

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

ADRIENY NUNES

**PROJETO, INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA  
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
DE AUTOCONSUMO REMOTO**

ARARANGUÁ, SC

2018

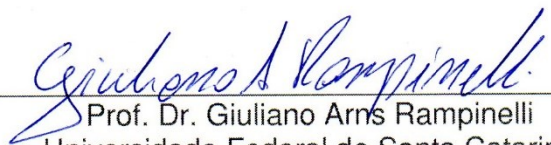
ADRIENY NUNES

**PROJETO, INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE COMPENSAÇÃO DE  
ENERGIA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA DE AUTOCONSUMO REMOTO**

Trabalho de Conclusão de Curso,  
apresentado à Universidade Federal de  
Santa Catarina, como parte das  
exigências para a obtenção do título de  
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 15 de junho de 2018.

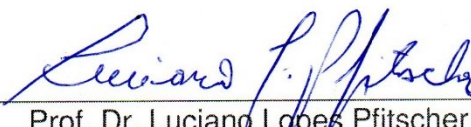
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli  
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Me. Letícia Toretí Scarabelot



Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher  
Universidade Federal de Santa Catarina

# **PROJETO, INSTALAÇÃO E ANÁLISE DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE AUTOCONSUMO REMOTO**

**Adrieny Nunes\***

## **RESUMO**

A Geração Distribuída (GD) é uma alternativa de fornecimento de energia elétrica próximo aos consumidores finais. A efetiva implantação de sistemas distribuídos no Brasil tornou-se regulamentada pela Resolução Normativa (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012, permitindo o acesso de micro e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia. Em 24 de novembro de 2015 foi publicada a REN nº 687, altera alguns parâmetros de micro e mini geração. Neste sentido, o propósito deste trabalho é descrever as etapas de projeto, instalação e análise de compensação de energia de um sistema fotovoltaico de micro geração distribuída de autoconsumo remoto na cidade de Jacinto Machado – SC. A estimativa de geração de energia foi obtida a partir de simulação no *software* SAM. A configuração selecionada culminou em um perfil de geração acima da média mensal (3.287,58 kWh) nos períodos de verão e primavera, contrapondo aos períodos de inverno e outono. A partir da análise de compensação de energia verificou-se uma redução mensal da conta de energia elétrica de 96 % na UC1 e de 70 % na UC2, após a instalação da fonte geradora de energia elétrica. Na análise econômica, percebeu-se que o retorno do investimento ocorre no sexto ano.

Palavras-chave: Geração distribuída, Sistema fotovoltaico, Autoconsumo remoto.

---

\* Graduando do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas, Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP: 88900-000. Email: adrieny.nunes@grad.ufsc.br

# DESIGN, INSTALLATION AND ANALYSIS OF ELECTRICAL ENERGY COMPENSATION OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM OF DISTRIBUTED GENERATION MICRO OF REMOTE SELF-CONSUMPTION

Adrieny Nunes<sup>†</sup>

## ABSTRACT

The Distributed Generation (GD) is an alternative of electricity supply to final consumers. The effective implementation of distributed systems in Brazil became regulated by Normative Resolution (REN) n° 482, of April 17, 2012, allowing the access of micro and mini distributed generation to the systems of distribution of electricity and the system of compensation of energy. On November 24, 2015, REN n°. 687 was published, which modifies some parameters of micro and mini generation. This work describes the steps of the design, installation and analysis of energy compensation of a photovoltaic system of distributed generation in the city of *Jacinto Machado - SC*. The energy generation estimate was obtained from simulation in the SAM software. The selected configuration culminated in a generation profile above the monthly average (3,287.58 kWh) in the summer and spring months, as opposed to the winter and autumn months. The monthly decrease in the electric energy bill was 96% in UC1 and 70% in UC2. The payback time of the investment was 6 years.

Keywords: Distributed generation, Photovoltaic system, Remote self-consumption.

