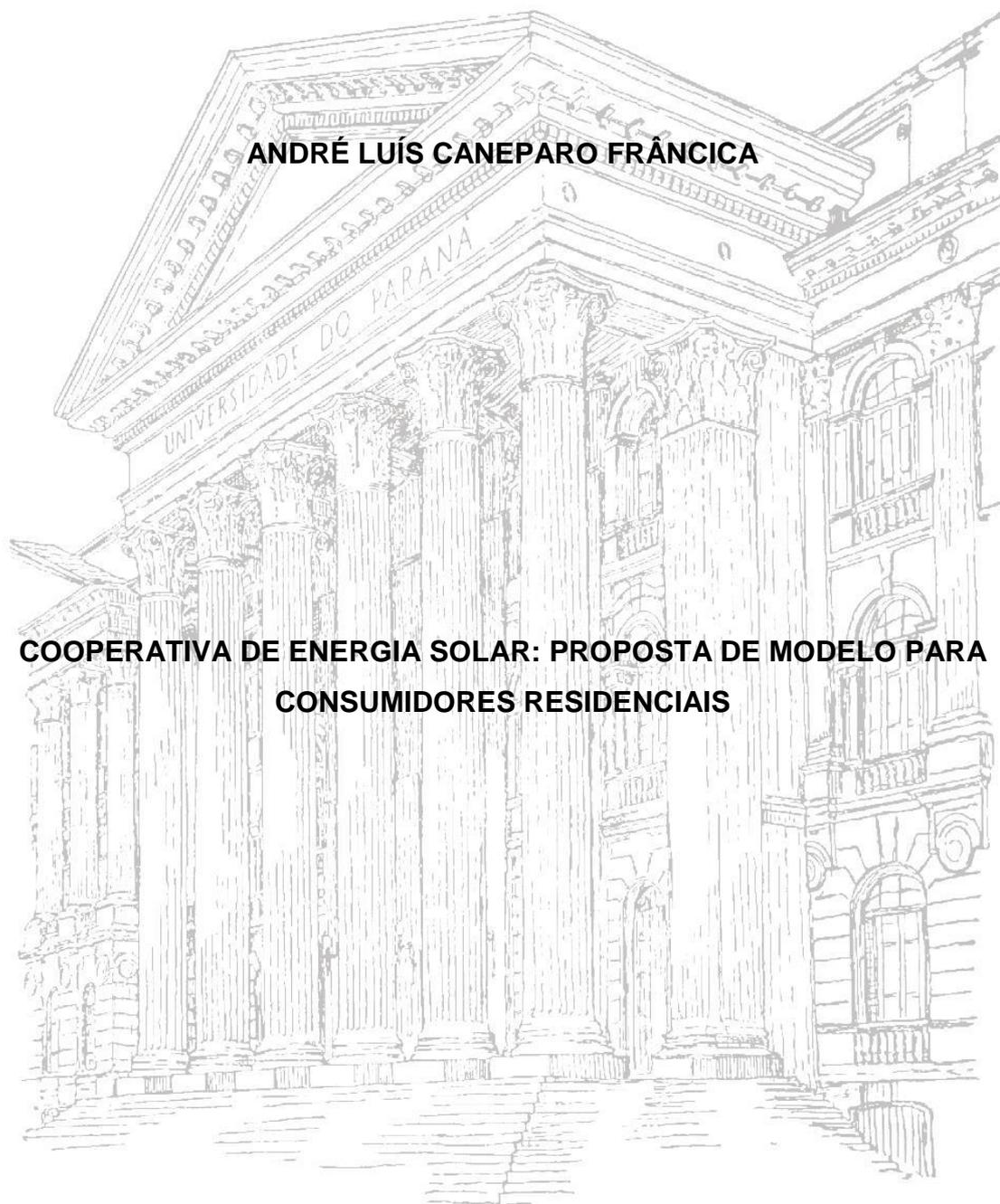


**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ**

**ANDRÉ LUÍS CANEPARO FRÂNCICA**

**COOPERATIVA DE ENERGIA SOLAR: PROPOSTA DE MODELO PARA  
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS**



**CURITIBA**

**2018**

**ANDRÉ LUÍS CANEPARO FRÂNCICA**

**COOPERATIVA DE ENERGIA SOLAR: PROPOSTA DE MODELO PARA  
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS**

Plano de trabalho apresentado à disciplina  
TE105 – Trabalho de Conclusão de Curso  
do Curso de Graduação em Engenharia  
Elétrica da Universidade Federal do  
Paraná.

Orientador: Prof. Dr. James Alexandre  
Baraniuk

**CURITIBA**

**2018**

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

**ANDRÉ LUÍS CANEPARO FRÂNCICA**

**COOPERATIVA DE ENERGIA SOLAR: PROPOSTA DE MODELO PARA  
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS**

Trabalho de conclusão de curso, aprovado como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista no Curso de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

**BANCA EXAMINADORA**

---

Orientador: Prof. Dr. James Alexandre Baraniuk  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

---

Prof. Esp. Tibiriçá Krüger Moreira  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

---

Prof.<sup>a</sup> Dra. Elizete Maria Lourenço  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2018

## **DEDICATÓRIA**

Dedico esse trabalho primeiramente à minha família, meus pais Alberto e Sheila e meus irmãos Rodrigo e Eduardo, por todo o apoio durante meu ciclo universitário e no Brasil e durante meu intercâmbio no exterior.

Dedico este TCC também ao meu Professor Orientador James pela paciência e pelos ensinamentos que me passou não só durante o trabalho de conclusão de curso como em uma iniciação tecnológica no início da faculdade, um exemplo de Professor muito dedicado e competente dentro da UFPR.

Também dedico este trabalho a todos os meus amigos que fizeram os meus anos universitários melhores e a todos os outros Professores que me ensinaram muito bem a arte de ser engenheiro. Obrigado!

## RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso aborda um conceito inovador na geração de energia distribuída: As cooperativas de energia solar. O problema de falta de espaço para certos consumidores de energia elétrica, principalmente as residências localizadas em condomínios verticais, era um impedimento para a instalação de sistemas de geração de energia distribuída. Legalmente regulamentadas no Brasil desde 2015, as cooperativas solares apresentam uma nova forma de gerar energia com painéis fotovoltaicos sem necessitar a utilização do espaço físico das residências. A solução abordada tem como foco os consumidores residenciais do grupo B1 atendidos pela Copel no estado do Paraná e mostra uma análise comparativa de três soluções técnicas para a usina solar (telhado, solo e estacionamento) bem como uma solução administrativa e um modelo de negócios para um empreendedor. Uma análise econômica minuciosa é realizada provando a viabilidade econômica deste projeto, tanto para os clientes futuros cooperados quanto para os stakeholders envolvidos na execução do projeto.

Palavras Chave: Cooperativas, energia solar fotovoltaica, geração distribuída, geração compartilhada.

## **ABSTRACT**

This essay discusses an innovating concept in the distributed generation of energy: The Solar Energy Cooperatives. The lack of space problem of certain electrical energy consumers, mainly the residences found in vertical buildings, was an obstacle for the installation of distributed energy generation systems. Legally regulated in Brazil since 2015, the solar cooperatives present a new form of generate electricity with solar panels without using the physical space of the residences. The solution treated has the focus in residential consumers of the B1 group served by the energy distribution company Copel in the southern Brazilian state of Paraná and shows a comparative analysis of three technical solutions (roof structures, ground mounted systems and carports) as well as an administrative solution and a business model for an entrepreneur. A complete economic analysis proves the economic feasibility of the Project, for both the clients and for the stakeholders responsible for the Project execution.

**Key Words:** Cooperatives, photovoltaic solar energy, distributed generation, shared generation.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - CURVA TÍPICA DO COMPORTAMENTO DA CÉLULA.....	17
FIGURA 2 - DIFERENÇAS DAS CÉLULAS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO E POLICRISTALINO.....	18
FIGURA 3 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA NO ANO DE 2017.....	19
FIGURA 4 - RADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA NO PLANO INCLINADO NO BRASIL.....	20
FIGURA 5 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA - PROJEÇÃO PARA 2040.....	21
FIGURA 6 - PARQUE SOLAR DE ITUVERAVA.....	21
FIGURA 7 - METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO DO MODELO DE COOPERATIVAS DE ENERGIA SOLAR.....	23
FIGURA 8 - DADOS DE CONSUMO DE ELETRICIDADE.....	25
FIGURA 9 - DADOS DE ENTRADA DO INVERSOR.....	28
FIGURA 10 - CURVA DE CORRENTE, TENSÃO E POTÊNCIA DE UM PAINEL SOLAR.....	28
FIGURA 11 - CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA DO MÓDULO SOLAR.....	29
FIGURA 12 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PROPOSTO DE 42KWP (CC) E 36KW (CA).....	31
FIGURA 13 - EXEMPLO DE ESTRUTURA PARA INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM TELHADO CERÂMICO.....	32
FIGURA 14 - DIAGRAMA DE PERDAS DAS SOLUÇÕES PROPOSTAS.....	34
FIGURA 15 - SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA - TELHADO.....	35
FIGURA 16 - MAPA SOLAR DO PARANÁ.....	36
FIGURA 17 - ESTRUTURAS DE SOLO TIPO MESA.....	38
FIGURA 18 - SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA - SOLO.....	39
FIGURA 19 - <i>CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE DE BORDEAUX LAC</i> .....	40
FIGURA 20 - SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA - ESTACIONAMENTO...	41
FIGURA 21 - EXEMPLO DE FATURA COPEL NOV/2010.....	58
FIGURA 22 - PERDA DE EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS SOLARES.....	61

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - IRRADIAÇÃO SOLAR NAS PRINCIPAIS REGIÕES DO ESTADO DO PARANÁ.....	36
TABELA 2 - RESULTADOS TÉCNICOS FINAIS PARA A SOLUÇÃO EM TELHADO .....	37
TABELA 3 - RESULTADOS TÉCNICOS FINAIS PARA A SOLUÇÃO EM SOLO ....	39
TABELA 4 - RESULTADOS TÉCNICOS FINAIS PARA A SOLUÇÃO EM ESTACIONAMENTO.....	41
TABELA 5 - ANÁLISE COMPARATIVA DAS SOLUÇÕES TÉCNICA .....	42
TABELA 6 - VALORES DE CAPEX - SOLUÇÃO COMPLETA INSTALADA E REGISTRADA.....	48
TABELA 7 – VALORES DE OPEX TOTAL DOS MODELOS DE COOPERATIVA ...	52
TABELA 8 - INDICADORES FINANCEIROS ITAÚ .....	56
TABELA 9 - VALORES DOS INDICADORES FINANCEIROS.....	57
TABELA 10 - VALORES DO KWH COPEL EM NOV/2018.....	58
TABELA 11 - CÁLCULO DO VALOR DO KWH GERADO.....	59
TABELA 12 - HISTÓRICO DE REAJUSTES COPEL .....	59
TABELA 13 - VALORES DE REAJUSTES TARIFÁRIOS CONSIDERADOS .....	60
TABELA 14 - INDICADORES FINANCEIROS PARA A SOLUÇÃO EM TELHADOS .....	63
TABELA 15 - INDICADORES FINANCEIROS PARA A SOLUÇÃO DE SOLO.....	64
TABELA 16 - INDICADORES FINANCEIROS PARA A SOLUÇÃO EM ESTACIONAMENTO.....	65
TABELA 17 - VALOR DO KWH PAGO PELO COOPERADO NO PRIMEIRO ANO DE OPERAÇÃO DA USINA SOLAR .....	67

## LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - TAXAS MACROECONÔMICAS UTILIZADAS.....	56
GRÁFICO 2 - TAXA SELIC DESCONSIDERANDO A INFLAÇÃO .....	57
GRÁFICO 3 - HISTÓRICO E PROJEÇÃO DE REAJUSTE TARIFÁRIO COPEL .....	60
GRÁFICO 4 - <i>PAYBACK</i> SIMPLES E DESCONTADO PARA A SOLUÇÃO EM TELHADOS.....	63
GRÁFICO 5 - <i>PAYBACK</i> SIMPLES E DESCONTADO PARA A SOLUÇÃO DE SOLO .....	64
GRÁFICO 6 - <i>PAYBACK</i> SIMPLES E DESCONTADO PARA A SOLUÇÃO EM ESTACIONAMENTO.....	65

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional De Energia Elétrica
CapeX	<i>Capital Expenditure</i>
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
EOL	Eólica
F-F	fase-fase
FV	Fotovoltaico (a)
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> - Comissão Eletrotécnica Internacional
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
ISO	<i>International Organization for Standardization</i> ou Organização Internacional para Padronização
MPPT	Maximum Power Point Tracker ou seguidor de ponto de máxima potência
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
OCB	Organização das Cooperativas Brasileiras
Opex	<i>Operational Expenditure</i>
P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
PDA	Proteção contra Descargas Atmosféricas
PE	Produtividade Específica
PIB	Produto Interno Bruto
PR	<i>Performance Ratio</i>
RBC	Relação Benefício-Custo
SB	<i>String Box</i>
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
Si	Silício
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica
UTE	Usina Termo-Elétrica
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
1.1	PROBLEMATIZAÇÃO .....	13
1.2	OBJETIVOS .....	14
1.2.1	<b>Objetivo Geral</b> .....	<b>14</b>
1.2.2	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>14</b>
1.3	JUSTIFICATIVA E DIFERENCIAL DO PROJETO .....	15
1.4	PÚBLICO ALVO .....	16
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E LEGISLAÇÃO</b> .....	<b>17</b>
2.1	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	17
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	19
2.3	TIPOS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA .....	21
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	22
<b>3</b>	<b>MODELO DE COOPERATIVA SOLAR</b> .....	<b>23</b>
3.1	DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DO PROJETO E DO USUÁRIO.....	24
3.1.1	<b>Modelo <i>Pull</i></b> .....	<b>24</b>
3.1.2	<b>Modelo <i>Push</i></b> .....	<b>25</b>
3.2	SOLUÇÃO TÉCNICA .....	27
3.2.1	<b>Solução elétrica geral</b> .....	<b>27</b>
3.2.2	<b>Solução técnica em telhado</b> .....	<b>31</b>
3.2.3	<b>Solução em Solo</b> .....	<b>37</b>
3.2.4	<b>Solução em Estacionamento</b> .....	<b>40</b>
3.2.5	<b>Análise comparativa das soluções técnicas</b> .....	<b>42</b>
3.3	SOLUÇÃO ADMINISTRATIVA DA COOPERATIVA .....	43
3.3.1	<b><i>Stakeholders</i></b> .....	<b>43</b>
3.3.2	<b>Formação da cooperativa e da usina</b> .....	<b>44</b>
3.3.3	<b>Operação da cooperativa e da usina</b> .....	<b>46</b>
3.4	ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	47
3.4.1	<b>Definição do CAPEX dos projetos</b> .....	<b>47</b>
3.4.2	<b>Definição do OPEX dos projetos</b> .....	<b>51</b>
3.4.3	<b>Análise da macroeconomia</b> .....	<b>55</b>
3.4.4	<b>Estudo da tarifação de energia elétrica no Paraná</b> .....	<b>57</b>

3.4.5	Cálculos de retorno de investimento e indicadores financeiros.....	60
3.4.6	Análise comparativa dos resultados financeiros obtidos .....	66
4	CONCLUSÕES .....	68
5	SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS.....	71
	REFERÊNCIAS.....	72
	APÊNDICE 1 - FERRAMENTA EXCEL DESENVOLVIDA.....	73
	ANEXO A - DATASHEET SUNGROW 36KW .....	80
	ANEXO B - DATASHEET CANADIAN SOLAR 350W .....	82
	ANEXO C - PESQUISA DE MERCADO GREENER: .....	84

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um bem de consumo essencial na vida da sociedade atual, sendo que praticamente toda atividade que o ser humano desenvolve nos tempos modernos usa direta ou indiretamente a eletricidade. O aumento natural das cargas residenciais, comerciais, industriais e agrícolas gera uma problematização energética: Precisamos constantemente aumentar a capacidade de geração de energia elétrica. Historicamente, o tipo de geração mais comum sempre foi a geração centralizada, com centrais elétricas de diversas fontes de energia gerando eletricidade longe dos centros urbanos, sendo esta energia transmitida via linhas de alta tensão.

Entretanto, uma nova modalidade de geração vem ganhando espaço e surgindo como uma possível solução energética: A Geração Distribuída (GD). Neste caso, cada consumidor produz a sua própria eletricidade, seja ela gerada no próprio local do consumo ou remotamente. A resolução 482/2012 [1] da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) – órgão regulamentador do sistema elétrico brasileiro – passou a permitir que todo consumidor de eletricidade no Brasil possa produzir sua própria energia via GD, com sistemas conectados à rede elétrica realizando trocas de energia. Ou seja, nós podemos “emprestar” energia ao sistema e ele nos “devolve” depois via compensação de créditos.

Segundo a ANEEL [2], temos quatro tipos de usinas geradoras dentro da GD: EOL (Eólica), UTE (Unida Termoelétrica), CGH (Central Geradora Hidroelétrica) e UFV (Usina Fotovoltaica). Dentre estas, a que mais se destaca entre os pequenos consumidores é a Fotovoltaica ou Solar, pelo fato de ter uma potência instalada facilmente variável de acordo com a necessidade do consumidor até projetos de pequeno porte e de poder ser instalada em qualquer região, urbana ou rural, desde que livre de sombras.

Então, desde 2012, pequenos consumidores de eletricidade podem instalar sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica e gerar sua própria energia. Porém, para estar apto a instalar um sistema é necessário ter algum espaço em solo e/ou telhado para a alocação dos módulos fotovoltaicos. Ou pelo menos era antes da nova resolução da ANEEL para geração distribuída, a 687/2015 [3], que passou a permitir outras modalidades na geração distribuída: condomínios, consórcios e cooperativas.

Uma cooperativa é, de forma geral, uma associação de pessoas com um interesse em comum que por algum motivo não podem ou não querem alcançar seus objetivos sozinhas. Elas assumem um papel de desenvolver o local onde os associados vivem e de gerar retornos financeiros para estes, sendo que cooperando entre si é possível diminuir vários custos do negócio.

O modelo de cooperativas solar se dá com um grupo de no mínimo 20 pessoas para produzir a própria energia. Juntos, os cooperados podem diminuir o valor do investimento inicial e os custos operacionais do gerador fotovoltaico, além de solucionar em conjunto o problema da falta de espaço físico individual para a instalação de módulos solares. A energia produzida pela cooperativa é injetada na rede elétrica via concessionária e é distribuída na forma de créditos de kWh nas contas de luz dos cooperados em percentuais previamente aprovados por todos.

Este modelo que será desenvolvido no trabalho é inovador, sendo regulamentado apenas desde 2015 e ainda não muito difundido no mercado. Sua contribuição será importante para consumidores que desejarem aderir a esta forma de geração de energia e ao sistema elétrico brasileiro, que será aliviado com iniciativa particular tendo novas fontes injetando eletricidade na rede.

Este projeto irá criar uma solução completa para os consumidores, e assume como princípio que a energia solar fotovoltaica é viável tecnicamente, economicamente e legalmente na forma de cooperativa para todos os cooperados que integram o grupo.

## 1.1 PROBLEMATIZAÇÃO

Antes de investir em algum projeto de energia solar, é necessário enquadrar-se em alguma das modalidades regulamentadas no Brasil e entender exatamente qual é o seu propósito e sua utilização. Uma modalidade não muito estudada e que apresenta uma solução inovadora são as cooperativas, objeto de estudo deste trabalho.

Os consumidores ainda não entendem como as cooperativas de energia solar funcionam legalmente e não sabem qual é a solução técnica da usina a ser projetada que será mais viável, sendo que diversas hipóteses (usinas em telhados, usinas em solo, estacionamentos solares) devem ser desenvolvidas. Resultados econômicos claros, com cálculos de retorno de investimento segundo diferentes premissas

precisam ser apresentados para convencer os consumidores que esta solução é viável.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

O presente projeto é orientado pelo objetivo geral de desenvolver uma solução de geração de energia fotovoltaica para consumidores residenciais utilizando-se de um modo de cooperativas, apresentando um modelo técnico de usina solar e sua viabilidade econômica.

Consumidores residenciais podem não ter espaço físico para a construção de usinas geradoras de eletricidade em suas propriedades e/ou desejam buscar uma solução energética em grupo. Eles necessitam então de um modelo comparativo, desenvolvido técnica e financeiramente, que será descrito neste projeto no modo de cooperativas de energia solar.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- a) Identificar os principais equipamentos envolvidos no projeto técnico solar;
- b) Desenvolvimento de um projeto técnico para um grande grupo de consumidores, ou seja, de uma usina solar fotovoltaica. Este projeto contará com dimensionamentos elétricos gerais do sistema e com uma análise da geração prevista de energia elétrica;
- c) Análise de viabilidade financeira com investimentos de capital próprio na área de energia;
- d) Apresentação de projeto completo no modelo de cooperativas solares (técnico, legal e econômico) para 20 residências;

### 1.3 JUSTIFICATIVA E DIFERENCIAL DO PROJETO

Este projeto irá se aprofundar em uma solução inovadora e recentemente legalizada no mercado de energia brasileiro, trazendo uma solução coletiva para o problema energético do país. O marco legal é relativamente novo, sendo que este modelo é legalmente regulado desde 2015, justificando a necessidade da criação de um novo modelo de negócios. Isso se trata de uma alternativa complexa devido as diversas variáveis envolvidas no projeto, sendo estas técnicas (equipamentos, fornecedores, tipos de tecnologia, local de instalação, níveis de tensão), legais (possíveis modos de operação na geração distribuída, impostos e tarifas) e financeiras (financiamentos para sistemas solares, forma de pagamento de distribuidores e integradores solares, variações nos preços de mercado).

