a 2009 um período de expressiva queda no custo da energia com -7,12%, -8,8% e 0% de deflação no custo de energia respectivamente nos anos de 2007, 2008 e 2009. Detalhes podem ser observados na Figura 38.

Figura 38: Evolução do Custo (R$) por kWh em MS



Fonte: ANEEL, 2016

No ano de 2005 é concluído o primeiro ciclo de revisão tarifária, que tem a formulação de sua metodologia baseada em três pontos principais: Empresa de Referência, Base de Remuneração e Fator X, que revê os ganhos de produtividade (NAKABAYASHI, RENNYO, 2014).

Em 2007 é iniciado o segundo ciclo de revisão tarifária e em 2011 é aprovada a metodologia para o terceiro ciclo (2012 a 2014). Neste ciclo a remuneração das distribuidoras passa de 9,95% para 7,5%, fato que se justifica, segundo a ANEEL, devido à melhora da conjuntura macroeconômica do país (NAKABAYASHI, 2014).

No período de 2012 a 2013 houve uma redução média de 13,2% na tarifa, fruto da Medida Provisória 579, convertida na Lei 12.783 em janeiro de 2013, que tratou da renovação antecipada das concessões dos ativos de geração de energia. Nota-se que a expectativa do governo era de redução média de 20% nas tarifas de energia elétrica, a qual não foi atingida. Em MS a tarifas de baixa tensão (B1, B2, B3) no mesmo período tiveram uma redução de -9,49% conforme pode ser observado na Figura 38 (NAKABAYASHI, 2014).

O trabalho de Nakabayashi, (2014) previa que o reajuste esperado para o ano de 2014 seria acima da inflação. O ano de 2014 foi marcado pelo baixo nível de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas e acionamento de usinas térmicas com elevados custos de operação. Neste ano o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) atingiu 822 R$/MWh, o patamar do teto estabelecido pela ANEEL. Até o início de novembro de 2014, a média do reajuste para a tarifa (classe residencial para as 27 capitais) chegou a 20%, valor superior, inclusive, aos 16,8% estimado por Bacen, (2014). Em algumas capitais o aumento passou dos 50%. No MS como o reajuste acontece tipicamente no mês de março esse efeito só foi sentido realmente em 2015. Em 2014 os consumidores residenciais tiveram no mês de março um aumento tímido de 9,37%, com a resolução normativa nº 1725 da ANEEL. Porém, em 2015 com a resolução normativa nº 1874 da ANEEL publicada em março de 2015 tiveram um aumento de 30,14%.

A Figura 36 e 37 resume os acontecimentos discutidos aqui para o cenário Nacional de 1995 a 2013. A evolução da tarifa média com impostos foi de 9,1% a.a., enquanto o IPCA evoluiu a uma média geométrica de 6,4%. Em 2016 os consumidores residências do MS já tiveram um aumento de 7,43%. Para 2017 já existe projeções de aumento de 7,7% como a divulgada pelo relatório do Banco Central (BC) no dia 27/09/2016. Nesse mesmo relatório o BC prevê que o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), a inflação do país para 2016 deve ficar em 7,3%. Em 2015 a inflação ficou 10,67%, sendo a maior desde 2012.

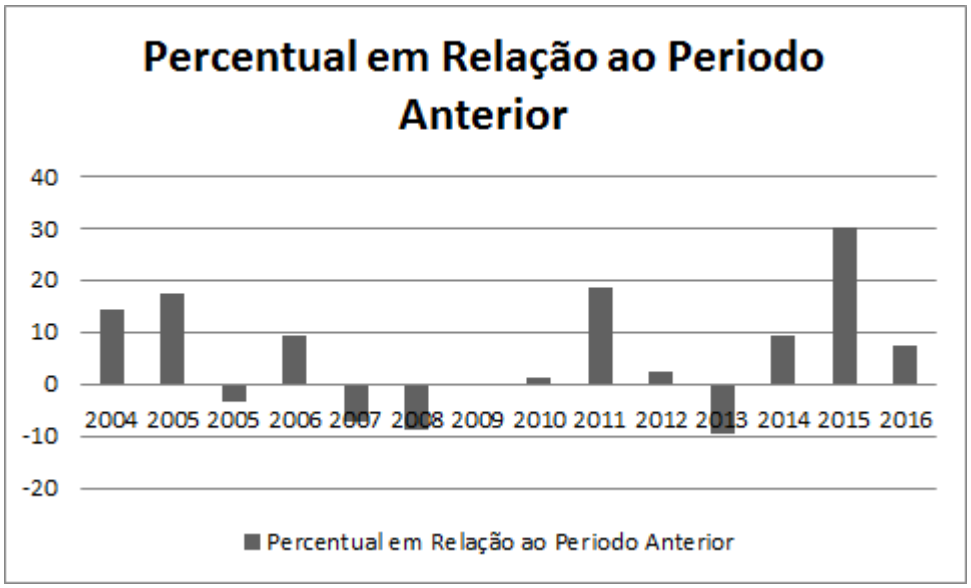
O problema para 2017 é a indenização das transmissoras de energia que já foi confirmada que será paga a partir de 2017. As indenizações bilionárias devidas pelo governo federal as empresas como a privada Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) e subsidiárias da Eletrobras serão pagas por meio de cobranças de valores nas tarifas dos consumidores, conforme portaria divulgada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no

diário oficial no dia 22/04/2016. A ANEEL já homologou indenização de R$ 3,9 bilhões para CTEEP, além de R$ 10 bilhões para Furnas e Eletrosul. Outros valores virão para estatais estaduais como Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e a Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

Por fim, como o exposto, as tarifas não seguem uma trajetória bem definida e, para a análise de viabilidade da energia solar fotovoltaica sob a condição de microgeração, são avaliados diferentes cenários com as seguintes premissas de reajuste das tarifas: acima, abaixo e igual à inflação. Diferentemente dos reajustes tarifários considerados no estudo de Nakabayashi, 2014 para a composição dos cenários que foram de 3,3%, 5,8% e de 9,1%, serão adotados –0,443%, 5,12% e 15,65%. A inflação considerada é de 7,3% para o ano de 2016.

Apesar de que os valores adotados por Nakabayashi, (2014) foram com os mínimos e máximos para os cenários de 3,3% e de 9,1% que são os reajustes históricos para os períodos 2005-2012 e 1995-2014, respectivamente. Para esse trabalho adotou-se uma visão regional do MS, dessa forma, o limite inferior para o cenário de reajuste históricos de 2005-2007 foi de -0,443%. O limite superior adotado para o cenário é a média do reajuste histórico de 2014-2016 de 15,65%. O valor de base de 5,8% adotado por Nakabayashi (2014) é a média geométrica para a projeção do IPCA para os próximos anos previstos em 2014. Neste trabalho foi adotada a mesma premissa, uma vez que em 2015 a inflação ficou em 10,67% e em 2016 já está prevista para terminar em 7,3%. A projeção do IPCA pelo BC é apresentada na Tabela 5 de 2016 a 2020. A média geométrica para o período 2016-2020 é de 5,12%. A Figura 39 mostra os percentuais em relação ao período anterior para a concessão do MS dos anos de 2004 a 2016.

Figura 39: Aumento Percentual das Tarifas de Energia em Relação ao Período Anterior em MS.



Fonte: ANEEL, 2016

Tabela 5: IPCA-M – Período de 03/10/2016 á 07/10/2016

	2016	2017	2018	2019	2020
IPCA-Variação (%)	7,24%	5,15%	4,66%	4,54%	4,49%

Fonte: BANCO CENTRAL,2016

4.1.3 ICMS

Previsto no artigo 155 da Constituição Federal de 1988, o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é regulamentado pelo código tributário de cada estado e, portanto, estabelecido em lei pelas casas legislativas. Para fins tributários, a energia elétrica é considerada mercadoria e a Energisa tem a obrigação de cobrar o ICMS em sua fatura e repassá-lo integralmente ao Governo Estadual (NDU-013, 2015).

O ICMS para classe de consumo residencial é isento para consumo de energia de 0 kWh a 50 kWh, 17% para consumo de energia de 51 kWh a 200 kWh, 20% para consumo de energia de 201 a 500 kWh e 25% para consumo de energia acima de 501 kWh. Para as classes de consumo comercial, industrial e rural, o valor do ICMS é de 17% independente do consumo de energia (NDU-013, 2015).

4.1.4 Taxa de Desconto

A taxa de desconto nominal adotada no cenário padrão é de 9,83%, o valor é a taxa SELIC média adotada pela projeção do Banco Bradesco para o período de 2017-2023. A taxa de juros básica foi adotada como taxa de desconto, visto que existem títulos do tesouro nacional, como Letra Financeira do Tesouro (LFT) cuja rentabilidade é vinculada à taxa SELIC. A Tabela 6 mostra a projeção da Taxa Selic Nominal (acumulado 12 meses) %.

Tabela 6: Taxa SELIC.

	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Taxa Selic Nominal (acumulado 12 meses) %	14,03	11,48	9,43	9,19	8,70	8,61	8,61	8,61

Fonte: BANCO BRADESCO, 2016

4.1.5 Autoconsumo

Outra figura importante na análise da viabilidade da microgeração fotovoltaica é o autoconsumo (vide Convênio ICMS/CONFAZ 16/2015), que é a parcela da energia gerada pelo sistema fotovoltaico que é consumida no próprio local, ou seja, a parcela de energia que não é injetada na rede elétrica. O autoconsumo depende basicamente de dois fatores: a curva de geração fotovoltaica e a curva de carga do consumidor-produtor. Como a unidade consumidora sob estudo é uma fundação dentro de uma universidade, a mesma tem consumo intenso durante o dia. No entanto, no período monitorado, nunca foi registrado 1 kWh injetado na rede. Considerando que a média de consumo da UC seja de 6.783,42 kWh/mês, para uma instalação

acima de 30 kWp, supõem-se que tenha sobra de energia. O percentual de alto consumo será de 60%. Para instalações menores que 30 kWp supõem-se que o percentual de alto consumo seja de 100%. Será simulada análise para verificar o impacto e o beneficio na viabilidade econômica se o estado de MS aderisse ou não ao convenio de ICMS 16/2015.

4.1.6 Preço do kWp por metodologia de projeto

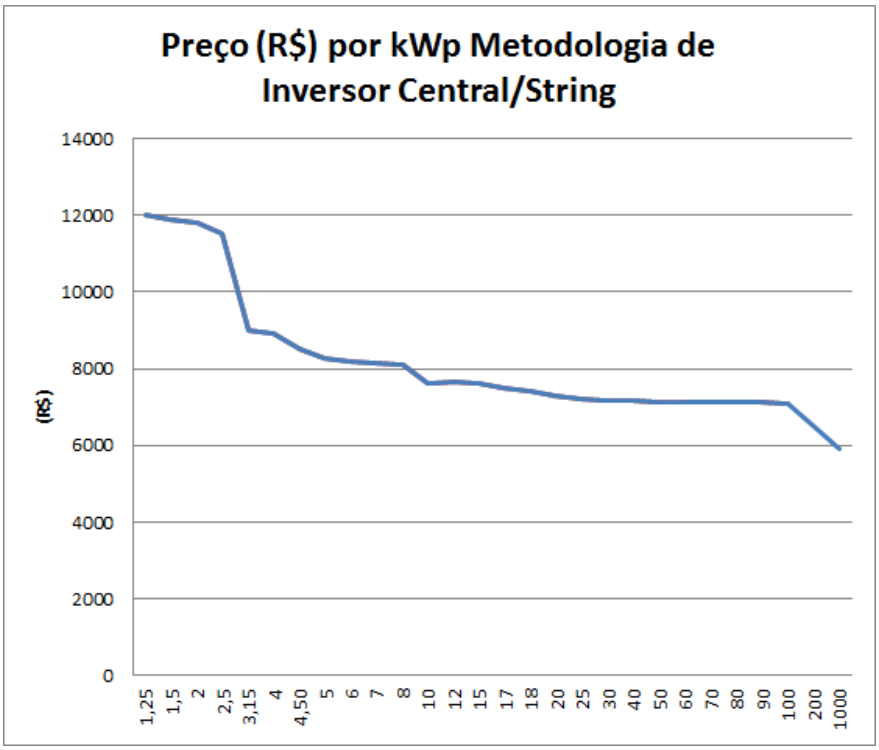
Para definição e estimativa dos investimentos necessários foi utilizada a base de valores da empresa brasileira Nexsolar, fundada em 2014. Esta empresa oferece ao mercado tanto a metodologia de inversor orientado ao módulo (microinversor) como a metodologia de inversor central/*string*. A Tabela 7 considera o preço para as duas metodologias com base a cotações de Outubro/2016. Os preços a seguir representam o custo do preço instalado.

