

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

EDUARDO KUNZ BÚSSOLO

**ASPECTOS DA MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
APLICADOS ÀS EDIFICAÇÕES PREDIAIS**

Porto Alegre

2018

EDUARDO KUNZ BÚSSOLO

**ASPECTOS DA MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
APLICADOS ÀS EDIFICAÇÕES PREDIAIS**

*Projeto de Diplomação apresentado ao
Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Rio Grande do Sul,
como parte dos requisitos para Graduação em
Engenharia Elétrica.*

Orientador: Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig

Porto Alegre

2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Rui Vicente Oppermann

Vice-Reitor: Jane Fraga Tutikian

ESCOLA DE ENGENHARIA

Diretora: Luiz Carlos Pinto da Silva Filho

Vice-Diretor: Carla Schwengber tenCaten

Bússolo, Eduardo Kunz
Aspectos da Micro e Minigeração Fotovoltaica
Aplicados às Edificações Prediais / Eduardo Kunz
Bússolo. -- 2018.
115 f.
Orientador: Igor Pasa Wiltuschnig.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de
Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto
Alegre, BR-RS, 2018.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Edificações Prediais
Comerciais. 3. Geração Distribuída. 4. Minigeração
Fotovoltaica. 5. Payback Descontado. I. Wiltuschnig,
Igor Pasa, orient. II. Título.

EDUARDO KUNZ BÚSSOLO

ASPECTOS DA MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA APLICADOS ÀS EDIFICAÇÕES PREDIAIS

Este projeto foi analisado e julgado adequado para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista, de forma a fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig

Prof. Dr. Aly Ferreira Flores Filho

Aprovado em: ___/___/___

BANCA EXAMINADORA

Eng^a.Ana Paula Zanatta–UFRGS _____

Prof^a. Dra. Gladis Bordin–UFRGS _____

Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig–UFRGS _____

Dedico este trabalho a minha família, que me forneceu apoio em todos os momentos difíceis. Em especial para minha mãe, minha noiva, e minha irmã. Obrigado por me ajudarem nesta dura e longa caminhada. Eu amo vocês.

AGRADECIMENTOS

Aos meus amigos e colegas de curso, verdadeiros irmãos que estiveram comigo nas piores e melhores situações.

Ao meu orientador, Igor, que sempre se mostrou uma pessoa disponível e prestativa a me ajudar e conversar sobre assuntos pertinentes. Muito obrigado por realmente ser um professor, dando dicas e outras possibilidades para estudos.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul por ter me fornecido de certa forma uma segunda casa e aos poucos professores dignos de sua profissão.

À FIRMAC Engenharia por me fornecer e ajudar a conseguir informações, plantas e materiais fundamentais para construção deste projeto.

À Dirce Kunz Bússolo, minha mãe, que me ajudou a planejar meus passos acadêmicos e sempre apostou em mim.

À Inayá Lopes, mulher da minha vida, que compartilhou comigo boa parte do árduo caminho que foi se tornar um Engenheiro Eletricista da UFRGS. Obrigado, meu amor.

RESUMO

Após cinco anos da publicação da Resolução Normativa N°482/2012 (REN n°482), onde se permitiu ao consumidor de energia elétrica passar a ser gerador de sua própria energia, presencia-se atualmente um crescimento das unidades consumidoras (UCs) atendidas com módulos fotovoltaicos (12.375 unidades). Desse aumento de UCs, a conexão com o sistema possibilitada ao pequeno e médio consumidor modificará o perfil de carga das distribuidoras de energia elétrica. Por outro lado, não sobrecarregará as redes de distribuição que têm nas edificações prediais, relevante parcela de energia requisitada por alimentadores. Tendo em vista esse panorama e a legislação atual, neste trabalho pretende-se apresentar analogias e conceitos recentes que se aplicam à necessidade do aumento da demanda nas redes urbanas, supridas por instalações elétricas com geração distribuída baseadas em micro e minigeração fotovoltaica, uma fonte renovável de energia de prática instalação e de futuro cada vez mais importante, uma vez que as redes de distribuição elétrica nos meios urbanos se encontram limitadas tanto física quanto espacialmente. Partindo dessa premissa, foi feito um estudo de caso em uma edificação comercial localizada no centro de Porto Alegre, analisando os impactos no balanço de consumo de energia e o seu retorno financeiro, caso se adicionassem módulos fotovoltaicos à estrutura. Além disso, foram analisados dados reais do mercado de energia elétrica, que já comprovam a importância do tema, auxiliando o consumidor a tomar decisões com base na demanda, localização e custos envolvidos no processo de adequação por meio de propostas comerciais. Mostrou-se que mesmo em um prédio comercial de elevado consumo mensal de energia elétrica, é viável a instalação do projeto fotovoltaico. Como resultado, o investimento com base no modelo da proposta mais cara encontrada foi restituído em 14 anos e 7 meses num período de 20 anos, construído sobre a análise de *payback* modificado. Uma representação em 3-D da edificação foi feita, e também um diagrama unifilar, mostrando a atual e a futura instalação, que contaria com 326 kWp, 972 módulos fotovoltaicos e 4 inversores. Adicionalmente, também, é importante o registro sobre a redução da emissão de poluentes, que no estudo feito deixariam de ser emitidas cerca de 536 toneladas de gás carbônico. Esse tipo de consumo renovável no meio urbano já demonstrou sucesso em outros países, como exemplo na Alemanha, que mesmo possuindo um potencial fotovoltaico muito inferior ao Brasil já possui diversas unidades adeptas a esse tipo de fonte de energia.

Palavras-chaves: Sistemas Fotovoltaicos. Edificações Prediais Comerciais. Geração Distribuída. Minigeração Fotovoltaica. Payback Descontado.

ABSTRACT

After five years of the publishment of the Normative Resolution number 482/2012 (*REN No.482*), where it was permitted to the customer of electric energy to generate its own energy, nowadays we are seeing a quick growing of consumer's units fed by photovoltaic modules (12.375 units). From this raising on consumer's units, the connection to grid allowed to small and medium customer will change the energy consumption profile of the electric distributors. However, this will not overcharge the distribution grid, which relevant part of the contribution energy required by feeders is presented on building constructions. With this scenario, and the current legislation, in this study it is intended to show some analogies and recent concepts that are applied to the growing electric demand necessity in urban nets, supplied by electric installations with distributed generation based on photovoltaic's micro and *minigeneration*. This is a renewable energy source with practical installation and adaptation, with an increasing importance for the future, once distribution grid in urban means are found limited both physical and spatially. Based on this, it was performed a case study in a commercial edification situated in Porto Alegre downtown, analyzing the impacts on the balance of energy consumption and its financial returns if added photovoltaic solar panels to its structure. In addition, it was analyzed real data from the electric energy market to help the customer to be able to decide among electric demand, localization, costs involved in the remodeling process in terms of commercial proposals. It was shown that even in a commercial building, with a certain amount of monthly energy consumption, it is practicable the installation of the PV system project. As a result, the investment based on the most expensive proposal acquired refund the investment along 14 years and 7 months in a 20-year period based on modified payback analysis. On top of that, a representation in 3-D of the building was made, and an *unifilar* diagram too, showing the actual and future installations, which would consist of 326 kWp, 972 photovoltaic modules and 4 inverters. As an important find, with this case study it was possible to measure the emission reduction of pollutants, and would be possible to save about 536 tons of carbon dioxide. This type of renewable consumption in urban means have already demonstrated success in other countries, such as Germany, where although possessing a less inferior photovoltaic potential than Brazil, owns many adept units to this kind of energy source.

Keywords: Photovoltaic Systems. Commercial Buildings Edifications. Distributed Generation. Photovoltaic Minigeneration. Discounted Payback.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Projeção de Consumo de Energia Elétrica no Brasil	20
Figura 2 - Modelo da Geração Distribuída.....	23
Figura 3 - Geração distribuída por tipo de geração no Brasil.....	24
Figura 4 - Metodologia do Estudo.....	26
Figura 5 - Evolução da geração de energia fotovoltaica distribuída	34
Figura 6 - Composição do espectro da radiação solar	36
Figura 7 - Processos de interação da radiação solar com a atmosfera.....	37
Figura 8 - Total Diário da Irradiação Solar no Plano Inclinado na Latitude (Média Anual) ...	40
Figura 9 - Orientação azimutal correta do módulo solar	41
Figura 10 - Mapa de ângulos de correção para encontrar o Norte geográfico	42
Figura 11 - Módulo solar com dois graus de liberdade de rastreamento.....	44
Figura 12 - Estrutura de uma célula fotovoltaica	45
Figura 13 - Módulo Fotovoltaico de Silício	46
Figura 14 - À esquerda o módulo de silício e à direita o módulo de filme fino.....	47
Figura 15 - Caixa de conexão traseira de um módulo fotovoltaico de silício	48
Figura 16 - Procedimentos e Etapas de Acesso ao Sistema de Compensação	53
Figura 17 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....	57
Figura 18 - Localização da edificação comercial	61
Figura 19 - Desvio na leitura da bússola referente ao Norte magnético do local.....	63
Figura 20 - Vista superior das áreas comuns, em vermelho claro, e das áreas úteis do terraço em branco.....	65
Figura 21 - Área destacada das fachadas Norte-Noroeste e Oeste-Sudoeste	65
Figura 22 - Fatura de energia elétrica da edificação estudada.....	67
Figura 23 - Geração em cada mês do ano.....	74
Figura 24 - Transformador de Acoplamento à Seco.....	77
Figura 25 - Diagramas unifilares, com e sem Trafo para GD	82
Figura 26 - Proposta de estrutura para módulo FV	83
Figura 27 - Vistas da representação em 3D com módulos instalados nascer (esq.) e poente (dir.) solar	83
Figura 28 - Detalhe em 3D do terraço com módulos instalados	84
Figura 29 - Detalhe em 3D da área comum (porção central) com módulos instalados.....	84

Figura 30 - Projeção da Paridade Tarifária.....	95
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Unidades Consumidoras com geração distribuída	24
Tabela 2 - Participação da Geração Fotovoltaica no consumo nacional por classe de consumidor.....	33
Tabela 3 - Estados brasileiros com melhores potenciais solares médios	55
Tabela 4 - Relatório de unidades consumidoras por classe de consumo.....	66
Tabela 5 - Alimentadora de Dados das Faturas de Distribuição de Energia Elétrica.....	68
Tabela 6 - Resumo de valores para fins de comparação.....	68
Tabela 7 - Resultados Financeiros nos Cenários de Inverno e Verão	75
Tabela 8 - Tabela de Dados do Transformador de Acoplamento.....	78
Tabela 9 - Resumo dos Principais Equipamentos Utilizados	86
Tabela 10 - Falhas típicas em um sistema fotovoltaico.....	87
Tabela 11 - Roteiro de Manutenções Preventivas	87
Tabela 12 - Valor a ser investido no estudo realizado (base proposta Fornecedor 1).....	90
Tabela 13 - Retorno Financeiro (Payback Descontado) para Fornecedor 1	91
Tabela 14 - Retorno Financeiro (Payback Descontado) para Fornecedor 2.....	92
Tabela 15 - Resumo Comparativo entre Fornecedores e Período de Payback.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
COBEI	Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
DELET	Departamento de Engenharia Elétrica
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IDEAL	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas para a América Latina
IEA	Agência Internacional de Energia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPTU	Imposto Predial e Territorial Urbano

MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
NR	Norma Regulamentadora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
REN	Resolução Normativa
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFIE	Sistemas Fotovoltaicos Integrados às Edificações
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

c	Velocidade da Luz no Vácuo
λ	Comprimento de Onda
f	Frequência da Onda
E	Energia da Onda
h	Constante de Planck
ν	Frequência de Radiação
AM	Massa de Ar
θ_z	Ângulo Zenital do Sol
d	Espaçamento entre as Fileiras de Módulos
z	Altura das Hastes de Fixação
D	Largura da Área de Instalação
L	Largura do Módulo Solar
f_u	Fator de Utilização de Área
η_p	Eficiência de um Módulo Fotovoltaico
$P_{m\acute{a}x}$	Potência Máxima ou de Pico do Módulo
A_p	Área do Módulo Calculada a partir das Dimensões Informadas no Catálogo do Fabricante
E	Média (mensal ou anual) de Consumo
P_{FV}	Potência Nominal de Pico de um Sistema Fotovoltaico
TD	Taxa de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico
HSP	Horas de Sol Pleno
η_g	Rendimento Global do Sistema
η_p	Rendimento dos Painéis

η_i	Rendimento do Inversor
η_a	Rendimento do Arranjo
η_{pe}	Rendimento ponderado pelas Perdas Eléctricas
$S_{\Delta V}$	Seção do Condutor pela Queda de Tensão
ρ	Resistividade do Material Condutor
ΔV	Perda (%) Admitida no Trecho
d	Comprimento do Circuito
V	Tensão Eléctrica entre Fases
i	Corrente Eléctrica do Inversor
P_N	Valor Presente das Entradas no Período N
F_N	Entrada Líquida (Fluxo de Caixa) no Período N
TMA	Valor da Taxa Mínima de Atratividade

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	MOTIVAÇÃO.....	22
1.2	OBJETIVOS.....	25
1.3	ESTRUTURA E METODOLOGIA.....	26
2	ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL: PASSADO E PRESENTE....	29
2.1	A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEUS OBSTÁCULOS	29
2.2	NORMAS E REGULAMENTAÇÃO.....	30
2.3	ATRATIVO PARA MULTINACIONAIS E POTENCIAL DE UTILIZAÇÃO	32
3	CONCEITOS BÁSICOS.....	35
3.1	RADIAÇÃO SOLAR.....	35
3.2	MASSA DE AR	36
3.3	TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR	37
3.4	ENERGIA SOLAR	38
3.5	ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS VOLTAICOS.....	39
4	ANÁLISE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ATRAVÉS DA GD....	51
4.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	51
4.2	TRIBUTOS RELACIONADOS	53
4.3	UFVs VISTAS PELAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA	54
4.4	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO E MARGEM DE GANHO	56
5	ESTUDO DE CASO	60
5.1	EDIFÍCIO COMERCIAL NO CENTRO DE PORTO ALEGRE	61
5.1.1	Localização e Terreno	61
5.1.2	Área de cobertura e fachada disponível	63
5.2	REDE ELÉTRICA EXISTENTE E ANÁLISES DE INSTALAÇÃO	66
5.3	PROPOSIÇÕES DE PROJETO PARA INSTALAÇÃO E RESULTADOS	72
5.3.1	Especificações Numéricas e Dimensionamentos	73
5.3.2	Representações em 3D e Diagrama Unifilar	80
5.4	MANUTENÇÃO E ANÁLISE FINANCEIRA	86
5.4.1	Manutenção de um Sistema Fotovoltaico	86
5.4.2	Análise Financeira	88
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	94

6.1	CONCLUSÕES	94
6.2	TRABALHOS FUTUROS	94
ANEXO A – DOCUMENTO, REQUISITOS E DIAGRAMA UNIFILAR PARA ACESSO À MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA		104
ANEXO B – DOCUMENTAÇÃO DOS DADOS TÉCNICOS LEVANTADOS.....		108

1 INTRODUÇÃO

As cidades grandes estão cada vez mais dinâmicas necessitando criatividade e aprimoramento de recursos em projetos (sejam eles *retrofit* ou *as built*). Do ponto de vista da Engenharia Elétrica e mais especificamente das áreas de Instalações Elétricas, Sistemas e Eletrônica de Potência, a redução de custos é um fator chave nos tempos atuais. A possibilidade de ter redução de custo, por exemplo, na conta de energia elétrica mensal através de um investimento inicial, é fundamental no balanço financeiro desde um consumidor residencial a um consumidor com grande potência instalada.

Como característica da disposição geográfica, os maiores consumos de eletricidade se encontram em aglomerados urbanos, compostos por cidades grandes, as quais apresentamos mais diversos conjuntos de unidades consumidoras, como exemplificação, as edificações prediais (residenciais e comerciais). Nas últimas décadas o apelo pelas fontes renováveis tem crescido em função de basicamente três inconvenientes: 1) esgotamento dos combustíveis fósseis: uma vez que estes são recursos finitos e exigirão cada vez mais esforços para serem obtidos, o que leva à elevação de custos; 2) segurança energética: pois mesmo que os recursos fósseis estejam disponíveis em algum lugar do mundo, deseja-se evitar que uma economia dependa deste tipo de energia; 3) alterações climáticas: a queima dos combustíveis fósseis e a consequente emissão de dióxido de carbono (CO₂) intensificam o efeito estufa e levam à alteração do clima na Terra (KONZEN, 2014).

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é atualmente uma das alternativas mais promissoras para suprir a demanda energética necessárias ao desenvolvimento socioeconômico (PINHO; GALDINO, 2014). Além disso, a energia solar (e a eólica também) se faz mais útil considerando-se as usinas hidrelétricas existentes e a distância desses centros de geração e sua complexidade na transmissão de energia elétrica, em conjunto com a poluição emitida pelas

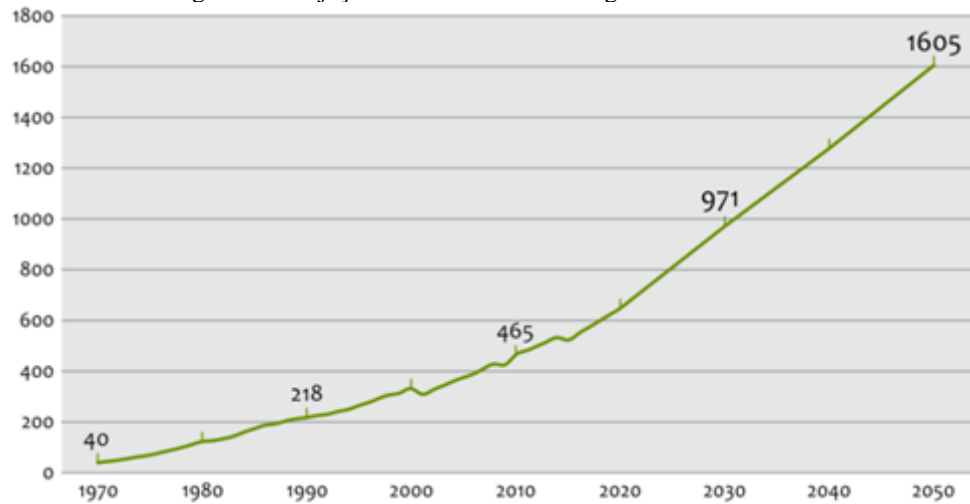
usinas termelétricas com base em combustíveis fósseis, que quando acionadas trazem consigo um gasto adicional nas faturas de distribuição de energia elétrica para determinada parcela de consumidores. Isso termina por levar às autoridades estudos de fontes renováveis de energia.

A distribuidora de energia elétrica local deve estar ciente de todo ponto de conexão, seja novo ou existente, de forma a se planejar para realizar o atendimento às unidades consumidoras, prestar manutenções e/ou adequações e vistorias. Baseado no perfil da instalação, principalmente na quantidade de potência instalada, o consumidor se enquadrará em determinada classificação, passando a pagar pelo serviço fornecido de energia elétrica, fundamentalmente baseado pela tarifa de energia elétrica referida ao seu consumo mensal. Consumo esse, que abrangendo todo o território brasileiro e seguindo as projeções, conforme Figura 1, tenderá a aumentar à medida que aumente a demanda.

No Brasil são adotados alguns intervalos horários, caracterizados por curvas de carga padronizadas e aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (intrinsecamente associados aos patamares de carga¹), que são chamados de Horário de Ponta e Horário de Fora Ponta os quais apresentam variação (e no intervalo horário segundo cada distribuidora) no custo da tarifa de energia elétrica aplicada pela distribuidora (independentemente do local em território nacional) de energia elétrica. Essa característica horária do mercado brasileiro de energia elétrica abre margem para serviços que buscam economia para o consumidor.

¹ Patamar de Carga é a classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Figura 1 - Projeção de Consumo de Energia Elétrica no Brasil



Fonte: Adaptado de BRASIL, 2017a

Os serviços existentes atualmente estão baseados no que se chama de “Geração na Ponta”, ou seja, o responsável pela conta de energia elétrica de determinada instalação, no horário em que a tarifa de energia elétrica está mais cara, horário de ponta, ao invés de pagar para a distribuidora, não consome da rede externa, mas sim de um gerador de energia elétrica, alugado ou próprio. Torna-se vantajosa essa tática, uma vez que o custo associado ao óleo diesel, manutenção do gerador e aluguel/contrato de compra, em curto prazo já apresenta retorno financeiro (SILVA, 2014).

Essa tática por se tratar de uma energia de origem fóssil, degrada o ambiente, pode deixar de existir ao longo do tempo, e atualmente é vista como retrógrada frente às fontes renováveis de energia que além de serem “limpas”, estão ganhando incentivos governamentais para serem colocadas em prática. Neste ponto, este projeto apresenta o uso da mini e microgeração fotovoltaica voltado para edificações prediais visando redução de custos com energia elétrica, além, de buscar a automatização energética da edificação, através de uma proposta de projeto com o dimensionamento dos principais componentes do mesmo, e apresentar a quantidade de poluentes não emitidos pela opção dessa fonte de energia. Aplicam-se a este caso os sistemas fotovoltaicos de mini ou microgeração, uma vez que são pequenos sistemas (estudo focado apenas para edificações e não para indústrias de grande porte)

caracterizados por locais cujo consumo de eletricidade pode ser parcial ou inteiramente suprido pelas instalações fotovoltaicas, alterando apenas o prazo de retorno financeiro.

Segundo ANEEL, no Brasil, gerar energia no próprio imóvel é ainda uma experiência em pequena escala. Apenas 12.375 unidades (BIG, 2017), entre imóveis residenciais, comerciais, industriais e outros, fazem isso. Ou seja, é um nicho de mercado a ser melhor explorado de maneira a otimizar custos de energia elétrica. Segundo o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas para a América Latina (IDEAL, 2013), o país tem um potencial subaproveitado para a geração urbana fotovoltaica, mas a tecnologia vem ganhando adeptos rapidamente.

A aquisição de um sistema fotovoltaico não é uma decisão motivada unicamente por questões econômicas, mas também envolve aspectos relacionados à consciência ambiental, barreiras técnicas e burocráticas percebidas pelos consumidores e que podem ter significativa influência na sua escolha (KONZEN, 2014).

1.1 MOTIVAÇÃO

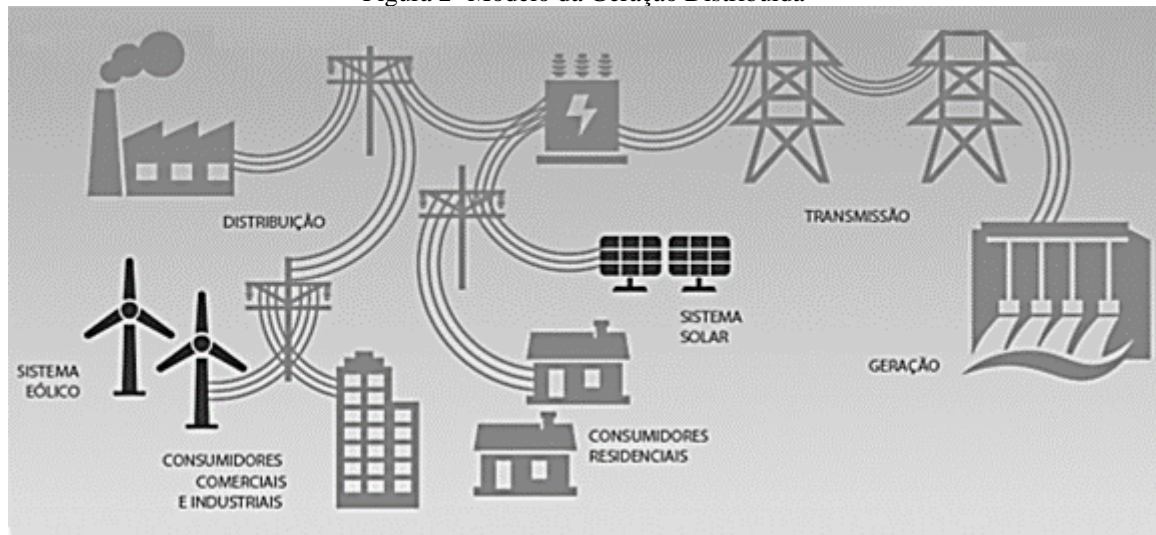
Frente a um cenário mundial necessitante de avanço em energias renováveis, a energia fotovoltaica, em especial a microgeração fotovoltaica (potência instalada até 75 kW) para pequenas residências e a minigeração (potência instalada até 5 MW) para edificações comerciais atendidas em Alta/Média Tensão (AT/MT), possibilita um cenário positivo na redução dos impactos ambientais. Diversas pequenas instalações nos meios urbanos já estão fazendo parte do início desse processo evolutivo para a Engenharia Elétrica. Dessa maneira, estudos de uso e implementação de sistemas fotovoltaicos se restringem a grandes empreendimentos de geração conectados ou não à rede elétrica. Entretanto, não é comum estudos e pesquisas voltados para edificações comerciais em centros urbanos, principalmente em países em desenvolvimento como o Brasil.

Neste campo de desenvolvimento de ideias e projetos, as edificações prediais nos meios urbanos estão aos poucos aderindo às instalações de painéis solares sejam em coberturas ou em fachadas, se tornando parte de uma categoria de geração de energia que faz parte de um grande modelo que engloba outras fontes de energia (renováveis ou não), chamada de Geração Distribuída (GD). Desse modelo entende-se a descentralização da geração dessa energia através do uso de geradores instalados próximos aos locais de consumo conforme mostra a Figura 2. Mais precisamente, segundo a ANEEL (ANEEL,2012): centrais geradoras de energia elétrica, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS. Isto vem de encontro à ideia de geração de energia em grandes usinas, normalmente longe do ponto de entrega.

A GD traz a possibilidade de se ter em áreas densamente povoadas, pequenos parques geradores conectados ao sistema elétrico, podendo ser instalados em telhados de residências, empresas, escolas e centros comerciais. Da eletrônica de potência tem-se a possibilidade da

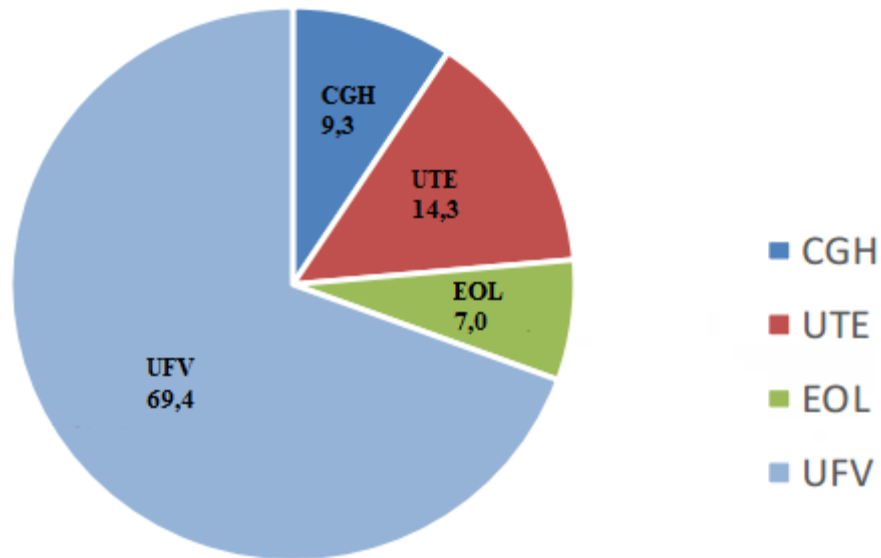
instalação desses parques, miniusinas e afins, diretamente nas redes de Baixa Tensão sem a necessidade de transformadores dependendo da entrada de serviço e da quantidade de demanda a ser instalada por parte de um sistema fotovoltaico.

