

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

RICARDO ARAÚJO PUPO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA

2017

RICARDO ARAUJO PUPO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL**

Estudo submetido ao Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis da Universidade Tecnológica Federal do Paraná para a obtenção do Grau de Especialista.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

Co-orientadora: Me. Juliana D'Angela Mariano

CURITIBA

2017

TERMO DE APROVAÇÃO

RICARDO ARAÚJO PUPO

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 14 de agosto de 2017, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Romildo Alves dos Prazeres

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
Orientador - UTFPR

Me. Juliana D'Angela Mariano
Co-orientadora - Externo

Prof. Esp. Carlos Henrique Karam Salata
UTFPR

Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

AGRADECIMENTOS

A quem deveria agradecer uma pessoa que depois de 20 anos de formado em engenharia, passagem pelas áreas de gestão e administração, que resolveu voltar a sua origem e fazer aquilo que realmente sempre gostou? Creio que vários merecem ser lembrados.

O primeiro sem dúvida é aquele que nos guia e torna tudo possível. Aquele que nos faz acreditar que sempre existe a chance de recomeçar: Deus. Obrigado por me mostrar de que eu ainda poderia mudar e voltar a trilhar um caminho adormecido que realmente me traz satisfação.

Ninguém sai de uma situação profissional estável, relativamente cômoda financeiramente e começa a se aventurar por outras áreas se não tiver uma família extremamente parceira. Obrigado aos meus filhos, Rafael e Gabriel, pela parceria em idealizar, desenvolver, planejar e executar este projeto e claro a minha esposa, Marcia Andrea, a verdadeira rocha de sustentação familiar.

Obrigado aos meus Pais que mesmo não entendo exatamente as razões pelas quais eu tomei a decisão em mudar me apoiaram para que me dedicasse as atividades que me tornariam mais feliz.

Agradecimento especial ao Professor Jair sendo, inicialmente, fundamental na decisão de me juntar a primeira turma de Pós-Graduação em Energias Renováveis da UTFPR e posteriormente em orientar esse projeto que me trouxe muito conhecimento e satisfação pessoal.

Obrigado também a Juliana Mariano pela paciência e orientação na formatação deste material.

RESUMO

PUPO, Ricardo Araújo. **Estudo de Viabilidade Técnica e Implantação de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica Residencial**. 2017. 143 pág. Monografia do Curso de Especialização em Energias Renováveis – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

Com o crescente aumento pela necessidade de geração de energia para suprir a demanda dos países, agravada pelo aumento dos valores pagos pela utilização desta energia, que invariavelmente é gerada a muitos quilômetros de distância dos grandes centros demandantes, força a busca por soluções técnicas e financeiramente mais atraentes. Por outro ângulo, mas corroborando com o comentado, existe a necessidade mundial pela utilização de fontes de geração de energia elétrica alternativas que sejam menos ofensoras ao meio ambiente mudando o balanceamento da matriz energética mundial para um cenário de menor dependência dos combustíveis fósseis e maior apoio das fontes renováveis. Este estudo visa executar um projeto que abranja todos estes pontos, ou seja, utilizar um sistema de microgeração distribuída de energia baseado na radiação solar (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede). O sistema será projetado para suprir o consumo de uma residência com a injeção no sistema do excedente gerado a ser utilizado posteriormente na mesma residência geradora ou, e se valendo da possibilidade da compensação, em uma outra residência. O projeto não aborda apenas um estudo de caso, mas a efetiva execução de todas as etapas para conectar o sistema a rede elétrica local. Para tanto, foram analisadas três residências com condições para receber a nova instalação. A escolha foi realizada baseada em aspectos a serem detalhados no corpo do documento para se ter a melhor condição técnica, maximizando o potencial de geração, minimizando os custos e o tempo de implantação. Posteriormente foram realizadas todas as etapas legais e exigidas pela concessionária local para a conexão do sistema a rede. Após a conclusão das instalações foram coletados os dados de geração e consumo das residências e foram comparados com os dados calculados comprovando a eficiência do sistema de geração e de compensação de energia.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. Viabilidade. Compensação de Energia. Custo de Implantação. Tempo de Implementação.

ABSTRACT

PUPO, Ricardo Araújo. **Technical Feasibility Study and Implementation of a Residential Photovoltaic System**. 2017. 143 pg. Specialization in Renewable Energies Monograph - Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2017.

The electrical energy generation increases necessity to supply the countries demands, affected by the energy cost utilization, that invariably is generated several kilometers away from huge demanders centers, leads for a more technical and financial attractive solution. On the other hand, but reinforcing the point, there is a big global pressure to use more renewable electrical source, less offensive to the environment, as an alternative to move the actual energy matrix to a new and less fossil dependent scenario and by consequence supported by the renewable sources. This project intends to touch all these aspects, it means, plan and implement a decentralized micro grid connected photovoltaic system, supplying a residence energy consumption and injecting the energy surplus to the system. This surplus could be used later at the same residence or in a different residence using the compensation concept. The project approach is not only a feasibility case study but a real planning, execution and monitoring system project, confronting the calculated values with the real results. To reach the target, three residences were analyzed to be selected to receive the new plant. The selection process used the best technical conditions, maximizing the energy generation potential, minimizing the costs and the time to set the project. All the legal process and the power distribution company requirements were followed to connect the photovoltaic system to the grid. As a final step, the system was monitored and the collected results were compared with those calculated proving the energy generation system efficiency and the energy compensation process.

Keywords: Photovoltaic System. Feasibility. Energy Compensation. Cost Implementation. Time Implementation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Participação de Renovável na Produção Global 2016.....	22
Figura 2: Capacidade Mundial de Geração Fotovoltaica.....	23
Figura 3: Variação Percentual 14/15 de Geração de Energia Elétrica no Brasil.	25
Figura 4: Total Diário da Irradiação Global Horizontal Média Anual.....	29
Figura 5: Total Diário da Radiação Plano Inclinado na Latitude Média Anual.....	29
Figura 6: Componentes da Radiação Solar.....	32
Figura 7: Célula Fotovoltaica sem a Presença de Luz Solar.....	33
Figura 8: Célula Fotovoltaica com a Presença da Luz Solar.....	33
Figura 9: Efeito Fotovoltaico.....	34
Figura 10: Composição Física de um Módulo Fotovoltaico.....	37
Figura 11: Hierarquia Fotovoltaica	37
Figura 12: Tipos de Sistemas Fotovoltaicos Conforme Aplicação.....	40
Figura 13: Elementos Básicos de SFVCR.....	41
Figura 14: Procedimento e Etapas de Acesso.	47
Figura 15: Localização da residência A e orientação azimutal do telhado.	50
Figura 16: Inclinação do Telhado Residência A.	51
Figura 17: Localização da residência B e orientação azimutal dos telhados.	51
Figura 18: Inclinação do Telhado Residência B.	52
Figura 19: Localização da residência C e orientação azimutal do telhado.	53
Figura 20: Inclinação do Telhado Residência C	54
Figura 21: Características do telhado da residência C (obstáculos).	63
Figura 22: Residência A selecionada para o Projeto.....	64
Figura 23: Configuração Inicial do Radasol.....	67
Figura 24: Configurações Radasol	67
Figura 25: Irradiação Solar Mensal Diária (kWh/m ²) no Plano do Projeto.....	68
Figura 26: Características Elétricas do Módulo Elco 250 (HP 250P)	73
Figura 27: Características Mecânicas do Módulo Elco 250 (HP 250P).....	74
Figura 28: Registro INMETRO Inversor ABB UNO 2.0-I-OUTD-S.	76
Figura 29: Arranjo Fotovoltaico do Projeto	78
Figura 30: Telhado da Instalação dos Módulos.....	81
Figura 31: Suporte Metálico de Fixação dos Módulos.....	82
Figura 32: Início da Fixação da Estrutura Metálica.....	83
Figura 33: Instalação dos Perfis da Estrutura Metálica	83
Figura 34: Instalação dos Primeiros Módulos Fotovoltaicos.....	84
Figura 35: Instalação dos 4 Primeiros Módulos.....	84
Figura 36: Conjunto Fotovoltaico do Projeto	85
Figura 37: Conectores Macho-Fêmea Tipo MC4	86
Figura 38: Kit de Instalação do Inversor ABB 2.0 UNO.....	86
Figura 39: Suporte de Fixação do Inversor ABB 2.0 UNO	87
Figura 40: Conexões Internas do String Box.....	88
Figura 41: Fixação do Inversor e Configurações.....	89
Figura 42: Inversor Operando.	90
Figura 43: Instalação Final do Inversor	91
Figura 44: Medidor Bidirecional.....	92
Figura 45: Testes da Concessionária Parte 1	103

Figura 46: Testes da Concessionária Parte 2.	103
Figura 47: Medidor Bidirecional em Paralelo.....	104
Figura 48: Medidores em paralelo com o medidor da residência A.....	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Eventos Mais Importantes para o Desenvolvimento Sustentável.....	21
Tabela 2: Valores típicos de Albedo para diferentes superfícies.....	30
Tabela 3: Comparação da Eficiência das Células de Diferentes Tecnologias.	35
Tabela 4: Localização da Residência A.	50
Tabela 5: Localização da Residência B.	52
Tabela 6: Localização da Residência C.....	53
Tabela 7: Transformação das Coordenadas.....	55
Tabela 8: Escolha do Local Próximo com Dados de Irradiação Residência A.	55
Tabela 9: Escolha do Local Próximo com Dados de Irradiação Residência B.....	55
Tabela 10: Escolha do Local Próximo com Dados de Irradiação Residência C.....	56
Tabela 11: Irradiação Solar nos pontos mais próximos das residências.....	56
Tabela 12: Levantamento do Consumo Residência A em kWh.	58
Tabela 13: Levantamento do Consumo Residência B em kWh.	58
Tabela 14: Levantamento do Consumo Residência C em kWh.	59
Tabela 15: Classificação da Edificação – Critério.....	60
Tabela 16: Escolha do Local de Instalação.....	62
Tabela 17: Coordenadas Geográficas Residência A.....	65
Tabela 18: Irradiação Incidente no Plano Horizontal em kWh/m ²	66
Tabela 19: Irradiação Solar Diária (kWh/m ²) no Plano do Projeto.....	69
Tabela 20: Irradiação Solar Diária (kWh/m ²) variando Inclinação e Azimute.....	69
Tabela 21: Valores Anuais de Demanda por Residência.....	70
Tabela 22: Valores Médios Mensais e Diários em kWh.....	70
Tabela 23: Potência Fotovoltaica necessária para cada composição.....	71
Tabela 24: Dimensionamento do Número de Módulos e Área Necessária.....	72
Tabela 25: Escolha do Inversor Parte 1.	75
Tabela 26: Escolha do Inversor Parte 2.	75
Tabela 27: Valores de Tensão e Corrente do Módulo.....	77
Tabela 28: Valores de Tensão e Corrente do Inversor.....	77
Tabela 29: Expectativa Mensal de Geração de Energia.....	79
Tabela 30: Requisitos de Proteção do Inversor.....	88
Tabela 31: Comparativo de Geração Mensal Esperada x Real - 1.	94
Tabela 32: Comparativo de Geração Mensal Esperada e Real - 2.	95
Tabela 33: Comparativo de Geração Mensal Esperada e Real - 3.	96
Tabela 34: <i>Performance Ratio</i> Teórico x Real.....	98
Tabela 35: Comparativo de Consumo.....	99
Tabela 36: Compensação de Energia.....	101
Tabela 37: Medição comparativa de energia entre os medidores.....	105

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Matriz Elétrica Brasileira	24
Gráfico 2: Variação Percentual da Carga Instalada entre os anos 2014 e 2015.....	24
Gráfico 3: Perfil de irradiância teórico ao longo de um dia.....	27
Gráfico 4: Área representando a Irradiação de um dia.....	28
Gráfico 5: Gráfico de Comparação de Geração Esperada e Real – 1.....	94
Gráfico 6: Gráfico de Comparação de Geração Esperada e Real – 2.....	95
Gráfico 7: Gráfico de Comparação de Geração Esperada e Real - 3.	97
Gráfico 8: Comparativo de Consumo de Energia	99
Gráfico 9: Energia Injetada x Gerada.....	100

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
a-Si	Silício Amorfo
BEN	Balanço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
c-Si	Silício Cristalino
Cm	Consumo Médio Mensal
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COP	Conferência Sobre o Clima
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DIT	Demais Instalações de Transmissão
Dm	Dias de Utilização no Mês
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
E	Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Acetato de Vinil Etila
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arseneto de Gálio
GD	Geração Distribuída
GPS	Sistema de Posicionamento Global
GW	Giga Watt
GWh	Giga Watt Hora
H _{TOT}	Irradiação Solar Diária Média
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
kW	Kilo Watt
kWh	Kilo Watt Hora
LABENS	Laboratório de Energia Solar
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
m-Si	Silício Monocristalino
MW	Mega Watt
N	Negativo
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
N _{mod}	Número de Módulos
NTC	Norma Técnica Copel
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P	Positivo
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P _{fv}	Potência Fotovoltaica
PIS	Programa de Integração Social
PR	<i>Performance Ratio</i>
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
p-Si	Silício Policristalino
PV	<i>Photovoltaic</i>
REN	Resolução Normativa
REN 21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resources Assessment</i>
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
W	Watt
Wh	Watt hora
Wp	Watt Pico
www	<i>World Wide Web</i>

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
1.1.	DELIMITAÇÃO DO TEMA	17
1.2.	OBJETIVOS	17
1.2.1.	Objetivo Geral	17
1.2.2.	Objetivos Específicos	17
1.3.	JUSTIFICATIVA	18
1.4.	ESTRUTURA	19
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1.	GERAÇÃO DE ENERGIA SUSTENTÁVEL	20
2.1.1.	Matriz Energética	21
2.1.2.	Matriz Energética Brasileira	23
2.1.3.	Matriz Energética do Estado do Paraná	25
2.2.	ENERGIA FOTOVOLTAICA	26
2.2.1.	Radiação Solar	26
2.2.2.	Irradiância	27
2.2.3.	Irradiação	28
2.2.4.	Componentes da Radiação	30
2.2.5.	Efeito Fotovoltaico	32
2.2.6.	Tecnologias Fotovoltaicas	34
2.2.7.	Comparações entre Tecnologias	35
2.3.	COMPONENTES BÁSICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	35
2.3.1.	Módulos Fotovoltaicos	36
2.3.2.	Inversores	38
2.4.	TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	39
2.4.1.	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR)	40
2.4.2.	Dimensionamento Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR)	41
2.5.	NORMAS E PROCEDIMENTOS DE ACESSO	45
2.5.1.	Histórico da Regulamentação da Geração Distribuída	45
2.5.2.	Conceitos da Geração Distribuída	46
2.5.3.	Procedimentos de Acesso	47
2.5.4.	Incidência de Impostos Federais e Estaduais	48
3.	PROJETO	49
3.1.	ESCOPO DO PROJETO	49
3.2.	IDENTIFICAÇÃO E ESCOLHA DO LOCAL	49
3.3.	AValiação DO POTENCIAL DE IRRADIAÇÃO DOS LOCAIS	54
3.4.	LEVANTAMENTO DA DEMANDA CONSUMIDA	57
3.5.	CRITÉRIOS PARA ESCOLHA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO	59
3.5.1.	Relação dos Critérios Identificados para Escolha	60
3.5.2.	Resultado da Análise de Escolha da Residência	61
3.6.	DEFINIÇÃO DO LOCAL DO PROJETO	64
3.7.	CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO SOLAR (H_{TOT})	65
3.8.	VARIAÇÃO DA INCLINAÇÃO E DO AZIMUTE DOS MÓDULOS	66
3.9.	DETERMINAÇÃO DA DEMANDA A SER SUPRIDA	69
3.10.	CÁLCULOS DO DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS	71
3.11.	ESPECIFICAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	73
3.12.	ESCOLHA DO INVERSOR	74
3.13.	CONFIGURAÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	76
3.14.	EXPECTATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA	78

4.	EXECUÇÃO	80
4.1.	SOLICITAÇÃO DE ACESSO E PARECER DE ACESSO	80
4.2.	SEQUÊNCIA DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÃO	81
5.	COMPARAÇÃO DOS DADOS DO PROJETO	93
5.1.	COMPARATIVO DOS DADOS DE GERAÇÃO	93
5.2.	COMPARATIVO DO RENDIMENTO DO SISTEMA.....	97
5.3.	COMPARATIVO DOS DADOS DE CONSUMO	98
5.4.	COMPARATIVO DOS DADOS DE ENERGIA INJETADA	100
5.5.	COMPARATIVO CONSUMO E COMPENSAÇÃO RESIDÊNCIA B.....	101
6.	PROBLEMAS ENCONTRADOS	102
7.	CONCLUSÃO	107
	REFERÊNCIAS	110
	ANEXO A	113
	ANEXO B	132
	ANEXO C	133
	ANEXO D	134
	ANEXO E	141
	ANEXO F	143

1. INTRODUÇÃO

O planeta Terra tem como sua principal fonte de energia o Sol. Diariamente incide sobre a superfície do planeta mais energia vinda do Sol do que a demanda total de todos os habitantes do nosso planeta em todo o ano (RÜTHER, 2004).

Considerando as outras fontes de energia existentes, praticamente todas tem sua origem ou são influenciadas pelo Sol. A biomassa tem origem na fotossíntese convertendo energia solar em química. A energia obtida das águas para mover as turbinas é influenciada pelo processo de evaporação que por sua vez tem a componente solar no aumento da temperatura. Da mesma forma a energia dos ventos tem origem nas diferenças de temperatura e pressão atmosférica que também são influenciadas pela incidência solar no planeta. Mesmo a energia obtida dos combustíveis fósseis tem origem na energia solar, pois são resultado da decomposição da matéria orgânica produzida a milhões de anos (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

O Sol tem importância vital para os seres vivos, pois como fonte de calor é essencial para a fotossíntese, processo pelo qual os vegetais transformam gás carbônico, água e calor em glicose, que é absorvida por eles e a partir disso liberam oxigênio que é indispensável para a sobrevivência da humanidade e dos animais (PINHO; GALDINO, 2014).

O planeta terra que recebe anualmente cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia para esse mesmo período, ou seja, seria necessário utilizar apenas 0,01% desse recurso para atender a demanda global total de energia, sem contabilizar, é claro, os impactos do uso dessa tecnologia (PINHO; GALDINO, 2014).

Além de ser indispensável para vida no planeta, a energia vinda do Sol constitui-se de uma fonte abundante com um enorme potencial para ser aproveitado para geração de energia elétrica de diversas formas e entre elas a geração fotovoltaica que é base deste estudo.

No Brasil, a energia elétrica é gerada predominantemente a partir de usinas hidrelétricas, uma das fontes de geração de mais baixo custo, mas de impactos ambientais consideráveis, devido à necessidade da formação de grandes reservatórios de água para movimentar as turbinas dos geradores. Em menor escala

no país, outras formas de geração de energia elétrica são utilizadas: usinas térmicas, nucleares e eólicas (URBANETZ JUNIOR, 2010).

A energia fotovoltaica ainda não aparece expressivamente nos dados de geração de energia elétrica total do Brasil, pois os investimentos em Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) ficaram por muito tempo restritos às universidades e centros de pesquisas. No entanto, conhecendo-se o potencial de geração fotovoltaica do país e os possíveis avanços tecnológicos na área, o uso desta energia está cada vez mais promissor (TEM-PASS *et al.*, 2016).

A energia solar fotovoltaica no Brasil apresenta um extenso potencial a ser explorado devido à sua posição geográfica privilegiada, apresentando níveis de irradiação superiores aos de países desenvolvidos. A região Nordeste do país apresenta excelentes níveis de irradiação solar, principalmente no semiárido, enquanto que a região Sul, os mais altos índices de irradiação solar ocorrem nos meses de verão, coincidindo com o período de estiagem na região e com o período de maior demanda energética dessa parte do país (MARIANO, 2017).

Neste contexto o potencial energético fotovoltaico do Paraná, apesar de ficar abaixo de outras regiões no Brasil, também apresenta níveis favoráveis. Se forem considerados países europeus, a média anual encontrada no estado do Paraná só é inferior à média encontrada em Chipre (em torno de 10% inferior) e a Malta (em torno de 8% inferior) (TIEPOLO, 2015).

A média encontrada no Paraná é ainda praticamente a mesma que a encontrada em Portugal (menos de 1% inferior) e superior a 30 países contidos europeus (TIEPOLO, 2015).

Mesmo com este potencial brasileiro, as instalações de SFVCR só puderam ser regulamentados após a Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que permitiu aos consumidores, através de fontes geradoras de energia elétrica conectadas à rede de distribuição, gerar parte ou toda a energia elétrica que consomem no modelo de compensação de energia (ANEEL, 2012).

1.1. DELIMITAÇÃO DO TEMA

O tema se restringe a selecionar uma residência, entre três possíveis, sendo duas localizadas em Curitiba e uma terceira no litoral do Paraná, para instalação de um sistema de geração elétrica fotovoltaica conectado à rede (SFVCR). A escolha levará em consideração os requisitos técnicos de máxima geração, menor custo de instalação e o prazo mais curto de implantação.

Todo o projeto seguirá as recomendações técnicas da ANEEL para a utilização do sistema de compensação de energia e as determinações da Companhia Paranaense de Energia para a conexão do sistema a rede elétrica.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo Geral

Realizar o estudo de viabilidade para implementação e acompanhamento de um sistema de geração distribuída fotovoltaica conectado à rede a fim de suprir a demanda total ou parcial de três residências selecionadas. O projeto levará em considerações algumas premissas e restrições físicas e orçamentárias seguindo todas as normas que definem a geração distribuída no Brasil.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Projetar o sistema de geração distribuída fotovoltaica para a demanda das 3 residências a serem especificadas posteriormente.
- Executar todos os passos para solicitação e aprovação de conexão do sistema a rede da concessionária.

- Executar o projeto utilizando o conceito de gerenciamento de projetos, levantando todas as dificuldades de uma instalação residencial, especificando as soluções aplicadas.
- Validar os dados de geração de energia coletados com os valores projetados.
- Verificar na prática o sistema de compensação de geração de energia adotado no Brasil.

1.3. JUSTIFICATIVA

Além do baixo impacto na fase de operação, os SFVCR apresentam diversas facilidades como: instalação junto ao ponto de consumo, ausência de peças móveis, baixo índice de manutenção, geram energia elétrica imediatamente após a instalação, operam silenciosamente e com alta confiabilidade em paralelo a rede elétrica local, além de serem modulares permitindo a expansão dos sistemas ou reinstalação em outros locais (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Uma importante inovação trazida pela Resolução Normativa nº 482/2012 é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou mini geração seja injetada na rede da distribuidora, a qual funcionará como uma bateria, armazenando esse excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite de energia proveniente da distribuidora. Dessa forma, a energia elétrica gerada por essas unidades consumidoras é cedida à distribuidora local, sendo posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade (ANEEL, 2014).

A energia fotovoltaica não aparece expressivamente nos dados de geração de energia elétrica total do país, pois os investimentos em SFVCR ficaram por muito tempo restritos às universidades e centros de pesquisas. No entanto, conhecendo-se o potencial de geração fotovoltaica no Paraná e os possíveis avanços tecnológicos na área, o uso desta energia está cada vez mais promissor (TIEPOLO, 2014).

1.4. ESTRUTURA

Capítulo 1: Introdução. Aborda a delimitação do tema, objetivos (geral e específico) e a justificativa.

Capítulo 2: Fundamentação Teórica. Revisão bibliográfica abordando os conceitos da radiação solar, potencial de geração fotovoltaica no Brasil e no Paraná, componentes de uma sistema fotovoltaico e cálculos de dimensionamento de SFVCR.

Capítulo 3: Projeto. Definição do local do projeto, cálculos de dimensionamento do sistema fotovoltaico, definição das configurações e especificação dos componentes.

Capítulo 4: Execução do projeto relacionando as atividades principais, levantamento dos problemas encontrados e comentando as soluções encontradas.

Capítulo 5: Comparação dos dados de projeto. Coleta dos valores de geração e consumo comparados com os projetados e calculados.

Capítulo 6: Problemas Encontrados. Relatar os problemas e divergências encontradas comentando as soluções e explicações.

Capítulo 7: Conclusão. Considerações finais, potenciais contribuições desta pesquisa e sugestões de estudos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentadas as argumentações teóricas para execução do projeto.

2.1. GERAÇÃO DE ENERGIA SUSTENTÁVEL

O consumo de energia elétrica é de suma importância para as sociedades modernas, desta forma os problemas causados durante sua geração – ambiental, social, econômico e geopolítico – são de extrema relevância. Esta experiência cotidiana ainda revela que a energia, além de ser indispensável no modo de vida atual, necessita ser tratada de forma sustentável, da produção ao consumo final, de forma a garantir às gerações futuras possibilidades de aproveitamento dos recursos energéticos tal como é possível para as atuais gerações (EPE, 2005).

Os sistemas ambientais estão sendo ameaçados pelas ações humanas, como por exemplo, a geração de energia através de combustíveis fósseis ou outras fontes não renováveis. Por isso um dos grandes desafios para a humanidade neste século é o de fazer a transição para um futuro de energia sustentável. Ao estimular a transição para energia sustentável, também poderia ajudar a reduzir a probabilidade de disputas por reservas de gás e petróleo, que são finitas e distribuídas de forma desigual (FAPESP, 2010).

Durante as últimas décadas várias convenções foram realizadas, acordos foram firmados, declarações foram emitidas e compromissos firmados entre os países no sentido de se ter uma utilização dos recursos naturais de forma racional e sustentável.

A seguir é apresentada a Tabela 1 referente aos mais reconhecidos eventos internacionais e declarações para o desenvolvimento sustentável, adaptado de MARIANO (2017).

Tabela 1: Eventos Mais Importantes para o Desenvolvimento Sustentável.

Ano	Evento
1968	Criação do Clube de Roma
1992	Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, Rio de Janeiro (Brasil)
1995	COP 1 - Conferência sobre o Clima, Berlim (Alemanha)
2012	Conferência das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento Sustentável, Rio+20 (Brasil)
2016	COP 22 - Conferência sobre o Clima – Marrocos

Fonte: Adaptado de Mariano, (2017).

As fontes renováveis estão se apresentando, em uma boa parte do planeta com um rápido crescimento e especialmente no setor de energia. Isso é devido a vários fatores incluindo a melhora tecnológica que leva a um custo mais competitivo, políticas ambientais dedicadas, acesso a financiamento de forma mais razoável, a preocupação com a segurança energética e ambiental do planeta, o aumento pela demanda de energia global e ao crescimento de algumas economias emergentes (REN 21, 2016).

2.1.1. Matriz Energética

Na matriz energética mundial a utilização dos combustíveis não renováveis representa a maior parcela de utilização (75,5%), porém a capacidade de geração das fontes renováveis apresentou seu maior aumento de participação na matriz energética em 2016, aproximadamente 161 GW adicionados, alcançando 24,5% de participação (REN 21, 2017).

Na Figura 1 a seguir é mostrada a participação das energias renováveis na geração de energia elétrica em 2016. Neste cenário, a maior parcela refere-se à hidro geração com 16,6% seguida da geração eólica com 4,0%, biomassa com 2,0% e solar com 1,5%.

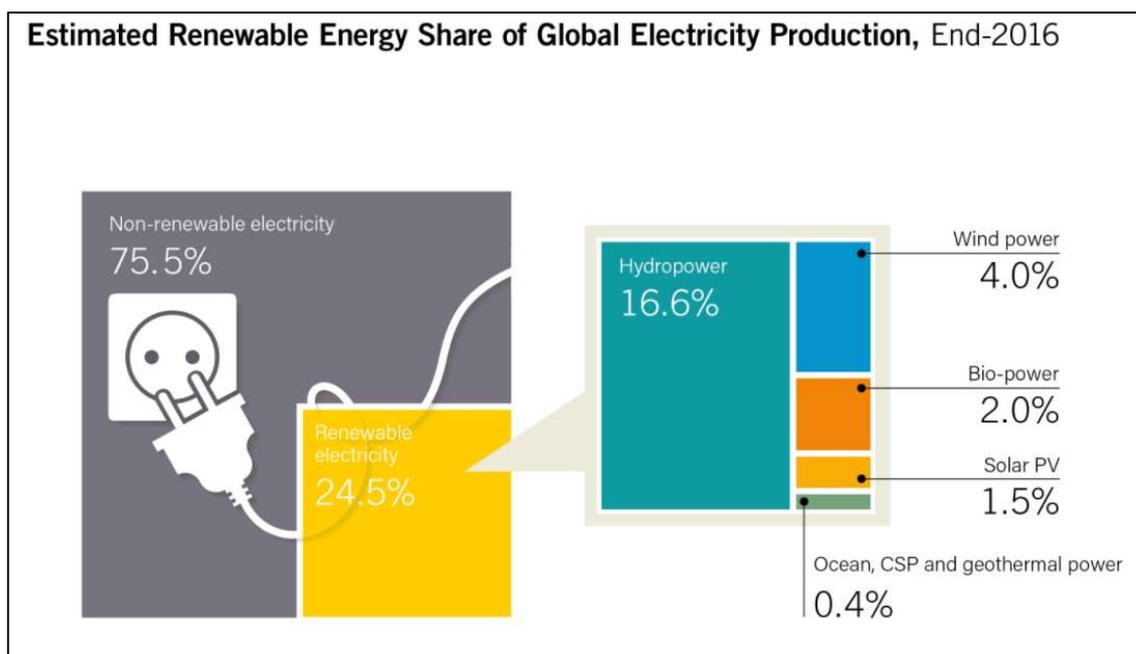


Figura 1: Participação de Renovável na Produção Global 2016.
Fonte: REN 21 (2017).

Analisando detalhadamente o crescimento da geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis no ano de 2016, a geração fotovoltaica merece especial destaque. Pela primeira vez obteve o maior percentual de crescimento entre todas as fontes renováveis. A geração solar representou aproximadamente 47% das novas instalações renováveis em 2016, seguida da geração eólica e hidro geração com 34% e 15,5% respectivamente (REN 21, 2017).

Ainda segundo o REN 21 (2017), a capacidade de geração de energia elétrica de fonte fotovoltaica foi incrementada em 75 GW no ano de 2016. Na Figura 2 a seguir é ilustrada a evolução anual da capacidade de geração mundial desta fonte renovável.

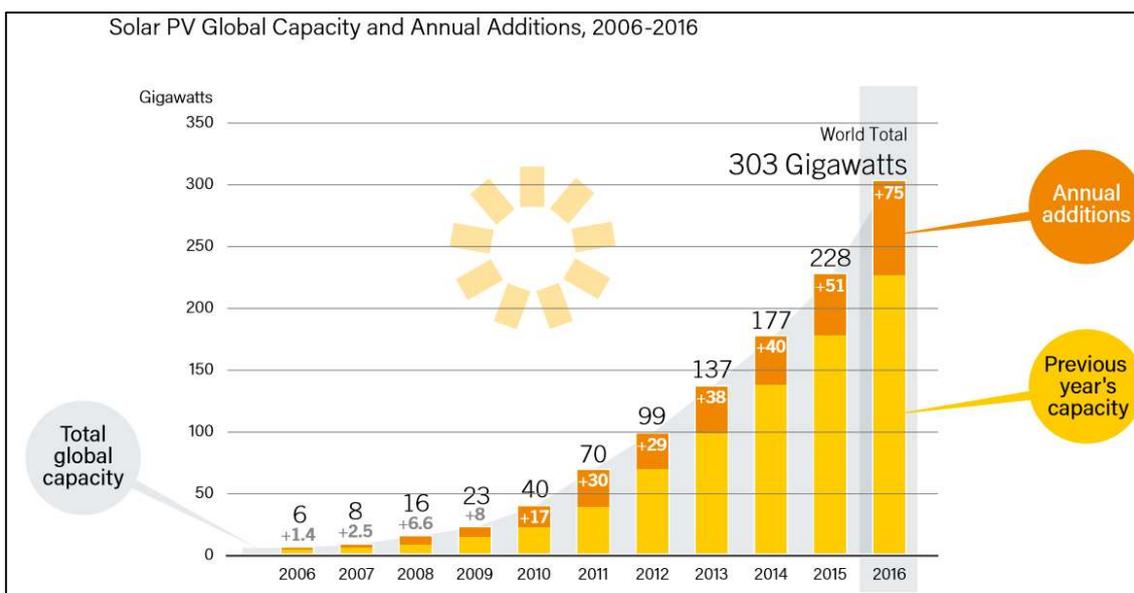


Figura 2: Capacidade Mundial de Geração Fotovoltaica.
Fonte: REN 21 (2017).