Também dentro do foco do trabalho estão os equipamentos eletrônicos empregados em projetos solares e a sua indústria, objetos de uma crescente demanda no mercado. Novas tecnologias se aplicadas no Brasil podem trazer ganhos para a economia, para o setor energético e para a sustentabilidade do país.

Este modelo inovador pode viabilizar soluções de energia renovável para pessoas sem área disponível para a instalação de sistemas de GD, sendo uma alternativa adequada ao mercado brasileiro. Sendo que muitas pessoas têm interesse em se proteger da crise energética do futuro começando a gerar a sua própria eletricidade, o projeto possui um grande potencial empreendedor, trazendo uma opção de trabalho para futuros engenheiros eletricitistas, que poderão atuar como:

- Viabilizadores do negócio formando as cooperativas;
- Comerciais, vendendo o modelo e a solução turn key para clientes;
- Desenvolvedores de projetos elétricos para sistemas solares fotovoltaicos;
- Administradores responsáveis pelo funcionamento das usinas e da divisão dos créditos de energia aos cooperados;
- Desenvolvedores de equipamentos eletrônicos na indústria para atender os requisitos do mercado.

## 1.4 PÚBLICO ALVO

Diversos grupos de pessoas serão impactados por este projeto segundo seus diferentes objetivos e interesses que podem ser financeiros, comerciais ou sustentáveis. São alvo deste trabalho os seguintes grupos:

- Clientes/consumidores de energia elétrica que desejam uma alternativa sustentável e viável economicamente para minimizar seus gastos com eletricidade;
- Possíveis investidores e administradores de cooperativas;
- Empresas integradoras de projetos de sistemas solares que podem vir a ter novas opções de soluções viáveis;
- Fabricantes de equipamentos elétricos e eletrônicos utilizados em sistemas solares;
- Governo Federal e agentes operadores do sistema elétrico nacional, interessados em novas soluções energéticas para o país.

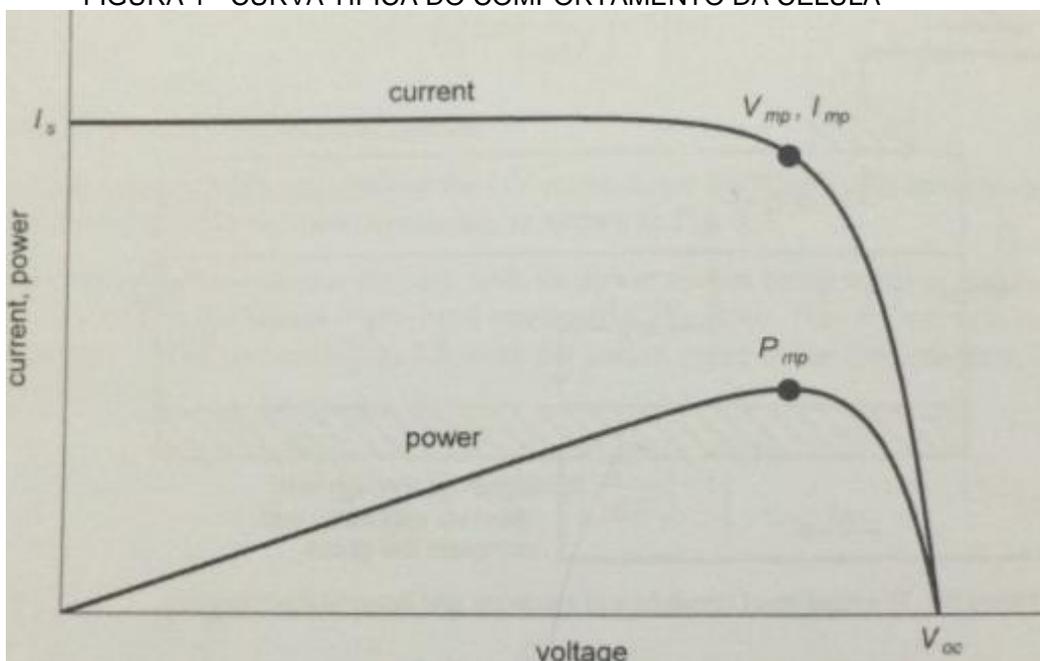
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E LEGISLAÇÃO

Neste capítulo, temos algumas referências para a produção do trabalho, sejam elas técnicas ou da legislação.

### 2.1 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Os sistemas solares que geram energia elétrica difundidos no mercado hoje utilizam o efeito fotovoltaico para a geração de energia. Este efeito é definido como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Isto se dá, por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica que atua utilizando o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico (IMHOFF,2007). A figura 1 abaixo apresenta uma representação típica de uma curva de corrente-tensão de um sistema FV (fotovoltaico).

FIGURA 1 - CURVA TÍPICA DO COMPORTAMENTO DA CÉLULA

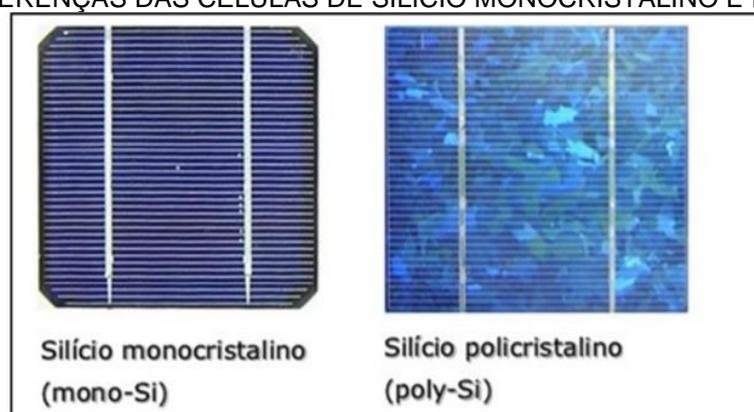


Fonte: Wenham et al. (2009)

Os módulos fotovoltaicos vendidos no mercado hoje possuem duas tecnologias principais revisadas abaixo. A figura 2 mostra a diferença entre as duas tecnologias.

- Módulo fotovoltaico silício monocristalino (m-Si): A maioria dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, também denominados de células, são obtidos a partir de fatias de um único grande cristal, mergulhados em silício fundido (MIRANDA, 2015). Possuem **maior eficiência** de geração energia elétrica;
- Módulo fotovoltaico silício policristalino (p-Si) Segundo Ruther (2004), a **eficiência** do módulo fotovoltaico p-Si é **menor** que a do silício monocristalino, mesmo sendo fabricados pelo mesmo material. Isto, pois, o invés de ser formado por um único cristal, é fundido e solidificado, resultando em um bloco com grandes quantidades de grãos ou cristais, concentrando maior número de defeitos.

FIGURA 2 - DIFERENÇAS DAS CÉLULAS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO E POLICRISTALINO



Fonte: Cepel (2013)

Além do tipo do cristal, os módulos presentes no mercado possuem diferentes números de células e tamanhos:

- Módulos de aproximadamente 2m<sup>2</sup>: 72 células e 144 células;
- Módulos de aproximadamente 1,6m<sup>2</sup>: 60 células e 120 células.

O mercado brasileiro tem utilizado mais os módulos de 2m<sup>2</sup>, sendo que as versões de 60 células estão sendo extintas dos estoques dos distribuidores aos poucos. Os módulos de 144 células, mais eficientes, estão assumindo como os mais

vendidos do mercado, embora muitos fabricantes ainda não possuam essa tecnologia e continuem fabricando apenas 72 células.

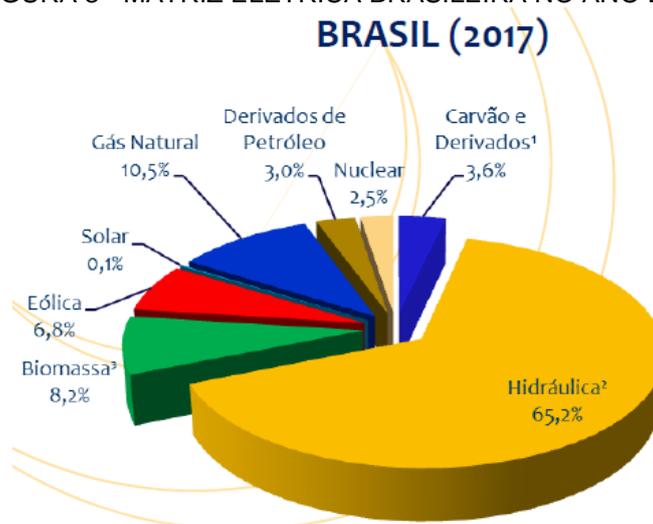
Como os módulos geram apenas energia elétrica de corrente contínua, os sistemas solares fotovoltaicos necessitam de inversores, equipamentos conversores que transformam a energia CC em CA. Estes normalmente são conectados a internet, de maneira que possamos monitorar em tempo real a geração de energia elétrica do sistema.

Os inversores possuem vida útil de cerca de 12 a 13 anos e os módulos solares 25 anos. Isto posto, durante a metade da vida útil dos painéis recomenda-se a troca dos inversores por um modelo mais tecnológico da época.

## 2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O Brasil é um país com a matriz elétrica altamente renovável conforme podemos ver no balanço energético de eletricidade na figura 3 e isso se deve ao grande número de usinas hidrelétricas que temos no país. Porém, nos últimos anos tem surgido a necessidade de investimentos em outras fontes de energia elétrica renováveis. Em 2017, apenas 0,1% da eletricidade utilizada no Brasil vinha da energia solar, porém este número tende a aumentar.

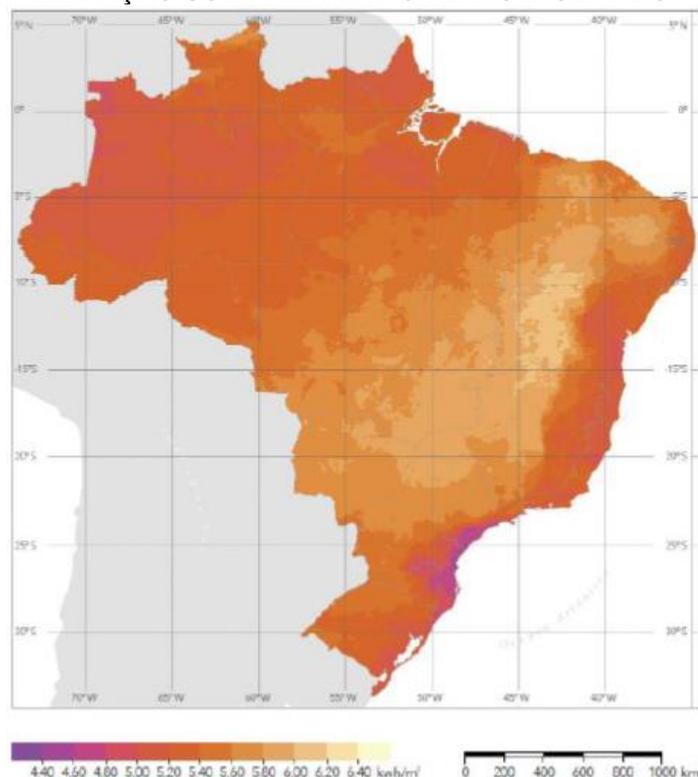
FIGURA 3 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA NO ANO DE 2017



Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN) (2018)

Conforme podemos observar no mapa de irradiação solar do Brasil na figura 4, o Brasil tem muito potencial na geração de energia solar. O Sebrae informa que o Brasil tem potencial para ter mais de 190GW de potência instalada de energia solar, maior que a somatória do potencial técnico de todas as outras fontes de energia do país.

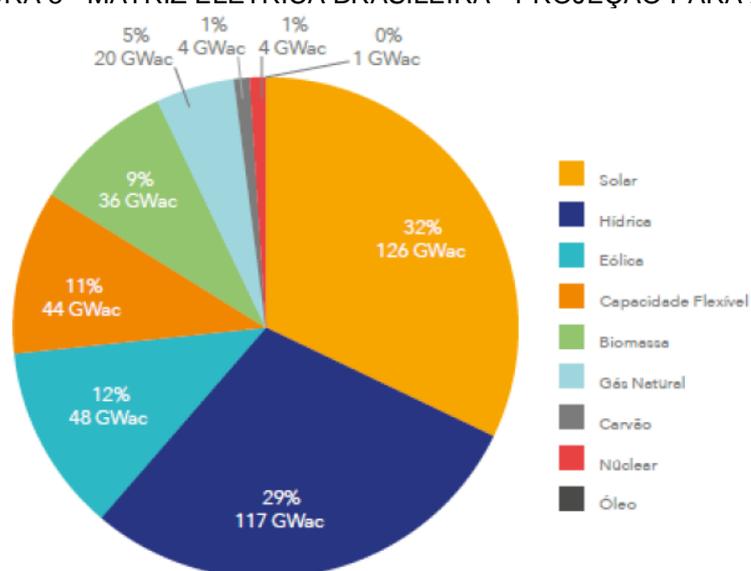
FIGURA 4 - RADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA NO PLANO INCLINADO NO BRASIL



Fonte: Sebrae & CELA (2017)

O Sebrae fez uma projeção para a matriz elétrica brasileira em 2040, quando a potência instalada solar ultrapassará a potência das hidrelétricas. A figura 5 mostra essa projeção. Então, o mercado todo aponta para a energia solar fotovoltaica como uma das energias do futuro. Porém, existem muitas soluções solares que podem ser trabalhadas e desenvolvidas.

FIGURA 5 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA - PROJEÇÃO PARA 2040



Fonte: Sebrae & CELA (2017)

### 2.3 TIPOS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

No Brasil, classificamos a geração solar em dois tipos: A geração centralizada e a geração distribuída.

A geração centralizada corresponde as grandes usinas solares do Brasil, a exemplo do Parque Solar de Ituverava, o maior do Brasil atualmente com 254MW instalados. A figura 6 mostra uma imagem desta usina.

FIGURA 6 - PARQUE SOLAR DE ITUVERAVA



Fonte: ENEL (2018)

Existe também a geração distribuída, quando os consumidores geram a sua própria energia elétrica. Hoje, essas grandes usinas superam a GD (Geração Distribuída), porém segundo estudo do Sebrae, é apenas uma questão de tempo para esse cenário se reverter.

## 2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Foco deste estudo, a GD foi regulamentada pela ANEEL apenas em 2012 com a resolução 482/2012. A partir daí, ficou regulamentado a conexão de sistemas solares com a rede de distribuição, os chamados sistemas on-grid. Esses sistemas geram energia durante o dia e injetam o excedente na rede contabilizando créditos de energia em kWh. Esses créditos podem ser utilizados durante a noite ou qualquer outro período.

Porém apenas com uma atualização desta resolução, a ANEEL 687/2015, tornou-se possível a geração compartilhada. Desta forma, os consumidores ficaram aptos a se unir e gerar sua própria energia juntos em usinas maiores. As três modalidades de geração compartilhada regulamentadas pela ANEEL são: Condomínios solares, consórcios solares e cooperativas solares.

Segundo a legislação, uma cooperativa pode criar a sua usina solar, injetar energia elétrica na rede da concessionária e compensar os créditos gerados nas residências de seus cooperados. Isto é válido para cooperativas que já existem, mas nada impede a criação de uma nova cooperativa com o propósito específica de geração de energia solar.

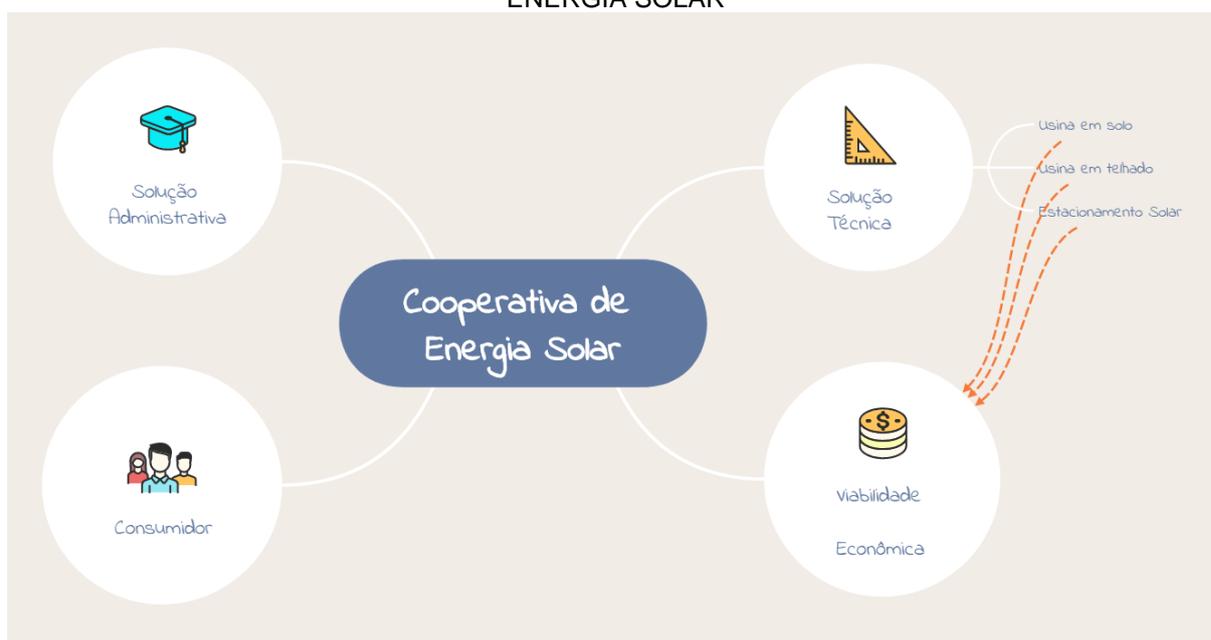
Ainda segundo a legislação, para a constituição de uma cooperativa são necessários ao mínimo 20 cooperados, que podem possuir percentuais diferentes do negócio, mesmo todos tendo a mesma voz política (direito de 1 voto por cooperado em todas as decisões da cooperativa independente do percentual adquirido da pessoa).

Esse percentual de propriedade da cooperativa pode ser dividido em cotas, sendo que no momento da criação legal desta o número total de cotas é definido. Para a geração de energia, a compensação segundo a concessionária pode ser feita segundo o número de cotas que cada cooperado possui.

### 3 MODELO DE COOPERATIVA SOLAR

Para definir um modelo de negócios incluso na legislação de Cooperativa Solar, foi utilizada a metodologia de tratar individualmente cada uma das soluções necessárias para ter um modelo completo com análise financeira ao fim. A figura 7 mostra quais são os tópicos principais que serão abordados um a um.

FIGURA 7 - METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO DO MODELO DE COOPERATIVAS DE ENERGIA SOLAR



Fonte: O autor (2018)

- 1) Consumidor: Segundo os usuários, é possível definir a potência do projeto trabalhado;
- 2) Solução técnica para a usina. Neste item, é iniciada a análise comparativa técnica das três soluções propostas, bem como os fatores constantes em nas três soluções;
- 3) Solução administrativa da cooperativa, onde aparecem todos os stakeholders do projeto durante sua fase de venda, execução e funcionamento;
- 4) Solução financeira da cooperativa com todos os fatores de venda e operação das usinas propostas. São utilizados valores macroeconômicos para achar os indicadores financeiros das soluções propostas.

### 3.1 DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DO PROJETO E DO USUÁRIO

Conforme Lei nº 5.764/71, art. 24, § 2º, art. 29, § 3º, a cooperativa é constituída pelo número mínimo de 20 pessoas físicas, excepcionalmente permitida a admissão de pessoas jurídicas que tenham por objeto iguais ou correlatas atividades econômicas das pessoas físicas ou, ainda, aquelas sem fins lucrativos.

Então, para fazer parte da cooperativa, o usuário de energia elétrica pode ser um CPF ou CNPJ. Para simplificar e atingir apenas o público alvo deste modelo de negócios, serão considerados apenas os usuários residenciais sem espaço físico para a instalação de módulos solares, excluindo assim todos os usuários dos grupos A (com demanda de energia contratada – normalmente CNPJs), todos os usuários do grupo B2 (rural, devido ao espaço em suas propriedades) e grupo B3 (comercial, normalmente CNPJs). Ficamos então apenas com usuários do grupo B1 (residencial) como os possíveis consumidores da cooperativa solar, sendo todos eles inscritos na concessionária de energia como CPF.

Sendo o projeto desenvolvido no estado do Paraná, todos estes consumidores devem estar inscritos na Copel para poderem participar juntos da cooperativa.

Prevendo a criação legal da Cooperativa, são necessários no mínimo 20 consumidores para a usina. Vamos tratar então dois métodos para definir seus perfis de consumo.

#### **3.1.1 Modelo *Pull***

Neste modelo, definimos a potência necessária do projeto segundo exatamente qual o perfil do consumidor médio brasileiro, considerando o mínimo de 20 CPFs para uma cooperativa solar.

Segundo dados do Ipardes – Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social – o Paraná possuía 3.801.251 consumidores residenciais de energia elétrica em 2017 e 7.343.087 MWh/ano consumidos por todas estas residências. Isso nos dá a média de 1,9317 MWh/ano por residência em média, equivalente a 161 kWh/mês/residência em média no Paraná.

FIGURA 8 - DADOS DE CONSUMO DE ELETRICIDADE



Fonte: IparDES (2018)

Considerando a taxa mínima que deve ser paga mensalmente pelos usuários B1, fixada como trifásica em 100kWh/mês, significa que cada usuário neste modelo pode receber até 61 kWh/mês da usina solar por meio da compensação. Considerando um modelo ideal para as cooperativas, teríamos 20 residências necessitando de 61kWh/mês gerados, ou seja, 1120 kWh/mês para a usina ou 14,64 MWh/ano gerados.