Figura 2- Modelo da Geração Distribuída



Fonte: Adaptado de Bravence, 2017

As microusinas fotovoltaicas são as mais exploradas no mundo. Para edificações comerciais, tanto micro quanto miniusinas estão, aos poucos, se enquadrando em projetos futuros e de adequação. No Brasil o número dessas usinas está aumentando exponencialmente (HENRIQUES, 2017), principalmente pela facilidade de adequação da instalação dos módulos (podendo ser comprovado pela Figura 3 e pela Tabela 1). Por isso, escolheu-se esta forma de geração de energia como motivação, uma vez que a geração distribuída tem se integrado cada vez mais aos sistemas de distribuição no Brasil, e na aplicação do estudo no setor residencial, a geração distribuída fotovoltaica se viabiliza economicamente com grande margem nos sistemas atendidos em Baixa Tensão e em Média Tensão, onde exatamente as residências e pequenas edificações são maioria – 65% dos sistemas conectados à baixa tensão são residências, seguidos do comercial com 22% (EPE, 2013).

Figura 3 - Geração distribuída por tipo de geração no Brasil²

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2017a

Tabela 1 - Unidades Consumidoras com geração distribuída

Tipo	Nº de Projetos	Potência Instalada (kW)
UFV	12.375	100.826
UTE	55	20.800
CGH	19	13.455
EOL	55	10.187

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2017b

² EOL se refere à Central Geradora Eólica, CGH se refere à Central Geradora Hidrelétrica, UTE se refere à Usina Termelétrica e UFV se refere à Central Geradora Fotovoltaica (ANEEL, 2017a).

1.2 OBJETIVOS

Os objetivos são:

- Elaborar um Estudo de Caso apresentando resultados e simulações com base na atual estrutura de GD no Brasil.
- Esboçar um diagrama unifilar com base na instrução técnica da CEEE-D, através de dimensionamento dos principais componentes de um sistema fotovoltaico, juntamente com uma representação em formato 3-D dos arranjos fotovoltaicos.
- Elaborar uma análise financeira através de valores cotados no mercado (e também com apoio em estudos técnicos realizados por órgãos da área), indicando a viabilidade de projeto.

1.3 ESTRUTURA E METODOLOGIA

A metodologia aplicada para a execução do trabalho será a dedutiva. A partir disso, a pesquisa será executada tendo por base o gênero prático cujo objetivo será o cunho explicativo, apresentando os conceitos principais envolvidos na geração distribuída fotovoltaica, contribuindo teoricamente para a migração de instalações prediais para essa fonte limpa de energia. Dessa forma, a abordagem é mista, apresentando informações tanto quantitativas com valores agregados via redução de custos com a geração fotovoltaica quanto qualitativas, ilustrando a teoria aplicada. Portanto, a natureza da pesquisa é aplicada, uma vez que um estudo de caso é realizado. O resumo da metodologia pode ser encontrado na Figura 4.

Figura 4 - Metodologia do Estudo



Fonte: O Autor

A técnica usada é o Estudo de Caso de uma planta consumidora do centro de Porto Alegre, pertencente ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR) de energia elétrica. Se baseando em uma pesquisa participante, onde um cenário pessimista será utilizado visando a tomada de decisão do consumidor para instalação de um sistema fotovoltaico, tendo por base duas propostas cotadas junto a prestadores de serviços. A população será modelada para um prédio comercial, cujos dados e amostras do mesmo foram fornecidas pela empresa FIRMAC Engenharia.

Este projeto de diplomação é dividido em 6 capítulos: Introdução, Energia Fotovoltaica No Brasil: Passado e Presente, Conceitos Básicos, Análise do Setor Elétrico Brasileiro através da GD, Estudo de Caso e Considerações Finais, seguidas pelas Referências e Anexos subsequentes, explicados resumidamente a seguir.

A Introdução apresenta o porquê de a energia solar passar a ser mais explorada diante de outras fontes de energia, complementando o conceito de geração distribuída na seção de Motivação, passando a fazer parte das malhas das redes de distribuição, justificando a razão deste trabalho de conclusão.

O Capítulo 2 aborda o histórico até então da energia solar fotovoltaica no Brasil, um comparativo com a Alemanha (referência neste quesito), e por fim, apresentação de informações que culminam na rápida expansão dessa fonte renovável.

O Capítulo 3 aborda os conceitos básicos envolvidos no processo de geração fotovoltaica, importantes para a compreensão física dos fenômenos que ocorrem, mostrando também o que é necessário para se projetar um painel solar, uma vez que um dos objetivos deste trabalho é propor um projeto de reforma no caso estudado, com a inserção de módulos fotovoltaicos.

O Capítulo 4 apresenta uma visão de como se encontra o atual mercado de energia elétrica brasileiro do ponto de vista da geração distribuída, fornecendo as recentes revisões normativas.

O Capítulo 5 mostra o Estudo de Caso feito, com as premissas necessárias para construção dos resultados obtidos, dimensionamentos e simulações para ilustrar uma possível reforma de adequação.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões finais e abordagens futuras para com o tema desenvolvido, podendo ser úteis utilizando este projeto como base.

Por fim, encontram-se as Referências utilizadas para construção deste estudo e material complementar que auxiliou na construção deste trabalho, seguidas dos Anexos que mostram a

documentação necessária para acesso à minigeração fotovoltaica na região de concessão da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) (local onde se encontra o edifício alvo do estudo), juntamente com Anexos que apresentam as simulações realizadas e a autorização formal para uso das informações contidas nas faturas de distribuição de energia elétrica da edificação estudada.

2 ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL: PASSADO E PRESENTE

2.1 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEUS OBSTÁCULOS

Tem-se como marco de expansão da energia solar fotovoltaica no Brasil o ano de 2003, onde o Governo Federal criou o programa Luz Para Todos, prorrogado até 2018, o acesso à energia elétrica pelas comunidades rurais ou pelas comunidades afastadas dos centros urbanos. Antes disso as movimentações de órgãos do setor elétrico iniciaram em 1994, através do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), que objetivava a eletrificação de localidades isoladas espalhadas pelo Brasil.

Um importante passo para a inserção da energia fotovoltaica no país foi a aprovação do uso de sistemas de geração conectados às redes de distribuição pela ANEEL em 2012 através da Resolução nº 482. Após primeiras experiências com usinas solares, advindas do projeto estratégico Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira em 2011, entidades públicas começaram uma movimentação para implementação de grandes usinas solares.

Dessas tratativas chega-se ao cenário atual, onde através de Leilões para compra de energia elétrica, as fontes renováveis, como o caso da energia fotovoltaica, são negociadas. Por isso também que hoje já se encontram diversas usinas solares em operação e outras ainda por serem construídas.

Há muitas décadas não só a energia fotovoltaica como a eólica eram valorizadas nos países mais desenvolvidos, no Brasil, entretanto, praticamente não houve evolução e discussão sobre o tema. Mesmo nos programas criados pelo Governo Federal, Plano Decenal em 2007 (Ministério de Minas e Energia - MME) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2004, a energia fotovoltaica não foi o foco.

O Governo atualmente inclusive fomenta o uso dessas fontes alternativas de energia tanto de maneira direta (através de programas de incentivo, Fundo Clima e Energias

Alternativas do BNDES) como indireta (altos custos associados ao consumo de energia elétrica convencional e impostos, por exemplo; além de atraso em obras de usinas hidrelétricas resultando no uso de termelétricas). O incentivo em pesquisa e desenvolvimento da energia solar também se enquadra no objetivo do governo federal em atender aos compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris e reduzir em até 43% as emissões de gases de efeito estufa na atmosfera até 2030, além de aumentar para 18% a participação de bioenergia sustentável na matriz energética do país (BRASIL, 2017a). Entretanto, recentemente o entrave para efetiva evolução era outro, a ausência de normas e regulações, inibindo o mercado associado.

2.2 NORMAS E REGULAMENTAÇÃO

Fundamentada ao longo de encontros e fóruns estabelecidos principalmente pelo Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações (COBEI) e pelo Grupo Setorial de Energia Elétrica Fotovoltaica da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), a primeira Resolução Normativa – nº 482 – foi aprovada pela ANEEL em 17 de abril de 2012.

Esse marco regulatório no País estabelecia a microgeração e a minigeração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e alternativas com sistemas de geração distribuída conectados às redes elétricas de baixa tensão, iniciando também o sistema de compensação de energia elétrica. Em outras palavras, basicamente a partir dessa regulação tem-se a possibilidade de qualquer cidadão brasileiro ou empresa instalar em seu “telhado” uma mini ou micro usina fotovoltaica e passar a ter crédito compensatório de energia elétrica (observando durabilidade dos créditos em até 60 meses).

Atualmente, estão vigentes as seguintes normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) relativas aos sistemas fotovoltaicos: NBR 16149 – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição; NBR 16150 – Características da

interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, Procedimento de ensaio de conformidade; NBR 16274 – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho; NBR IEC 62116 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica; NBR 11704 – Sistemas fotovoltaicos, Classificação e NBR 10899 – Energia solar fotovoltaica, Terminologia.

De uma forma geral, os principais documentos regulatórios referentes a este tema são:

- REN 482/2012 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

- REN 687/2015 – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

- REN 414/2010 – Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.

- REN 506/2012 – Estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade de distribuidora e dá outras providências.

- PRODIST – Módulo 3 – Estabelece as 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.

- FAQ ANEEL – Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012 – atualizado em 01/03/2016 – ANEEL.

- OFÍCIO CIRCULAR 0010/2017-SRD/ANEEL de 22/3/2017 – Esclarece questionamento de distribuidoras e consumidores a respeito da REN 482/2012.

- Nota Técnica 0056/2017 – SRD/ANEEL de 24/5/2017 – Atualiza as projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024.

- OFÍCIO ANEEL 0107.2016 – Esclarece questionamento sobre o limite de potência, se existe restrição de potência instalada por pessoa jurídica. Documento SIC nº. 48513.005927/2016-00.

- OFÍCIO ANEEL 0112.2016 – Esclarece questionamento sobre a não aplicação de fatores de ajuste de tarifas no caso de compensação de créditos de energia entre postos tarifários em níveis de tensão elétrica distintos. Documento SIC nº. 48513.005928/2016-00

- PARECER Nº. 00001/2017/PFANEEL/PGF/AGU esclarece a não permissão de habilitação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) de consumidor que produz geração distribuída.

2.3 ATRATIVO PARA MULTINACIONAIS E POTENCIAL DE UTILIZAÇÃO

Sabendo-se que a quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico depende da insolação do local onde é instalado, tem-se duas regiões no país mais privilegiadas em relação às outras (VILLALVA, 2015): Nordeste e Centro-Oeste. A Alemanha atualmente é o país na Europa que mais utiliza energia solar fotovoltaica, com capacidade instalada de 20 GW. Para entender o potencial de utilização que o Brasil possui, a melhor taxa de insolação na Alemanha por dia é de 3.500 Wh/m², já no território brasileiro tem-se o valor que varia entre 4.500 Wh/m² até 6.000 Wh/m². Analisando ainda as dimensões territoriais do Brasil, espera-se um potencial de geração fotovoltaica pelo menos dez vezes superior ao que se tem na Alemanha, ou seja, 200 GW, que é considerado, em maio de 2017 (ANEEL, 2017c), cerca de 30% a mais de toda a produção de energia elétrica brasileira (152,163 GW).

Devido a esse imenso potencial, o Brasil passa e deverá passar mais ainda a ser foco de diversas empresas espalhadas pelo mundo que possuam controle de parcelas expressivas de equipamentos para energia solar, trazendo oportunidades no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

O rápido resultado das políticas que o Governo Federal vem implementando, segundo aponta o Caderno Opinião da FGV Energia, mostra que desde 2014 o número de registros de geração distribuída aumentou de 424 conexões para 12.375 (BIG, 2017), somando uma capacidade instalada em junho de 2017 equivalente a 100,826 MW. Ainda, estudos estimativos trazidos pelo Greenpeace indicam que em 2030 o Brasil apresentará 1,2 milhões de unidades consumidoras de baixa tensão (residenciais e comerciais), totalizando uma capacidade instalada de 7,2 GWp, evitando que cerca de 18 milhões de toneladas de gás carbônico sejam emitidas.

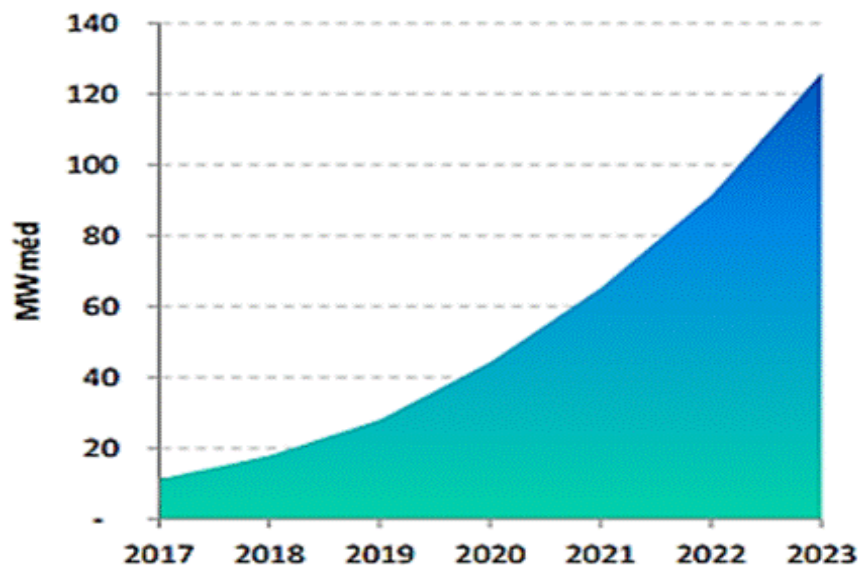
O futuro será, como apontam estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de predominância da geração fotovoltaica nas edificações prediais, sejam elas comerciais ou residenciais conforme apontam a Tabela 2 e a Figura 5, originárias do estudo de 2012 entre CRESESB (SunData³) e EPE sobre a geração fotovoltaica distribuída.

Tabela 2 - Participação da Geração Fotovoltaica no consumo nacional por classe de consumidor

Segmento	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
% Residencial Nacional	0,00%	0,01%	0,02%	0,05%	0,11%	0,21%	0,33%
% Comercial Nacional	0,06%	0,11%	0,17%	0,24%	0,29%	0,30%	0,33%

Fonte: Nota Técnica DEA - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos (2014)

³ O sistema SunData é baseado em um banco de dados que armazena dados de irradiação solar média para mais de 300 pontos no Brasil. Esse sistema foi usado como base para projetos do PRODEEM.

Figura 5 - Evolução da geração de energia fotovoltaica distribuída⁴

Fonte: Adaptado de Nota Técnica DEA - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos (2014)

Em matéria do site Canal Energia (SOUZA M., 2017), placas de energia solar farão parte do projeto de novos edifícios da MRV Engenharia. A empresa pretende incluir equipamentos em 30% de seus lançamentos, que são impulsionados pela alta demanda de imóveis a preços mais acessíveis, em 2017. Cita-se que com o uso da energia solar, o custo mensal com energia elétrica de um condomínio pode cair em até 97%.

Uma portaria com essa ideia deve se concretizar, segundo matéria de agosto de 2017 da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a iniciativa é fruto de análises de viabilidade e de modelos de negócio, desenvolvidos por meio de um protocolo de intenções assinado em 2016 entre o Ministério das Cidades, Ministério do Trabalho e da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP). Além disso, a Caixa Econômica Federal desde 2014 inclui equipamentos de energia fotovoltaica no Construcard (importante linha de financiamento para promoção das instalações no Brasil), método de pagamento financiável em até 240 meses.

⁴MW méd: O MW médio é calculado por meio da razão MWh/h, onde MWh representa a energia produzida e h representa a quantidade de horas do período de tempo no qual a referida quantidade de energia foi produzida (ENERGISA, 2017).

3 CONCEITOS BÁSICOS

Para completa compreensão dos fenômenos envolvidos nos módulos fotovoltaicos, deve-se atentar para alguns conceitos fundamentais que são abordados, dentre eles: radiação solar, massa de ar, tipos de radiação solar, energia solar e orientação dos módulos voltaicos.

3.1 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é uma radiação eletromagnética, ou seja, é um conjunto de ondas eletromagnéticas que possuem frequência e comprimento específicos para determinada faixa de espectro. A radiação solar compreende um espectro de frequências definido como espectro de radiação solar. Essas ondas eletromagnéticas chegam à Terra com velocidade constante, no vácuo, de aproximadamente 300.000 km/s, onde velocidade, frequência e comprimento de onda se relacionam através da Equação (1).

$$c = \lambda \cdot f \quad (1)$$

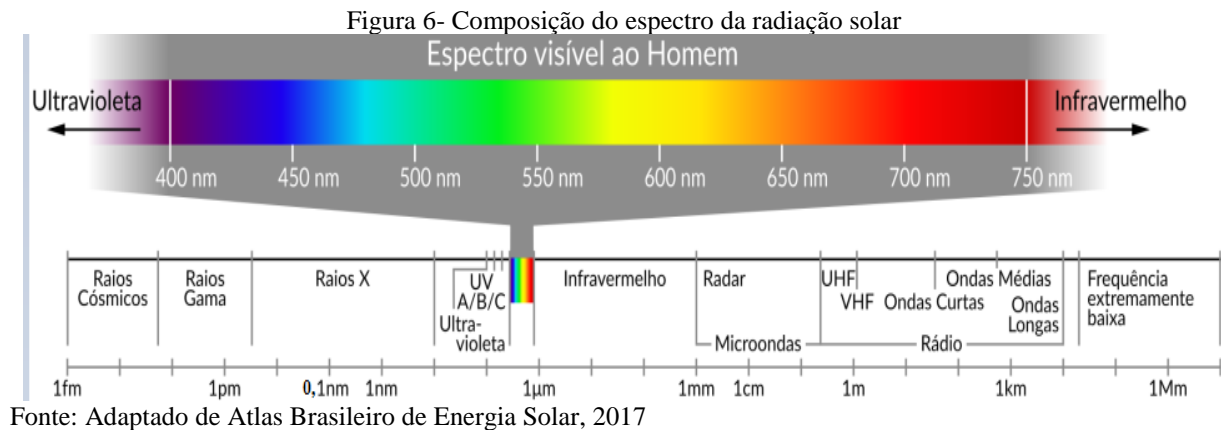
onde c é a velocidade da luz no vácuo, λ é o comprimento de onda [m] e f a frequência da onda [Hz].

Conforme Figura 6, tem-se a composição do espectro da radiação solar. Constata-se que de todo este espectro de radiação, a energia oriunda das ondas eletromagnéticas pode ser captada na forma de calor ou luz.

E esta relação de energia com as ondas eletromagnéticas pode ser compreendida através da Equação (2), conhecida como relação de Planck ou Planck-Einstein (VILLALVA 2015):

$$E = h \cdot \nu \quad (2)$$

em que E é a energia da onda [J] ou [eV], ν sua frequência de radiação, e h , chamada de constante de Planck com valor de $6,636 \times 10^{-34}$ [J.s].



As ondas eletromagnéticas, ao incidirem sobre determinados materiais, ao invés de transmitir calor, podem produzir alterações nas propriedades elétricas ou originar diferenças de potencial e correntes elétricas. Dois efeitos principais ocorridos são o fotovoltaico e o fotoelétrico. O fotovoltaico consiste na transformação da radiação solar em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial sobre uma célula formada por um encapsulamento de materiais semicondutores, originando uma corrente elétrica se houver configuração para tanto. O fotoelétrico ocorre em materiais metálicos, líquidos ou gasosos, resultando na remoção de elétrons (sem criar uma tensão elétrica sobre o material) do mesmo.

3.2 MASSA DE AR

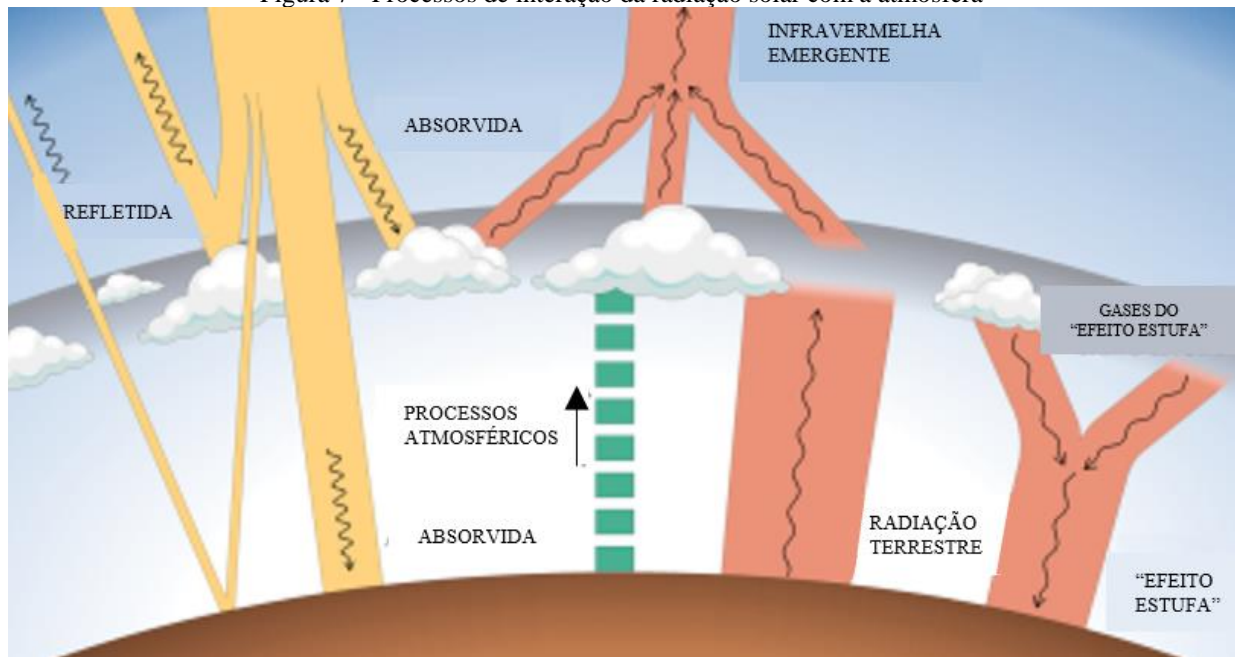
Um dos principais fatores que influenciam a radiação solar quando chega ao solo é a espessura da massa de ar encontrada na atmosfera e também os elementos encontrados nela. A espessura atravessada depende do ângulo de inclinação do Sol com relação à linha do zênite (linha imaginária perpendicular ao solo), ou seja, o ângulo será zero se o Sol estiver exatamente acima do observador. A massa de ar pode ser calculada conforme Equação (3):

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_z} \quad (3)$$

onde AM é o termo internacional para Massa de Ar (*Air Mass*) e θ_z é o ângulo zenital do sol.

Nos países dentro da zona tropical do planeta, situada entre os trópicos de Câncer e Capricórnio, os raios solares incidem com ângulos azimutais menores e por isso ficam sujeitos a massas de ar reduzidas. Conforme previamente mencionado, o Brasil tem sua maior porção situada nessa zona, resultando num ponto favorável para desenvolvimento de projetos de geração fotovoltaica. Para compreensão, é tomado como padrão na região do Brasil $AM= 1,5$, retornando θ_z em torno de $48,20^\circ$. A Figura 7 ilustra os processos que interagem com a radiação solar no âmbito das Massas de Ar.

Figura 7 - Processos de interação da radiação solar com a atmosfera



Fonte: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017

3.3 TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR

A radiação que atinge uma superfície horizontal do solo é composta por raios que chegam de todas as direções e são absorvidos, espalhados e refletidos pelas moléculas de ar, vapor, poeira e nuvens. A radiação global é a soma da radiação direta e da radiação difusa. A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente do Sol em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo zenital do sol. Já a radiação difusa corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano, difratados pelos componentes da atmosfera.

Para aferir as quantidades de radiações que chegam da atmosfera ao solo, existem hoje instrumentos específicos para cada situação. Para um caso de radiação dita global, usa-se um piranômetro (redoma de vidro que recebe luz de diversas direções concentrando-as em um sensor instalado no centro da estrutura); quanto à radiação direta, pirheliômetro (tubo com abertura estreita contendo um sensor interno). Para análises práticas e de custo não muito alto, a medição e a quantificação da radiação solar ao nível do solo são realizadas em determinada área de superfície plana com um Medidor de Radiação Solar Portátil, onde a faixa de frequências do sensor é especificada pelo fabricante que determina a precisão e o custo associado.

3.4 ENERGIA SOLAR

A energia solar que os sensores apresentados medem pertence à grandeza chamada irradiância. É geralmente chamada de irradiação, expressa na unidade de W/m^2 , ou seja, uma unidade de densidade de potência. Medindo-se a irradiância com um sensor e armazenando-se os valores ao longo de um dia, pode-se calcular a quantidade de energia recebida do Sol por uma determinada área naquele dia. O valor padrão adotado pela indústria fotovoltaica é de $1.000 W/m^2$ para especificação e avaliação de células e módulos fotovoltaicos.

Outra grandeza relevante é a insolação, que é expressa em Wh/m^2 , ou seja, é uma grandeza que expressa a densidade de energia por área. Esta grandeza é muito útil para fins de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos.

O mapa de irradiação inclinado na latitude local, conforme mostra a Figura 8, apresenta valores de potência originados do Sol contabilizados em um dia no território brasileiro (média anual). Observa-se o porquê de a região de Minas Gerais ser uma das líderes em diversos aspectos referentes às instalações fotovoltaicas, e também a justificativa de investimento no Nordeste brasileiro, contando com um novo centro de pesquisa, em 2018, de energia solar em Petrolina, Pernambuco - com o término das obras estima-se geração de 3 MW (BRASIL, 2017b).