2.1.2. Matriz Energética Brasileira

Conforme o balanço energético brasileiro de 2016, que tem por base o ano de 2015, a matriz energética brasileira ficou mais limpa com destaques para o percentual de crescimento da energia eólica em 77,1%, o maior consumo de etanol, crescimento de 18,6%, juntamente com a queda do consumo de gasolina, em 9,5% (BEN 2016).

Particularizando a análise na geração de energia elétrica, a participação de renováveis na Matriz Elétrica Brasileira aumentou de 74,6% para 75,5%. Fato explicado pela queda da geração térmica a base de derivados de petróleo e ao incremento da geração a base de biomassa e eólica, o que compensou a redução de 3,2% da energia hidráulica (BEN 2016).

No Gráfico 1 a seguir são compartilhados os dados da matriz energética brasileira no ano de 2016 referência o ano de 2015.

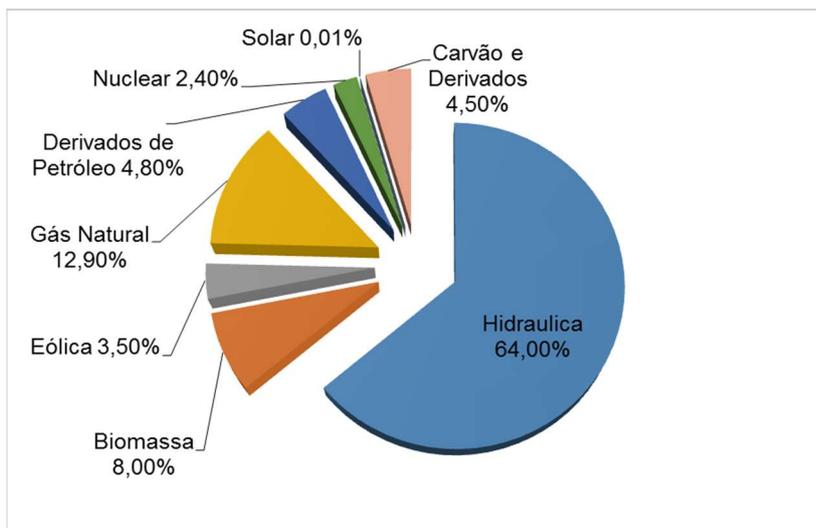


Gráfico 1: Matriz Elétrica Brasileira
Fonte: Adaptado de BEN (2016).

A geração fotovoltaica ainda não é representativa na matriz energética brasileira, porém com a normatização e com os incentivos fiscais em quase todos os estados da federação o crescimento torna-se relevante como mostrado no Gráfico 2 a seguir onde é representado o delta de crescimento 2014/2015 na carga instalada em MW.

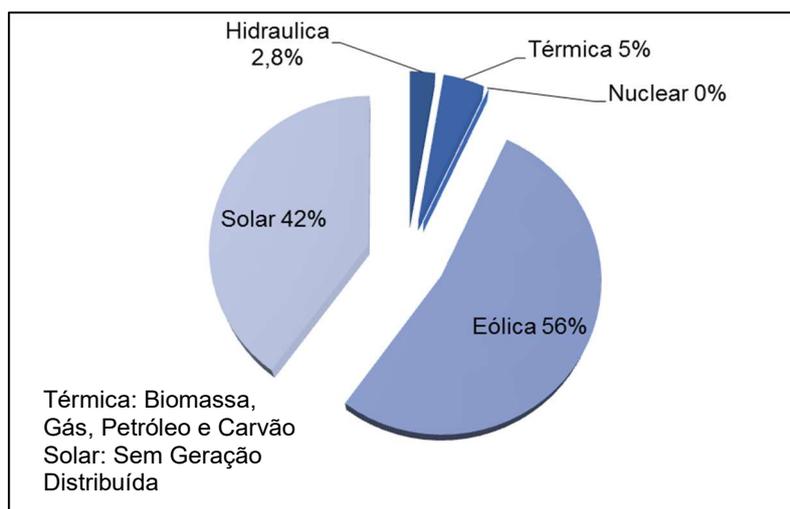


Gráfico 2: Variação Percentual da Carga Instalada entre os anos 2014 e 2015.
Fonte: Adaptado de BEN (2016).

O relatório do Balanço Energético Nacional de 2016, também identifica que o crescimento percentual da geração de energia Solar em GWh foi de 266,4% se comparado a 2014. Também se destaca o incremento percentual da geração Eólica com 77% como mostrado na Figura 3 a seguir:

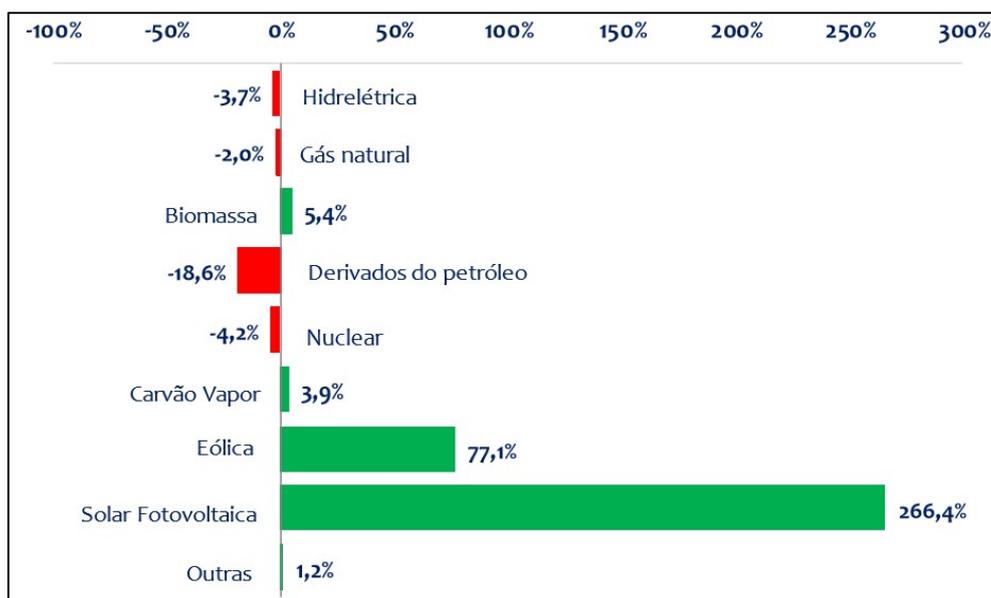


Figura 3: Variação Percentual 14/15 de Geração de Energia Elétrica no Brasil.
Fonte: BEN (2016).

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 64,0% da oferta interna apesar de ter apresentado um decréscimo de 3,7% entre os anos de 2014 e 2015 (BEN, 2016).

2.1.3. Matriz Energética do Estado do Paraná

No contexto nacional de produção de energia elétrica, o estado do Paraná ocupa uma posição de grande relevância como um dos maiores geradores.

De acordo com os dados divulgados no Balanço Energético Nacional de 2016 a energia elétrica gerada na região Sul representa 28,7% da matriz nacional sendo que o estado do Paraná contribui com aproximadamente 17,1% da energia elétrica gerada no país em 2015. Deste percentual produzido no ano de 2015 aproximadamente 93,4% tem origem nos recursos hídricos (BEN, 2016).

As outras fontes de energia não têm uma representatividade relevante na matriz energética do estado, sendo que a soma de todas elas não atinge 7% do que é produzido no estado e se a análise for particularizada para a energia fotovoltaica o percentual é de apenas 0,001% (BEN, 2016).

2.2. ENERGIA FOTOVOLTAICA

Conceitos importantes sobre energia fotovoltaica seguem nos tópicos relacionados abaixo.

2.2.1. Radiação Solar

A radiação solar é constituída de ondas eletromagnéticas que possuem diferentes comprimentos de ondas e frequência. Radiação é o efeito da propagação de energia sem que haja necessidade de um meio material para que isso ocorra (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

No espaço, antes de atingir a atmosfera, a radiação solar é composta aproximadamente de 53% de radiação invisível, com uma pequena parcela de luz infravermelha e uma grande parcela de luz ultravioleta e 47% de luz visível. A luz visível que, como o nome sugere, pode ser captada pelo olho humano também é utilizada na fotossíntese realizada pelas plantas (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

A energia que as ondas eletromagnéticas vindas do sol transportam podem ser convertidas em outras formas de energia dependendo dos materiais que as recebem. Quando as ondas eletromagnéticas incidem sobre um determinado material que tem a capacidade de absorver está radiação, ela é transmitida para as moléculas e átomos que compõem este corpo aumentando a agitação dos mesmos. Quanto maior o estado de agitação maior será a temperatura do corpo que está recebendo a radiação solar (PINHO; GALDINO, 2014).

As ondas eletromagnéticas também podem produzir outras transformações dependendo das características de cada material. Ao incidirem em determinados

materiais que tem a capacidade de alterar suas características elétricas e não apenas calor. Uma vez esta alteração ocorrendo, esses materiais apresentam diferenças de tensão e corrente e outros efeitos eletromagnéticos e entre eles o efeito fotovoltaico.

2.2.2. Irradiância

Por definição Irradiância é a grandeza utilizada para determinar ou quantificar a radiação solar e é definida como uma grandeza instantânea e expressa normalmente em W/m^2 (Watt por metro quadrado). Em outras palavras trata-se da potência transportada pela radiação solar em uma determinada área. A irradiância típica da luz solar na superfície da terra é de $1.000 W/m^2$ (valor este adotado como padrão na indústria fotovoltaica para especificações e avaliações de módulos). No espaço, considerando-se a distância média entre o sol e a terra, é de cerca de $1.353 W/m^2$ (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

No Gráfico 3 a seguir é exemplificado o conceito da distribuição da Irradiância teórica em W/m^2 .

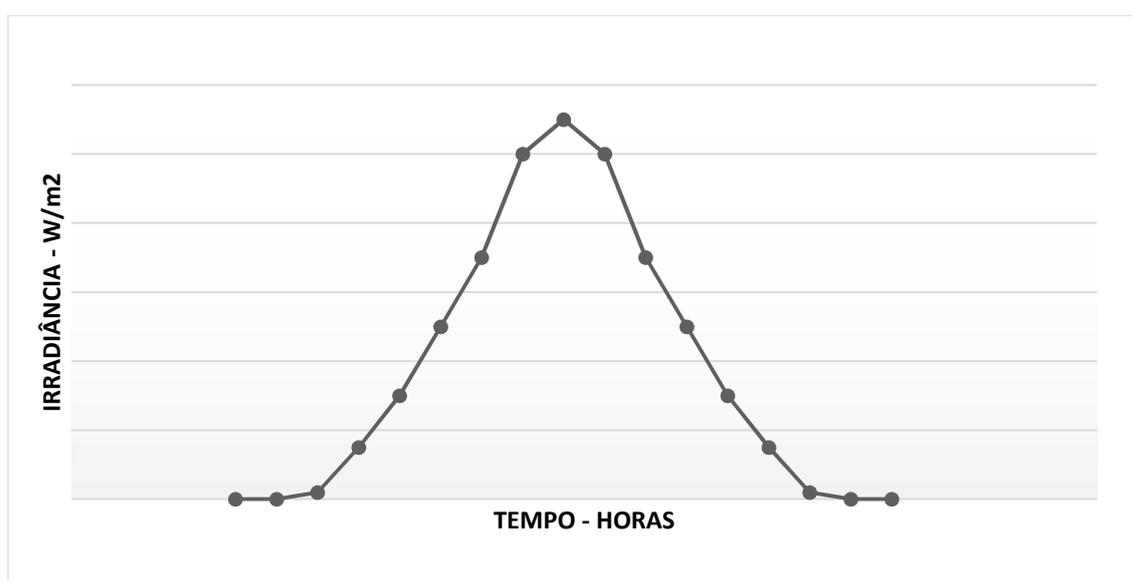


Gráfico 3: Perfil de irradiância teórica ao longo de um dia.

Fonte: Autor.

2.2.3. Irradiação

É comum o uso dos termos radiação e irradiação designando a mesma grandeza, porém a irradiação, como todo conceito de energia, é a integralização de vários valores de irradiância em um determinado intervalo de tempo.

Para efeito prático, a irradiação é a grandeza utilizada para os dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos. No Gráfico 4 a seguir é exemplificado o conceito da distribuição da Irradiação teórica em Wh/m^2 ao longo de um dia sendo que a grandeza é representada pela área abaixo da curva.



Gráfico 4: Área representando a Irradiação de um dia.
Fonte: Autor.

Nas Figura 4 e Figura 6: Componentes da Radiação Solar. e Figura 5 são mostrados respectivamente a radiação solar anual média no plano global horizontal e no plano inclinado no Brasil.

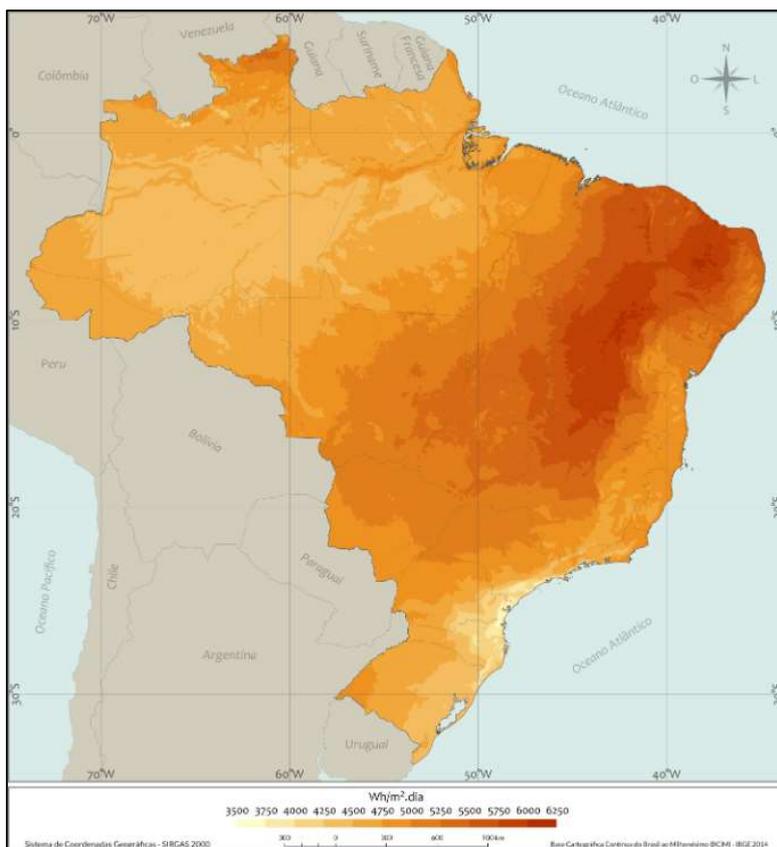


Figura 4: Total Diário da Irradiação Global Horizontal Média Anual.
Fonte: Pereira et al., (2017).

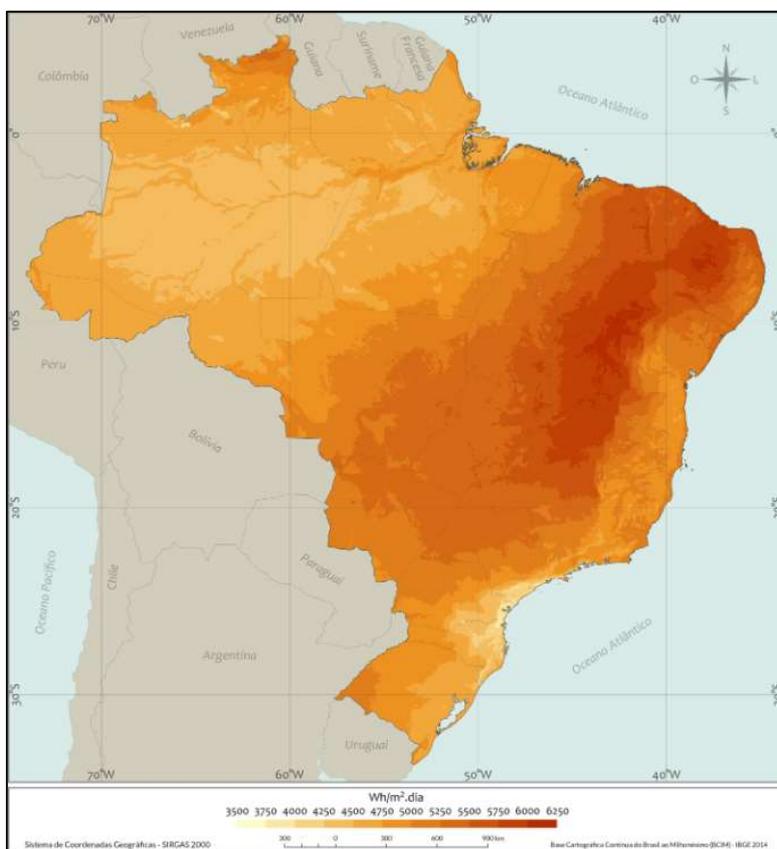


Figura 5: Total Diário da Radiação Plano Inclinado na Latitude Média Anual.
Fonte: Pereira et al., (2017).

2.2.4. Componentes da Radiação

A radiação solar que chega até a superfície terrestre, e potencialmente pode ser captada e transformada, é composta de outras radiações que recebem classificações de acordo com as características das reflexões sofridas antes de incidir a superfície.

A componente direta, ou de feixe, é a denominação dada a radiação que chega a superfície do planeta vinda diretamente do Sol sem sofrer nenhum tipo de desvio ou reflexão.

A componente da radiação solar que chega a atmosfera, porém se espalha quando passa por nuvens atingindo a superfície terrestre de forma aleatória em diversos ângulos de incidência é denominada de componente difusa da radiação. Mesmo em dias totalmente sem nuvens pelo menos 20% da radiação é proveniente da componente difusa da radiação sendo que em um dia tipicamente nublado 100% é radiação difusa.

O ambiente entorno do local de análise influencia a incidência da radiação. Neste caso deve ser considerada a terceira componente da radiação solar que é refletida por este ambiente. O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de Albedo. Na Tabela 2 a seguir são exemplificados alguns valores de Albedo típico.

Tabela 2: Valores típicos de Albedo para diferentes superfícies.

Superfície	Albedo
Pasto	0,25
Gramado	0,18 - 0,23
Pasto Seco	0,28 - 0,32
Campo Lavrado	0,26
Terra Estéril	0,17
Pedregulhos	0,18
Concreto Liso	0,30
Concreto em Erosão	0,20
Cimento Liso	0,55
Asfalto	0,15
Floresta	0,05 - 0,18
Areia	0,10 - 0,25
Superfície da Água ($\alpha > 45^\circ$)	0,05
Superfície da Água ($\alpha > 30^\circ$)	0,08
Superfície da Água ($\alpha > 20^\circ$)	0,12
Superfície da Água ($\alpha > 10^\circ$)	0,22

Fonte: Adaptado de Markvart e CASTAÑER, (2004)

Também como conceito importante define-se Irradiação e Irradiância de acordo com suas respectivas componentes de acordo com a ABNT – NBR 10899: 2006 Energia Solar Fotovoltaica Terminologias:

Irradiância Direta – Irradiância solar incidente em uma superfície, sem ter sido espalhada pela atmosfera.

Irradiância Difusa – Potência radiante do Sol, recebida em uma unidade de área em uma superfície excluindo-se a irradiância direta.

Irradiância Global – Potência radiante que é a soma da Irradiância Direta e Difusa.

Irradiância Total – Potência radiante solar recebida em uma determinada superfície e área que é a soma da Irradiância Direta, Difusa e Global.

Como comentado anteriormente, a Irradiação Solar é a quantidade de potência recebida em uma determinada área por um determinado tempo e os conceitos das componentes de irradiação solar também se aplicam de acordo com a ABNT – NBR 10899: 2006 Energia Solar Fotovoltaica Terminologias:

Irradiação Direta – Irradiância solar Direta incidente em uma superfície integralizada em um certo intervalo de tempo.

Irradiação Difusa – Irradiância solar Difusa incidente em uma superfície integralizada em um certo intervalo de tempo.

Irradiação Global – Irradiância Global incidente em uma superfície integralizada em um certo intervalo de tempo.

Irradiação Total (H_{TOT}) – Irradiância Total incidente em uma determinada superfície integralizada em um determinado intervalo de tempo.

A seguir na Figura 6 é exemplificado como a Radiação Solar se comporta quando em contato com a atmosfera terrestre.

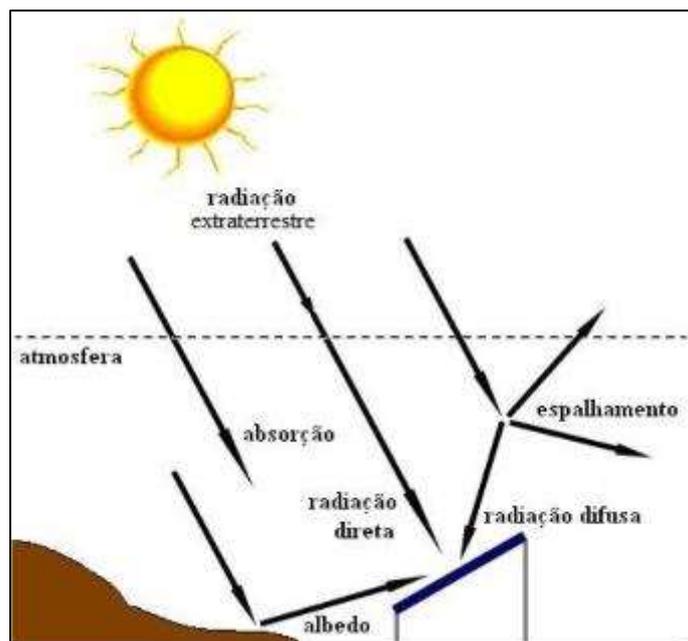


Figura 6: Componentes da Radiação Solar.
Fonte: Viana, (2010).

2.2.5. Efeito Fotovoltaico

Efeito Fotovoltaico pode ser definido pelo processo que ocorre quando fótons contidos na energia do Sol incidem sobre um material semiconductor com determinadas características elétricas, a energia de uma fração destes fótons pode excitar elétrons no semiconductor, que por sua vez poderão dar origem a uma corrente elétrica (RÜTHER, 2004).

Na natureza existem alguns elementos semicondutores que apresentam este comportamento quando a luz visível incide sobre a sua superfície. Dentre os elementos mais conhecidos e utilizados na fabricação de células fotovoltaicas destaca-se o silício cristalino (RÜTHER, 2004).

Na Figura 7 é mostrada a condição dos elétrons e das lacunas de um material semiconductor sem a presença da luz visível do Sol.

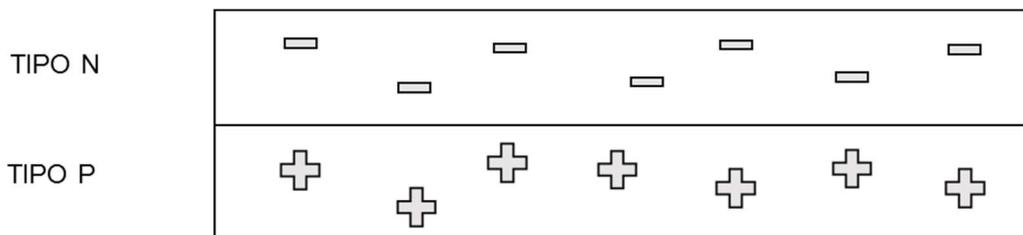


Figura 7: Célula Fotovoltaica sem a Presença de Luz Solar.
Fonte: Autor.

Quando a luz do Sol incide sobre uma célula semicondutora PN, o fóton da luz absorvida gera uma diferença de potência entre as duas junções deslocando elétrons dos átomos da célula, conforme ilustrado Figura 8. Estes elétrons livres são gerados no material N e lacunas aparecem no material P que ficam separados pela barreira do material. Verifica-se a ocorrência de pares elétron-lacuna ainda sem a existência de uma corrente elétrica, pois não existe um circuito externo (URBANETZ, 2016).

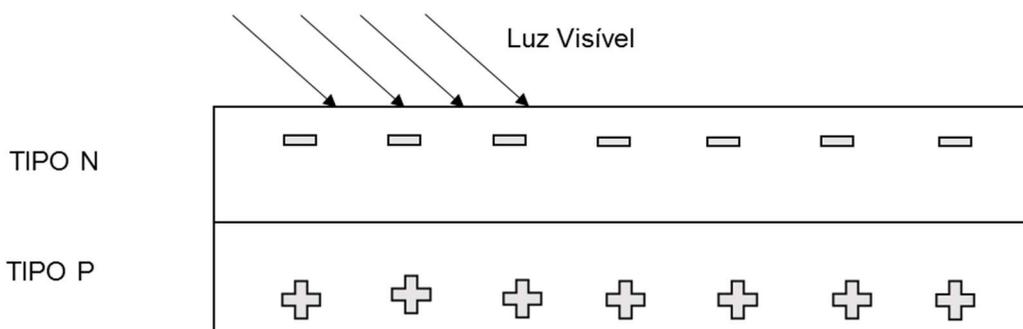


Figura 8: Célula Fotovoltaica com a Presença da Luz Solar.
Fonte: Autor

Quando estabelecido um circuito fechado ocorre o movimento de elétrons estabelecendo a corrente elétrica (Figura 9) no processo físico chamado efeito fotovoltaico, com intensidade proporcional à intensidade de luz incidente.

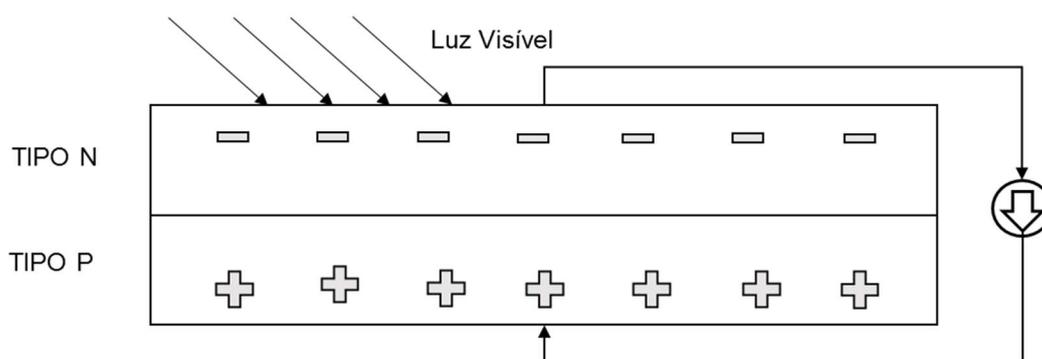


Figura 9: Efeito Fotovoltaico
Fonte: Autor

2.2.6. Tecnologias Fotovoltaicas

As primeiras descobertas e experiências com soluções fotovoltaicas foram verificadas por volta de 1839 pelo cientista francês Becquerel que constatou a existência de uma corrente elétrica resultante da incidência de luz sobre eletrodos metálicos imersos em uma solução química (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

Apenas a partir da década de 70, com aplicações específicas em determinados setores da indústria, e posteriormente na década de 90 com a utilização da energia fotovoltaica para aplicações de geração de energia elétrica, a tecnologia fotovoltaica ganhou maiores investimentos (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

Atualmente diversos materiais semicondutores são utilizados para a fabricação de células solares fotovoltaicas, entre elas, algumas destacam-se por estarem em um estado de maturidade e utilização maior.

As células de silício cristalino (c-Si) de primeira geração, silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) são as mais utilizadas representando uma participação do mercado superior a 85% (TIEPOLO, 2015).

Como tecnologia mais recente e de menor custo de fabricação, denominadas de segunda geração, destacam-se as células de filmes finos de silício ou outros materiais que se constitui de forma simplista no depósito do material semicondutor sobre substratos rígidos ou flexíveis (URBANETZ, 2016). Podem ser citadas células de silício amorfo hidrogenado (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre e índio (CIS), o disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), o arsenieto de gálio (GaAs) e o microamorfo ou microcristalino ($\mu\text{cSi/a-Si}$).

Como tecnologia de terceira geração podem ser citadas as células fotovoltaicas orgânicas e as híbridas orgânicas/inorgânicas.

2.2.7. Comparações entre Tecnologias

As diversas tecnologias existentes para produção de células fotovoltaicas utilizam materiais e processos que influenciam no custo de produção e na eficiência na conversão da energia solar em elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

Estes fatores devem ser levados em consideração quando da escolha dos módulos dependendo de sua aplicação e maneira de instalação. Na Tabela 3 a seguir é comparada a eficiência das células fotovoltaicas que utilizam as tecnologias mais conhecidas comercialmente. De maneira geral os módulos que utilizam o silício, que comercialmente são mais utilizados, também apresentam o melhor rendimento.

Tabela 3: Comparação da Eficiência das Células de Diferentes Tecnologias.

Tecnologia		Eficiência Laboratório	Eficiência Comercial
Cristalino	Silício Monocristalino	25,0 %	14-21%
	Silício Policristalino	21,3 %	14–16,5%
Filmes Finos	Silício Amorfo	13,6 %	6–9%
	Silício Microamorfo	12%	7-9%
	GIGS	18,8%	8-14%
	Telureto de Cádmio	16,4%	9-12%

Fonte: Adaptada de Tonin, (2017).

2.3. COMPONENTES BÁSICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico é formado de forma macro de três partes: geração, condicionamento e armazenamento.

A parte de geração ou bloco gerador formado pelos módulos, que são arranjados e conectados a formarem os painéis e arranjos de acordo com a necessidade do projeto, cabeamento e suporte de fixação dos módulos. O bloco de

condicionamento normalmente é formado por conversores, inversores, controladores, dispositivos para controle e supervisão e proteção. Finalmente o armazenamento é composto normalmente de acumuladores elétricos (baterias) ou outras formas dependendo da aplicação (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.1. Módulos Fotovoltaicos

Como definição de um módulo fotovoltaico pode-se dizer que é uma associação de um conjunto de células fotovoltaicas dispostas sobre uma estrutura rígida e interligadas eletricamente. Estas interligações podem ser em paralelo ou, como geralmente são, ligações em série que objetiva a obtenção de níveis de tensão maiores. Na sua parte posterior, há uma caixa de conexões elétricas, para a ligação dos cabos elétricos fornecidos junto com o módulo. Os cabos possuem conectores padronizados, permitindo a rápida conexão de módulos em série (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Dependendo do tipo de célula utilizada para sua construção os módulos podem ser rígidos ou flexíveis. Módulos rígidos utilizam como base mecânica lâminas de vidro temperado, para a menor interferência na radiação, emoldurados com perfis de alumínio, que diminui o peso dos módulos (PINHO; GALDINO, 2014).

O módulo FV, conforme mostrado na Figura 10, é composto por uma moldura em alumínio, por um vidro temperado antirreflexo como cobertura frontal, por duas camadas de material encapsulante transparente e isolante (EVA- acetato de vinil- etila), por uma proteção traseira onde normalmente constam as características físicas e elétricas do módulo e por uma caixa de conexões além das células fotovoltaicas. As células são ligadas entre si por pequenas tiras metálicas fornecendo contatos externos de saída (MARIANO, 2017).