Utilizando o conceito de produtividade de energia fotovoltaica (explicado no capítulo 3.2), utilizando uma produtividade média para o Paraná de 1250 (kWh/kWp)/ano, vemos que necessitamos de um sistema de cerca de 11,7 kWp instalados para atender este perfil de consumidor médio paranaense do IparDES.

### 3.1.2 Modelo *Push*

Neste modelo, faremos o inverso do modelo *Pull*, definindo uma solução técnica base e a partir dela poderemos ver quantas residências podem ser atendidas na cooperativa. Sabendo que a potência mínima para viabilizar o projeto segundo o modelo anterior é de 11,7kWp, é necessário selecionar algo superior.

Devido ao cenário atual do mercado, um inversor solar com preço altamente competitivo no Brasil e com alta disponibilidade é o *SunGrow 36kW (SG36KTL-M)*. Este equipamento permite o carregamento percentual de até 20% em relação a potência instalada CC (dos módulos solares) e a potência de saída CA de 36kW. Ou

seja, é possível carrega-lo até 43,2W. Em relação aos módulos solares, podemos utilizar o *Canadian Solar* de 350W (144 células – CS3U-350P). Utilizando 120 módulos de 350W, chegamos na potência de 42kWp, suportada pelo inversor. **Este modelo técnico será então definido como premissa para a usina solar do projeto deste modelo de cooperativa.**

O inversor SG36KTL-M não é homologado pelo Inmetro no Brasil, porém isto não é um problema. Apenas inversores solares de até 10kW necessitam esta homologação, acima desta potência definida é possível projetar sistemas no Brasil com os certificados internacionais. Ele possui as seguintes homologações da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC): IEC60068, IEC61683, IEC61727 e IEC62116, além da declaração de conformidade para utilização no Brasil segundo a tensão da rede elétrica de 220V fase-neutro e 60Hz, podendo ser perfeitamente instalado em qualquer região do Brasil. O *datasheet* completo deste componente se encontra no Anexo A.

Os módulos CS3U-350P possuem homologação no Inmetro conforme a exigência técnica nacional, número 004350/2017. São módulos com eficiência de 17,64% de na conversão da energia solar em energia elétrica de corrente contínua, ou seja, com alta eficiência em comparação ao encontrado no mercado mundial atual. A tecnologia utilizada é a de 144 células fotovoltaicas, também considerado o high-tech mundial de produção em larga escala atualmente. Este módulo é produzido tanto no Brasil quanto no exterior, porém o valor nacional ainda é mais elevado. Utilizaremos então o módulo importado, o que restringe a participação em diversos financiamentos do BNDES para os projetos solares, mas não causa nenhum problema caso o recurso utilizado seja o capital próprio. Seu *datasheet* se encontra no Anexo B.

Utilizando-se do modelo de cotas para cooperativas, definido no item 2.4, um meio de dividir o projeto é considerar uma cota por placa solar utilizada, ou seja, 120 cotas para a cooperativa. Esta divisão não causará nenhum problema desde que ao menos 20 consumidores comprem cotas, com uma média máxima de 6 cotas por cooperado. Veremos no item 3.2 que esta média se enquadra com grande folga na média nacional. Além disso, as 120 cotas com 120 módulos criam um argumento importante na venda: Ao adquirir uma cota, o comprador e futuro cooperado estará adquirindo o equivalente a uma placa FV, o que torna muito mais simples para um leigo compreender o funcionamento deste modelo.

## 3.2 SOLUÇÃO TÉCNICA

Se tratando de uma das metodologias deste projeto a análise comparativa, será proposto neste capítulo três alternativas técnicas para a usina solar da cooperativa. Os modelos utilizados serão usinas em **telhado, solo ou estacionamento**, pois já são três tipos bem consolidados no mercado brasileiro na geração distribuída convencional, sendo o estudo comparativo entre eles para a geração distribuída compartilhada uma novidade. Ao final, essas soluções técnicas diferenciadas apresentarão resultados técnico-econômicos diferentes.

Basicamente, a diferença entre esses três modelos é puramente civil, sendo que as obras estruturais de instalação são bem distintas. Todas elas serão explicadas nos próximos itens. Se tratando da parte elétrica, independente da solução técnica, o projeto será o mesmo, embora o resultado em geração de energia apresente variações devido aos diferentes níveis de radiação solar que os módulos ficaram sujeitos com estruturas distintas.

### 3.2.1 Solução elétrica geral

Neste item, não consideramos a localização e a angulação dos módulos fotovoltaicos, apenas o esquema elétrico. Conforme definido no item 3.1, utilizamos 120 módulos de 350W e um inversor de 36kW.

Os módulos serão conectados em *strings* (nome convencionalmente utilizado em inglês, sendo a sua tradução “cordas”), ou seja, ligações em série. Os 120 módulos são divididos em 8 *strings* de 15 módulos cada. Sendo a tensão de operação de cada módulo definida em seu datasheet como 39,2V, os 15 módulos conectados em série ficam com a tensão nominal de operação de 588V. **As *strings* são conectadas em paralelo na entrada do inversor.**

A figura 9 mostra os dados de entrada do inversor utilizado. Vemos que este equipamento pode trabalhar como uma tensão de entrada de 200 a 1100V, com a tensão nominal de 585V muito próxima da tensão das *strings* conectadas em paralelo na entrada deste equipamento.

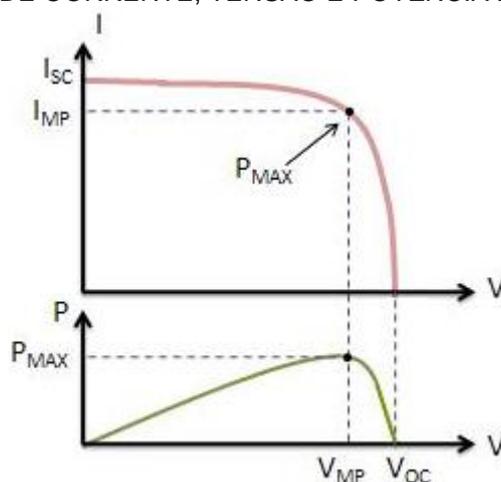
FIGURA 9 - DADOS DE ENTRADA DO INVERSOR

Input (DC)	SG36KTL-M
Max. PV input voltage	1100 V
Startup voltage	200 V
Nominal input voltage	585 V
MPP voltage range	200 - 1000 V
MPP voltage range for nominal power	500 - 850 V
No. of MPPTs	3
Max. number of PV strings per MPPT	3 / 3 / 2
Max. PV input current	88 A (33 A / 33 A / 22 A)
Max. current for input connector	12 A

Fonte: SunGrow (2018)

Este inversor solar trabalha com a tecnologia de MPPT (*Maximum Power Point Tracker* ou seguidor de ponto de máxima potência), mostrada na figura 10. O circuito interno do inversor consegue controlar finamente a tensão das placas, de modo a achar o ponto máximo de potência segundo a curva  $I \times V$  para ser capaz de gerar mais energia. Conforme a figura 9, para o inversor poder trabalhar nesta MPPT, a tensão de entrada da string deve estar entre 500 e 850V.

FIGURA 10 - CURVA DE CORRENTE, TENSÃO E POTÊNCIA DE UM PAINEL SOLAR



Fonte: SamlexSolar (2018)

Observando agora a figura 11, obtida no *datasheet* do painel solar de 350W, temos os coeficientes de temperatura. Considerando 588V de tensão nominal, para trabalhar dentro do MPPT do inversor a *string* deve estar entre 85% e 144% (500 a 850V) da tensão nominal. O coeficiente de temperatura de tensão do módulo é negativo, ou seja, quando a temperatura sobe a tensão cai. Então, para chegar aos

85% da tensão nominal, a temperatura pode subir até 52°C segundo seu coeficiente. Para chegar até 144% da tensão, a temperatura tem que cair 152°C. Sendo 43°C a temperatura de operação nominal do módulo, concluímos entre -109°C e 95°C de operação o sistema será capaz de rastrear seu ponto máximo de potência, valor totalmente aceitável.

FIGURA 11 - CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA DO MÓDULO SOLAR

<b>TEMPERATURE CHARACTERISTICS</b>	
<b>Specification</b>	<b>Data</b>
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

Fonte: Canadian Solar (2018)

Observações: A temperatura referida nos cálculos não é a temperatura ambiente de operação do sistema e sim a temperatura na superfície da placa, que é normalmente cerca de 20°C maior que a ambiente. Segundo o *datasheet* do módulo, a temperatura de operação real dele é entre -40°C e 85°C, ou seja, dentro de toda essa faixa o sistema poderá operar no MPPT.

O inversor utilizado possui todas as proteções de corrente contínua necessárias nas suas entradas, não sendo obrigatório então a utilização de uma *string box*. Este dispositivo é uma caixa que fica localizada eletricamente entre os módulos e o inversor, contendo fusíveis, chaves seccionadoras e DPS para fazer a proteção CC. Poderíamos colocar uma *string box* no nosso sistema para obter uma redundância na proteção, porém não o faremos para otimizar custos.

Após a saída do inversor, já em corrente alternada trifásica, o sistema exige um transformador visto que a tensão de saída do inversor é de 380V F-F (fabricado segundo normas de tensão europeias) e a tensão convencional do estado do Paraná é de 220V F-F. Devemos utilizar um transformador isolador estrela-estrela rebaixador de 380V para 220V, com potência de 40kVA. Este transformador gera uma perda no sistema de aproximadamente 2 a 3% que não pode ser evitada quando a tensão da instalação elétrica é de 220V F-F. Em outros estados do Brasil como Santa Catarina,

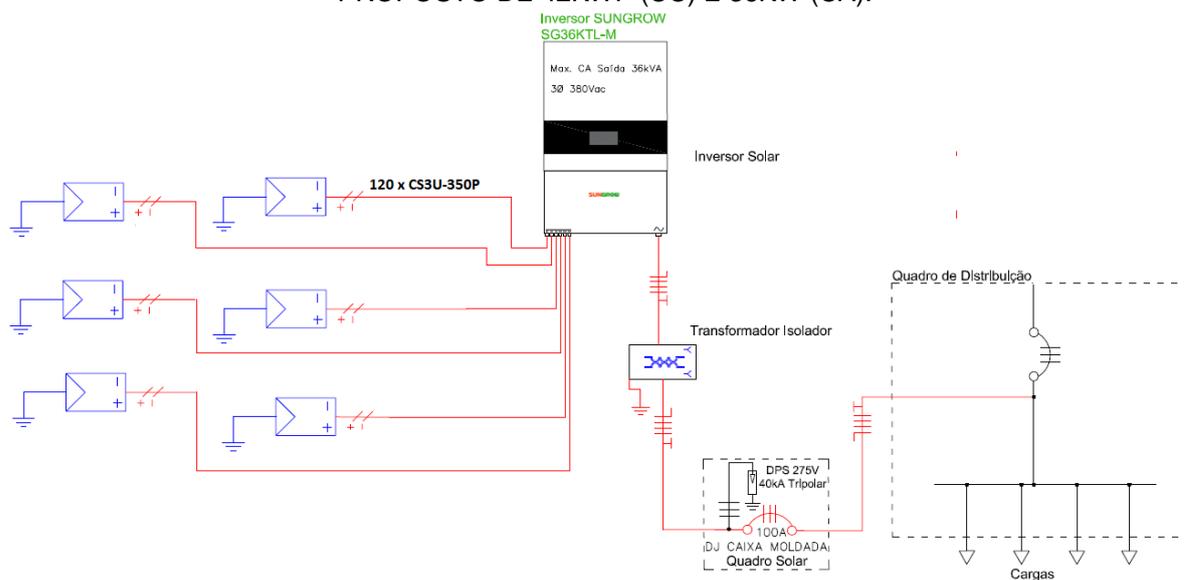
ou em plantas industriais que possuem rede elétrica 380V, este equipamento poderia ser retirado do projeto reduzindo o custo e aumentando a eficiência.

Após a saída deste transformador, necessitamos instalar um quadro elétrico solar de proteção CA. Nele, colocaremos apenas um DPS 275V 40kA tripolar e um disjuntor trifásico de 100A, capaz de proteger a tensão máxima de saída de 36kW CA trifásico a 220V. A saída deste quadro solar será conectada em algum quadro de distribuição existente da instalação elétrica do local, sendo o sistema solar conectado como carga, podendo ser considerado uma “carga negativa”, ou seja, uma carga capaz de fornecer potência. A energia injetada pelo sistema será utilizada pelas cargas deste quadro de distribuição ou transmitida para o quadro superior. Quando não houver mais necessidade de energia na instalação local, a potência excedente gerada será injetada na rede da concessionária de energia, neste caso a Copel. O medidor de energia deverá ser substituído por um modelo bidirecional, ou seja, capaz de medir essa injeção na rede elétrica. Esta energia será contabilizada pela Copel e transferida aos cooperados via créditos de kWh da usina proporcionalmente ao número de cotas adquiridas de cada um.

A conexão do sistema solar com a rede elétrica da concessionária de energia é um ponto que deve ser estudado, principalmente para projetos fotovoltaicos de potência superior a esta trabalhada aqui. A injeção de 36kW não é muito significativa em relação a sistemas de distribuição, principalmente se injetada próximo a algum perímetro urbano. O inversor como dispositivo de eletrônica de potência que chaveia constantemente seus transistores, gera distorção harmônica na rede elétrica da concessionária durante a injeção de energia. O estudo desta conexão usina geradora fotovoltaica voltada para cooperativas e a rede elétrica é uma sugestão de estudo futuro, não sendo o objetivo do presente trabalho.

Outra proteção necessária para este sistema é o **PDA para os módulos com aterramento**. O estudo mais detalhado de proteção deste sistema não é objeto deste estudo e está incluído na lista de sugestões de estudos futuros. O diagrama unifilar simplificado do projeto se encontra na figura 12.

FIGURA 12 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PROPOSTO DE 42KWP (CC) E 36KW (CA).



Fonte: O autor (2018)

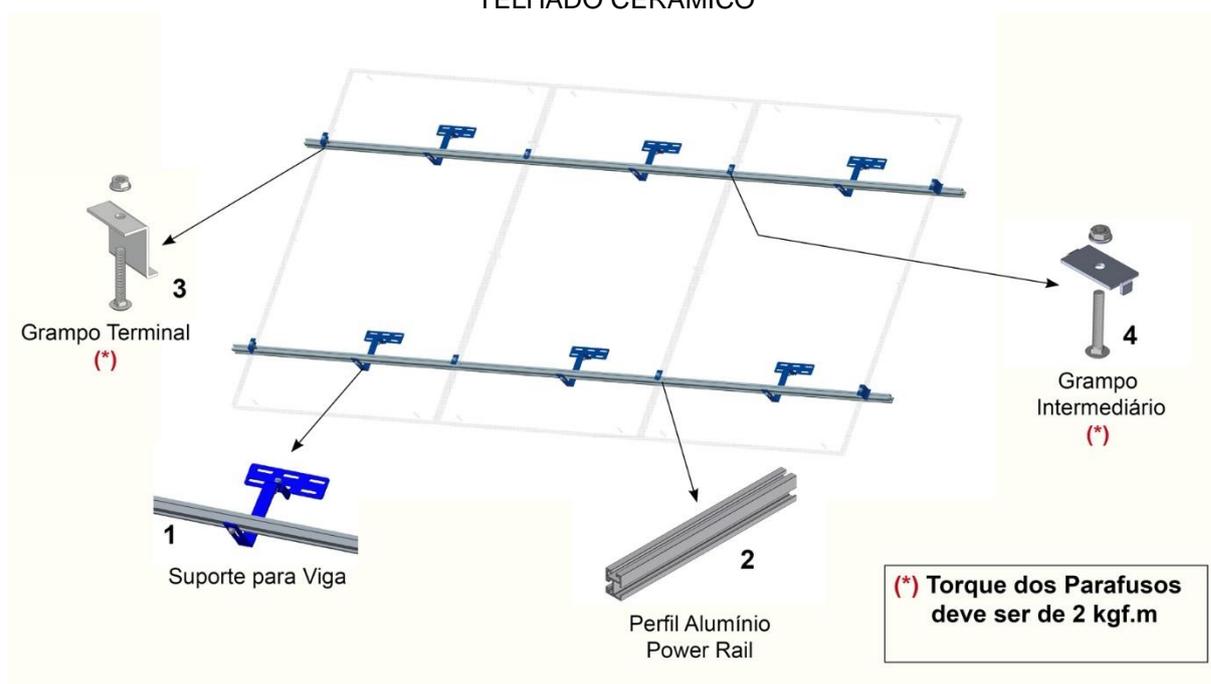
O único quesito técnico elétrico que é variável entre os modelos propostos a seguir é o cabeamento. Sem conhecer exatamente a planta da instalação, não é possível determinar o comprimento e as bitolas dos cabos e eletrodutos que serão utilizados seguindo as normas técnicas vigentes no Brasil. Este detalhamento do cabeamento também fica como sugestão de estudos futuros, sendo necessariamente aplicado a uma planta específica e não genérica como neste projeto. No item 3.4, em análise financeira, são feitas estimativas de custos com cabeamento para cada solução técnica, sendo esta a única variável do projeto elétrico.

### 3.2.2 Solução técnica em telhado

A instalação de módulos solares em telhado já foi bem difundida no mercado brasileiro faz alguns anos, desde a primeira regulamentação da ANEEL para geração distribuída em 2012. Alguns tipos de estruturas para telhado são vendidos hoje no Brasil, sendo o mais utilizado a instalação de perfis metálicos, onde as placas são fixadas com grampos. Para conectar o perfil ao telhado, existem diversas técnicas que dependem do tipo de telhado, como por exemplo: Fixação direta com parafusos

autoperfurantes para telhados metálicos; perfuração das vigas e conexão com parafusos prisioneiros para telhados de fibrocimento; utilização de ganchos fixados no caibro de telhados cerâmicos a até pregadores metálicos para telhas zipadas. A figura 13 exemplifica como são utilizados os perfis e os grampos para a instalação dos módulos bem como o suporte tipo gancho para fixação em telhados cerâmicos.

FIGURA 13 - EXEMPLO DE ESTRUTURA PARA INSTALAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM TELHADO CERÂMICO



Fonte: PLP Brasil Power Rail (2018)

Para este projeto, não temos um tipo de telhado definido, então utilizaremos algo genérico. Consideraremos então os custos de estrutura para telhado de fibrocimento pois se trata do preço médio nesta categoria – Valores serão desenvolvidos no item 3.4.

Considerando que a estrutura do telhado onde serão instaladas as placas seja existente (barracão, depósito, centro de distribuição), para essa solução não é necessária nenhuma obra civil (se não houver necessidade de reforço estrutural, não considerada neste projeto). A maior particularidade para esta instalação é a elevação dos módulos até o telhado, que pode ser feita com um guincho alugado capaz de subir um módulo por vez, realizando 120 içamentos.

Se tratando de uma estrutura já construída, precisamos calcular a carga estrutural neste caso. Segundo o *datasheet* do módulo, a sua massa é de 22,6kg.

Considerando uma massa extra de aproximadamente 2,4kg de estrutura por placa, temos 25kg/módulo no total. Então, a carga estrutural do sistema é de 3 toneladas e consideramos que o telhado escolhido será capaz de suportá-la.

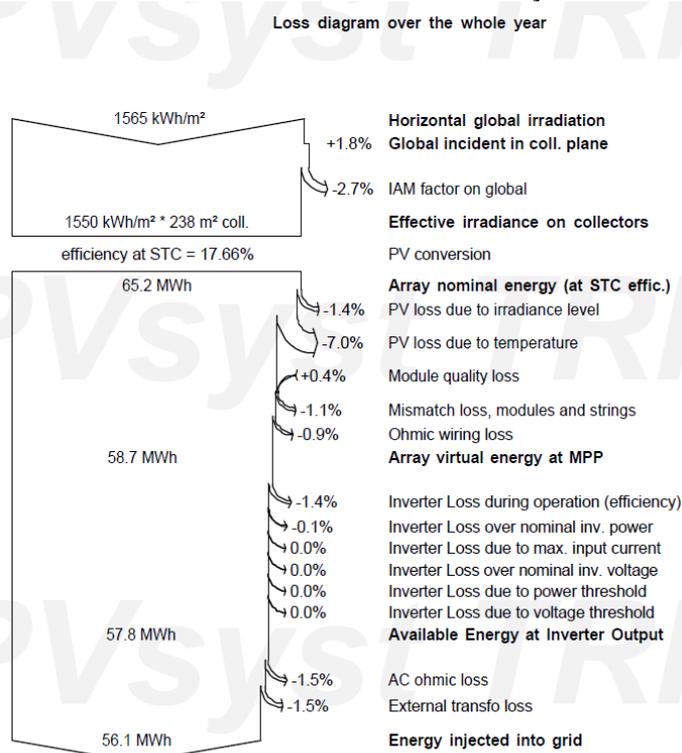
Cada módulo solar utilizado possui aproximadamente 2 m<sup>2</sup>. Em uma instalação de telhado, podemos considerar genericamente que praticamente todo o telhado é uma área útil para instalar os módulos, com perda de 10%. Dessa forma, considerando 2,2 m<sup>2</sup> por placa, o sistema proposto ocupará uma área de 264 m<sup>2</sup>.