De forma a estimar o recurso solar, é importante considerar a linearidade entre o que se produz e o que se recebe de irradiação solar. No Capítulo 5, será considerado para efeito de cálculo, a fórmula que expressa as Horas de Sol a Pleno (*HSP*) para o caso estudado conforme Equação (4), onde *HSP* representa o número de horas por dia em que a radiação deve permanecer constante e iguala 1.000 W/m², conforme já mencionado (PINHO; GALDINO, 2014).

$$HSP [h/dia] = \frac{\text{Irradiação acumulada ao longo do dia} \left[\frac{kWh}{m^2} \right]}{\text{Irradiância solar constante padrão} \left[\frac{kW}{m^2} \right]} \quad (4)$$

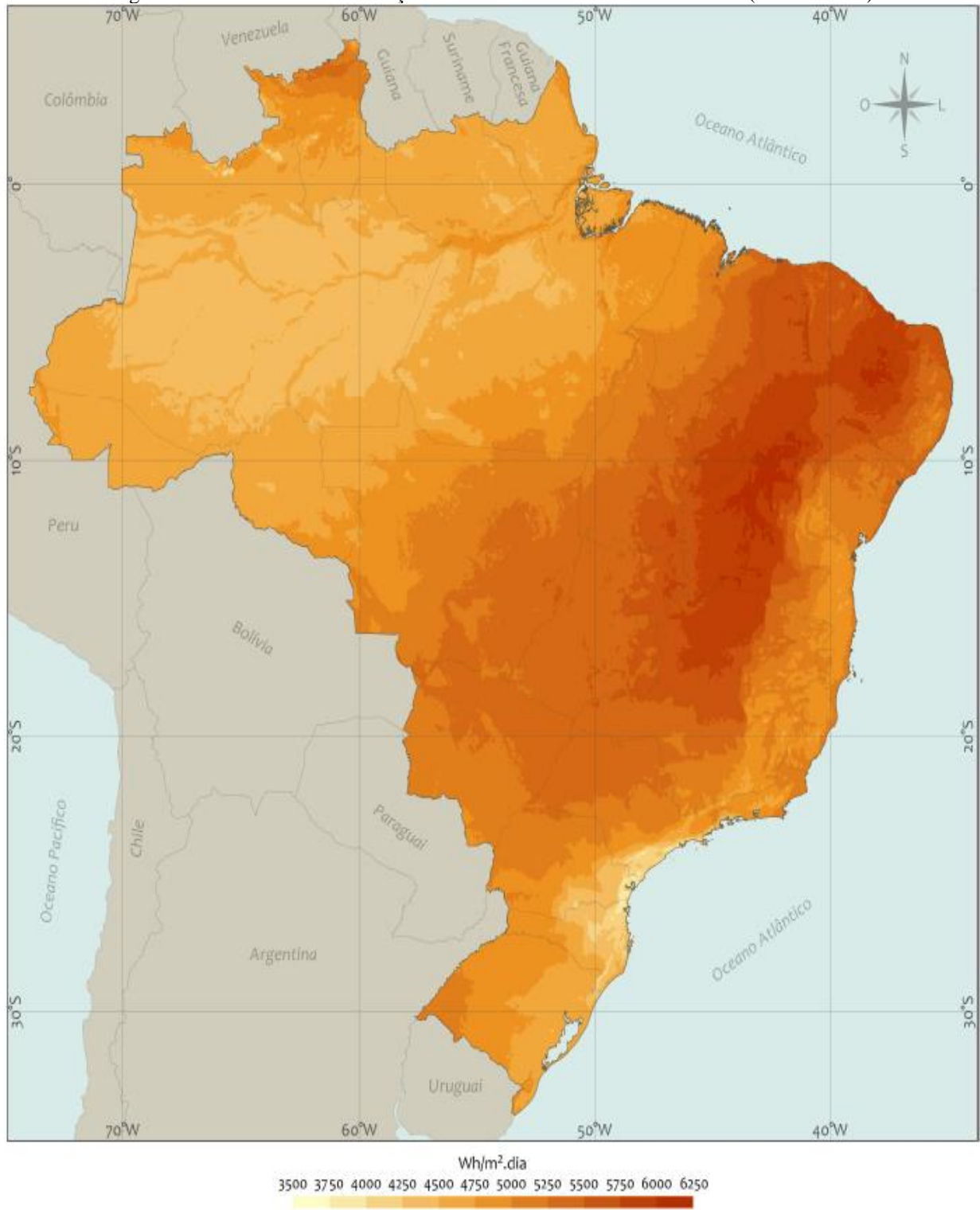
3.5 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS VOLTAICOS

Os raios solares chegam à terra, em sua maioria, de maneira paralela entre si e, para fins de aplicações fotovoltaicas, em linha reta. Em cada ponto do planeta a radiação direta incide no solo com uma inclinação diferente, variando ao longo dos dias e meses do ano, de acordo com a posição da Terra e do Sol no espaço. O ângulo azimutal é o ângulo de orientação dos raios solares em relação ao Norte geográfico, e nele se baseiam as orientações para módulos fotovoltaicos.

Com base na geografia, a instalação correta de um módulo solar fotovoltaico deve levar em conta o movimento diário do Sol, dessa forma, a melhor maneira de instalar um módulo solar fixo, sem um sistema de rastreamento solar, é orientá-lo com sua face voltada para o Norte geográfico conforme Figura 9.

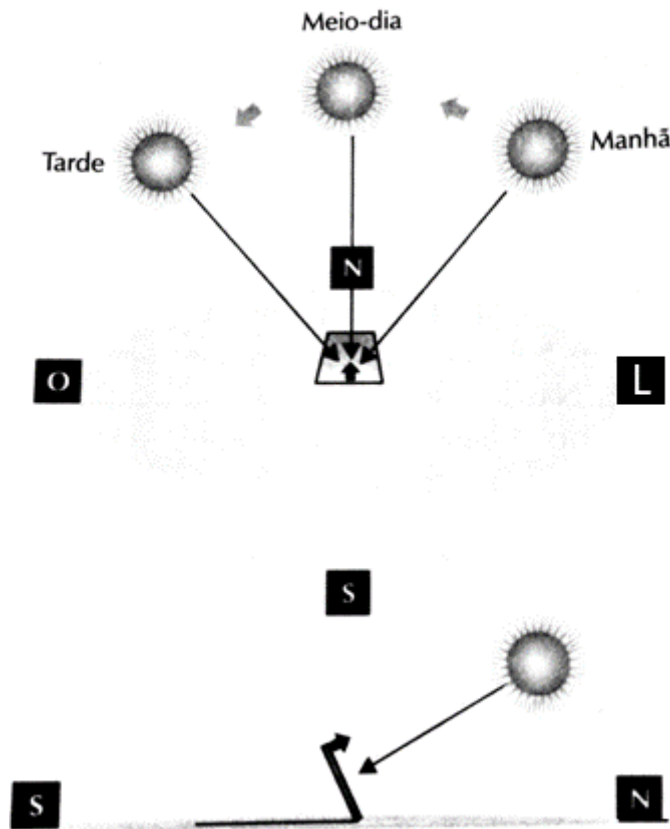
Para encontrar-se a direção do Norte geográfico, pode-se utilizar uma tabela ou um mapa com ângulos de correção conforme o da Figura 10. Essa direção varia de acordo com a localização e também com a orientação das linhas magnéticas da terra, mas estas mudam lentamente. No Capítulo 5 foi realizada a simulação para a correção referente à coordenada exata.

Figura 8 – Total Diário da Irradiação Solar no Plano Inclinado na Latitude (Média Anual)



Fonte: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017

Figura 9 - Orientação azimutal correta do módulo solar



Fonte: Adaptado de Villalva, 2015

A quantidade de energia recebida do Sol diariamente numa certa localidade é diferente em cada dia do ano e naturalmente maior no verão (hemisfério Sul) do que no inverno por causa da duração dos dias. Algumas dessas variáveis que também influenciam na quantidade de energia recebida são a declinação solar e a altura solar. A primeira se refere ao ângulo entre os raios solares e o plano do equador, que varia devido à inclinação do eixo de rotação terrestre. A última é uma consequência da primeira: a altura do Sol no céu é maior nos dias de verão, significando que nessa época os raios solares incidem em determinada área com um ângulo menor; no inverno, a altura solar no céu é menor e se enxerga o Sol mais baixo, resultado de um ângulo de declinação maior.

Figura 10 - Mapa de ângulos de correção para encontrar o Norte geográfico



Fonte: Adaptado de Villalva, 2015

O melhor aproveitamento da energia solar ocorre quando os raios incidem perpendicularmente ao módulo. Significando que, idealmente, para maximizar a captação de energia solar, a inclinação do módulo deve ser ajustada diariamente para adequar-se ao valor da altura solar naquele dia. A maior parte dos sistemas fotovoltaicos possui ângulo fixo de inclinação, então deve ser escolhido um ângulo por algum critério. A escolha incorreta reduz a captação e compromete a produção de energia elétrica pelo módulo fotovoltaico (VILLALVA, 2015).

É possível determinar para uma latitude geográfica um ângulo de inclinação que possibilite uma boa produção média de energia ao longo do ano, uma vez que não se tenha ainda um consenso especializado a respeito do melhor ângulo de inclinação para a instalação de um módulo/sistema solar.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos estabelecem algumas regras para a escolha do ângulo de orientação, seja na hora da instalação em uma edificação predial ou em outro ponto, podendo ser resumidas em duas principais:

- Já mencionada anteriormente, esta regra visa orientar o módulo com sua face para o Norte geográfico, maximizando a produção média diária de energia.
- Realizar ajuste do ângulo de inclinação com relação à latitude geográfica da localidade onde o sistema é instalado, melhorando a produção de energia ao longo do ano.

A evolução desse sistema de aquisição de energia é o rastreamento automático da posição do Sol, que otimiza o ângulo de incidência dos raios solares automaticamente ao longo do dia e ao longo dos meses do ano. Esse tipo de configuração de módulo solar pode ter um ou dois graus de liberdade, analisar Figura 9. Com um grau de liberdade se ajusta o ângulo azimutal (orientando sempre para o Norte geográfico no caso para sistemas instalados no Brasil) ou o ângulo de inclinação do módulo com o solo. Com dois graus de liberdade se ajustam simultaneamente os dois ângulos, fazendo com que o módulo esteja sempre na direção de máxima recepção de energia solar. O problema nesses sistemas é a manutenção consequente do uso das partes mecânicas e o custo associado, além de energia para permitir a movimentação da estrutura. Em suma, na prática, nas instalações o ângulo de inclinação é igual à latitude do local que se propõe o projeto.

Em grandes usinas fotovoltaicas, os painéis são agrupados e entram duas problemáticas, sombra produzida e aproveitamento da área de cada módulo. Dessa maneira se usam duas estratégias para reduzir perdas oriundas dessas duas questões, que podem ser baseadas nas Equações (5) e (6):

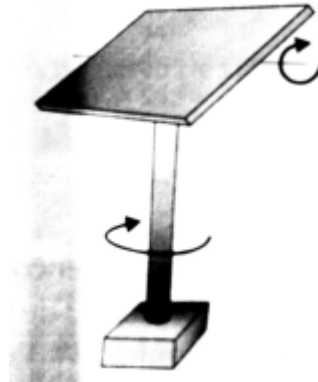
$$d = 3,5 \cdot z \quad (5)$$

em que d é o espaçamento entre as fileiras de módulos e z é a altura das hastes de fixação;

$$D = 2,25 \cdot L \quad (6)$$

onde D é a largura da área de instalação e L a largura do módulo solar.

Figura 11 - Módulo solar com dois graus de liberdade de rastreamento



Fonte: Adaptado de Villalva, 2015

Dessas duas equações, um parâmetro utilizado na indústria de instalação desses módulos é o fator de utilização de área, dado pela Equação (7):

$$f_u = L/D \quad (7)$$

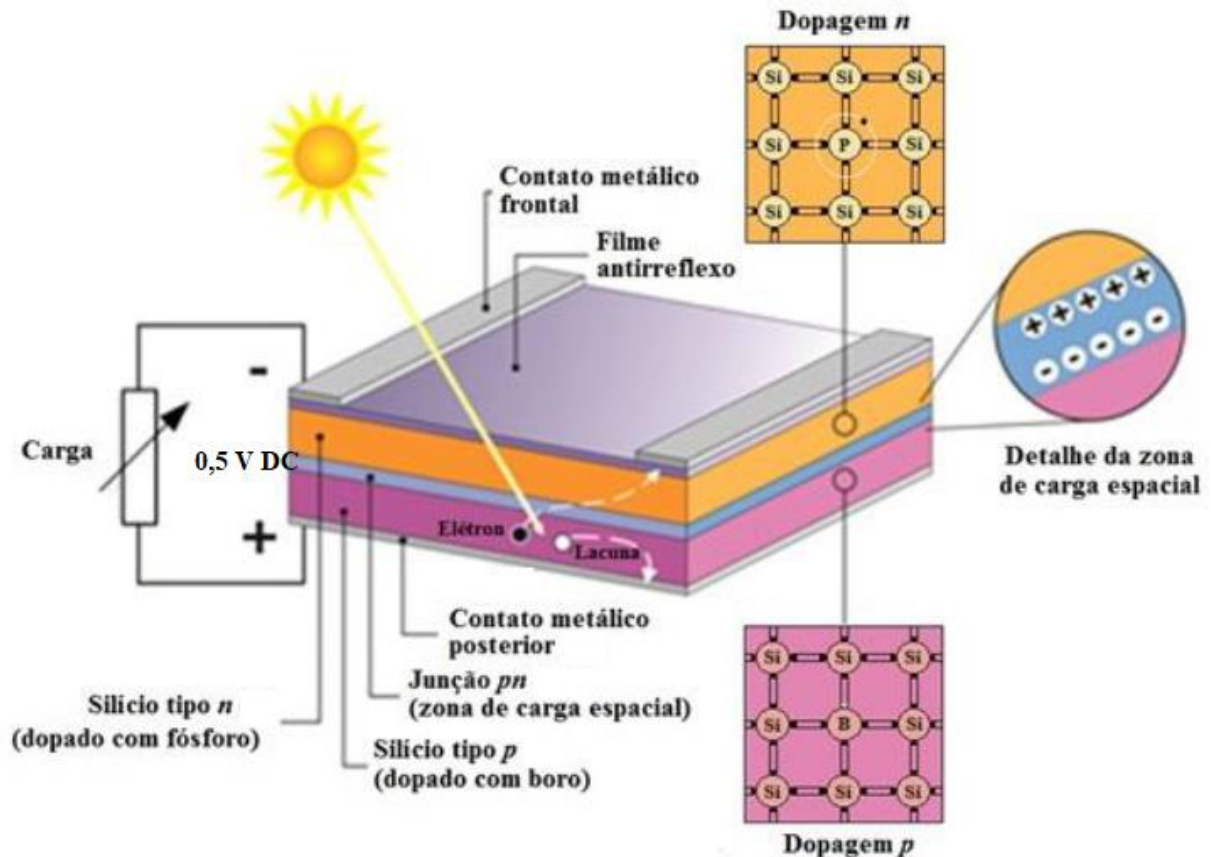
Tipicamente as usinas de energia solar são construídas com um fator de utilização de área entre 35% e 45% (VILLALVA, 2015).

3.6 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Um módulo fotovoltaico é feito basicamente de uma célula composta por duas camadas de material semicondutor P (material que apresenta falta de elétrons) e N (material que apresenta excesso de elétrons), uma grade de coletores metálicos superior e uma base metálica inferior. A grade e a base metálica inferior realizam a condução da corrente elétrica produzida pela ação da luz. A parte superior da célula deve ser translúcida, implicando fina grade metálica impressa na célula, analisar modelo na Figura 12 e uma estrutura real na Figura 13 (33 células, cerca de 17 V e 4 A). No comércio, ainda é encontrada uma camada extra de material antirreflexivo, auxiliando a absorção de luz pela célula e evitando a reflexão (VILLALVA, 2015). Em detalhes, enumerando as camadas em ordem do topo para a base para uma estrutura

genérica (SOUZA R., 2017): Moldura de Alumínio, Vidro, Película Encapsulante (EVA), Células Fotovoltaicas, Película Encapsulante (EVA), Fundo Protetor e a Caixa de Junção.

Figura 12 - Estrutura de uma célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Moehlecke; Zanescio, 2005

No mercado de células fotovoltaicas, o material usado na fabricação que predomina é o silício. O silício é um material semicondutor, ou seja, não é caracterizado nem como um condutor elétrico e nem como isolante. O princípio de funcionamento se verifica exatamente quando as duas camadas P e N ficam em contato, onde na fronteira delas um campo elétrico é criado formando uma barreira de potencial. Como a camada superior (onde se localiza o material N) é fina, a luz penetra entregando energia aos elétrons que por sua vez conseguem ultrapassar essa barreira dando início à movimentação de cargas elétricas.

Figura 13- Módulo Fotovoltaico de Silício



Fonte: O Autor

Mesmo não havendo caminho elétrico para os elétrons livres circularem, uma tensão elétrica de aproximadamente 0,5 V é encontrada entre os terminais dos coletores, tensão elétrica essa originada pelo campo elétrico da barreira de potencial (VILLALVA, 2015). Uma célula apenas não apresenta grandes valores de tensão e corrente elétrica, por isso, na prática, os sistemas são conectados em série de forma que possa ser aumentada ambas as grandezas.

3.7 NOMENCLATURA E ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS USUAIS

Através da NBR ABNT 10899 os mais diversos termos associados às nomenclaturas que por ventura possam aparecer no que se refere a energia solar fotovoltaica estão especificados. Têm-se alguns exemplos de termos recorrentes neste trabalho, que para fins de esclarecimento geral e não propagação de erros ou dúvidas são explicitados: módulo fotovoltaico, unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica; potência de pico ou nominal, potência de saída – em watt-pico – de um gerador fotovoltaico sob condições padrão de ensaio; sistema fotovoltaico, conjunto de elementos que geram ou fornecem eletricidade pela conversão da energia solar; gerador fotovoltaico, na prática corresponde a uma célula

fotovoltaica, a um módulo ou a um arranjo fotovoltaico; arranjo fotovoltaico, conjunto de módulos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica ou eletricamente integrados incluindo suporte.

Os módulos fotovoltaicos mais comuns no mercado (silício cristalino) produzem entre 50 W e 375 W de potência, apresentando tensões elétricas máximas de até aproximadamente 40 V, chegando a fornecer 8 A de corrente elétrica por módulo (VILLALVA, 2015).

Outro modelo que está se inserindo no mercado é o feito através de filmes finos (fabricados através da deposição de materiais como o silício sobre uma estrutura rígida/flexível), que consomem menos energia em sua fabricação sendo um processo de baixo custo. Este módulo pode oferecer em torno de 50 W a 110 W, apresentando tensões de saída de até 70 V. As correntes de saída são inferiores aos valores encontrados no módulo de silício cristalino, requerendo um número maior de conjuntos para alcançar a produção de energia necessária (VILLALVA, 2015). Na Figura 14 é encontrada a representação dos módulos de Silício e Filme Fino.

Figura 14 - À esquerda o módulo de silício e à direita o módulo de filme fino



Fonte: Adaptado de Portal Solar, 2016

Na parte traseira dos módulos, se encontram as conexões elétricas dentro de uma caixa de onde se ramificam cabos e conexões. No terraço do prédio de Engenharia Elétrica da UFRGS, são encontrados alguns módulos fotovoltaicos, onde na Figura 15 pode-se observar

exatamente esta parte traseira (da Figura 13) e suas conexões, sendo possível ver as indicações dos diodos de *by-pass*, necessários para condução nas células mesmo quando há sombreamento.

Figura 15 - Caixa de conexão traseira de um módulo fotovoltaico de silício



Fonte: O Autor

Conforme dito anteriormente, a corrente elétrica gerada por uma célula depende da sua área. Os módulos fotovoltaicos apresentam na sua constituição 36, 54, 60 ou 72 células, dependendo da potência descrita pelo fornecedor (VILLALVA, 2015). Um destaque é a importância de evitar sombras sobre algum ponto do módulo. As células são conectadas em

série e como a intensidade de corrente elétrica é proporcional à intensidade da radiação que incide sobre elas, teremos valores de tensão e corrente elétrica podendo cair à zero mesmo com os diodos de *by-pass* anteriormente citados.

As duas principais grandezas elétricas que podemos destacar de um módulo fotovoltaico, tensão elétrica e corrente elétrica, sofrem influência de duas grandezas térmicas: temperatura e irradiação solar. A primeira influencia a tensão elétrica fornecida pelo módulo, e obviamente, a potência elétrica, respeitando a seguinte relação: quanto mais baixa a temperatura, maior será a tensão elétrica, e quanto mais alta for a temperatura, menor vai ser a tensão elétrica. A irradiação solar por sua vez influencia a corrente elétrica gerada pelo módulo, conseqüentemente também influenciando a potência elétrica da seguinte maneira: quanto menor for a incidência luminosa, menor será a corrente elétrica fornecida pelo módulo.

Outra especificação importante é a eficiência do módulo. No Brasil os módulos fotovoltaicos são avaliados/certificados por um órgão responsável chamado Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), onde o selo que atesta a classe de eficiência do módulo é concedido pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), que é um programa do governo federal executado pela Eletrobrás desde 1993 (PROCEL, 2006). Em 2011 o INMETRO definiu os limites de eficiência separados por classes: A (Maior que 13,5%), B (de 13% a 13,5%), C (de 12% a 13%), D (de 11% a 12%) e E (Menor ou igual a 11%). A informação de eficiência pode vir ou não no catálogo de especificações do fabricante, senão, pode ser extraída através da Equação (8).

$$\eta_P = \frac{P_{m\acute{a}x}}{A_P \times 1000} \quad (8)$$

Onde $P_{m\acute{a}x}$ é a potência máxima instantânea ou de pico do módulo [W] e A_P é a área do módulo [m²] calculada a partir das dimensões informadas no catálogo do fabricante. O valor 1.000 é inserido na expressão para representar a taxa padronizada de radiação solar em condições de teste, a unidade é [W/m²] (VILLALVA, 2015). Neste estudo, o rendimento será

extraído do *datasheet* do fornecedor (Anexo B), que seria classificado pelo INMETRO como A (rendimento especificado de 16,14%).

As principais especificações encontradas nos catálogos de fabricantes são além das características de dimensão e peso: classe e gradação de potência, número de células, carga mecânica, tipo de tomada, tensão elétrica de circuito aberto, corrente elétrica de curto circuito, resistência à corrente inversa (quando módulos conectados recebem diferentes radiações solares), coeficientes de temperatura para determinadas faixas de temperatura e características térmicas e mecânicas para o módulo de conexões elétricas. No Anexo B está presente a tabela com as informações do módulo escolhido/utilizado para sugestão de projeto.

4 ANÁLISE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ATRAVÉS DA GD

4.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é caracterizada como a produção descentralizada de energia através de geradores de pequeno porte que estão conectados ao sistema elétrico de distribuição por meio de conexão de unidades consumidoras. Estas unidades geradoras podem ser compostas por tecnologias que utilizam fontes renováveis (biomassa, eólica, solar e hidráulica) e/ou cogeração qualificada (produção combinada de calor e energia elétrica conforme os moldes definidos pela legislação) (adaptado de ANEEL, 2016). Segundo a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, e após vigência da Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015, as centrais geradoras são classificadas como:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica que possui potência instalada inferior ou igual a 75 kW conectada à rede de distribuição através de uma unidade consumidora;
- Minigeração distribuída: central geradora que possui potência instalada superior a 75 kW, e inferior ou igual a 5 MW (sendo 3MW – megawatt – para fonte hídrica) conectada à rede de distribuição através de uma unidade consumidora.

Em 2012, a ANEEL através da Resolução Normativa 482/2012 estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, visando a expansão desse setor no território brasileiro. Este sistema permite ao consumidor, que possui micro ou minigeração, injetar na rede da distribuidora a energia excedente. O volume de energia injetado mensalmente será convertido em um crédito de energia ativa, em kWh, com validade de 60 meses (5 anos). Este crédito poderá ser utilizado nas faturas de energia dos meses subsequentes, caso o consumo supere a geração da unidade, ou em outras unidades consumidoras de mesma titularidade, desde que estas estejam na mesma área de concessão e previamente cadastradas (Adaptado de ANEEL, 2012). E neste critério reside o fator chave para o desenvolvimento desta tecnologia, a

possibilidade de pagar menos na conta de energia através de um crédito compensatório de volume de energia.

Os sistemas elétricos que possuem geração distribuída são beneficiados diretamente por esta produção descentralizada de energia. O fato de a central geradora estar próxima à carga consumidora reduz as perdas e os custos com manutenção (sejam em subestações ou nas próprias malhas aéreas ou subterrâneas de distribuição de energia elétrica) e expansão da rede elétrica, além de possuir um baixo impacto ambiental para a região.

Uma classificação importante que deve ser esclarecida, principalmente para grupos empresariais responsáveis por grandes edificações, onde a minigeração atende total ou parcialmente, é o de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, sendo:

- Autoconsumo remoto: grupo de unidades consumidoras sob uma mesma titularidade, pessoa física ou jurídica (matriz ou filial), cuja micro ou minigeração está em local diferente da unidade de consumo, porém dentro da mesma área de concessão onde a energia será injetada (apontado como estudo futuro no momento de tomada de decisão deste projeto);

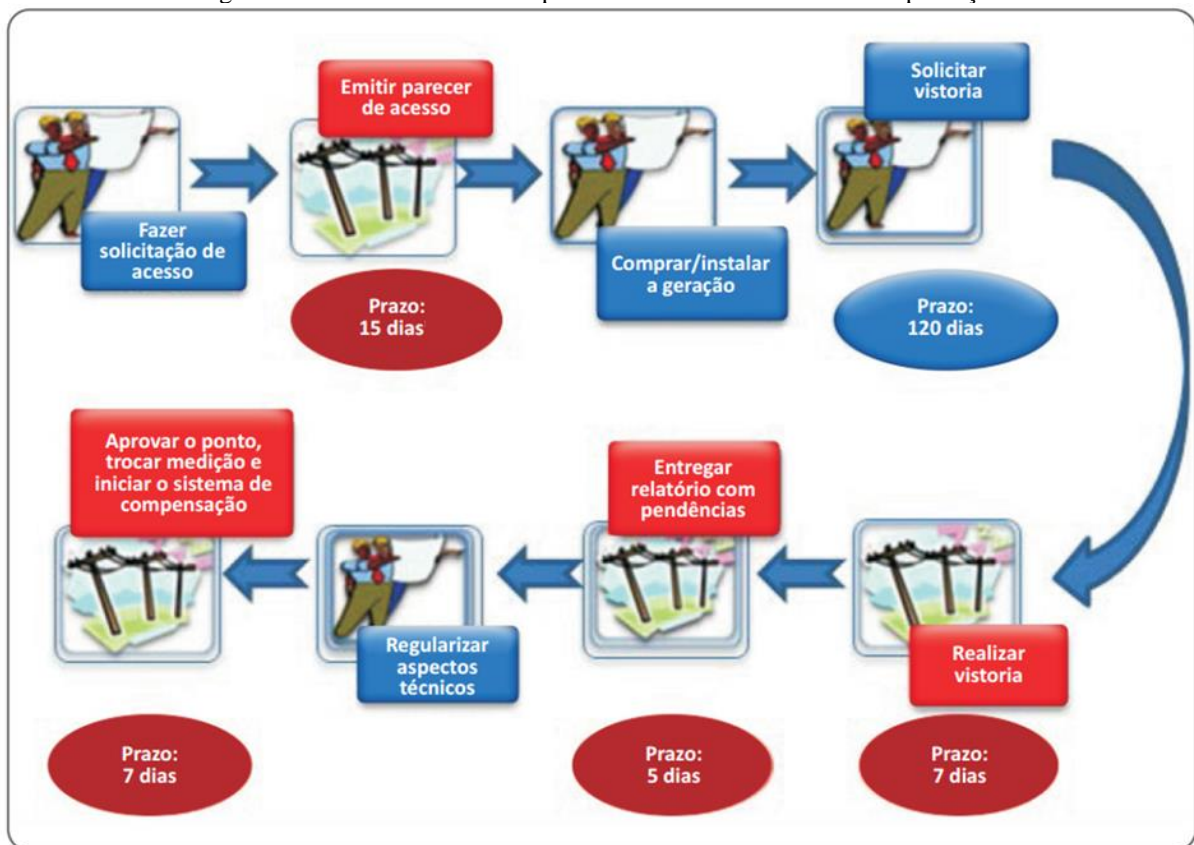
- Geração compartilhada: grupo de consumidores localizados em uma mesma área de concessão, que, por meio de consórcio ou cooperativa, possuem uma unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída, na qual a energia injetada será utilizada nas faturas de energia elétrica dos participantes;

- Empreendimento de múltiplas unidades consumidoras (condomínios): a energia gerada, através de mini e microgeração, é considerada como excedente e convertida em créditos que serão repartidos entre os condôminos conforme frações pré-definidas por estes (ANEEL, 2016).