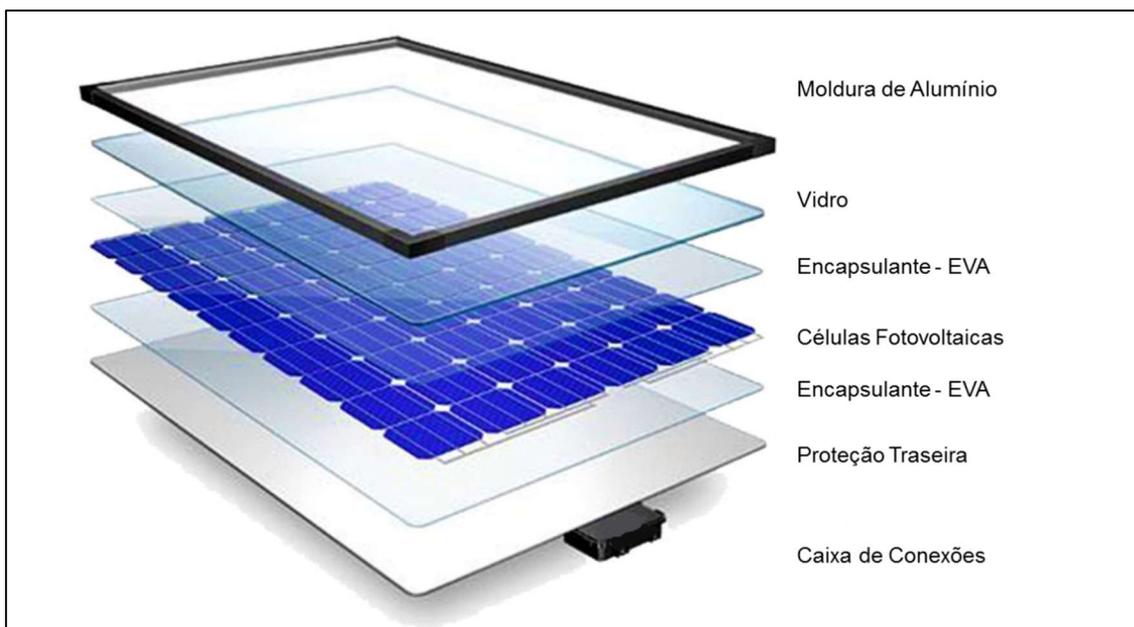


Figura 10: Composição Física de um Módulo Fotovoltaico.
Fonte: Adaptado de Portal Solar (2017).

Assim como as células podem ser agrupadas e interligadas para formar um módulo fotovoltaico os módulos podem ser interligados, em série ou paralelo, dependendo das características e necessidade do projeto formando os painéis ou arranjos como mostrado na Figura 11 (MARIANO, 2017). O objetivo principal da composição dos módulos em painéis é, além de realizar o total aproveitamento de geração do local físico, também a correta adequação dos valores de tensão e corrente para conexão com o inversor.

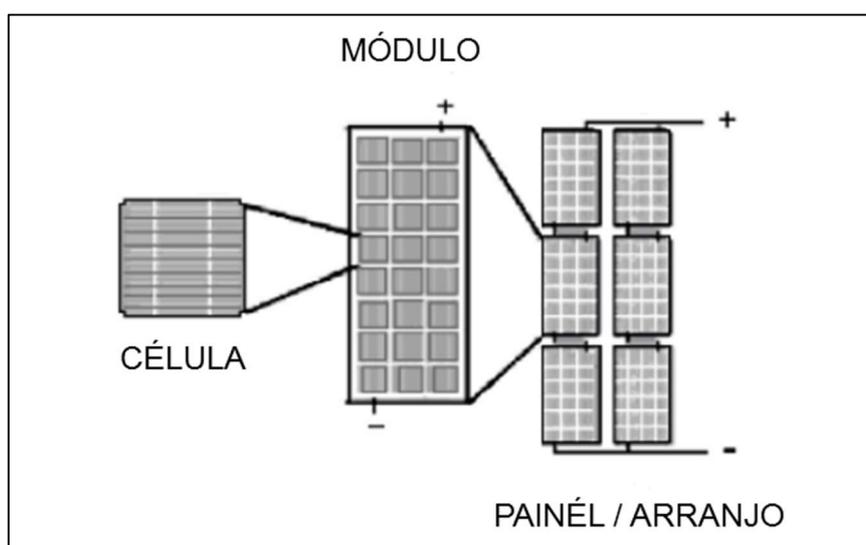


Figura 11: Hierarquia Fotovoltaica
Fonte: Adaptado de Mariano 2017.

2.3.2. Inversores

Um inversor, por definição geral, é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de energia elétrica de corrente contínua (PINHO; GALDINO, 2014). Nos sistemas fotovoltaicos o inversor é o componente responsável por receber dos painéis fotovoltaicos a corrente contínua gerada e transformá-la para corrente alternada para ser consumida nas residências, indústria ou comércio.

Os inversores podem trabalhar de forma isolada ou conectados à rede de acordo com o tipo de configuração do sistema. Quando trabalhando isoladamente o inversor transforma a corrente contínua em corrente alternada sem nenhuma referência externa. Já os inversores conectados, a corrente alternada de saída é colocada diretamente em paralelo com a rede elétrica convencional. Neste caso para se ter o paralelismo entre as senóides, as características elétricas devem ser bastante similares sendo que o inversor utiliza a onda da rede elétrica como referência (URBANETZ, 2010).

Para os inversores utilizados em paralelo com a rede, conectados, existe a exigência de possuírem o recurso de detecção de ilhamento ou também chamado de anti-ilhamento conforme descrito nas normas IEEE-519, IEEE-929, IEC-62116 e a recente NBR IEC 62116. Esta é uma exigência necessária para garantir a segurança de pessoas, equipamentos e instalações nas situações de ilhamento do sistema fotovoltaico, ou seja, interrupção do fornecimento de energia da rede elétrica pública. O objetivo do recurso da detecção de ilhamento é desconectar o inversor da instalação elétrica, cessando o fornecimento de corrente, na ocorrência de falhas no fornecimento da rede elétrica ou em sua ausência, mesmo que o sistema fotovoltaico seja capaz de suprir a demanda de energia local (BOWER; ROPP, 2002).

Como já comentado anteriormente, devido ao efeito fotovoltaico, cada célula gera uma potência que é o produto entre a tensão e corrente geradas. Adicionalmente, a corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é diretamente proporcional a irradiância, porém não muito afetada pela temperatura. Por outro lado, a tensão e consequentemente a potência são afetadas e decrescem com o aumento da temperatura. Portanto, os valores de corrente, tensão e potência máximas são

dependentes constantemente das variações das duas grandezas citadas: Irradiância e Temperatura (PINHO; GALDINO, 2014).

Para se obter a maior potência possível em cada situação de irradiação o inversor possui um algoritmo que busca sempre a máxima potência a ser entregue. Esse valor é o ponto de máxima potência (MPP) onde, em um determinado momento em determinadas condições de irradiação e temperatura, a potência é máxima (CARVALHO; CARDOSO, 2012).

Desta forma, inversores que busquem operar continuamente com os valores de tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos na região de MPP são capazes de melhorar o desempenho do sistema (URBANETZ, 2010).

2.4. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos quanto a sua aplicação podem ser divididos entre os sistemas isolados (SFVI) e os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR). Normalmente quando não existe a necessidade ou a possibilidade de acesso a rede elétrica os sistemas FV isolados são utilizados e necessitam de um elemento armazenador de energia, elétrica como baterias ou de outra forma como um reservatório de água. Já os SFVCR são vistos como uma forma de geração distribuída (GD) ao longo dos alimentadores da rede elétrica de distribuição, em baixa ou média tensão, e contribuem para disponibilizar a energia próximo ao ponto de consumo (URBANETZ, 2010).

Na Figura 12 a seguir são classificados os sistemas fotovoltaicos conforme sua aplicação.

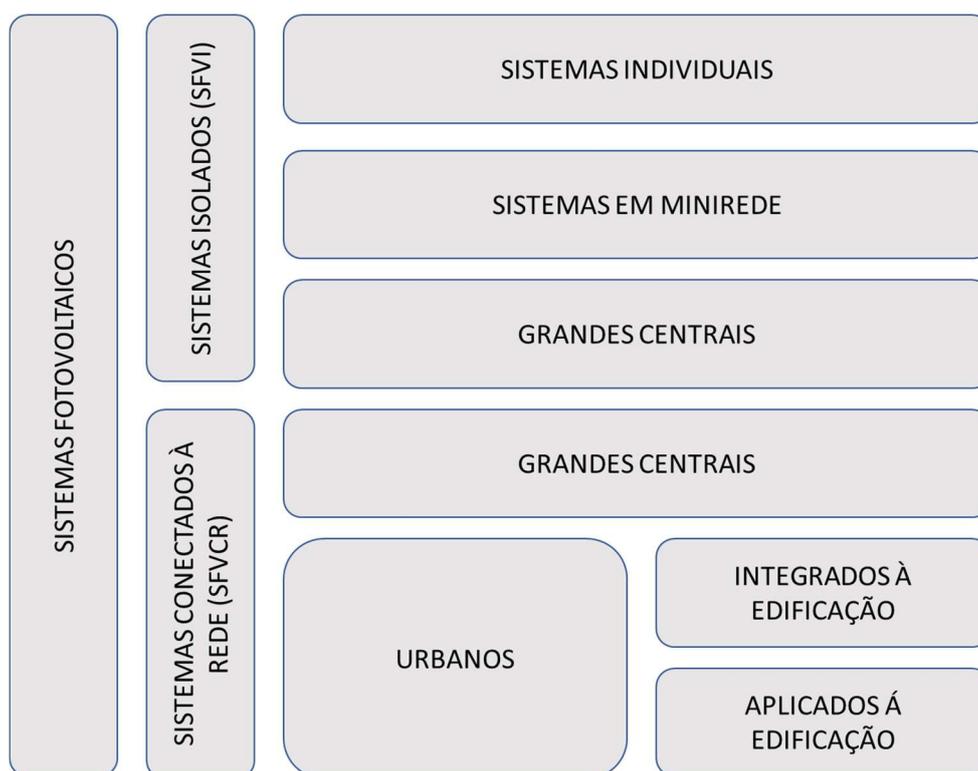


Figura 12: Tipos de Sistemas Fotovoltaicos Conforme Aplicação
Fonte: Adaptado de Urbanetz, (2010).

2.4.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR)

Diferentemente dos sistemas isolados os sistemas conectados à rede não possuem um elemento que armazene energia, como uma bateria, e sim operando em paralelo com a rede de energia. Os SFVCR geram energia para suprir, ou reduzir, o consumo do local onde estão instalados e até gerar excedente (VILLALVA; GAZOLI, 2014).

Os SFVCR têm como elementos básicos os painéis fotovoltaicos e o inversor. Adicionalmente como não são utilizados elementos de armazenamento a rede elétrica da concessionária pode ser considerada como o elemento armazenador.

Na Figura 13 é mostrado de forma esquemática além dos elementos básicos que configura um sistema conectado as proteções, o medidor bidirecional e também o fluxo de energia quando gerada e consumida.

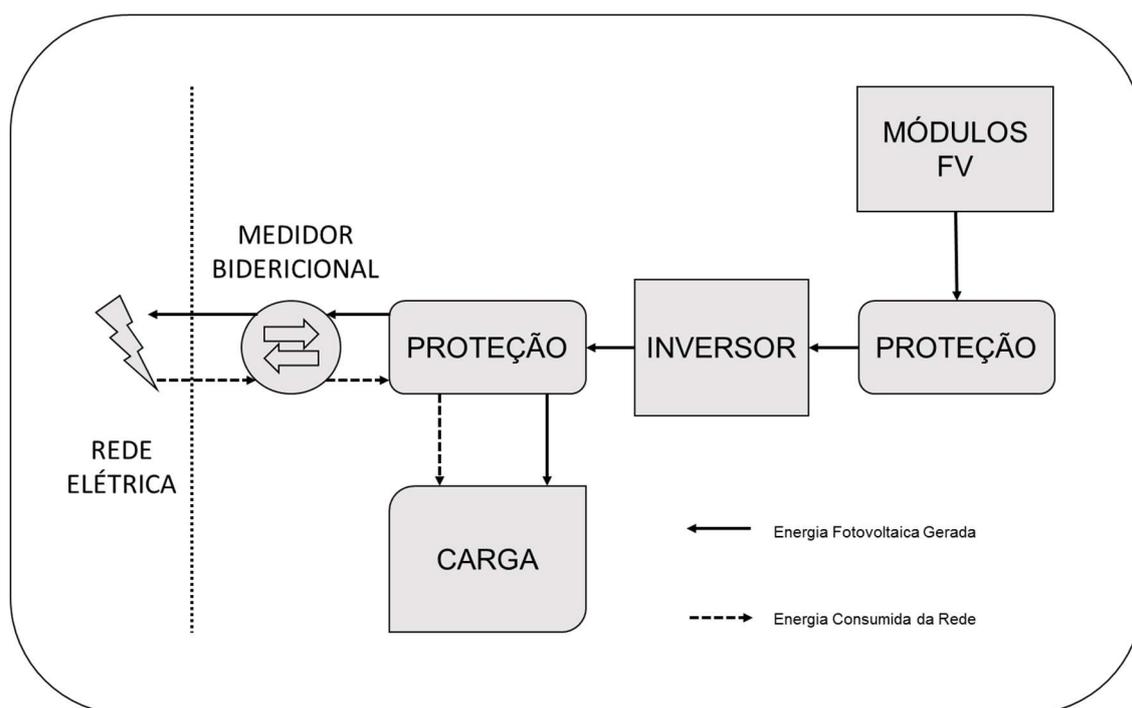


Figura 13: Elementos Básicos de SFVCR
Fonte: Autor

Como descrito por Urbanetz (2010), os sistemas conectados possuem duas principais vantagens a serem consideradas: produtividade e vida útil. A primeira refere-se ao fato de que a energia é consumida no próprio local de geração, fato que eleva a produtividade do sistema uma vez que as perdas com transporte de energia não existem. A segunda está relacionada com a comparação entre os sistemas isolados que por necessitarem de baterias as quais apresentam uma vida útil menor as dos outros elementos do sistema como inversores e módulos.

2.4.2. Dimensionamento Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR)

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico deve considerar uma série de informações iniciais como a área disponível, a demanda que se pretende atender, estética e disponibilidade do recurso solar no local. Com estas informações, dimensionar um sistema torna-se o ajuste entre a energia recebida do sol pelos painéis solares e a necessidade de suprir um determinado consumo (PINHO; GALDINO; 2014).

Pinho e Galdino (2014) especifica as seguintes etapas de um projeto fotovoltaico:

- Levantamento do recurso solar disponível no local;
- Levantamento de consumo de energia elétrica;
- Definição do Local e configuração do sistema;
- Dimensionamento do arranjo fotovoltaico;
- Especificação do Inversor;
- Dimensionamento de proteção e fiação

O ponto de partida do dimensionamento dos componentes utilizados em um SFVCR, segundo Urbanetz (2012) pode ser iniciado a partir do levantamento da demanda de energia da edificação simplesmente analisando o histórico de consumo do consumidor. Este levantamento normalmente é realizado através das faturas de energia elétrica fornecidas pela concessionária. Para que o histórico de consumo contenha a sazonalidade da variação da irradiação solar, o recomendado é a utilização de uma amostra dos últimos doze meses onde pode-se obter o consumo médio diário e mensal além do consumo anual. Naturalmente que para os casos de projetos novos, a previsão da carga instalada considerando-se o fator demanda deve ser utilizado para o dimensionamento.

Para calcular o consumo médio mensal em kWh de um determinado equipamento, Pinho e Galdino (2014), indica a utilização dos dados fornecido pelo fabricante na Equação 1.

$$C_m = \frac{P_e \cdot N_d \cdot D_m}{1000} \quad (1)$$

Onde:

C_m: Consumo médio mensal em kWh;

P_e: Potência nominal do equipamento em W;

N_d: Horas diárias de utilização;

D_m: Dias de utilização no mês;

Como passo seguinte no dimensionamento, conforme Urbanetz Junior (2012), é a definição do percentual do consumo a ser suprido. Normalmente esta definição está relacionada a alguns parâmetros, porém, à área disponível para instalação do sistema FV e o capital disponível para o investimento delimitam de forma importante o projeto. A área pode ser calculada de acordo com a área dos módulos FV, conforme Equação 2.

$$N_{\text{mód}} = \frac{\text{Área Disponível}}{\text{Área do Módulo}} \quad (2)$$

Com a estimativa de consumo levantada e com a delimitação da quantidade módulos máximo torna-se possível direcionar o dimensionamento de acordo com os objetivos do projeto, ou seja, se a área permite a geração para suprir o consumo, por exemplo. A partir da potência do módulo e sua quantidade é possível calcular o valor da potência de pico instalada do painel ou arranjo, conforme Equação 3 (URBANETZ, 2012).

$$P_{\text{fv}} = P_{\text{módulo}} \times N_{\text{módulos}} \quad (3)$$

Urbanetz Junior (2012) afirma que para maximizar a geração anual em um SFVCR, a inclinação dos módulos deve ser correspondente a latitude local e orientado para o norte geográfico.

Para a obtenção dos valores de irradiação no local do projeto, as coordenadas geográficas são necessárias. Podem ser obtidas pelo GPS (*Global Position System*) ou através do aplicativo *Google Earth* e deve-se buscar no Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006) plano inclinado coordenadas mais próximas que existem valores de irradiação (TIEPOLO, 2015).

A partir dos valores históricos de irradiação global no plano horizontal é possível conhecer as irradiações incidentes, como média mensal do total diário fornecidos pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), através do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Entretanto quando o projeto demanda de customização da inclinação e de desvio de orientação com relação ao norte geográfico, programas

específicos podem ser utilizados como por exemplo o RADIASOL, e através da Equação 4, estima-se a geração de energia elétrica diária média. H_{TOT}

$$E = \frac{P_{fv} \cdot H_{TOT} \cdot PR}{G} \quad (4)$$

Onde:

E: energia elétrica diária média (Wh/dia);

P_{fv} : potência fotovoltaica de pico instalada (Wp);

H_{TOT} : irradiação solar diária média para a localidade em questão, (Wh/m². dia);

PR: *Performance Ratio*, tipicamente entre 70 e 80%;

G: irradiância nas condições padrão de teste (1.000 W/m²).

Seguindo a sequência do dimensionamento, Pinho e Galdino (2014), afirma que a especificação do inversor depende inicialmente da potência do gerador fotovoltaico, das características dos módulos e do tipo de ligação do arranjo.

Mais detalhadamente a especificação do inversor deve levar em consideração a potência nominal o mais próximo da potência gerada pelos módulos, a faixa de operação de tensão no lado CC e a tensão máxima de entrada e a corrente máxima suportada pelo inversor (URBANETZ, 2016).

Os condutores serão dimensionados conforme a Equação 5 admitindo-se uma queda de tensão máxima de 4% (ΔV), tanto no lado CC quanto no lado CA (URBANETZ, 2012). Como a totalidade dos fabricantes de módulos utiliza a fiação de 4 mm² recomenda-se que esta seja a bitola mínima a ser selecionada.

$$S_{condutor} = \frac{(2 \cdot L \cdot P \cdot 0,0178)}{(V^2 \cdot \Delta V)} \quad (5)$$

Onde:

S condutor: seção transversal do condutor (mm²);

L: comprimento do condutor (m);

P: potência total do circuito (W);

V: tensão do barramento CC ou CA (V);

ΔV : queda de tensão máxima de 4%.

2.5. NORMAS E PROCEDIMENTOS DE ACESSO

O projeto tem como um dos seus objetivos operar conectado ao sistema de distribuição de energia e para isso deve seguir todas as normas e procedimentos vigentes. A seguir realiza-se um breve resumo das normas e procedimentos a serem seguidos para obtenção das aprovações necessárias.

2.5.1. Histórico da Regulamentação da Geração Distribuída

Com objetivo inicial de debater os dispositivos legais e normatizar a geração distribuída de pequeno porte conectada à rede de distribuição no Brasil, a ANEEL realizou uma consulta pública, Consulta Pública nº 15/2010, e uma audiência, Audiência Pública nº 42/2011. O processo de participação pública na regulamentação do setor elétrico resultou na Resolução Normativa – REN nº 482, de 17/04/2012. Esta normativa estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente (ANEEL, 2016).

Portanto, desde de 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a resolução 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2017).

Após a promulgação e implementação, o impacto e consequências da 482/2012 foram acompanhadas pelos órgãos regulamentadores que identificaram diversos pontos de aprimoramento necessário. Três pontos importantes foram observados: custo, tempo de conexão da micro e minigeração e compatibilização do sistema de compensação com as condições de fornecimento. Com isso a ANEEL realizou uma nova audiência pública, nº 26/2015 que culminou com a publicação da Resolução Normativa - REN nº 687/2015. Mais especificamente, a resolução 687/2015 revisou a anterior, 482/2012, e também o texto dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

Como objetivo macro o PRODIST estabelece:

Condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes (ANEEL, 2017).

2.5.2. Conceitos da Geração Distribuída

De acordo com ANEEL (2016),

A micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Também de acordo com a ANEEL, a geração distribuída pode ser classificada como microgeração, onde a potência instalada deve ter até 75 kW e minigeração com potências superiores a 75 kW, porém, menores a 5 MW (excetuando-se as de fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2017).

Importante conceito trazido pela resolução 482/2012 foi a possibilidade de compensação de energia gerada excedente. Basicamente a determinação é de que quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia que deverá ser utilizado para abater o consumo no próprio local de geração nos períodos subsequentes ou em outro local, desde que os créditos de energia gerados continuem válidos por 60 meses (ANEEL, 2017).

A ANEEL também categoriza as modalidades de utilização dos créditos em outras unidades consumidoras, que devem estar previamente cadastradas, da seguinte forma: geração compartilhada, autoconsumo remoto e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras.

2.5.3. Procedimentos de Acesso

Para que o consumidor possa se tornar um micro mini gerador, uma série de etapas devem ser seguidas. Na Figura 14 seguir são ilustradas de forma resumida todas as etapas do procedimento de acesso sendo que as etapas na cor vermelha indicam responsabilidade da distribuidora e na cor azul do consumidor.

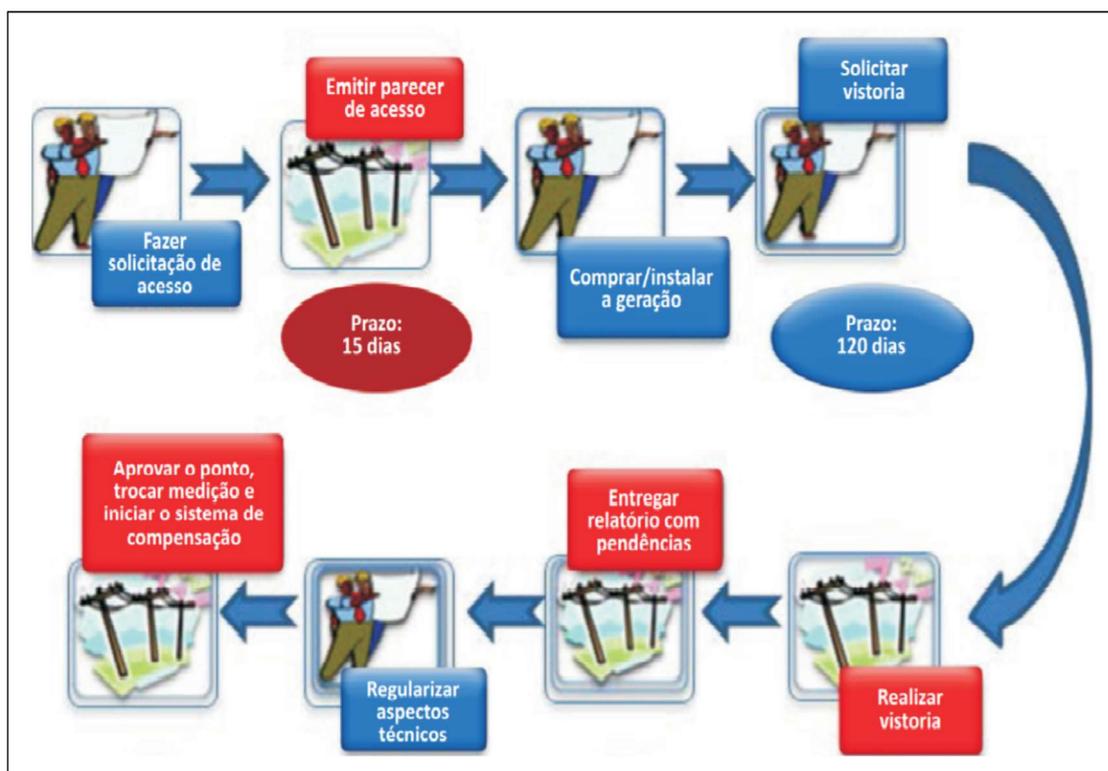


Figura 14: Procedimento e Etapas de Acesso.
Fonte: ANEEL (2016)

Como etapa inicial do processo, o consumidor deve realizar a solicitação de acesso junto a concessionária local. Esta solicitação deve conter preenchido o formulário de solicitação de acesso presente no PRODIST. A concessionária poderá solicitar documentações adicionais caso entenda necessário. A etapa seguinte é de responsabilidade da distribuidora que deverá responder em 15 dias, 30 para minigeração, formalizando o acesso ou solicitando informações e alterações necessárias. Uma vez aprovado o acesso pela distribuidora, o consumidor terá um prazo máximo de 120 dias para realizar a instalação e solicitar a vistoria final. A vistoria final é feita, também, pela distribuidora que poderá indicar alterações ou identificar pendências. Apenas após a regularização de todos os pontos levantados o sistema

passa para fase de medição e o sistema de compensação de energia se inicia (ANEEL, 2016).

2.5.4. Incidência de Impostos Federais e Estaduais

A definição sobre a cobrança de impostos e tributos federais e estaduais sobre a geração e consumo de energia elétrica é definida pela Receita Federal do Brasil e às Secretarias de Fazenda Estaduais. A seguir, são apresentadas informações relativas ao ICMS e PIS/COFINS.

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, (ANEEL, 2016):

ICMS é um tributo Estadual aplicável à energia elétrica. Com respeito à micro e minigeração distribuída, é importante esclarecer que o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, estabelecendo que o ICMS apurado teria como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês. Após interações da Agência com o Ministério da Fazenda, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Ministério de Minas e Energia e com o Congresso Nacional, o Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16, de 22/4/2015, que revogou o Convênio ICMS 6/2013 e autorizou as unidades federadas a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia. Dessa forma, nos Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês

Entretanto existem estados, dentre eles o estado do Paraná, que ainda não aderiram ao novo convênio, portanto mantém-se a regra anterior, na qual o ICMS é cobrado sobre todo o consumo, desconsiderando assim a energia injetada na rede pela micro ou minigeração.

Para o Programa de Integração Social - PIS e para Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, como são tributos federais, a Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, determinou que apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída, o imposto deve incidir.

3. PROJETO

Neste capítulo são apresentadas as etapas para execução do projeto.

3.1. ESCOPO DO PROJETO

O projeto tem como escopo a execução das atividades para a implementação de um sistema de geração de energia fotovoltaica, baseado no estudo de viabilidade técnico e orçamentário, que possa suprir a totalidade ou maior parte possível da demanda energética de três residências identificadas como Residência A, B e C que serão apresentadas no decorrer deste documento.

Utilizando-se do estudo de viabilidade será efetivamente implementado o sistema de geração para se obter melhor desempenho respeitando-se todas as restrições e premissas.

3.2. IDENTIFICAÇÃO E ESCOLHA DO LOCAL

Para realização do projeto estudou-se três possíveis edificações sendo duas localizadas na cidade de Curitiba e a terceira na cidade de Guaratuba, ambas no Estado do Paraná.

Os dados específicos e as informações relevantes para o projeto e cálculos estão divididas de acordo com cada residência.

Inicialmente na Figura 15 é apresentada a localização da residência denominada como A indicando a orientação do telhado com relação ao norte geográfico, sendo a mesma localizada na cidade de Curitiba no estado do Paraná.

A Figura 15 foi obtida através do aplicativo do *Google Maps* inserindo-se o endereço e aproximando-se para melhor identificação do local. As duas linhas

traçadas em vermelho representam a indicação do norte geográfico e a orientação do telhado da residência com relação ao norte, ou seja, 29° a leste.

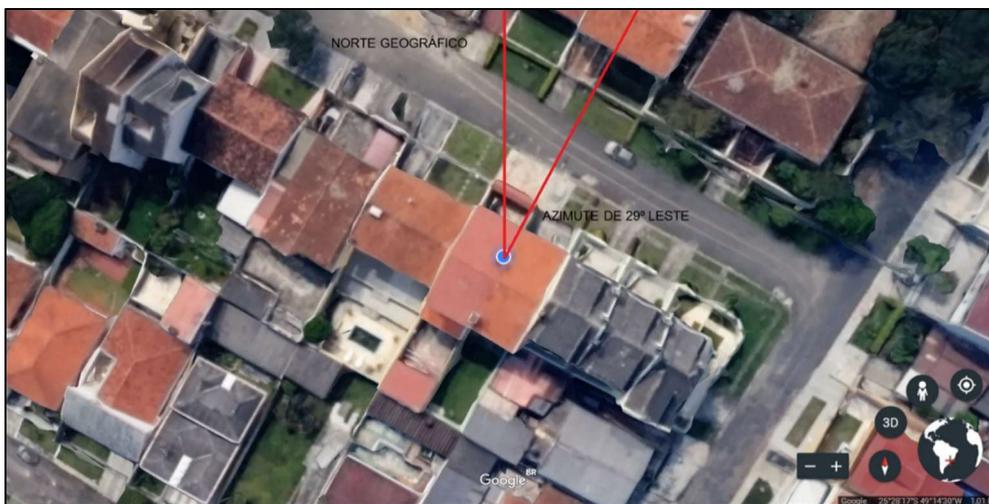


Figura 15: Localização da residência A e orientação azimutal do telhado.
Fonte: Adaptado do Google Maps (2017).

A seguir na Tabela 4 é apresentado o resumo das informações relativas a residência A incluindo os dados das coordenadas retirados do aplicativo *Google Maps*, área disponível calculada no local, orientação azimutal e inclinação do telhado que também foram obtidas no local com a utilização de GPS e trena.

Tabela 4: Localização da Residência A.

Coordenadas	25° 28' 17,61" Sul 49° 14' 30,67" Oeste
Área Disponível	Telhado 37,02 m ²
Azimute	29° Leste
Inclinação do Telhado	15,5°

Fonte: Autor.

Mais detalhadamente, na Figura 16, são mostrados os cálculos realizados para a determinação da inclinação correta do telhado da residência A.

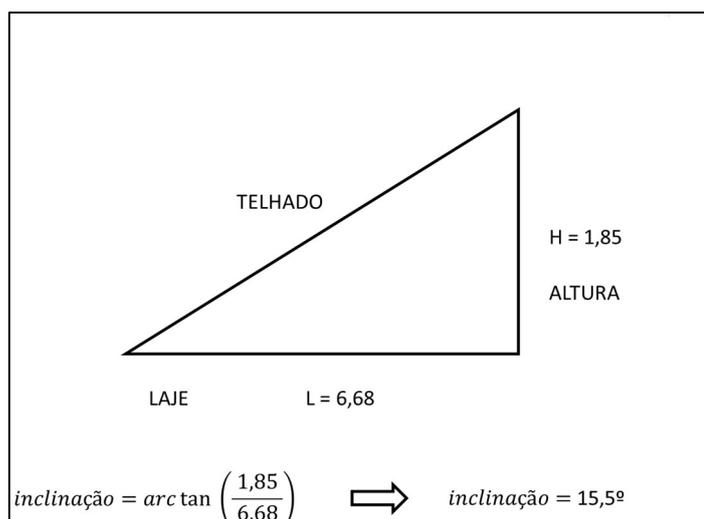


Figura 16: Inclinação do Telhado Residência A.
Fonte: Autor.