Tabela 7: Tabela de preço de uma empresa brasileira - Outubro/2016 – Metodologia Inversor Central/*String*.

Potência Instalada	Valor Total	Preço por kWp instalado
1,25-2,5 kWp	R$ 15 mil a R$ 28,75 mil	R$ 12 mil a R$ 11,5 mil
3,15-5 kWp	R$ 28,35 mil a R$ 41,25 mil	R$ 9 mil a R$ 8,25 mil
6 kWp-10 kWp	R$ 48,996 mil a R$ 76 mil	R$ 8,166 mil a R$ 7,6 mil
12 kWp-18 kWp	R$ 91,992 mil a R$ 133,20 mil	R$ 7,666 mil a R$ 7,4 mil
20 kWp-40 kWp	R$ 146 mil a R$ 286 mil	R$ 7,30 mil a R$ 7,15 mil
50 kWp-80 kWp	R$ 356 mil a R$ 569,12 mil	R$ 7,12 mil a R$ 7,114 mil
90 kWp-1000 kWp	R$ 640,170 mil a R$ 5.900 milhões	R$ 7,113 mil a R$ 5,9 mil

Fonte: Nexsolar, 2017

Figura 40: Gráfico preço (R$) por kWp na metodologia de inversor central/*string*



Fonte: Nexsolar, 2017

O preço do kWp instalado para a metodologia de inversor central/*string* está na faixa de R$ 12.000,00 a R$ 5.900,00 para escalas respectivamente de 1,25 kWp a 1 MWp (Figura 40). A UC sob estudo possui um instalação de 1,5 kWp porém com a metodologia de inversor orientado ao módulo (microinversores). O custo de 1,5 kWp com inversor central é de R$ 17.850,00 em Janeiro de 2017. O custo de 1,5 kWp para a metodologia com microinversor o custo é de R$ 15.040,80 em Janeiro de 2017. Como o sistema sob estudo foi adquirido em Fevereiro de 2015 o custo do sistema instalado foi de R$ 15.000,00. A Figura 41 e a Tabela 8 mostram o a evolução do valor de kWp para a metodologia de inversor orientado ao módulo de acordo com a escala.

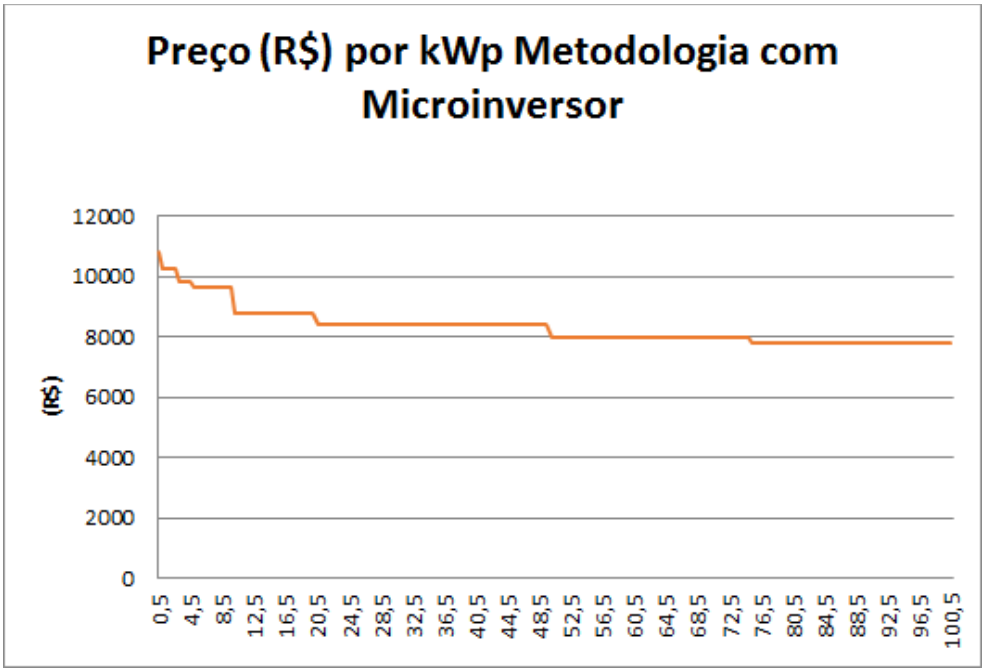
Tabela 8: Tabela de Preço de uma empresa brasileira - Janeiro/2017 – Metodologia Inversor orientado ao módulo (microinversor).

Potência Instalada	Valor Total	Preço por kWp instalado
0,5-2,5 kWp	R$ 5,399 mil a R$ 25,615 mil	R$ 10,246 mil
3 – 4,5 kWp	R$ 29,502 mil a R$ 44,253 mil	R$ 9,834 mil

5 – 9,5 kWp	R$ 48,210 mil a R$ 91,599 mil	R$ 9,642 mil
10-20 kWp	R$ 87,700 mil a R$ 175,400 mil	R$ 8,770 mil
20,5 kWp -49,50 kWp	R$ 171,995 mil a R$ 415,305 mil	R$ 8,390 mil
50 kWp-75 kWp	R$ 400,300 mil a R$ 600,450 mil	R$ 8,006 mil
75,5 kWp-100 kWp	R$ 589,504 mil a R$ 784,704 mil	R$ 7,808 mil

Fonte: NEXSOLAR, 2017

Figura 41: Gráfico preço (R$) por kWp na metodologia de inversor orientado ao módulo



Fonte: NEXSOLAR, 2017

4.2 Simulação dos cenários

Para simulação dos cenários econômicos foram consideradas as seguintes premissas apresentadas na Tabela 9, muitas das quais já foram discutidas anteriormente.

Tabela 9: Premissas utilizadas para as simulações econômica-financeiras.

Classe	Comercial
Custo do kWh na concessionária [R$]	0,49925

Bandeira	Amarela
PIS	1,22%
COFINS	5,64%
ICMS	17%
PR (*Perfomance Ratio*) de Instalação composta por microinversores	0,92
Taxa de Desconto (SELIC)	11%
PR (*Perfomance Ratio*) de Instalação composta por inversor central/*string*	0,75

Fonte: AUTOR, 2017

Serão simulados 6 cenários com as premissas detalhada na Tabela 10 detalha para cada cenário. O tamanho da instalação de 30 kWp foi escolhido de forma aleatória, para simular um autoconsumo de 60% para avaliar o impacto do convênio ICMS 16/15. Uma vez que a porcentagem de autoconsumo é um parâmetro muito complexo de se determinar.

Tabela 10: Simulação dos cenários (ao todo 6 análises).

Cenários	Geração	Aumento de Energia	Inflação	Autoconsumo	Estado Conveniado ao Convênio ICMS 16/15
Análise 1 – Sistema de 1,5 kWp	Simulada	5,12%	5,12%	100%	Sim
Análise 2 – Sistema de 1,5 kWp	Real	5,12%	5,12%	100%	Sim
Análise 3 – Sistema de 1,5 kWp	Real	15,65%	5,12%	100%	Sim
Análise 4 – Sistema de 1,5 kWp	Real	-0,443%	5,12%	100%	Sim

Análise 5 – Sistema de 30 kWp	Simulada	15,65%	5,12%	60%	Sim
Análise 6 – Sistema de 30 kWp	Simulada	15,65%	5,12%	60%	Não

Fonte: AUTOR, 2017

As subseções seguintes detalham cada análise.

4.2.1 Análise 1

A análise foi realizada supondo a geração estimada (simulada) para o sistema de 1,53 kWp instalado considerando-se que o mesmo estivesse instalado para o norte com a inclinação de 19º. Nessas suposições era esperado que o sistema de 1,53 kWp gerasse cerca de 2.553,55 kWh/ano (PR de 0,92 e Irradiação média diária em Campo Grande - MS de 5,14 kWh/m².dia). Foi considerado para a análise um reajuste anual igual à inflação de 5,12% (IPCA-M) e uma inflação de 5,12%. Foi considerado para essa análise que o estado de MS já tivesse aderido ao convênio ICMS 16/15. E que o autoconsumo da UC fosse de 100%. O custo de O&M foi considerado 0,5% da energia produzida. Foi determinado o tempo de análise 25 anos, supondo que o sistema de geração dure no mínimo 25 anos. Foi considerado de investimento inicial o custo de compra do sistema de R$ 15.000,00 (quinze mil reais). A Figura 42 mostra os dados de entrada utilizada para simulação na análise 1.

Figura 42: Dados de Entrada para Análise 1.

Estudo de viabilidade

Dados de entrada	
Potência da usina	1,5 kWp
Investimento em equipamentos	R$ 15.000,00
Investimento inicial	R$ 15.000,00
Cidade	Campo Grande
Irradiação média mensal	5,14 kWp
PR (Perfomance Ratio)	0,92
Geração média mensal	212,80 kWh
Geração anual	2.553,55 kWh
ICMS	17,00%
PIS	1,22%
CONFINS	5,64%
Grupo tarifário	Grupo B3- Comercio e Serviço
Estado Conveniado a Convenio ICMS 16/15	Sim
Tarifa básica sem Impostos	R$ 0,4993
Bandeira Tarifária	Amarela
Tarifa básica com impostos	0,675400578
Aumento da energia	5,12%
Inflação	5,12%
Porcentagem de Autoconsumo	100,00%
O&M	0,50%
Tempo de Análise	25 anos

Fonte: AUTOR, 2017

A Figura 43 mostra os indicadores financeiros resultantes da simulação. Pode ser observado que o *payback* descontado é previsto para ser de 9 anos. Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 6%/ano. Taxa essa igual a rendimentos da poupança. Teremos um Valor Presente Líquido (VPL) de R$ 36.303,08. O TIR (Taxa de Interna de Retorno) foi de 8,84%. O IBC (Índice Benefício/Custo) foi de 2,42. O ROI foi de 9,81% E ROIA (Retorno Adicional sobre o Investimento) foi de 3,60%. O Valor Presente Líquido (VPLa) foi de R$ 4.123,68.

Figura 43: Indicadores Financeiros para a Análise 1.

Indicadores financeiros	
Payback Descontado	9 anos
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,00%
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 36.303,08
Taxa Interna de Retorno (TIR)	8,84%
Índice Benefício / Custo (IBC)	2,42
Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA)	3,60%
Retorno sobre Investimento (ROI)	9,81%
Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa)	R$ 4.123,68

Fonte: AUTOR, 2017

4.2.2 Análise 2

A análise foi realizada supondo a geração real para o sistema de 1,5 kWp instalado medida usando o *datalogger* ECU e a plataforma EMA durante o período Novembro de 2015 a Outubro de 2016. Durante esse período o sistema chegou a gerar 2.171,03 kWh. Isso equivale a uma média mensal de 180,91 kWh/mês ou uma redução mensal média de R$ 122,19/mês em sua fatura de energia. Valor abaixo do que o esperado por simulação que era de 2.553,55 kWh/ano. Foi considerado, ainda as mesmas suposições feitas de reajuste, inflação, autoconsumo, custo de O&M do que foi feito no Análise 1. Foi considerado, para essa análise, que o estado de MS já tivesse aderido ao convênio ICMS 16/15. Foi considerado o tempo de análise 25 anos supondo que o sistema de geração dure no mínimo 25 anos. Foi considerado de investimento inicial o custo de compra do sistema de R$ 15.000,00 (quinze mil reais). A Figura 44 mostra os dados de entrada utilizada para simulação na Análise 2.