Para cálculo da geração solar de todos os sistemas propostos, utilizamos um software chamado PVSyst. Esta ferramenta é integralmente desenvolvida para o dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos. Ela tem como input os equipamentos utilizados, já definidos aqui anteriormente, além de perdas e características de angulação dos módulos. Após a inserção de todos os parâmetros, é possível rearranjar as *strings* e as MPPTs no inversor segundo a quantidade de módulos, procurando sempre a maior eficiência.

Para as perdas, serão utilizadas sempre o mesmo referencial para as três soluções propostas. A figura 14 mostra o diagrama de perdas completo para o telhado, sendo que os mesmos percentuais serão aplicados nas outras soluções. Em relação a angulação, necessitamos definir dois ângulos:

- 1) *Azimuth*. Esse se trata da orientação geográfica do painel instalado e é medido entre 180° e -180°, sendo o 0° a orientação para o norte. Para sistemas em telhado, o *azimuth* dos módulos é o mesmo da cobertura do local (não considerando nenhum tipo de corretor de angulação). Como a localização não é definida, o *azimuth* escolhido é o de 55° por se tratar de um ângulo que apresenta algo próximo da geração média variando o *azimuth* de -180° a 180°;
- 2) *Inclinação*. Esse ângulo representa a inclinação do painel fotovoltaico em relação ao plano horizontal e tem influência direta na geração de energia. Em telhados de ao menos 264 m<sup>2</sup> que viabilizariam a estrutura deste projeto, as inclinações costumam ser baixas. Consideramos então 10°. Observação: Em telhados menores, residenciais por exemplo, essa inclinação costuma ser mais alta.

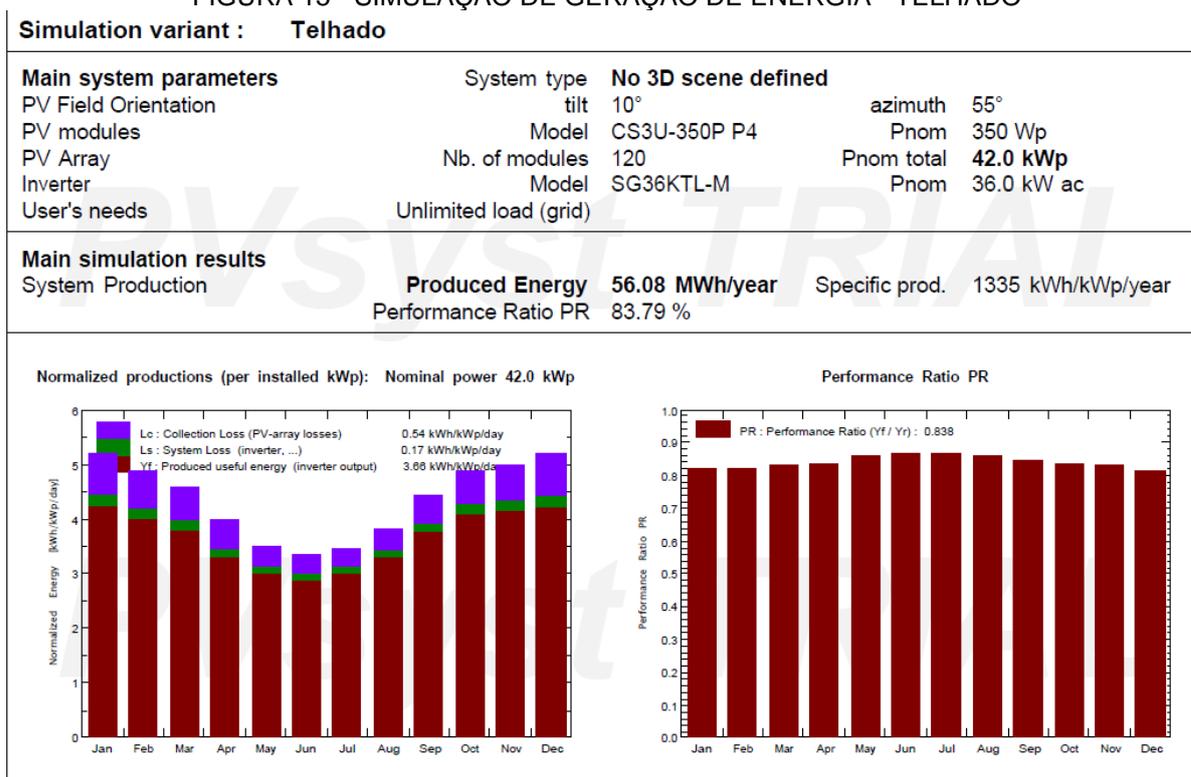
FIGURA 14 - DIAGRAMA DE PERDAS DAS SOLUÇÕES PROPOSTAS



Fonte: PVSyst (2018)

O último dado necessário para simular a geração de energia é a localização da usina, informação mais importante visto que cada local recebe uma irradiação solar diferente. Visto que o projeto pode ser instalado em qualquer local do Paraná, será feita uma análise das principais regiões do estado. Porém, para a simulação PVSyst, utilizaremos os dados de irradiação da capital Curitiba. Os resultados são apresentados na figura 15.

FIGURA 15 - SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA - TELHADO



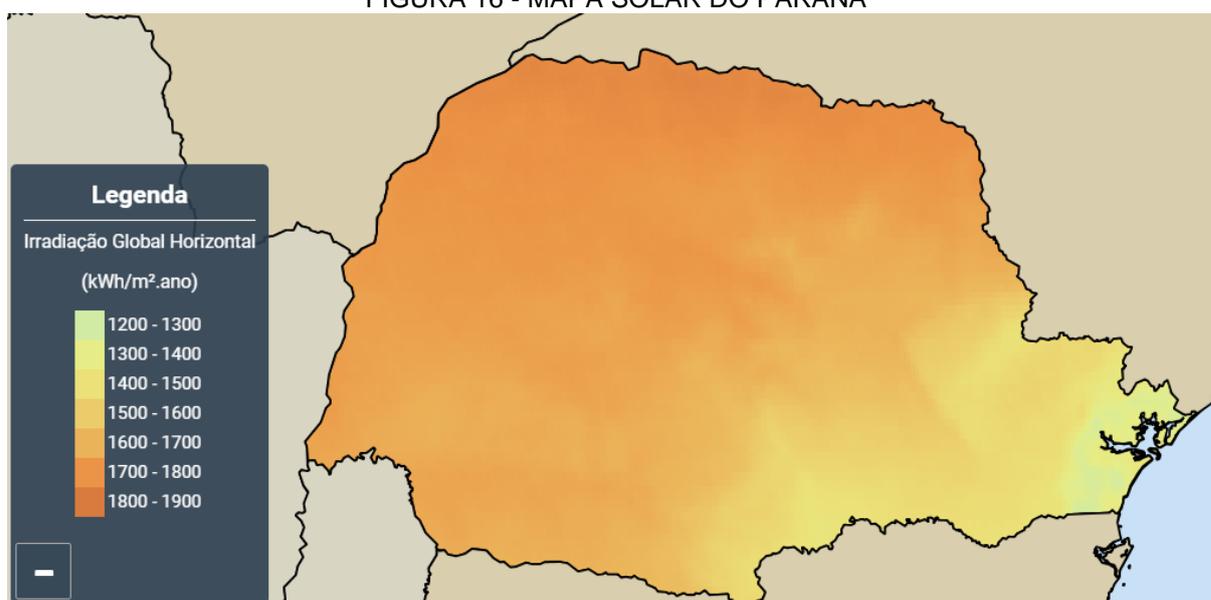
Fonte: PVSyst (2018)

Então, o sistema gera 56,08 MWh/ano. Outros dois dados muito importantes resultantes da simulação são a *Performance Ratio* (PR) e a Produtividade Específica (PE - *Specific prod*). A PR mede a eficiência da parte elétrica do sistema e neste caso foi de 83,79%. Ela deve ser muito semelhante nas outras duas soluções devido ao fato de utilizar os mesmos equipamentos e as mesmas perdas, com diferenças minimalistas do modelo de simulação.

Já a produtividade específica é um conceito que mede o desempenho geral do sistema, tanto solar como CC e CA. Esse valor pode sozinho dimensionar sistemas rapidamente, pois ele mede a energia gerada por um sistema equivalente de 1 kWp em um ano. Alterando a potência base e/ou o período de tempo, temos a resposta geral para a geração de energia do sistema. Este conceito, medido em (kWh/kWp)/ano, é muito utilizado para dimensionamentos rápidos de sistemas na área comercial para dar uma estimativa preliminar aos clientes da sua necessidade. O valor para a solução de telhado em Curitiba ficou em 1335 (kWh/kWp)/ano.

Agora, para obter os dados de geração de outras partes do Paraná, a figura 16 mostra os dados de irradiação média do estado do Paraná, medidos pelo LABREN-UTFPR. Na tabela 1, foram selecionadas algumas regiões das principais cidades do estado com seus índices de irradiação solar média e o que isso representa em relação a irradiação de Curitiba. Com essa variação, podemos calcular a geração solar do sistema em telhado em outros pontos do Paraná.

FIGURA 16 - MAPA SOLAR DO PARANÁ



Fonte: Atlas Solar Labren-UTFPR(2018)

TABELA 1 - IRRADIAÇÃO SOLAR NAS PRINCIPAIS REGIÕES DO ESTADO DO PARANÁ

Local	Irradiação solar diária média [kWh/m2.dia]	Variação em relação a Curitiba
Paranaguá e Região	3,89	-7,6%
Curitiba e Região	4,21	0,0%
Pato Branco e Região	4,70	11,6%
Cascavel e Região	4,75	12,8%
Maringá e Região	4,90	16,4%
Paranavaí e Região	5,00	18,8%

Fonte: Atlas Solar Labren-UTFPR (2018)

Portanto, a tabela 2 mostra os resultados finais para a solução de telhado, com informações de geração em seis regiões do Paraná. Os resultados são apresentados em três unidades diferentes:

- 1) A geração total anual do sistema, representando o valor bruto de energia;
- 2) A Produtividade Específica, medida de desempenho geral do sistema capaz de mensurar objetivamente é qual avaliação técnica deste;
- 3) A produção de energia mensal por cota. Considerando a divisão da cooperativa em 120 cotas, esta terceira unidade de resultado permite um entendimento facilitado da geração de energia que o consumidor receberá em sua residência caso vire um cooperado solar, sendo ela utilizada tanto na análise financeira quanto como argumento de venda na parte comercial.

TABELA 2 - RESULTADOS TÉCNICOS FINAIS PARA A SOLUÇÃO EM TELHADO

Local	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]	Geração anual [MWh/ano] Telhado	Produtividade específica [(kWh/kWp)/ano] Telhado	Geração por Cota [kWh/mês] Telhado
Paranaguá e Região	3,89	51,8	1.234	36,0
Curitiba e Região	4,21	56,1	1.335	38,9
Pato Branco e Região	4,70	62,6	1.491	43,5
Cascavel e Região	4,75	63,3	1.507	43,9
Maringá e Região	4,90	65,3	1.554	45,3
Paranavaí e Região	5,00	66,6	1.586	46,3

Fonte: O autor (2018)

### 3.2.3 Solução em Solo

As estruturas de solo para painéis solares são amplamente utilizadas em usinas de geração centralizada, sendo que existem usinas em operação no mundo de mais de 1GW de potência instalada, ou seja, usinas com mais de quatro milhões de painéis solares. As estruturas de solo também são utilizadas na geração distribuída, normalmente em projetos na ordem de megawatts (devido à falta de espaço em telhado para projetos deste porte). Porém, nada impede instalar uma usina menor, de 120 módulos, com este tipo de solução.

As estruturas de solo mais com uso mais difundido no mercado são as estruturas tipo mesa, conforme figura 17 abaixo as exemplificando. Essas estruturas são fixadas no solo com hastes concretadas, ou seja, necessitam de uma obra civil para a instalação. Para realizar a sua instalação, também é necessária uma

adequação do solo, realizando uma terraplanagem caso a área esteja muito irregular. Devem ser feitos buracos para a colocação de cones de concreto onde serão fixadas as estruturas de solo, que podem ser feitos a mão (projetos menores) ou com uma máquina de crava-estava.

FIGURA 17 - ESTRUTURAS DE SOLO TIPO MESA



Fonte: Politec Estruturas (2018)

Em uma usina de solo, não podemos colocar painéis em 100% do espaço pois a sombra de uma linha de placas no começo ou final do dia afeta a próxima linha diminuindo a sua geração. Assim sendo, devemos deixar um espaçamento nas placas de cerca de 75%. Ou seja, uma placa de  $2\text{m}^2$  ocupa aproximadamente  $3,5\text{m}^2$  em uma usina de solo. Considerando nosso projeto com 120 módulos, é necessária uma área livre de  $420\text{m}^2$ . Neste caso, não temos nenhum problema com a carga pois a estrutura foi feita exatamente para a instalação deste tipo de módulos.

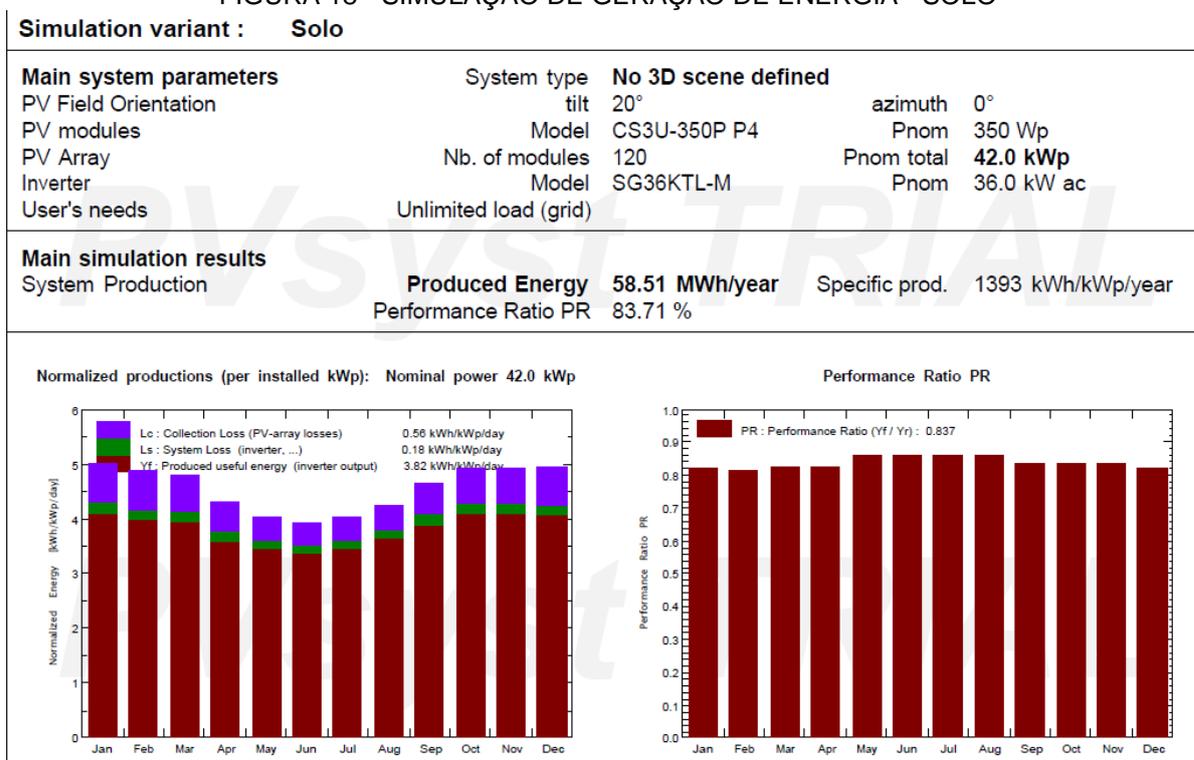
A conexão dos módulos com a estrutura é feita como nos telhados: Por meio de perfis de alumínio, que já são conectados na estrutura conforme imagem. Esta solução tem uma vantagem em relação a não-necessidade de içamento de módulos.

Para uma usina de solo, a angulação é definida de acordo com a maior eficiência possível, uma vez que estruturas são moldadas para o projeto específico. Em relação ao *azimuth*, podemos orientar os módulos totalmente virado para o norte ( $0^\circ$ ), onde a irradiação solar é mais alta. Já em relação a inclinação, o ângulo ideal representa algo próximo a latitude do local de instalação. Sendo assim, vamos a referenciar em  $20^\circ$  para apresentar um bom rendimento em todo o estado do Paraná.

Para usinas de solo, também existem estruturas que se movimentam e seguem o sol, porém não são alvo deste estudo e estão listadas como possíveis estudos futuros.

Então, mantendo todos os parâmetros pré-fixados no item 3.2.2, podemos realizar a simulação com o software PVSyst para a cidade de Curitiba. Os resultados estão disponíveis abaixo apresentados na figura 18. Já utilizando o mesmo método do item 3.2.1 para o cálculo da geração em diversos locais do Paraná, a tabela 3 apresenta os resultados finais para a solução técnica de estruturas no solo.

FIGURA 18 - SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA - SOLO



Fonte: PVSyst (2018)

TABELA 3 - RESULTADOS TÉCNICOS FINAIS PARA A SOLUÇÃO EM SOLO

Local	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]	Geração anual [MWh/ano] Solo	Produtividade específica [(kWh/kWp)/ano] Solo	Geração por Cota [kWh/mês] Solo
Paranaguá e Região	3,89	54,1	1.287,3	37,5
Curitiba e Região	4,21	58,5	1.393,1	40,6
Pato Branco e Região	4,70	65,3	1.555,3	45,4
Cascavel e Região	4,75	66,0	1.571,8	45,8
Maringá e Região	4,90	68,1	1.621,5	47,3
Paranavaí e Região	5,00	69,5	1.654,6	48,3

Fonte: O autor (2018)

### 3.2.4 Solução em Estacionamento

A instalação de painéis solares em estacionamentos vem sendo mais popular nos últimos anos no Brasil, visto que este tipo de estrutura serve para cobrir áreas onde a única finalidade é guardar carros. Esses sistemas utilizam a área sem reduzir o número de vagas e aumentando a proteção em relação à exposição ao tempo dos veículos ali parados. O mercado mostra atualmente muitos projetos com poucas placas em pequenos negócios para estacionamentos, visto que as estruturas chamam atenção e são utilizadas como marketing por estes pequenos empreendedores. Além disso, já existem diversas usinas grandes utilizando esta solução, como a cobertura do Parque de Exposições de Bordeaux, na França, mostrada na figura 19, que possui 12MW instalados.

FIGURA 19 - CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE DE BORDEAUX LAC



Fonte: Marie de Bordeaux (2012)

A instalação dos estacionamentos solares, também chamados de *carport*, é muito similar as instalações de solo tipo mesa, com a diferença de ter uma estrutura mais robusta por tanto mais cara, mas que não deixa a área em baixo dos módulos inutilizada. As obras civis podem então ser consideradas iguais em ambos os casos.

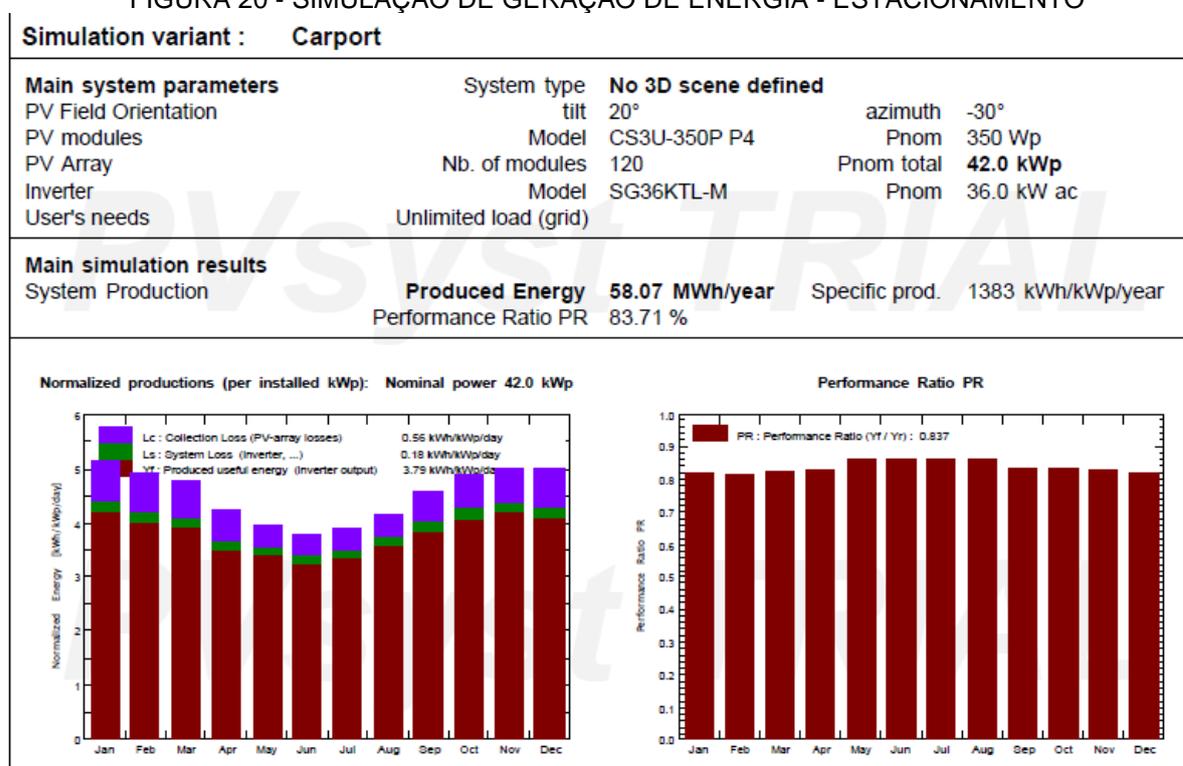
A área utilizada pela solução *carport* é um pouco maior que no solo, visto que se deve pensar em uma área de circulação para os carros na instalação dos cones de concreto. Podemos então considerar 5 m<sup>2</sup> por módulo solar nos estacionamentos, então nosso projeto de 120 placas necessita uma área de 600m<sup>2</sup>.