O segundo local possível para a instalação do sistema, denominado de residência B, está localizado na cidade de Guaratuba no litoral do estado do Paraná. As informações de disposição do telhado e orientação azimutal encontram-se na Figura 17 a seguir e foram obtidos exatamente da mesma forma que os da residência A.

Especificamente para esta residência, foram consideradas para efeito de análise inicial, as duas águas do telhado. Uma está posicionada a 99° a leste e a outra a 60° a oeste.

As linhas em vermelho indicam, além do norte geográfico a orientação azimutal das duas partes do telhado.



Figura 17: Localização da residência B e orientação azimutal dos telhados.
Fonte: Adaptado do Google Maps (2017).

A seguir é apresentada a Tabela 5 onde é mostrado o resumo das informações da residência B com os dados das coordenadas, área disponível, orientações azimutais dos telhados e inclinação do telhado.

Tabela 5: Localização da Residência B.

Coordenadas	25° 54' 52,18" Sul 48° 34' 33,68" Oeste
Área Disponível	Telhado 30,10m ²
Azimute	99° Leste ou 60° Oeste
Inclinação do Telhado	20,1°

Fonte: Autor.

Da mesma forma que para primeira residência foi calculada a inclinação do telhado e o resultado é apresentado na Figura 18 a seguir.

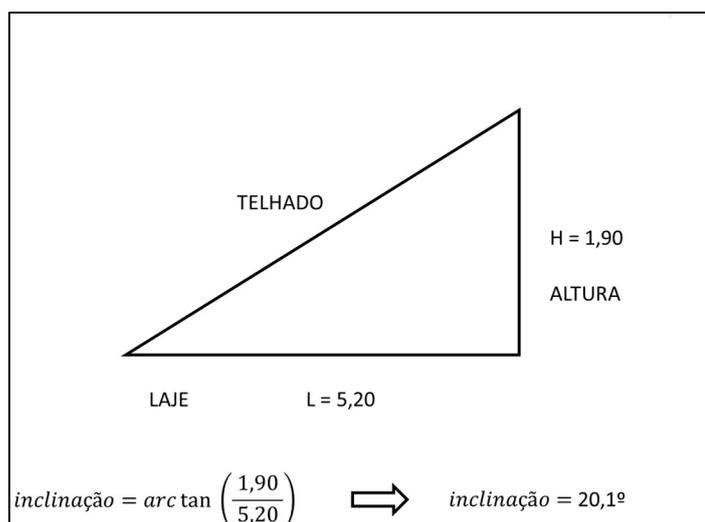


Figura 18: Inclinação do Telhado Residência B.

Fonte: Autor.

A terceira opção analisada para a instalação do sistema fotovoltaico também está localizada em Curitiba. Este local é muito próximo da opção A, porém as características de telhado diferem.

Os dados levantados do telhado e a sua localização geográfica são mostrados na Figura 19 a seguir.

Figura 20: Inclinação do Telhado Residência C**Fonte: Autor.**

Os dados coletados são importantes para embasar o processo decisório, porém outros critérios, que serão aprofundados posteriormente, devem ser igualmente avaliados.

Claramente, nenhum dos locais selecionados oferece as condições ideais de inclinação (latitude do local) e orientação azimutal (0°) para a instalação dos módulos do sistema conectado. Desta forma, caso a maximização dos recursos solares seja um objetivo, o projeto demandará de estruturas adicionais que proporcionem estas características.

3.3. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE IRRADIAÇÃO DOS LOCAIS

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico, ou mesmo a escolha do correto local de instalação, é influenciado por diversos fatores e uma correta avaliação do potencial energético solar do local é essencial. A determinação da quantidade de irradiação incidente sobre os módulos fotovoltaicos determina a quantidade de energia gerada.

Para determinar a irradiação em um local específico pode-se realizar medições próprias com a utilização de um instrumento específico chamado piranômetro. Neste caso é recomendável que sejam feitas medições no mínimo por um ano para traçar o perfil do recurso solar local, entretanto pode-se incorrer em desvios devido a variações em cada ano e isso poderia postergar a implantação, incorrendo em investimentos adicionais que podem inviabilizar a implantação do projeto.

Como critério decisório inicial para seleção do melhor local de implementação do sistema fotovoltaico, foram comparados valores de irradiação dos três locais utilizando as tabelas de irradiação no plano horizontal com dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2006.

Inicialmente realizou-se a transformação dos valores das coordenadas para fração de graus como mostrado na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7: Transformação das Coordenadas

	Latitude				Longitude			
	Graus	Minutos	Segundos	Fração de Graus	Graus	Minutos	Segundos	Fração de Graus
Residência A	25	28	17,61	25,47155833	49	14	30,67	49,24185278
Residência B	25	54	52,18	25,91449444	48	34	33,68	48,57602222
Residência C	25	28	17,98	25,47166111	49	14	28,81	49,24133611

Fonte: Autor

Com os valores das coordenadas transformadas em fração de graus, buscase as coordenadas dos pontos de medição solarimétrica mas próximos. Para isso foi usado o arquivo de irradiação horizontal global Atlas Brasileiro de Energia Solar como referência.

Os resultados para todas as residências encontram-se nas tabelas 8, 9 e 10 a seguir, sendo que a identificação do ponto mais próximo é indicada em negrito em cada uma das tabelas.

Inicialmente na Tabela 8 é mostrada a identificação do local próximo a coordenada da residência A na coluna central da tabela (25,43° sul e 49,27° oeste).

Tabela 8: Escolha do Local Próximo com Dados de Irradiação Residência A.

Residência A		Pontos Próximos - Banco de Dados Atlas Brasileiro				
Latitude	-25,47	-25,43	-25,43	-25,43	-25,42	-25,42
	Proximidade	-0,0416	-0,0416	-0,0416	-0,0516	-0,0516
Longitude	-49,24	-49,47	-49,37	-49,27	-49,18	-49,08
	Proximidade	0,2281	0,1281	0,0281	-0,0619	-0,1619

Fonte: Autor.

Na sequência na Tabela 9 é mostrada a identificação do local próximo a coordenada da residência B (25,94° sul e 48,55° oeste).

Tabela 9: Escolha do Local Próximo com Dados de Irradiação Residência B

Residência B		Pontos Próximos - Banco de Dados Atlas Brasileiro				
Latitude	-25,91	-25,67	-25,67	-25,76	-25,85	-25,94
	Proximidade	-0,2445	-0,2445	-0,1545	-0,0645	0,0255
Longitude	-48,58	-48,57	-48,47	-48,56	-48,56	-48,55
	Proximidade	-0,0060	-0,1060	-0,0160	-0,0160	-0,0260

Fonte: Autor.

Finalmente na Tabela 10 é mostrada a identificação do local próximo a coordenada da residência C, que por ser muito próxima a residência A, irá utilizar o mesmo ponto (25,94° sul e 48,55° oeste).

Tabela 10: Escolha do Local Próximo com Dados de Irradiação Residência C

Residência C		Pontos Próximos - Banco de Dados Atlas Brasileiro				
Latitude	25,47	-25,43	-25,43	-25,43	-25,42	-25,42
	Proximidade	-0,0416	-0,0416	-0,0416	-0,0516	-0,0516
Longitude	49,24	-49,47	-49,37	-49,27	-49,18	-49,08
	Proximidade	0,2281	0,1281	0,0281	-0,0619	-0,1619

Fonte: Autor.

Cada coordenada selecionada identifica um ponto onde existe a coleta e monitoramento dos valores de irradiação.

A consulta aos índices de irradiação nestas coordenadas nos resultam os valores mostrados na Tabela 11. Estes valores representam a irradiação de um dia típico durante o ano por metro quadrado de irradiação.

Como já comentado, as residências A e C usam o mesmo ponto e, por este motivo, os valores de referência são iguais (4,61 kWh/m²/dia)

**Tabela 11: Irradiação Solar nos pontos mais próximos das residências.
Global Horizontal kWh/m²/dia.**

	Latitude	Longitude	Irradiação Anual
Residência A	-25,43	-49,27	4,61
Residência B	-25,94	-48,55	4,26
Residência C	-25,43	-49,27	4,61

Fonte: Autor.

Apesar dos dados de irradiação, que são de extrema importância para o processo decisório, mostrarem que entre as três residências, a B não apresenta uma situação tão favorável quanto A e C, ainda existem outros critérios a serem considerados que serão abordados a seguir.

3.4. LEVANTAMENTO DA DEMANDA CONSUMIDA

Urbanetz (2010), indica que o levantamento da demanda a ser suprida é uma etapa mandatória para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Adicionalmente a característica de um sistema conectado permite que a energia elétrica gerada ser consumida no mesmo local é bastante interessante.

No caso das três residências, a obtenção do valor de energia consumida em cada residência foi realizada através das faturas mensais. Para que o comportamento do histórico de consumo refletisse o comportamento sazonal do consumo foi estipulado o período de 12 meses. A amostragem de dados utilizada foi de outubro de 2015 a setembro de 2016.

A Resolução 456/2000 da ANEEL estabelece os valores mínimos para cada perfil de unidade consumidora residencial. Para as unidades monofásicas e bifásicas com dois condutores, o valor em moeda corrente será o equivalente a 30 kWh, mesmo que não haja consumo. Para as unidades bifásicas a cobrança mínima será equivalente a 50 kWh, e para as unidades trifásicas o valor corresponderá a 100 kWh (ANEEL, 2000).

Para as três residências a entrada de energia é bifásica de 50 Amperes o que, portanto, posiciona as residências no grupo de consumidores que recebem a cobrança mínima equivalente a 50 kWh mensalmente. Sendo assim o valor potencial de redução de consumo deverá levar em consideração a diferença entre o total consumido e a taxa de disponibilidade equivalente a 50 kWh.

A sequência de tabelas a seguir mostra os valores de energia registrada, faturada e o que foi consumido além do mínimo em kWh mensalmente.

Na Tabela 12 encontram-se os valores de consumo registrados na residência A. A primeira coluna, Consumo Registrado, é a energia que a residência consumiu efetivamente. A coluna Consumo Faturado são os valores que foram cobrados, portanto, como todos os meses o consumo efetivo foi superior ao consumo mínimo as duas colunas são iguais. A coluna do consumo superior ao mínimo é a diferença entre o Consumo Registrado e o valor de 50 kWh. Nas duas últimas linhas a tabela traz os valores totais e médios de consumo para a residência A.

Tabela 12: Levantamento do Consumo Residência A em kWh.

Mês Ref.	Consumo Registrado	Consumo Faturado	Consumo superior ao mínimo
set/16	179	179	129
ago/16	181	181	131
jul/16	204	204	154
jun/16	205	205	155
mai/16	171	171	121
abr/16	180	180	130
mar/16	150	150	100
fev/16	127	127	77
jan/16	177	177	127
dez/15	186	186	136
nov/15	164	164	114
out/15	175	175	125
Total	2099	2099	1499
Média	175	175	125

Fonte: Adaptado do histórico de consumo da residência A.

Na Tabela 13 são mostrados os valores referentes a residência B. O histórico de consumo desta residência é distinto da anterior (A) uma vez que o consumo na maior parte de ano é inferior ao consumo mínimo de 50 kWh. Este comportamento se deve ao fato de que a residência B é utilizada com maior intensidade durante o período de verão.

Tabela 13: Levantamento do Consumo Residência B em kWh.

Mês Ref.	Consumo Registrado	Consumo Faturado	Consumo superior ao mínimo
set/16	33	50	0
ago/16	27	50	0
jul/16	44	50	0
jun/16	32	50	0
mai/16	32	50	0
abr/16	84	84	34
mar/16	226	226	176
fev/16	409	409	359
jan/16	148	148	98
dez/15	28	50	0
nov/15	11	50	0
out/15	48	50	0
Total	1122	1267	667
Média	94	106	56

Fonte: Adaptado do histórico de consumo da residência B.

A terceira residência (C) apresenta histórico de consumo semelhante a residência A e os valores estão presentes na Tabela 14.

Tabela 14: Levantamento do Consumo Residência C em kWh.

Mês Ref.	Consumo Registrado	Consumo Faturado	Consumo superior ao mínimo
set/16	252	252	202
ago/16	205	205	155
jul/16	297	297	247
jun/16	248	248	198
mai/16	233	233	183
abr/16	257	257	207
mar/16	196	196	146
fev/16	187	187	137
jan/16	230	230	180
dez/15	239	239	189
nov/15	232	232	182
out/15	202	202	152
Total	2778	2778	2178
Média	232	232	182

Fonte: Adaptado do histórico de consumo da residência C.

A comparação realizada entre os três levantamentos indica a residência C com o maior potencial de redução de consumo.

Como comentado anteriormente o levantamento da demanda a ser suprida, localização geográfica e características das residências (telhado) são extremamente importantes.

Nos próximos tópicos estes e outros também importantes critérios serão considerados na análise final.

3.5. CRITÉRIOS PARA ESCOLHA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

Naturalmente o principal critério para a determinar o local de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede é a maximização do rendimento do conjunto dos módulos fotovoltaicos otimizando tanto a inclinação quanto a orientação do conjunto gerador (RÜTHER, 2004).

O projeto leva em consideração não apenas a maximização de rendimento do conjunto, mas também outros critérios adicionais que podem ser determinantes na escolha da residência mais apropriada para a instalação do sistema.

Fatores importantes foram identificados com importantes para este projeto como o valor máximo de investimento, impacto deste investimento na valorização do imóvel, facilidade de acesso e deslocamento para realização de manutenção e

operação, estética, segurança dos equipamentos que compõem o sistema de geração e avaliação final das pessoas/proprietários.

Para a qualificação de cada uma das edificações perante os critérios que serão apresentados a seguir, foram atribuindo diferentes pesos para cada um dos critérios de escolha como mostrado na Tabela 15 a seguir.

Tabela 15: Classificação da Edificação – Critério

Classificação	Favorável	5
	Neutro	3
	Desfavorável	1

Fonte: Autor

Convencionou-se que um determinado item foi classificado como favorável quando a edificação favorece a execução do projeto sem comprometer outros critérios e neste caso recebe o valor 5. Análise similar pode ser considerada para as classificações denominadas de Neutro e Desfavorável que recebem os valores 3 e 1 respectivamente. Mais especificamente, se as condições da residência não influenciarem o critério de escolha recebe a qualificação intermediária (3) e de forma análoga a qualificação 1 quando a residência prejudica a escolha.

3.5.1. Relação dos Critérios Identificados para Escolha

- Irradiação Geral: Valores de irradiação anual nas coordenadas geográficas mais próximas das residências baseado nos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar;
- Geração x Consumo: Melhor relação entre a expectativa de geração de energia e o consumo de cada residência. Utilizando a maior quantidade de energia no local da geração;
- Espaço no Terreno: Existência de espaço para evitar a instalação em telhado;

- Telhado: Avaliação do telhado referente as características de inclinação e orientação que favoreçam a instalação dos módulos e também as condições de conservação para suportar a carga de peso extra;
- Investimento: O projeto tem um limite máximo de investimento e dependendo das características localização da residência o valor disponibilizado pode ser influenciado;
- Custo: Considerado não apenas os custos de implementação do projeto, mas também custos posteriores com manutenção e operação do sistema;
- Tempo de Execução: Duração do período de implementação;
- Segurança: Tanto dos módulos e inversor instalados como do possível aumento ao risco de violação das residências;
- Estética: Também baseada nas características de cada telhado sem alterar as características da residência;
- Parecer do Proprietário: Como são residências de diferentes proprietários os respectivos pareceres foram considerados;
- Normas da Concessionária: Atendimento as normas sem profundas alterações de projeto;

3.5.2. Resultado da Análise de Escolha da Residência

Cada residência foi avaliada de acordo com os critérios relacionados no item 3.5.1 e o resultado resumo está presente na Tabela 16 a seguir.

Tabela 16: Escolha do Local de Instalação

Critério		Residência			
Número	Descrição	A	B	C	
1	Irradiação	5	3	5	
2	Geração x Consumo	3	1	5	
3	Espaço no Terreno	1	5	1	
4	Telhado	Azimute	3	1	3
		Inclinação	3	3	5
		Obstáculos	3	1	1
		Condições	5	1	3
5	Investimento	Impacto	5	3	5
		Valorização	5	5	5
6	Custo	Instalação	5	1	3
		Operação	5	1	5
		Manutenção	5	1	5
7	Tempo de Execução	5	1	3	
8	Segurança	3	1	3	
9	Estética	5	5	5	
10	Parecer do Proprietário	5	5	3	
11	Normas da Concessionária	5	5	5	
Totalização		71	43	65	

FONTE: Autor

Para uma melhor avaliação do resultado encontrado anteriormente na Tabela 16, passa-se a detalhar os critérios mais relevantes.

As residências A e C tem localização muito próximas e, portanto, os valores de irradiação são iguais e superiores ao da residência B, como calculadas em 3.3 anteriormente, que está localizada em outro município.

O segundo critério identifica que o maior consumo entre as residências é verificado em C, onde o levantamento feito em 3.4 deste documento demonstra um consumo mensal médio de 232 kWh. A residência B, por outro lado, apresenta um consumo alto apenas durante o verão.

Critério de extrema relevância para a seleção é a avaliação das características do telhado. A residência B é mais antiga e, portanto, seu telhado necessita de uma manutenção constante e, além disso, é a que apresenta a orientação mais desfavorável, em qualquer uma das águas, como demonstrado no item 3.2 anteriormente. Adicionalmente existem edificações a leste e a oeste que podem proporcionar períodos diários de sombreamento.

Por outro lado, as residências A e C apresentam características iguais de orientação, 29° leste. A grande diferença está na inclinação, onde C, apresenta uma inclinação próxima à da latitude de Curitiba (25°) enquanto a residência A é de apenas 15,5°.

No quesito obstáculos que possam prejudicar a geração, verificados na Figura 21 obtida de uma edificação próxima e mais alta, que a residência C tem uma edificação vizinha mais alta e existem árvores muito próximas.

A residência A praticamente não apresenta potenciais períodos de sombreamento durante o dia, apesar de também possuir edificações ao seu redor.

Sobre o tema da influência do sombreamento, Rütther (2010) aponta como uma questão crítica. Como a maioria dos módulos é composto por células fotovoltaicas ligadas em série, uma pequena sombra em uma dessas células, alteram a performance do conjunto (RÜTHER, 2010).

Neste caso da residência B os obstáculos naturais, como as árvores, e a edificações podem influenciar.

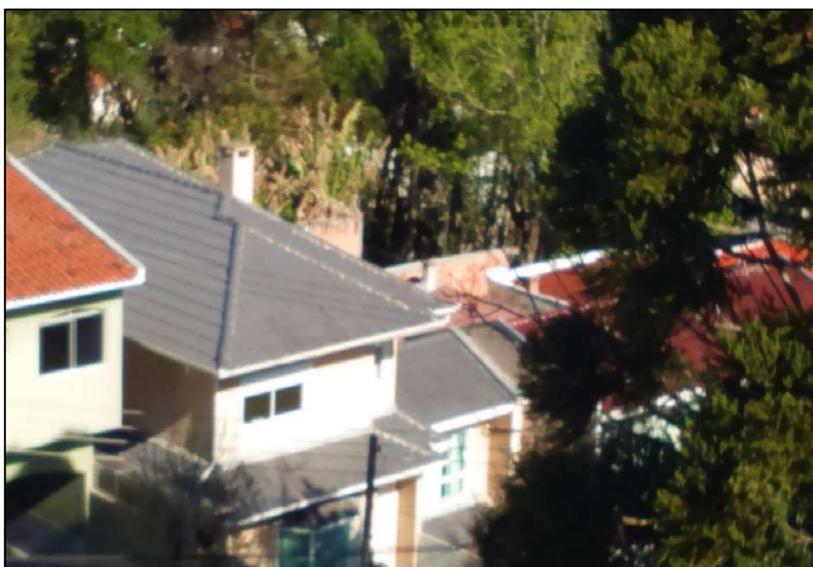


Figura 21: Características do telhado da residência C (obstáculos).
Fonte: Autor.

Os itens 5 e 6 da Tabela 16 estão relacionados e foram avaliados de forma conjunta. A residência B, como já comentado, localiza-se em um município diferente

e este fato traz a variável de custos com deslocamento durante o período de implantação e posteriormente com eventuais manutenções. Da mesma forma o item 7, tempo de execução, é influenciada pela variável distância. A comparação entre as residências A e C difere entre si, pois, a primeira tem acesso ao telhado simples através de poço de luz ao passo que C só possibilita acesso externo.

Os critérios de 8 a 11 tem avaliação entre a residência de forma igual, não interferindo de forma significativa na avaliação final, com exceção do item 10. O proprietário das residências B e C é o mesmo, que por sua vez tem o parecer favorável pela instalação no endereço de B.

3.6. DEFINIÇÃO DO LOCAL DO PROJETO

Como resultado do estudo de escolha da residência mais adequada para a instalação do sistema de microgeração distribuída, suprimindo parcialmente ou a totalidade da demanda das três residências, é a edificação denominada como residência A mostrada na Figura 22. Foi selecionada totalizando 71 pontos entre os critérios estabelecidos. Detalhes da localização da residência já foram compartilhadas no item 3.2 do documento.



Figura 22: Residência A selecionada para o Projeto
Fonte: Autor.

A residência selecionada possui uma área útil de telhado frontal de 37,70 m² com azimute 29° leste e inclinação de 15,5°.

Como verificado na Figura 22, existe uma edificação lateral, que sugere uma zona de sombra pela manhã restringindo a área de instalação na divisa das duas residências. Adicionalmente, na parte superior do telhado, existe um poço de luz que também dá acesso ao telhado. Ambos os pontos levantados restringem a área útil do telhado em 20 m². Como consequência, a potencial geração do projeto deve considerar esta área para instalação dos módulos.

3.7. CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO SOLAR (H_{TOT})

Inicialmente serão retomados os dados fundamentais para o cálculo da quantidade de irradiação total do local selecionado considerando todas as características físicas de telhado e localização do imóvel.

Na Tabela 17 são mostradas as coordenadas mais próximas do ponto de coordenadas 25,47° de latitude sul e 49,24° da longitude oeste, local que os valores de irradiação foram utilizados.

Tabela 17: Coordenadas Geográficas Residência A.

	Latitude	Longitude
Residência A	-25,43	-49,27

Fonte: Autor.

Os valores mensais de irradiação encontrados na Tabela 18 a seguir indicam valores de irradiação de um dia típico dos respectivos meses e também a média diária anual de 4,61 kWh/m² no plano horizontal.

Tabela 18: Irradiação Incidente no Plano Horizontal em kWh/m².

MÊS	IRRADIAÇÃO
JAN	5,67
FEV	5,47
MAR	5,05
ABR	4,12
MAI	3,29
JUN	3,08
JUL	3,28
AGO	4,21
SET	4,30
OUT	5,02
NOV	5,97
DEZ	5,92
ANUAL	4,61

Fonte: Adaptado de Pereira *et al.*, (2006).

Este valor de irradiação não considera as condições reais do telhado da residência e, portanto, se faz necessário o cálculo da irradiação com o posicionamento dos módulos de acordo com a inclinação e orientação do telhado, o que é demonstrado no item seguinte.

3.8. VARIAÇÃO DA INCLINAÇÃO E DO AZIMUTE DOS MÓDULOS

Neste item do trabalho é feito o cálculo da irradiação com o posicionamento dos módulos no plano de inclinação de 16° (15,5°) com uma orientação com relação ao norte de 29° a leste.

Esta foi uma das premissas do projeto para objetivar a minimização dos custos de execução assim como o tempo de execução do projeto e facilitar a aprovação junto aos proprietários.

A ferramenta utilizada para a obtenção dos valores de irradiação com a variação das inclinações e do ângulo azimutal foi o Radiasol, software disponibilizado pela UFRGS para fins acadêmicos.

Inicialmente foi criada a estação chamada de TCC 2017 com as coordenadas 25,43 Sul de Latitude e 49,27 Oeste de Longitude com os valores de irradiação obtidos no arquivo Global Horizontal do Atlas Brasileiro de Energia Solar e já compartilhados anteriormente na Tabela 18. O resultado desta configuração é mostrado na Figura 23.

Figura 23: Configuração Inicial do Radasol
Fonte: Adaptado UFRGS (2017)

Adicionalmente na Figura 24 são mostradas as configurações relativas ao albedo no solo e o modelo de radiação difusa consideradas no *software*.

Figura 24: Configurações Radasol
Fonte: Adaptado UFRGS (2017).

O resultado que o *software* apresenta para a configuração de azimute e inclinação do telhado é mostrado na Figura 25. As barras representam as irradiações diárias médias em cada mês e a anual em kWh/m².

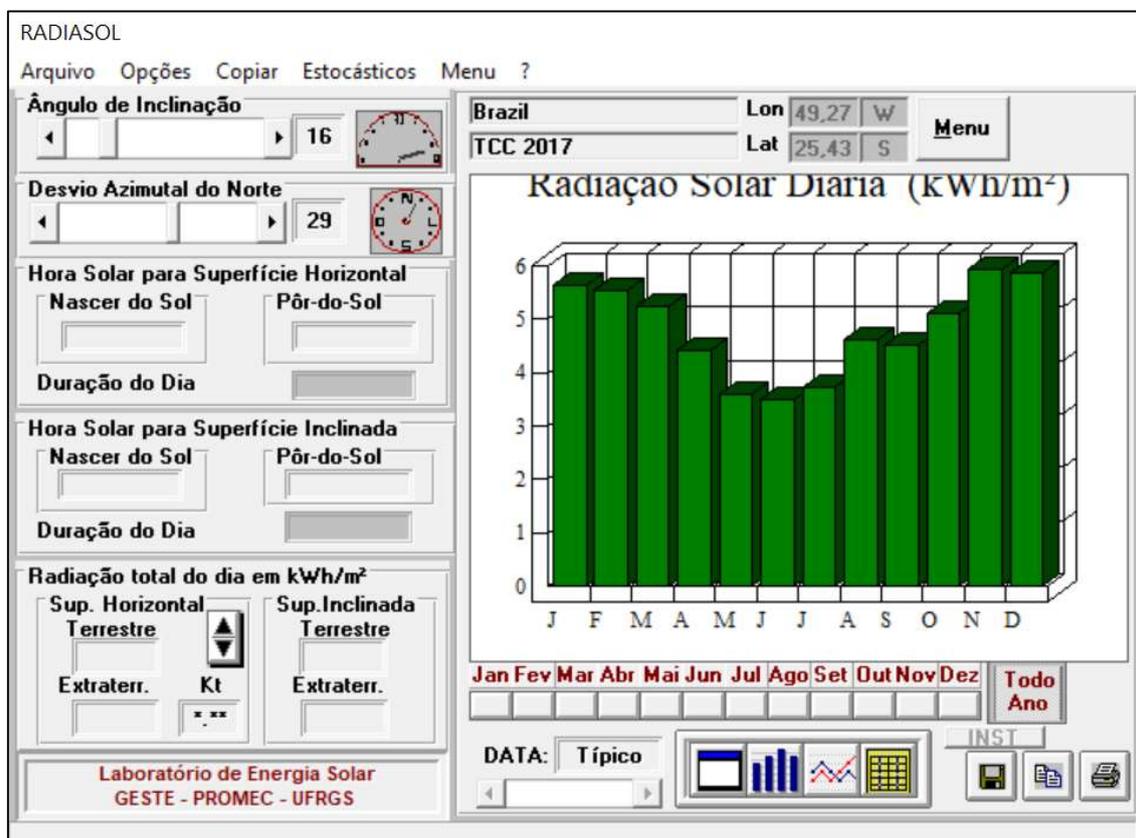


Figura 25: Irradiação Solar Mensal Diária (kWh/m²) no Plano do Projeto.
Fonte: Adaptado UFRGS (2017)

Exportando os dados do software em forma de tabela obteve-se a Tabela 19 a seguir. Pode-se admitir que, de acordo com os dados históricos de radiação, um dia típico de um ano no ponto considerado, com os módulos posicionados a 16° de inclinação com relação a horizontal e orientados a 29° para leste do Norte, apresenta em média 4,81 kWh/m². A mesma análise pode ser feita para os valores mensais e, como esperado, percebe-se que durante os meses de inverno a irradiação é menor do que nos meses de verão.

Tabela 19: Irradiação Solar Diária (kWh/m²) no Plano do Projeto

MÊS	IRRADIAÇÃO
JAN	5,63
FEV	5,51
MAR	5,25
ABR	4,42
MAI	3,62
JUN	3,50
JUL	3,70
AGO	4,65
SET	4,51
OUT	5,12
NOV	5,94
DEZ	5,85
ANUAL	4,81

Fonte: Adaptado do Software Radasol (2017)

Para efeito de análise comparativa entre os valores encontrados na Tabela 19 e o posicionamento ideal dos módulos, ou seja, orientação norte e inclinação igual a latitude do local de instalação (25°), obtém-se a Tabela 20 a seguir.

Tabela 20: Irradiação Solar Diária (kWh/m²) variando Inclinação e Azimute

		AZIMUTE	
		0	29
INCLINAÇÃO	16		4,81
	25	4,87	

Fonte: Adaptado do Software Radasol (2017)

Os valores apresentados mostram que o ganho de rendimento, para este projeto, alterando-se as características do telhado para a orientação ideal, é aproximadamente 1% (1,15%) e, portanto, não justificando nenhuma alteração.

3.9. DETERMINAÇÃO DA DEMANDA A SER SUPRIDA

O levantamento do consumo de cada residência já foi mostrado anteriormente. Ele servirá de base para a determinação da quantidade de energia que

deverá ou poderá ser suprida com a instalação do sistema fotovoltaico na residência A.

Para utilização da energia gerada, não apenas no local da própria geração, mas também acessando o sistema de distribuição de energia elétrica e compensando em outro local, deve-se seguir o normatizado pela ANEEL através da Resolução Normativa - REN nº 482, de 17/04/2012, que estabeleceu as condições gerais da geração distribuída (ANEEL, 2012).

Resgatando os valores de consumo, obtêm-se a Tabela 21 a seguir. O conteúdo mostra a totalização de energia consumida anual de cada uma das residências e a média mensal. A linha, Consumo Superior ao Mínimo, identifica a quantidade de energia consumida acima dos 50 kWh.

Tabela 21: Valores Anuais de Demanda por Residência

	Residência A		Residência B		Residência C	
	Total	Média	Total	Média	Total	Média
Consumo Anual	2099	175	1122	94	2778	232
Consumo Registrado Anual	2099	175	1267	106	2778	232
Consumo Superior ao Mínimo Anual	1499	125	667	56	2178	182

Fonte: Adaptado do histórico de consumo das residências.

A seguir as possíveis composições são feitas para dimensionar o quanto de energia poderá ser suprida, porém, como a residência A foi escolhida como a mais adequada para a instalação, descartou-se as possibilidades de composição sem ela.

O estudo de composição utilizou a soma das médias mensais de demanda e a demanda média diária de cada residência para análise. Foram estabelecidas três possíveis combinações como mostrado na Tabela 22 a seguir.

Tabela 22 Valores Médios Mensais e Diários em kWh

Composição	Consumo em 12 meses	Consumo Diário
A B C	363	12,10
A B	181	6,02
A C	307	10,23

Fonte: Adaptado do histórico de consumo das residências.

Determinado as três possíveis composições de consumo e levantado o potencial de irradiação no local selecionado, pode-se determinar a quantidade de

módulos necessários para cada uma das situações. O item a seguir compartilha os cálculos executados.