Com o funcionamento do sistema de compensação, a unidade consumidora passa a faturar a diferença entre a energia consumida e a injetada, podendo considerar os créditos acumulados como desconto se essa diferença for positiva (ANEEL, 2016).

Como premissa para o desenvolvimento desta ideia de projeto, toda e qualquer unidade consumidora que decidir implantar a geração distribuída, deve considerar, primeiramente, a relação custo/benefício antes de prosseguir com o investimento. Após o estudo e a análise de viabilidade, bem como escopo a elaboração do projeto, o consumidor deve seguir os procedimentos de solicitação e de parecer de acesso definidos no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) elaborados pela ANEEL, resumidos na Figura 16. Na seção 4.3 são apresentadas as documentações de acesso.

Figura 16 - Procedimentos e Etapas de Acesso ao Sistema de Compensação



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2016

4.2 TRIBUTOS RELACIONADOS

A função de cobrança de impostos e tributos (federais e estaduais) se dá pela Receita Federal, em conjunto com a Secretaria da Fazenda, ou seja, nenhum órgão do setor elétrico possui esta função.

Dessa maneira, no âmbito da geração distribuída, vale a pena destacar e comentar o ICMS e o PIS/COFINS. O primeiro é o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços,

que após aprovação do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) isentou a maioria dos estados brasileiros (exceto Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Santa Catarina e Amapá, até o momento desta pesquisa) nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação, ou seja, o ICMS é cobrado apenas na diferença positiva entre o que foi gerado e o que foi consumido de energia elétrica.

O PIS/COFINS refere-se ao Programa de Integração Social (PIS) e também à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), que são incididos somente sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída, estipulado após publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, válidos em todo território nacional. Um exemplo apresentando a influência desses impostos pode ser verificado na seção 4.4.

4.3 UFVs VISTAS PELAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

No capítulo 3 foram apresentados não só o mapa solar brasileiro, mas explicações que se relacionam com o Atlas Solarimétrico do Brasil, com variáveis que influenciam a geração de energia elétrica, o local de investimento e o preço final de instalação. Partindo desses conceitos, podem ser indicadas informações através de médias mensais dessas variáveis de janeiro até julho de 2017 (período de análise), possibilitando concluir quais estados brasileiros apresentam maior potencial solar, juntamente com as distribuidoras nessas regiões de concessão. O resultado é apresentado na Tabela 3.

Destaca-se também, além dos números do CRESESB, analisando mais a irradiação disposta na Figura 6 e a área de concessão (ANEEL, 2003), as principais distribuidoras de energia elétrica com potencial de instalação de UCs: CEMIG-D (Minas Gerais), CEB (Brasília), ELEKTRO (região norte de São Paulo).

Tabela 3 - Estados brasileiros com melhores potenciais solares médios

Irradiação Global [kWh/m²/dia]	Estado	Distribuidora
5,44	Paraíba	CELB
5,28	Pernambuco	CELPE
5,25	Rio Grande do Norte	COSERN
5,00	Bahia/Ceará/Alagoas/Sergipe	COELBA/COELCE/CEAL/ENERGISA
4,94	Goiás	CELG-D
4,86	Mato Grosso do Sul	ENERGISA
4,45	*Rio Grande do Sul	CEEE-D

Fonte: Adaptado de CRESESB, 2017. *Considerado apenas a média da capital (foco deste projeto)

Como objetiva-se estudar um exemplo localizado na cidade de Porto Alegre, região da CEEE-D, toda UC que pretende aderir à GD, conforme já dito antes, deve percorrer etapas para oficialização e começo de operação. Nessas etapas, determinados documentos devem ser preenchidos, juntamente com laudos de vistorias que a CEEE-D deve autorizar.

No Brasil, cada distribuidora de energia elétrica é responsável pelo atendimento em sua área concessionada. Dessa maneira, existem padrões de normas estabelecidas por cada distribuidora em cada região, sendo diferente de região para região. O padrão de instalação, solicitação ou afim da CEEE-D é diferente do padrão exigido pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC), por exemplo. O fundamento e o tipo do serviço são o mesmo, o que muda é apenas a forma e como se certificam as instalações. Conforme Anexo A, podem ser analisados os procedimentos exigidos pelo módulo 3 do PRODIST/ANEEL como mencionado.

Além desses documentos, são necessárias as seguintes informações complementares (CEEE-D, 2016) para apresentação do projeto seguindo o padrão da CEEE-D, que são complementadas conforme capítulo do Estudo de Caso e Solicitação de Acesso no Anexo A:

- ✓ Localização da Unidade Consumidora;
- ✓ ART de projeto e execução;
- ✓ Tipo de fonte de energia a ser utilizada, no caso, fotovoltaica, e com os seguintes detalhes:

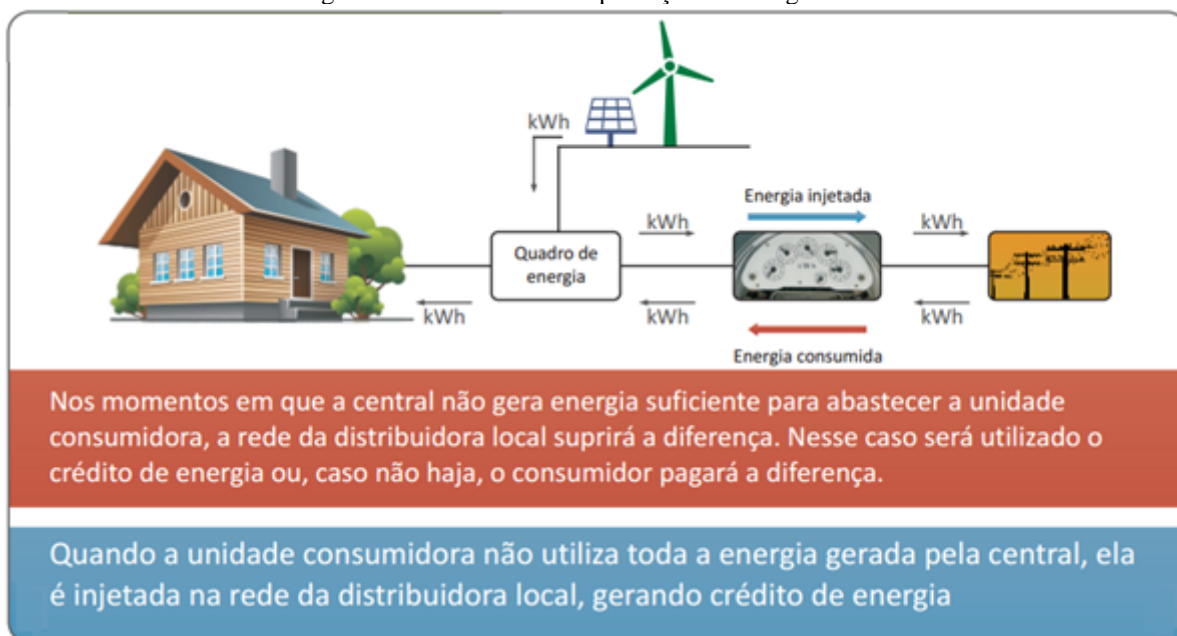
- Quantidade de Módulos;
- Fabricante dos Módulos;
- Modelos dos Módulos;
- Área dos arranjos (m²);
- Quantidade de Inversores;
- Fabricante dos Inversores;
- Modelo do Inversor;
- Potência dos Módulos (Wp);
- Potência dos Inversores (kW).

Por fim, é de competência da distribuidora a coleta e envio das informações, de cada unidade consumidora classificada como geração distribuída, para a ANEEL. Após a emissão do parecer de acesso, pode-se dar prosseguimento às etapas de acesso (instalação de equipamentos, vistoria, regularização de aspectos técnicos, adequação e aprovação do ponto), conforme já apresentado (adaptado de ANEEL, 2016).

4.4 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO E MARGEM DE GANHO

Basicamente, o sistema de compensação de energia elétrica tem por base a medição de energia bidirecional, que deve ser capaz de conseguir mensurar a energia gerada e a energia consumida, resultando num montante de energia a ser faturado dessa diferença. A Figura 17, adaptada do Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída da ANEEL, ilustra esse procedimento, que se encaixa exatamente no Estudo de Caso a ser abordado no Capítulo 5, onde a potência instalada para geração não cobre totalmente o consumo da Unidade Consumidora.

Figura 17 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2016

Nesta análise de compensação, entra a questão dos impostos cobrados sobre o consumo de energia elétrica. Conforme apresentado anteriormente, ICMS e PIS/COFINS incidem sobre a diferença entre o que foi consumido e o que foi gerado. Por exemplo, se uma UC possuir uma geração de 5 kWh mas seu consumo for de 6 kWh, tanto a parcela de ICMS quanto a de PIS/COFINS incidirão na diferença positiva de 1 kWh. Incentivo aliado à margem de ganho, pois se observa que ao invés de serem cobrados ICMS e PIS/COFINS sobre 6 kWh, que na região da CEEE-D seria em média 30% para ICMS e 4,73% para PIS/COFINS, com uma média tarifária (já com esses impostos incluídos), por exemplo, para uma UC pertencente ao Grupo AS⁵, de 2,15 R\$/kWh (média no período entre agosto de 2016 e julho de 2017, consumo baseado no horário de ponta), resultaria em um ganho de 83,33% se cobrado apenas sobre 1 kWh.

Vale ressaltar também, que por regulação a energia injetada em determinado posto tarifário (ponta ou fora de ponta), deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto. Pois uma análise interessante pelo ponto de vista do consumidor seria a geração de energia em horário fora de ponta (pagando à Distribuidora uma tarifa mais barata se

comparada com o horário de ponta), armazenando-a em um banco de baterias, e usá-la para o horário de ponta, se beneficiando de uma geração em um posto tarifário mais caro, o que por lei (artigo 7º da Resolução Normativa nº 482/2012) não é permitido. Contudo, se houver excedente de geração, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto tarifário e no mesmo ciclo de faturamento.

A Resolução Normativa nº 687/2015 aprimora a Resolução Normativa nº 482/2012, e um ponto alterado que está conectado a este projeto foi o art. 4º da RN. 482, que estabelece como limite de potência instalada de mini ou microgeração a demanda contratada (em kW) para uma unidade do Grupo A, ou para o Grupo B, o resultado da multiplicação da corrente nominal do disjuntor de proteção geral da UC pela tensão nominal (observar número de fases) dado em kVA. Se a instalação possuir demanda superior ao limite estabelecido, deve ser solicitado junto a distribuidora o aumento de demanda disponibilizada.

De forma a mitigar dúvidas na análise comentada no parágrafo anterior, um ponto importante é quando se referem aos seguintes grupos de tensão citados (COPEL, 2017):

- Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo nos termos definidos por lei, caracterizado pela estruturação tarifária binômia⁶;
- Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo nos termos definidos por lei, caracterizado pela estruturação tarifária monômia⁷.

⁵Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

⁶Tarifa Binômia - conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (alta tensão).

⁷Tarifa Monômia - tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (baixa tensão).

Onde para os consumidores do Grupo B, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será necessário o pagamento referente ao custo de disponibilidade, equivalente em reais, de 100 kWh para ligação trifásica, já para os consumidores conectados em alta tensão⁸ (Grupo A), será mantida a cobrança normal, ou seja, demanda contratada. Isto pois a Distribuidora deve se resguardar caso a unidade consumidora necessite de fornecimento de energia, e para tanto, deve haver uma instalação elétrica para alimentar essa UC.

⁸ O parâmetro que define se o consumidor é alimentado por alta ou baixa tensão é onde o medidor de energia estará localizado. Se o medidor de energia estiver localizado antes do transformador que alimenta a UC, a unidade será caracterizada por conexão em AT, se o medidor estiver localizado depois da etapa de transformação, será a unidade caracterizada por conexão em BT.

5 ESTUDO DE CASO

A metodologia empregada neste estudo, desenvolveu-se com base em três fatores: 1) mapeamento solar para a região de estudo; 2) a área de cobertura útil e de fachada passível de instalação de módulos; e 3) projeto de instalação - dimensionamentos e levantamentos de dados pertinentes - para futura aplicação. O fator 1) foi possível realizar através de *softwares* específicos para projetos da área, o fator 2) levantou-se através dos estudos realizados nas plantas do edifício e o fator 3) é o fruto do estudo para um possível projeto de adequação visando redução dos custos na fatura de energia elétrica.

Como premissas para o estudo, ressalta-se que os altos custos dos sistemas fotovoltaicos são viáveis, conforme aponta Análise Financeira, para edifícios comerciais uma vez que corporações ou grupos empresariais donos dos mesmos possam ser pioneiros e servir de referência para novas instalações do mesmo tipo, uma vez que edificações desta natureza podem ter restrições contratuais devidos às áreas comuns, e a possibilidade de eliminar um entrave como esse pode comprovar a importância e a validade do investimento. Além, o custo de investimento é pago com tempo e, perante a fatura de energia elétrica das áreas comerciais, são valores ajustáveis (preço mínimo mensal pago na conta x parcelamento do investimento realizado) para análises financeiras.

Outro ponto importante a ser esclarecido é a escolha da inclinação para cada tipo de abordagem: maior média diária anual, maiores picos no mês ou maior valor mínimo de irradiação solar. Como trata-se de uma edificação que já possui gerador à diesel para (apenas) suprir falta de energia, não sendo necessária a garantia de suprimento a todo custo através da GD por meio de ângulo de inclinação dos módulos com maior valor mínimo mensal de irradiação solar (que seria uma medida conservadora para garantir suprimento de energia) escolheu-se então o ângulo com maior média diária anual de irradiação solar, cuja curva pode ser vista no Anexo B.

5.1 EDIFÍCIO COMERCIAL NO CENTRO DE PORTO ALEGRE

5.1.1 LOCALIZAÇÃO E TERRENO

O edifício comercial desfruta de posição solar privilegiada, pois, situado na Avenida Júlio de Castilhos, tem sua fachada de frente para o Guaíba, conhecido pelo seu “Pôr do Sol do Guaíba”, ou seja, possui uma elevada taxa de irradiação solar ao longo dos dias (valor que sobressai em relação à média para a capital). Conforme Figura 18 extraída do (GOOGLE MAPS, 2017)⁹, verifica-se através do recurso “*Street View*” existência de construção na frente da edificação, influenciando de certa forma a quantidade de horas de sol que irradiam – de maneira quase perpendicular – sobre o prédio. Entretanto, no período (2016 a 2017) que foi possível realizar o estudo com base nas faturas de energia elétrica da área administrativa desse prédio, já existia essa edificação concluída no lado oposto do prédio estudado. Através de pesquisa na internet, desde 2014 já havia esse prédio. Portanto, se encontra dentro do período analisado nas faturas e qualquer dimensionamento para um futuro projeto estará com correto embasamento da realidade do local.

Figura 18- Localização da edificação comercial



Fonte: Adaptado de Google Maps, 2017

⁹ A versão na *web* se refere à 2017, contudo, em 2014 já se encontrava edificação concluída no lado oposto ao do prédio estudado.

A edificação possui área útil de aproximadamente 10.834,23 m², com 17 andares constituídos de 24 lojas comerciais, 155 boxes de garagem e 50 conjuntos de escritórios (CENTRUS, 2017). A altura, segundo laudo de serviço realizado no prédio é de 58,60 metros (FIRMAC ENGENHARIA, 2016). Das plantas em que se pode estudar, nenhuma possui escala para averiguar a altura precisamente, sendo recorrido o uso de laudo técnico emitido pela empresa FIRMAC Engenharia.

Conforme já apresentado neste trabalho, o valor médio para irradiação de Porto Alegre é de 4,45 kWh/m²/dia, contudo, aprimorando o local de medição através das coordenadas geográficas e do sistema *SunData* (CRESESB, 2017) para a inclinação de 24°N, o valor médio para o ano de 2017 retirado das tabelas geradas e constantes no Anexo B é de 4,74 kWh/m²/dia no local do estudo. Valor baseado na irradiação de plano inclinado com maior média anual conforme já comentado. No Capítulo 3, foi visto que a orientação dos módulos é um fator importante, devendo ser incluído um fator de correção na leitura da bússola na determinação do Norte verdadeiro (Norte magnético). Na Figura 19, do relatório gerado pela Administração Atmosférica e Oceânica dos Estados Unidos (NOAA, 2017), aponta-se um ângulo de correção de 16,81° Oeste.

De forma, a saber, o número médio de HSP para o local estudado, substituindo os valores na Equação (4), é de 4,74 horas de sol a pleno por dia. Na sequência, é definido o valor em kWp do sistema.

Figura 19 - Desvio na leitura da bússola referente ao Norte magnético do local



Inclinação

Data 30-10-2017

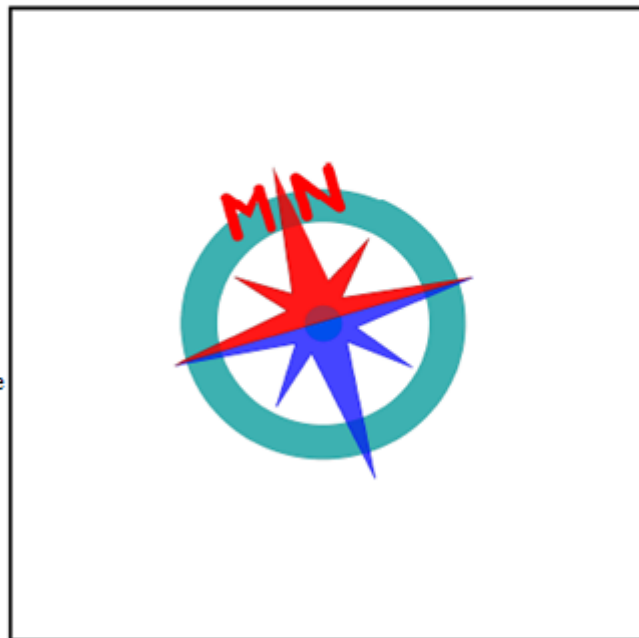
Latitude 30,0248833° S

Longitude 51,2240655° O

Modelo Usado WMM2015

Inclinação 16,81° O mudando cerca de
0,15° O por ano

Incerteza 0,40°



A bússola mostra a direção aproximada para o norte magnético (MN)

Fonte: Adaptado de NOAA, 2017

5.1.2 Área de cobertura e fachada disponível

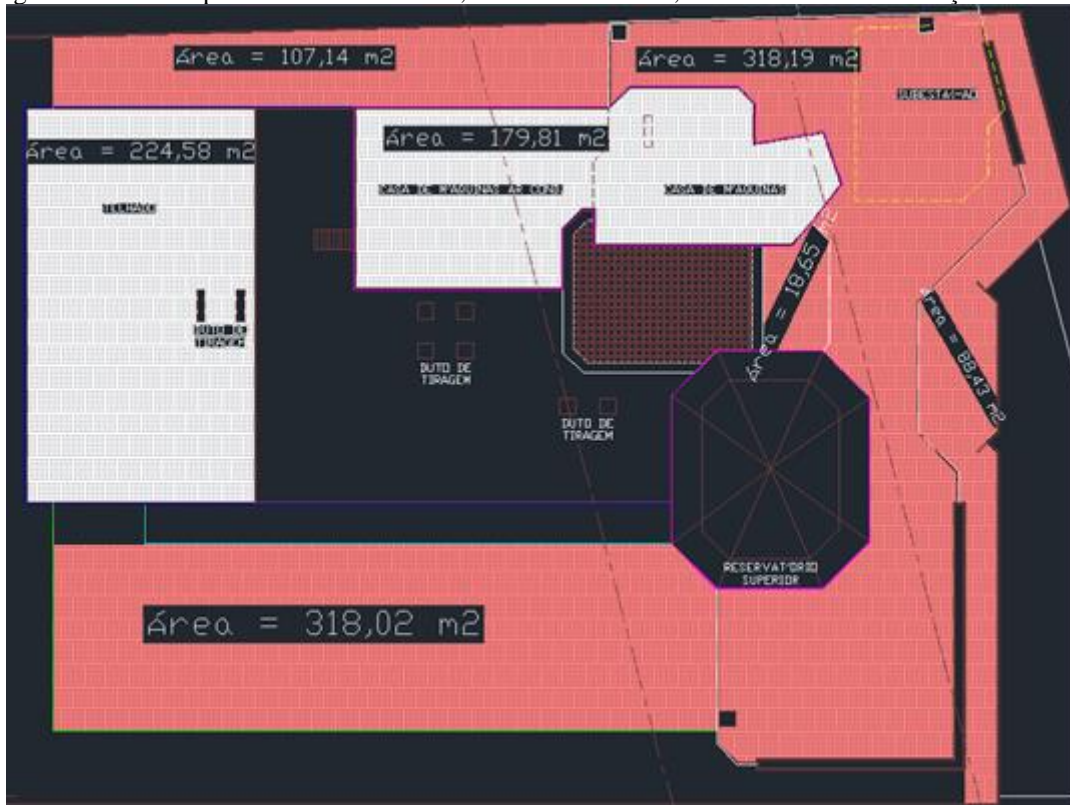
Primeiramente, para fins de estudo de instalação dos módulos, deve-se levar em consideração as diversas áreas de uso comum e também do terraço disponíveis, uma vez que independente da parte elétrica a ser estudada, o fator delimitador concluído foi justamente a área disponível. A área comum é um ponto importante, uma vez que como há porções dessa área voltadas para a direção solar, devendo ser interessante acordo geral para que essa área tenha uma instalação de placas passível de haver algum tipo de circulação mínima se necessária também. Além, ainda se tem a fachada com a face sem janelas (analisar melhor na Figura 21), sendo muito interessante a instalação dos módulos, tornando a edificação um destaque tanto esteticamente quanto atual em termos de geração distribuída, lhe fornecendo um diferencial arquitetônico. Neste estudo, considerou-se a utilização total dessas áreas, uma vez que se

objetiva retorno de capital sem diversas fases de obra adicionando módulos. O correto a ser feito é inspeção no local, averiguando a quantidade correta de incidência solar em cada face da fachada e em cada porção do terraço, além de medição efetiva de áreas comuns em sua configuração atualizada. A parcela correspondente ao terraço foi analisada melhor após inspeção técnica da FIRMAC Engenharia para determinado serviço já realizado na edificação, uma vez que fora reportada ausência de 10 tanques cilíndricos que impactariam na medida de área. É importante observar isso, pois a vista aérea do *Maps* está desatualizada (assim como o projeto *as built*¹⁰). A análise da retirada desses tanques não impactou em recálculo de área útil devido à possibilidade real de sombreamento, contudo, considerando suporte com altura adequada, passa a ser interessante o recálculo.

Através das plantas baixas do projeto (SPM ENGENHARIA, 1995), as medidas de área foram levantadas. Conforme Figura 20, pode ser conferida a área da cobertura juntamente com as áreas comuns, com os respectivos nichos indicados. Calculada através do comando “Área” no *software* Autocad 2014, a área útil do terraço foi de 404,40 m² e o total de área comum útil foi de 850,43 m². Na representação em 3D do *software* Sketchup, que possui versão completa, mas não atualizada, do prédio estudado (PENNA, 2014), é possível identificar na Figura 21 as áreas consideradas para a fachada Norte (330,40 m²) e a fachada Oeste (333,90 m²). O valor final de área útil da edificação foi de 1.919,13 m². A partir desse valor limitante se estima a quantidade de módulos e sua demanda instalada, valores a serem levantados na próxima seção.

¹⁰ Projeto como construído, ou seja, a partir da versão definida como “*as built*” o projeto oficialmente não terá mais revisões.

Figura 20 - Vista superior das áreas comuns, em vermelho claro, e das áreas úteis do terraço em branco



Fonte: Adaptado de SPM Engenharia, 1995.

Figura 21 - Área destacada das fachadas Norte-Noroeste e Oeste-Sudoeste



Fonte: Adaptado de Penna, 2014

5.2 REDE ELÉTRICA EXISTENTE E ANÁLISES DE INSTALAÇÃO

Este estudo de caso se destina aos quase 40 milhões de consumidores (praticamente 7,04%, conforme aponta a Tabela 4) classificados como comerciais no Brasil (ANEEL, 2017d), segundo maior número de UCs atrás apenas das Residenciais, unidades abrangidas (via Microgeração) também até então.

Tabela 4 - Relatório de unidades consumidoras por classe de consumo

Classe de Consumo	Consumo de Energia Elétrica MWh	Número de Unidades Consumidoras
Comercial, Serviços e Outras (7,04%)	43.495.273,93	39.963.919
Consumo Próprio	279.647,83	65.128
Iluminação Pública	9.026.894,85	688.229
Industrial	20.913.513,23	3.695.508
Poder Público	8.560.356,61	4.045.514
Residencial	80.111.815,92	486.530.137
Rural	10.322.034,83	30.911.814
Rural Aquicultor	128.011,02	48.658
Rural Irrigante	3.541.727,21	1.412.596
Serviço Público (água, esgoto e saneamento)	6.719.768,04	653.660
Serviço Público (tração elétrica)	423.993,30	2.188
Totais	183.523.036,77	568.017.351,00

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2017d

De posse das faturas de energia elétrica da edificação estudada, alguns parâmetros são respondidos e servem como importante base para o estudo a ser feito. Conforme Figura 22, o Grupo de tensão da unidade é o AS, ou seja, possui entrada de serviço de energia subterrânea. Apresenta a tarifa de Energia Ponta e Fora de Ponta mais cara do grupo de tensão A (CEEE-D, 2017) devido à complexidade da instalação (subterrânea). Classifica-se como Verde¹¹ e sua tensão contratada é de 127 V. Uma das abordagens diferenciais do estudo é justamente sobre o grupo AS, onde a maior parte dos estudos feitos até então direcionam-se para clientes do grupo A4 (caracterizado por demandas contratadas na ponta e fora da ponta), os quais apresentam maior representatividade em conexões em Alta Tensão (AT).

¹¹ O grupo tarifário Verde se caracteriza por aplicação de tarifas distintas para o consumo ativo (em kWh) nas horas sazonalizadas, já citadas, de Ponta e Fora de Ponta. Além, possuem única tarifa de demanda de potência, devem pagar excedente reativo à distribuidora independente do posto tarifário e pagam ultrapassagem de demanda se o valor exceder em 5% do estipulado em contrato.