Figura 44: Dados de Entrada para Análise 2.

Estudo de viabilidade

Dados de entrada	
Potência da usina	1,5 kWp
Investimento em equipamentos	R$ 15.000,00
Investimento inicial	R$ 15.000,00
Cidade	Campo Grande
Irradiação média mensal	5,14 kWp
PR (Perfomance Ratio)	0,92
Geração média mensal	180,92 kWh
Geração anual	2.171,03 kWh
ICMS	17,00%
PIS	1,22%
CONFINS	5,64%
Grupo tarifário	Grupo B3- Comercio e Serviço
Estado Conveniado a Convenio ICMS 16/15	Sim
Tarifa básica sem Impostos	R$ 0,4993
Bandeira Tarifária	Amarela
Tarifa básica com impostos	0,675400578
Aumento da energia	5,12%
Inflação	5,12%
Porcentagem de Autoconsumo	100,00%
O&M	0,50%
Tempo de Análise	25 anos

Fonte: AUTOR, 2017

A Figura 45 mostra os indicadores financeiros resultantes da simulação. Pode se observar que comparando com a Análise 1 os indicadores financeiros pioraram, uma vez que o sistema gerou menos energia do que previsto na Análise 1. Porém, ainda assim, supondo que a

vida útil do sistema seja de 25 anos, ele se mostra um investimento viável. Pode ser observado que o *payback* descontado é previsto para ser de 11 anos. Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 6%/ano, taxa essa igual a rendimentos da poupança. Teremos um Valor Presente Líquido (VPL) de R$ 30.864,88. O Taxa de Interna de Retorno (TIR) foi de 6,87%. O Índice Benefício/Custo (IBC) foi de 2,06. O ROI foi de 9,10% e ROIA foi de 2,93%. O Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa) foi de R$ 3.505,95.

Figura 45: Indicadores Financeiros para o Analise 2.

Indicadores financeiros	
Payback Descontado	11 anos
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,00%
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 30.864,88
Taxa Interna de Retorno (TIR)	6,87%
Índice Benefício / Custo (IBC)	2,06
Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA)	2,93%
Retorno sobre Investimento (ROI)	9,10%
Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa)	R$ 3.505,95

Fonte: AUTOR, 2017

4.2.3 Análise 3

A análise foi realizada supondo a geração real para o sistema de 1,5 kWp instalado medida usando o datalogger ECU e a plataforma EMA durante o período Novembro de 2015 a Outubro de 2016, conforme o Análise 2. Porém nessa análise o que se supõe de diferente é que a energia tenha reajuste de 15,65% a.a, supondo ocorrer os mesmo aumentos ocorridos entre os períodos de 2014 a 2016. Foram consideradas ainda as mesmas suposições feitas de inflação, autoconsumo, custo de O&M do que foi feito na Análise 2. Foi considerado para essa analise que o estado de MS já tivesse aderido ao convênio ICMS 16/15. Foi considerado como o tempo de análise 25 anos, supondo que o sistema de geração dure no mínimo 25 anos. Foi considerado o investimento inicial o custo de compra do sistema de R$ 15.000,00 (quinze mil reais). A Figura 46 mostra os dados de entrada utilizados para simulação na Análise 3.

Figura 46: Dados de Entrada para Análise 3.

Estudo de viabilidade

Dados de entrada	
Potência da usina	1,5 kWp
Investimento em equipamentos	R$ 15.000,00
Investimento inicial	R$ 15.000,00
Cidade	Campo Grande
Irradiação média mensal	5,14 kWp
PR (Perfomance Ratio)	0,92
Geração média mensal	180,92 kWh
Geração anual	2.171,03 kWh
ICMS	17,00%
PIS	1,22%
CONFINS	5,64%
Grupo tarifário	Grupo B3- Comercio e Serviço
Estado Conveniado a Convenio ICMS 16/15	Sim
Tarifa básica sem Impostos	R$ 0,4993
Bandeira Tarifária	Amarela
Tarifa básica com impostos	0,675400578
Aumento da energia	15,65%
Inflação	5,12%
Porcentagem de Autoconsumo	100,00%
O&M	0,50%
Tempo de Análise	25 anos

Fonte: AUTOR, 2017

A Figura 47 mostra os indicadores financeiros resultantes da simulação. Pode se observar que comparando com a Análise 3, os indicadores financeiros melhoram, uma vez que o se supõem um aumento de energia maior que inflação, supondo igual a série histórica registrada em MS entre os anos de 2014 e 2016. Pode ser observado que o *payback* descontado caiu de 11 anos para 7 anos. Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 6%/ano, taxa essa igual a rendimentos da poupança, tem-se um Valor Presente Líquido (VPL) de R$ 116.947,00. O TIR (Taxa de Interna de Retorno) foi de 16,40%. O IBC foi de 7,80. O ROI foi de 15,08% e ROIA foi de 8,56%. O Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa) foi de R$ 13.284,05. Vale destacar que a analise 3 não vem fazer projeções absurdas de aumentos futuros, uma vez que somente em 2016 os consumidores residenciais de MS já tiveram um aumento de 7,43%. Para 2017 já existe projeções de aumento de 7,7%, como a divulgada pelo relatório do BC no dia 27/09/2016, resultantes de indenização das transmissoras de energia que já foi confirmada que será paga a partir de 2017.

Figura 47: Indicadores Financeiros para a Análise 3.

Indicadores financeiros	
Payback Descontado	7 anos
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,00%
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 116.947,02
Taxa Interna de Retorno (TIR)	16,40%
Índice Benefício / Custo (IBC)	7,80
Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA)	8,56%
Retorno sobre Investimento (ROI)	15,08%
Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa)	R$ 13.284,05

Fonte: AUTOR, 2017

4.2.4 Análise 4

A Análise foi realizada supondo mais uma vez a geração real para o sistema de 1,5 kWp instalado, medida usando o datalogger ECU e a plataforma EMA durante o período de Novembro de 2015 a Outubro de 2016 conforme as Análises 2 e 3. Porém, nessa análise o que se supõe de diferente das análises 2 e 3 é que a energia fique mais barata 0,433% a.a, supondo ocorrer às mesmas diminuições nos custos de energia conforme ocorridos entre os períodos de 2005 a 2007. Foram consideradas ainda as mesmas suposições feitas de inflação, autoconsumo, custo de O&M do que foi feito nas análises 2 e 3. Foi considerado para essa análise que o estado de MS já tivesse aderido ao convênio ICMS 16/15. Foi considerado o tempo de análise 25 anos, supondo que o sistema de geração dure no mínimo 25 anos. Foi considerado de investimento inicial o custo de compra do sistema de R$ 15.000,00 (quinze mil reais). A Figura 48 mostra os dados de entrada utilizada para simulação na Análise 4.

Figura 48: Dados de Entrada para Análise 4.

Estudo de viabilidade

Dados de entrada	
Potência da usina	1,5 kWp
Investimento em equipamentos	R$ 15.000,00
Investimento inicial	R$ 15.000,00
Cidade	Campo Grande
Irradiação média mensal	5,14 kWp
PR (Perfomance Ratio)	0,92
Geração média mensal	180,92 kWh
Geração anual	2.171,03 kWh
ICMS	17,00%
PIS	1,22%
CONFINS	5,64%
Grupo tarifário	Grupo B3- Comercio e Serviço
Estado Conveniado a Convenio ICMS 16/15	Sim
Tarifa básica sem Impostos	R$ 0,4993
Bandeira Tarifária	Amarela
Tarifa básica com impostos	0,675400578
Aumento da energia	-0,43%
Inflação	5,12%
Porcentagem de Autoconsumo	100,00%
O&M	0,50%
Tempo de Análise	25 anos

Fonte: AUTOR, 2017

A Figura 49 mostra os indicadores financeiros resultantes da simulação. Pode se observar que comparando com as análises 3 e 2, os indicadores financeiros pioram uma vez que o se supõem uma diminuição do custo da energia igual a serie histórica registrada no MS entre os anos de 2005 e 2007. Pode ser observado que o *payback* descontado foi de 17 anos, *payback* ainda considerado viável, se considerar que os equipamentos possuam a vida útil de 25 anos. Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 6%/ano, taxa essa igual a rendimentos da poupança, tem-se um Valor Presente Líquido (VPL) de R$ 17.792,65. O TIR foi de 1,83%. O IBC foi de 1,19. O ROI foi de 6,73% e ROIA foi de 0,69%. O Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa) foi de R$ 2.021,07. Vale destacar que a Análise 4 é muito improvável de acontecer, uma vez que não se terá uma serie de tarifas mais baratas nos próximos anos, uma vez que somente para 2017 está prevista um aumento de 7,7%, resultante de indenizações bilionárias a empresas transmissoras de energia. E que apesar do país se encontrar em crise com a indústria e o comércio em recessão, assim que os mesmo voltem a operar em condições normais deve-se voltar ao cenário de falta de energia no país, resultante do mau planejamento de investimento que foi feito nos últimos anos.

Figura 49: Indicadores Financeiros para a Análise 4.

Indicadores financeiros	
Payback Descontado	17 anos
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,00%
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 17.792,65
Taxa Interna de Retorno (TIR)	1,83%
Índice Benefício / Custo (IBC)	1,19
Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA)	0,69%
Retorno sobre Investimento (ROI)	6,73%
Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa)	R$ 2.021,07

Fonte: AUTOR, 2017

4.2.5 Análise 5

As análises 5 e 6 vêm mostrar qual é o impacto da isenção do ICMS trazida pelo convênio ICMS 16/15 qual o estado de MS já é signatário. As análises foram realizadas supondo a geração simulada, para o sistema de 30 kWp, que é estimada em 4255,92 kWh/mês ou 51.071,04 kWh/ano, supondo um PR de 0,92. Foi considerado para as análises um reajuste anual igual à a média histórica no MS, de 2004 á 2016, que foi de 5,82 % e uma inflação de 5,12%. Foi considerado para essa analise que o estado de MS já tivesse aderido ao convênio ICMS 16/15 e que o autoconsumo da UC fosse de 60%. O custo de O&M foi definido como 1% da energia produzida. Foi considerado como o tempo de análise 25 anos, supondo que o sistema de geração dure no mínimo 25 anos. Foi considerado de investimento inicial o custo de compra do sistema de R$ 312.210,00. A Figura 50 mostra os dados de entrada utilizados para a simulação na Análise 5.

Figura 50: Dados de Entrada para Análise 5.