3.10. CÁLCULOS DO DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS

A fórmula para a obtenção da quantidade de energia fotovoltaica necessária e por consequência o dimensionamento do conjunto fotovoltaico, já foi mostrada no 2.4.2 anteriormente. A equação a seguir é a mesma Equação 4, porém isolando a Potência Fotovoltaica.

$$P_{fv} = \frac{E \cdot G}{PR \cdot H_{TOT}}$$

Onde:

E: energia elétrica diária média (Wh/dia);

P_{fv}: potência fotovoltaica de pico instalada (Wp);

H_{TOT}: irradiação solar diária média para a localidade em questão, (Wh/m². dia);

PR: *Performance Ratio*, tipicamente entre 70 e 80%;

G: irradiância nas condições padrão de teste (1.000 W/m²).

A performance do conjunto (PR) admitiu-se um valor intermediário de 75%, para os valores de energia foram considerados as três composições mostradas na Tabela 22 e o valor de irradiação foi considerado 4,81 kWh/m² dia como mostrado na Tabela 20, considerando inclinação de 16° e orientação de 29° a leste. O resultado dos cálculos está sendo compartilhado a seguir na Tabela 23.

Tabela 23: Potência Fotovoltaica necessária para cada composição

	P _{fv} (kWp)	Energia (kWh)	H _{TOT} (kWh/m ² .dia)	PR	G
A B C	3,36	12,10	4,81	0,75	1,00
A B	1,67	6,02	4,81	0,75	1,00
A C	2,84	10,23	4,81	0,75	1,00

Fonte: Autor.

Naturalmente, cada uma das diferentes composições define uma diferente necessidade de potência fotovoltaica, sendo necessária 3,36 kWp para o maior consumo somando-se as três residências, 1,67 kWp para o consumo de A e de B e finalmente 2,84 kWp para a composição da residência A e C.

Prosseguindo no dimensionamento do sistema de geração determinou-se a quantidade de módulos necessários tomando-se como base as potências comerciais disponíveis. Com a identificação da quantidade pode-se determinar a área de telhado necessária que será confrontada com a área de telhado disponível.

O detalhamento das características físicas e elétricas do módulo selecionado será detalhada posteriormente, porém para esta etapa do projeto, é necessário utilizar a informação de potência (250W), as informações de dimensão (comprimento e largura de 1,636 e 0,992 metros respectivamente) do módulo selecionado (policristalino da marca ELCO HP 250P).

Resgatando a Equação 3, porém isolando a quantidade de módulos em função da potência do sistema e individual do módulo para obter o número de módulos necessários.

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{fv}}{P_{\text{módulo}}}$$

Na Tabela 24 a seguir é mostrada a quantidade de módulos de 250 W necessários para suprir a potência fotovoltaica estipulada para cada composição, sendo 13 módulos para a composição com as três residências, 7 para A e B e 11 para a última opção, A e C. Adicionalmente na Tabela 24 também é mostrada qual a área necessária de telhado para cada uma das situações, considerando os dados do fabricante do módulo, a área individual é de 1,62 m².

Tabela 24: Dimensionamento do Número de Módulos e Área Necessária

	P _{fv} (kWp)	P. módulo (kW)	N. módulos	A. Módulo (m ²)	Área (m ²)
A B C	3,36	0,25	13	1,62	22
A B	1,67	0,25	7	1,62	11
A C	2,84	0,25	11	1,62	18

Fonte: Adaptado de ELCO HR-250P (2016).

Como conclusão parcial, a configuração com as três residências não será uma opção pois, como determinado anteriormente, a área disponível máxima foi delimitada em 20 m² devido às restrições do telhado da residência A.

3.11. ESPECIFICAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O módulo selecionado para o projeto utiliza a tecnologia policristalina do fabricante Elco do modelo HP 250P de 250 W de potência. As características elétricas estão mostradas na Figura 26 a seguir. Adicionalmente, os módulos são certificados pelo INMETRO sob o registro 000687/2014 (INMETRO, 2016).

Maiores detalhes sobre as características técnicas do módulo selecionado estão presentes no Memorial Descritivo (Anexo A) apresentado a concessionária para aprovação do acesso. Adicionalmente, o detalhamento do arranjo fotovoltaico, com as interligações entre os módulos, definido em conjunto com a especificação do inversor, também fazem parte do Memorial Descritivo.

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	
Condições Padrões de Teste (*STC)	
Máxima potência	250W
Tensão de máxima potência	29,98V
Corrente de máxima potência	8,34A
Tensão de circuito aberto	37,41V
Corrente de curto-circuito	8,79A
<small>*STC: Espectro de massa de ar 1.5, Irradiação de 1000W/m², Temperatura de célula 25°C</small>	
Temperatura Nominal de Operação da Célula (*NOCT)	
Máxima potência	180,4W
Tensão de máxima potência	27,7V
Corrente de máxima potência	6,51A
Tensão de circuito aberto	34,1V
Corrente de curto-circuito	7,11A
<small>*NOCT: Espectro de massa de ar 1.5, Irradiação de 800W/m², Temperatura ambiente 20°C, Velocidade do vento 1m/s</small>	
Coeficiente de Temperatura (Pm)	-0,44%/°C
Coeficiente de Temperatura (Voc)	-0,32%/°C
Coeficiente de Temperatura (Isc)	+0,055%/°C
Temperatura Nominal de Operação da Célula	45°C ± 3°C
Tolerância de saída	0 ~ 5W

Figura 26: Características Elétricas do Módulo Elco 250 (HP 250P)
Fonte: Adaptado do Catálogo do Fabricante Elco (2016).

Na Figura 27 são mostradas as informações sobre as características mecânicas que também foram consideradas para o projeto.

CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS	
Célula (mm)	156x156 Policristalino
Dimensões (C x L x A)	1636x992x45 mm
Peso	19,5 kg
Bitola do cabo de conexão	4 mm ²
Num. de células e conexões	60(6x10)
Num. de diodos	3
QUALIFICAÇÃO	
Eficiência do módulo	15,40%
Tensão Máxima do Sistema	1000Vcc
Fusível Máximo em Série	15A
Carga Máxima	2400Pa

Figura 27: Características Mecânicas do Módulo Elco 250 (HP 250P)
Fonte: Adaptado do Catálogo do Fabricante Elco (2016).

3.12. ESCOLHA DO INVERSOR

De acordo com a norma da concessionária local do estado, COPEL, os inversores a serem utilizados para um sistema fotovoltaico devem atender ao estabelecido nas normas ABNT NBR IEC 62116. A escolha inicial do inversor deve levar em consideração a lista de inversores certificados pelo INMETRO.

Como levantado as premissas iniciais do projeto, o valor de investimento foi um critério bastante importante. O inversor é, certamente, um dos componentes mais importantes e por consequência representa uma boa parcela do investimento total.

O dimensionamento do inversor, entre outros critérios, deve seguir a potência entregue pelo conjunto de geração fotovoltaico, uma vez que para este caso tem-se como restrições a área disponível de telhado. Resgatando a conclusão parcial do item 3.10, as duas opções possíveis para o projeto é suprir o consumo de A e B ou A e C. Na Tabela 25 é determinado o dimensionamento inicial do inversor.

Tabela 25: Escolha do Inversor Parte 1.

	N. módulos	P. módulo (kW)	P. arranjo (kW)	Inversor (kW)
A B	7	0,25	1,67	2,00
A C	11	0,25	2,83	3,00

Fonte: Autor.

Cada opção indica uma potência de inversor diferente, porém ambos ficam subdimensionados utilizando 7 e 11 módulos respectivamente. Para um melhor aproveitamento da potência nominal do inversor, foi incluído um módulo adicional de 250 W para cada configuração. O resultado é mostrado na Tabela 26 a seguir que também indica o incremento de área necessária com o aumento do número de módulos em cada cenário.

Tabela 26: Escolha do Inversor Parte 2.

	N. módulos	P. módulo (kW)	Inversor (kW)	A. Módulo (m ²)	Área (m ²)
A B	8	0,25	2,00	1,62	13
A C	12	0,25	3,00	1,62	19

Fonte: Autor.

Ambas as situações se apresentam tecnicamente viáveis sendo que a opção de suprimento do consumo de A e C a mais ajustada do ponto de vista de aproveitamento dos recursos e de performance do conjunto. Por outro lado, durante a fase de orçamentos dos componentes do sistema, esta opção utilizando um inversor de 3,0 kW com 12 módulos ultrapassou o valor de investimento proposto e, portanto, a opção escolhida foi a utilização do inversor de 2,0 kW com 8 módulos fotovoltaicos de 250 W.

O inversor selecionado foi o ABB UNO 2.0-I-OUTD-S que atende todos os requisitos técnicos dos órgãos regulamentadores, certificado pelo INMETRO sob o número 005942/2015, conforme Figura 28 e apresenta custo compatível perante o total do investimento.

A Registro 005942/2015 Data Concessão 20/10/2015 Validade 20/10/2019					
Razão Social ABB LTDA - 61.074.829/0087-01				Número de certificado Não aplicável	
Endereço Rodovia Senador Jose Ermirio de Moraes, km 11, Sem número Cep:18087125 Aparecidinha - Sorocaba - SP				Telefone (15) 3330.6546	
E-mail bruno.monteiro@br.abb.com					
Objeto/Produto					
Programa de Avaliação da Conformidade: Sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)					
Portaria: 4 de 04/01/2011					
Nome de Família: Inversor Fotovoltaico ABB UNO 2.0-I-OUTD-S					
Data	Alteração	Marca	Modelo	Descrição	Código de barras
20/10/2015	Incluido	ABB	UNO 2.0-I-OUTD-S	Inversor Fotovoltaico Monofásico 2,0 kW com Transformador Isolador e Seccionamento CC	

Figura 28: Registro INMETRO Inversor ABB UNO 2.0-I-OUTD-S.
Fonte: Adaptado INMETRO (2015).

Maiores detalhes sobre as características técnicas do inversor estão presentes no Memorial Descritivo apresentado a concessionária para aprovação do acesso e que faz parte dos Anexos.

3.13. CONFIGURAÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

Conforme comentado no item 2.3.1 da parte teórica, a interligação entre os módulos pode ser realizada em série, em paralelo ou uma combinação entre as duas com a finalidade de determinar os valores de tensão e corrente mais adequados para operar com o inversor.

Na Tabela 27 a seguir são mostrados os valores mais importantes de tensão e corrente considerando as condições padrão de teste dos módulos (STC), ou seja, espectro de massa de ar de 1,5, irradiação de 1.000 W/m² e temperatura da célula de 25° C.

Tabela 27: Valores de Tensão e Corrente do Módulo.

	Módulo ELCO (HP250P)
Tensão de Máxima Potência	29,98 V
Corrente de Máxima Potência	8,34 A
Tensão de Circuito Aberto	37,41 V
Corrente de Curto Circuito	9,79 A

Fonte: Adaptado do Catálogo dos Fabricantes ELCO (2016).

Os dados técnicos do inversor fazem parte do Anexo A (Memorial Descritivo) onde podem-se extrair as informações importantes de tensão e corrente mostrados na Tabela 28.

Tabela 28: Valores de Tensão e Corrente do Inversor.

	Inversor ABB UNO 2.0
Tensão de Entrada Nominal	360 V
Corrente Máxima	12,5 A
Corrente de Curto Circuito	15,0 A
Range de Tensão MPPT	200 - 470 V
Eficiência Máxima	96,3%

Fonte: Adaptado do Catálogo dos Fabricantes ABB (2016).

O diagrama da configuração escolhida para os módulos está representado a seguir na Figura 29 na qual são mostrados os 8 módulos ligados em série. O conjunto resulta em um valor de tensão de 299,84 Volts que está dentro do range de tensão de MPPT do inversor selecionado (200 a 470 V). Analisando os valores máximos de corrente do arranjo, verificou-se o valor de 8,34 Amperes também está dentro do limite suportado pelo inversor de 12,5 Amperes.

Comparando com os valores de tensão e corrente do inversor verificou-se que o arranjo com 8 módulos em série atende as características do inversor.

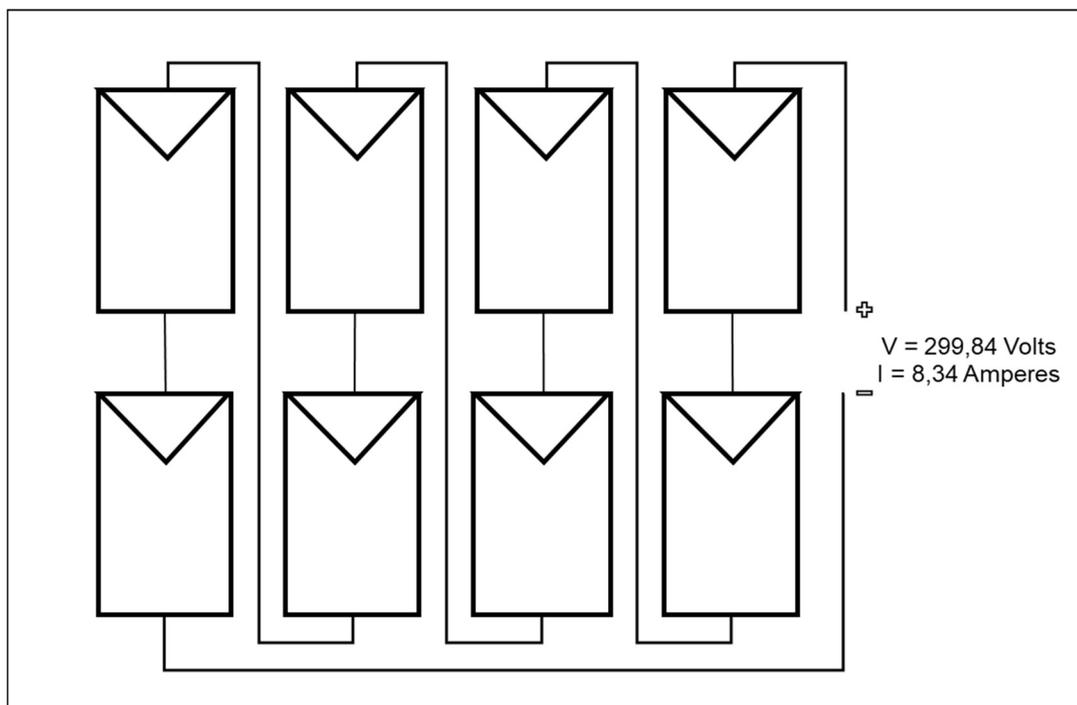


Figura 29: Arranjo Fotovoltaico do Projeto
Fonte: Autor

Os valores mostrados na Figura 29 de tensão e corrente consideram as condições STC das células.

3.14. EXPECTATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Com o dimensionamento do arranjo fotovoltaico e a especificação do inversor pode-se estimar a quantidade de energia elétrica gerada pelo sistema implantado.

Recuperando do item 2.4.2 do referencial teórico a equação 4, onde, considerando a potência do arranjo fotovoltaico (P_{fv}) de 2,0 kW, a performance típica do sistema de 75%, a irradiância de teste G de 1 kW/m^2 e a irradiação diária mensal conforme a Tabela 19 obtêm-se os valores de geração esperada por mês de acordo com a Tabela 29 mostrada a seguir.

Tabela 29: Expectativa Mensal de Geração de Energia

	Energia kWh/mês
JAN	261,93
FEV	231,59
MAR	243,94
ABR	198,77
MAI	168,28
JUN	157,68
JUL	171,96
AGO	209,34
SET	203,13
OUT	237,85
NOV	267,35
DEZ	272,16
ANUAL	216,41

Fonte: Autor

Realizando os cálculos de forma análoga para a expectativa de geração anual do projeto, determina-se que em média o mês gerará 216 kWh o que resulta em uma geração anual totalizada de 2.592 kWh.

4. EXECUÇÃO

Este capítulo objetiva relatar a sequência das atividades executadas para a conexão do sistema fotovoltaico a rede de distribuição. Inicia-se com a solicitação de acesso, obtenção da aprovação, compra dos equipamentos e acessórios, instalação e comissionamento, vistoria, conexão do sistema e monitoramento dos resultados. Todas as etapas da execução estão acompanhadas dos problemas encontrados e possíveis alternativas para evitar futuros problemas.

4.1. SOLICITAÇÃO DE ACESSO E PARECER DE ACESSO

A Solicitação de Acesso foi realizada de acordo com o descrito anteriormente e com total alinhamento a norma NTC 905100 da distribuidora local (COPEL).

A solicitação foi encaminhada por e-mail (medição.projetos@copel.com) no dia 3/8/2016 contendo as seguintes informações:

- ART de Projeto e Execução;
- Memorial Descritivo com a inclusão do Diagrama Unifilar;
- Registro no IMETRO do Inversor (site INMETRO);
- Dados para registro na ANEEL (arquivo fornecido pela ANEEL);
- Formulário de Solicitação de Acesso;
- Formulário com unidades participantes do sistema de compensação;

O Memorial Descritivo contendo todas as informações técnicas solicitadas pela concessionária está disponibilizada como anexo A deste documento.

Os maiores problemas encontrados na fase de solicitação se acesso foram basicamente temas relacionados a comunicação com a concessionária. Inicialmente a concessionária não recebeu a solicitação devido a limitações dos servidores de e-mail e posteriormente a documentação teve que ser reenviada em formato PDF.

Adicionalmente algumas solicitações de alteração no Memorial Descritivo foram realizadas pelo corpo técnico de aprovação.

Cronologicamente, a solicitação foi realizada no dia 3/8/2016 e no dia 20/09/2016 o Parecer de Acesso assinado com firma reconhecida foi entregue em uma agência da concessionária. No dia 11/10/2016 foi feita a solicitação de vistoria através do e-mail (medição.vistoria@copel.com) a qual foi agendada e realizada no dia 14/10/2016. A partir deste dia o sistema foi conectado à rede da concessionária.

4.2. SEQUÊNCIA DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÃO

A sequência das atividades para a instalação do sistema de geração fotovoltaica está descrita a seguir. Inicialmente na Figura 30 é mostrado o telhado da residência A selecionada para a instalação dos módulos fotovoltaicos.



Figura 30: Telhado da Instalação dos Módulos
Fonte: Autor

O sistema de fixação dos módulos fotovoltaicos selecionado é composto de estrutura metálica de ferro galvanizado com perfil em U e o kit de fixação tipo anzol conforme detalhado no Anexo A (Memorial Descritivo). Na Figura 31 a seguir é detalhado o sistema de fixação entre o suporte metálico e a estrutura de madeira do

telhado. Devido a características específicas do telhado foi necessária a confecção de suportes mais longos (2 cm ajustáveis) para o perfeito acabamento e sustentação do conjunto.



Figura 31: Suporte Metálico de Fixação dos Módulos
Fonte: Autor

Durante as instalações do sistema o telhado foi substituído, porém esta troca não foi prevista e nem ocorreu devido a requisitos de projeto. Na Figura 32 é mostrado o início da fixação dos suportes da estrutura metálica já com a substituição das telhas em andamento.



Figura 32: Início da Fixação da Estrutura Metálica
Fonte: Autor.

Na Figura 33 a seguir é mostrada a instalação do perfil em U, que sustenta o primeiro conjunto de 4 módulos, da estrutura metálica.

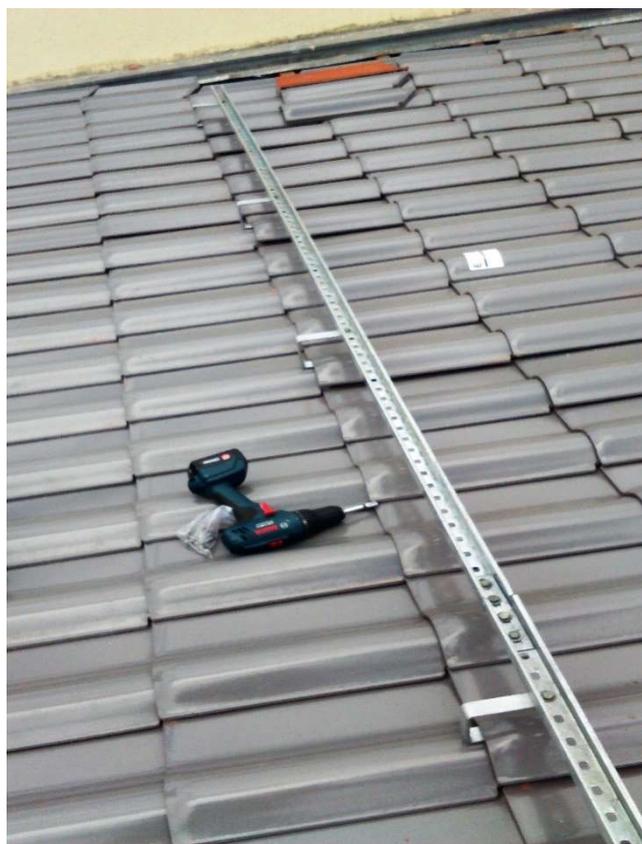


Figura 33: Instalação dos Perfis da Estrutura Metálica
Fonte: Autor

Cada conjunto de 4 módulos é sustentado por dois conjuntos de fixação como mostrado na Figura 33 anteriormente. Na Figura 34 a seguir é mostrado o posicionamento dos primeiros módulos na estrutura de fixação.



Figura 34: Instalação dos Primeiros Módulos Fotovoltaicos
Fonte: Autor

Na Figura 35 a conclusão do posicionamento, alinhamento e fixação dos 4 primeiros módulos fotovoltaicos é mostrado.



Figura 35: Instalação dos 4 Primeiros Módulos
Fonte: Autor

Finalmente na Figura 36 é mostrado o sistema de geração com 8 módulos fotovoltaicos instalados, sendo 4 posicionados na parte superior do telhado e 4 na parte inferior. Posteriormente, após o término da instalação e configuração do inversor os 8 módulos foram interligados em série.



Figura 36: Conjunto Fotovoltaico do Projeto
Fonte: Autor

Conforme apresentado no Anexo A (Memorial Descritivo) a instalação de CC utilizou fiação de 4 mm², a mesma fornecida juntamente com módulos, e as conexões foram feitas com conectores tipo MC4, fornecidos juntamente com os módulos e inversor. Na Figura 37 a seguir são mostrados dois pares de conectores utilizados nas instalações.



Figura 37: Conectores Macho-Fêmea Tipo MC4
Fonte: Autor.

Após o término das atividades relacionadas a passagem da fiação e confecção dos conectores foi iniciada a fixação do inversor no local escolhido de acordo com a orientação descrito no manual de instalação. Na Figura 38 a seguir são mostrados todos os componentes necessários para esta instalação.



Figura 38: Kit de Instalação do Inversor ABB 2.0 UNO
Fonte: Autor

A colocação do suporte em nível e a fixação do suporte do Inversor é mostrado na Figura 39 a seguir.



Figura 39: Suporte de Fixação do Inversor ABB 2.0 UNO
Fonte: Autor.

A próxima etapa da execução do projeto realizada foi a instalação das proteções do inversor (*String Box*). Na Figura 40 a seguir são mostradas as conexões internas, com a entrada CC (fiação preto e vermelho), saída CA (fiação branca) e as conexões de terra (verde e amarelo) no barramento de terra na parte inferior do conjunto.

Todos os cálculos das proteções constam no Anexo A (Memorial Descritivo) e seguiram o descrito no 2.4.2 do referencial teórico. Adicionalmente respeitou-se a

orientação do fabricante do inversor que especifica os valores de referência compartilhados na Tabela 28.



Figura 40: Conexões Internas do String Box.
Fonte: Autor.

No conjunto do *String Box* foram instalados DPS (Dispositivo de Proteção Contra Surto) tanto para a entrada CC quanto para a saída de CA. O DPS selecionado foi o VCL SLIM (275V / 1,5kV).

O Inversor utilizado possui seccionamento na entrada de CC conforme mostrado na Figura 41 e proteções internas. O fabricante coloca como opcional a utilização de proteção externa para a entrada CC, porém optou-se pela utilização de um disjuntor para a entrada de CC.

Tabela 30: Requisitos de Proteção do Inversor.

	Especificação da Proteção
Tipo	Disjuntor Termomagnético curva B/C
Tensão / Corrente	220 Vac / 16 A
Numero de Pólos	2

Fonte: Adaptado do Catálogo dos Fabricantes ABB (2016).

Posteriormente, com o inversor ainda desconectado, realizou-se as configurações relacionadas a entrada e saída do inversor. O negativo foi referenciado ao aterramento do sistema, configuração essa que é padrão, e o inversor foi configurado com as especificações da rede elétrica da concessionária 220 Volts e 60 Hertz. Na Figura 41 é mostrada a configuração comentada.



Figura 41: Fixação do Inversor e Configurações.
Fonte: Autor.

Com todas as configurações e conexões realizadas no inversor o mesmo foi inicializado. A sequência determinada pelo fabricante é, primeiramente, acionar a seccionadora frontal do inversor para a posição ligada (ON), posteriormente o disjuntor de CA e finalmente o disjuntor de CC. Na Figura 42 é mostrado o momento em que o sistema foi conectado à rede. Primeiramente é realizado o procedimento de

detecção da energia gerada nos módulos pelo inversor e posteriormente ocorre a sincronização entre a energia transformada com a fornecida pela rede da concessionária.

Explicando com mais detalhes a Figura 42, que representa o visor frontal do inversor, podemos verificar as informações mais relevantes. Na parte central superior a potência instantânea gerada de 1.151 kW e na parte a direita os valores de tensão e corrente instantâneas, tanto do lado da geração (209 Volts e 5,69 Amperes), quanto do lado da conexão com a rede (216 Volts e 5,33 Amperes).

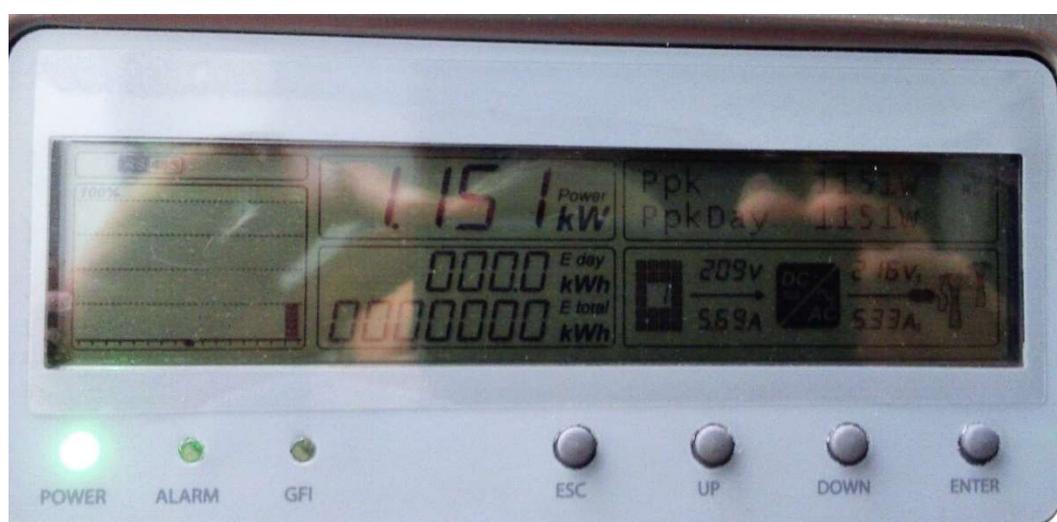


Figura 42: Inversor Operando.
Fonte: Autor

Finalmente na Figura 43 é mostrada a conclusão da instalação do inversor, com o *String Box* a esquerda e as tubulações de chegada e saída da fiação.



Figura 43: Instalação Final do Inversor
Fonte: Autor

Durante a fase de execução, não foram verificados grandes problemas que atrasaram ou forçaram a mudança do que foi planejado. Esta fase foi iniciada no dia 20/09/2016, assim que o Parecer de Acesso foi entregue a concessionária e a obra foi concluída no dia 7/10/2016 com os testes de conexão do sistema.

A vistoria da concessionária foi realizada no dia 14/10/2016 com a substituição do antigo medidor eletromecânico por um novo, que possibilita a medição de energia consumida e injetada chamado bidirecional. A concessionária monitora os dois consumos através de dois indicadores no visor do medidor. A medida do campo 003 indica o montante de energia consumida da rede e o campo 103 o montante injetado de energia, ambos em kWh. Na Figura 44 é mostrado o medidor bidirecional em funcionamento.



Figura 44: Medidor Bidirecional
Fonte: Autor.

O sistema foi conectado em definitivo à rede da concessionária no dia 14/10/2016 e a partir desta data se iniciou a coleta dos dados de geração no inversor e de consumo através das medições no medidor, confirmadas pelas leituras da concessionária.

5. COMPARAÇÃO DOS DADOS DO PROJETO

Concluída as fases de projeto e execução como descritas anteriormente, iniciou-se o período de acompanhamento e coleta de informações para efeitos comparativos, basicamente, entre a energia gerada e o consumo.

O inversor possibilita o acesso aos dados de geração e configuração de duas maneiras: diretamente no painel frontal, Figura 42, ou através de uma interface USB utilizando um *software* proprietário do fabricante.

O Inversor também possibilita a instalação de um *hardware* adicional, que não foi adquirido, proporcionando o acesso remoto via rede e também permite que dados de geração sejam enviados para o servidor do fabricante.

Devido às limitações apresentadas, todos os dados relativos a geração de energia do sistema forma coletadas diretamente no painel do inversor.

5.1. COMPARATIVO DOS DADOS DE GERAÇÃO

Inicialmente realizou-se um levantamento mensal entre a geração do sistema e a expectativa de geração de energia, já compartilhada na Tabela 29 anteriormente.

Optou-se pela realização da análise comparativa utilizando-se dos meses completos (primeiro ao último dia) e por este motivo, o período de início de geração em outubro de 2016 (14/10/2016 a 31/10/2016), foi desconsiderado.

O resultado está presente na Tabela 31 a seguir que mostra além da expectativa de geração, os valores reais gerados pelo inversor e também a variação entre eles. Todos os meses mostram uma geração a menor com exceção a fevereiro e de junho que apresentaram uma geração 7% e 8% acima do esperado.

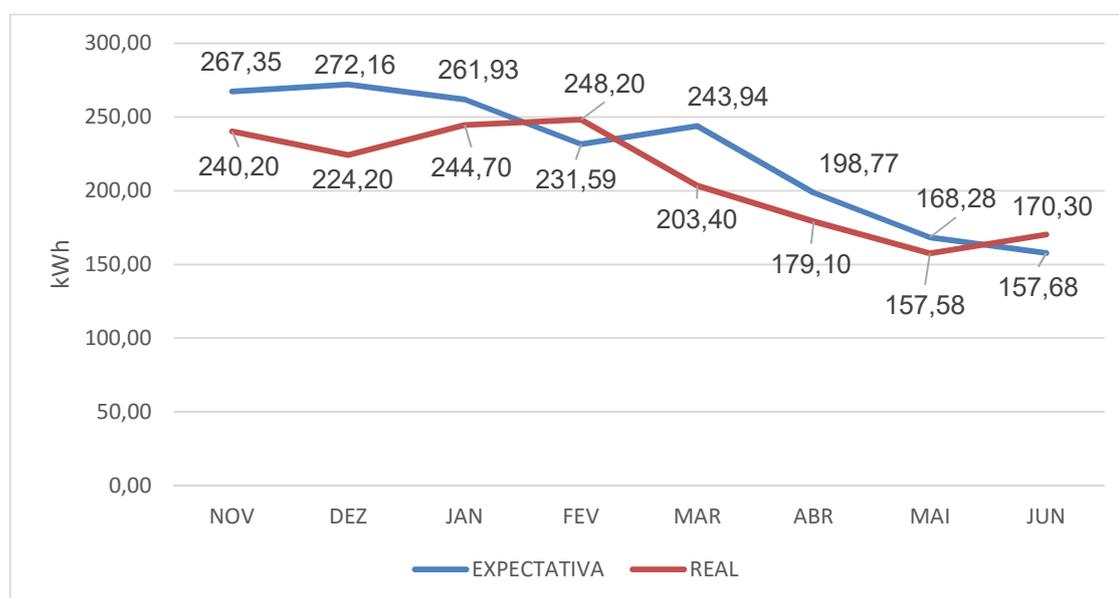
Considerando o período de funcionamento do sistema nos meses de referência, ele gerou a soma de 1,67 MWh aproximadamente, enquanto que o esperado para o mesmo período era de 1,80 MWh, ou seja, 7,4% a menor.