Em relação a angulação, as estruturas para estacionamento também podem ter sua inclinação variável como em solo, vamos então manter os 20°. Já para o *azimuth*, diferentemente do solo que podemos escolher a orientação para o norte, no neste caso seria necessário analisar o estacionamento especificamente e definir o melhor *azimuth* que não comprometa a circulação de veículos e nem diminua o

número de vagas. Desta fora, vamos utilizar um valor com resultado melhor que o médio porém não ideal:  $-30^\circ$ .

Utilizando estes valores a toda a definição no item 3.2.2 para as constantes deste projeto, podemos rodar a simulação no PVsyst, que tem seus dados apresentados na figura 20. Utilizando-se dos mesmos métodos para o cálculo nas seis regiões definidas no Paraná da solução em telhado, abaixo na tabela 4 os resultados finais para estacionamento com os conceitos de geração total, produtividade específica e geração por cota da cooperativa.

FIGURA 20 - SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA - ESTACIONAMENTO



Fonte: PVsyst (2018)

TABELA 4 - RESULTADOS TÉCNICOS FINAIS PARA A SOLUÇÃO EM ESTACIONAMENTO

Local	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]	Geração anual [MWh/ano] Estacionamento	Produtividade específica [(kWh/kWp)/ano] Estacionamento	Geração por Cota [kWh/mês] Estacionamento
Paranaguá e Região	3,89	53,7	1.277,6	37,3
Curitiba e Região	4,21	58,1	1.382,7	40,3
Pato Branco e Região	4,70	64,8	1.543,7	45,0
Cascavel e Região	4,75	65,5	1.560,1	45,5
Maringá e Região	4,90	67,6	1.609,4	46,9
Paranavaí e Região	5,00	69,0	1.642,2	47,9

Fonte: O autor (2018)

### 3.2.5 Análise comparativa das soluções técnicas

Observando as tabelas 2, 3 e 4, temos todos os resultados de geração de energia para o mesmo sistema de 120 módulos de 350W em três soluções diferentes. Vemos que a produtividade específica da usina de solo é a maior seguida pelo estacionamento e por último o telhado.

Em relação aos locais do Paraná, vemos que a região de Paranavaí é a melhor do estado para a geração de energia elétrica com módulos fotovoltaicos visto que tem maior irradiação solar média durante o ano. Para uma análise mais simplificada, será utilizada apenas a geração de energia na região de Curitiba nos cálculos de viabilidade financeira visto que o local não é definido. Sabemos que em caso de instalar a usina em locais com maior irradiação solar o resultado técnico de geração de energia será otimizado e conseqüentemente a análise financeira apresentará resultados melhores.

Em relação aos conceitos de geração, embora a PE seja mais técnica e a geração total seja o número bruto real, iremos considerar apenas a geração por cota da cooperativa, desta forma podendo fazer uma análise mais individualizada deste item que é uma inovação no meio acadêmico. Por fim, a tabela 5 mostra essa comparação dos resultados de cada solução e a variação em relação a usina telhado que é a de menor desempenho.

TABELA 5 - ANÁLISE COMPARATIVA DAS SOLUÇÕES TÉCNICA

Solução Técnica	Geração mensal por cota [kWh/mês]	Variação em relação a telhado
Telhado	38,9	-
Solo	40,6	4,33%
Estacionamento	40,3	3,56%

Fonte: O autor (2018)

### 3.3 SOLUÇÃO ADMINISTRATIVA DA COOPERATIVA

Para viabilizar a cooperativa solar, é necessário ter um controle administrativo de todas as informações e do dinheiro que passam por ela, por isso a necessidade desta solução abordada neste item. Conforme item 2.4, a regulamentação da ANEEL permite a criação de cooperativas solares que injetam energia elétrica na rede da concessionária de energia e este é distribuída via créditos de kWh aos cooperados conforme os seus percentuais de participação na cooperativa. Definimos também que serão vendidas 120 cotas da usina, desde que ao menos 20 pessoas físicas sejam os compradores das cotas. Desta forma, podemos tratar individualmente cada cota, de forma a chegar em um custo inicial para a aquisição desta e também ao seu custo de operação.

Para a definir o processo de formação da usina, primeiramente necessitamos definir os principais stakeholders (partes interessadas) no projeto.

#### **3.3.1 Stakeholders**

Durante o processo de criação da cooperativa, temos 4 partes primordiais ligadas no processo. Isso não quer dizer exatamente que cada parte necessita ser uma empresa independente, nada impede que uma sociedade execute mais de uma dessas funções ou então inclusive todas elas.

Primeiramente temos a **integradora** solar. Essa função envolve todo o procedimento técnico da usina, desde a precificação dela até a compra de materiais e equipamentos, o projeto elétrico completo, a execução da obra e a ligação da usina na rede elétrica da concessionária via homologação do projeto. A responsabilidade da integradora se dá apenas durante a fase de execução da usina, uma vez que a usina entrou em funcionamento esta função está concluída. A integradora não precisa ter nenhum envolvimento com a cooperativa pois este projeto solar pode ser pensado como um outro projeto qualquer para geração localizada.

Temos também os **vendedores** ou equipe comercial de vendas. Estes são responsáveis pela prospecção de clientes, ou seja, na busca de possíveis cooperados. Eles têm o preço tabelado de casa cota e conhecem bem os resultados

financeiros e as vantagens de se tornar um cooperado. São pagos segunda comissão de vendas.

Outro stakeholder é o **investidor**. A sua única função é colocar capital para movimentar o negócio e receber de volta margens lucro conforme acordadas entre as partes. É uma função essencial para conseguir viabilizar um modelo de negócio.

Por último, a **administradora** é o organismo mais importante de todo o processo, pois ela deve gerir todos os envolvidos incluindo os clientes (cooperados). Ela tem papel fundamental na formação da usina e é a única que continua trabalhando após a conclusão da obra e a entrada em funcionamento.

### 3.3.2 Formação da cooperativa e da usina

Uma vez que os vendedores conseguirem vender 120 cotas, o processo de formação da cooperativa deve ser iniciado. A administradora, que tinha previamente selecionado o local da obra (via arrendamento de terreno) e o tipo de solução técnica utilizada, gere todos o capital recebido por meio das vendas, distribuindo as comissões de venda e a parte da integradora. Então, a integradora pode começar a fazer o projeto elétrico e a compra dos equipamentos. Enquanto isso, a administradora realiza a parte burocrática da cooperativa.

A administradora deve reunir todo o grupo dos cooperados, definindo regras e apresentando um **estatuto social**. Algumas das normas que devem ser definidas, por exemplo, são as regras de desligamento de um cooperado e a venda de cotas após formação da cooperativa. O estatuto dará o poder máximo legal da cooperativa à assembleia geral dos cooperados, de forma que a administradora seja apenas um prestador de serviço deles.

Com as regras e as cotas definidas, a administradora auxilia os cooperados na fundação da cooperativa que deve ser feita em cartório com seu estatuto social. Deve ser feita também uma formalização perante as instituições pertinentes: a Junta Comercial do Estado, a Receita Federal e a OCB (Organização das Cooperativas Brasileiras). A administradora é responsável por gerir a cooperativa contável e juridicamente, de modo que o cooperado não precise se preocupar com nada.

Observação importante: Todos os dados desse estudo consideram que será criada uma nova cooperativa com objetivo específico de geração de energia compartilhada. Porém, qualquer outro tipo de cooperativa já criada pode decidir entrar neste ramo de compartilhamento de energia, não precisando então passar por esses processos burocráticos de formação.

O estatuto social deverá prever um conselho fiscal, o qual será composto de três ou mais membros efetivos e respectivos suplentes. Esse conselho será responsável por supervisionar a administradora em todas as suas tarefas.

Todos os gastos com a criação da cooperativa já estão colocados dentro do valor das cotas, ou seja, o cliente futuro cooperado só precisa pagar uma taxa de adesão correspondente a cota completa.

Após a cooperativa devidamente formada legalmente, a integradora pode utilizar seus dados para dar entrada no processo de conexão da usina solar com a rede elétrica, a chamada Solicitação de Acesso. Para isso, eles precisam ter constituído uma Unidade Consumidora inscrita no CNPJ da cooperativa na Copel no local de instalação da usina solar. Posteriormente, com o projeto aprovado, a integradora receberá o Parecer de Acesso os autorizando a instalar e ligar o sistema solar.

No momento da entrada no processo de solicitação de conexão à rede perante a Copel, a administradora informa todos os beneficiados e as suas respectivas unidades consumidoras onde a energia gerada será compensada e o percentual de energia gerado que cada um tem direito (segundo as cotas).

Assim sendo, a usina começa a gerar energia, injetar na rede elétrica da Copel e transformá-la em créditos de energia que aparecerão nas faturas de energia dos cooperados.

### **3.3.3 Operação da cooperativa e da usina**

Após a entrada em funcionamento da usina, a administradora continua tendo a sua função muito importante de mantê-la operando. Para isso, será cobrada uma taxa mensal de operação da cooperativa que será gerida pela administradora, utilizada para pagar o arrendamento do local de instalação, taxas de manutenção e o próprio lucro da empresa administradora, que terá trabalho cuidando das suas usinas por ao menos 25 anos (garantia de geração dos módulos).

A empresa continua gerindo todos os processos de comunicação da cooperativa, enviando relatórios mensais de geração de energia ao cooperados e informando sobre qualquer tipo de contratempo encontrado.

A administradora também continua sendo responsável pela qualidade da usina, ou seja, realizando eventuais manutenções no sistema e a limpeza três vezes ao ano dos módulos solares, mantendo a sua durabilidade da usina. Eles também contratam e gerem um seguro para o sistema solar, protegendo contra os riscos de se ter uma usina solar.

Visto que existe uma taxa mensal de pagamento de operação da usina, existirá inadimplência de algum cooperado em algum momento. A administradora é responsável por verificar estes fatos e comunicar o conselho dos federados ou então a própria assembleia geral para decidir o que será feito com os inadimplentes.

### 3.4 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Utilizando como base as gerações de energia elétrica definidas anteriormente no estudo das soluções técnicas, bem como o modelo administrativo das cooperativas solares, podemos estudar a viabilidade econômica deste modelo de negócio. Visto que as cooperativas serão divididas por cotas que serão vendidas separadamente, podemos analisar economicamente este projeto por cota vendida, um diferencial deste trabalho pois veremos que o investimento inicial por cota será mais baixo que no caso de um pequeno projeto solar residencial convencional.

Para realizar este estudo, é necessário primeiramente definir os custos da cooperativa bem como fazer um estudo macroeconômico do mercado e dos índices financeiros que nele estão aplicados.

O estudo de custos é dividido em duas partes: Primeiramente, definimos o CAPEX (*Capital Expenditure*), que significa o custo inicial de investimento em uma cota da cooperativa solar. Além deste custo inicial que deve ser desembolsado pelo cooperado no momento da adesão a cooperativa, existe também o OPEX (*Operational Expenditure*). Este custo operacional representa os gastos que a cooperativa e consequentemente seus cooperados terão para manter a usina solar em funcionamento ao longo dos anos.

#### 3.4.1 Definição do CAPEX dos projetos

Para definir o Capex por cota de cada projeto, é necessário definir o custo total de cada usina e o dividir pelo número de cortas. Desta forma, veremos que os maiores custos fixos serão diluídos nos preços das cotas. Temos dois tipos de Capex na precificação, os que variam segundo a solução técnica e os fixos para os três projetos propostos. A tabela 6 mostra o resultado completo do Capex para os três projetos, sendo os custos em branco os que não variam para os três casos, os custos em amarelo são os variáveis e em vermelho temos o resultado do preço final para o cooperado.

Todos esses custos são explicados na sequência, sendo que as cotações de preço foram feitas utilizando três fornecedores diferentes e o melhor valor foi

escolhido. Visto o caráter comercial confidencial dos pedidos de cotação, o nome dos fornecedores em questão não será mostrado. Todas as cotações foram realizadas em outubro de 2018 e representam o preço desse período em reais. Sendo o mercado solar brasileiro altamente ligado a taxa de câmbio do dólar devido a grande quantidade de produtos importados envolvidos, esses valores podem sofrer alterações bruscas se cotados posteriormente.

TABELA 6 - VALORES DE CAPEX - SOLUÇÃO COMPLETA INSTALADA E REGISTRADA

Item	Telhado	Solo	Estacionamento
Módulos solares	R\$ 67.894,80	R\$ 67.894,80	R\$ 67.894,80
Inversor (c/SB)	R\$ 18.323,09	R\$ 18.323,09	R\$ 18.323,09
Estrutura	R\$ 8.160,00	R\$ 23.400,00	R\$ 60.396,00
Monitoramento	R\$ 467,77	R\$ 467,77	R\$ 467,77
Cabos solares	R\$ 3.340,00	R\$ 2.004,00	R\$ 2.004,00
Conectores MC4	R\$ 120,00	R\$ 120,00	R\$ 120,00
Seguro obra/1 ano	R\$ 1.068,59	R\$ 1.068,59	R\$ 1.068,59
Frete Kit	R\$ 3.667,23	R\$ 3.667,23	R\$ 3.667,23
Trafo	R\$ 3.322,00	R\$ 3.322,00	R\$ 3.322,00
Projeto Elétrico	R\$ 2.520,00	R\$ 2.520,00	R\$ 2.520,00
Kit AC	R\$ 4.310,89	R\$ 4.310,89	R\$ 4.310,89
Fixação dos módulos e elétrico	R\$ 2.700,00	R\$ 2.700,00	R\$ 2.700,00
Elétrica CA	R\$ 450,00	R\$ 450,00	R\$ 450,00
Obra civil	R\$ -	R\$ 4.050,00	R\$ 4.050,00
lçamento de módulos	R\$ 650,00	R\$ -	R\$ -
Alimentação e transporte	R\$ 800,00	R\$ 1.380,00	R\$ 1.380,00
Comissão de venda	R\$ 12.000,00	R\$ 12.000,00	R\$ 12.000,00
Gastos Contábeis & Jurídicos	R\$ 2.750,00	R\$ 2.750,00	R\$ 2.750,00
Gastos Extraordinários	R\$ 6.000,00	R\$ 6.000,00	R\$ 6.000,00
Margem de lucro integrador	R\$ 40.000,00	R\$ 40.000,00	R\$ 40.000,00
<b>VALOR TOTAL</b>	<b>R\$ 178.544,37</b>	<b>R\$ 196.428,37</b>	<b>R\$ 233.424,37</b>
<b>Valor por COTA</b>	<b>R\$ 1.487,87</b>	<b>R\$ 1.636,90</b>	<b>R\$ 1.945,20</b>
Valor por Wp	R\$ 4,25	R\$ 4,68	R\$ 5,56

Fonte: Diversas cotações organizadas pelo autor (2018)

#### 3.4.1.1 Valores de Capex fixos para os projetos

Primeiramente, temos os valores do chamado kit solar, que compreendem os principais equipamentos solares e são vendidos juntos pelos distribuidores. São eles: Módulos solares, inversor com SB (*string box*), estrutura metálica (tratada no item 3.4.1.2), central de monitoramento, cabos solares de corrente contínua (também tratados no item 3.4.1.2), conectores MC4, seguro da obra e frete. Esses equipamentos são vendidos juntos em um kit devido a isenção do imposto IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) para geradores de energia solar. Esta isenção está relacionada sempre a kits que possuem os módulos solares e representa um significativo ganho fiscal. Mesmo assim, esses kits podem ser alterados de acordo com o projeto do integrador e os valores unitários de cada item são fornecidos e estão mostrados na tabela 6.

A seguir, temos o transformador. Conforme definido na solução técnica, o projeto necessita de um transformador rebaixador 380-220V fase-fase para injetar a potência nas redes elétricas convencionais do Paraná. Seu valor é colocado já com o frete. O projeto elétrico solar é semelhante para os três casos, sendo cobrado um valor base de 60 reais por kWp instalado.

Já o kit AC é um valor difícil de ser cotado quando o local de instalação é desconhecido, pois ele engloba diversos componentes de corrente alternada como cabos CA de bitola variável segundo o projeto e os quadros CA com dispositivos de proteção (dependendo da instalação elétrica pré-solar do local serão diferentes). O valor colocado é então uma estimativa e representa 5% do valor somado dos módulos solares e do inversor.

A fixação dos módulos elétricos se trata da parte onde devemos contratar instaladores para realizar o serviço de fixação e é calculada segundo o valor de diárias de instaladores experientes e com todos os cursos e ferramentas necessárias para essa instalação.

A elétrica CA não é variável segundo os projetos e se trata do valor de diárias de eletricitas experientes para fazer toda a parte de cabeamento CA, instalação dos quadros CA e conexão elétrica do sistema solar com os quadros de distribuição do local.

A seguir, temos a comissão de venda. Ela foi definida como 100 reais por cota vendida a ser paga diretamente aos vendedores, totalizando 12 mil reais para as 120 cotas do projeto.

Os gastos contábeis e jurídicos representam tudo que será gasto com a criação da cooperativa, sendo necessário autenticar vários documentos em cartório e também a contratação de um contador.

Os gastos extraordinários foram definidos com 6 mil reais e englobam qualquer despesa extra que pode aparecer no projeto, como por exemplo viagens para negociação de equipamentos, troca de materiais estragados devido ao mau uso, pagamento de dias não produtivos aos instaladores e/ou eletricitistas (quando não puderam trabalhar devido a causas externas como o mau tempo por exemplo), eventuais fretes extras etc. Este valor é contabilizado no Capex para diminuir o risco da instalação.

E finalmente, temos a margem de lucro. Esta foi calculada com base no valor do projeto em telhado de forma que o valor final do projeto em Wp seja coerente com o mercado atual. Considerando 40 mil reais de lucro, a ser dividido entre o integrador, o investidor e a administradora, chegamos a um valor de R\$4,25/Wp para telhado, valor condizente com a atual realizada do mercado brasileiro para a potência de 42kWp a ser instalada. Desta forma, foi mantido os 40 mil reais para solo e estacionamento.

#### 3.4.1.2 Valores de Capex variáveis para os projetos

Esses valores variam segundo a solução técnica. Dentro do chamado kit solar com redução de IPI, temos as estruturas metálicas e os cabos CC. Para telhado, a estrutura necessária é mais em conta pois tem como premissa a utilização de uma estrutura de telhado já pronta que suporte a carga estrutural do sistema, de forma que necessitamos comprar os perfis, grampos e parafuso estrutural para ligar o perfil no telhado (considerado telhado de fibrocimento pois este possui um preço de estrutura médio entre as diversas opções de telhado). Na solução para telhado, temos também que considerar um maior custo para os cabos solares de corrente contínua, pois os inversores são normalmente instalados no em pavimentos inferiores então temos um desnível para considerar na quantidade de cabos (considerado 500m de cada polo para telhado).

Para solo, as estruturas tipo mesa consideradas possuem um maior valor em relação ao telhado, porém as estruturas carport são ainda mais robustas e então mais caras. Os valores cotados mostram claramente essa diferença de robustez. Tanto para estacionamento quanto para solo, 300m de cada polo de cabo CC foram contabilizados.

Agora em relação a montagem dos equipamentos, conforme definido na solução técnica, solo e estacionamento necessitam uma obra civil. O custo colocado já engloba a contratação de pedreiro e um mestre de obras para realizar o serviço bem como o aluguel de todas o maquinário necessário. Diferentemente para telhado onde não temos esse custo, temos um custo para içamento de módulos considerando o tempo de trabalho para este serviço e o aluguel de um guincho. Em relação a alimentação e transporte, este custo representa o que será oferecido aos trabalhadores como vale refeição e transporte e é mais alto para solo e estacionamento pois serão mais dias trabalhados.

Todos os custos definidos, chegamos no valor de Capex para o projeto global e podemos dividi-lo por 120 para chegar no valor por cota que será cobrado dos futuros cooperados. Esse valor é da solução completa solar, instalada e homologada na Copel e também dos custos relacionados a criação legal de uma cooperativa. Com esse valor tabelado, é mais simples realizar a venda de maneira que os vendedores já sabem exatamente quanto cobrar e qual será o ganho deles.

Os valores finais de Capex que serão utilizados na análise financeira são então: R\$1.487,87 para telhado, R\$1.636,90 para solo e R\$1.945,20 para estacionamento.

### **3.4.2 Definição do OPEX dos projetos**

Após a entrada em funcionamento da usina solar, seus cooperados começaram a receber o benefício na fatura de energia da Copel via compensação de energia elétrica. Porém, além do benefício, também deverá ser considerada uma taxa de manutenção da cooperativa. Este custo mensal é definido neste capítulo.

Assim como no Capex, alguns custos são fixos para as três soluções técnicas apresentadas e outros são variáveis. Como alguns dos gastos são anuais, o Opex anual será definido e a taxa mensal será considerada a média de todos esses meses.

A tabela 7 mostra o resultado final do Opex calculado, sendo explicada na sequência. Como na tabela 6, em branco temos as taxas fixas para as três soluções e em branco as variáveis.