Estudo de viabilidade

Dados de entrada	
Potência da usina	30 kWp
Investimento em equipamentos	R$ 312.210,00
Investimento inicial	R$ 312.210,00
Cidade	Campo Grande
Irradiação média mensal	5,14 kWp
PR (Perfomance Ratio)	0,92
Geração média mensal	4.255,92 kWh
Geração anual	51.071,04 kWh
ICMS	17,00%
PIS	1,22%
CONFINS	5,64%
Grupo tarifário	Grupo B3- Comercio e Serviço
Estado Conveniado a Convenio ICMS 16/15	Sim
Tarifa básica sem Impostos	R$ 0,4993
Bandeira Tarifária	Amarela
Tarifa básica com impostos	0,675400578
Aumento da energia	5,82%
Inflação	5,12%
Porcentagem de Autoconsumo	60,00%
O&M	0,50%
Tempo de Análise	25 anos

Fonte: AUTOR, 2017

A Figura 51 mostra os indicadores financeiros resultantes da simulação. Como foi suposto que o estado esteja conveniado ao convenio de ICMS 16/15 o preço da energia consumida e injetada na rede para ser utilizada posteriormente é o mesmo. Dessa forma não foram registradas perca com tarifação de ICMS nos 40% da energia gerada que é injetada na rede. Pode ser observado que o *payback* descontado é previsto para ser de 9 anos. Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 6%/ano, taxa essa igual a rendimentos da poupança. Teremos um Valor Presente Líquido (VPL) de R$ 784.731,15. O TIR foi de 8,97%. O IBC foi de 2,51. O ROI foi de 9,98% e ROIA foi de 3,76%. O Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa) foi de R$ 89.137,83.

Figura 51: Indicadores Financeiros para a Análise 5.

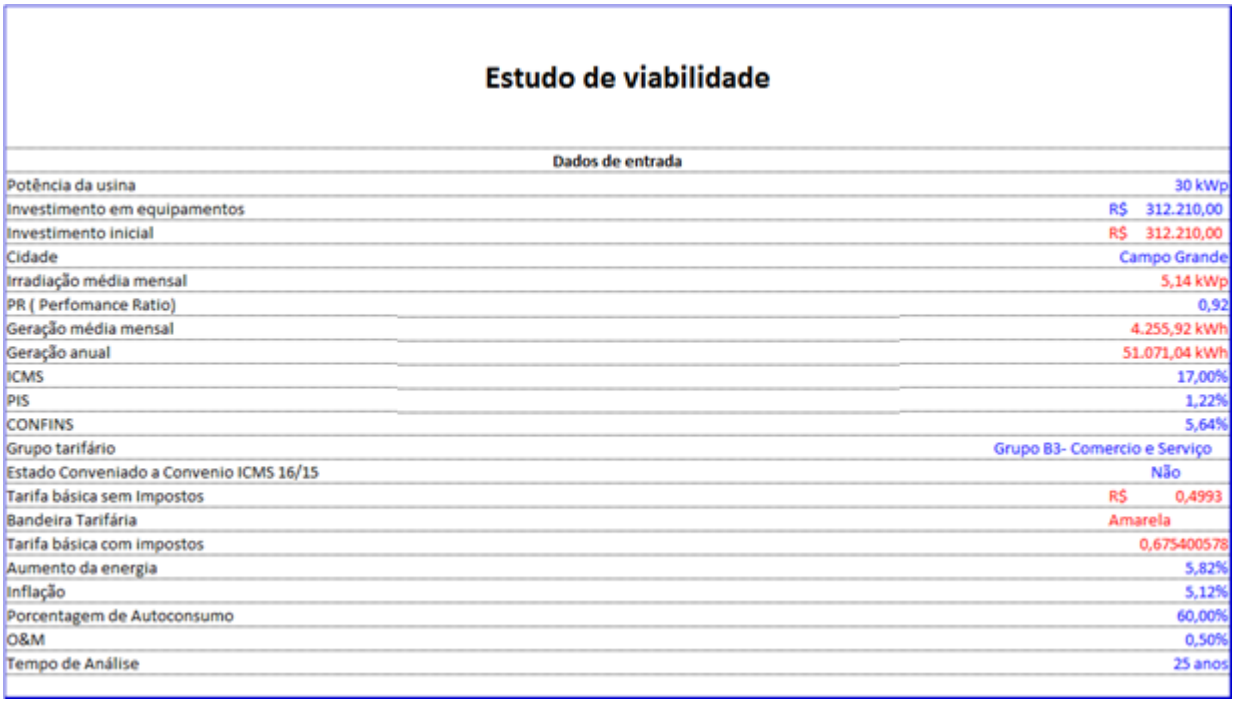
Indicadores financeiros	
Payback Descontado	9 anos
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,00%
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 784.731,15
Taxa Interna de Retorno (TIR)	8,97%
Índice Benefício / Custo (IBC)	2,51
Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA)	3,76%
Retorno sobre Investimento (ROI)	9,98%
Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa)	R$ 89.137,83
Perda com a não aderência do Estado ao Convênio ICMS 16/15	-R$ 0,00

Fonte: AUTOR, 2017

4.2.6 Análise 6

Ao contrário da Análise 5, essa análise vem mostrar qual seria o impacto da não isenção de ICMS sobre a energia injetada no cenário 5. A análise foi realizada supondo novamente a geração simulada para o sistema de 30 kWp, que é estimada em 4.255,92 kWh/mês ou 51.071,04 kWh/ano, supondo um PR de 0,92. Foi considerando novamente um autoconsumo de 60%. Foi considerado para a análise um reajuste anual igual à média histórica para MS de 2004 á 2016, que foi de 5,82 % e uma inflação de 5,12%. Foi considerado para essa analise que o estado de MS não tivesse aderido ao convênio ICMS 16/15. O custo de O&M foi suposto 0,5% da energia produzida. Foi considerado como o tempo de análise 25 anos supondo que o sistema de geração dure no mínimo 25 anos. Foi considerado como investimento inicial o custo de compra do sistema de R$ 312.210,00. A Figura 52 mostra os dados de entrada utilizados para simulação na Análise 5.

Figura 52: Dados de Entrada para Análise 6.



Estudo de viabilidade

Dados de entrada	
Potência da usina	30 kWp
Investimento em equipamentos	R$ 312.210,00
Investimento inicial	R$ 312.210,00
Cidade	Campo Grande
Irradiação média mensal	5,14 kWp
PR (Perfomance Ratio)	0,92
Geração média mensal	4.255,92 kWh
Geração anual	51.071,04 kWh
ICMS	17,00%
PIS	1,22%
CONFINS	5,64%
Grupo tarifário	Grupo B3- Comercio e Serviço
Estado Conveniado a Convenio ICMS 16/15	Não
Tarifa básica sem Impostos	R$ 0,4993
Bandeira Tarifária	Amarela
Tarifa básica com impostos	0,675400578
Aumento da energia	5,82%
Inflação	5,12%
Porcentagem de Autoconsumo	60,00%
O&M	0,50%
Tempo de Análise	25 anos

Fonte: AUTOR, 2017

A Figura 53 mostra os indicadores financeiros resultantes da simulação. Como foi considerado que o estado não esteja conveniado ao convenio de ICMS 16/15, o preço da energia injetada é menor do que a energia consumida, pois é cobrado o ICMS. O impacto nos 25 anos de análise para instalação chega a ser de R$ 116.843,32, que antigamente eram destinados aos cofres do estado supondo que somente 40% da energia gerada sejam injetadas na rede. Pode ser observado que o *payback* descontado subiu de 9 anos para 10 anos. Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 6%/ano, taxa essa igual a rendimentos da poupança. Tem-se um Valor Presente Líquido (VPL) de R$ 727.439,21,63 que no Análise 5 era de R$ 784.731,15. O TIR que na Análise 5 era de 8,97% passa a ser 8,05%. O IBC que na Análise 5 era de 2,51 passam a ser menor 2,33. O ROI e ROIA que na Análise 5 eram respectivamente 9,98% e 3,76% na Análise 6 passam a ser de 9,65% e 3,44%. O Valor Presente Líquido (VPLa) caiu de R$ 89.137,83 para R$ 82.630,03 na Análise 6. Pode-se observar claramente que instalações em estados que são conveniados ao convênio de ICMS 16/15 tem sua viabilidade financeira melhorada.

Figura 53: Indicadores Financeiros para a Análise 6.

Indicadores financeiros	
Payback Descontado	10 anos
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,00%
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 727.439,21
Taxa Interna de Retorno (TIR)	8,05%
Índice Benefício / Custo (IBC)	2,33
Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA)	3,44%
Retorno sobre Investimento (ROI)	9,65%
Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa)	R$ 82.630,03
Perda com a não aderência do Estado ao Convênio ICMS 16/15	R$ 116.843,32

Fonte: AUTOR, 2017

4.3 Análise Econômica utilizando Fator de Recuperação de Investimento (FCR) e RCB (Relação Custo Benefício)

Ao fazer uma simples análise econômica utilizando VPL, TIR e *payback* descontado não é possível comparar a viabilidade da metodologia de inversor central com a que utiliza microinversor, pois o mesmo tem vida útil diferente.

O microinversor chega a ter garantia de até 25 anos e vida útil estimada em 25 anos. Enquanto que inversores convencionais, por trabalhar com maior potência tem vida útil estimada em 7 anos e garantia de mercado normalmente com 5 anos. Um exemplo pode ser visto se refizer a Análise 5 apresentado na seção 4.2.5, que considera a instalação de um gerador fotovoltaico composto por microinversor. Ao considerar os mesmos dados de entrada, porém considerando um PR de 0,75 e o custo do gerador de 30 kWp, composto pela configuração de inversor central/*string* de R$ 211.432,00. Detalhes podem ser vistos na Figura 54. Além de ser R$ 100.778,00 (Cem mil reais e setecentos e senta e oito reais) mais barato que o gerador solar fotovoltaico com a configuração de microinversor. A metodologia de gerador fotovoltaico com configuração de inversor central tem as métricas econômicas mais vantajosas.

Figura 54: Dados de Entrada para simulação de viabilidade de um gerador fotovoltaico de 30 kWp com configuração de inversor central/*string*.

Estudo de viabilidade

Dados de entrada	
Potência da usina	30 kWp
Investimento em equipamentos	R$ 211.432,00
Investimento inicial	R$ 211.432,00
Cidade	Campo Grande
Irradiação média mensal	5,14 kWp
PR (Perfomance Ratio)	0,75
Geração média mensal	3.469,50 kWh
Geração anual	41.634,00 kWh
ICMS	17,00%
PIS	1,22%
CONFINS	5,64%
Grupo tarifário	Grupo B3- Comercio e Serviço
Estado Conveniado a Convenio ICMS 16/15	Sim
Tarifa básica sem Impostos	R$ 0,4993
Bandeira Tarifária	Amarela
Tarifa básica com impostos	0,675400578
Aumento da energia	5,82%
Inflação	5,12%
Porcentagem de Autoconsumo	60,00%
O&M	0,50%
Tempo de Análise	25 anos

Página 1

Fonte: AUTOR, 2017

Pode ser observado que o mesmo ainda teve resultados econômicos melhores, com o *payback* descontado de 8 anos, enquanto que o gerador com microinversor teve um *payback* descontado de 9 anos. Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 6%/ano, taxa essa igual a rendimentos da poupança, para o gerador fotovoltaico com microinversor o Valor Presente Líquido (VPL) foi de R$ 784.731,15. Enquanto que o VPL para a configuração com inversor central/*string* foi de R$ 639.726,48. O TIR (Taxa de Interna de Retorno) para a configuração com microinversor foi de 8,97%. Enquanto que o TIR para a metodologia de inversor central/*string* foi 11,44% ou seja, 2,47% acima da configuração com microinversor. Outros detalhes podem vistos na Figura 55.

Figura 55: Indicadores Financeiros para um Gerador FV de 30 kWp composto pela configuração de inversor central/*string*.

Indicadores financeiros	
Payback Descontado	8 anos
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,00%
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 639.726,48
Taxa Interna de Retorno (TIR)	11,44%
Índice Benefício / Custo (IBC)	3,03
Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA)	4,53%
Retorno sobre Investimento (ROI)	10,80%
Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa)	R$ 72.666,71
Perca com a não aderência do Estado ao Convênio ICMS 16/15	R$ 0,00

Fonte: AUTOR, 2017

Ao fazer as análises utilizando conceitos de FCR e RCB conforme discutido no Capítulo 2 esse método é comumente utilizado para, avaliação do Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL. A Figura 56 mostra o análise de RCB e FCR para o gerador solar fotovoltaico de 30 kWp composto com a configuração de microinversor. Apesar de que a maior parte do custo dos equipamentos do gerador com microinversor ser o custo do microinversor (R$ 123.000,00). O microinversor chega a ter a vida útil prevista de 25 anos. O que leva o cálculo do RCB do gerador para 0,84. Isso significa que a cada R$ 1,00 investido é possível obter o beneficio de R$ 1,16 em economia de energia. Esse é um cálculo mais realista, uma vez que o custo é anualizado de acordo com a vida útil do equipamento.