Tabela 31: Comparativo de Geração Mensal Esperada x Real - 1.

	ENERGIA MENSAL		VARIACÃO
	EXPECTATIVA	REAL	
NOV	267,35	240,20	-10%
DEZ	272,16	224,20	-18%
JAN	261,93	244,70	-7%
FEV	231,59	248,20	7%
MAR	243,94	203,40	-17%
ABR	198,77	179,10	-10%
MAI	168,28	157,58	-6%
JUN	157,68	170,30	8%

Fonte: Autor.

Transpondo os valores da Tabela 31 na forma gráfica obtém-se o Gráfico 5 a seguir.

**Gráfico 5: Gráfico de Comparação de Geração Esperada e Real - 1**

Fonte: Autor.

Todos os cálculos realizados para o dimensionamento do sistema tiveram como referência os dados históricos de irradiação obtidos no Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2006.

Durante a fase final deste documento, ocorreu a liberação dos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2017. Da mesma forma que a comparação anterior, utilizando os dados de 2006, os valores de irradiação no plano horizontal do Atlas de 2017 foram utilizados. Estes valores alimentaram o programa Radasol para obtenção dos valores de irradiação no plano do projeto que serviram de referência para os cálculos de expectativa de geração de energia.

Na Tabela 32 são mostrados os dados de irradiação no plano horizontal, no plano do projeto e os respectivos valores de energia esperada e a real. Nesta comparação, a variação percentual entre os valores reais e os esperados foi menor ou desprezível. Apesar de alguns meses a diferença verificada ser considerável, 19% em junho e -13% em dezembro por exemplo, o sistema apresentou variação na geração, no período de monitoramento, de apenas -0,3%.

Tabela 32: Comparativo de Geração Mensal Esperada e Real - 2.

	H _{TOT}		ENERGIA MENSAL		VARIÇÃO
	PLANO HORIZONTAL	PLANO PROJETO	EXPECTATIVA	REAL	
NOV	5,23	5,26	236,48	240,20	2%
DEZ	5,56	5,55	258,17	224,20	-13%
JAN	5,32	5,33	247,61	244,70	-1%
FEV	5,16	5,25	220,37	248,20	13%
MAR	4,54	4,77	221,62	203,40	-8%
ABR	3,78	4,13	186,03	179,10	-4%
MAI	3,05	3,44	159,73	157,58	-1%
JUN	2,76	3,19	143,51	170,30	19%

Fonte: Autor.

Transpondo os valores de expectativa de energia e os valores reais da Tabela 31 e da Tabela 32 na forma gráfica obtém-se o Gráfico 6 a seguir.

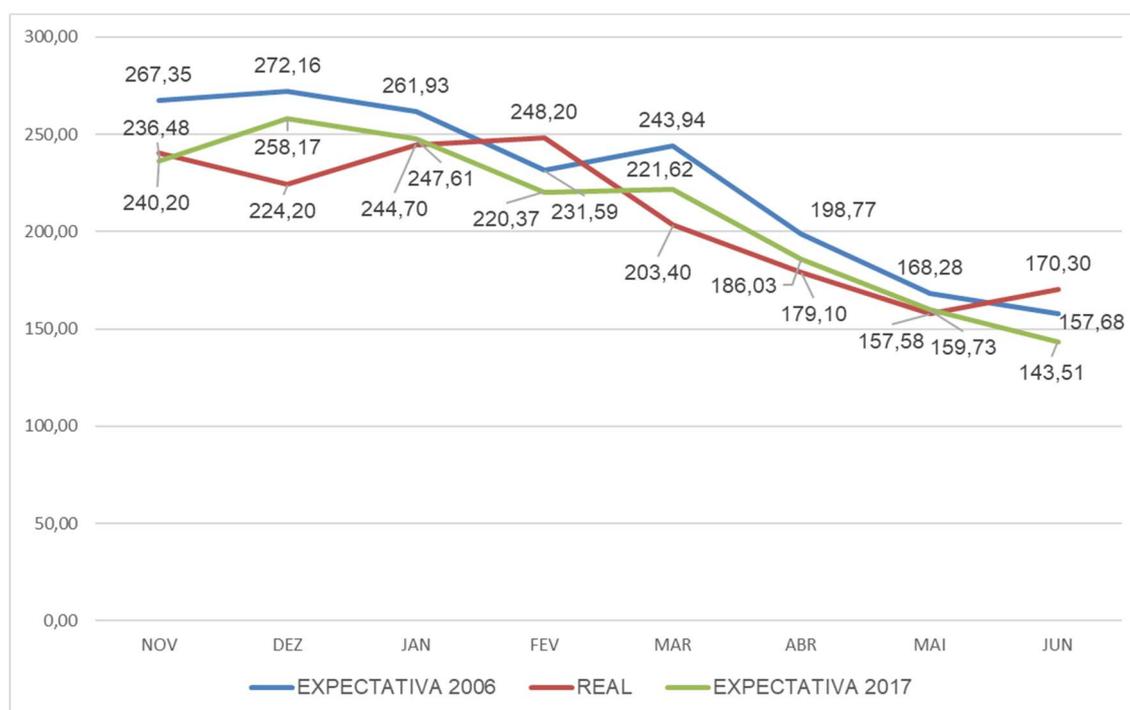


Gráfico 6: Gráfico de Comparação de Geração Esperada e Real - 2

Fonte: Autor.

Com o objetivo de aprofundar a análise comparativa dos valores de geração do sistema e sua respectiva performance, realizou-se o cálculo da energia gerada utilizando os dados de irradiação coletados do INMET obtidos da estação solarimétrica A-807 localizada na UFPR (Centro Politécnico). Naturalmente o período utilizado é o mesmo período de monitoramento do sistema, ou seja, entre novembro de 2016 e junho de 2017.

Para uma correta comparação de valores de geração de energia, os dados de irradiação da estação, referenciados ao plano horizontal, foram usados como entrada do programa Radasol, assim como durante os cálculos de dimensionamento, para obtenção dos valores de irradiação no plano do projeto (inclinação de 16° e azimute de 29°). Na Tabela 33 a seguir são mostrados nas colunas iniciais os valores de irradiação diária média, respectivamente em cada um dos meses de monitoramento em kWh/m², no plano horizontal e no plano do projeto. Estes valores foram usados para obtenção dos valores de geração de energia esperados, que também constam na Tabela 33.

Diferentemente do resultado encontrado com o comparativo realizado na Tabela 31 e na Tabela 32, os valores de geração de energia monitorados durante o período foram maiores do que a expectativa de geração utilizando os valores de irradiação sem a influência das médias históricas. Na Tabela 33 também é compartilhada a variação percentual entre o esperado e o monitorado mensalmente sendo que na totalização dos valores o sistema gerou aproximadamente 6,7% a mais do que o esperado.

Tabela 33: Comparativo de Geração Mensal Esperada e Real - 3.

	H _{TOT}		ENERGIA MENSAL		VARIÇÃO
	PLANO HORIZONTAL	PLANO PROJETO	EXPECTATIVA	REAL	
NOV	5,08	5,08	228,69	240,20	5%
DEZ	4,81	4,81	223,48	224,20	0%
JAN	5,19	5,18	240,68	244,70	2%
FEV	5,67	5,72	240,03	248,20	3%
MAR	3,91	4,02	187,02	203,40	9%
ABR	3,37	3,54	159,35	179,10	12%
MAI	2,75	2,95	136,99	157,58	15%
JUN	2,90	3,25	146,34	170,30	16%

Fonte: Autor.

Transpondo os valores de expectativa de energia e os valores reais da Tabela 33 na forma gráfica obtém-se o Gráfico 7 a seguir.

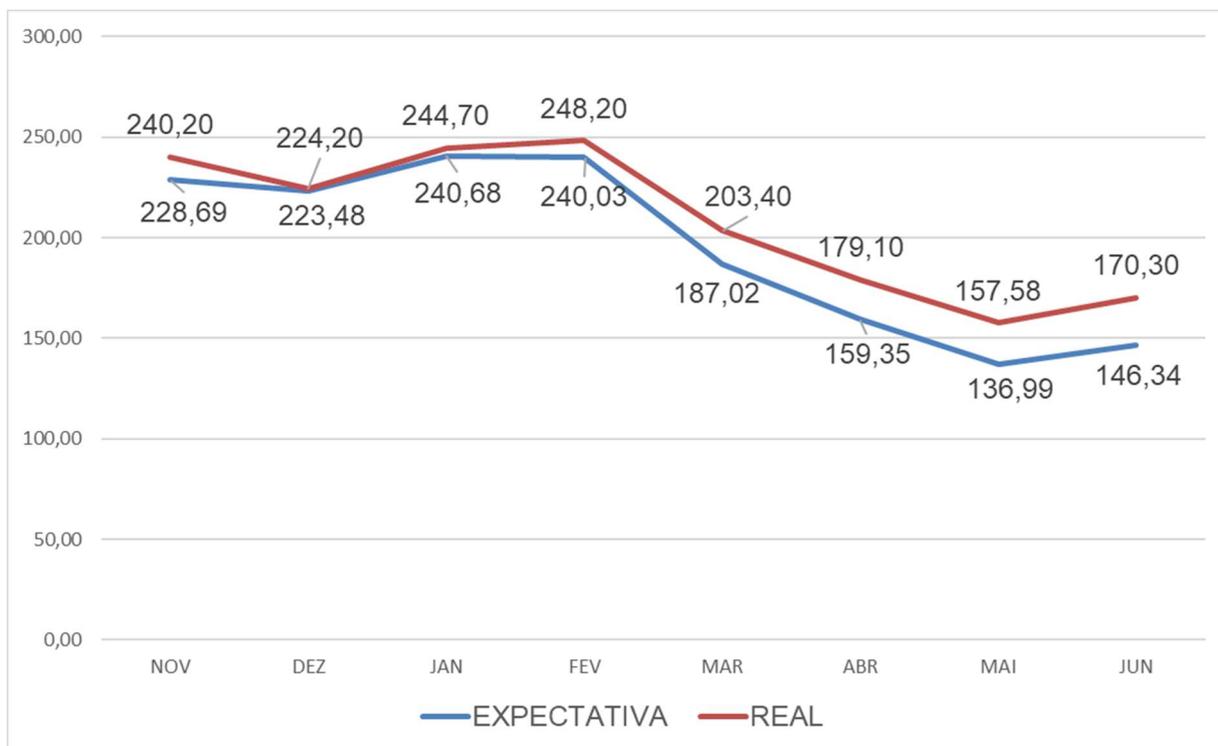


Gráfico 7: Gráfico de Comparação de Geração Esperada e Real - 3.
Fonte: Autor.

Sobre os comparativos de geração de energia realizados pode-se perceber a influência das médias histórica dos valores de irradiação nos resultados.

5.2. COMPARATIVO DO RENDIMENTO DO SISTEMA

O cálculo de dimensionamento inicial do sistema assumiu uma *performance ratio* de 75 %, ou seja, 25% de perdas relativas a desempenho individual dos componentes e conexões.

Para comparar o rendimento do sistema durante o período de monitoramento com o rendimento assumido durante os cálculos, realizou-se o cálculo da *performance ratio* através da equação 4. Para tanto *PR* foi deixado em função dos valores de geração de energia mensais reais e dos valores de irradiação coletados da estação solarimétrica do INMET (A-807) convertidos para o plano do projeto através do

Radiasol. Desta forma obteve-se a Tabela 34 onde são mostrados os resultados dos cálculos.

Tabela 34: Performance Ratio Teórico x Real

	PERFORMANCE RATIO	
	TEÓRICO	REAL
NOV	75%	79%
DEZ	75%	75%
JAN	75%	76%
FEV	75%	78%
MAR	75%	82%
ABR	75%	84%
MAI	75%	86%
JUN	75%	87%

Fonte: Autor.

O sistema implantado está apresentando um rendimento superior ao de 75% admitido nos cálculos de dimensionamento.

Nos 4 primeiros meses de monitoramento, com as temperaturas mais altas (verão), o rendimento variou entre 75% e 79% e, posteriormente, durante os meses subsequentes com início do outono e temperaturas mais baixas, o rendimento do sistema passou dos 80% chegando a 87% no último mês de monitoramento que coincide com o inverno.

Adicionalmente o arranjo fotovoltaico foi lavado durante o mês de fevereiro, mais precisamente dia 24/2/2017, para retirada do pó, da poluição e dejetos de pássaros que já se acumulavam no conjunto.

O rendimento médio do sistema durante os 8 meses de monitoramento ficou em 81%, consideravelmente superior aos 75% admitidos durante os cálculos.

5.3. COMPARATIVO DOS DADOS DE CONSUMO

A seguir a Tabela 35 traz um comparativo entre o consumo registrado nos meses equivalentes do ano sendo que a coluna central (Consumo sem Geração)

mostra o consumo de energia antes da instalação do sistema de geração (2015/2016) e a terceira coluna (Consumo com Geração) os valores de consumo de energia já com o sistema conectado à rede da concessionária (2016/2017).

Tabela 35: Comparativo de Consumo

	CONSUMO S/ GERÇÃO	CONSUMO C/ GERAÇÃO
NOV	164	202
DEZ	186	137
JAN	177	132
FEV	127	172
MAR	150	166
ABR	180	95
MAI	171	143
JUN	205	110

Fonte: Adaptado das faturas da Residência A.

Apresentado o comparativo do consumo de energia antes e depois da instalação do sistema de geração em forma gráfica, obtêm-se o Gráfico 8 a seguir.

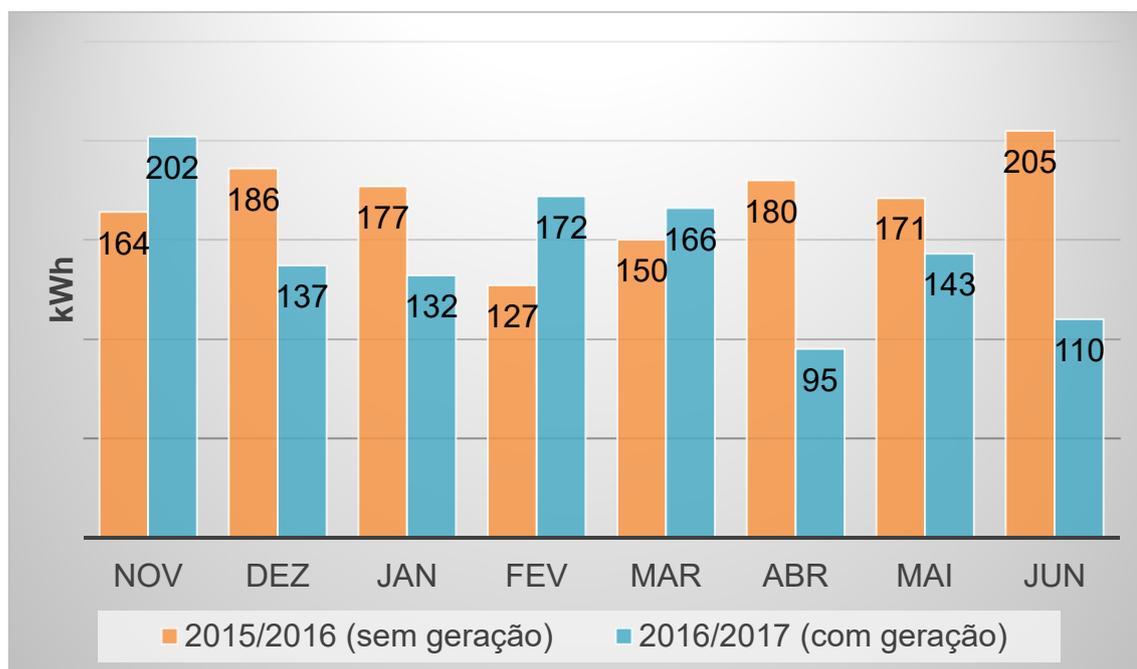


Gráfico 8: Comparativo de Consumo de Energia

Fonte: Adaptado das faturas da Residência A.

Os dados mostram um comportamento diferente do esperado com a implementação do projeto. O consumo da residência apresentou em todos os meses valores acima do mínimo de 50 kWh, onde eram esperados valores inferiores a este

de acordo com o dimensionamento realizado. Adicionalmente os meses de novembro, fevereiro e março os valores registrados pela concessionária foram superiores ao registrado no ano anterior (2015/2016) quando o sistema ainda não estava instalado e conectado.

5.4. COMPARATIVO DOS DADOS DE ENERGIA INJETADA

Baseado nos cálculos de dimensionamento realizado, a implementação do projeto prevê que o excedente de energia, não consumida na residência A, deverá ser compensada na residência B ou mesmo ser utilizada na residência A nos meses posteriores. Para identificar a quantidade de energia injetada na rede monitorou-se os balanços de energia mensal enviados pela concessionária.

O Gráfico 9 a seguir compara a quantidade de energia injetada com a quantidade de energia gerada (dados do inversor).

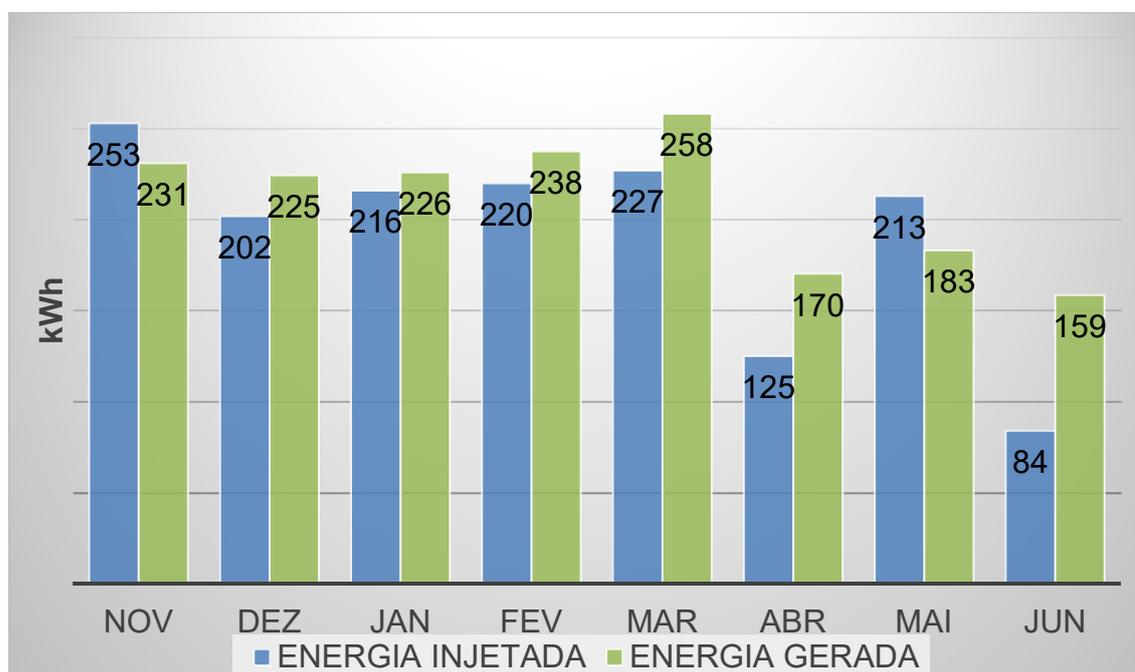


Gráfico 9: Energia Injetada x Gerada.

Fonte: Autor.

Novamente os valores encontrados não estão de acordo com o esperado. Praticamente todos os meses a quantidade de energia injetada é muito próxima da

quantidade de energia gerada e em novembro de 2016 e maio de 2017 o valor apresentou-se superior.

5.5. COMPARATIVO CONSUMO E COMPENSAÇÃO RESIDÊNCIA B

A solicitação incluindo a residência B como participante do sistema de compensação de energia (Anexo C) foi realizada no dia 28/12/2016 e, depois de analisada pela concessionária, foi implementada a partir das faturas de janeiro de 2017. Na Tabela 36 é comparado o consumo de energia de cada uma das residências participantes do projeto com seus respectivos valores compensados.

Tabela 36: Compensação de Energia

	RESIDÊNCIA A		RESIDÊNCIA B	
	CONSUMO	COMPENSADO	CONSUMO	COMPENSADO
NOV 2016	202	152	37	0
DEZ 2016	137	87	12	0
JAN 2017	132	82	353	216
FEV 2017	172	122	179	129
MAR 2017	166	116	118	68
ABR 2017	95	45	18	0
MAI 2017	143	93	28	0
JUN 2017	110	60	25	0

Fonte: Adaptado das faturas de energia.

Quando da solicitação para participação do sistema de compensação de energia determinou-se que o excedente deverá ser dividido na proporção de 70 % e 30 % para as residências A e B respectivamente.

6. PROBLEMAS ENCONTRADOS

Os comparativos realizados no item 5, mais especificamente nos subitens 5.3 e 5.4, identificaram valores de consumo e de energia injetada diferente do esperado. Conforme comentado na fundamentação teórica, a expectativa de consumo da residência A era para ser consideravelmente reduzido ficando abaixo do mínimo devido ao autoconsumo de energia. Adicionalmente, os valores de energia injetada na rede ficaram muito similares ou até superiores em alguns meses ao volume de energia gerada pelo sistema.

Para um melhor esclarecimento do cenário, a concessionária foi acionada no primeiro mês de conexão do sistema à rede de distribuição.

Vários contatos foram feitos com a concessionária para obtenção de possíveis explicações para este comportamento, e após 6 meses de conexão, a residência A recebeu a visita da equipe técnica da concessionária. Alguns testes foram realizados comparando os valores de tensão e corrente com e sem o inversor conectado e a hipótese identificada foi que o medidor bidirecional instalado quando da conexão do sistema mostrava medidas incoerentes.

Na Figura 45 é mostrada a configuração dos testes realizados pela equipe técnica onde dois amperímetros monitoram a corrente instantânea (5,86 Amperes), em cada uma das fases.

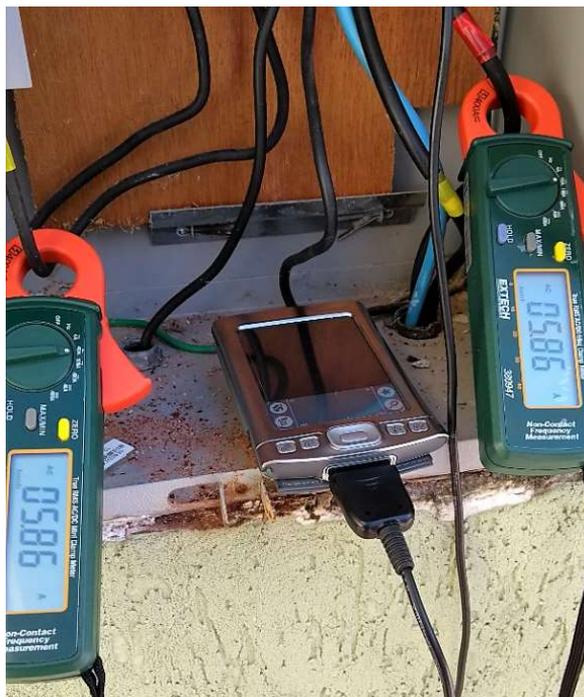


Figura 45: Testes da Concessionária Parte 1
Fonte: Autor.

Adicionalmente o equipamento que está presente na Figura 45 entre os dois amperímetros e também na Figura 46, mede os valores de corrente que o medidor mede internamente.



Figura 46: Testes da Concessionária Parte 2.
Fonte: Autor.

Na Figura 46 é mostrada a comparação de valores de corrente medidos entre o amperímetro, corrente instantânea de 5,84 Amperes, em uma das fases e o equipamento do fabricante do medidor indicando 14,46 Amperes em uma das fases e 13,81 Amperes na outra fase.

Após os testes iniciais que comprovaram um possível desvio das medições reais e as medições realizadas pelo medidor da residência, a equipe técnica da concessionária instalou um segundo medidor bidirecional em paralelo, do mesmo fabricante, porém de outro modelo com conexão remota.

Um período mínimo de 30 dias foi estipulado para a constatação e quantificação do desvio encontrado. Na Figura 47 a seguir é mostrado o segundo medidor que foi instalado de forma provisória.



**Figura 47: Medidor Bidirecional em Paralelo.
Fonte: Autor.**

Finalmente após 30 dias de análise, os dados registrados pelos dois medidores mostraram uma diferença que explica a discrepância dos dados coletados de consumo. Na Tabela 36 a seguir são mostrados os valores registrados por ambos os medidores onde pode-se verificar que o medidor da residência registrou valores de energia consumida e injetada muito superiores ao medidor de teste instalado em paralelo.

Tabela 37: Medição comparativa de energia entre os medidores.

	ENERGIA CONSUMIDA	ENERGIA INJETADA
MEDIDOR RESIDÊNCIA A	110,0 kWh	97,0 kWh
MEDIDOR PARALELO DE TESTE	39,6 kWh	45,6 kWh
DIFERENÇA	-64%	-53%

Fonte: Adaptado das Medições da Concessionária.

O medidor da residência foi substituído na data de 22/06/2017 por um outro medidor, do mesmo fabricante do original, porém mais novo. A equipe técnica da concessionária manteve instalado o medidor de referência em paralelo para comprovar a eficácia da solução com a troca do medidor.

A configuração de teste foi mantida até o dia 03/08/2017 quando se verificou que a diferença entre os valores de energia consumida e injetada entre os dois medidores, da residência e o de teste em paralelo, se manteve na mesma ordem de grandeza mostrada na Tabela 36, ou seja, 64% superior para a energia consumida e 53% superior para a energia injetada. O novo medidor da residência continuou registrando valores muito superior ao esperado.

Neste mesmo dia a equipe técnica da concessionária decidiu manter o medidor da residência, trocar o medidor de teste em paralelo por um modelo mais novo e introduzir um terceiro medidor de um fabricante diferente e seguir com os testes por mais 30 dias. Na Figura 48 a seguir é mostrada a configuração realizada com os 3 medidores.



Figura 48: Medidores em paralelo com o medidor da residência A.
Fonte: Autor.

Até o mês de agosto de 2017 o problema persistiu com a concessionária verificando, juntamente com o fabricante do medidor, as possíveis causas para os desvios de medição e as devidas correções e ressarcimentos.

7. CONCLUSÃO

A partir da metodologia de planejamento, execução e monitoramento, o objetivo geral do projeto foi alcançado uma vez que o sistema de micro geração distribuída baseado na tecnologia fotovoltaica foi instalado. Além disso o processo de conexão à rede de distribuição foi concluído e o sistema de compensação de energia foi utilizado e comprovado tanto no próprio local de instalação do sistema como na residência adicional indicada na solicitação.

O projeto foi gerenciado de acordo com a metodologia de gerenciamento de projetos considerando todas as restrições impostas nas fases iniciais e seguindo todo as determinações técnicas de dimensionamento.

O processo de solicitação de conexão à rede da concessionária foi cumprido no tempo determinado em norma e os pequenos contratempos encontrados referem-se a problemas de comunicação e clareza nas solicitações na sua fase inicial.

As execuções das atividades para implementação do sistema ocorreram de acordo com o projetado sem a necessidade de nenhuma alteração significativa para cumprir os limites de custo ou de prazo.

Relativo ao monitoramento dos resultados de geração e consumo os objetivos do projeto foram alcançados, porém foram constatados alguns comportamentos do sistema que devem ser mencionados na conclusão do projeto.

Inicialmente o sistema apresentou valores menores de geração em comparação aos dados considerados na etapa de planejamento, quando foram usados os valores de irradiação históricos do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2006. Conforme comparação realizada, a expectativa de geração nos 8 meses seria de aproximadamente 1800 kWh o que leva a uma expectativa de 225 kWh mensais. Os dados coletados durante o período de monitoramento totalizam 1668 kWh de energia com média mensal de 208,5 kWh. Em termos percentuais o sistema entregou 7,5 % a menos de energia do que se esperava.

Realizada a mesma comparação, porém calculando-se a expectativa de geração de energia com os valores de irradiação obtidos em Curitiba na estação solarimétrica A-807 do INMET no período analisado, os valores obtidos de geração

de energia foram superiores a utilizada durante a fase do projeto. Neste caso a expectativa de energia total foi de 1.563 kWh resultando em uma média mensal de 195 kWh aproximadamente. Com esta comparação o sistema gerou 6,7% a mais de energia do que o volume esperado.

De forma análoga, os valores de *performance ratio* obtidos pela geração de energia do sistema foram superiores ao estipulado durante a etapa de cálculos se forem usados como referência a energia gerada com os dados de irradiação da estação solarimétrica. Corrobora para uma *performance ratio* superior aos 75% inicial o fato de alguns meses do período de monitoramento fazerem parte do outono e inverno, com temperaturas menores, e a execução de uma limpeza dos módulos no mês de fevereiro. Ao final dos 8 meses de monitoramento a *performance ratio* atingiu 81%.

Com relação ao comportamento do volume de energia consumida pela residência A, antes da instalação do sistema e depois, houve uma divergência de valores. Havia a expectativa de que a residência A apresentasse consumo abaixo do mínimo de 50 kWh mensais uma vez que uma boa parte da energia gerada deve ser autoconsumida na própria residência, porém na prática isso não ocorreu. Na comparação dos valores de consumo da residência com e sem o sistema instalado, verifica-se um consumo maior que o mesmo mês no ano anterior quando não havia o sistema de geração instalado. Ressaltando que não houve incremento de carga (novos equipamentos) de um ano para o seguinte. Adicionalmente o volume de energia injetada na rede se verificou, em alguns meses, acima do que foi gerado pelo sistema o que levou a suspeita de um problema de medição.

O sistema de compensação de energia, que neste caso utilizou o excedente na residência B, foi monitorado e verificado em apenas 3 meses (dezembro, janeiro e fevereiro) uma vez que esta residência só apresenta consumo superior ao mínimo nos meses de verão. O projeto previu que do excedente de energia injetada, 70% deveria ser compensado na residência A e 30% na residência B, porém esses montantes de 70-30 não foram verificados na prática acompanhando-se as faturas de ambas as residências.

A concessionária está ciente das discrepâncias de medição, continuará monitorando o sistema de medição para identificar as possíveis causas e

consequentemente implementar as correções. A residência continua com o cenário de testes instalado, em paralelo a concessionária realiza testes com os medidores que apresentaram discrepância de medição em seus laboratórios e o fabricante dos medidores agendará uma visita a residência para coleta de informações.

A possibilidade de problemas com o inversor também não foi descartado.

Até o mês de agosto de 2017 não existe solução para o problema tão pouco informações sobre possíveis ressarcimentos.

REFERÊNCIAS

ABB. **Inversores Solares**. Disponível em: <<http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/uno-2-0kw-2-5kw>>. Acesso em 14 nov. 2016

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa n° 482**, de 17 de abril de 2012. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 2 mai. 2017

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa n° 687**, de 24 de novembro de 2015. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 2 mai. 2017

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST**, de 27 de janeiro de 2016. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 2 mai. 2017

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **GERAÇÃO DISTRIBUIDA**, de 28 de setembro de 2015. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 5 de junho. 2017

AMÉRICA DO SOL - **Benefícios e Custos da Energia Solar**. Disponível em: <<http://americadosol.org/beneficios-e-custos-da-energia-solar/>>. Acesso em maio de 2017.