Figura 22 - Fatura de energia elétrica da edificação estudada

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
 Av. Joaquim Porto Villanova, nº 201, Prédio A Sala 721 - CEP 91410-400 Porto Alegre - RS
 CNPJ : 08.467.115/0001-00 INSCRIÇÃO ESTADUAL: 096/3156659
 NOTA FISCAL / CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Nota Fiscal- Série U - 54173086 FAT: 01-201740647470142-40

Reservado ao Fisco
 E893.1476.B1B0.45E6.8425.6A58.CA94.906A

Bandeira Vigente: Bandeira Vermelha
Número da UC
 Código para débito em conta corrente

Cliente e UC (Unidade Consumidora)

Bairro: Centro
 Porto Alegre - RS

Tipo de Tarifa: Horária Verde Tensão Contratada (V): 127 Subgrupo de Tensão: A S
 Demanda Contratada (kW): 350 (TP)
 Classe de Consumo Aneel: Comercial, Serviços e Outras Atividades - Administração Condominial

Dados Leitura: Agosto/2017
 Período Fiscal: 09/08/2017
 Emissão: 09/08/2017
 Apresentação: 10/08/2017
 Próxima Leitura Prevista: 08/09/2017
 Número de Dias Faturados: 29

Dem. Máx. Ponta(kW): 158,4
 Dem. Máx. Fora Ponta(kW): 220,8
 Dem.Ultrap. Ponta (Hora/Dia):
 Dem.Ultrap.F. Ponta (Hora/Dia):
 Perdas de Transformações (%): 0,00

Produto	Const.	Leit. Ant. 10/JUL	Leit. Atual 08/AGO	Quantidade	Descrição	Quantidade	Preço	Valor R\$
					CONSUMO PONTA (kW)	158,4	3,11036	15,277,96

Fonte: Adaptado de Aliança, 2017.

De forma a construir um levantamento de dados consolidado, montou-se uma alimentadora de faturas contemplando o histórico de 12 meses com os dados mais relevantes. Ao longo desses 12 meses (agosto-16 até julho-17) foi possível montar a Tabela 5, a qual apresenta os valores médios dos principais componentes da fatura de energia do prédio estudado. Estudando-se mês a mês, notar-se-á uma sazonalidade de valores e de bandeiras tarifárias aplicadas. O ideal seria a análise em pelo menos duas épocas distintas: no período de verão e no período de inverno (ou seja, de carga a pleno e no período de menos consumo). É considerado, entretanto, o valor médio desses 12 meses, deixando para estudos aprimorados no futuro os períodos supracitados.

Para fins de comparativo com a precificação da geração fotovoltaica, é necessário indicar quais os valores cobrados na fatura de distribuição de energia elétrica que realmente entram para análise (vistos diretamente pela Distribuidora de energia elétrica): Consumo Ponta e Fora Ponta, Energia Reativa Excedente Ponta e Fora Ponta, Demanda (Fora Ponta), Demanda Reativa, Ultrapassagem de Demanda, Adicionais de Bandeira (Vermelha ou Amarela). Os demais valores deverão também entrar na análise para geração fotovoltaica

(cobranças duais) e são eles de forma generalizada: Impostos, Multas, Iluminação Pública e Outras Cobranças que em alguns meses têm e em outros não.

Tabela 5 - Alimentadora de Dados das Faturas de Distribuição de Energia Elétrica

Descrições dos Itens da Fatura de Distribuição de Energia Elétrica	Média (12 Meses)
Demanda Registrada Ponta	205,23 kW
Demanda Registrada Fora Ponta	328,54 kW
Demanda Faturada Fora Ponta	383,87 kW
Tarifa Demanda Fora Ponta	16,95 R\$/kW
Custo Demanda Fora Ponta	R\$ 6.430,73
Ultrapassagem Demanda Fora Ponta/Único	32,74 kW
Tarifa Ultrapassagem Demanda Fora Ponta/Unico	13,11 R\$/kW
Ultrapassagem Demanda Fora Ponta/Único	R\$ 959,29
Energia Reativa Ponta	738,58 kvarh
Tarifa UFER Ponta	0,46 R\$/kWh
Energia Reativa Ponta	R\$ 418,15
Energia Reativa Fora Ponta	6526 kvarh
Tarifa UFER Fora Ponta	0,35 R\$/kWh
Energia Reativa Fora Ponta	R\$ 2.244,42
Demanda Reativa Fora Ponta	9,17 kvar
Tarifa Demanda Reativa Fora Ponta	8,15 R\$/kW
Demanda Reativa Fora Ponta	R\$ 142,72
Consumo Ponta	8820,25 kWh
Tarifa Consumo Ponta	2,15 R\$/kWh
Consumo Ponta	R\$ 19.115,08
Consumo Fora Ponta	100790,83 kWh
Tarifa Consumo Fora Ponta	0,44 R\$/kWh
Consumo Fora Ponta	R\$ 43.316,63
Iluminação Pública	R\$ 18,71
Segunda Via Fatura	R\$ 0,46
Compensação DMIC Mensal	-R\$ 445,80
Destaque ICMS	30%
Destaque ICMS (R\$)	R\$ 22.298,02
PIS/COFINS	4,62%
PISCOFINS - Distribuição (R\$)	R\$ 3.281,66
Adicional Bandeira	R\$ 1.699,73
Total Médio - Fatura de Distribuição	R\$ 73.900,12

Fonte: O Autor

Assim, um valor total médio da fatura de distribuição que contemple apenas os valores faturáveis para a Distribuidora para fins de comparação, e por outro lado um valor total médio de custos dualmente cobrados (Impostos, Multas, etc.) estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Resumo de valores para fins de comparação

Valores para fins de comparação	Total
Total Considerado para FV	R\$ 48.747,08
Custos Dualmente Cobrados (com Geração e sem Geração)	R\$ 25.153,05

Fonte: O Autor

Neste cenário consideram-se os valores médios, não significando que sempre haverá ultrapassagens de demanda, bandeiras tarifárias e custos com excedente reativo. Além,

consideraram-se custos no horário de ponta para o total FV, pois através do sistema de compensação (se for atingida essa condição) será possível abater o valor nesta faixa horária também (o que não foi possível neste estudo para a edificação analisada), e, por conseguinte desconsiderou-se a carga de impostos nos custos para FV. Como a CEEE-D apresenta a fatura de energia com impostos inseridos dentro do valor das tarifas discriminadas, do total considerado devem ser destacados os valores de ICMS e PIS/COFINS, que entre outras cobranças está contemplado na linha de custos duais. Dessa maneira, o custo total de uma fatura da UC analisada, em média, é de R\$73.900,12.

Conforme já comentado na seção 4.4, a disponibilidade de potência máxima (sem solicitar aumento de demanda para distribuidora) entre UC (Grupo A) estudada e distribuidora, para o sistema fotovoltaico, é de 350 kW. Os módulos considerados para possível implementação são baseados no fornecedor *Canadian Solar*, que no Rio Grande do Sul possui diversas empresas cujos projetos (comprova-se pelos sites dessas empresas) já foram realizados com equipamentos desse fornecedor. Os módulos possuem potência que varia desde o modelo *Standard* com 260 W até 340 W do modelo *Dymond* (CANADIAN SOLAR, 2017a).

Citou-se que o fator limitante de instalação das placas é a área e é demonstrado o porquê neste parágrafo. Considerando o modelo de 260 W, temos que seriam necessários 1.346 módulos para chegar-se ao valor de demanda contratada da unidade. Como cada módulo possui uma área de 1,64 m², 1.346 módulos corresponderiam a 2.203,13 m² de área. Conforme levantamento das áreas, o valor total encontrado através das plantas foi de 1.919,13 m², logo, esta é a área a ser considerada como parâmetro para determinação da potência instalada do sistema. Mesmo se fosse considerado o modelo de 340 W, que possui área ainda maior de 1,95 m², a área necessária seria de 2.007,35 m², ainda superior ao valor de 1.919,13 m².

O modelo *Dymond*, de 315 W, provavelmente mais caro que o modelo *Standard* (valores financeiros não foram possíveis de serem estimados separadamente junto a fornecedores), se enquadraria melhor na edificação por suas propriedades de construção

específicas para meios que se encontrem perto da água (no caso o Guaíba). Dessa maneira, o número máximo teórico de módulos que podem ser instalados dentro da área disponível é, teoricamente, de 984, resultando em uma potência instalada de 309,96 kW (teoricamente cerca de 88,56% da demanda contratada). No Anexo B pode ser conferido o *data sheet* do modelo *Dymond* com as especificações, demais informações de instalação (trilhos de suporte, parafusos e cargas suportadas) podem ser encontradas no site do fornecedor na seção de referências do modelo tratado. O rendimento deste modelo varia com o número de células, considerando-se 72 células visando ser mais indicado frente ao consumo no horário de Fora Ponta, o rendimento varia entre 16,90% até 17,42%. Considerou-se a média simples desses valores, ou seja, 17,16% (classificação A segundo INMETRO).

Antes de dar sequência ao projeto, um componente (da família dos Conversores¹² CC-CA) fundamental para funcionamento desta tecnologia é o Inversor. O Inversor é o equipamento que possibilita às cargas de um sistema fotovoltaico alimentação em corrente alternada. Através de um barramento C.C. (módulos fotovoltaicos, no caso), o funcionamento baseado em semicondutores permite um gatilhamento controlado de alta frequência desses componentes, possibilitando um sinal de saída C.A., baseado em técnicas de modulação de sinal, em sincronismo com a rede elétrica. A qualidade de saída desse sinal está diretamente relacionada com o preço dos inversores, além, outro aspecto importante é o rendimento, que varia com a carga a ser alimentada e não somente com valores nominais conforme constam nos catálogos de fornecedores.

¹² Equipamentos responsáveis por converter a energia elétrica ou por alterar suas propriedades, neste caso, fornecendo em suas saídas tensões alternadas, com frequência fixa, com controle da corrente (que na entrada é contínua C.C) de saída alternada (C.A.).

Assim, alguns parâmetros devem ser analisados para fins de projeto, como os surtos de corrente. Segundo (PINHO;GALDINO, 2014), em se tratando de um edifício comercial onde diversas cargas são acionadas por partidas de motores elétricos (monofásicos e trifásicos), surtos de corrente de cerca de 8x acima da corrente nominal devem ser suportados dentro de intervalos de tempo limítrofes (atualmente, a presença de chaves compensadoras atenua esse efeito, juntamente com os *soft-starters*). As principais especificações para inversores, a serem contempladas na tabela do fornecedor escolhido, são: tensão de entrada CC, tensão de saída CA, faixa de variação de tensão aceitável, potência nominal, potência de surto, frequência, forma de onda e distorção harmônica, grau IP de proteção, temperatura ambiente e umidade do local da instalação (PINHO; GALDINO, 2014).

Conforme Anexo B, a fornecedora escolhida é a *Sungrow*, modelo SG80KTL, optada principalmente pela potência (80 kW) e pelo rendimento informado (98,9%), uma vez que a tensão de saída será adequada pelo transformador de acoplamento obrigatório devido à potência do SFV instalada. Para chegar-se em um número de inversores não dispendo da curva de carga por horas em um dia, analisaram-se as ultrapassagens de demanda nos dias de maior consumo nas faturas de energia elétrica do período estudado. Em média, por volta das 14h ocorreram os valores máximos de demanda. O maior valor encontrado foi de 483,84 kW. Conforme indica (PINHO; GALDINO, 2014), a potência do inversor deve ser capaz de suprir esse valor de demanda, portanto, se 1 inversor possui potência de saída nominal de 80kW (a ver no *datasheet* no Anexo B), serão necessários pelo menos 6 inversores para atender a demanda máxima. Contudo, neste caso, se pretende suprir boa parcela desta demanda através da geração, não sendo possível cobrir a demanda em sua totalidade, além de que devido às configurações de desempenho dos inversores escolhidos (Rastreamento do Ponto de Potência Máxima), o número dessas unidades pode cair até a metade.

O recurso chamado de Rastreamento do Ponto de Potência Máxima (MPPT em inglês) busca garantir a máxima condição de operação dos módulos fotovoltaicos no que se refere à

curva de desempenho IxV indicada nos catálogos. Isto se faz necessário uma vez que as condições de temperatura e radiação mudam aleatoriamente durante o funcionamento do inversor. Assim como analisado para os módulos fotovoltaicos, uma característica que ficará a critério do consumidor é a escolha por um inversor com mais de um sistema independente de rastreamento. Com mais de um sistema de rastreamento, a perda de potência por sombreamento nos módulos é reduzida, contudo, há um preço para tanto. Como o edifício de estudo é alto e não possui sombreamentos impactantes no desempenho total da instalação, é interessante mitigar os pontos de sombreamento (laterais do prédio pela manhã e tarde), utilizando nesses locais um inversor para cada extremidade lateral, não onerando o desempenho dos outros módulos e inversores. O modelo escolhido possui 1 rastreador apenas, sendo bem mais leve (cerca de 80%) e provavelmente mais barato que os modelos de até 4 rastreadores.

Como observação, a escolha tanto dos módulos quanto dos inversores junto aos fornecedores pode ser melhor caracterizada, realizando análises mais precisas quanto à disposição dos arranjos x área disponível no que se refere às placas FV, e cálculos de desempenho para os inversores. Foram determinados os equipamentos para a situação estudada levando apenas em conta as características gerais de disposição espacial e desempenho/quantidade dos melhores componentes pesquisados.

5.3 PROPOSIÇÕES DE PROJETO PARA INSTALAÇÃO E RESULTADOS

Para fins de projeto e futura execução, devem ser analisadas as imperfeições nos componentes do sistema fotovoltaico, considerar carregamentos na estrutura e demais parâmetros de forma a reduzir fatores de erro e margens de segurança de operação. São primeiramente inseridos nos cálculos previamente feitos, os parâmetros de eficiência de cada componente para chegada a um valor mais próximo do real, sendo calculado o valor de pico do sistema que é importante para quantidades e valores derivados ou relacionados. Esta seção conta também com o apoio de algumas simulações de *softwares* do setor de energia fotovoltaica utilizados para projetos.

5.3.1 ESPECIFICAÇÕES NUMÉRICAS E DIMENSIONAMENTOS

Com as informações apresentadas até então, é possível calcular a potência de pico do sistema fotovoltaico. A Equação (9) apresenta as variáveis necessárias para cálculo de valor de potência de pico de um SFV.

$$P_{FV}[kWp] = \frac{E/TD}{HSP} \quad (9)$$

Onde P_{FV} é a potência de pico instantânea máxima em corrente contínua a 1.000 W/m², do módulo FV, E , TD é a taxa de desempenho do sistema (adimensional). Da expressão (4) chegou-se ao valor de HSP como sendo 4,74 horas de irradiação média anual no plano do módulo. O valor de E foi calculado com base na média do consumo fora ponta mensal dos 12 meses. Este valor foi de 3.325,77 kWh/dia. O valor de TD pode ser estipulado entre 70% e 80% (PINHO; GALDINO, 2014), onde para fins de comparação com softwares disponíveis na internet que realizam esse cálculo em cima de todas as variáveis do sistema mais precisamente, foi considerado o valor de 75%. O valor de P_{FV} encontrado é de 935,52 kWp. Conforme simulação realizada no programa PVSyst (PVSyst, 2017) constante no Anexo B, o valor de TD foi simulado (85,6%), além de que o valor encontrado para P_{FV} buscaria suprir todo o consumo no horário de fora ponta, o que não é possível pelas limitações de área conforme já provado. O valor de potência de pico do SFV encontrado via simulação foi de 326 kWp, contendo 4 inversores e 972 módulos fotovoltaicos (organizados em fileiras com módulos conectados em série variando para cada área especificada no terraço e fachada).

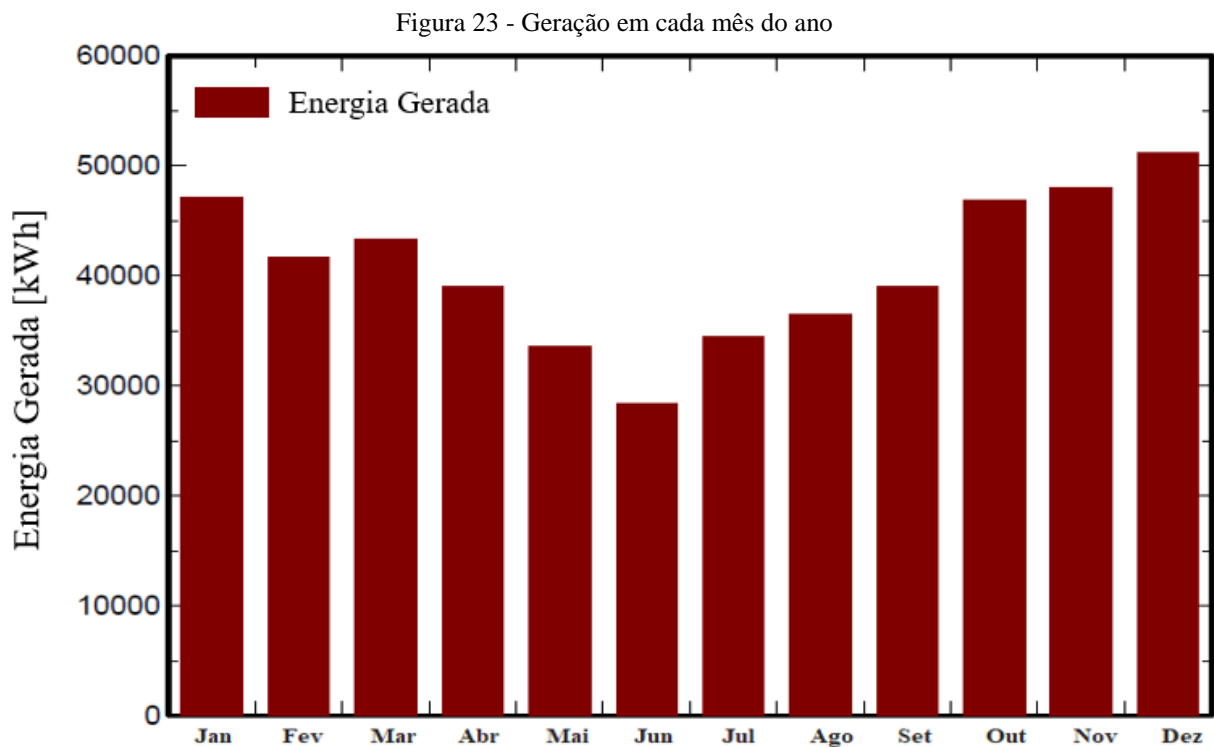
Buscando minimizar os efeitos de sombreamento dos módulos laterais, organizou-se a seguinte divisão módulos – inversor, lembrando que cada módulo tem 8,61 A: 150 módulos na porção leste (1.291,50 A); 250 módulos nos arranjos do terraço (2.152,50 A); 314 módulos no arranjo da porção central de área comum (2.703,54 A); 258 módulos nos arranjos do lado oeste (2.221,38 A).

Quanto ao rendimento global do sistema, o mesmo pode ser calculado (KALIKOSKI, 2016) através dos resultados de perdas da simulação (Anexo B) do PVSyst através da Equação (10):

$$\eta_g = \eta_p \cdot \eta_i \cdot \eta_a \cdot \eta_{pe} \quad (10)$$

Onde η_{pe} é o rendimento ponderado pelas perdas elétricas, de valor 0,99; η_a é o rendimento ponderado pelos arranjos (sombreamento, temperatura, etc.), de valor 0,89; η_i é o rendimento ponderado pelos inversores, de valor 0,99 (do *datasheet*); η_p é o rendimento ponderado pelos módulos, de valor 0,18; η_g é o valor do rendimento global, sendo, portanto, igual a 0,16.

Através de simulação, chegou-se aos resultados de energia gerada ao longo do ano, com base nos parâmetros até então apresentados. Na Figura 23, é possível analisar uma geração anual de 488,9 MW, podendo observar a variação, ao longo dos meses do ano.



Fonte: Adaptado de PVSyst, 2017

Conforme já mencionado, a estrutura da edificação por possuir um carregamento adicional originário dos módulos e demais componentes, deve apresentar laudo emitido por um

Engenheiro Civil liberando a execução, pela parte estrutural (e aerodinâmica), da obra devido ao carregamento imposto pelos módulos, inversores, vento e demais equipamentos de instalação. Para tanto, através de uma simulação para análise do caso (PORTAL SOLAR, 2017), uma vez que não foi encontrada parcela total ou individual de peso dos materiais elétricos de instalação em um SFV, resultou-se um valor médio de 15 kg/m², que na área total de 1.919,13 m² calculam-se cerca de 30.000,00 kg adicionados à estrutura.

Como dito na Introdução, a redução na emissão de carbono associada às instalações de fontes renováveis de energia deve também ser agregada na análise dos resultados. Conforme mostra o Anexo B, a quantidade deixada de ser emitida (caso a forma de consumo de energia elétrica se desse do método existente na edificação) dentro do período estimado de vida útil no estudo e simulado pelo software PVSyst (20 anos com uma taxa de deterioração dos equipamentos de 1,8% ao ano para o Brasil) foi cerca de 536 mil toneladas.

Por fim, como resultado efetivo de redução de custos (analisada na próxima seção) frente a uma geração x consumo, a Tabela 7 apresenta o balanço financeiro com base na fatura de distribuição de energia elétrica a partir da análise de dados consolidados após simulações. Considerou-se uma geração de energia (em 2 cenários), baseada na Figura 21, de 51.120 kWh para o Verão e de 28.304 kWh no Inverno.

Tabela 7 - Resultados Financeiros nos Cenários de Inverno e Verão

Dezembro - Maior Geração	Valores Pagos sem Geração		Valores Pagos com Geração	
Consumo Fora Ponta	R\$	53.918,83	R\$	33.595,21
Restante Fatura	R\$	40.029,22	R\$	40.029,22
Total	R\$	93.948,05	R\$	73.624,43
Diferença (22%)	R\$			20.323,62
Junho - Menor Geração	Valores Pagos sem Geração		Valores Pagos com Geração	
Consumo Fora Ponta	R\$	31.868,69	R\$	20.379,41
Restante Fatura	R\$	22.784,44	R\$	21.914,57
Total	R\$	54.653,13	R\$	42.293,98
Diferença (23%)	R\$			12.359,15

Fonte: O Autor

Dessa análise, é possível ter noção de dois cenários, rendendo uma economia de cerca de 32 mil reais nos dois meses. A proximidade dos valores de Diferença se deu pela

sazonalidade da carga, a qual apresentou aumento e redução de consumo e de geração semelhantes nos meses analisados. Ao longo dos 12 meses, foi calculado um valor total de economia de cerca de R\$ 220.000,00, e o mês que mais gerou lucros foi em outubro, com 38% de economia.

Na próxima seção são abordados comentários sobre a manutenção dos equipamentos com base em uma resposta de solicitação de orçamento feito junto a prestador de serviços. Nesta solicitação o valor cobrado foi de R\$ 4.156.987,63, o qual se baseou em SFV para suprir todo o consumo no horário de fora ponta, resultando num valor de potência de pico igual a 885,95 kWp. Para saber o valor por kWp de forma a comparar com a potência de pico cabível neste estudo, o valor foi de 4.692,124 R\$/kWp, o que estaria condizente com o mercado conforme indica estudo (IDEAL, 2017), o qual aponta que para sistemas com mais de 100 kWp, o valor deve estar abaixo de 5.000 R\$/kWp. Assim, para este caso estudado, um valor praticável de mercado seria algo em torno de R\$ 1.529.632,56. Esse valor é tomado como base para fins de aplicação na seção de análise financeira. No que tange a estratificação de custos de uma instalação (IDEAL, 2017) aponta-se que 41% do valor é composto pelos módulos fotovoltaicos, 23% referente aos inversores, 16% no que se refere ao projeto e instalação, 10% direcionados para as estruturas da instalação e cerca de 10% reservados para demais componentes da instalação.

O sistema deve ser classificado também, segundo rege o módulo 3 do PRODIST, nos respectivos níveis de tensão para conexão de micro ou minicentrals geradoras. O caso estudado seria classificado no nível de “Baixa Tensão (Trifásico)/Média Tensão” por possuir potência instalada entre 101 a 500 kW (ANEEL, 2017e).

Tratando-se de um projeto de minicentral geradora, há a necessidade de transformador de acoplamento para transferência de potência entre a central geradora e o sistema de distribuição conforme indica (CEEE-D, 2014), pois a conexão deve ser feita em média tensão (MT). Esse transformador deve ser conectado em triângulo no lado primário e em estrela

aterrada no lado secundário (padrão de conexão da rede CEEE-D). Realizou-se levantamento junto à empresa WEG através do catálogo *on-line* para especificação de transformador para o caso estudado, e os parâmetros de caracterização e construção do equipamento sugerido estão conforme Tabela 8, o tipo de transformador deve ser conforme Figura 24. A representação do mesmo transformador e a comparação dos diagramas unifilares com e sem GD, está na Figura 25. A cotação realizada junto a fornecedor indicou um valor de R\$ 35.146,00 conforme especificações.

Figura 24 - Transformador de Acoplamento à Seco



Fonte: WEG, 2017

Tabela 8 - Tabela de Dados do Transformador de Acoplamento

Características	Resultados
Potência	300 kVA
Norma de Fabricação	NBR 5356/93
Refrigeração	ANAN - Ar Natural, Ar Natural
Atmosfera	Não é Agressiva
Proteção	IP20 (Cubículo de Proteção)
Classe do Material Isolante	(155°C) F
Classe de Tensão (kV)	15 kV
Tensão Primária	13,8/13,2/12,6/12,0/11,4 kV
Tensão Secundária	220/127 V
Primário	Triângulo (delta)
Secundário	Estrela com neutro acessível
Deslocamento Angular	30°
Frequência nominal	60 Hz
Corrente de excitação	1,20%
Impedância a 75°C	6%
Comprimento (C)	1900 mm
Largura (L)	1100 mm
Altura (A)	1550 mm
Peso	1500 kg

Fonte: Adaptado de WEG, 2017

Para dimensionamento dos condutores e demais elementos principais (dimensionado apenas cabo, disjuntor de entrada e fusível de proteção para transformador), o fator limitante devido à altura da edificação e à distância para a Subestação (SE) foi a queda de tensão. Isto pois, considerando apenas a corrente de projeto e os fatores de correção (NBR 5410, 2008), o valor da seção do condutor foi inferior (Método B1, 3 condutores carregados, isolamento XLPE, 40°C, corrente de 127,5 A, retornou uma seção de 35 mm²) ao encontrado pelo método de queda de tensão.

Para especificar o diâmetro do condutor com base na queda de tensão, devem ser analisadas as seguintes premissas (WILTUSCHNIG, 2016) considerando as informações dispostas também no *datasheet* do inversor escolhido: material do eletroduto (ferro-magnético), corrente de projeto (116 A), queda de tensão em % admissível entre SE e QGBT igual a 4 visando limite total de 7% em UC atendida por SE (NBR 5410, 2008), comprimento do circuito em m (100 m), tensão entre fases (220 V) e resistividade do material condutor (1/56 Ω.mm²/m). Com esses dados é possível calcular a seção do condutor conforme Equação (11) (MAMEDE, 2017).

$$S_{\Delta V} = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot \rho \cdot d \cdot i}{\Delta V \cdot V} \quad (11)$$

Onde $S_{\Delta V}$ é a seção do condutor calculada com base na queda de tensão, ρ é a resistividade do material condutor, d é o comprimento considerado para o circuito, i é a corrente elétrica informada no *datasheet* do inversor, ΔV é o percentual de perdas admitido no trecho e V é a tensão entre fases usada no circuito. O valor tabelado mais próximo do encontrado foi de 50 mm².