Figura 56: Análise de RCB e FCR para o gerador de 30 kWp composto por microinversores

Taxa de Desconto	8%					
CONFIGURAÇÃO COM MICROINVERSOR						
MATERIAIS E EQUIPAMENTOS						
Materiais e Equipamentos	Vida Útil	Quantidade	Preço Únitario	Custo Total	FCR	CA
Kit de Fixação	100	60	R$ 358,67	R$ 21.520	0,080036384	2098,86
Microinversor	25	60	R$ 2.050,00	R$ 123.000	0,093678779	14040,97
Módulo Fotovoltaico 250 Wp	35	120	R$ 899,00	R$ 107.880	0,085803265	11279,64
Placa de Sinalização	25	1	R$ 50,00	R$ 50	0,093678779	5,71
Conectores	5	1	R$ 80,00	R$ 80	0,250456455	24,42
Cabos	10	1	R$ 3.680,00	R$ 3.680	0,149029489	668,3
		Sub- Total Equipamentos		R$ 256.210	Custo Anualizado Total (Cat)	28117,9
VALOR DE SERVIÇO						
Serviço	Quantidade	Horas	Valor da Hora	Custo Total		
Projeto e Execução	1	140	R$ 400,00	R$ 56.000		
		Sub-Total Serviços		R$ 56.000		
TOTAL PRODUTO E SERVIÇOS				R$ 312.210		
BENEFICIOS						
Potência do Módulo (Wp)	250	Energia Gerada Anualmente (kWh)		51071,04		
Quantidade	120	Preço (kWh) com impostos		0,6557		
Potência Instalada do Sistema (kWp)	30					
Irradiação Média Diária kWh/m²/dia	5,14					
PR (Perfomance Ratio)	0,92					
		Total Beneficios		33487,28093		
Calculo do RCB						
RCB do Gerador Solar Fotovoltaico	0,84					

Fonte: AUTOR, 2017

Ao fazer essa mesma análise para o gerador de 30 kWp, composto com inversor central pode-se observar que o maior custo passa a ser o custo dos módulos fotovoltaico (R$ 107.880,00) enquanto que os inversores passam a ser somente (R$ 35.000,00), ou seja, representam apenas 19% do custo total. Apesar disso, o inversor central/*string* tem a vida útil menor. Dessa forma, possui um maior custo anualizado. Isso faz com que apesar do gerador solar fotovoltaico composto por inversor central/*string* seja R$ 100.778,00 mais barato que a metodologia de microinversores, tenha um RCB maior de 0,96. Na prática significa que a cada R$ 1,00 investido, o gerador fotovoltaico é capaz de gerar cerca de R$ 1,04 de economia enquanto que o gerador fotovoltaico com microinversor consegue obter para cada R$ 1,00 investido, gerar a economia de R$ 1,16. Um dos outros fatores que fazem com que o RCB do gerador fotovoltaico com a metodologia de inversor central/*string* seja maior que a metodologia de microinversor é o fato do mesmo apresentar custos maiores com componentes como cabos, conectores e s*tring box*. Esses componentes que tem a vida útil baixa. Maiores detalhes podem ser vistos na Figura 57.

Figura 57: Análise de RCB e FCR para o gerador de 30 kWp composto por inversor central.

CONFIGURAÇÃO COM INVERSOR CENTRAL/STRING						
MATERIAIS E EQUIPAMENTOS						
Materiais e Equipamentos	Vida Útil	Quantidade	Preço Unitario	Custo Total	FCR	CA
Kit de Fixação	40	60	R$ 358,67	R$ 21.520	0,083860162	2199,14
String Box	5	2	R$ 4.000,00	R$ 8.000	0,250456455	2441,59
Inversor 27,5 kW	7	1	R$ 35.000,00	R$ 35.000	0,192072401	8191,88
Módulo Fotovoltaico 250 Wp	35	120	R$ 899,00	R$ 107.880	0,085803265	11279,64
Placa de Sinalização	25	1	R$ 50,00	R$ 50	0,093678779	5,71
Conectores	5	1	R$ 982,00	R$ 982	0,250456455	299,71
Cabos	10	1	R$ 10.000,00	R$ 10.000	0,149029489	1816,03
		Sub- Total Equipamentos		R$ 183.432	Custo Anualizado Total (Cat)	26233,7
VALOR DE SERVIÇO						
Serviço	Quantidade	Horas	Valor da Hora	Custo Total		
Projeto e Execução	1	70	R$ 400,00	R$ 28.000		
		Sub-Total Serviços		R$ 28.000		
TOTAL PRODUTO E SERVIÇOS				R$ 211.432		
BENEFICIOS						
Potência do Módulo (Wp)	250	Energia Gerada Anualmente (kWh)		41634		
Quantidade	120	Preço (kWh) com impostos		0,6557		
Potência Instalada do Sistema (kWp)	30					
Irradiação Média Diária kWh/m²/dia	5,14					
PR (Perfomance Ratio)	0,75					
		Total Beneficios		27299,4138		
Calculo do RCB						
RCB do Gerador Solar Fotovoltaico			0,96			

Fonte: AUTOR, 2017

4.4 Análise do tamanho ideal do gerador solar fotovoltaico por faixa de consumo para consumidores do Grupo B

As simulações para identificar o tamanho ideal do gerador solar fotovoltaico, com melhor viabilidade econômica, foram feitas utilizando uma planilha em Excel. A planilha contém as mesmas fórmulas utilizadas para discutir os resultados econômicos das seções anteriores, porém foi incluída uma lógica capaz de identificar o tipo de consumidor, o consumo mínimo, e a quantidade de geração ideal (em kWh), que nada mais é que a diferença entre o consumo médio e o consumo mínimo por tipo de consumidor. Com base na quantidade de geração ideal (em kWh) é calculada a potência da usina ideal (em kWp).

Se o sistema a ser simulado tem a potência instalada menor que a potência instalada da usina ideal, a calculadora em Excel identifica que não há sobra de energia. Caso contrário, sendo a potência instalada simulada maior que a potência instalada da usina ideal, a calculadora identifica que há sobra de energia. Havendo sobra de energia é possível simular duas condições, onde essa sobra de energia é perdida, ou não é perdida. Um exemplo onde à energia gerada excedente, é perdida é aquele caso onde um morador instala um gerador que gera uma

quantidade de energia maior do que a sua necessidade e não possui nenhuma outra unidade consumidora capaz de utilizar os créditos, sendo os créditos perdidos. Isso prejudica o retorno do investimento, pois ele investiu uma quantidade de dinheiro maior do que necessário e não utilizada todo o benefício. A segunda opção é quando a energia que sobra não é perdida podendo ser abatida em outras contas de energia. A perda a se considerar, nessa opção, é avaliar o impacto da possível cobrança de ICMS sobre os créditos a serem abatidos em outras faturas de energia. Para isso, avaliar a porcentagem de autoconsumo para saber a porcentagem de crédito que vai ser injetada na rede se torna essencial. A cobrança de ICMS ocorre somente sobre a porcentagem que não é consumida, ou seja, a porcentagem que sobra. A cobrança somente vai ocorrer em estados que não aderiram ao convênio de ICMS/CONFAZ 16/2015.

Foi realizada uma simulação com o intuito de investigar o tamanho do gerador ideal com melhor retorno de investimento, com base no parâmetro TIR. Para simulação considerou-se um consumidor trifásico, com consumo de 400 kWh/mês, em Campo Grande - MS (Irradiância Média Diária de 5,12 kWh/m².dia) com um PR de 0,95. O custo do kWh em todos os cenários foi de 0,74 R$/kWh. Para todos os cenários foi considerado um aumento de energia de 5,82% a.a e uma inflação de 5,12% a.a. Para discutir e investigar o tamanho ideal foi proposta a simulação de 3 análises conforme mostra a Tabela 11.

Tabela 11: Simulação dos cenários (ao todo 6 análises).

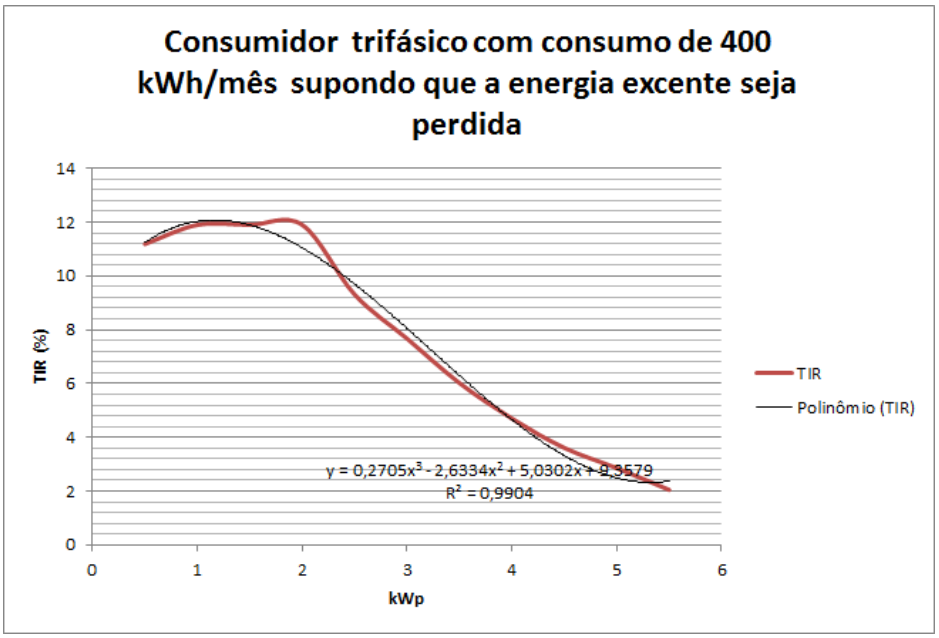
Cenários	Energia Excedente	Estado Conveniado ao Convênio ICMS 16/2015	Autoconsumo
Análise 1 (Figura 58)	Perdida	Sim	100%
Análise 2 (Figura 59)	Aproveitada em outras unidades	Sim	100%
Análise 3 (Figura 60)	Aproveitada em outras unidades	Não	60%

Fonte: AUTOR, 2017

Na primeira análise foi considerado que toda a energia excedente é perdida. Ou seja, isso acontece, por exemplo, quando um consumidor não tem outra unidade consumidora para

utilizar os créditos da energia. A Figura 58 mostra o resultado da simulação em um gráfico TIR x Potência Instalada. Se pode observar na Figura 58 que com o aumento da potência instalada após 2 kWp o TIR da instalação passa a decair. O tamanho ideal com melhor retorno de investimento para esse caso é a faixa de potência instalada de 1 kWp a 2 kWp sendo o tamanho do gerador solar fotovoltaico com maior viabilidade, tendo um TIR igual á 11,90 % a.a. Após esse intervalo, caso o consumidor opte por instalar um sistema de 2,5 kWp seu TIR será de 9,31 % a.a. Caso opte por instalar um sistema de 3 kWp, o TIR será de 7,67 % a.a. Um sistema de 5,5 kWp, o TIR da instalação será de 2,05 % a.a Isso mostra que caso o consumidor não tenha uma outra residência para abater seus créditos, não é ideal que o consumidor instale um sistema que gere mais energia do que a geração ideal, que pode ser calculada pela diferença entre o consumo médio mensal e o consumo mínimo. Caso seja trifásico o consumo mínimo é de 100 kWh, caso seja bifásico o consumo mínimo é de 50 kWh e caso seja monofásico o consumo mínimo é de 30 kWh. No caso do consumidor que consome 400 kWh sendo ele um consumidor trifásico a potência ideal para Campo Grande-MS é de 2 kWp pois é capaz de gerar cerca de 292,98 kWh/mês.