COPEL. NTC 905200: **Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL**. Curitiba, 2014. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/DEE0C6F8CB4D20F403257C9B005C6712/\\$FILE/905200.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/DEE0C6F8CB4D20F403257C9B005C6712/$FILE/905200.pdf)>. Acesso em 29 mai. 2017.

ELCO. **Painéis Solares**. Disponível em: <<http://elcosolar.com.br/>>. Acesso em 14 novembro de 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2016 - Ano base 2015: Relatório Final**. Rio de Janeiro: EPE, 2016

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**, Nota técnica, 2012. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>>. Acesso em maio de 2017

FAPESP – FUNDAÇÃO DE AMPARO À PESQUISA DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Um futuro com energia sustentável: iluminando o caminho**. São Paulo, 2010. Disponível em: <<http://www.fapesp.br/publicacoes/energia.pdf>>. Acesso em abril 2017

GOOGLE EARTH PRO. Disponível em <<https://www.google.com.br/intl/ptBR/earth/>>. Acesso em 30 mai. 2017

INSTITUTO IDEAL – INSTITUTO PARA O DESENSOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica** – Edição 2016. Disponível em: < <http://institutoideal.org/o-mercado-brasileiro-de-geracao-distribuida-fotovoltaica-edicao-2016/> >. Acesso em junho de 2017.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Disponível em <<http://www.inmet.gov.br/portal/>>. Acesso em 18 de jul 2017.

MARIANO, Juliana D'Angela. **Análise do Potencial da Geração de Energia Fotovoltaica para Redução dos Picos de Demanda e Contribuição Energética nas Edificações da UTFPR em Curitiba**. 2017 Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - UTFPR, Curitiba-PR, 2017;

MME, **Balanco Energético Nacional 2015: ano base 2014**, Ministério de Minas e Energia. Disponível em < <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial> > Acesso em junho de 2017

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectivas futuras**”. Instituto de Energia e Ambiente da USP – Universidade de São Paulo Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>. Acesso em fevereiro de 2017.

PEREIRA, Enio. Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; ABREU, Samuel Luna de; RÜTHER, Ricardo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, 2006.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; ABREU, Samuel Luna de; RÜTHER, Ricardo; GONÇALVES, André Rodrigues; COSTA, Rodrigo Santos; LIMA, Francisco J. Lopes; TIEPOLO, Gerson Máximo; PEREIRA, Silvia Vitorino; SOUZA, Jefferson Gonçalves de. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, 2ª edição 2017.

PINHO, João T.; GALDINO, Marco A.; Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES). CEPEL - GTES. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

REN 21. **Renewables 2016 Global Status Report**. Disponível em: < <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/> > Acesso em maio de 2017.

REN 21. **Renewables 2017 Global Status Report**. Disponível em: < http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf /> Acesso em junho de 2017.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada a rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: Editora UFSC, 2004.

TIEPOLO, Gerson M. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. 2015. 229 p.

Tese (Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas) – PUCPR, Curitiba-PR, 2015.

TONIN, Fabianna Stumpf. **Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba**. 2017 Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UTFPR, Curitiba - PR, 2017;

Universidade Tecnológica Federal do Paraná. **Normas para elaboração de trabalhos acadêmicos**. Comissão de Normalização de Trabalhos Acadêmicos. Curitiba: UTFPR, 2008.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 189 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – UFSC, Florianópolis-SC, 2010

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e dimensionamento de sistemas**. Curitiba, 2012.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Material Didático em Energia solar fotovoltaica: fundamentos e dimensionamento de sistemas**. Curitiba, 2016.

UFRGS. **Programa RADIASOL**. Laboratório de Energia Solar. Disponível em <<http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>>. Acesso em 12 mai. 2017.

VIANA, T. S. **Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – UFSC, Florianópolis-SC, 2010.

VILLALVA, Marcelo G.; GAZOLI, Jonas, R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Editora Érica Ltda, 2012.

ANEXO A

Memorial Descritivo
Sistema de Microgeração Distribuída.

Curitiba, agosto de 2016

OBJETO GERAL

O presente memorial tem como objetivo, descrever as atividades de projeto, instalação e adequações elétricas para a implementação de um sistema de microgeração residencial utilizando solução fotovoltaica para suprir a demanda de duas residências.

O projeto é baseado na Resolução da ANEEL no 482/2012, modificada pela Resolução Normativa ANEEL no 687/2015 que permite instalar em unidades consumidoras utilizar o sistema elétrico da concessionária para injetar o excedente gerado, que será convertido em créditos de energia válidos por 60 meses que poderão ser também utilizados para abater o consumo de uma segunda unidade consumidora cadastradas sob o mesmo CPF.

DADOS DO CONSUMIDOR

DESCRIÇÃO GERAL DO CONSUMIDOR

O sistema será instalado na Rua João Karam, 118 no bairro Guabirota na cidade de Curitiba, CEP 81510-490 como mostra a planta de situação abaixo. Este local será denominado neste memorial descritivo de Residência 1.

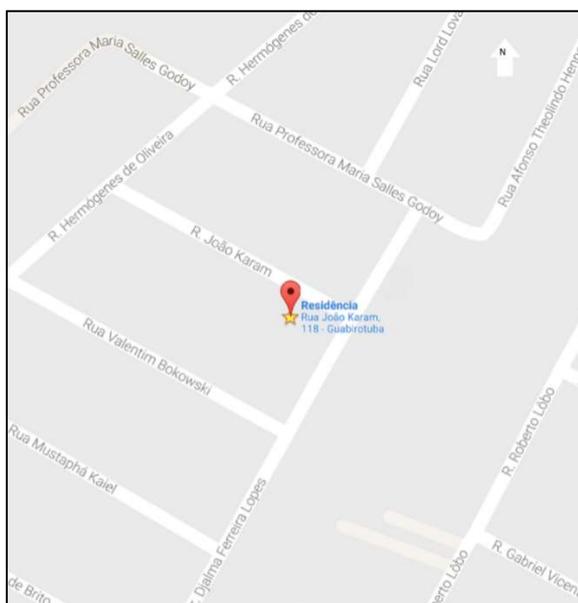


Figura 1 - Planta de Situação

A unidade consumidora está registrada na Copel sob o número 41979494, categoria B e tem atendimento bifásico com medidor correspondente (0200930704) e proteção de entrada de 50 A. Trata-se de uma residência com o histórico de consumo, média de 12 meses, de 121,83 kWh/mês.

ENTRADA DE ENERGIA

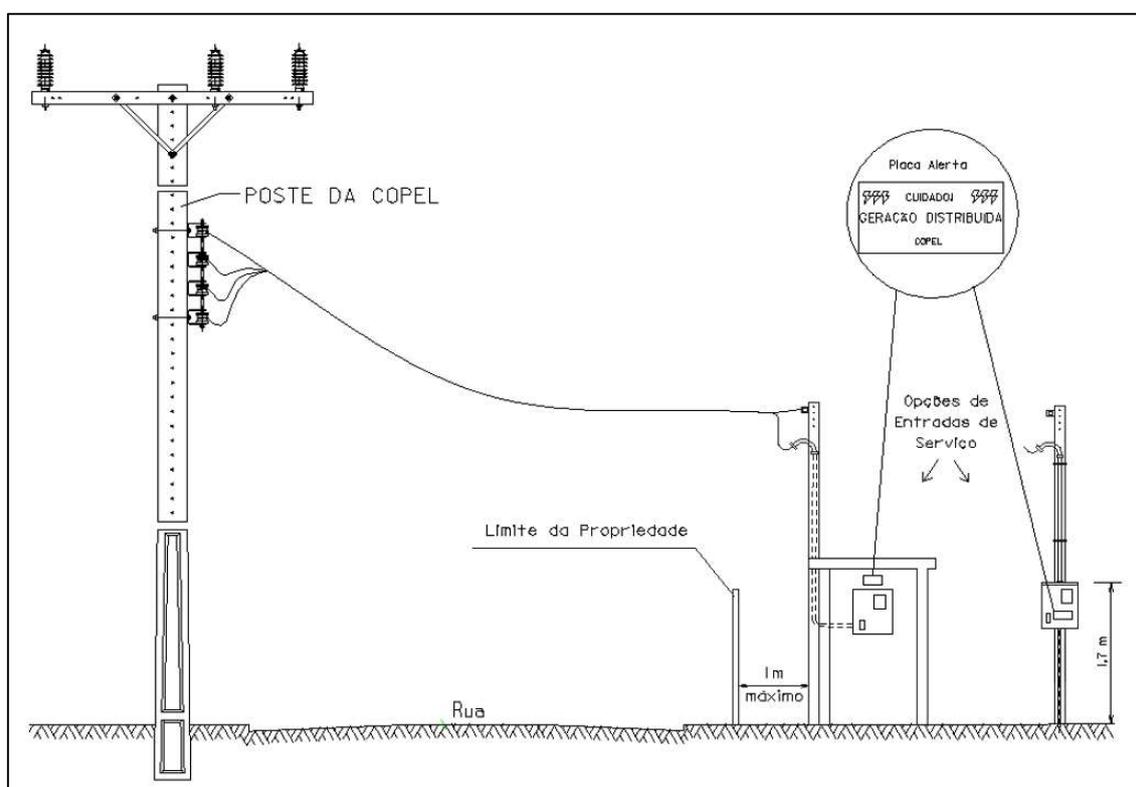
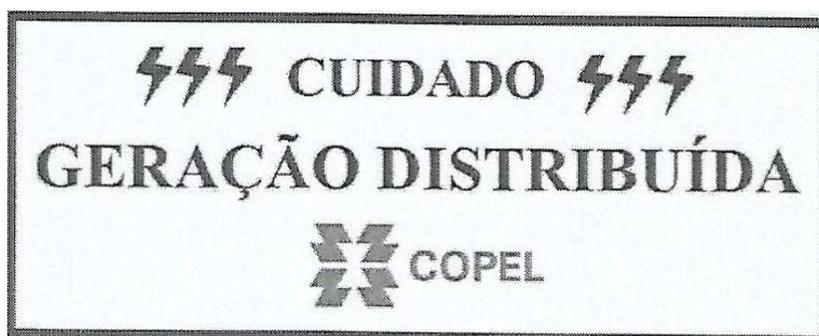


Figura 2 - Detalhe simplificado das instalações de conexão em mureta com Medição Direta Geradores com o uso de inversores –Fonte: NTC 905200

Notas:

Entrada de serviço de 50 A, bifásico. Caixa de medição tipo AN, com disjuntor limitador de corrente e medidor. Conforme norma da concessionária NTC 905200 item 5.4 f, será fixada junto a caixa de medição/proteção a placa de advertência abaixo:



DESCRIÇÃO GERAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O projeto será implementado para suprir a demanda da residência através da utilização de módulos fotovoltaicos, que serão posicionados no telhado da mesma, com fixação em estrutura metálica para telhas de barro. Estes módulos seguirão a orientação de inclinação e azimute do próprio telhado. O Inversor será instalado em um ambiente seguro, seco e ventilado no pavimento superior da residência.

Junto ao Inversor será instalado caixa de proteção (String box) contendo disjuntor para o lado de corrente contínua, dispositivos de proteção contra surto (DPS), disjuntores para o lado de corrente alternada, barramento de terra e de neutro. Toda a fiação será acondicionada em eletrodutos aparentes.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Este projeto de microgeração distribuída fotovoltaica contempla a instalação de 8 painéis de 250 Watts da marca Elco (HR-250P). Os módulos serão instalados em duas strings de 4 e fixadas ao sistema de sustentação das telhas de barro através de estrutura metálica de ferro galvanizado com perfis também em ferro galvanizados utilizando parafusos e presilhas dos módulos em aço inox. O kit utilizado será fornecido pela Wnunes Construções Metálicas. O posicionamento seguirá a orientação do telhado existente, como mostra a Figura 3, com inclinação de 16 graus em relação ao plano horizontal e com um desvio azimutal de 29 graus para leste.

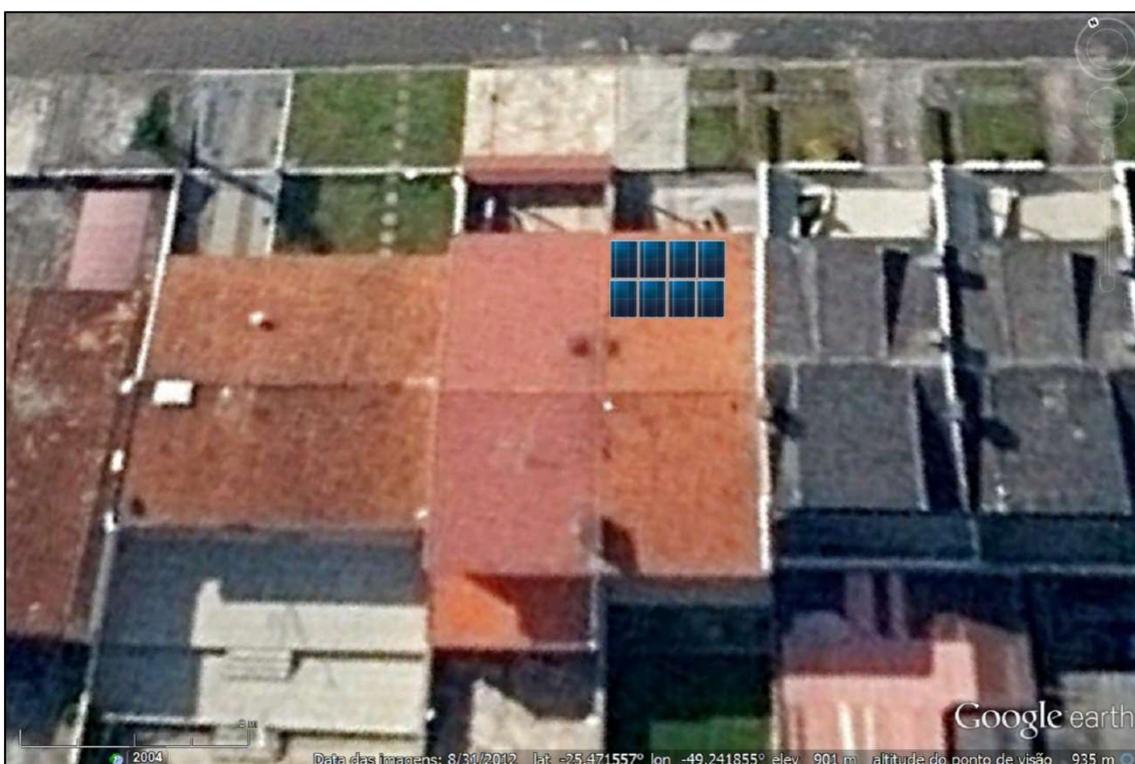


Figura 3 – Vista aérea da residência com o futuro posicionamento dos módulos

A interligação elétrica dos módulos será feita em série sendo que o conjunto dos 8 módulos de 250 Watts totalizará 2kW e trabalhará com a corrente máxima de 8,34 Amperes e a tensão de 299,84 Volts. O esquema abaixo mostra com serão interligados os módulos.

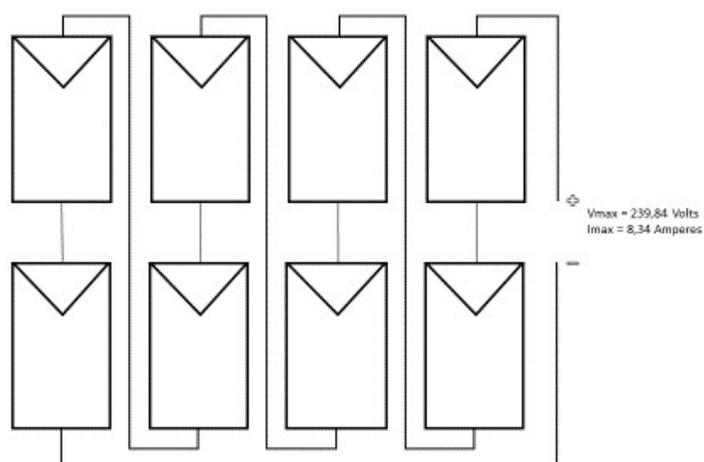


Figura 4 - Arranjo de Interligação dos Módulos Fotovoltaicos

O módulo selecionado para o projeto será do tipo policristalino da marca ELCO (HP 250P) com registro vigente no IMETRO:

Tabela 1 – Registro IMETRO dos módulos fotovoltaicos

Fabricante	Modelo	Potência (W)	Registro N°
ELCO ENGENHARIA	HR-250P	250	000687/2014

As características elétricas estão mostradas na Figura 5 abaixo:

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	
Condições Padrões de Teste (*STC)	
Máxima potência	250W
Tensão de máxima potência	29,98V
Corrente de máxima potência	8,34A
Tensão de circuito aberto	37,41V
Corrente de curto-circuito	8,79A
<small>*STC: Espectro de massa de ar 1.5, Irradiação de 1000W/m², Temperatura de célula 25°C</small>	
Temperatura Nominal de Operação da Célula (*NOCT)	
Máxima potência	180,4W
Tensão de máxima potência	27,7V
Corrente de máxima potência	6,51A
Tensão de circuito aberto	34,1V
Corrente de curto-circuito	7,11A
<small>*NOCT: Espectro de massa de ar 1.5, Irradiação de 800W/m², Temperatura ambiente 20°C, Velocidade do vento 1m/s</small>	
Coeficiente de Temperatura (Pm)	-0,44%/°C
Coeficiente de Temperatura (Voc)	-0,32%/°C
Coeficiente de Temperatura (Isc)	+0,055%/°C
Temperatura Nominal de Operação da Célula	45°C ± 3°C
Tolerância de saída	0 ~ 5W

Figura 5 – Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: Catálogo do fabricante Elco

Características mecânicas e de qualificação que também foram levadas em consideração para a escolha correta dos módulos seguem na Figura 6 abaixo:

CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS	
Célula (mm)	156x156 Policristalino
Dimensões (C x L x A)	1636x992x45 mm
Peso	19,5 kg
Bitola do cabo de conexão	4 mm²
Num. de células e conexões	60(6x10)
Num. de diodos	3
QUALIFICAÇÃO	
Eficiência do módulo	15,40%
Tensão Máxima do Sistema	1000Vcc
Fusível Máximo em Série	15A
Carga Máxima	2400Pa

Figura 6 – Características mecânicas de qualificação dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: Catálogo do fabricante Elco

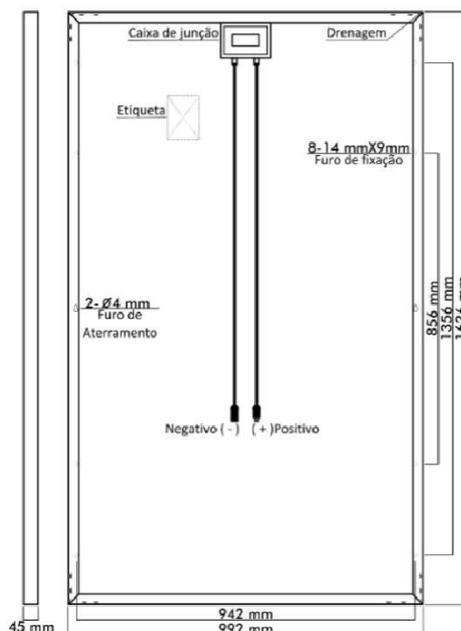


Figura 7 – Dimensões e detalhes das conexões dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: Catálogo do fabricante Elco

ESTRUTURAS METÁLICAS

Os Módulos fotovoltaicos serão fixados por estrutura metálica de ferro galvanizado com kit de fixação tipo anzol nas extremidades superiores e tipo Z nas extremidades inferiores para garantir o ângulo de inclinação de 16 graus. Abaixo as figuras que representam os kits da Wnunes Construções Metálicas.

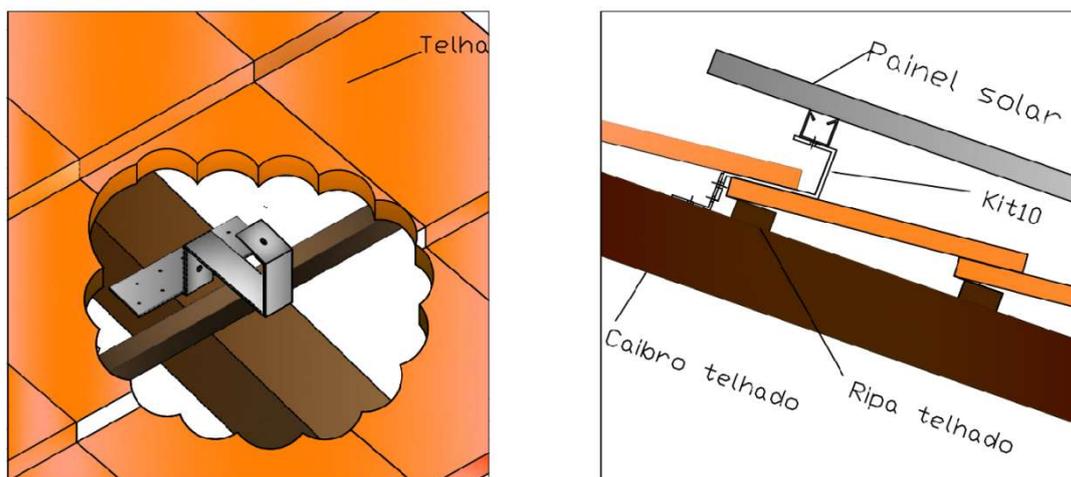


Figura 8 – Kit Fixação Painel Solar em Telha Cerâmica tipo Anzol.

Fonte: Catálogo fabricante Wnunes.

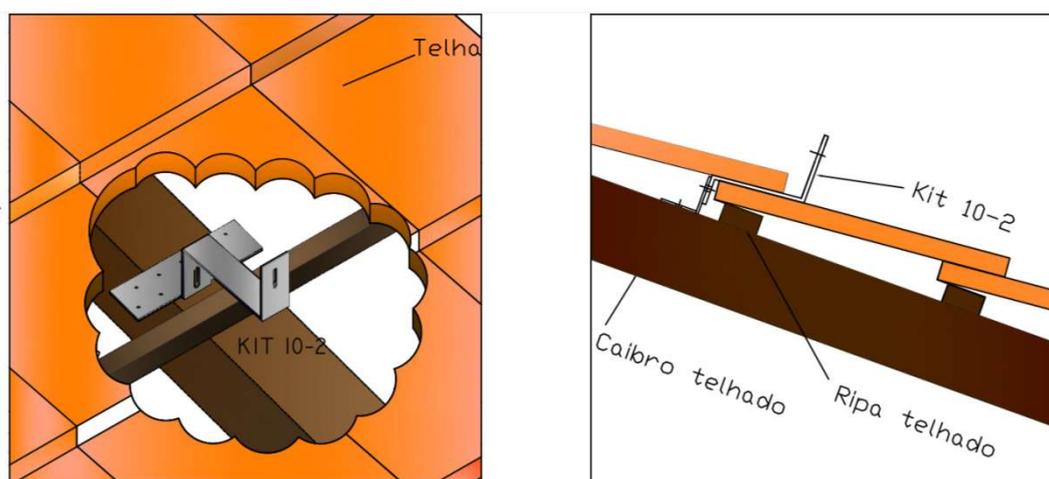


Figura 9 – Kit Fixação Painel Solar em Telha Cerâmica tipo "Z".

Fonte: Catálogo fabricante Wnunes

INVERSOR

Como definição básica o inversor solar on-grid é um equipamento eletrônico que transforma a corrente contínua fornecida pelo gerador fotovoltaico (módulos) em corrente alternada em fase com a mesma frequência da tensão da rede. Ele trabalha como um gerador de corrente cuja a amplitude é proporcional à energia disponibilizada pelos módulos e cuja frequência e fase são controlados pela tensão de rede.

O inversor trabalha com o ajuste automático do seu ponto de trabalho utilizando um algoritmo específico. Este algoritmo procura captar o máximo de energia disponível a partir da radiação solar, ajustando o ponto de operação na curva da potência do gerador fotovoltaico. Como a radiação é variável durante os vários momentos do dia, o inversor encontra o ponto ideal de tensão e corrente em tempo real, de tal forma que os módulos sempre vão operar em seu ponto de potência máxima (Maximum Power Point)

A função de rastreamento do ponto de máxima potência do inversor é feita através de um algoritmo especial chamado de MPPT proprietário do fabricante.

O projeto será dimensionado para utilizar um inversor de 2 kW de acordo com o projeto do arranjo dos painéis fotovoltaicos, que será composto de 8 módulos de 250 Watts como descrito anteriormente.

O inversor da ABB (dados abaixo) esta homologado junto ao IMETRO.

Tabela 2 – Registro IMETRO do Inversor ABB

Modelo	Potência (kW)	Registro Nº	Concessão
UNO 2.0-I-OUTD-	2	005942/2015	20/10/2015

O inversor tem como característica técnica (função integrada) a desconexão instantânea e de forma automática da rede nos casos abaixo:

- Gerador fotovoltaico provocar perturbações na rede (proteção da rede "qualidade").
- Qualquer falha ou mal funcionamento na rede local que o sistema está conectado.
- Abertura intencional ou indesejada (automática) de dispositivos de proteção da rede.
- Caso passe a alimentar a rede mesmo quando faltar energia da concessionaria ("Anti-ilhamento") de acordo com a norma da concessionária NTC 905200.

Será utilizado o inversor monofásico da ABB com potência nominal de 2 kW (até 45 °C ambiente) com potência máxima até + 10% da potência nominal. O modelo selecionado possui chave seccionadora integrada no lado de corrente contínua. A conexão com a rede será realizada em 220V/60Hz com os respectivos dispositivos de proteção descritos neste memorial.



Figura 9 - ABB UNO 2.0 I OUT S

UNO-2.0-I-OUTD	
Input side	
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	520 V
Start-up DC input voltage (V_{start})	200 V (adj. 120...350 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	$0.7 \times V_{start}...520$ V
Rated DC input voltage ($V_{d,r}$)	360 V
Rated DC input power ($P_{d,r}$)	2100 W
Number of independent MPPT	1
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	2300 W Linear derating from max to null [470Vs $V_{MPPT} \leq 520$ V]
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPT,min}...V_{MPPT,max}$) at $P_{ac,r}$	200...470 V
Maximum DC input current ($I_{d,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPT,max}$)	12.5 A / 12.5 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	15.0 A
Number of DC inputs pairs for each MPPT	2
DC connection type	Tool Free PV connector WM / MC4
Input protection	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	2
Photovoltaic array isolation control	According to local standard
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	16 A / 600 V
Output side	
AC grid connection type	Single phase
Rated AC power ($P_{ac,r}$ @ $\cos\phi=1$)	2000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	2200 W ⁽¹⁾
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	230 V
AC voltage range	180...264 V ⁽¹⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	10.5 A
Contributory fault current	16.0 A
Rated output frequency (f_i)	50 Hz / 60 Hz
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ⁽²⁾
Nominal power factor and adjustable range	> 0.990 ⁽³⁾
Total current harmonic distortion	< 2%
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M25
Output protection	
Anti-islanding protection	According to local standard
Maximum AC overcurrent protection	15.0 A
Output overvoltage protection - varistor	2 (L - N / L - PE)

Figura 10 – Dados técnicos do inversor ABB.

Fonte: Catálogo do fabricante ABB

DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Como referência para o dimensionamento das proteções foi utilizada a norma da concessionária NTC905200 para Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema COPEL.

A figura 11, retirada da própria norma, determina que para consumidores conectados em BT, através de inversor abaixo de 13,8kV até 100kW bifásico, deverá prever um disjuntor de BT e o inversor mandatoriamente deverá conter as proteções relacionadas, especialmente a função de “anti-ilhamento” (NBR IEC 62116). Como descrito no item dedicado ao inversor deste memorial, o ABB utilizado atende a todas as exigências de proteção.

TABELA 5.2 - PROTEÇÕES MÍNIMAS PARA CONEXÃO DE GERADORES CONECTADOS ATRAVÉS DE INVERSOR NO SISTEMA 13,8kV							
CLASSIFICAÇÃO DA GERAÇÃO			MICROGERAÇÃO	MINIGERAÇÃO			
TIPO DE GERADOR			MONOFÁSICO, BIFÁSICO ou TRIFÁSICO (nota 1)	TRIFÁSICO			
FAIXA DE POTÊNCIA DA USINA (SOMA DA POTÊNCIA DOS GERADORES)			até 100 kW (nota 4)	01kW a 300kW	301kW a 500kW	501kW a 1.0MW	
ELEMENTO DE SECCIONAMENTO MANUAL - VISÍVEL		CHAVE SECCIONADORA		SIM	SIM	SIM	
REQUISITOS NA USINA							
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO					
TRAFO ABAXADOR (EXCLUSIVO)	ISOLAR FLUTUAÇÃO	D / Yat.		SIM	SIM		
		Yat.(R0<X0) / Yat.				SIM	
DISJUNTOR NA BT			SIM	SIM			
RELIGADOR NA MT					SIM	SIM	
ELEMENTO DE INTERUPÇÃO (E II) DISJUNTOR/ RELIGADOR COM RELÉS NO PONTO DE CONEXÃO	DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTA E DISTÚRSIOS NA REDE	50/51 - 50/51N - 50BF		SIM	SIM	SIM	
		81U0 - 27 - 59		SIM	SIM	SIM	
		Anti Ilhamento - 78 / 81 (dI/dt)		SIM	SIM	SIM	
		25		SIM	SIM	SIM	
		46(I2) + 37					SIM
		67- 67N - 47 - 46 - 51V					SIM
	NÃO PERMITIR O FECHAMENTO EM CASO DE TENSÃO DO LADO DO ACESANTE DE GERAÇÃO	CHECK DE SINCRONISMO: LIVE LINE / DEAD BUS - 27 e TP: BARRA	50N e TP: (p/ trafos D/Yat.)		SIM	SIM	SIM
						Nota 2	Nota 2
	DISPONIBILIZAR PARA O CDD COPEL COMANDOS E SUPERVISÃO DO RELIGADOR DO PONTO DE CONEXÃO	SISTEMA DE COMANDO DO RELIGADOR DO PONTO DE CONEXÃO - SISTEMA E MEIO DE COMUNICAÇÃO (fibra óptica, rádio ou GPRS)				SIM	SIM
INVERSOR (nota 3)		PROTEÇÃO E CONTROLE	27/59/81 U/O; 25; Anti ilhamento	SIM	SIM	SIM	

NOTAS:

- 1) Geradores monofásicos ou bifásicos < 10 kW
- 2) Facultativo, porém recomendado pela COPEL
- 3) O inversor deve possuir no mínimo as seguintes funções de proteção: 27/59/81 U/O; 25; sistema de Anti ilhamento (NBR IEC 62116).
- 4) Para a faixa de 76 a 100kW cujos consumidores sejam atendidos em MT, não necessitarão alterar sua entrada para BT. Para os consumidores na faixa de 76 a 100 kW que preferirem ser atendidos em BT, a COPEL irá analisar caso a caso.

Figura 11 – Proteções mínimas para conexão de geradores conectados através de inversor no sistema 13,8 kV. Fonte: Norma COPEL NTC905200

DESCRIÇÃO DAS INTERLIGAÇÕES

O projeto destina-se a adequar as instalações elétricas da residência, a acordo com as normas vigentes que regulamentam a micro geração.

Para tanto segue a descrição de como serão realizadas as interligações:

O quadro de medição (entrada de energia) não será alterado a menos que determinada pela concessionária.

Não será necessário o aumento da entrada de energia, que hoje é bifásica de 50 A.

Atualmente existe dois quadros de distribuição, um geral (QDF) localizado junto a garagem e outro de distribuição (QD) localizado no interior da residência no andar térreo onde será conectado o sistema de microgeração.

Será utilizado um disjuntor existente de 30 A para realizar esta conexão.