O disjuntor dimensionado para os circuitos foi calculado partindo da premissa de que seu valor deve ser maior/igual do que o valor da corrente de projeto e menor/igual que a corrente máxima permitida pelo condutor, analisando também os fatores de correção para temperatura e de número de circuitos (WILTUSCHNIG, 2016). Dessa maneira, para o cabo unipolar de 50 mm², de isolamento XLPE, temperatura ambiente de 40°C, método de instalação B1 com 3 condutores carregados, corrente de projeto de 127,5 A e corrente máxima do condutor de 175 A, o disjuntor então deve ser tripolar de caixa moldada, curva B (pois possui grande comprimento de cabo até ponto de entrega), de valor nominal igual a 150 A.

Para a proteção do secundário do transformador são necessários fusíveis NH (baixa tensão e alta capacidade de interrupção, em alemão) de classificação (WEG, 2016) gL/gG (fusível de proteção de cabos e uso geral) que devem levar em consideração a corrente de *inrush* do transformador. Segundo (MAÑANA, et. al), a corrente de *inrush* pode ter amplitude de 8 até 10 vezes o valor da corrente nominal do transformador. Portanto, se a corrente nominal dada por 300 kVA dividido por 220 V e por raiz de três, é igual a 262,43 A por fase, temos que o fusível de proteção tabelado deva ser de 2 kA. Com esses dimensionamentos realizados, o diagrama unifilar do antes e depois pode ser visto na Figura 25, na próxima seção, observando que foi omitida a etapa de medição, a qual requer especificações que se encontram já relatadas no Anexo A, além de ser de responsabilidade do consumidor.

5.3.2 REPRESENTAÇÕES EM 3D E DIAGRAMA UNIFILAR

A estrutura pensada para execução do ponto de vista dos módulos, a ser baseada no manual de instalação da *Canadian Solar*, seria do tipo moldura em estrutura de alumínio (ver Figura 26, com fator de utilização de área de estrutura pré-definido, de cerca de 20%), modelo comum de execuções em prédios residenciais podendo ser aplicados aos prédios comerciais dependendo do formato dos telhados (terraços) e fachadas. A estrutura do modelo em si possui inclinação de 30°N, todavia, para facilitar a etapa de disposição dos módulos, sem precisar alterar o modelo adquirido, manteve-se essa angulação (não foi considerada a correção para o norte verdadeiro pois o modelo encontrado na internet já possuía estruturas prontas, modificando a inclinação o modelo deixaria de ser válido, ficando como ilustrativo e próximo do idealizado), ressaltando-se que para fins de projeto deve ser usada a inclinação de 24°N.

Em se tratando de um serviço em altura, uma norma não mencionada antes, mas que cabe citação nesta seção visando a segurança de uma possível instalação é a Norma Regulamentadora – 35 (NR-35 Trabalho em Altura), que estabelece requisitos mínimos para esse tipo de trabalho. No que tange a parte de operação com segurança e proteção no trato com instalações elétricas, os profissionais devem estar certificados pela NR-10 (Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade). Segundo (PINHO; GALDINO, 2014), a instalação em fachadas e terraços apresenta vantagens e desvantagens. Como vantagens destacam-se: menos propícia a situações de sombreamento, ajuda a reduzir a carga térmica da edificação e suporte com estruturas mais simples (terraço). Como desvantagens: instalação mais trabalhosa, maiores custos de execução e serviços de alpinismo, maior dificuldade com manutenção e riscos com trabalho em altura.

Um diagrama unifilar é a representação simplificada que possibilita rápida identificação, quantificação e especificação de condutores e demais elementos presentes em uma instalação elétrica. Neste estudo de caso focou-se apenas no lado visto pela CEEE-D, uma vez que do lado do consumidor o diagrama unifilar para geração distribuída pode ser seguido

conforme indicam diagramas constantes no Anexo A. Foi analisada a situação atual tanto do ponto de vista espacial quanto elétrico, e com base nesse, foi proposta uma cabine (não especificada) adicional para contemplar o transformador de acoplamento e suas devidas proteções, as quais já foram detalhadas anteriormente.

A Figura 25 mostra a entrada de energia através da etapa de transformação, as devidas proteções no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) e a sequência para a UC (não especificado), que deve consistir basicamente de uma proteção da medição, Disjuntor em caixa moldada, Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), um medidor de 4 quadrantes, e relés.

Com as especificações já realizadas e buscando cumprir um dos objetivos, tem-se na Figura 27 a representação em 3D da estrutura com a sugestão de instalação dos módulos FV vistos de dois ângulos. Complementando, na Figura 28 um detalhe do terraço, e na Figura 29 um detalhe de uma porção da área comum.

Figura 25 - Diagramas unifilares, com e sem Trafo para GD

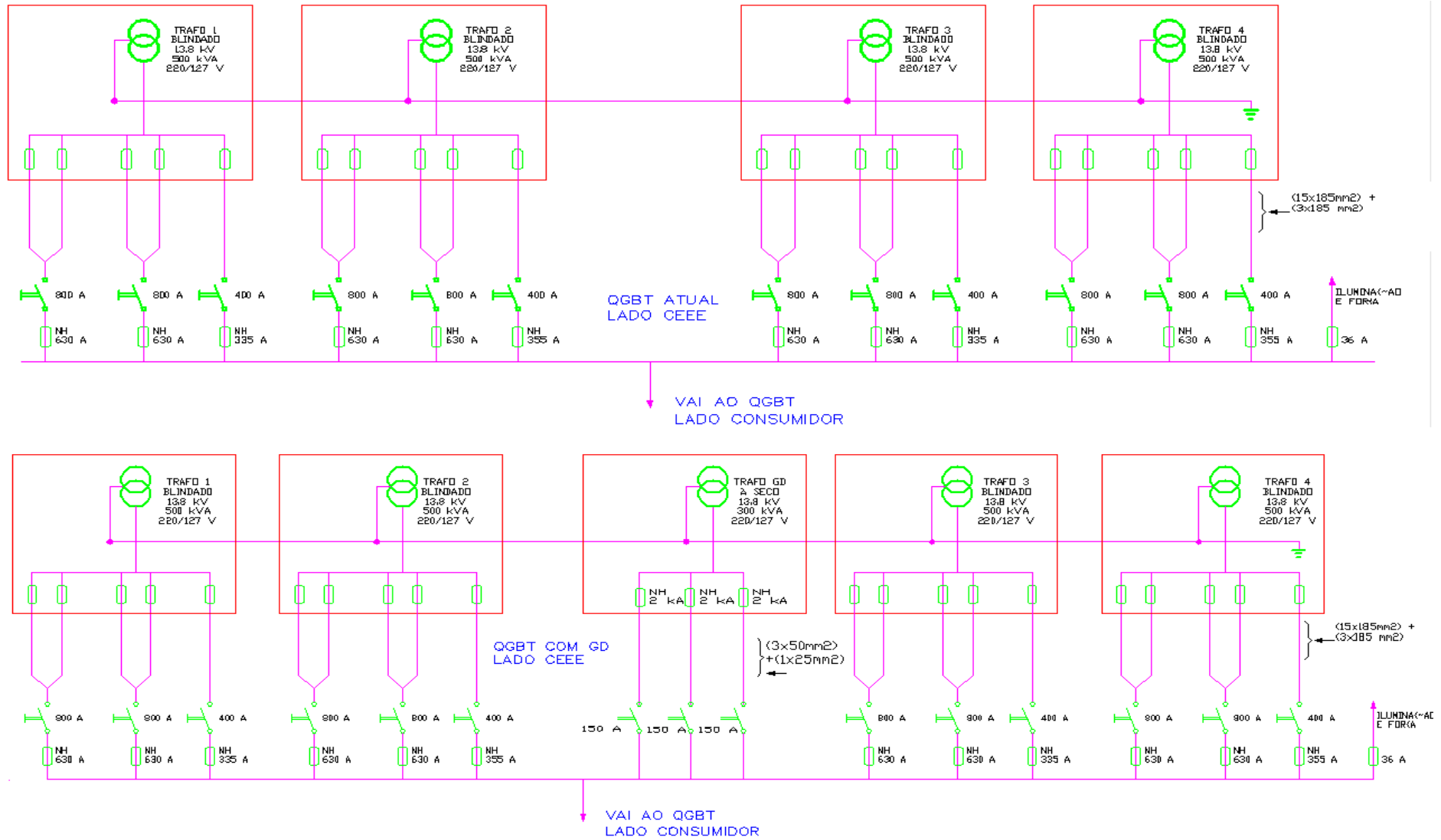


Figura 26 - Proposta de estrutura para módulo FV



Fonte: Adaptado de Kilba, 2017

Figura 27 - Vistas da representação em 3D com módulos instalados nascer (esq.) e poente (dir.) solar



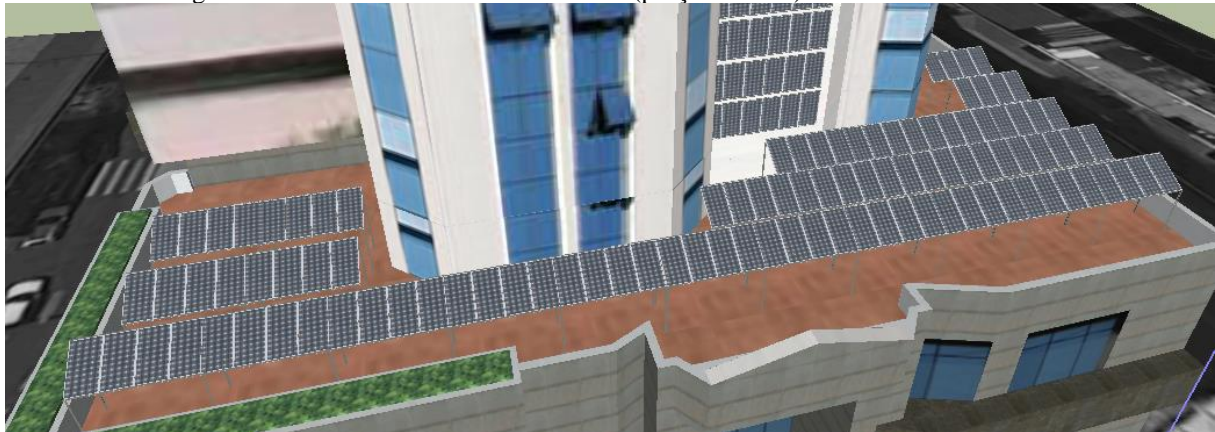
Fonte: O Autor

Figura 28 - Detalhe em 3D do terraço com módulos instalados



Fonte: O Autor

Figura 29 - Detalhe em 3D da área comum (porção central) com módulos instalados



Fonte: O Autor

Conforme mostram Figuras 27, 28 e 29 escolheu-se a inclinação de 24° N em relação ao solo nos módulos do terraço e áreas comuns conforme indicam os estudos realizados para tanto. Na fachada Norte-Noroeste, apenas dispuseram-se os módulos orientados para o Norte-Noroeste buscando a contribuição solar a partir das 12h. Na fachada Oeste-Sudoeste, buscou-se apenas a orientação para o Norte de forma a buscar a máxima contribuição, também, após 12h.

Como ponderação no caráter de desempenho da instalação, deve ser analisada a parcela de contribuição dos módulos ao longo do dia. Como o sol nasce a leste da edificação, e se põe

ao Oeste da mesma, por questões da estrutura predial há módulos, dispostos de forma a minimizar esses efeitos, que terão baixa parcela de contribuição dependendo das horas do dia. Em suma, com a Figura 27, pode-se concluir que basicamente até as 12h a contribuição dos módulos do lado Leste, fachada (com crescimento de contribuição ao longo do dia) e terraço terão teoricamente 100% de contribuição, já os módulos do Oeste tendem a crescer ao longo dessas horas, mas com baixa contribuição ainda, se tornando relevantes apenas quando o sol estiver, pelo menos, irradiando no plano dos módulos. Das 12h até o pôr do sol, o setor Leste passa a decair de contribuição, ao passo que o setor Oeste cresce chegando também, teoricamente, na contribuição máxima possível.

Ressalta-se também que conforme pesquisado e posto neste projeto, a disposição e inclinação dos módulos buscam aproveitamento máximo ao longo do ano (longo prazo), e não máximos visando sazonalidade de irradiações, uma vez que se partiu da premissa da maior quantia anual de energia possível recebida pelos módulos, entregando maior volume anual de energia gerada. O sombreamento que pode causar nos módulos do fundo do lado Oeste pela imagem não deve ser considerado, na prática, deve ser feita uma redução no ângulo (em relação à fachada) dos módulos instalados na fachada Oeste-Sudoeste, reduzindo uma boa parcela de sombreamento que por ventura possa ser causada.

De forma a sumarizar os principais equipamentos utilizados, tem-se a Tabela 9, observando o detalhe para os cabos alimentadores, no qual especifica-se o condutor neutro (até então não especificado) seguindo a regra imposta pela NBR 5410 exigindo que para diâmetros dos condutores de fase maior que 35 mm², o condutor de neutro, para 50 mm² de condutor de fase deva ser a metade, 25 mm². Os fornecedores citados como “exemplo” servem para ilustração por serem mais conhecidos no mercado, podendo ser realizada cotação se necessário.

Tabela 9 - Resumo dos Principais Equipamentos Utilizados

Equipamento	Quantidade	Fornecedor	Especificações Técnicas Principais	Localização/Disposição Imaginada
Inversores	4	Sungrow	80 kW cada	Próximos ao QGBT, instalados aparentes em local ventilado
Módulos Fotovoltaicos	972	Canadian Solar	315 Wp cada	Arranjo Leste: 150 módulos Arranjo Terraço: 250 módulos Arranjo Central (fachada e área comum): 314 módulos Arranjo Oeste (fachada e área comum): 258 módulos
Transformador	1	WEG	300 kVA; 3Ø; 13,8 kV/(220/127V)	Cabine de Transformação Abrigada
Fusíveis NH	3	WEG	2 kA (por fase)	Na cabine de transformação, na conexão para os ramais
Disjuntor de Entrada	1	ABB (exemplo)	3x150 A em caixa moldada	Após etapa de transformação, antes da Medição
Alimentadores	4	ABT Materiais Elétricos (exemplo)	3x50 mm ² + 1x25 mm ²	Conexão Transformador - UC

Fonte: O Autor

5.4 MANUTENÇÃO E ANÁLISE FINANCEIRA

Como em qualquer empreendimento, a preocupação com a manutenção e os cuidados, juntamente com o retorno financeiro do investimento, são as principais variáveis que auxiliam o consumidor na tomada de decisão, viabilizando ou não o projeto. Em se tratando de um SFV, a operação e manutenção seguem a mesma lógica.

5.4.1 MANUTENÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Do ponto de vista de uma instalação isolada da rede (*off-grid*), em geral o custo associado com manutenção é maior quando se comparado às instalações conectadas à rede (*on-grid*). Basicamente, esta diferença é originada nos custos associados ao desgaste de baterias.

Segundo (PINHO;GALDINO, 2014), (SUNGROW, 2017a) e (CANADIAN SOLAR, 2017b), o período de garantia de rendimento para os principais componentes do sistema é: inversores em média 20 anos (para operação com até 80% do rendimento), módulos fotovoltaicos em média de 25 anos para até 80% (o escolhido informa 30 anos) de rendimento e 10 anos de garantia de fábrica.

Conforme comentado em seções anteriores, foi feito orçamento (Estimativa Comercial e de Serviços) junto a fornecedor, e segundo dados obtidos da proposta no que se refere às garantias nas condições nominais dos principais equipamentos, tem-se resultados bem diferentes (justificados por modelos de equipamentos diferentes dos sugeridos): módulo sugerido com 10 anos de garantia de fábrica e até 25 anos com operação a 80%, inversor sugerido com 5 anos de garantia de fábrica e estrutura de fixação em alumínio com 1 ano de garantia.

De forma a mitigar os pontos-chaves de manutenção de um SFV, o relatório de resultados (PROGRAMA ALTENER, 2004) aponta as principais falhas em SFVs observadas durante anos. Do obtido por meio de uma amostragem de 200 SFVs na Alemanha, podem ser encontradas na Tabela 10 referências para mitigar futuras possíveis falhas nos equipamentos através de manutenções preventivas e corretivas, seguindo o indicado na Tabela 11 também adaptada do programa na Alemanha.

Tabela 10 - Falhas típicas em um sistema fotovoltaico

Equipamento	Falha	% de ocorrência
Gerador Fotovoltaico	Sombreamento Parcial	41
	Condutores não isolados	24
	Corrosão e defeitos na estrutura de suporte	19
Componentes - Caixa de Junção	Dissipação de calor dos diodos ineficiente	60
	Dispositivos de isolamento inadequados	56
Inversor	Fusíveis e DPS inadequados	15
	Proteção ineficiente contra sobretensão	8

Fonte: Adaptado de Programa Altener, 2004

Tabela 11 - Roteiro de Manutenções Preventivas

Periodicidade	Equipamento/Local Analisado	Análise Técnica
Diário	Inversor	Se está em operação; Se existe mensagem de erro
Mensal	Verificação da produção de energia	Registro de algumas medições averiguando a conformidade
	Superfície do painel fotovoltaico	Se há acúmulos de sujeira, remoção apenas com água
	Caixa de junção	Se há insetos, corrosão ou umidade, testando a continuidade dos fusíveis
A cada 6 meses	Proteção contra descargas atmosféricas	Se está operando após tempestades e descargas atmosféricas
	Cablagem	Averiguar falha em isolamentos e conexões

Fonte: Adaptado de Programa Altener, 2004

5.4.2 ANÁLISE FINANCEIRA

Uma vez dimensionado o SFV, de forma a cumprir um dos objetivos, uma análise financeira deve ser realizada, auxiliando o consumidor na tomada ou não de decisão. O custo financeiro a ser descrito para investimento e a forma de retorno financeiro são abordadas nesta seção.

Especificamente, o que importa na análise é saber o quanto deve ser investido e quando pode ser retornado o investimento realizado na decisão pela execução do projeto, economizando futuramente com a geração de energia frente às tarifas praticadas no mercado. Logo, uma variável que influencia neste retorno é a tarifa de energia elétrica, além da inflação, inevitável, ocorrida ao longo dos anos. Segundo (ANEEL, 2017f), a dívida do governo para com as distribuidoras de energia deve ser paga até 2024, impactando impreterivelmente em um aumento de tarifas, tornando, teoricamente, o investimento em um sistema fotovoltaico como uma garantia de redução de custos. Neste estudo se considerou, conforme estudo da TR SOLUÇÕES (GUERRA, 2017), um aumento médio de 6,5% na tarifa de energia elétrica da CEEE-D para 2018, e para fins de projeções (pessimistas) o mesmo valor médio foi considerado nos anos subsequentes.

Outro ponto que influencia positivamente para aquisição de um SFV é a dependência intrínseca do Sistema Interligado Nacional (SIN) com a malha hídrica do Brasil para geração de energia, que em meses como os vistos na porção final do ano, resultaram em acionamento demasiado (Preço de Liquidação das Diferenças - PLD - atingindo valores máximos por pelo menos dois meses seguidos) de usinas térmicas, elevando o preço da energia elétrica através das bandeiras tarifárias. Aumentou-se, inclusive, o valor do patamar 2 da bandeira vermelha (ANEEL, 2017g). Além, em favor dos SFVs está o ganho associado ao patrimônio. Segundo pesquisa (PREVOST, 2015), de 23 mil imóveis americanos, os consumidores que aderiram ao uso de um SFV perceberam valorização do imóvel (cerca de 15 mil dólares) frente ao valor padronizado de mercado para as mesmas condições sem um SFV.

Assim, de forma a encontrar a margem de investimento x retorno, o método escolhido para tanto foi o de *Payback* Descontado (Modificado), que representa o tempo que o projeto levará para ser pago com base no fluxo de sobras de caixa devido às economias na fatura de energia elétrica, levando em consideração a desvalorização da moeda ao longo dos anos. O cálculo do *Payback* Descontado é feito com base no somatório das entradas líquidas de capital, verificando-se em que momento esse montante se equipara ao custo inicial do projeto (FILOMENA, 2014), levando os mesmos a um Valor Presente Líquido (VPL) por meio de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que para o estudo de caso, é igual à projeção do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC) para o final do ano de 2017, início de 2018, igual a 7% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017), período imaginado para tomada de decisão. A SELIC é uma taxa de juros para títulos federais, aplicada ao pagamento, restituição, compensação ou reembolso de tributos federais (RECEITA FEDERAL, 2017). A Equação (12) mostra como se dá o cálculo das parcelas líquidas (Fluxo de Caixa) considerando a TMA no período de cálculo (FILOMENA, 2014).

$$P_N = \frac{F_N}{(1 + TMA^N)} \quad (12)$$

Onde P representa o valor presente das entradas líquidas, F a entrada líquida no período N e TMA o valor da taxa mínima de atratividade. O VPL seria então o somatório dessas parcelas, junto com o investimento inicial (valor negativo, indicando saída de caixa).

Esclarecendo os custos totais com o sistema aqui dimensionado, a Tabela 12 discrimina os mesmos, onde o custo com módulos, inversores, projeto e instalação foram tomados com base na cotação (que acabou na pesquisa feita por ser a mais completa) especificada na seção Especificações Numéricas e Dimensionamentos, onde tendo-se como base o valor em R\$/kWp, multiplicou-se pela potência instalada e chegou-se ao valor estimado para o estudo de caso (considerando cabeamento, estruturas e projeto/instalação). Além, foi incluído o preço do transformador de acoplamento. Observa-se que por conta da não acessibilidade direta dos

preços separados dos equipamentos, é necessário realizar essa estimativa (se no projeto já estiver inserido o valor do transformador de acoplamento, o retorno financeiro se dará com maior brevidade). Como já comentado, para apuração sem erros de um valor de orçamento, apenas solicitando uma cotação com envio das informações da fatura de energia e localização às empresas no mercado.

Tabela 12 - Valor a ser investido no estudo realizado (base proposta Fornecedor 1)

Equipamento	Valor
Painéis, Inversores, Projeto e Instalação	R\$ 1.529.632,56
Transformador	R\$ 35.146,00
Valor Total	R\$ 1.564.778,56

Fonte: O autor

O cenário em que se realizou a análise financeira foi em um intervalo temporal de 20 anos (considerando os custos da fatura de energia elétrica replicados igualmente nesse período em cima do levantamento anual anteriormente apresentado), pois é o período máximo de garantia de rendimento de até 80% dos inversores (conforme mencionado anteriormente através de catálogos de fornecedores), uma vez que os módulos apresentam garantia maior não sendo o limitante do cenário. O custo com manutenção considerado é de 1% do investimento total ao ano (EPE, 2012). Segundo (IDEAL, 2016), os módulos apresentam queda de rendimento de 0,8% ao ano, e com base na queda de 20% de rendimento do inversor Sungrow em 20 anos, tem-se a média simples de 1% ao ano. Inserindo essas variáveis, em uma premissa conservadora, considerando o pagamento conforme valor parcelado em 12x sem juros (ou seja, ao longo do primeiro ano já haveria quitação do investimento após a instalação do projeto) seguindo cotação analisada e realizando os cálculos através de uma planilha, tem-se os resultados do balanço financeiro apresentados na Tabela 13 para um dos fornecedores pesquisados.

Tabela 13 - Retorno Financeiro (*Payback* Descontado) para Fornecedor 1

Período	Ano	Investimento Inicial e Manutuições Anuais	Fluxo de Caixa	Receita da Geração	Payback Descontado
0	2018	-R\$ 1.564.778,56	-R\$ 1.342.524,18	R\$ 222.254,38	-R\$ 1.342.524,18
1	2019	-R\$ 156.477,86	R\$ 76.222,48	R\$ 232.700,33	-R\$ 1.271.288,22
2	2020	-R\$ 156.477,86	R\$ 87.159,39	R\$ 243.637,25	-R\$ 1.195.159,83
3	2021	-R\$ 156.477,86	R\$ 98.610,34	R\$ 255.088,20	-R\$ 1.114.664,42
4	2022	-R\$ 156.477,86	R\$ 110.599,49	R\$ 267.077,35	-R\$ 1.030.288,59
5	2023	-R\$ 156.477,86	R\$ 123.152,13	R\$ 279.629,98	-R\$ 942.482,83
6	2024	-R\$ 156.477,86	R\$ 136.294,73	R\$ 292.772,59	-R\$ 851.663,90
7	2025	-R\$ 156.477,86	R\$ 150.055,05	R\$ 306.532,90	-R\$ 758.217,15
8	2026	-R\$ 156.477,86	R\$ 164.462,09	R\$ 320.939,95	-R\$ 662.498,72
9	2027	-R\$ 156.477,86	R\$ 179.546,27	R\$ 336.024,13	-R\$ 564.837,44
10	2028	-R\$ 156.477,86	R\$ 195.339,40	R\$ 351.817,26	-R\$ 465.536,80
11	2029	-R\$ 156.477,86	R\$ 211.874,82	R\$ 368.352,67	-R\$ 364.876,60
12	2030	-R\$ 156.477,86	R\$ 229.187,39	R\$ 385.665,25	-R\$ 263.114,66
13	2031	-R\$ 156.477,86	R\$ 247.313,66	R\$ 403.791,51	-R\$ 160.488,28
14	2032	-R\$ 156.477,86	R\$ 266.291,86	R\$ 422.769,71	-R\$ 57.215,71
15	2033	-R\$ 156.477,86	R\$ 286.162,03	R\$ 442.639,89	R\$ 46.502,58
16	2034	-R\$ 156.477,86	R\$ 306.966,11	R\$ 463.443,97	R\$ 150.482,63
17	2035	-R\$ 156.477,86	R\$ 328.747,98	R\$ 485.225,83	R\$ 254.555,82
18	2036	-R\$ 156.477,86	R\$ 351.553,59	R\$ 508.031,45	R\$ 358.567,84
19	2037	-R\$ 156.477,86	R\$ 375.431,07	R\$ 531.908,92	R\$ 462.377,66
20	2038	-R\$ 156.477,86	R\$ 400.430,79	R\$ 556.908,64	R\$ 565.856,58

Fonte: O Autor

Considerando outra proposta de fornecedor (a menos completa), apresentada na Tabela 14, que possui frete grátis (o frete para o fornecedor 1 não foi informado), preço fechado para o kWp instalado, pronta entrega e seguro da instalação por 1 ano, contudo sem o custo de instalação determinado. Observa-se que como o custo com todos os equipamentos e demais acessórios foi cerca de R\$ 800.000,00 (devendo ser somado valor do transformador), conforme (IDEAL, 2017) a representatividade de custos com instalação e projeto é de 16% do total, resultando em R\$ 963.146,00. Foi considerada a mesma condição de reajuste tarifário e depreciação dos módulos e inversores para o período analisado, além da inclusão do preço do transformador, uma vez que não foi esclarecido esse equipamento nas descrições de componentes/serviços.