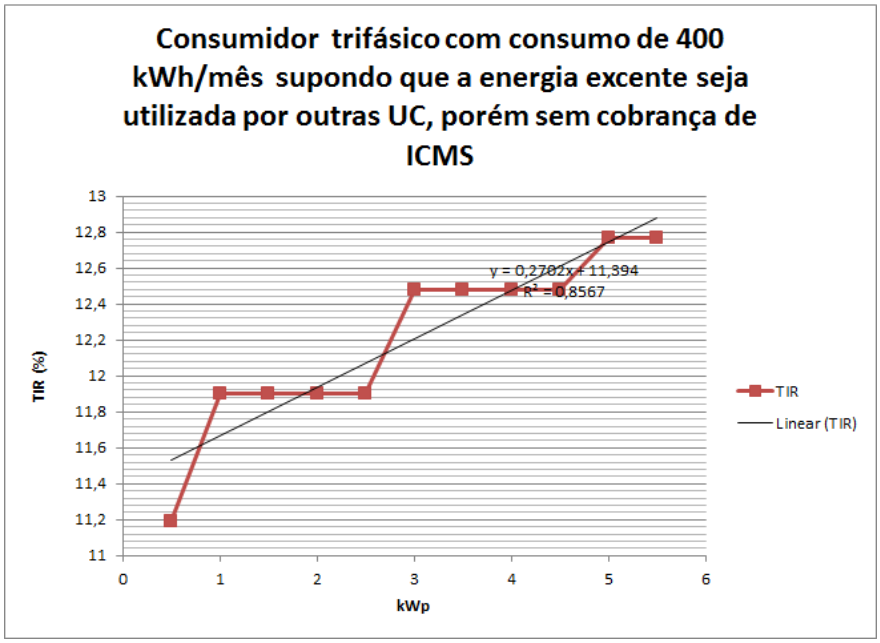
Figura 58: Análise de TIR x Potência Instalada (kWp) de um consumidor trifásico com 400 kWh/mês supondo que a energia excedente seja perdida.



Fonte: AUTOR, 2017

A Figura 59 mostra o resultado da simulação em um gráfico TIR x Potência Instalada supondo neste caso, que a energia excedente é utilizada por outra unidade consumidora sendo neste caso, o Estado conveniado do Convênio ICMS 16/2015 . Pode-se observar na Figura 59 que com o aumento da potência instalada há um aumento do TIR da instalação. Isso se deve ao fato de que quanto maior a instalação menor é o custo do gerador solar fotovoltaico. O tamanho ideal, com melhor retorno de investimento para esse caso, é o maior sistema possível a ser instalada na unidade consumidora. Entretanto, passa a ser fundamental nesse caso a avaliação do telhado para que garanta uma produção adequada. Caso opte por instalar um sistema de 5,5 kWp seu TIR será de 12,77 % a.a.

Figura 59: Análise de TIR x Potência Instalada (kWp) de um consumidor trifásico com 400 kWh/mês supondo que a energia excedente seja utilizada por outras UC sem a cobrança de ICMS.

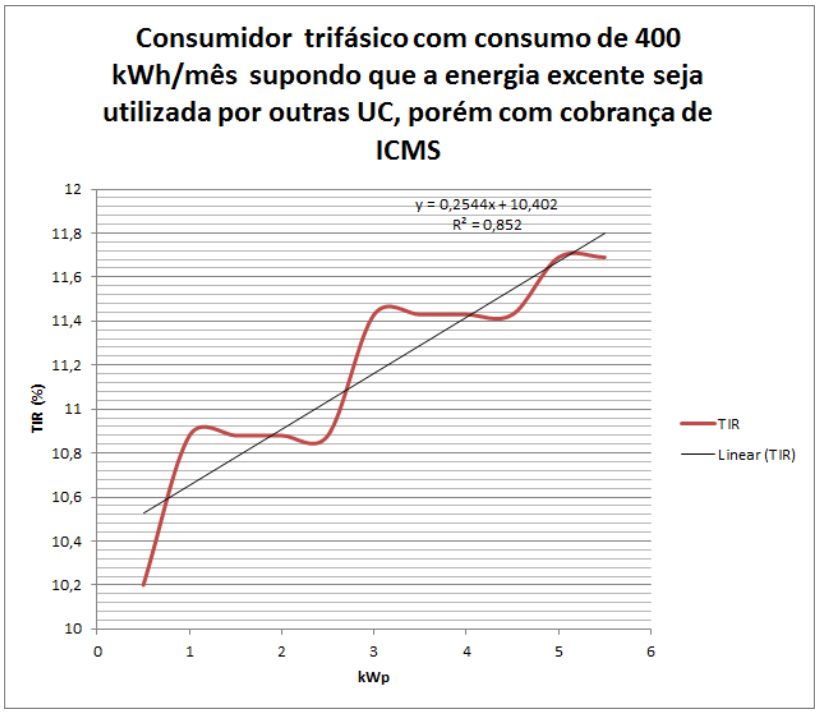


Fonte: AUTOR, 2017

A Figura 60 mostra o resultado da simulação em um gráfico TIR x Potência Instalada supondo, neste caso, que a energia excedente é utilizada por outra unidade consumidora, porém considera-se que a instalação esteja em um Estado que não seja conveniado do Convênio ICMS 16/2015, havendo dessa forma a cobrança de ICMS. Pode-se observar na Figura 60 que a curva mantém o mesmo comportamento da Figura 59. Com o aumento da potência instalada há um aumento do TIR da instalação. Isso se deve ao fato de que quanto maior a instalação menor é o

custo do gerador solar fotovoltaico. O tamanho ideal com melhor retorno de investimento para esse caso é o maior sistema possível a ser instalada na unidade consumidora. Entretanto, passa a ser fundamental nesse caso a avaliação do telhado para que garanta uma produção adequada. Caso opte por instalar um sistema de 5,5 kWp seu TIR será de 11,69 % a.a um pouco menor do que o TIR de 12,77 % a.a da simulação anterior.

Figura 60: Análise de TIR x Potência Instalada (kWp) de um consumidor trifásico com 400 kWh/mês supondo que a energia excedente seja utilizada por outras UC com a cobrança de ICMS.



Fonte: NEXSOLAR, 2016

A Tabela 12 mostra a simulação da potência ideal por faixa de consumo para cada tipo de consumidor (trifásico, bifásico ou monofásico) para Campo Grande - MS considerando que o consumidor não tenha como utilizar a sobra de energia em outra unidade consumidora. Pode-se observa na Tabela 12 a importância da metodologia de microinversores. Hoje existe kits a partir de 0,25 kWp com a metodologia de microinversores, podendo atender uma ampla faixa de consumidores conforme mostra a Tabela 12. Enquanto que na metodologia de inversor central/*string* somente existe kits a partir de 1,5 kWp. Para faixa de consumo de 30 kWh a 60 kWh por mês só é viável o uso de um kit de 0,25 kWp para consumidor monofásico. Para faixa de 90 kWh por mês passa a ser viável a instalação de um kit de 0,25 kWp para consumidores bifásicos e de até 0,5 kWp para consumidores monofásicos. De 30 kWh a 120 kWh se o

consumidor for trifásico não é viável a instalação de sistemas fotovoltaicos. Passa a ser possível a instalação de sistemas fotovoltaicos para consumidores trifásicos que consomem acima de 150 kWh/mês. Para consumidores bifásicos passa a ser possível a instalação de sistemas fotovoltaicos unidade que tenham o consumo acima de 90 kWh/mês. Enquanto que para consumidores monofásicos passa a ser possível a instalação para consumidores que tenham o consumo acima de 60 kWh/mês.

Tabela 12: Simulação de potência ideal por tipo de consumidor (Trifásico, Bifásico ou Monofásico) para Campo Grande-MS considerando consumidor que não tenha como utilizar a sobra de energia.

Consumo/ kWp Ideal Instalado	Trifásico (Consumo mínimo: 100 kWh)	Bifásico (Consumo mínimo: 50 kWh)	Monofásico (Consumo mínimo 30 kWh)
30 kWh	-	-	-
60 kWh	-	-	0,25 kWp/ TIR= 4,57%
90 kWh	-	0,25kWp/ TIR = 6,56%	0,50 kWp/ TIR= 8,68%
120 kWh	-	0,50 kWp/ TIR=10,59%	0,50 kWp/ TIR= 11,19%
150 kWh	0,25 kWp/ TIR=6,56%	0,50 kWp/ TIR=11,19%	0,75 kWp/ TIR= 9,30%
180 kWh	0,50 kWp/ TIR=11,19%	0,75 kWp/ TIR=8,19%	1,00 kWp/ TIR=11,90%
210 kWh	0,75 kWp/ TIR=9,30%	1,00 kWp/ TIR=11,90%	1,00 kWp/ TIR=8,07%
240 kWh	1,00 kWp/ TIR=11,28%	1,00 kWp/ TIR=11,90%	1,00 kWp/ TIR=11,90%
270 kWh	1,00 kWp/ TIR= 11,90%	1,50 kWp/ TIR=11,90%	1,50 kWp/ TIR=11,90%

Fonte: NEXSOLAR, 2016

4.5 Traçador de Curva I-V 400 da *HTInstrument*

Os módulos fotovoltaicos saem de fabrica com seus valores de Voc (Tensão de Circuito Aberto), Isc (Corrente de Circuito Circuito), Vmp(Tensão no Ponto de Máxima Potência), Imp (Corrente no Ponto de Máxima Potência) e Pmax (Potência Máxima) medidos em condições conhecida como *Stander* ou STC. Essas condições dizem que a irradiância estava em 1000 W/m², a temperatura de célula estava a Tc= 25ºC com coeficiente de massa de ar a AM 1.5. Outro parâmetro que os fabricantes definem é a degradação de produção aceitável.

Essas condições normalmente são realizadas em laboratórios e dificilmente se repentem quando se está fazendo medições de um gerador solar fotovoltaico que está instalado um telhado. Por isso é necessário o uso de equipamentos específicos chamados de traçadores de curva IV que medem os parâmetros (Voc, Isc, Vmp, Imp, e Pmax) em determinadas condições de irradiância e temperatura, e consegue extrapolar para condições STC para saber qual foi à degradação que o módulo sofreu.

Figura 61: Traçador de Curva I-V 400 *Ht Instrument*.

O Traçador de Curva I-V400 da Fabricante *Ht Instrument* (Figura 61) permite a detecção em campo da curva I-V e dos parâmetros característicos de um único módulo e de cadeias de módulos para instalações fotovoltaicas, com tensão e corrente de até 1000V e 10A respectivamente. Para medir a curva IV, o I-V400 gerencia uma base de dados interna de módulos, que pode ser atualizada a qualquer momento pelo usuário e a comparação entre os dados medidos, com os valores nominais permite avaliar imediatamente se a sequência ou o módulo cumpre os parâmetros de degradação declarados pelo fabricante. A curva I-V pode ser medida usando a unidade SOLAR02 que é capaz de medir a irradiação e temperatura e capaz de transmitir a conexão usando radio-freqüência (RF) para a unidade mestre.