TABELA 7 – VALORES DE OPEX TOTAL DOS MODELOS DE COOPERATIVA

Item	Telhado	Solo	Estacionamento
1) Taxa ADM Cooperativa	R\$ 4.200,00	R\$ 4.200,00	R\$ 4.200,00
2) Contador	R\$ 1.500,00	R\$ 1.500,00	R\$ 1.500,00
3) Seguro anual	R\$ 828,59	R\$ 828,59	R\$ 828,59
4) Troca do inversor	R\$ 732,92	R\$ 732,92	R\$ 732,92
5) Taxa de eletricitista	R\$ 300,00	R\$ 300,00	R\$ 300,00
6) Taxa mínima Copel	R\$ 1.200,00	R\$ 1.200,00	R\$ 1.200,00
7) Limpeza das Placas	R\$ 900,00	R\$ 1.350,00	R\$ 1.350,00
8) Arrendamento	R\$ 6.336,00	R\$ 12.600,00	R\$ 3.600,00
9) Inadimplência	R\$ 1.599,75	R\$ 2.271,15	R\$ 1.371,15
<b>Valor total anual</b>	<b>R\$ 17.597,26</b>	<b>R\$ 24.982,66</b>	<b>R\$ 15.082,66</b>
<b>Anualidade por cota</b>	<b>R\$ 146,64</b>	<b>R\$ 208,19</b>	<b>R\$ 125,69</b>
Valor total mensal	R\$ 1.466,44	R\$ 2.081,89	R\$ 1.256,89
Mensalidade por cota	R\$ 12,22	R\$ 17,35	R\$ 10,47

Fonte: O autor (2018)

#### 3.4.2.1 Valores de Opex fixos para os projetos

Primeiramente, temos a taxa de administração da cooperativa. Essa taxa é paga a administradora mensalmente durante todo o funcionamento da cooperativa e foi fixada em 350 reais por mês. Voltando aos stakeholders do projeto, a administradora é a única que tem um papel depois da entrada em funcionamento da usina, recebendo mensalmente esta parcela. Considerando uma empresa especializada em administração de cooperativas solares, esta é uma renda fixa de baixo risco capaz de manter a empresa em funcionamento durante muitos anos, principalmente tendo como objetivo a administração de várias cooperativas ao mesmo tempo.

A cooperativa tendo a sua própria inscrição na receita federal, é necessário a contratação de um contador para gerir as suas áreas financeira, econômica e patrimonial. Visto que essa em uma cooperativa não temos folha de pagamento, essa taxa de contabilidade é mais reduzida que em empresas com funcionários contratados e foi cotada em 1500 reais por ano.

Visando minimizar os riscos da operação do sistema, será contratado um seguro anual para o sistema solar fotovoltaico, o mesmo já comprado durante a fase de execução do projeto, portanto com o mesmo custo. Este seguro assume o risco do sistema quanto a intempéries climáticas, incêndios, curto-circuitos e roubos.

O inversor solar fotovoltaico tem uma vida útil de aproximadamente 13 anos segundo o fabricante, a metade da vida útil do sistema completo (25 anos). Então, entre os anos 12 e 13 de funcionamento do sistema será necessário realizar a troca do inversor. Para não gerar um Opex variável durante este ano da troca do inversor, gerando assim um prejuízo para os cooperados no futuro, esse custo (que é o mesmo do Capex) foi amortizado em 12 anos, de forma que o cooperado acabe criando uma espécie de consórcio para a troca do inversor. O custo de aproximadamente 18 mil reais do inversor se pago a vista causa uma desregulação no fluxo de caixa do projeto, porém amortizado tem um custo mensal de apenas 50 centavos por cota. Essa taxa continua sendo paga após os 13 anos como taxa extra de manutenção visto que o sistema será mais velho.

Sistemas solares fotovoltaicos não requerem muita manutenção elétrica, eles são capazes de funcionar automaticamente sozinhos durante anos. Porém, uma vistoria elétrica anual, com eventuais manutenções preventivas a serem feitas, ajuda no melhor funcionamento deste. É cobrada então uma taxa de eletricitista de 30 reais por ano.

A cooperativa tendo sua própria unidade consumidora de baixa tensão na Copel terá que pagar sua fatura de energia mensalmente. Esta será sempre a taxa mínima da concessionária visto que se a UC possuirá geração própria de eletricidade. O valor dessa conta será de aproximadamente 100 reais mensais.

Sendo 120 cotas, temos que considerar o risco de inadimplência dos cooperados que deixarem de pagar a mensalidade operacional da usina. Para compensar essa possível falta de pagamento, 10% de taxa será cobrada de inadimplência será cobrada. Ou seja, das 120 cotas será recebido apenas a mensalidade de 108 destas. Cobrando essa taxa, é possível manter a cooperativa funcionando até que o problema de pagamento seja resolvido. Este valor não é fixo para as três soluções em reais mas sim percentualmente.

### 3.4.2.2 Valores de Opex variáveis para os projetos

Para manter o rendimento dos módulos fotovoltaicos, é necessário fazer a lavagem das placas três vezes ao ano. Essa se trata de uma lavagem simples, apenas com um esfregão de cerdas macias, água e detergente neutro. A lavagem para os módulos no telhado é mais simples que os módulos em estacionamento ou solo pois as placas se encontram no “chão” para quem está em cima do telhado. Alguns cuidados extras como linha de vida devem ser tomados, entretanto. Consideramos então duas pessoas por lavagem, com custo de 150 reais por pessoa. Ou seja, em três lavagens anuais este custo fica em 900 reais/ano.

Já para estacionamento e solo, a dificuldade é mais alta visto que os módulos se encontram fora do campo de visão de quem está os limpando no chão. Devido ao grau de dificuldade mais elevado, consideramos três pessoas por lavagem a também 150 reais a diária, chegando em um total de 1350 reais por ano.

O último quesito do Opex trata do arrendamento do local onde serão instalados os módulos, visto que a cooperativa não possuirá nenhum terreno próprio. Este valor é diferente para os três casos. Observação: A administradora é a responsável por manter o contrato de arrendamento, sendo que este deve ser firmado inicialmente por toda a vida útil do sistema de forma que não seja necessário a troca de local das placas devido ao seu alto custo.

Primeiramente para telhado, os módulos ficam instalados em uma região fora do campo de vista de todas as pessoas que ali passam, não tendo nenhuma contribuição positiva nem negativa para o arrendador. Sendo necessário 264m<sup>2</sup>, será considerado um valor mensal de R\$2,00/m<sup>2</sup> alugado, um valor razoável para ambas as partes. Ou seja, a mensalidade será de 528 reais.

Para a usina em solo, toda a área utilizada pelo sistema solar fotovoltaico não poderá ser utilizada para nenhum outro fim e também não agregará valor ao local. Então, temos que considerar o preço cheio do aluguel. Para terrenos afastados da cidade, um valor médio para a compra destes seria de 500 reais/m<sup>2</sup>, considerando uma mensalidade de 0,5% para seu arrendamento o valor fica em R\$2,50/m<sup>2</sup>. Então, para um terreno de 420m<sup>2</sup> como a solução de solo necessita, teríamos um custo mensal de arrendamento de 1050 reais.

Já para o estacionamento, a área arrendada não fica inutilizada e ainda gera proteção para os carros que irão estacionar de baixo dos módulos solares. Este

investimento também gera marketing pois os módulos ficam visíveis aos clientes do estabelecimento, chamando atenção para novos clientes. Por este motivo, consideramos R\$0,50/m<sup>2</sup> para o arrendamento, totalizando 300 reais por mês para os 600m<sup>2</sup> necessários.

Desta forma, temos o valor das mensalidades finais por cotas definidos como: R\$12,22 para telhado, R\$17,35 para solo e R\$10,47 para estacionamento. Como os cálculos de viabilidade financeira serão feitos anualmente, o valor anual do Opex será utilizado.

### **3.4.3 Análise da macroeconomia**

Para poder realizar um estudo de viabilidade financeira, alguns índices devem ser analisados historicamente e devemos fazer algumas projeções para os anos seguintes. Entre os principais índices necessários neste projeto, temos a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), que é considerada a principal taxa de juros brasileira, chamada ainda de taxa básica de juros. A taxa Selic pode ser utilizada como base para avaliar investimentos, uma vez que uma aplicação financeira de baixo risco pode ser considerada com um rendimento na taxa Selic.

Outro índice importante é o IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), que tem como objetivo oferecer a variação dos preços no comércio para o público final. O IPCA é considerado o índice oficial de inflação do país.

O Banco Itaú, maior *corporate & investment bank* da América Latina, fornece livremente um histórico destas e muitas outras taxas econômicas, bem como uma previsão para os próximos anos. A tabela 8 mostra todos esses índices e as previsões do Itaú até 2022, no chamado Cenário de Longo Prazo. Utilizaremos estes dados e previsões para a análise financeira do projeto.

TABELA 8 - INDICADORES FINANCEIROS ITAÚ

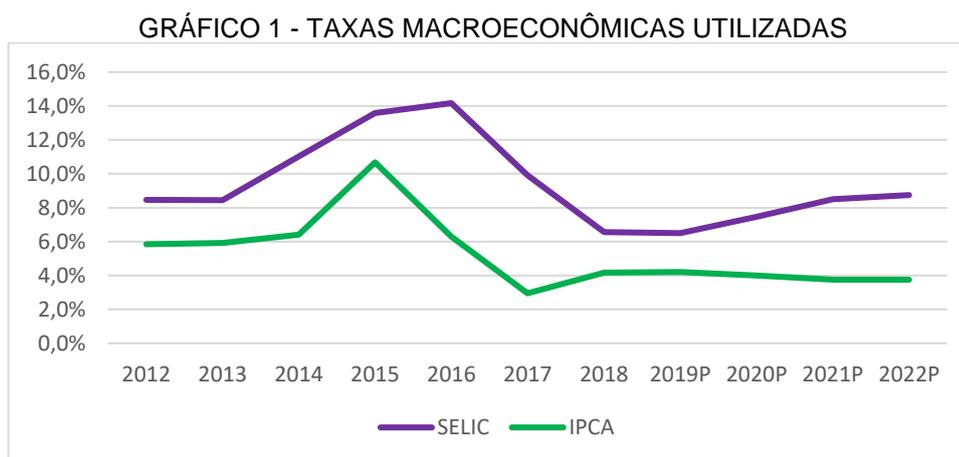


### Cenário de Longo Prazo

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
<b>Economia Mundial</b>											
Crescimento do PIB Mundial	3,5%	3,5%	3,6%	3,5%	3,3%	3,7%	3,8%	3,5%	3,4%	3,3%	3,1%
EUA	2,2%	1,8%	2,5%	2,9%	1,6%	2,2%	2,9%	2,4%	1,7%	1,7%	1,8%
Zona do Euro	-0,8%	-0,2%	1,4%	2,0%	1,9%	2,5%	1,9%	1,5%	1,4%	1,2%	1,0%
Japão	1,5%	2,0%	0,0%	1,4%	1,0%	1,7%	1,1%	1,2%	1,0%	1,0%	1,0%
China	7,9%	7,9%	7,2%	6,8%	6,7%	6,9%	6,5%	6,1%	5,8%	5,3%	4,6%
CPI EUA	1,8%	1,5%	0,7%	0,7%	2,1%	2,0%	1,8%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
<b>Brasil</b>											
<b>Setor Externo e Taxa de Câmbio</b>											
BRL / USD Nominal – final de período	2,05	2,36	2,66	3,96	3,26	3,31	3,75	3,90	3,90	4,00	4,00
BRL / USD – média do ano	1,95	2,16	2,35	3,33	3,49	3,19	3,64	3,83	3,90	3,95	4,00
Balança Comercial – USD Bil.	19	2	(4)	20	48	67	57	55	48	50	54
Exportações – USD Bil.	243	242	225	191	185	218	237	237	239	244	260
Importações – USD Bil.	223	240	229	171	138	151	180	182	191	194	206
Conta Corrente – % PIB	-3,0%	-3,0%	-4,2%	-3,3%	-1,3%	-0,5%	-0,8%	-1,2%	-1,9%	-1,8%	-1,8%
<b>Atividade Econômica</b>											
PIB Nominal – BRL Bil.	4.815	5.332	5.779	5.996	6.259	6.560	6.880	7.375	7.880	8.420	8.965
PIB Nominal – USD Bil.	2.463	2.468	2.455	1.800	1.795	2.055	1.889	1.925	2.025	2.126	2.220
Crescimento real do PIB	1,9%	3,0%	0,5%	-3,5%	-3,5%	1,0%	1,3%	2,5%	3,0%	2,9%	2,7%
<b>Inflação</b>											
IPCA	5,8%	5,9%	6,4%	10,7%	6,3%	2,9%	4,2%	4,2%	4,0%	3,8%	3,8%
INPC	6,2%	5,6%	6,2%	11,3%	6,3%	2,9%	4,2%	4,2%	4,0%	3,8%	3,8%
IGP-M	7,8%	5,5%	3,7%	10,5%	7,2%	-0,5%	8,8%	4,1%	4,0%	3,8%	3,8%
IPA-M	8,6%	5,1%	2,1%	11,2%	7,6%	-2,5%	11,2%	4,1%	4,0%	3,8%	3,8%
<b>Taxa de Juros</b>											
Selic – final de período	7,25%	10,00%	11,75%	14,25%	13,75%	7,00%	6,50%	6,50%	8,00%	8,50%	8,75%
Selic – média do ano	8,5%	8,4%	11,0%	13,6%	14,2%	9,9%	6,6%	6,5%	7,5%	8,5%	8,8%
Taxa real de juros (SELIC/IPCA) – final de período	2,5%	2,4%	4,3%	2,6%	7,4%	6,8%	2,3%	2,2%	3,3%	4,6%	4,8%
CDI – final de período	7,11%	9,78%	11,51%	14,14%	13,63%	6,99%	6,39%	6,39%	7,89%	8,39%	8,64%
TJLP – % Dez	5,50%	5,00%	5,00%	7,00%	7,50%	7,00%	6,98%	6,34%	7,33%	7,29%	7,49%
<b>Finanças Públicas</b>											
Superávit Primário – % do PIB	2,2%	1,7%	-0,6%	-1,9%	-2,5%	-1,7%	-1,8%	-1,3%	-0,8%	0,4%	0,7%
Superávit Nominal – % do PIB	-2,3%	-3,0%	-6,0%	-10,2%	-9,0%	-7,8%	-7,1%	-6,0%	-5,5%	-6,0%	-6,1%
Dívida Líquida – % do PIB	32,3%	30,6%	33,1%	36,0%	46,2%	51,6%	54,3%	56,0%	56,9%	57,5%	59,0%
Dívida Bruta – % do PIB	53,7%	51,5%	56,3%	65,5%	70,0%	74,0%	77,2%	78,0%	78,0%	78,6%	79,6%

Fonte: Grupo Itaú BBA (2018)

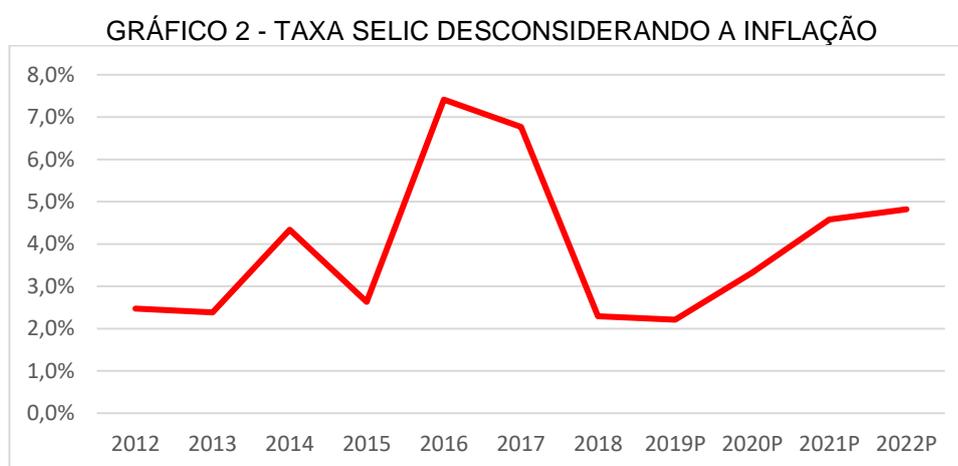
Pegando apenas os índices que utilizaremos na análise, temos abaixo no gráfico 1 os valores históricos e projetados da taxa SELIC e do IPCA. Vemos então que estas taxas são historicamente ligadas.



Fonte: Grupo Itaú BBA (2018)

Para fazer uma análise real, o estudo de viabilidade das cooperativas não considerará a inflação, de forma a obter sempre os valores semelhantes ao valor atual do dinheiro. Então, para fazer um cálculo comparativo do investimento realizado com

a taxa SELIC, devemos calcular a taxa SELIC sem inflação, ou seja, a SELIC s/IPCA. Este cálculo não é feito por uma simples diferença e sim por uma divisão de valores reais. O gráfico 2 mostra essa qual o resultado desta taxa e a tabela 9 mostra os valores percentuais de todos esses índices. Em todos esses casos, temos as previsões até o ano de 2022, porém, o sistema solar em questão tem vida útil de no mínimo 25 anos, logo iremos copiar esses índices previstos de 2022 até o ano de 2043. Visto que os primeiros anos de funcionamento afetam mais os resultados financeiros que iremos mostrar, esta previsão é economicamente correta.



Fonte: O autor (2018)

TABELA 9 - VALORES DOS INDICADORES FINANCEIROS

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P
<b>SELIC</b>	8,46%	8,44%	11,02%	13,58%	14,17%	9,92%	6,56%	6,50%	7,46%	8,50%	8,75%
<b>IPCA</b>	5,84%	5,91%	6,41%	10,67%	6,29%	2,95%	4,17%	4,20%	4,00%	3,75%	3,75%
<b>SELIC s/IPCA</b>	2,48%	2,39%	4,34%	2,63%	7,41%	6,77%	2,30%	2,21%	3,33%	4,58%	4,82%

Fonte: Grupo Itaú BBA e o autor (2018)

### 3.4.4 Estudo da tarifação de energia elétrica no Paraná

Para fazer o cálculo da economia gerada por um sistema solar, é necessário saber exatamente qual o valor dessa tarifa e quais os impostos aplicados sobre ela. Existem diversas tarifas para diversos consumidores diferentes na Copel, porém o foco deste estudo são os consumidores residenciais, ou seja, do grupo B1. Para iniciarmos este estudo, temos na figura 21 os dados de uma fatura residencial da Copel atualizada do mês de novembro de 2018. Os dados mais importantes dela que

serão utilizados no estudo de viabilidade estão na tabela 10. Além disso, observando o exemplo da figura 21, vemos como a Copel faz a cobrança em uma UC (Unidade Consumidora) que possui compensação de energia. Observação: O número da conta foi retirado por questões de confidencialidade.

FIGURA 21 - EXEMPLO DE FATURA COPEL NOV/2010  
**NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° [REDACTED] - SÉRIE B**  
 Emitida em 07/11/2018

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cálc.	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO	kWh	213	0,466667	99,40	99,40	29,00%
ENERGIA ELET USO SISTEMA	kWh	213	0,355164	75,65	75,65	29,00%
ENERGIA EQIV. INJETADA TE	kWh	238	0,288151	68,58	0,00	0,00%
ENERGIA EQIV. INJETADA TUSD	kWh	238	0,308908	73,52	73,52	29,00%
ENERGIA EQIV. INJ. MUC MPT TE	kWh	28	0,287857	8,06	0,00	0,00%
ENERGIA EQIV. INJ. MUC MPT TUS	kWh	28	0,308929	8,65	8,65	29,00%
ENERGIA CONS. B.AMARELA	kWh			0,79	0,79	29,00%
ENERGIA CONS. B.VERMELHA P2	kWh			13,21	13,21	29,00%
ENERGIA EQIV. INJ. BAND. AMARE	kWh			0,62	0,00	0,00%
ENERGIA EQIV. INJ. BAND. VERME	kWh			10,19	0,00	0,00%

Fonte: Copel (2018)

TABELA 10 - VALORES DO KWH COPEL EM NOV/2018

Valor TE por kWh	R\$	0,466667	57%
Valor TUSD por kWh	R\$	0,355164	43%
<b>Total</b>	R\$	0,821831	100%

Fonte: Copel (2018)

Vemos então que o valor da tarifa atual é de 82,1831 centavos de real por kWh, sendo ele dividido em Tarifa de Energia (TE, 57%) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD, 43%). A divisão destas duas tarifas é importante devido aos impostos aplicados na compensação de energia: A assinatura de um convênio CONFAZ em julho de 2018 isentou o ICMS (29%) na TE para compensação de energia em Geração Distribuída no Paraná. Este imposto continua a ser aplicado na TUSD. Este convênio foi assinado no Paraná por apenas 4 anos com possibilidade de ser renovado, porém, em todos os outros estados da federação com exceção de Santa Catarina ele foi assinado por tempo indeterminado. Então, é tomada como premissa que este convênio será renovado e nunca será pago o ICMS da TE na compensação.

Como os cooperados se beneficiarão da energia gerada sempre na forma de compensação, eles deverão sempre pagar 29% de ICMS sobre a TUSD. Então, a energia gerada no mês de novembro de 2018 é descrita na tabela 11.

TABELA 11 - CÁLCULO DO VALOR DO KWH GERADO

<b>valor tarifa cheia</b>	<b>R\$ 0,821831</b>
<b>valor TE</b>	<b>R\$ 0,466667</b>
<b>valor TUSD + encargos</b>	<b>R\$ 0,355164</b>
<b>isenção de ICMS TE?</b>	<b>sim</b>
<b>isenção de ICMS TUSD?</b>	<b>não</b>
<b>valor pago com impostos na compensação (29% sobre a TUSD)</b>	<b>R\$ 0,102998</b>
<b>valor do kWh gerado (TE + TUSD - Imposto)</b>	<b>R\$ 0,718833</b>

Fonte: Copel e o autor (2018)

Este valor é de R\$0,718833 por kWh é considerado no início dos cálculos. Porém, devemos também considerar um aumento de tarifa. Para isso, foram coletados os dados de reajustes de tarifas da Copel dos últimos 10 anos, sendo que estes valores consideram a inflação. Para podermos calcular a projeção para os próximos anos, foi descontado o IPCA destes reajustes de energia, chegando no reajuste real. A tabela 12 mostra esses valores históricos.