Junto ao QDF será instalada uma barra de aterramento de 3 metros para facilitar as conexões de terra do sistema. Junto ao quadro de medição já existe uma barra de terra conforme determina a norma da COPEL.

Toda a fiação de entrada 2F+N+T de 10 mm² não será substituída, bem como qualquer fiação interna de distribuição da residência.

O Inversor será instalado no piso superior da residência, imediatamente abaixo do poço de luz de acesso ao telhado e, por consequência, próximo aos módulos de geração fotovoltaica. Detalhamento técnico do inversor no item específico deste memorial.

Para o conjunto de String Box, será utilizado um quadro específico de PVC de sobrepor.

Os String Box de CC e de CA serão instalados de forma integrada com dispositivos de proteção individualizados de 16 A, barra de terra, neutro e dispositivo de proteção contra surto.

O String Box será instalado no mesmo local do inversor.

Para o sistema de aterramento será instalada tubulação aparente de PVC de 3 / 4" interligando o telhado/local do inversor e a garagem.

Toda nova fiação será de 4mm², flexível com isolamento de 750kV.

Nenhuma fiação conterá emendas minimizando a perda de energia gerada.

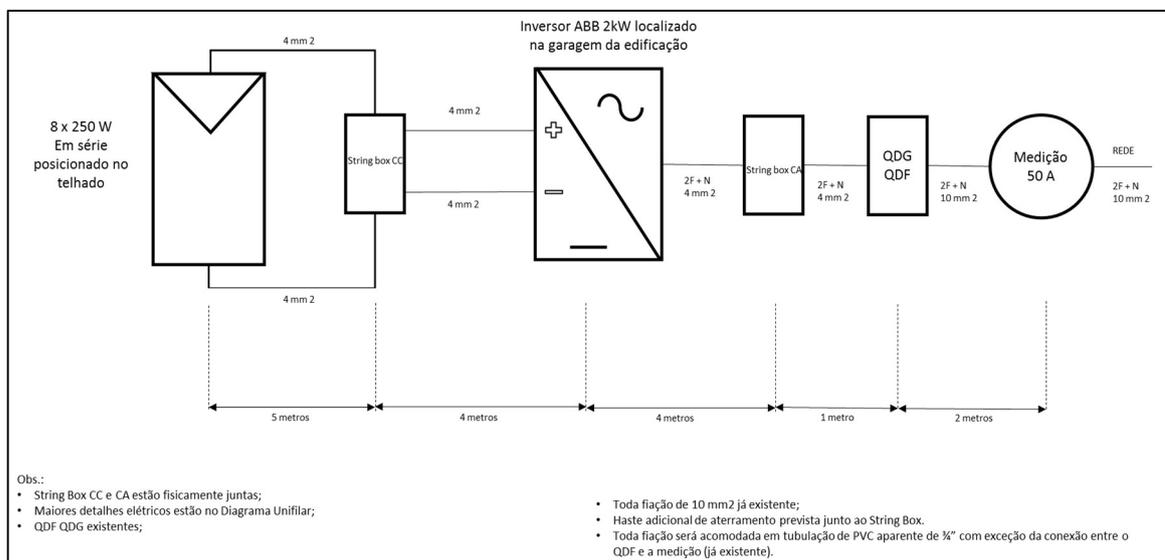


Figura 12 - DIAGRAMA BÁSICO DO PROJETO

DIAGRAMA UNIFILAR

Como referência para projetar o sistema utilizou-se o diagrama unifilar abaixo como referência.

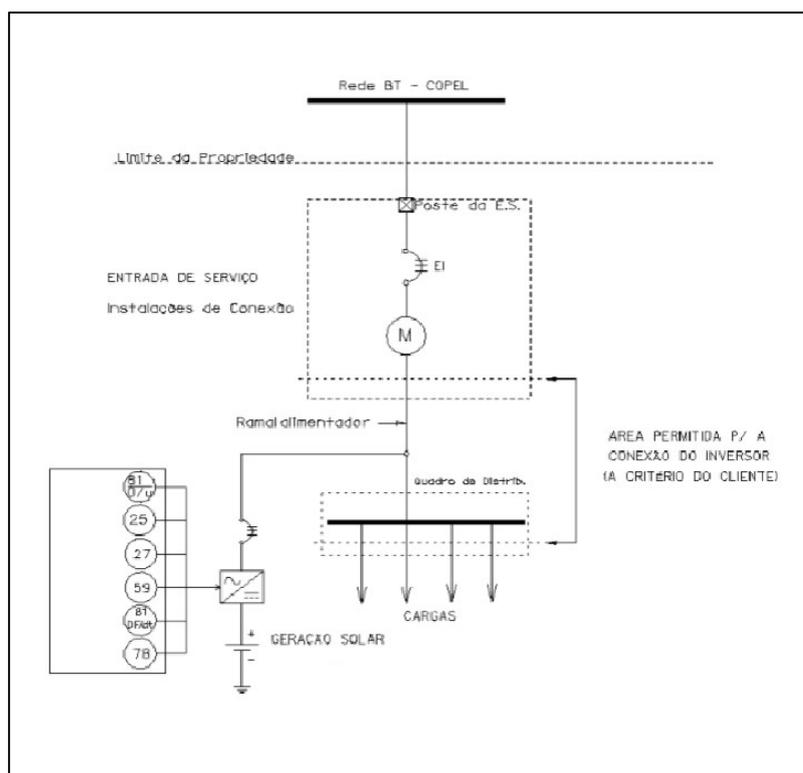
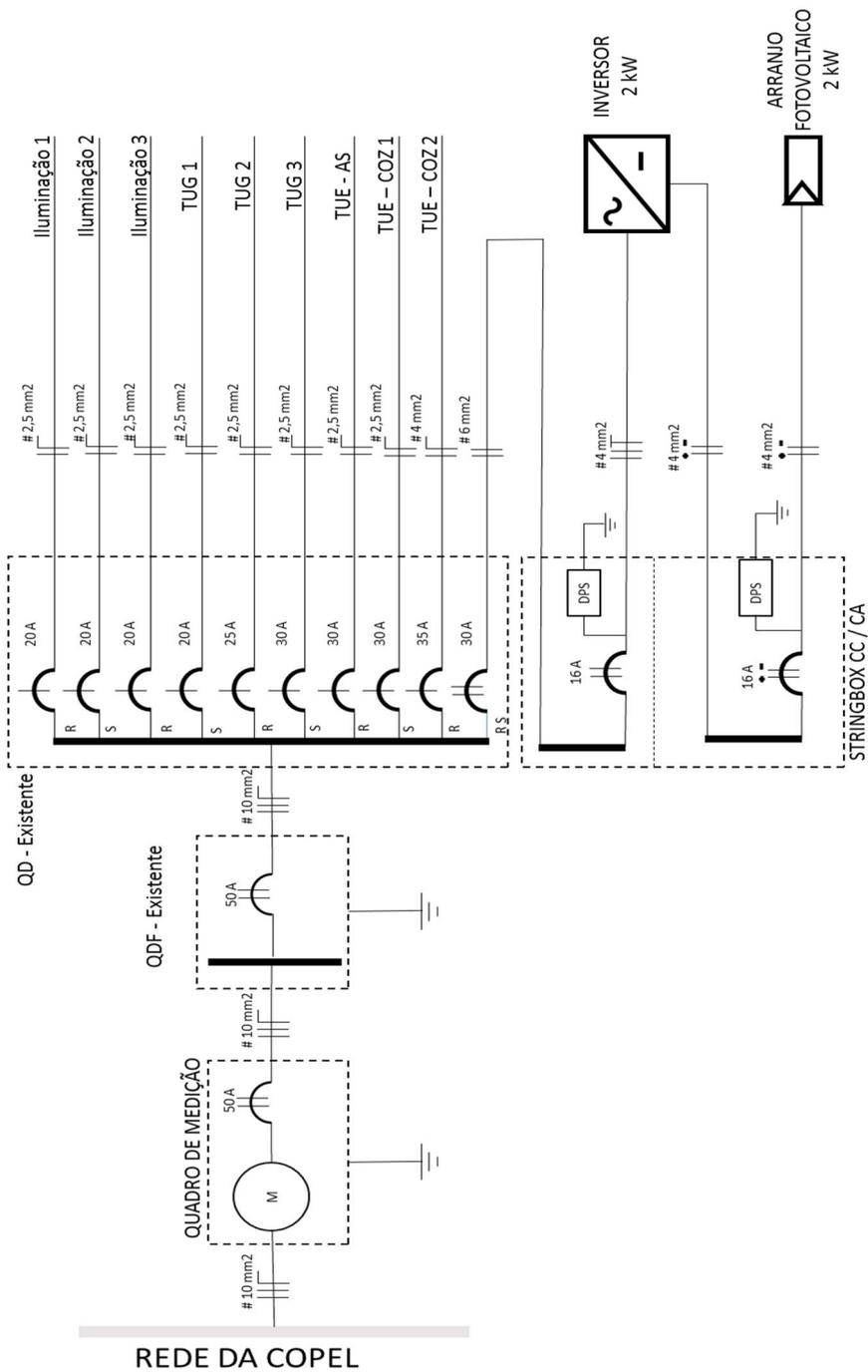


Figura 13 - Diagrama Unifilar Referência para Geração Distribuída em BT com Inversor.

Fonte: Norma COPEL NCT 905200

O Diagrama Unifilar que representa todas as interligações elétricas do projeto, que também estão descritas no item 3.5 deste Memorial, encontra-se abaixo:



Ricardo Araújo Pupo
 Ricardo Araújo Pupo
 PR - 29590/D

Figura 14 - Diagrama Unifilar do Projeto

	Medidor de Energia Concessionária
	Barramento CC ou CA
	Condutor Fase
	Condutor Neutro
	Condutor Terra
	Circuito de CC
	Quadro de Distribuição ou Medição ou String Box
	Disjuntor Bipolar
	Disjuntor Monopolar
	Dispositivo de Proteção contra Surto
	Barra de Aterramento

Figura 15 - Simbologia Utilizadas para o Diagrama Unifilar

PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA

O cálculo da energia a ser gerada pela implementação do projeto utilizou as seguintes premissas:

- Posicionamento dos módulos fotovoltaicos de acordo com a inclinação do telhado da residência, ou seja, 29 graus de azimute para leste e 16 graus de inclinação.
- Suprir a demanda média mensal da Residência onde serão instalados os módulos desconsiderando os 50 kWh mensais referente ao custo de disponibilidade.

Todo o cálculo foi realizado para suprir a demanda da residência localizada na Rua João Karam, 118 (Residência 1) e o eventual excedente deverá ser destinado para a residência localizada na Rua Pato Branco, 51, unidade consumidora 20985339, (Residência 2) que é de mesma titularidade.

Tabela 3 – Calculo da demanda a ser suprida pelo projeto

Levantamento Últimas Faturas		
Local	Demanda Mensal	
Residência A	124,92	kWh
Residência B	55,58	kWh
Total	180,50	kWh

Utilizando o software Radiasol estimou-se a irradiação nas coordenadas da residência com as devidas premissas de azimute e inclinação.

$$P_{FV} = \frac{E \cdot G}{H_{TOT} \cdot PR}$$

Tabela 4 – Calculo da quantidade de módulos necessários para suprir a demanda do projeto.

Potência FV		
Energia Demandada	180,5	kWh
Energia Demandada	6,02	kWh
G	1	W/m2
H _{TOT}	4,81	Wh/m2.dia
PR	75	%
Potência FV	1,67	kWp
P Módulo	250	W
N Módulo	7	unidade

Para suprir a demanda estabelecida seriam necessários 7 módulos, porém como comercialmente o inversor encontrado, dentro das normas exigidas pela concessionária, foi de 2 kW, optou-se pela instalação de 8 módulos de 250 Watts.

Realizando os cálculos novamente, porém considerando a implementação de 8 módulos, chega-se a estimativa de geração de energia abaixo:

$$E = \frac{P_{FV} \cdot H_{TOT} \cdot PR}{G}$$

Tabela 5 – Estimativa de energia gerada com a implementação do projeto

Energia Estimada	
Previsão	221,90 kWh Mês

CÁLCULO DOS CABOS ELÉTRICOS

Calculo da seção transversal dos condutores de Corrente Contínua:

$$S_{cond} = \left(\frac{211.P.0,0178}{V^2.\Delta V} \right).100 = \left(\frac{211.I.0,0178}{V.\Delta V} \right).100$$

Tabela 6 – Calculo da seção do cabo de CC

Comprimento do condutor	9 metros
Potência total do Arranjo	2000 Watts
Tensão do barramento	240 Volts
Queda de tensão admitida (%)	1 %
Seção por Queda de Tensão	1,1 mm ²

Corrente Total do Circuito	8,34 Amperes
Seção por Capacidade	1,1 mm ²

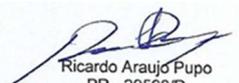
4,0 mm²

Tabela 7 – Calculo da seção do cabo de CA

Comprimento do condutor	5 metros
Potência total do Arranjo	2000 Watts
Tensão do barramento	220 Volts
Queda de tensão admitida (%)	1 %
Seção por Queda de Tensão	0,7 mm ²

Corrente Total do Circuito	9,1 Amperes
Seção por Capacidade	0,7 mm ²

4,0 mm²



Ricardo Araújo Pupo
PR - 29590/D

ANEXO B

FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC	
Código da UC: 41979494	Classe: B
Titular da UC: Ricardo Araujo Pupo	
Rua/Av.: João Karam	Nº: 118 CEP: 81510-490
Bairro: Guabirota	Cidade: Curitiba
E-mail: ricardoapupo@hotmail.com	
Telefone: 41 32968018	Celular: 41 99328295
CNPJ/CPF: 01836974990	
2 - Dados da Unidade Consumidora	
Carga instalada (kW): 6	Tensão de atendimento (V): 220 V <input checked="" type="checkbox"/>
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input checked="" type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>	
3 - Dados da Geração	
Potência instalada de geração (kW): 2	
Tipo da Fonte de Geração:	
Hidráulica	Solar <input checked="" type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>
Outra (especificar):	
4 - Documentação a Ser Anexada	
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input checked="" type="checkbox"/>
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(Inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.	<input checked="" type="checkbox"/>
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input checked="" type="checkbox"/>
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input checked="" type="checkbox"/>
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input checked="" type="checkbox"/>
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input checked="" type="checkbox"/> NA
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input checked="" type="checkbox"/> NA
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)	
Responsável/Área:	
Endereço:	
Telefone:	
E-mail:	
6 - Solicitante	
Nome/Procurador Legal: Ricardo Araujo Pupo	
Telefone: 41 99328295	
E-mail: ricardoapupo@hotmail.com	
Curitiba	3 / 8 / 2016
Local	Data
	Assinatura do Responsável

ANEXO C

FORMULÁRIO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

Formulário para cadastro de Unidades Consumidoras participantes do Sistema de Compensação

Solicito que a parcela de energia injetada na rede pela unidade consumidora n. 41979494, que esteja disponível para alocação nos termos da ReN Aneel 482/2012, seja rateada entre as unidades consumidoras abaixo relacionadas, conforme percentuais discriminados.

Dados da(s) Unidade(s) Consumidora(s) Beneficiária(s)				%
Unidade Consumidora	Nome do Titular	CPF/CNPJ do Titular	Endereço	
20985339	Ricardo Araujo Pupo	01836974990	Rua Pato Branco, 26 Guartuba Paraná	30
41979494	Ricardo Araujo Pupo	01836974990	Rua João Karam, 118 Curitiba Paraná	70

Declaro ainda estar ciente e concordar que:

a) a soma dos percentuais informados limita-se à 100%, sendo que, caso resulte em valor inferior, o residual será compensado na unidade consumidora geradora.

b) em caso de encerramento da relação contratual do atual titular de qualquer dessas unidades consumidoras (nos termos do art. 70 da ReN Aneel 414/2010), o percentual alocado à mesma será transferido para a unidade consumidora geradora, até o envio de novo formulário para redefinição do rateio.

c) as informações cadastradas com base no especificado neste documento somente serão alteradas mediante entrega de novo formulário, sendo de responsabilidade exclusiva do titular da unidade consumidora geradora (ou seu representante formalmente designado, no caso de Pessoa Jurídica) a emissão e entrega do mesmo.

d) este documento cancela e substitui qualquer outra solicitação anterior de cadastro de beneficiários relacionadas à unidade consumidora geradora acima identificada.

Ass do Titular ou Responsável formalmente autorizado (quando PJ): Ricardo Araujo Pupo



Titular da Unidade Consumidora (Nome Completo/Razão Social): Ricardo Araujo Pupo



CPF/CNPJ: 018.369.749-90

Nome do Responsável Pessoa Física formalmente designado (quando PJ): Ricardo Araujo Pupo



CPF: 018.369.749-90

ANEXO D



PARECER DE ACESSO DE
MICROGERAÇÃO AO SISTEMA
ELÉTRICO DA COPEL

UC 41979494

363/16
DMED/VMELES
13/09/2016

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	3
2. DADOS DA SOLICITAÇÃO DE ACESSO	3
2.1. DA UNIDADE CONSUMIDORA	3
2.2. DA CENTRAL GERADORA	3
3. PONTO DE CONEXÃO	4
3.1. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ACESSADO	4
3.2. REQUISITOS DE CONEXÃO	4
4. OBRAS	5
4.1. NO SISTEMA DE MEDIÇÃO	5
4.2. NAS INSTALAÇÕES DA UNIDADE CONSUMIDORA	5
5. CONTRATOS	5
6. FATURAMENTO E TARIFAS APLICÁVEIS	5
7. RESPONSABILIDADES DO ACESSANTE	6
8. CONCLUSÃO	7

RP

1. INTRODUÇÃO

O titular da Unidade Consumidora (UC) 41979494, Sr(a). Ricardo Araujo Pupo, aqui denominado acessante, manifestou interesse em aderir ao sistema de compensação de energia elétrica estabelecido pela Resolução Normativa Aneel nº 482, de 17 de abril de 2012, mediante a implantação de microgeração distribuída.

A solicitação de acesso para a central geradora foi apresentada à Copel em 13/09/2016 e registrada sob o protocolo 20163912073011, contendo todos os documentos necessários à emissão deste parecer.

O Parecer de Acesso é o documento formal obrigatório apresentado pela acessada (Copel), sem ônus para o acessante, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante.

Na elaboração deste documento foram considerados aspectos técnicos, comerciais e regulatórios tendo como principais referências estudos realizados pela Copel, as Resoluções 414/2010 e 482/2012 da Aneel e os Procedimentos de Distribuição.

2. DADOS DA SOLICITAÇÃO DE ACESSO

2.1. DA UNIDADE CONSUMIDORA

- Número da UC: 41979494
- Endereço: Rua João Karam 118
CEP 81510-490 - Curitiba / Paraná
- Titular (Acessante): RESPONSÁVEL: Ricardo Araujo Pupo
CPF: 01836974990

2.2. DA CENTRAL GERADORA

- Potência instalada: 2,0 kW
- Fonte primária: SOLAR
- Dados do inversor: Modelo: UNO2.0-I-OUTD-S
Marca: ABB
Potência: 2,0 kW
- Área total: 15,4 m²
- Placas fotovoltaicas: Modelo: HR-250P
Marca: ELCO
Quantidade: 8
Potência Individual: 250 W
Potência Total: 2,0 kW



3. PONTO DE CONEXÃO

O ponto de conexão do acessante com microgeração distribuída é o ponto de entrega da unidade consumidora, conforme definido em regulamento específico.

Deve-se observar, entretanto, que a potência instalada da microgeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à potência disponibilizada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A.

3.1. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ACESSADO

As características técnicas do sistema elétrico de distribuição a Copel podem ser encontrados com detalhes na NTC 905200 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel, disponível no site

A central geradora estará sujeita às interrupções do sistema e também àquelas provocadas em virtude das condições de proteção exigidas.

Recomenda-se que o acessante avalie todas as consequências em relação a prováveis interferências no sistema de geração provenientes de ocorrências normais no sistema elétrico, em função dos dados de desempenho do sistema na região e da filosofia de proteção do sistema adotada.

3.2. REQUISITOS DE CONEXÃO

O sistema de proteção deverá atender a NTC 905200 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel, disponível no site , e a seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição, disponíveis em

O sistema de proteção deverá possuir um elemento de desconexão visível e acessível pela distribuidora, um elemento de interrupção automático acionado por proteção, proteção de sub e sobretensão, proteção de sub e sobrefrequência, supervisão de sincronismo e função anti-ilhamento.

Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, as proteções necessárias podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeradores distribuídos. Nestes casos (micro e minigeradores conectados através de inversores), também não será necessário o elemento de desconexão visível e acessível pela distribuidora.

O inversor utilizado na instalação será conferido no momento da vistoria, devendo obedecer exatamente às características informadas na etapa de Solicitação de Acesso, sob pena de recusa do equipamento substituto e reprovação da central geradora na vistoria.

Em nenhuma hipótese a geração poderá operar ilhada alimentando cargas na região e para isso devem ser tomadas todas as medidas técnicas necessárias para restringir esta possibilidade.

A conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60 (sessenta) Hz.

4. OBRAS

4.1. NO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado e referem-se à diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica, considerando a opção de menor custo global, e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

4.2. NAS INSTALAÇÕES DA UNIDADE CONSUMIDORA

Todas as obras necessárias nas instalações da unidade consumidora, sejam referentes à implantação da central geradora ou às adequações necessárias nas instalações existentes, são de responsabilidade exclusiva do acessante.

A Copel recomenda fortemente a aquisição de materiais e equipamentos de qualidade e a contratação de profissional habilitado para o projeto e a instalação dos sistemas de geração, sendo obrigatória a observância das normas técnicas brasileiras ou, na ausência dessas, de normas internacionais.

A Copel recusará a liberação da central geradora, e poderá até mesmo suspender imediatamente o fornecimento, quando for constatada deficiência técnica ou de segurança na unidade consumidora que caracterize risco iminente de danos a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico.

5. CONTRATOS

Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a *microgeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica* da distribuidora, sendo suficiente a emissão do Relacionamento Operacional que acompanha este Parecer de Acesso.

6. FATURAMENTO E TARIFAS APLICÁVEIS

Os procedimentos para o faturamento de unidades consumidoras integrantes do sistema de compensação de energia elétrica observarão estritamente o disposto na Resolução Normativa Aneel nº 482/2012.

Das unidades consumidoras integrantes do sistema de compensação de energia elétrica será cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

Pelas regras do sistema de compensação de energia, não há cobrança de tarifa pela injeção de potência no sistema de distribuição, tampouco haverá qualquer espécie de remuneração pela Copel em função da energia injetada em seu sistema elétrico. Ressalta-se que a energia injetada na rede de distribuição por essa central geradora não será comprada pela Copel.

7. RESPONSABILIDADES DO ACESSANTE

Solicitar vistoria à Copel após a implantação da central geradora conforme as condições de acesso descritas neste Parecer.

Cumprir plenamente os seus termos do Relacionamento Operacional, entregue juntamente com este Parecer de Acesso.

Possuir Licença Ambiental de Operação válida (ou dispensa), quando pertinente, emitida pelo órgão competente, e manter cópia em seu poder, para apresentá-la sempre que for solicitado pela Copel.

Garantir a proteção adequada e eficiente de toda a sua instalação e equipamentos, de forma que faltas, falhas, distúrbios e religamentos automáticos no sistema de distribuição não causem danos aos seus equipamentos. Os ajustes das proteções devem desfazer imediatamente o paralelismo de sua geração caso ocorram desligamentos, antes da subsequente tentativa de religamento do sistema elétrico, pois a Copel não se responsabiliza por danos decorrentes de paralelismo fora de sincronismo.

Manter a adequação técnica e a segurança das instalações internas da unidade consumidora e da central geradora. No caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado pela microgeração distribuída, aplica-se o estabelecido no caput e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010.

Não colocar em operação a central geradora antes da aprovação do ponto de conexão pela distribuidora e liberação para a efetiva conexão. No caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local, aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010.

Respeitar os valores de referência adotados para os indicadores: tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência, que são os estabelecidos na Seção 8.1 do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição.

Notificar a Copel caso a UC inicie processo de migração para o Ambiente de Contratação Livre, pois a adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

Contatar a distribuidora, caso deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior à potência disponibilizada para a UC. Nessa situação, o acessante deverá solicitar aumento desta potência disponibilizada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

8. CONCLUSÃO

O ponto de conexão apresentado atende a todos os critérios técnicos estabelecidos para o planejamento e expansão do sistema elétrico da Copel, sendo válido pelo período de 120 dias a contar da data deste documento.

CURITIBA, 13/09/2016

Qualquer contato sobre este Parecer de Acesso deve ser tratado com a Agência de Atendimento mais próxima ou através da Central de Atendimento Telefônico, mencionando o número da UC (41979494) ou o protocolo nº 20163912073011.

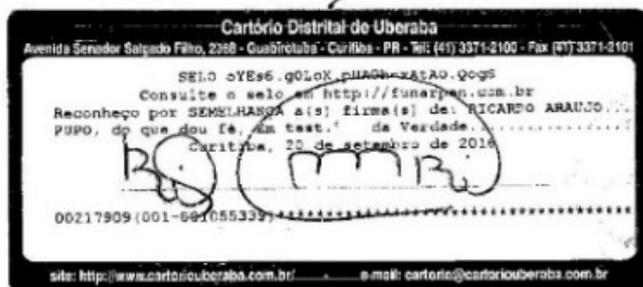
Elaborado por:

Eng. Adriano Prado de Souza
 Gerente da VMELES SRG/DMED/VMELES
 COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A - Agência de Divisão
 Superintendência Comercial da Distribuição
 Departamento de Medição da Distribuição
 copel@copel.com
 0800 51 00 116

Recebido em 13/9/16 pelo titular da UC 41979494;

Nome: Ricardo Araujo Pupo

Assinatura: 



MARILENE VARCHAKI
 Escrivente

DMED/VMELES

7

ANEXO E

 COPEL Distribuição	RELATÓRIO DE VISTORIA CONEXÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
--	---

1) DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA / GERADORA:

VIA CLIENTE

Nome: Ricardo Araujo Pupo UC: 41979494
 Endereço: Rua João Karam 118 Município: Curitiba / Paraná
 Atividade: Residência Tensão de Conexão: 220 Disjuntor Geral: 2X50A

2) CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE GERAÇÃO:

2.1) Características das Placas (Módulos):

Arranjo	Placas por Arranjo	Fabricante(s) das Placas	Área do Arranjo (m ²)	Potência Total das Placas do Arranjo (kWp)
1	8	ELCO	15,4	2,0
2				
3				

2.2) Características dos Inversores:

Arranjo	Fabricante(s) dos Inversores	Modelo(s) dos Inversores	Potência do Inversor (kWp)	Nº série do Inversor
1	ABB	UNO2.0-I-OUTD-S	2,0	751104
2				
3				

3) DADOS DOS MEDIDORES E TCs (se houver) INSTALADO(S):

Medidor Instalado:

NIO: CR61272789 Marca: LANDIS GYR Modelo: E 34 A

Leituras: Cód. 003: 00000 kWh Consumido

Cód. 103: 00000 kWh Fornecido

Nº Lacre(s) Medidor: 60790253, 60790260

Nº Lacre Caixa de Medição: 60790258

Nº Telemedicação: _____

TC de Medição Instalados:

NIO (fase A): _____ Marca: _____ Modelo: _____

NIO (fase B): _____ Marca: _____ Modelo: _____

NIO (fase C): _____ Marca: _____ Modelo: _____

Corrente Nominal: _____ FT: _____ Nº Lacre Caixa dos TCs: _____

Medidor Retirado:

NIO: 0200930304 Leitura: 28774

 COPEL Distribuição	RELATÓRIO DE VISTORIA CONEXÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
--	---

VIA CLIENTE

4) DADOS DA ENTRADA DE SERVIÇO:

Placa de Advertência Instalada Corretamente na Entrada de Serviço? SIM () NÃO
 Condições de Acesso da COPEL à Entrada de Serviço está OK? SIM () NÃO

5) DADOS DA VISTORIA NO SISTEMA DE GERAÇÃO (INVERSOR):

Ponto de Conexão do Inversor está de Acordo com a NTC 905200? SIM () NÃO
 Teste de Desconexão do Inversor OK? (proteção anti-ilhamento) SIM () NÃO

Medições de Tensão na ENTRADA DE SERVIÇO:

Tensão Medida com o Inversor Desconectado - FF: 217.4 V FN: 124.4 V

OBS.: Desligar a proteção geral do(s) Inversor(es) apenas, e efetuar a medição de tensão na Entrada de Serviço.

Tensão Medida com o Inversor Conectado - FF: 219.9 V FN: 105.2 V

OBS.: Religar a proteção geral do Inversor, e efetuar a medição de tensão na Entrada de Serviço com o Inversor em operação.

Outras pendências verificadas na vistoria:

VISTORIA APROVADA SIM () NÃO

Em caso de alguma pendência verificada, ocasionando a reprova da vistoria, nova solicitação deverá ser realizada assim que estas pendências forem sanadas.

RESPONSÁVEL PELA VISTORIA	
Nome: <u>GILSON S. SPALCO</u>	Registro: <u>21725</u>

ANEXO F

 COPEL Companhia Paranaense de Energia		 PARANA <small>GOVERNO DO PARANÁ</small>		
ASSUNTO: Demonstrativo de saldos, compensações e energia injetada de Unidade Consumidora Micro/Minigeradora				
Caro Cliente,				
A unidade consumidora abaixo especificada encontra-se cadastrada na Copel como Micro/Minigeradora e devidamente enquadrada no sistema de compensação de energia, nos termos da Res. Aneel 482/2012.				
Dessa forma, vimos apresentar as informações previstas nos incisos XIV e XV do Art. 79 da Res. acima citada, complementando as informações constantes em sua fatura de energia.				
Titular RICARDO ARAUJO PUPO		Unidade Consumidora 43979494 Ref. Atual 06/2017		
Energia elétrica ativa injetada	Saldo Total de Créditos	Créditos expirados no ciclo de faturamento		
84 kWh	570 kWh	Mês de Criação	06/2012	
			0 kWh	
Histórico de Energia Injetada				
Mês de Referência da Geração	Energia Injetada na Referência	Energia Compensada	Crédito de Energia Injetada Disponível ao Cliente	Prazo à Expirar do Crédito de Energia Injetada
05/2017	215 kWh	-85 kWh	120 kWh	05/2022
04/2017	125 kWh	-45 kWh	80 kWh	04/2022
03/2017	127 kWh	-184 kWh	111 kWh	03/2022
02/2017	120 kWh	-251 kWh	35 kWh	02/2022
01/2017	218 kWh	-298 kWh	0 kWh	01/2022
12/2016	201 kWh	-87 kWh	0 kWh	12/2021
11/2016	255 kWh	-152 kWh	0 kWh	11/2021
10/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	10/2021
09/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	09/2021
08/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	08/2021
07/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	07/2021
06/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	06/2021
05/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	05/2021
04/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	04/2021
03/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	03/2021
02/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	02/2021
01/2016	0 kWh	0 kWh	0 kWh	01/2021
12/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	12/2020
11/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	11/2020
10/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	10/2020
09/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	09/2020
08/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	08/2020
07/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	07/2020
06/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	06/2020
05/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	05/2020
04/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	04/2020
03/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	03/2020
02/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	02/2020
01/2015	0 kWh	0 kWh	0 kWh	01/2020
12/2014	0 kWh	0 kWh	0 kWh	12/2019
11/2014	0 kWh	0 kWh	0 kWh	11/2019
10/2014	0 kWh	0 kWh	0 kWh	10/2019
09/2014	0 kWh	0 kWh	0 kWh	09/2019
08/2014	0 kWh	0 kWh	0 kWh	08/2019
07/2014	0 kWh	0 kWh	0 kWh	07/2019
06/2014	0 kWh	0 kWh	0 kWh	06/2019
Emitido em: 26/06/2017				