4.6 Análise das Medições usando o traçador de Curva IV 400 da *HTInstrument*

Foram executadas medições no dia 30 de Setembro de 2016 no período das 15:40 hs. O sensor de irradiação e temperatura foi posto em paralelo com os módulos fotovoltaico simulando a mesma inclinação e orientação. O gerador solar fotovoltaico é composto por 6 módulos fotovoltaicos da Fabricante CANADIAN de 255 Wp, modelo CS6P-255P. As características elétricas de Voc (Tensão de Circuito Aberto), Isc (Corrente de Circuito Circuito), Vmp (Tensão no Ponto de Máxima Potência), Imp (Corrente no Ponto de Máxima Potência) e Pmax (Potência Máxima) forma acrescentadas no traçador de Curva IV 400W. A Figura 62 mostra os detalhes descritos no *datasheet* dos módulos fotovoltaicos da CANADIAN modelo CS6P-255P.

Figura 62: Parâmetros Elétricos do Módulo Fotovoltaico da CANADIAN modelo CS69-255P.

Electrical Data	CS6P-250P	CS6P-255P
Nominal Maximum Power (Pmax)	250W	255W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	30.1V	30.2V
Optimum Operating Current (Imp)	8.30A	8.43A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.2V	37.4V
Short Circuit Current (Isc)	8.87A	9.00A
Module Efficiency	15.54%	15.85%
Operating Temperature	-40℃~+85℃	
Maximum System Voltage	1000V (IEC) / 1000V (UL) / 600V (UL)	
Maximum Series Fuse Rating	15A	
Application Classification	Class A	
Power Tolerance	0 ~ +5W	

*Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25℃.

Fonte: Datasheet CANADIAN modelo CS69-2559P.

Foram executados testes com o intuito de medir a degradação dos módulos fotovoltaicos instalados e o impacto da sujeira na produção. Para isso foi utiliza o traçador de curva I-V 400W da fabricante *HtInstrument* conforme mostrado na Figura 63.

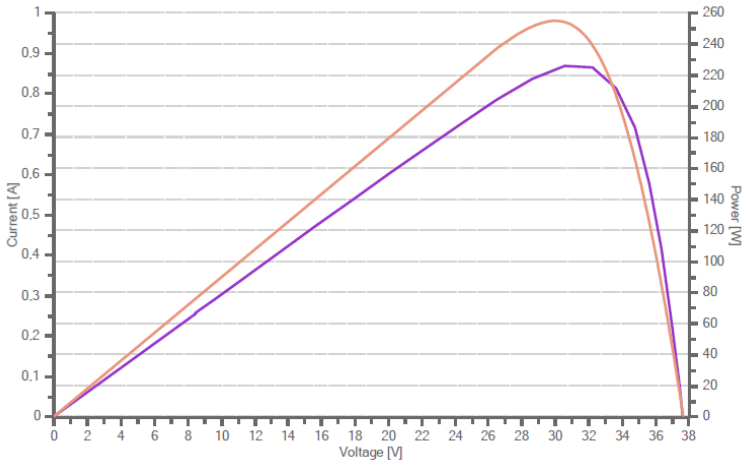
Figura 63: Realização dos testes com o traçador de curva I-V 400W da Fabricante *HtInstrument*.

Fonte: AUTOR,2017.

Para isso utilizou-se da seguinte metodologia: primeiramente efetuou-se a medição de um módulo fotovoltaico sujo em condições as quais foram encontrados. A Figura 64 mostra o

resultado do traçamento da curva potência instantânea em condições *stander* de medida (STC) (1000 W/m², Tc= 25ºC, AM 1.5). Os resultamos mostram que a potência do módulo em STC está 11,49% (225,70 W) menor do que deveria. O motivo inclui perda por degradação linear, microfissuras, sujeiras e *hotspots*. Em seguida foi executada a limpeza a seco parcial sobre o módulo fotovoltaico usando uma vassoura. A Figura 65 mostra o resultado do traçamento da curva de potência instantânea em condições STC novamente. O módulo fotovoltaico da CANADIAN que antes estava com 225,70 W passou a operar em condições *stander* com 248,73 W.

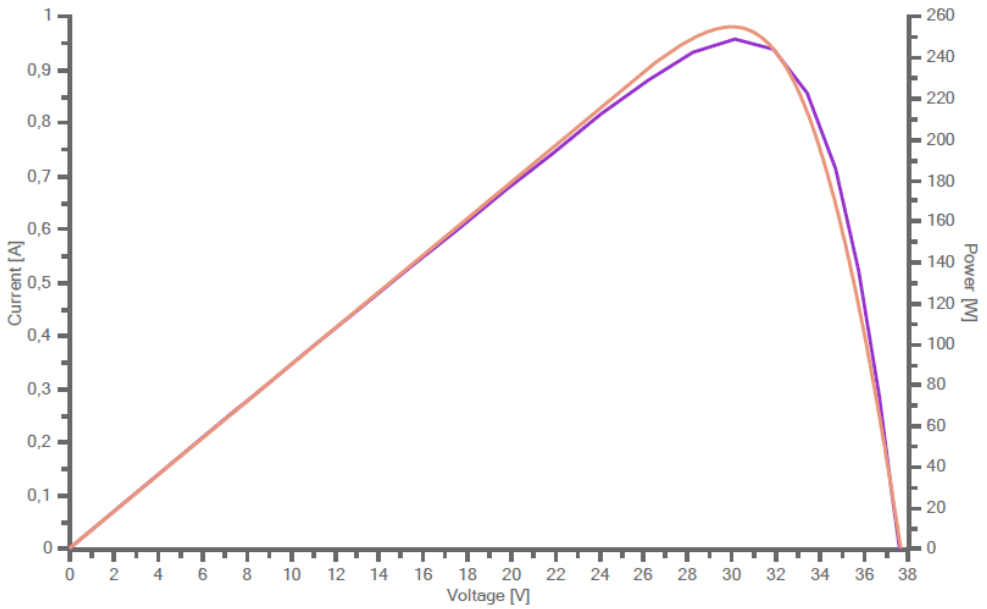
Figura 64: Curva de P-V do Módulo Fotovoltaico CANADIAN 255 W Sujo.



Fonte: AUTOR,2017.

Pode-se observar que com uma simples limpeza a seco as perdas que eram estimadas em 11,49% passaram a ser 2,46%, ou uma redução de perdas de 9,03% com a limpeza dos módulos fotovoltaicos. Dos 2,46% de perdas ainda presentes após a limpeza do módulo FV não se pode afirmar que seja exclusivamente de degradação linear. Pode-se concluir dessas mensurações que a sujeira dos módulos estava representando uma perda de 9.03 %.

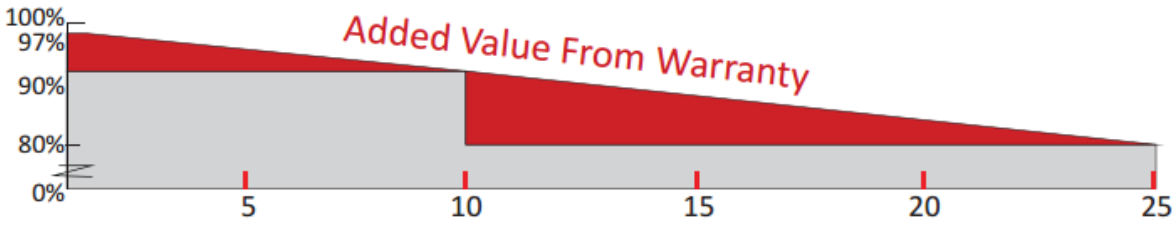
Figura 65: Curva de P-V do Módulo Fotovoltaico CANADIAN 255 W Limpo.



Fonte: AUTOR,2017.

A curva de garantia do módulo da CANADIAN modelo CS69-2559P (Figura 66) deixa claro que em seus primeiros anos o módulo pode ter uma degradação inicial de 3%, o que estaria dentro da faixa encontrada em campo. Uma vez que a degradação medida foi de apenas 2,46%. O limite que a fabricante estabelece é que em 10 anos de operação ele não tenha mais de 10% de degradação e que a partir do 10º ano até o seu 25º ano, não tenha mais de 20% de degradação.

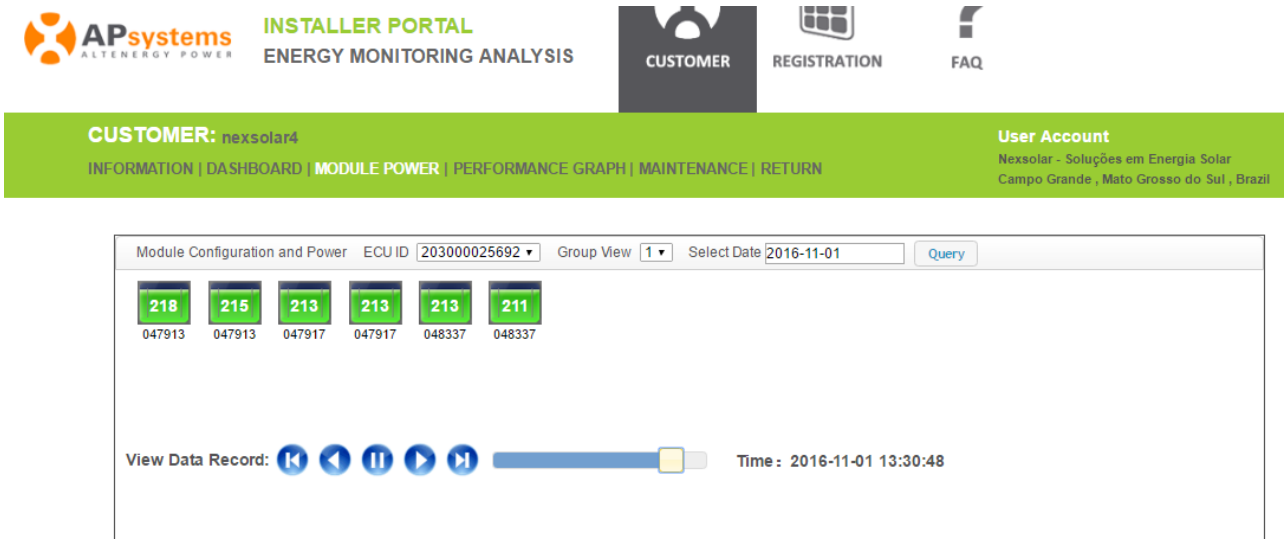
Figura 66: Curva de Garantia do Módulo Fotovoltaico da CANADIAN modelo CS69-2559P.



Fonte: Datasheet CANADIAN modelo CS69-2559P.

O monitoramento da instalação é bem claro ao detectar o impacto da limpeza efetuada apenas nos dois módulos fotovoltaicos da ponta, conforme mostra a Figura 67. Enquanto os dois módulos fotovoltaicos da ponta estão com 218 W e 215W, os outros módulos estão com 213 W e um com 211 W.

Figura 67: Monitoramento da instalação 2 dias após a limpeza.



Fonte: AUTOR,2017.

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou uma discussão sobre o projeto e execução de um gerador solar fotovoltaico composto por microinversores, terminando por apresentar uma analise econômica real com base nos dados monitorados, obtidos de um gerador fotovoltaico instalado na Sede da Fundação Manoel de Barros (FMB) em Campo Grande - MS. O gerador sob estudo de 1,53 kWp, é composto por 03 microinversores YC500 da Fabricante *Altenergy Power System lc*, 06 módulos fotovoltaicos de 255 Wp da CANADIAN (Modelo CS69-2559P) e 03 kits de estrutura de Alumínio DPW Solar e demais itens. O trabalho apresentou alguns pontos que devem ser corrigidos nas normas técnicas de algumas concessionárias, para a correta avaliação da metodologia de projeto de SFCRs de inversor orientado ao módulo (ou microinversores). Mostrou-se que quando avaliado um gerador fotovoltaico conectado à rede, com inversor orientado ao módulo (ou composto por microinversores), deve-se ter um novo entendimento sobre a nova filosofia do circuito C.C, pois este circuito é praticamente inexistente. Assim, determinados aspectos, testes e dispositivos de proteção que eram considerados obrigatórios passam a não ter mais utilidade ou acabam sendo considerados desnecessários.