TABELA 12 - HISTÓRICO DE REAJUSTES COPEL

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Reajuste Copel c/IPCA	5,00%	2,46%	2,99%	-0,65%	-9,73%	24,86%	52,11%	-12,87%	5,85%	15,99%
Reajuste Copel s/IPCA	0,66%	-3,25%	-3,30%	-6,12%	-14,77%	17,34%	37,44%	-18,02%	2,82%	11,35%

Fonte: Copel (2018)

Desta forma, temos que a média do reajuste real da tarifa Copel (sem IPCA) nos últimos 10 anos foi de 2,41%. Criando um cenário de reajustes anuais de valores de energia, vamos projetar que nos próximos 10 anos esse aumento tarifário vai seguir a média de 2009 a 2018 sempre decrescendo de 0,24% ano a ano, até chegar em 2029 quando não teremos mais acréscimo. Este cenário é uma projeção do autor para o aumento de energia. Desta forma, temos na tabela 13 qual é o reajuste na tarifa de energia que será utilizado na análise financeira. O gráfico 3 mostra o histórico real de reajustes 2009 até a projeção de 2030, sempre sem IPCA. Após 2030, não

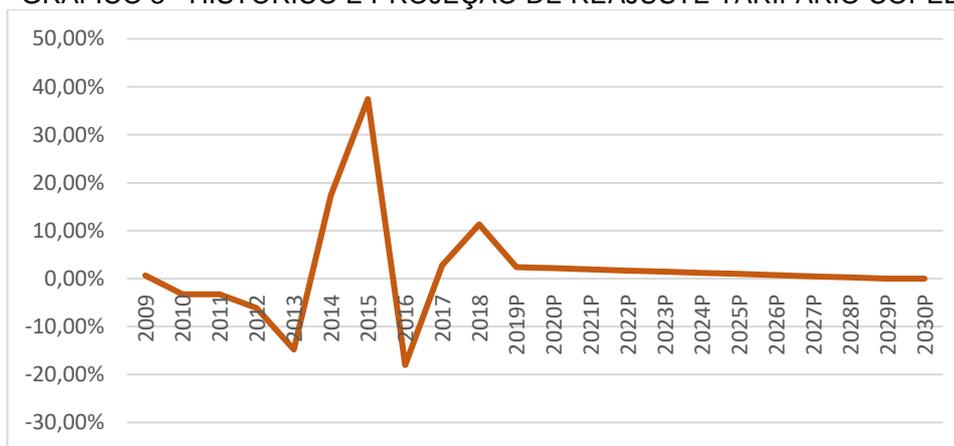
consideramos reajustes. Todos esses valores serão aplicados na análise financeira a seguir.

TABELA 13 - VALORES DE REAJUSTES TARIFÁRIOS CONSIDERADOS

2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
2,41%	2,17%	1,93%	1,69%	1,45%	1,21%	0,97%	0,72%	0,48%	0,24%	0,00%	0,00%

Fonte: O Autor (2018)

GRÁFICO 3 - HISTÓRICO E PROJEÇÃO DE REAJUSTE TARIFÁRIO COPEL



Fonte: Copel e o autor (2018)

### 3.4.5 Cálculos de retorno de investimento e indicadores financeiros

Para fazer a análise financeira, foi desenvolvida uma ferramenta no Excel capaz de calcular o fluxo de caixa de todos os elementos envolvidos no projeto de cooperativa solar. Esse fluxo tem duração de 25 anos devido a garantia de geração de energia que os fabricantes de módulo solares dão ao longo desses 25 anos, considerando então esta a vida útil do sistema. Esta sendo a garantia, provavelmente os sistemas durarão mais anos que este limite, porém como não temos essa garantia do fabricante iremos manter os 25 anos.

Ao longo deste tempo, o painel tem uma perda de eficiência definida em *datasheet*, mostrada na figura 22. Essa perda linear pode ser considerada 3% no primeiro ano de operação dos módulos e 0,7% ao ano nos anos seguintes.



Fonte: *Canadian Solar* (2018)

A ferramenta desenvolvida, que se encontra no apêndice 1 na utilização para o caso da solução de telhado, toma em conta esta perda de eficiência dos módulos, bem como o reajuste tarifário mencionado anteriormente, o ICMS incidido sobre a TUSD na compensação e o histórico e projeção da taxa SELIC. Os dados de entrada para essa planilha são: O valor completo do Capex para a solução, o valor anual do Opex e a quantidade de energia gerada pelo sistema no seu primeiro ano de funcionamento, todos já definidos em itens anteriores deste projeto.

Como saída, planilha tem três indicadores financeiros variáveis dependendo do período considerado além dos cálculos de *payback* simples e descontado segundo a taxa SELIC. A inflação IPCA não foi considerada nesses cálculos.

Primeiramente, temos a TIR (Taxa interna de retorno). Ela é uma taxa de desconto que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente. A TIR é um índice que mede percentualmente o quanto o retorno deste investimento é atrativo e deve ser comparado com a TMA (Taxa Mínima de Atratividade) que é pré-fixada por um investidor antes de realizar um investimento. Se a TIR for maior que a TMA, o investimento pode ser feito. Assim como nos próximos indicadores mostrados, ela pode ser calculada dependendo do período que considerarmos, sendo os resultados apresentados de 10 a 25 anos, ficando a critério do investidor selecionar em quanto tempo ele quer estimar seu retorno de investimento.

Em seguida, temos o VPL (Valor Presente Líquido), que é o montante que o investidor terá guardado após os anos escolhidos, sempre trazidos ao valor presente. O VPL sempre começa negativo no primeiro ano para os nossos sistemas solares devido ao capital aplicado, mas a partir daí só cresce visto que os ganhos com a

geração de energia são sempre maiores que o Opex. Exemplificando, se for colocado 1000 reais em um investimento e seu VPL de 15 anos for positivo de 2500, quer dizer que trazendo para os valores reais o ganho de 15 anos será de 3500 reais.

Outro índice calculado é o RBC (Relação Benefício-Custo), que compara o benefício (neste caso, economia com eletricidade) com o custo (valor do Capex aplicado no início do fluxo de caixa). O RBC tem como base o número 1, sendo que quando ele for menos que 1 o investimento não consegue se pagar no tempo determinado e se ele for maior que um está se pagando. O RBC é utilizado para dar notas a projetos de eficiência energética no Brasil.

Por último, temos os *paybacks*. Eles são medidos em unidade de tempo e representam o tempo que o investimento precisa para se pagar. Na versão simples, é considerado que o dinheiro não tem nenhum ganho ao longo dos anos, como por exemplo se ele tivesse ficado parado em um cofre. Já na versão descontada, a comparação é feita como se o Capex aplicado no solar tivesse sido aplicado em um investimento de baixo risco com o retorno financeiro igual a projeção da taxa SELIC.

Então, nos próximos itens temos os resultados da ferramenta quando aplicados os valores de Capex, Opex e geração de energia definidos previamente para cada uma das soluções técnicas desenvolvidas neste projeto.

### 3.4.5.2 Resultados obtidos para a solução em telhado

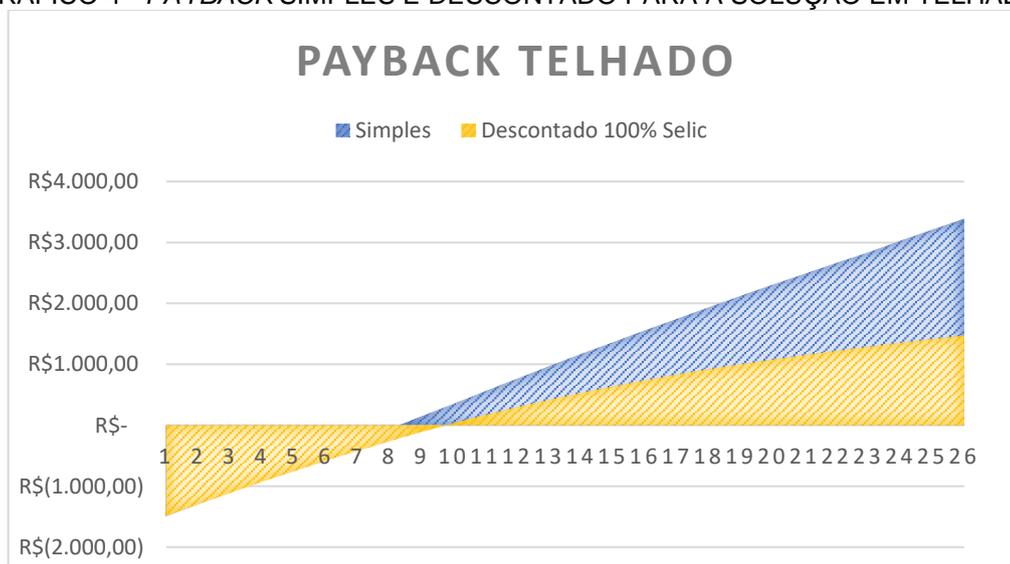
A tabela 14 mostra os indicadores financeiros obtidos para a solução de telhados para cooperativas solares (por cota) e o gráfico 4 mostra seus *paybacks*.

TABELA 14 - INDICADORES FINANCEIROS PARA A SOLUÇÃO EM TELHADOS

	TIR	VPL	RBC
25 anos	10,60%	R\$ 3.386,23	3,276
20 anos	7,80%	R\$ 2.484,96	2,670
15 anos	0,87%	R\$ 1.557,01	2,046
10 anos	-22,89%	R\$ 561,29	1,377
<b>Payback Simples</b>		7 anos e 3 meses	
<b>Payback Descontado 100% Selic</b>		8 anos e 0 meses	

Fonte: O autor (2018)

GRÁFICO 4 - PAYBACK SIMPLES E DESCONTADO PARA A SOLUÇÃO EM TELHADOS



Fonte: O autor (2018)

### 3.4.5.4 Resultados obtidos para a solução em solo

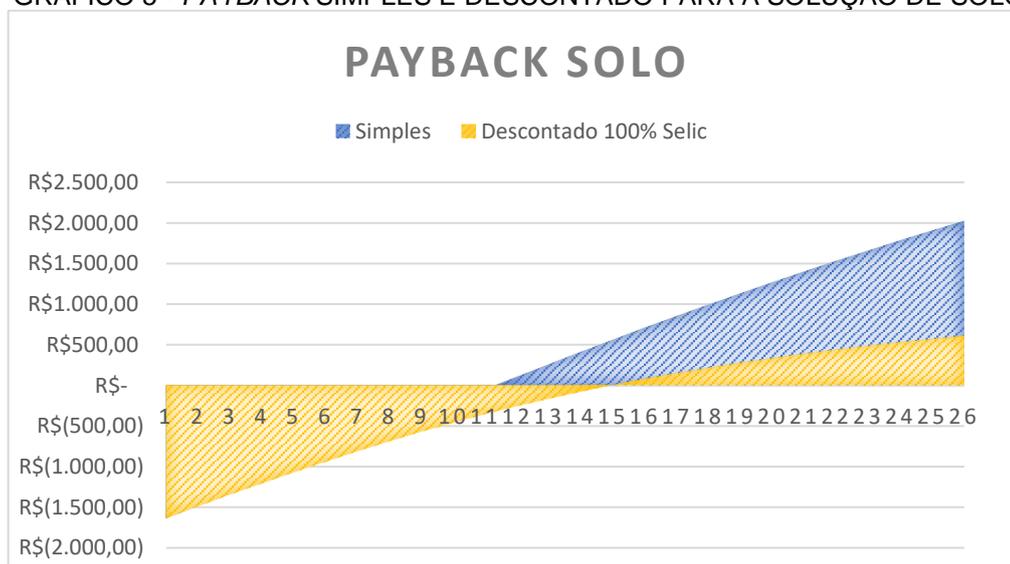
A tabela 15 mostra os indicadores financeiros obtidos para a solução em solo para cooperativas solares (por cota) e o gráfico 5 mostra seus *paybacks*.

TABELA 15 - INDICADORES FINANCEIROS PARA A SOLUÇÃO DE SOLO

	TIR	VPL	RBC
25 anos	3,40%	R\$ 2.025,90	2,238
20 anos	-1,41%	R\$ 1.404,37	1,858
15 anos	-13,84%	R\$ 712,14	1,435
10 anos	não convergiu	-R\$ 50,80	0,969
<b>Payback Simples</b>		10 anos e 3 meses	
<b>Payback Descontado 100% Selic</b>		13 anos e 0 meses	

Fonte: O autor (2018)

GRÁFICO 5 - PAYBACK SIMPLES E DESCONTADO PARA A SOLUÇÃO DE SOLO



Fonte: O autor (2018)

### 3.4.5.6 Resultados obtidos para a solução em estacionamento

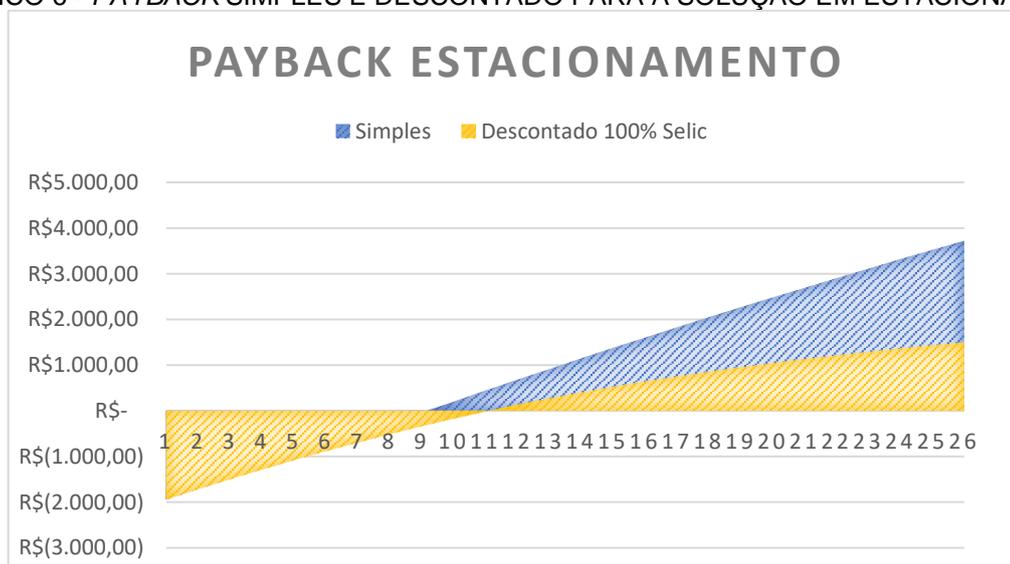
A tabela 16 mostra os indicadores financeiros obtidos para a solução em estacionamentos para cooperativas solares (por cota) e o gráfico 6 mostra seus *paybacks*.

TABELA 16 - INDICADORES FINANCEIROS PARA A SOLUÇÃO EM ESTACIONAMENTO

	TIR	VPL	RBC
25 anos	8,31%	R\$ 3.721,26	2,913
20 anos	4,96%	R\$ 2.692,26	2,384
15 anos	-3,30%	R\$ 1.600,47	1,823
10 anos	não convergiu	R\$ 438,51	1,225
<b>Payback Simples</b>		8 anos e 2 meses	
<b>Payback Descontado 100% Selic</b>		10 anos e 0 meses	

Fonte: O Autor (2018)

GRÁFICO 6 - PAYBACK SIMPLES E DESCONTADO PARA A SOLUÇÃO EM ESTACIONAMENTO



Fonte: O Autor (2018)

### 3.4.6 Análise comparativa dos resultados financeiros obtidos

Conforme observamos, todas as três soluções apresentaram retorno de investimento na versão descontada de no máximo 13 anos, ou seja, todas as soluções são economicamente viáveis.

Cada uma das soluções possui um dos três dados de entrega mais interessante para o investidor: O Capex mais baixo se encontra na solução em telhado, já o Opex mais baixo no estacionamento e a maior geração de energia elétrica vem da solução em solo. Mesmo assim, conforme a ferramenta desenvolvida e os índices financeiros obtidos, temos a classificação financeiras das três soluções:

- 1º) Solução em telhado;
- 2º) Solução em estacionamento;
- 3º) Solução em solo.

A taxa interna de retorno de mais de 10% considerando os 25 anos de vida útil do para o sistema é elevada considerando que não temos o índice IPCA aplicado nos cálculos, e deve ficar acima da TMA de muitos investidores, tornando o projeto economicamente atrativo. Já por exemplo a TIR da solução de solo de 3,4% tem uma atratividade mais baixa para o investidor e deve ser considerado vendida ao cliente com outros argumentos comerciais.

Um fator interessante para ser levado em conta é o significado do Opex neste contexto. Podemos considerar que a mensalidade paga a cooperativa nada mais representa que o valor da energia, porém ao invés de pagá-la a Copel o cooperado estará mantendo a sua usina. Desta forma, ele estará protegido de possíveis aumentos na tarifa de energia, sendo que os reajustes considerados são leves comparados ao histórico (ver gráfico 3). Dividindo o Opex pela geração de energia no primeiro ano, temos abaixo na tabela 17 qual seria o valor do kWh pago para cada uma das soluções técnicas. Como a geração de energia abaixa ao longo dos anos devido à perda de eficiência enquanto o Opex se mantém fixo, esse valor do kWh pago pelo cooperado aumenta ao longo dos anos.

TABELA 17 - VALOR DO KWH PAGO PELO COOPERADO NO PRIMEIRO ANO DE OPERAÇÃO DA USINA SOLAR

Telhado	R\$ 0,3138
Solo	R\$ 0,4270
Estacionamento	R\$ 0,2597

Fonte: O Autor (2018)

Vemos então que neste caso a solução em estacionamento se mostrou a que melhor protege o cooperado em relação ao aumento de energia. Comparando com os 82 centavos pagos em novembro de 2018 por kWh para a Copel, estes valores apresentados são muito interessantes.

Para complementar esta análise, dois estudos futuros possíveis podem ser adicionados: Primeiramente, um estudo sobre as bandeiras tarifárias aplicadas nas tarifas de energia. Considerando este aumento irregular que depende do mês, na realidade a média das tarifas de energia pagas hoje são mais altas que a apresentada neste estudo.

Além disso, outras formas de desembolsar o Capex podem ser estudadas, sendo elas a compra de cotas via financiamento e via investidor. Essas opções não possuem um Capex relativamente elevado comparado a solução apresentada de pagamento com o capital próprio dos cooperados.

Para esta análise comparativa, diversos riscos poderiam ter sido comentados, a exemplo do aumento ou redução brusco do valor da tarifa de energia, o aumento da taxa de câmbio do dólar que subiria os valores de Capex e o aumento da taxa SELIC. Esta análise de risco fica como sugestão de estudo futuro.

## 4 CONCLUSÕES

O modelo apresentado de cooperativas solares é inovador e ainda não difundido no mercado brasileiro e a solução apresentada neste trabalho possibilita o maior entendimento desta modalidade de geração compartilhada dentro da geração distribuída. Consumidores que não têm espaço físico para a instalação do seu próprio sistema solar fotovoltaico possuem agora esta modalidade com viabilidade financeira comprovada para investir. Além disso, a participação em uma cooperativa solar apresenta a vantagem da mudança de endereço: Caso o cooperado se mude para qualquer outra localidade atendida pela mesma concessionária de energia, basta alterar seu cadastro para continuar recebendo os créditos de kWh no novo endereço. Para sistemas solares convencionais de clientes residenciais que possuem espaço físico para a instalação do mesmo, levar consigo o sistema para o novo endereço é inviável pois existirão vários custos relacionados a logística, engenharia e instalação.

A solução desenvolvida por cotas também é uma novidade no setor solar: ela permite a análise de investimentos iniciais mais baixos que o convencional para projetos residenciais visto que o custo total da usina consegue ser diluído em um projeto de maior escala. Dificilmente se encontrará no mercado algum investimento na ordem de 1500 reais como a solução proposta em telhados para cooperativa solar, sendo possível fazer a aquisição de apenas uma cota na cooperativa se o cliente desejar.

Um exemplo, tomando como base o estudo da Greener do Anexo C, que mostra uma pesquisa de mercado com os preços médios de sistemas solares fotovoltaicos convencionais, temos que para um sistema da ordem de 2 kWp tem o valor médio de mercado de R\$7,04/Wp. Considerando a instalação de 6 módulos de 350W, teremos um sistema de 2,1kWp com preço médio de cerca de R\$14.784,00. O equivalente na cooperativa solar seria comprar 6 cotas, que representariam aproximadamente a mesma geração solar. Para a solução de telhado onde uma cota custa R\$1.487,87, a aquisição de 6 cotas fica em R\$8.927,22, ou seja, aproximadamente **40% a menos** em comparação ao sistema convencional.

Em relação a análise comparativa desenvolvida para as três soluções técnicas, a solução do aluguel de telhados para a instalação do sistema foi a mais viável, apresentando um tempo de retorno de investimento simples de 7 anos e 3 meses. Ela também apresentou índices financeiros altamente viáveis para 25 anos como a TIR

de 10,6% e uma RBC de 3,276. Estes índices permitem que o futuro cooperado opte pelo sistema **apenas pela opção financeira** visto que se trata de um investimento com atratividade aceitável.