Tanto da Tabela 12 quanto da Tabela 14, é possível notar a viabilidade da adequação ao sistema fotovoltaico. Para o Fornecedor 1, por se tratar de uma proposta mais completa e específica para o local da instalação, o retorno financeiro foi mais longo, em 14 anos e 7 meses, enquanto que no segundo, em um preço fechado voltado mais para os equipamentos

necessários e as garantias dos mesmos necessitando estimativa de preço de instalação e projeto, foi de 5 anos e 9 meses.

Tabela 14 - Retorno Financeiro (*Payback* Descontado) para Fornecedor 2

Período	Ano	Investimento Inicial e Manutenções Anuais	Fluxo de Caixa	Receita da Geração	Payback Descontado
0	2018	-R\$ 963.146,00	-R\$ 740.891,62	R\$ 222.254,38	-R\$ 740.891,62
1	2019	-R\$ 96.314,60	R\$ 136.385,73	R\$ 232.700,33	-R\$ 613.428,32
2	2020	-R\$ 96.314,60	R\$ 147.322,65	R\$ 243.637,25	-R\$ 484.751,01
3	2021	-R\$ 96.314,60	R\$ 158.773,60	R\$ 255.088,20	-R\$ 355.144,46
4	2022	-R\$ 96.314,60	R\$ 170.762,75	R\$ 267.077,35	-R\$ 224.870,38
5	2023	-R\$ 96.314,60	R\$ 183.315,38	R\$ 279.629,98	-R\$ 94.169,04
6	2024	-R\$ 96.314,60	R\$ 196.457,99	R\$ 292.772,59	R\$ 36.739,21
7	2025	-R\$ 96.314,60	R\$ 210.218,30	R\$ 306.532,90	R\$ 167.652,60
8	2026	-R\$ 96.314,60	R\$ 224.625,35	R\$ 320.939,95	R\$ 298.386,60
9	2027	-R\$ 96.314,60	R\$ 239.709,53	R\$ 336.024,13	R\$ 428.772,70
10	2028	-R\$ 96.314,60	R\$ 255.502,66	R\$ 351.817,26	R\$ 558.657,30
11	2029	-R\$ 96.314,60	R\$ 272.038,07	R\$ 368.352,67	R\$ 687.900,63
12	2030	-R\$ 96.314,60	R\$ 289.350,65	R\$ 385.665,25	R\$ 816.375,77
13	2031	-R\$ 96.314,60	R\$ 307.476,91	R\$ 403.791,51	R\$ 943.967,76
14	2032	-R\$ 96.314,60	R\$ 326.455,11	R\$ 422.769,71	R\$ 1.070.572,68
15	2033	-R\$ 96.314,60	R\$ 346.325,29	R\$ 442.639,89	R\$ 1.196.096,91
16	2034	-R\$ 96.314,60	R\$ 367.129,37	R\$ 463.443,97	R\$ 1.320.456,32
17	2035	-R\$ 96.314,60	R\$ 388.911,23	R\$ 485.225,83	R\$ 1.443.575,66
18	2036	-R\$ 96.314,60	R\$ 411.716,85	R\$ 508.031,45	R\$ 1.565.387,82
19	2037	-R\$ 96.314,60	R\$ 435.594,32	R\$ 531.908,92	R\$ 1.685.833,28
20	2038	-R\$ 96.314,60	R\$ 460.594,04	R\$ 556.908,64	R\$ 1.804.859,53

Fonte: O Autor

Por se tratar de estimativas na maioria das precificações, e podendo as irradiações variarem, junto com o desempenho da instalação com alguns pontos de sombreamento, esses períodos de *Payback* podem variar. Entretanto, com base nos cálculos, sem risco para os 20 anos, prazo limite o qual os inversores necessitariam substituição. Em se considerando que outros fornecedores de inversores alertam para um período de 15 anos para troca dos mesmos, a análise financeira se mostra mais arriscada, mesmo embora o cenário de implantação sendo pessimista, visando reajustes tarifários ainda que pequenos (mas que talvez diminuam mesmo a partir do ano de 2024) para CEEE-D que em outros anos já apresentou reajustes na ordem de dois dígitos para o Grupo A, a SELIC provavelmente seja maior que 10% conforme histórico dos últimos anos no Brasil, impactando em mais de 15 anos de *payback*.

Em resumo, a Tabela 15 contempla as propostas dos dois fornecedores cotados e suas principais informações para retorno financeiro do investimento do sistema fotovoltaico aqui

estudado. Ressalta-se que não tiveram informações de reembolsos frente a extravios, erros de montagens, fixações ou afins. Conforme apresentado, é um tempo de retorno válido para um cenário pessimista uma vez que conforme aprovado pela ANEEL, o reajuste tarifário da CEEE-D impacta em média 30,54% (MONTENEGRO, 2017) a mais para os consumidores em alta tensão (Grupo AS, por exemplo). Para a análise financeira foi feita uma projeção média prolongada de aumento de 6% ao ano conforme apontou estudo da TR Soluções (apenas para o ano de 2017), assim como já argumentado anteriormente. Portanto, partindo-se de um cenário mais otimista e com valores de reajustes precisos (se possível até 2024) o retorno financeiro se daria com maior antecedência, mesmo que a SELIC atinja valores da ordem de 10% segundo analisado.

Tabela 15 - Resumo Comparativo entre Fornecedores e Período de Payback

Fornecedor	Período de Análise	Tipo de Análise Financeira	Custos Associados	Período de Payback Descontado
1	20 anos	Payback Descontado	R\$ 1.564.778,56	14 anos e 7 meses
2	20 anos	Payback Descontado	R\$ 963.146,00	5 anos e 9 meses

Fonte: O Autor

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

O tema abordado neste trabalho é recente e diversas análises e estudos estão por serem feitos e comprovados. Aprofundamentos de conceitos e técnicas para determinados casos, específicos ou não, ainda carecem de detalhamentos atestados sejam por normas regulamentadoras, sejam por instruções técnicas ou afins. Já as normas existentes carecem de esclarecimentos, tanto que ofícios circulares e notas técnicas são lançadas de forma a sanar dúvidas pertinentes.

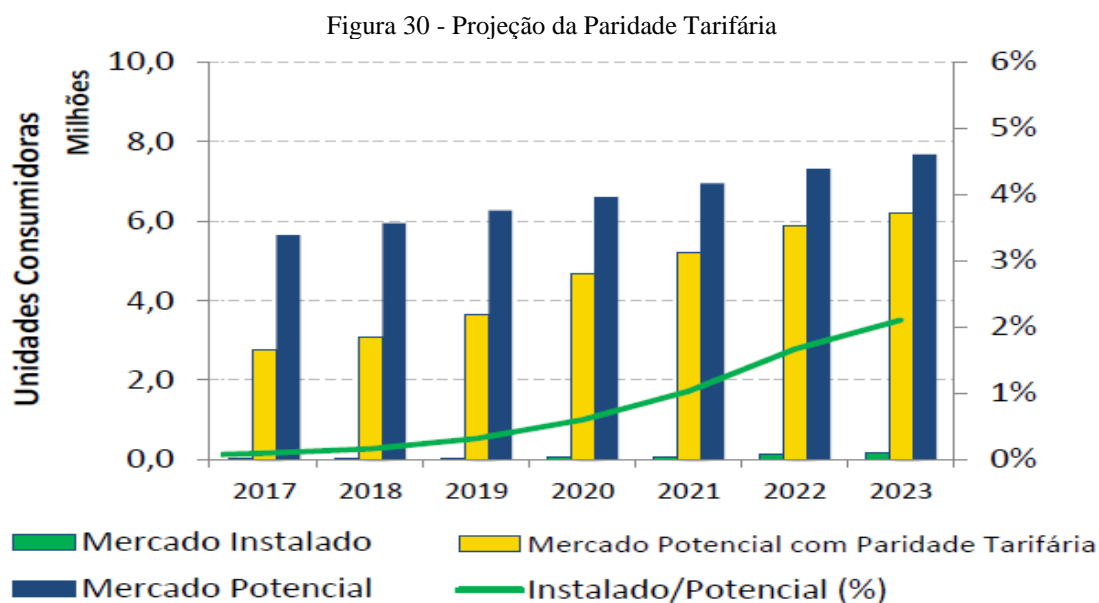
Conforme comprovado na Análise Financeira, o estudo de caso desenvolvido para uma edificação da classe de consumo comercial do grupo AS, localizada no centro de Porto Alegre, com demanda contratada de 350 kW, com potência de sistema fotovoltaico instalada de 326 kWp, contendo 972 módulos fotovoltaicos e 4 inversores, apresenta viabilidade econômica de implantação, observando a “criteriosidade” na escolha dos equipamentos junto aos fornecedores, apresentando um *payback* em 14 anos e 7 meses em um cenário pessimista (e com base na proposta comercial mais cara encontrada) de reajustes tarifários e com a depreciação dos equipamentos utilizados contemplada na análise.

Esse período de *payback* descontado teve como investimento inicial R\$ 1.564.778,56, ao passo que em média cada mês teve redução na fatura de distribuição de energia elétrica de cerca de 26%, resultando em uma média de aproximadamente R\$ 20.000,00/mês de economia e evitando que 536 mil toneladas de gás carbônico fossem lançadas.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Uma análise mais aprofundada, que poderá ter este trabalho como base, é a comparação dos custos envolvidos num futuro próximo visando a curva de paridade tarifária (tarifas para o grupo AS em específico), onde a análise financeira poderia partir do levantamento dos valores em R\$/kWh gerados através de CAPEX (custo do investimento no SFV) e OPEX (custos

associados à manutenção e operação do SFV). A Figura 30 da EPE ilustra a tendência de projeção da paridade tarifária. Ainda nesta ideia, outras análises financeiras podem ser contempladas.



Tendência essa que justifica e comprova a importância deste projeto, uma vez que segundo dados da *Internacional Energy Agency* (IEA, 2010), as edificações residenciais e comerciais deverão responder por mais de 60% em 2020 da geração fotovoltaica, aproximadamente, e com isso, uma redução nos custos de equipamentos associados de 50% entre 2010 e 2020.

Um ponto de interesse para análise de redução de custos, que não foi abordado, mas já está aprovado na Câmara Municipal de Porto Alegre (MACEDO, 2017), é o chamado Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) Verde, pago por todo proprietário que tem a posse de um imóvel com alguma iniciativa sustentável na edificação, onde um SFV corresponderia isenção de 100% do valor (FONTES, 2017). Fica como questão de análise pela empresa administradora da edificação, para verificar como se darão os gastos impactando até em menor período de *payback*.

Por fim, ressalta-se que análises mais aprofundadas podem ser feitas com relação à inclinação e irradiação solar precisas no local, com equipamentos realizando medições para

tanto, que não foi feito neste projeto, juntamente com uma solicitação de precificação cobrindo apenas o consumo no horário de fora ponta para daí então possuir valores os mais próximos de um projeto de instalação de mercado. No quesito análise financeira, uma análise de viabilidade para instalação em área arrendada poderia ser vista como alternativa frente a limitação de área na edificação atual. Com uma área adequada, se enquadrando como autoconsumidor, a geração poderia abater totalmente o consumo no horário de fora ponta, implicando em um período de *payback* significativamente menor.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Notícias Externas**. Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/absolar-e-fiesp-alinham-com-ministerio-das-cidades-implementacao-de-energia-solar-fotovoltaica-no-pr.html>>. Acesso em: 22 de agosto de 2017.

ADMINISTRAÇÃO OCEÂNICA E ATMOSFÉRICA NACIONAL. **Magnetic Field Calculators**. Disponível em: <<https://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/>>. Acesso em: novembro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica**. 2003. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_4_1.htm>. Acesso em: dezembro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: agosto de 2017a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração do 2º Trimestre de 2017**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais+2%C2%BA+trimestre+de+2017/6f1fac17-8146-4a17-508a-567419d35fae>>. Acesso em: setembro de 2017b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: maio de 2017c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatórios ANEEL**. Disponível em: <http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampClasseCons.xlsx>. Acesso em: outubro de 2017d.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição**. Revisão 7.2017. Brasília, 2017e.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sala de Imprensa**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-metodologia-para-remuneracao-de-ativos-reversiveis-das-transmissoras/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: outubro de 2017f.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sala de Imprensa**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-propoe-revisao-das-bandeiras-tarifarias/656877?inheritRedirect=false&redirect=http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_XGPXSqdMFHrE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em: dezembro de 2017g.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília, 2016.

ALIANÇA. **Administração Condominial**. Faturas de Distribuição de Energia Elétrica, 12 arquivos. Porto Alegre, 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410-1**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2008.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Sistema de Metas para a Inflação**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp>>. Acesso em: 07 de dezembro de 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Projeção da Demanda de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019-15%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202016-2020.pdf>>. Acesso em: setembro de 2017a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Ministro lança centro de pesquisa de energia solar em Petrolina**. Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/ministro-lanca-centro-de-pesquisa-de-energia-solar-em-petrolina>. Acesso em: setembro de 2017b.

BRASIL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, seção 1, n 76, p. 53, 19 de abril de 2012.

BRAVENCE. **Fórum de Geração Distribuída de Energia FIERGS**. Disponível em: <<https://bravence.com.br/agenda-15-08-17-forum-de-geracao-distribuida-de-energia-fiergs-porto-alegre/>>. Acesso em: 26 de dezembro de 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Patamares**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/patamares_contab?_afLoop=901220704664176#%40%3F_afLoop%3D901220704664176%26_adf.ctrl-state%3D5wjk37ob4_17>. Acesso em: 21 de julho de 2017.

CANADIAN SOLAR. **Painéis Solares**. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/en/new/Canadian_Solar-Datasheet-_Dymond_CS6X-P-FG_en.pdf>. Acesso em: outubro de 2017a.

CANADIAN SOLAR. **Garantia**. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/warranties/en/Canadian_Solar-PV_Module_Warranty-en.pdf>. Acesso em: outubro de 2017b.

CENTRUS. **Imóveis**. Disponível em: <https://www.centrus.org.br/imoveis/porto_alegre/cosmopolitan/cosmopolitan.htm>. Acesso em: setembro de 2017.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Instrução Técnica 81.081: Acesso de Microgeração e Minigeração com Fontes Renováveis e Cogeração Qualificada ao Sistema de Distribuição - Versão 3.0.** Disponível em: <<http://www.cee.com.br/PPortal/CEEE/Archives/Download/Padrao%20Tecnico/IT81.081%20Acesso%20de%20microgera%C3%A7%C3%A3o%20e%20minigera%C3%A7%C3%A3o%20com%20fontes%20renovaveis%20e%20cogera%C3%A7%C3%A3o%20qualificada%20ao%20sistema%20de%20distribui%C3%A7%C3%A3o.pdf>>. Porto Alegre, 2014. Acesso em: novembro de 2017.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Medidor Eletrônico de Energia Elétrica Quatro Quadrantes de Múltiplas Funções Medição Indireta.** Disponível em: <<http://www.cee.com.br/PPortal/CEEE/Archives/Upload/ETD-00.068.pdf>>. Porto Alegre, 2012. Acesso em: novembro de 2017.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) - 2016.** Disponível em: <<http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=91688>>. Acesso em: julho de 2017.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tabela de Tarifas do Grupo A.** Disponível em: <http://www.cee.com.br/pportal/cee/Archives/Upload/Tabela_de_Tarifas_do_Grupo_A_63123.pdf>. Porto Alegre, 2017. Acesso em: outubro de 2017.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Informações Úteis.** Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>>. Acesso em: 7 de julho de 2017.

CRESESB. **Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso: em novembro de 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso em: 25 de Maio de 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira.** Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf> Acesso em: dezembro de 2017

ENERGISA. **Mercado Livre.** Disponível em: <<http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/mercado-livre/glossario.aspx?letra=M>>. Acesso em: novembro de 2017.

FILOMENA, P. T. **Engenharia Econômica.** Porto Alegre, RS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2014. **10p.** Notas de Aula.

FIRMAC ENGENHARIA. **Laudo de Inspeção do S.P.D.A. (Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas)**. Porto Alegre, 2016. 18 f.

FONTES, R. IPTU Verde: Sistemas Fotovoltaicos também já participam do benefício. **Blog BLUESOL**, Ribeirão Preto, 04 jul 2017. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/iptu-verde-energia-solar-fotovoltaica-tambem/>>. Acesso em: novembro de 2017.

GUERRA, G. Aumento da energia elétrica pode superar 25% no Rio Grande do Sul em 2017. **Blog Acerto de Contas**, Porto Alegre, 24 jan. 2017. Disponível em: <<http://wp.clicrbs.com.br/acertodecontas/2017/01/24/aumento-da-energia-eletrica-pode-superar-25-no-rio-grande-do-sul-em-2017/?topo=52,1,1,,171,e171&status=encerrado>>. Acesso em: dezembro de 2017.

GOOGLE MAPS. GOOGLE. **Web Mapping**. 2017. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps>>. Acesso em: novembro de 2017.

GUIDOLIN, M.; MORTARINO, C. **Cross-Country Diffusion of Photovoltaic Systems: Modelling Choices and Forecasts for National Adoption Patterns**. Padua: University of Padua, 2007.

HENRIQUES, P. Energia solar cresce exponencialmente e alcança 10 mil microgeradores no Brasil. **CBN**, Rio de Janeiro, 31 mai. 2017. Disponível em: <<http://cbn.globoradio.globo.com/editorias/economia/2017/05/31/ENERGIA-SOLAR-CRESCE-EXPONENCIALMENTE-E-ALCANCA-10-MIL-MICROGERADORES-NO-BRASIL.htm>>. Acesso em: 26 de dezembro de 2017.

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS PARA A AMÉRICA LATINA. IDEAL. **Diretrizes para Obtenção do Selo Solar**. Santa Catarina, 2013, 9 p. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/files/files/nosso-negocio/comercializacao/Anexo%20IV%20-%20Diretrizes-Selo-Solar_REV2013_set.pdf>. Acesso em: 21 de novembro de 2017.

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NAAMERICA LATINA. IDEAL. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Versão 2016**. Santa Catarina. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2016_final?e=18281881/30000297>. Acesso em: junho de 2017.

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS PARA A AMÉRICA LATINA. IDEAL. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica**. Santa Catarina, 2017, 68 p. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web>. Acesso em: novembro de 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. IEA. **Publications**. 2010. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap_foldout.pdf>. Acesso em: novembro de 2017.

KALIKOSKI, V. R. **Estudo de Viabilidade Técnica para Sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica para Consumidor do Grupo A4**. 2016. 85 f. Trabalho de conclusão de curso

(Graduação), Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

KILBA, R. **SKETCHUP - 3D WAREHOUSE**. Disponível em: <<https://3dwarehouse.sketchup.com/model/42a61f4b-be99-45b4-b8d8-7a22ad4bec80/solar-panels>>. Acesso em: novembro de 2017.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. 2014. 109 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

MACEDO, M. Câmara indica adoção do IPTU Verde ou Ecológico. **Câmara POA**, Porto Alegre, 16 jun. 2016. Disponível em: <<https://www.camarapoa.rs.gov.br/noticias/camara-indica-adocao-do-iptu-verde-ou-ecologico>>. Acesso em: novembro de 2017.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC. 2017. 299p.

MAÑANA, M., et. al., **Effects of Magnetizing Inrush Current on Power Quality and Distributed Generation**. Cantabria: Universidad de Cantabria.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. Mercado, física e processamento de células solares. **Metalurgia & Materiais**, Porto Alegre, v. 61, n. 557, p. 394-397, jul. 2005.

MONTENEGRO, S. **Mercado Regulado - Tarifas da CEEE D terão aumento médio de 30,62%**. Disponível em Canal Energia: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53045831/tarifas-da-ceee-d-terao-aumento-medio-de-3062>>. Acesso em: 29 de dezembro de 2017.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Portal Solar. Tipos de Painel Solar Fotovoltaico**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 5 de junho de 2017.

PENNA, R. **SKETCHUP - 3D WAREHOUSE**. Disponível em: <<https://3dwarehouse.sketchup.com/model/c05121b8378ee94075d9c6e81972d883/Cosmopolitan-Center>>. Acesso em: outubro 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. 530p.

PORTAL SOLAR. **Simulador Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>>. Acesso em: outubro de 2017.

PREVOST, L. Appraising Solar Energy's Value. **The New York Times**, New York, fev. 2015. Disponível em: <https://www.nytimes.com/2015/02/22/realestate/solar-panels-and-home-values.html?_r=2>. Acesso em: novembro de 2017.

PROGRAMA ALTENER. **Comissão Européia – Programa Altener, Resultados**. Disponível em: <cordis.europa.eu/news/rcn/8150_es.html>. Acesso em: outubro de 2017.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEL.Selo Procel**. Disponível em: < <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?TeamID=%7B88A19AD9-04C6-43FC-BA2E-99B27EF54632%7D>. Acesso em: julho de 2017.

PVSYST. **Photovoltaic Software. Simulador**. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/en/software>>. Acesso em: setembro de 2017.

RECEITA FEDERAL. **Taxa de Juros Selic**. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic>>. Acesso em: 07 de dezembro de 2017.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Manual e Catálogo do Eletricista** - Guia prático para instalações industriais e infra-estrutura. São Paulo, 2009. 773 p.

SILVA, B. H. D. **Estudo de Viabilidade Econômica para Utilização de Gerador e Pesquisa Comparativa do Uso de Gás Natural Versus Diesel como Fonte de Abastecimento**. 2014. 18 f. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Engenharia da Produção) – Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

SOUZA, M. D. **Geração Solar**. Disponível em Canal Energia: <https://www.canalenergia.com.br/clippings/53020350/mrv-planeja-instalar-placas-de-geracao-solar-em-30-dos-lancamentos-este-ano>. Acesso em: 25 de junho de 2017.

SOUZA, R. BLUE SOL. **Painel Solar, Preço e Como Funciona**. Disponível em:<<http://blog.bluesol.com.br/painel-solar-preco-e-como-funciona/>>. Acesso em: setembro de 2017.

SPM ENGENHARIA. **Instalações Elétricas, Projeto Final, Edifício Comercial Cosmopolitan Center**. Porto Alegre, 1995.

SUNGROW. **Datasheet**. Disponível em:< <http://en.sungrowpower.com/product/view/10/54>>. Acesso em: outubro de 2017b.

SUNGROW. **Garantia**. Disponível em:<http://sunrunsolar.com.au/wp-content/uploads/2017/07/Sungrow-Warranty_SunrunSolar.pdf>. Acesso em: outubro de 2017a.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015. 224 p.

WEG. **Ecatalog**. Disponível em:<http://ecatalog.weg.net/TEC_CAT/tech_transf_ficha.asp>. Acesso em: novembro de 2017.

WEG. **Ecatalog – Fusíveis**. 2016. Disponível em:<<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-fusiveis-ar-e-gl-gg-50009817-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2017.

WILTUSCHNIG, I. P. **Aula 6 – Projeto Elétrico Básico IV**. 2016. Porto Alegre, RS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 53 p. Notas de Aula.

REFERÊNCIAS COMPLEMENTARES

BERGER, L. T. **Redes Elétricas Inteligentes: aplicações, comunicação e segurança**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.

BLUE SOL. **Energia Solar Industrial**. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/energia-solar-industrial/>>. Acesso em: outubro de 2017.

BLUE SOL. **Simulador Solar**. Disponível em: <<http://bluesol.com.br/simulador-solar-resultado/>>. Acesso em: outubro de 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **PROINFA**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em: 25 de maio de 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa Luz Para Todos**. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp>. Acesso em: 25 de maio de 2017.

EMPORIS. **Cosmopolitan Center**. Disponível em: <<https://www.emporis.com/buildings/331497/cosmopolitan-center-porto-alegre-brazil>>. Acesso em: setembro de 2017.

GUERRA, J. **Expo Solar - Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos**. Disponível em: <<http://www.exposolarbrasil.com.br/ppt/JUARES%20GUERRA%20-%20ABINEE.pdf>>. Acesso em: setembro de 2017.

MACAGNAN, M. H. **Radiação Solar Disponível**. 2016. Esteio, RS: Universidade do Vale do Rio dos Sinos. 44 p. Notas de Aula.

O SETOR ELÉTRICO. **Portal O Setor Elétrico – Espaço 5410**. Disponível em: <<https://www.osetoelettrico.com.br/validacao-do-projeto-de-norma-de-instalacoes-eletricas-fotovoltaicas/>>. Acesso em: agosto de 2017.

POMÍLIO, J. A. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica: Conversores CC-CA**. 2017. Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas. 20 p. Notas de Aula.

SCHAEDLER, A. M. **Análise Tarifária de Estabelecimentos Prisionais do Grupo A4**. 2017. 74 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2017.

WIKIPEDIA. **Tabela Climática de Porto Alegre**. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Predefini%C3%A7%C3%A3o:Tabela_clim%C3%A1tica_de_Porto_Alegre>. Acesso em: outubro de 2017

**ANEXO A – DOCUMENTO, REQUISITOS E DIAGRAMA UNIFILAR PARA
ACESSO À MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Figura A1- Solicitação de Acesso para Minigeração na CEEE-D.