Os dados monitorados de geração durante o período de Novembro/2015 a Outubro/2016 mostraram que a instalação 1,53 kWp é capaz de gerar 2171,03 kWh/ano. Valor esse inferior ao que previsto, de 2553,55 kWh/mês, caso a instalação estivesse direcionada para o Norte com inclinação de 19º. Os resultados econômicos reais mostraram (considerando a geração de 2171,03/ano) do sistema de 1,55 kWp instalado que o *payback* descontado é 11 anos e o TIR (Taxa Interna de Retorno) de 6,87% considerando um aumento de energia igual à inflação. Caso a instalação tivesse sido instalada para o Norte (considerando a geração de 2553,55 kWh/ano) em condições ideais de inclinação, supõe-se que para as mesmas condições econômicas, o *payback* descontado é de 9 anos e o TIR de 8,84%. Para o cenário onde se supõem um aumento na tarifa de energia de 15,65% e uma inflação de 5,12% o *payback* descontado seria de 7 anos e o TIR subiria para 16,40%. Mesmo com uma redução na tarifa de energia de -0,443%, repetindo a serie histórica que ocorreu em MS durante o período de 2005 á 2007, o sistema teria como resultado econômico um *payback* de 17 anos e um TIR de 1,83% mostrando ainda ter viabilidade se consideramos a vida útil de sistema de 25 anos.

Com o objetivo de comparar as duas configurações: a que utiliza inversor central/*string* e a que utiliza microinversor foi realizado uma análise econômica com conceitos de RCB, FRC e CAt, propondo-se uma análise dos custos anualizados por equipamento uma vez que o microinversor possuem um vida útil significativamente maior que inversor central/*string* possuem. Foi realizada uma análise com um gerador de 30 kWp de potência instalada supondo as mesmas condições de inflação, aumento de energia, autoconsumo e etc.

Da análise realizada pode-se observar que o maior custo da metodologia de inversor central/*string* passa a ser o custo dos módulos fotovoltaico (R$ 107.880,00), enquanto que os inversores representam apenas 19% do custo total. Na metodologia de microinversor os mesmos chegam a representar 48% do custo total. Entretanto, um fator a se destacar nessa análise é que o inversor central/*string* tem a vida útil menor. Dessa forma, possui um maior custo anualizado. Isso faz com que apesar do gerador solar fotovoltaico composto por inversor central/*string* seja R$ 100.778,00 mais barato que a metodologia de microinversores tenha um RCB de 0,96 enquanto que o gerador fotovoltaico com a metodologia de microinversor tenha um RCB de 0,84. Na prática isso significa que a cada R$ 1,00 investido o gerador fotovoltaico é capaz de gerar cerca de R$ 1,04 de economia enquanto que o gerador fotovoltaico com microinversor consegue obter para cada R$ 1,00 investido gerar a economia de R$ 1,16. Um dos fatores que faz com que o RCB do gerador fotovoltaico com a metodologia de inversor central/*string* seja menor que a metodologia de microinversor é que o mesmo apresenta custos maiores com componentes como cabos, conectores e *string box* que tem a vida útil relativamente baixa.

Após 12 meses de funcionamento os módulos fotovoltaicos da fabricante CANADIAN (Modelo CS69-2559P) tiveram uma degradação anual estimada em 2,46% abaixo do que esperado (3%) confirmando a alta vida útil proposta teórica do sistema.

Foi estimado usando o traçador de curva IV-400 que o impacto da sujeira para instalação é de 9,83% de acordo com testes efetuados. O estudo ainda concluiu que com a entrada do Estado de MS ao convênio ICMS 16/15, fazendo uma análise com uma instalação de 30 kWp com um fator de autoconsumo de 60%, melhorou o TIR da instalação em 0,92% proporcionando um aumento de benefício para o cliente durante os 25 anos de R$ 116.843,32. Para o estudo foi suposto que o consumidor esteja na bandeira tarifaria AMARELA que acrescenta 0,015 R$/kWh. Vale destacar que supondo um cenário com bandeira tarifaria

VERMELHA os dados aqui apresentados poderiam ser melhorados. E caso ocorra um cenário com bandeira tarifaria VERDE os dados aqui poderiam sofrer uma leve piora.

Com o objetivo de analisar o tamanho ideal do gerador fotovoltaico, com melhor retorno de investimento, por faixa de consumo e tipo de consumidor do Grupo B trifásico, monofásico e bifásico foi realizado uma análise econômica supondo 3 cenários: No primeiro considerou-se que a energia excedente gerada foi perdida, no segundo que a energia excedente gerada foi utilizada em outra unidade consumidora sem a cobrança de ICMS, no terceiro que a energia excedente gerada foi utilizada em outra unidade consumidora, porém com a cobrança de ICMS. Pode-se concluir que no primeiro cenário, que o consumidor deve avaliar a geração ideal que é dada pela diferença entre o consumo médio e o consumo mínimo (trifásico = 100 kWh, bifásico = 50 kWh e monofásico = 30 kWh). Consumo mínimo esse que deve ser pago independente do seu uso ou não para a concessionária. Instalar um gerador fotovoltaico que é capaz de gerar mais energia do que a geração ideal apenas irá reduzir o TIR do gerador. No exemplo analisado para um consumidor trifásico com consumo de 400 kWh. O tamanho ideal com melhor retorno de investimento para esse caso foi a faixa de potência instalada de 1 kWp a 2 kWp tendo um TIR igual á 11,90 % a.a. Após esse intervalo caso o consumidor opte por instalar um sistema de 2,5 kWp seu TIR será de 9,31 % a.a. Caso opte por instalar um sistema de 3 kWp seu TIR será de 7,67 % a.a. Um sistema de 5,5 kWp o TIR da instalação será de 2,05 % a.a.

No segundo cenário, quanto maior for o gerador fotovoltaico, maior é o TIR da instalação. Isso de deve ao fato de que quanto maior for o gerador fotovoltaico menor é o custo por kWp instalado. Porém, neste caso, deve-se avaliar o local de instalação para que o gerador tenha a geração esperada.

No terceiro cenário foi avaliado o mesmo caso anterior, porém agora supondo que exista a cobrança de ICMS sobre os créditos acumulados. Da mesma forma que o caso anterior quanto maior for a potência instalada do gerador fotovoltaico, maior é o TIR da instalação. Porém neste caso, o TIR é menor que o caso anterior, devido à perda por cobrança do ICMS.

Pode-se concluir ainda a importância da metodologia de microinversores. Hoje existe kits a partir de 0,25 kWp com a metodologia de microinversores podendo atender uma ampla

faixa de consumidores. Enquanto que na metodologia de inversor central/*string* somente existe a possibilidade de kits de 1,5 kWp. Para faixa de consumo de 30 kWh a 60 kWh por mês só é viável o uso de um kit de 0,25 kWp para consumidor monofásico. Para faixa de 90 kWh por mês passa a ser viável a instalação de um kit de 0,25 kWp para consumidores bifásicos e de até 0,5 kWp para consumidores monofásicos. De 30 kWh a 120 kWh se o consumidor for trifásico não é viável a instalação de sistemas fotovoltaicos.

Assim se pode concluir que com a metodologia de microinversores passa a ser possível a instalação de sistemas fotovoltaicos para consumidores trifásicos que consomem acima de 150 kWh/mês. Para consumidores bifásicos passa a ser possível a instalação de sistemas fotovoltaicos unidade que tenham o consumo acima de 90 kWh/mês. Enquanto que para consumidores monofásicos passa a ser possível a instalação em consumidores que tenham o consumo acima de 60 kWh/mês.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMAN, T; GÖRAN, A; SÖDER, L. **Distributed Generation: a definition**. Electric Power Systems Research, v.57, p. 195-204, 2001.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº. 482 de 17 de abril de 2012**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 19 abr. 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº. 687 de 24 de novembro de 2015**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 26 nov. 2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Histórico de Tarifa em Mato Grosso do Sul**. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493> Acesso em: 15 de Novembro de 2016.

DAVID M. LEE, BRIAN W. RAICHLE**. A Side-by-Side Comparison of Micro and Central Inverters in Shaded and Unshaded Conditions**. 2012

DAVID M. LEE, Thesis of Master of Science. **A direct Comparison Between a Central Inverter and Microinverters in a Photovoltaic Array.** Appa lachian State University, University of Virginia, EUA. 2011

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - **Serie de Recursos Energéticos - Nota Técnica DEA 19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.** Rio de Janeiro, Outubro de 2014

ABNT NBR 16274:2014 – **Sistemas fotovoltaicos conectados á rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.** Associação Brasileira de Normas Técnicas.

JASON C. DOMINIC, Thesis of Master of Science, 2014. **Comparison and Desing of High Efficiency Microinverters for Photovoltaic Applications**. Virginia Polytechnic Institute and State University, EUA

NUNES, O.J de M. **Estudo da viabilidade da eletrificação alternativa de uma unidade de consumo residencial de fortaleza - CE a partir de um sistema fotovoltaico.** 2011. monografia (Licenciatura em Física) - Universidade Estadual do Ceará - UECE, Ceará.

RIBEIRO, U.G.V. **Estudo de viabilidade econômica de instalação de fontes de energia renováveis baseadas em células fotovoltaicas para o uso residencial.** 2012. Tese (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) - Escola de Engenharia da Universidade de São Carlos, São Paulo.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR – GTES, **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - Março – 2014. 530 f.

NEXSOLAR. **Soluções**. Disponível em: < http://nexsolar.com.br/solucoes/ > Acesso em: 18 de março de 2015.

NAKABAYASHI, RENNYO. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras.** 2014. Tese de Mestrado – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo.

BREALEY, R. A; MYERSS. C; ALLEN F. **Principles of Corporate Finance**, 10th ed. New York: McGraw-Hill, 2011.

NDU-013. NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA – NDU-013 **– Criterios Para A Conexão De Acessantes De Geração Distribuída Ao Sistema De Distribuição Da Energisa – Conexão De Baixa Tensão.** ENERGISA.

ASSAF NETO, A., **Matemática Financeira e Suas Aplicações**, São Paulo: Editora Atlas, 1994.

DPW SOLAR, **Assembly Instructions, Power Rail P4 (Version 1, Rev A)**, New Mexico, USA.

KEYNES, J. M. **The General Theory of Employment, Interest, and Money**. Macmillan. New York, 1936.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (PROCEL). **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. 1º Edição, Maio, 2001.

ENERGY INFORMATIVE. **The Real Lifespan of Solar Panels**. Disponível em: < http://energyinformative.org/lifespan-solar-panels/ >. Acesso em: 01 de Março de 2017.

SROECO SOLAR. **Most Eficiente Solar Panels. 2013**. Disponível em: < http://sroeco.com/solar/most-efficient-solar-panels >. Acesso em: 01 de Março de 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **IPCA-M**. Disponível em: < http://www.bcb.gov.br/pec/Indeco/Port/indeco.asp >. Acesso em: 10 de Outubro de 2016.

BANCO BRADESCO. **SELIC**. Disponível em: < https://banco.bradesco/html/exclusive/produtos-servicos/investimentos/tabela-de-rentabilidade.shtm#modal-rentabilidade >. Acesso em: 10 de Outubro de 2016.

ALTENERGY POWER SYSTEM lnc. **APsystems YC500A/I – Microinversores para sistemas fotovoltaicos conectados á rede – Instalação/ Manual do Usuário**. Brazil, 2016.

APSYSTEMS. **Warranty Certificate**. Brazil, 2016.

RESUN SOLAR. **Limited Warranty**. Brazil, 2016.