Para as opções que se mostraram menos viáveis no cenário apresentado, os fatores determinantes foram: Alto valor de arrendamento de terreno para a usina em solo, visto que a área alugada passa a ser inutilizada. Essa solução pode ser melhorada achando algum terreno rural improdutivo com acesso a rede elétrica onde o arrendamento pode se tornar mais baixo. Para a solução de estacionamentos, o grande vilão do alto custo de Capex comparado as outras soluções é a estrutura carport mais robusta. Esse tipo de solução está crescendo no mercado brasileiro, então nos próximos anos essa estrutura tende a abaixar o preço, tornando os projetos em estacionamento mais viáveis.

Mas então, considerando os cenários apresentados, o idealizador do projeto de cooperativas solares **deverá dar preferência na solução em telhados**. Para otimizá-la, é necessário buscar barracões para aluguel no Paraná, preferencialmente na região noroeste do estado onde temos maiores índices de irradiação solar. Outro ponto importante é buscar um contrato de locação de telhado mais vantajoso, de forma a diminuir o Opex da solução. Uma forma de negociação possível por exemplo seria a permuta de cotas da cooperativa solar em troca do espaço cedido para a instalação dos módulos.

Além de toda a análise de custo que viabiliza este projeto, existe também a questão da **sustentabilidade**. A geração de energia elétrica com painéis solares é renovável, limpa e traz benefícios ambientais para a população do estado do Paraná. Visto que o aumento da demanda por energia elétrica é constante, necessitamos investir em geração de eletricidade constantemente e se o fizemos com modalidades de geração limpa estamos contribuindo com o sistema ecológico paranaense. O compartilhamento da geração de energia por meio dos consumidores é um conceito atual e em tendência em vários setores da economia, não apenas o energético, e pode ser chamado de **consumo colaborativo**. Essa tendência é muito vista em diversos aplicativos para smartphone atualmente como por exemplo Uber, Airbnb e Blablacar.

Outro motivo muito importante para a entrada em uma cooperativa solar é a proteção contra aumentos tarifários visto que o cooperado passa a pagar uma taxa fixa para a sua geração de energia que corresponde ao Opex da usina. Foi mostrado anteriormente que este valor fixado é muito mais baixo que os valores aplicados hoje

pela concessionária de energia e que, em caso de alguma possível crise energética que faça o preço da tarifa subir muito, o cooperado estará protegido. No caso de pequenos empreendedores que podem também comprar cotas para a cooperativa, este também podem usar o investimento como marketing sustentável.

Finalmente, além das várias vantagens para o cliente que aderir a cooperativa solar, o empreendedor idealizador do projeto tem muito mercado afrente com este negócio, visto que inúmeras cooperativas diferentes podem ser criadas. Sendo a mesma empresa que realiza a obra solar (integradora) e a que administra a cooperativa (administradora), um modelo de negócios muito viável está montado. A empresa receberá pagamentos fixos mensais pela administração das suas cooperativas, de forma a conseguir liquidar seus custos fixos (salários, aluguel, contador etc). Além disso, a empresa continua no mercado buscando a criação de novas cooperativas e tendo então consequentemente novas obras lucrativas para executar. O conceito pode ser simplificado: Está apresentado um modelo de negócios capaz de lucrar tanto com o Capex quanto com o Opex dos seus clientes investidores em cooperativas solares.

## 5 SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS

- Cooperativa para CNPJ ao invés de residencial. Mais fácil de viabilizar?
- Análise de sistema de proteção para projetos fotovoltaicos;
- Estudo da integração do sistema solar fotovoltaico com a rede elétrica da concessionária;
- Análise de cabeamento para as diferentes soluções propostas tendo em vista uma planta específica;
- Estruturas de solo com seguidores;
- Análise do impacto das bandeiras tarifárias na tarifa de energia;
- Análise comparativa das formas de pagamento das cotas para a cooperativa: Capital Próprio, financiamento e investidor;
- Análise de risco para diferentes cenários no estudo de viabilidade financeira;
- Levantamento de informações legais atuais no setor de GD e possíveis avanços na lei que permitirão novas modalidades de geração;

## REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em 29/07/2018.
- [2] ANEEL. **Lista de unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em 29/07/2018
- [3] ANEEL. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 29/07/2018.
- [4] DE BRITO LIMA, Danilo. **Guia de constituição de cooperativas de geração distribuída fotovoltaica**. Abril de 2018. Disponível em <<http://www.somoscooperativismo.coop.br/publicacao/33/guia-de-constituicao-de-cooperativas-de-geracao-distribuida-fotovoltaica>>. Acesso em 26/07/2018.
- [5] BEANA CHIPANSKY FREIRE, Luiza. **Método para levantamento do potencial energético solar em campus universitário**. 2013. Disponível em <<http://www.eletrica.ufpr.br/p/tcc:listagem>>. Acesso em 26/07/2018.
- [6] CABRAL, Bruno Erik; LUCCHIN, Cirillo. **Projeto de eficiência energética da iluminação do bloco de engenharia elétrica e biblioteca do setor de ciências e tecnologia**. 2015. Disponível em <<http://www.eletrica.ufpr.br/p/tcc:listagem>>. Acesso em 26/07/2018.
- [7] DA SILVA WITKOWSKI JUNIOR, Sérgio. **Proposta de sistema de iluminação eficiente para biblioteca e bloco horizontal do prédio rubens meister do centro politécnico da Universidade Federal do Paraná**. 2016. Disponível em <<http://www.eletrica.ufpr.br/p/tcc:listagem>>. Acesso em 26/07/2018.
- [8] Estudo “**Cadeia de Valor de energia solar fotovoltaica no Brasil**”, Sebrae & CELA (Clean Energy Latin America), 13 de julho de 2017
- [9] IMHOFF, J. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2007. 146 f.
- [10] WENHAM, S. R. et al. **Applied photovoltaics**. 2 ed. Australia: Centre for Photovoltaic Engineering of UNSW, 2009.
- [11] RUTHER, R. – **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas a rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis, SC: Labsolar, 2004.
- [12] MACHADO, C.; MIRANDA, F. **Energia Solar Fotovoltaica: Uma breve revisão**. Revista virtual de química. Niterói, RJ, vol. 7, n. 1, p. 126-143, 14, out. 2014.

## APÊNDICE 1 - FERRAMENTA EXCEL DESENVOLVIDA

ANO	0	1	2	3	4	5	6
ANO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Índice de inflação do período	1,0000	1,0417	1,0420	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375
Índice de inflação acumulado	1,0000	1,0417	1,0854	1,1261	1,1684	1,2122	1,2576
<b>Reajuste da tarifa</b>							
Amortização 10 anos	1,0000	1,0690	1,0644	1,0592	1,0565	1,0537	1,0510
Amortização 5 anos	1,0000	1,1529	1,1287	1,1040	1,0819	1,0597	1,0375
Aumento real 10 anos	1,0000	1,0260	1,0234	1,0209	1,0183	1,0157	1,0130
Aumento real 5 anos	1,0000	1,1064	1,0853	1,0641	1,0428	1,0214	1,0000
Escolhido	1,0000	1,0690	1,0644	1,0592	1,0565	1,0537	1,0510
Escolhido real	1,0000	1,0260	1,0234	1,0209	1,0183	1,0157	1,0130
<b>Energia Gerada Cota [kWh/ano]</b>		<b>484,0</b>	<b>469,4</b>	<b>466,1</b>	<b>462,7</b>	<b>459,3</b>	<b>455,9</b>
Energia Gerada (Sistema Novo)		484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0
Eficiência		100,0%	97,0%	96,3%	95,6%	94,9%	94,2%
<b>Valor da Energia Gerada Usina (R\$)</b>		<b>R\$ 356,92</b>	<b>R\$ 354,33</b>	<b>R\$ 359,11</b>	<b>R\$ 363,01</b>	<b>R\$ 366,00</b>	<b>R\$ 368,04</b>
valor tarifa cheia	0,8218	0,8432	0,8629	0,8810	0,8970	0,9111	0,9230
valor TE	0,4667	0,4788	0,4900	0,5002	0,5094	0,5173	0,5241
valor TUSD + encargos	0,3552	0,3644	0,3729	0,3807	0,3877	0,3937	0,3989
isenção de ICMS TE?	1	1	1	1	1	1	1
valor pago com impostos na compensação	0,1030	0,1057	0,1081	0,1104	0,1124	0,1142	0,1157
valor do kWh gerado	0,7188	0,7375	0,7548	0,7705	0,7846	0,7969	0,8073
<b>Despesas OPEX</b>		<b>R\$ 125,69</b>					
Valor completo	R\$ 125,69	R\$ 125,69	R\$ 125,69	R\$ 125,69	R\$ 125,69	R\$ 125,69	R\$ 125,69
Outras despesas	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
valor do kWh gerado	R\$	0,2597	0,2677	0,2697	0,2717	0,2737	0,2757

	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375
	1,3048	1,3537	1,4045	1,4572	1,5118	1,5685	1,6273	1,6884	1,7517	1,8174
	1,0483	1,0456	1,0429	1,0402	1,0375	1,0375	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400
	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400
	1,0104	1,0078	1,0052	1,0026	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	1,0483	1,0456	1,0429	1,0402	1,0375	1,0375	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400
	1,0104	1,0078	1,0052	1,0026	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	<b>452,5</b>	<b>449,1</b>	<b>445,7</b>	<b>442,3</b>	<b>439,0</b>	<b>435,6</b>	<b>432,2</b>	<b>428,8</b>	<b>425,4</b>	<b>422,0</b>
	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0
	93,5%	92,8%	92,1%	91,4%	90,7%	90,0%	89,3%	88,6%	87,9%	87,2%
<b>R\$</b>	<b>369,12</b>	<b>R\$ 369,22</b>	<b>R\$ 368,35</b>	<b>R\$ 366,50</b>	<b>R\$ 363,70</b>	<b>R\$ 360,89</b>	<b>R\$ 358,08</b>	<b>R\$ 355,27</b>	<b>R\$ 352,47</b>	<b>R\$ 349,66</b>
	0,9326	0,9399	0,9448	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473
	0,5296	0,5337	0,5365	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379
	0,4030	0,4062	0,4083	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	0,1169	0,1178	0,1184	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187
	0,8157	0,8221	0,8264	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286
<b>R\$</b>	<b>125,69</b>	<b>R\$ 125,69</b>								
<b>R\$</b>	<b>125,69</b>	<b>R\$ 125,69</b>								
<b>R\$</b>	<b>-</b>	<b>R\$ -</b>								
<b>R\$</b>	<b>0,2778</b>	<b>R\$ 0,2799</b>	<b>R\$ 0,2820</b>	<b>R\$ 0,2841</b>	<b>R\$ 0,2863</b>	<b>R\$ 0,2886</b>	<b>R\$ 0,2908</b>	<b>R\$ 0,2931</b>	<b>R\$ 0,2955</b>	<b>R\$ 0,2978</b>

	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375
	1,8855	1,9562	2,0296	2,1057	2,1846	2,2666	2,3516	2,4397	2,5312
	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400
	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400
	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0400
	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	<b>418,6</b>	<b>415,2</b>	<b>411,8</b>	<b>408,5</b>	<b>405,1</b>	<b>401,7</b>	<b>401,3</b>	<b>397,9</b>	<b>394,5</b>
	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	484,0	487,6	487,6	487,6
	86,5%	85,8%	85,1%	84,4%	83,7%	83,0%	82,3%	81,6%	80,9%
<b>R\$</b>	<b>346,85</b>	<b>R\$ 344,05</b>	<b>R\$ 341,24</b>	<b>R\$ 338,43</b>	<b>R\$ 335,63</b>	<b>R\$ 332,82</b>	<b>R\$ 332,50</b>	<b>R\$ 329,67</b>	<b>R\$ 326,84</b>
	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473	0,9473
	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379	0,5379
	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094	0,4094
	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187	0,1187
	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286	0,8286
<b>R\$</b>	<b>125,69</b>	<b>R\$ 125,69</b>							
<b>R\$</b>	<b>125,69</b>	<b>R\$ 125,69</b>							
<b>R\$</b>	<b>-</b>	<b>R\$ -</b>							
<b>R\$</b>	<b>0,3002</b>	<b>R\$ 0,3027</b>	<b>R\$ 0,3052</b>	<b>R\$ 0,3077</b>	<b>R\$ 0,3103</b>	<b>R\$ 0,3129</b>	<b>R\$ 0,3132</b>	<b>R\$ 0,3159</b>	<b>R\$ 0,3186</b>

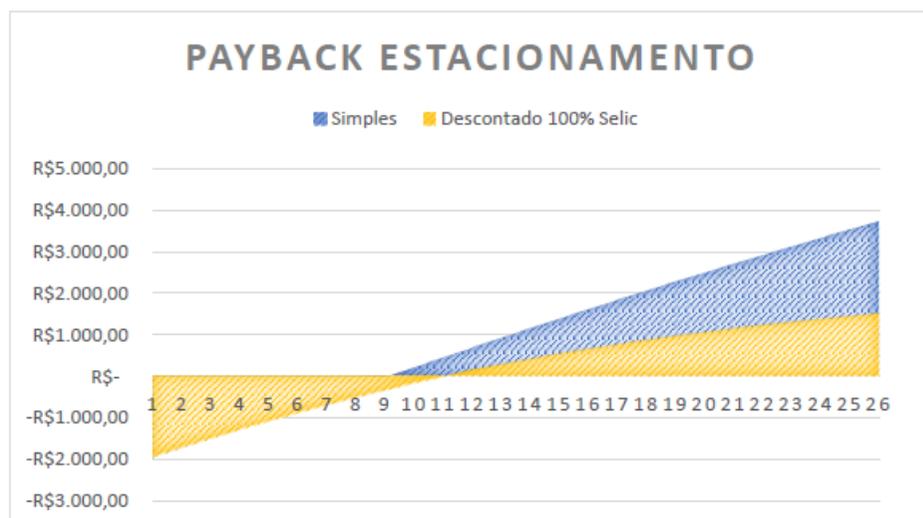






	TIR	VPL	RBC
25 anos	8,31%	R\$ 3.721,26	2,913
20 anos	4,96%	R\$ 2.692,26	2,384
15 anos	-3,30%	R\$ 1.600,47	1,823
10 anos	não convergiu	R\$ 438,51	1,225
<b>Payback Simples</b>		8 anos e 2 meses	
<b>Payback Descontado 100% Selic</b>		10 anos e 0 meses	

## RESULTADOS



## ANEXO A - DATASHEET SUNGROW 36KW




## SG36KTL-M

String Inverter



### Secured Yield

- Max. efficiency 98.5 %
- Max. DC/AC ratio up to 1.3
- Up to 3 MPP Trackers



### Flexible

- Power line communication optional
- Only 48 kg for easy installation



### Intelligent Design

- Integrated string current monitoring function
- Integrated DC fuses and DC/AC surge protection



### Reliable

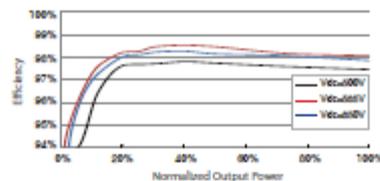
- TÜV, CE, G59/3, BDEW



© 2017 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.  
Subject to change without Notice. Version#1.0

Input (DC)	SG36KTL-M
Max. PV input voltage	1100 V
Startup voltage	200 V
Nominal input voltage	585 V
MPP voltage range	200 - 1000 V
MPP voltage range for nominal power	500 - 850 V
No. of MPPTs	3
Max. number of PV strings per MPPT	3 / 3 / 2
Max. PV input current	88 A (33 A / 33 A / 22 A)
Max. current for input connector	12 A
Output (AC)	
Nominal AC output power	36000 W
Max AC output power (PF=1)	36000 W
Max. AC output apparent power	36000 VA
Max. AC output current	58.5 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE or 3 / PE, 230 / 400 V
AC voltage range	310 - 480 V
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor	> 0.99 @default value at nominal power, (adj. 0.8 leading - 0.8 lagging)
Protections & Functions	
Anti-islanding protection	Yes
LVRT	Yes
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
DC switch	Yes
DC fuse	Yes
PV string current monitoring	Yes
Overvoltage protection	DC Type II DIN rail surge arrester (40 kA) / AC Type II
System Data	
Max. efficiency	98.50 %
Euro. efficiency	98.30 %
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP65
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-25 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	Graphic LCD
Communication	RS485 / PLC (optional)
DC connection type	MC4 (Max. 6mm <sup>2</sup> )
AC connection type	Screw clamp terminal (Max. 50mm <sup>2</sup> )
Mechanical Data	
Dimensions (W*H*D)	525*740*240 mm
Mounting method	Wall bracket
Weight	48 kg

### Efficiency Curve



## ANEXO B - DATASHEET CANADIAN SOLAR 350W



**NEW**

**KuMax (1000 V / 1500 V)**  
**SUPER HIGH EFFICIENCY**  
**POLY<sup>GEN4</sup> MODULE**  
**CS3U-345|350|355|360P**

With Canadian Solar's industry leading black silicon cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we are now able to offer our global customers high power poly modules up to 360 W.

The KuMax poly modules with a dimension of 2000 x 992 mm, close to our 72 cell MaxPower modules, have the following unique features:

- **Higher** power classes for equivalent module sizes
- **High** module efficiency up to 18.15 %
- **LOW** hot spot temperature risk
- **LOW** temperature coefficient (Pmax): -0.38 % / °C
- **LOW** NMOT (Nominal Module Operating Temperature):  $43 \pm 2$  °C



More power output thanks to low NMOT:  $43 \pm 2$  °C



Low power loss in cell connection



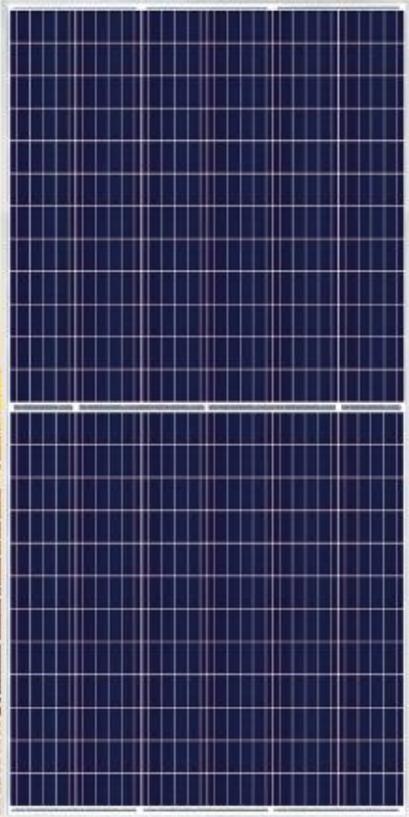
Safer: lower hot spot temperature



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



Low BoS cost with 1500 V<sub>DC</sub> system voltage



**25**  
years

linear power output warranty

**10**  
years

product warranty on materials and workmanship

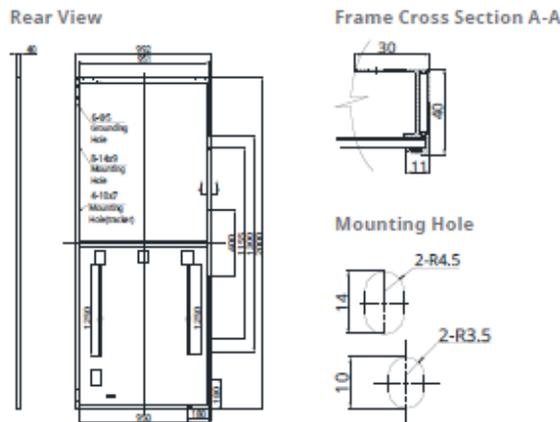
**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730: 2005 & 2016; VDE / CE / UL 1703; CSA



\* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	345 W	350 W	355 W	360 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.0 V	39.2 V	39.4 V	39.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.86 A	8.94 A	9.02 A	9.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.4 V	46.6 V	46.8 V	47.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.43 A	9.51 A	9.59 A	9.67 A
Module Efficiency	17.39%	17.64%	17.89%	18.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC / UL) or 1500 V (IEC / UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

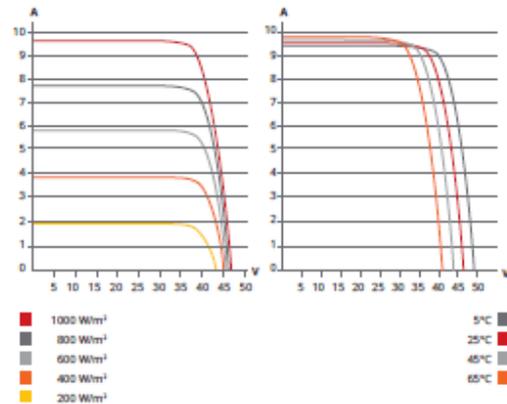
CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	255 W	259 W	263 W	266 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.6 V	35.8 V	36.0 V	36.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.17 A	7.24 A	7.29 A	7.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.3 V	43.5 V	43.7 V	43.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.61 A	7.68 A	7.74 A	7.80 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

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.

## CS3U-355P / I-V CURVES



## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 156.75 × 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 × (12 × 6)]
Dimensions	2000 × 992 × 40 mm (78.7 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.6 kg (49.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> & 12 AWG
Cable Length	1670 mm (65.7 in)
Connector	T4 (IEC / UL)
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

## PARTNER SECTION



## ANEXO C - PESQUISA DE MERCADO GREENER:

### PREÇO PARA CLIENTE FINAL, PROJETO SOLAR TURN KEY

## Preços para o cliente final Junho de 2018