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Grupo B <input type="checkbox"/>	Grupo A <input type="checkbox"/> Classe:
Titular da UC :		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Localização em coordenadas: Latitude:	Longitude:	
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/>	bifásica <input type="checkbox"/>	trifásica <input type="checkbox"/>
Transformador particular (kVA): 75 <input type="checkbox"/>	112,5 <input type="checkbox"/>	225 <input type="checkbox"/> outro:
Tipo de instalação: Posto de transformação <input type="checkbox"/>	cabine <input type="checkbox"/>	subestação <input type="checkbox"/>
Tipo de ligação do transformador:		
Impedância percentual do transformador:		
Tipo de ramal: aéreo <input type="checkbox"/>	subterrâneo <input type="checkbox"/>	
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input 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 minigeração		<input type="checkbox"/>
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo		<input type="checkbox"/>
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão		<input type="checkbox"/>
4. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção		<input type="checkbox"/>
5. 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 type="checkbox"/>
6. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scq		<input type="checkbox"/>
7. 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 type="checkbox"/>
8. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)		<input type="checkbox"/>
9. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)		<input type="checkbox"/>
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	_____/_____/_____	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

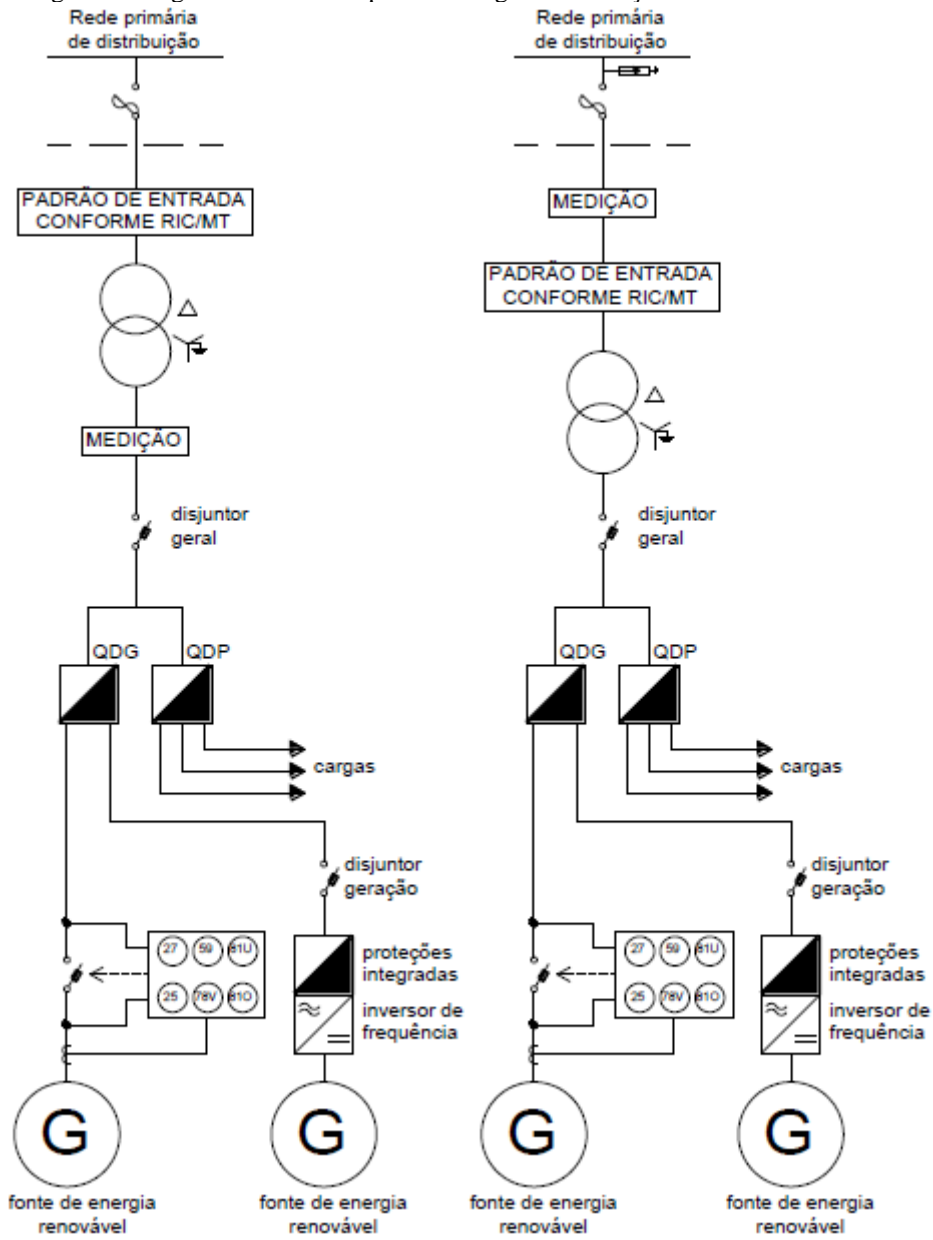
Tabela A1 - Requisitos mínimos em função da potência instalada

EQUIPAMENTO	Potência Instalada Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW
Elemento de Desconexão	Sim
Elemento de Interrupção	Sim
Transformador de acoplamento	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não
Proteção contra desbalanço de tensão	Não
Sobrecorrente direcional	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não
Relé de sincronismo	Sim
Anti-ilhamento	Sim
Medição	Medidor 4 Quadrantes*

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2017e

*Medição em quatro quadrantes, especificada através da CEEE, se referindo às seguintes grandezas: energia ativa total e por posto horário (sentido linha-carga), energia ativa total e por posto horário injetada na rede (sentido carga-linha), demanda por posto horário (sentido linha-carga), energia reativa total e por posto horário (indutiva/capacitiva), tensão elétrica (CEEE-D, 2012).

Fig. A2 - Diagramas Unifilares possíveis segundo Instrução Técnica da CEEE-D



Fonte: CEEE-D, 2014.

Tabela A2 –Requisitos de Proteção para conexão em MT abaixo de 500 kW

Função ANSI	Especificação de Partida	Tempo de Operação	Polarização ou Restrição
25	$\Delta\phi \leq 10^\circ$ $\Delta V \leq 0,05 \text{ pu fase}$ $\Delta f = 0,1 \text{ Hz}$	No máximo 0,2 segundos	Inexistente
27	Tensão de fase em, no máximo, 10% da nominal	No máximo 3,0 segundos	Inexistente
59	Tensão de fase em, no máximo, 110% maior que a nominal	No máximo 1,0 segundo	Inexistente
78V	$\Delta\phi \leq 10^\circ$	No máximo 2,0 segundos	Critério do técnico responsável
81O	Frequência acima de 60,5 Hz no máximo	No máximo 5,0 segundos	Tensão de fase em, no mínimo, 85% da nominal
81U	Frequência abaixo de 59,5 Hz no máximo	No máximo 5,0 segundos	Tensão de fase em, no mínimo, 85% da nominal

Fonte: Adaptado CEEE-D, 2014

ANEXO B – DOCUMENTAÇÃO DOS DADOS TÉCNICOS LEVANTADOS

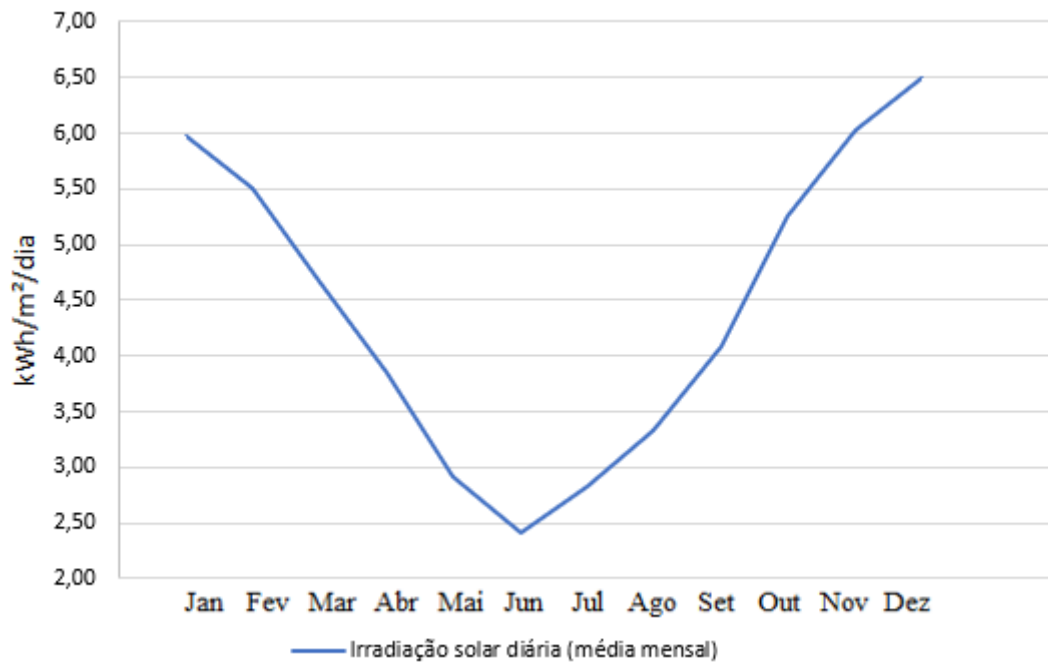
- Relatório SunData 1, premissas: Plano Horizontal, 30,025° S e 51,228° O.

Tabela B1: Irradiação solar para no plano horizontal

Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² /dia]													
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
5,97	5,50	4,67	3,86	2,92	2,42	2,83	3,33	4,08	5,25	6,03	6,50	4,45	4,08

Fonte: Adaptado de CRESESB, 2017

Figura B1: Irradiação solar no plano horizontal



Fonte: Adaptado de CRESESB, 2017

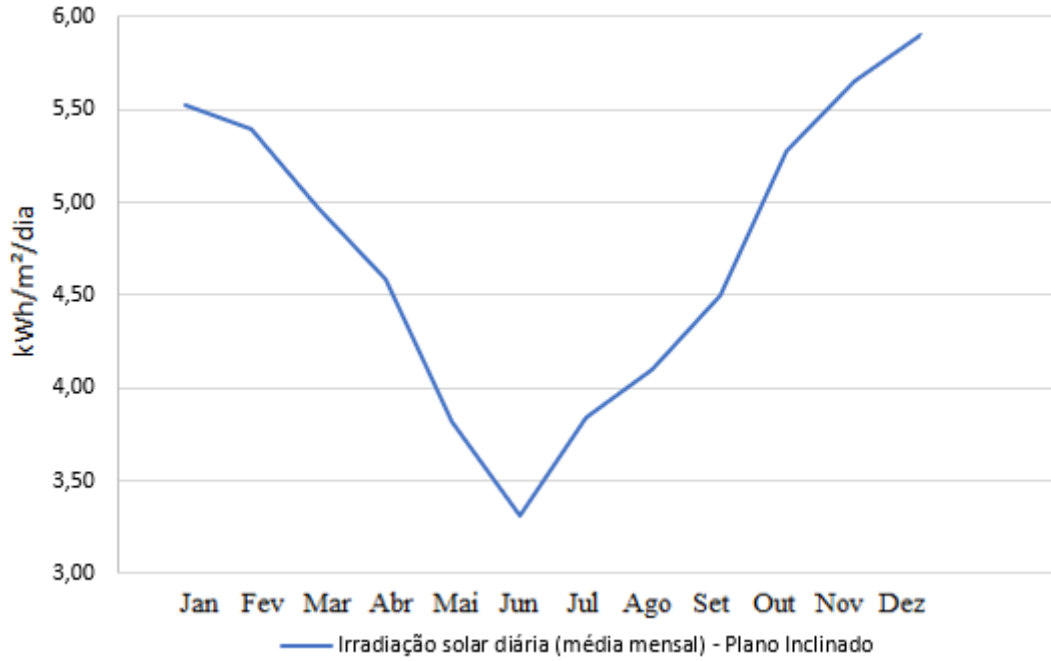
- Relatório SunData 2, premissas: Plano Inclinado, 24° N (maior média anual), 30,025° S e 51,228° O

Tabela B2: Irradiação solar para 24° N

Irradiação solar diária (2017) média mensal [kWh/m ² /dia]													
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
5,52	5,39	4,97	4,58	3,82	3,31	3,84	4,10	4,50	5,28	5,65	5,90	4,74	2,59

Fonte: Adaptado de CRESESB, 2017

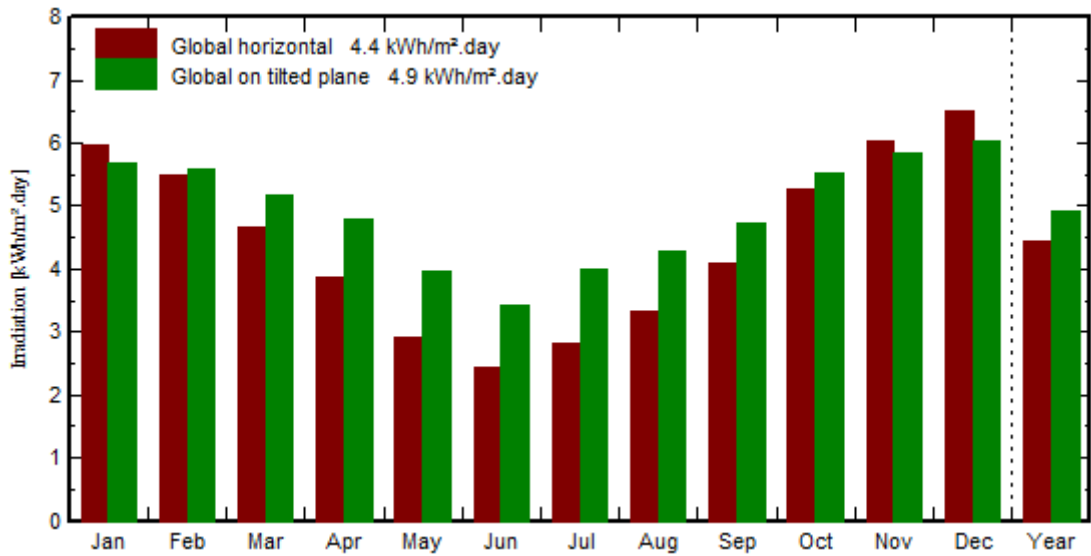
Figura B2: Irradiação solar no plano inclinado



Fonte: Adaptado de CRESESB, 2017

○ Simulações PVSyst:

Figura B3: Resultados aproximados do balanço considerando localização x parâmetros inseridos



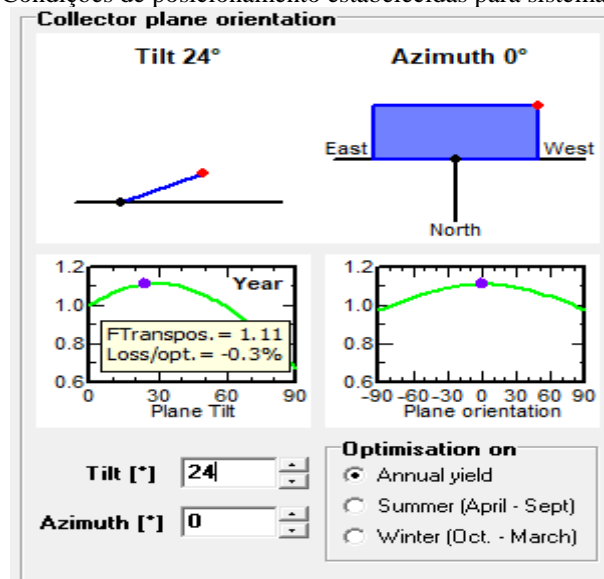
Fonte: PVSyst, 2017

Figura B4: Condições de rendimento estabelecidas para sistema ligado à rede

Category: Grid-Connected System Pre-sizing			
Identifier	Value		Default
Monocrystalline module efficiency	17.16 %		<input type="checkbox"/>
Polycrystalline module efficiency	15.00 %		<input checked="" type="checkbox"/>
Thin film module efficiency	10.00 %		<input checked="" type="checkbox"/>
Free standing Temperature correction	96.00 %		<input checked="" type="checkbox"/>
Roof Ventilated Temperature correction	95.00 %		<input checked="" type="checkbox"/>
No ventilation Temperature correction	93.00 %		<input checked="" type="checkbox"/>
Ohmic wiring loss, mismatch loss corrections	95.00 %		<input checked="" type="checkbox"/>
IAM, Incidence Angle Modifier corrections	97.00 %		<input checked="" type="checkbox"/>
Inverter average efficiency	98.00 %		<input type="checkbox"/>

Fonte: PVSyst, 2017

Figura B5: Condições de posicionamento estabelecidas para sistema ligado à rede



Fonte: PVSyst, 2017

Figura B6: Resultados referentes ao SFV

Results overview	
System Production	489 MWh/yr
Specific production	1502 kWh/kWp/yr
Performance Ratio	0.856
Normalized production	4.11 kWh/kWp/day
Array losses	0.64 kWh/kWp/day
System losses	0.05 kWh/kWp/day

Fonte: Adaptado de PVSyst, 2017

Figura B7: Resultados referentes ao SFV

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

Simplified Schema

Global system summary

Nb. of modules	972	Nominal PV Power	326 kWp
Module area	1898 m ²	Maximum PV Power	315 kWdc
Nb. of inverters	4	Nominal AC Power	320 kWac

COSMOPOLITAN CENTER

Sub-array name and Orientation

Name: COSMOPOLITAN CENTER

Orient: Fixed Tilted Plane

Tilt: 24°
Azimuth: 0°

Presizing Help

No sizing Enter planned power kWp

or available area(modules) m²

Select the PV module

Available Now Maximum nb. of modules: 982

Canadian Solar Inc. 335 Wp 32V Si-poly CS6X - 335P-FG Since 2017 Manufacturer 2017

Sizing voltages : Vmpp (60°C) 31.8 V
Voc (-25°C) 53.4 V

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now 50 Hz
 60 Hz

Sungrow 80 kW 570 - 950 V TL 50/60 Hz SG80KTL Since 2016

Nb. of inverters: 4 Operating Voltage: 570-950 V Global Inverter's power: 320 kWac
Input maximum voltage: 1000 V **"String" inverter with 18 inputs**

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 18 between 18 and 19

Nbre strings: 54 between 53 and 54

Overload loss: 0.0%

Phom ratio: 1.02

Nb. modules: 972 Area: 1898 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C) 573 V
Vmpp (20°C) 686 V
Voc (-25°C) 961 V

Plane irradiance: **1000 W/m²**

Impp (STC) 486 A
Isc (STC) 515 A

Isc (at STC) 515 A

Max. in data STC
Max. operating power: **292 kW**
at 1000 W/m² and 50°C

Array nom. Power (STC) 326 kWp

Fonte: PVSyst, 2017

Figura B8: Resultados referentes ao SFV

E Grid	System Lifetime	LCE Grid	LCE System	Carbon Balance
488.9 MWh	X <input type="text" value="20"/> years X	81 g CO ₂ /kWh	134.6 t CO ₂	= 535.601 t CO ₂
Annual degradation [%]: <input type="text" value="1.8"/>		<input type="radio"/> Manual <input checked="" type="radio"/> Country IEA <input type="radio"/> Energy Mix		26.780 t CO ₂ /yr
Brazil		<input type="radio"/> Manual <input checked="" type="radio"/> Detailed		1.645 t CO ₂ /kWp
				0.082 t CO ₂ /kWp/yr

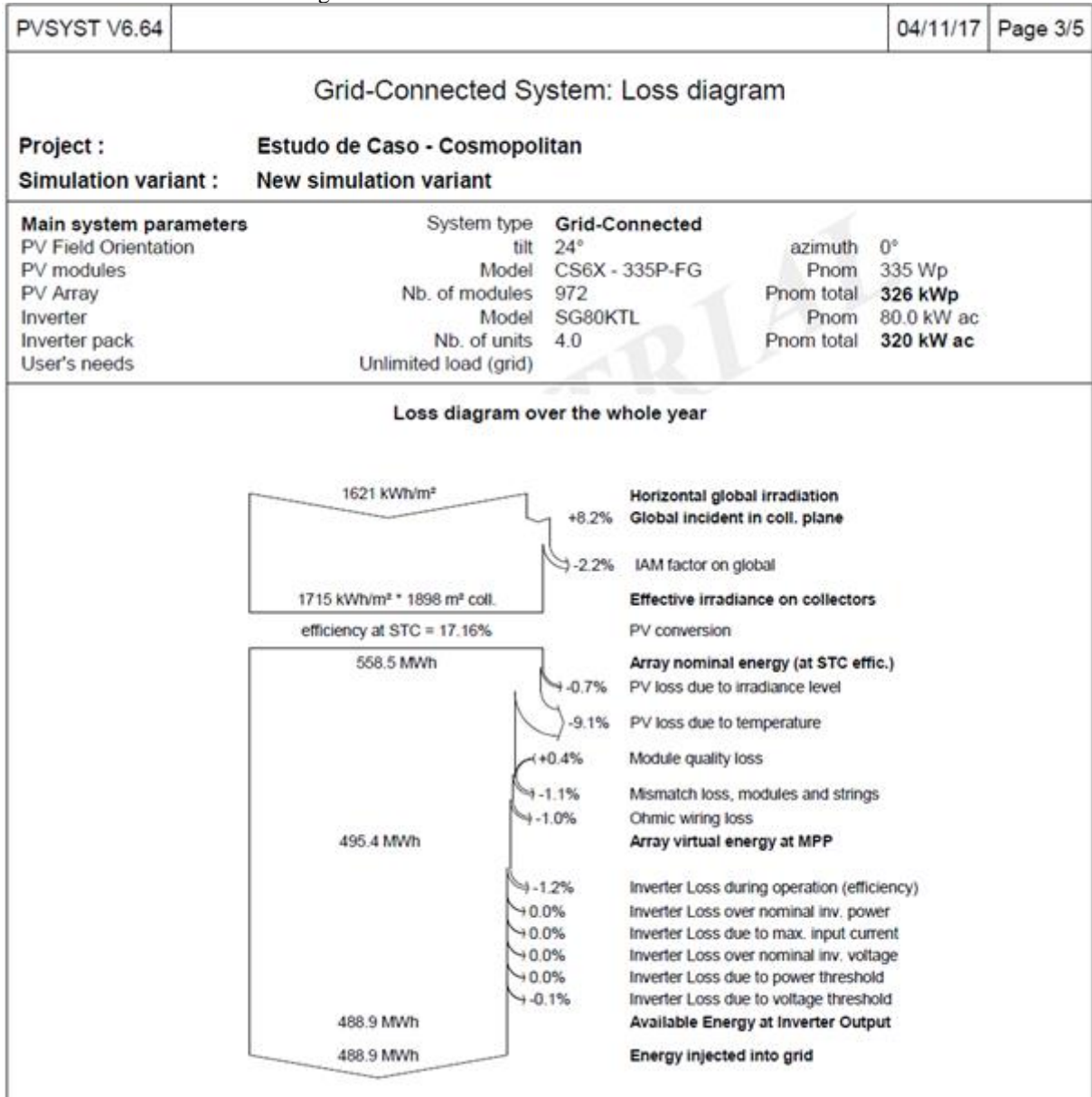
Year	Carbon Balance (t CO ₂)
0	-150
5	50
10	200
15	350
20	535.601

Saved CO2 Emissions:

535.601 tons

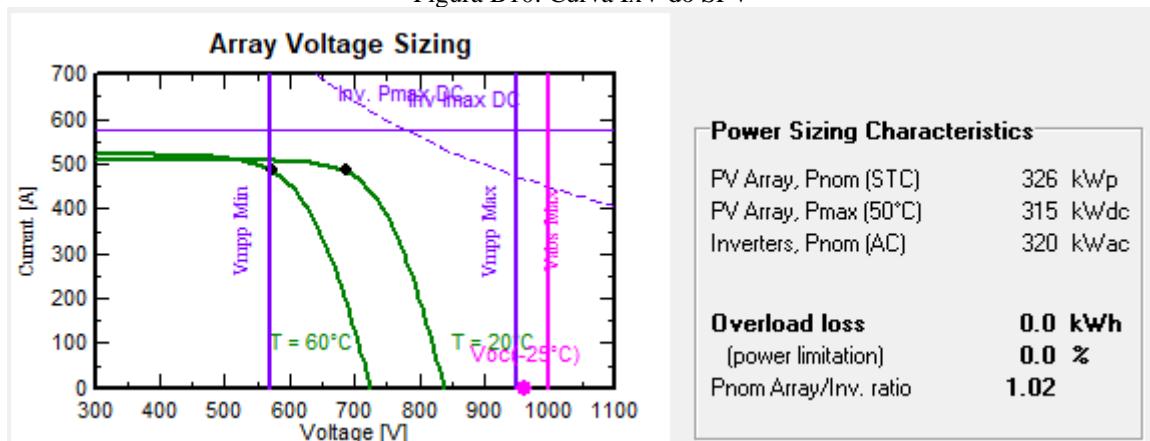
Fonte: PVSyst, 2017

Figura B9: Resultados das Perdas referentes ao SFV



Fonte: PVSyst, 2017

Figura B10: Curva IxV do SFV

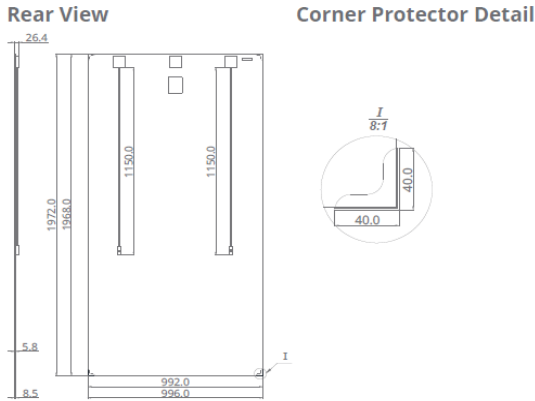


Fonte: PVSyst, 2017

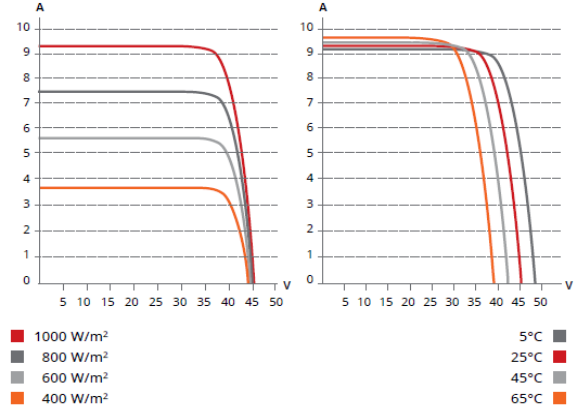
- Fornecedores:

Figura B11: Dados e Informações Técnicas do Módulo Dymond CS6X-P-FG

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6X-320P-FG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG	330P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.14%	16.39%	16.65%	16.90%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	Type 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG	330P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	231 W	235 W	239 W	242 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.7 V	33.9 V	34.0 V	34.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.87 A	6.94 A	7.01 A	7.08 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.41 A	7.48 A	7.54 A	7.63 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1968×992×5.8mm (77.5×39.1×0.23 in) without J-Box and corner protector
(Incl. corner protector)	1972×996×8.5 mm (77.6×39.2×0.33 in) without J-Box
Weight	27.5 kg (60.6 lbs)
Front / Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL)
Cable Length	1150 mm (45.3 in), 500 mm (19.7 in) (+) and 350 mm (13.8 in) (-) is optional for portrait installation*
Connectors	T4 series or MC4 series or UTX (IEC1500V), T4 series or 05-6 (UL1000V)
Per Pallet	30 pieces, 930 kg (2050.3 lbs)
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* The application of this short length cable can only be used in landscape installation (clamping mounting method) systems in which the distance between modules should be less than or equal to 50 mm. In the event the distance between the PV modules to be installed is more than 50 mm, please make sure to consult our technical team for evaluation and advice.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±2 °C

PARTNER SECTION



Figura B12: Dados e Informações Técnicas do Inversor SG80KTL

SUNGROW	SG80KTL
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	570 V / 620 V
Nominal input voltage	710 V
MPP voltage range	570 – 950 V
MPP voltage range for nominal power	570 – 850 V
No. of independent MPP inputs	1
Max. number of PV strings per MPPT	18
Max. PV input current	144 A
Max. current for input connector	12 A
Max. DC short-circuit current	200 A
Output (AC)	
Nominal AC power (at 50 °C)	80000 W
Max. AC output power at PF=1 (at 50 °C)	80000 W
Max. AC apparent power (at 50 °C)	80000 VA
Max. AC output current	116 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 230 / 400 V
AC voltage range	310 – 480 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / Euro. efficiency	98.9 % / 98.7 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
DC fuse	Yes (positive, 15A)
PV string current monitoring	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	634*932*267 mm
Weight	65 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP65
Night power consumption	< 4 W
Operating ambient temperature range	-25 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display / Communication	Graphic LCD / RS485
DC connection type	MC4 (Max. 6mm ²)
AC connection type	Screw clamp terminal (Max. 150 mm ²)
Compliance	CEA, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, CE, BDEW, VDE-AR-N 4120
Grid support	LVVRT, HVVRT, active & reactive power control and power ramp rate control
Type designation	SG80KTL-10



o Autorização do Uso de Informações:

Figura B13: Autorização formal para uso e acesso das informações constantes nas faturas de energia elétrica