---

<sup>†</sup> Graduando do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas, Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP: 88900-000. Email: adrieny.nunes@grad.ufsc.br

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	6
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	9
<b>2.1 Geração distribuída</b> .....	9
<b>2.2 Tributos e Incentivos</b> .....	15
<b>3 MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	17
<b>3.1 Coleta de dados</b> .....	17
<b>3.2 Projeto do sistema fotovoltaico</b> .....	19
<b>3.3 Índices de mérito</b> .....	23
<b>3.4 Dimensionamento simples do sistema</b> .....	24
<b>3.5 Simulação do sistema fotovoltaico</b> .....	25
<b>3.6 Sistema de compensação de energia por autoconsumo remoto</b> .....	25
<b>3.7 Análise de viabilidade econômica</b> .....	26
<b>3.8 Instalação do sistema fotovoltaico</b> .....	28
<b>3.9 Fluxograma do trabalho</b> .....	28
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	29
<b>4.1 Projeto fotovoltaico</b> .....	29
4.1.1 Dimensionamento simples do sistema .....	30
4.1.2 Descrição do sistema .....	30
4.1.3 <i>Layout</i> do sistema .....	35
<b>4.2 Simulação do sistema fotovoltaico</b> .....	36
<b>4.3 Análise de compensação de energia por autoconsumo remoto</b> .....	40
<b>4.4 Análise de viabilidade econômica</b> .....	42
4.4.1 Análise financeira .....	44
<b>4.5 Instalação do sistema fotovoltaico</b> .....	47
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	52
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	54

<b>AGRADECIMENTOS .....</b>	<b>60</b>
-----------------------------	-----------

## 1 INTRODUÇÃO

Desde o início da comercialização de energia elétrica, o suprimento tem sido através de usinas centrais geradoras, as quais encontram-se longe dos pontos de consumo e, portanto, necessitam de estrutura complexa de transmissão e distribuição (T&D) para abastecer consumidores residenciais, comerciais e industriais (RUTHER, 2004).

De acordo com o Balanço Energético Nacional (2017) o Brasil possui uma matriz elétrica majoritariamente de origem renovável, conforme apresenta a Figura 1. As fontes renováveis representam 81,7 % da oferta interna de energia elétrica, resultante do somatório entre a produção nacional e as importações. Ressalta-se que as usinas hidrelétricas representam 68,1 % da oferta interna de eletricidade.

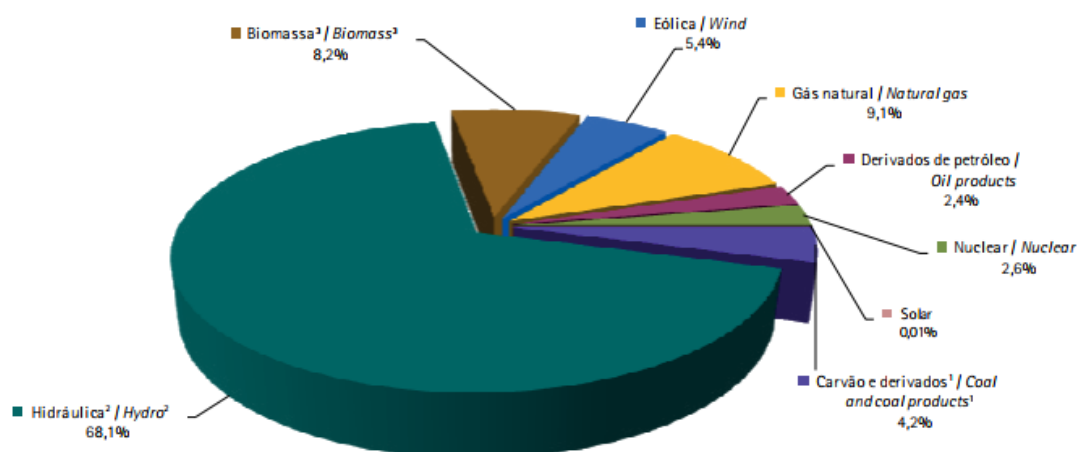


Figura 1 – Oferta interna de energia elétrica no Brasil em 2016 (BEN, 2017).

A representatividade da energia solar na matriz elétrica nacional em 2016 já é percebida, no valor de 0,01 % da oferta interna de energia elétrica, crescimento observado visto que em 2014 a fonte solar não aparecia no cenário nacional (BEN, 2015; BEN, 2017).

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2017, a micro e mini geração a partir de fontes renováveis produziu, no país, 104,1 GWh com uma potência instalada de 72,4 MW, sendo que 53,6 GWh e 56,9 MW de geração e potência, respectivamente, correspondem à geração solar. Vale ressaltar que no ano de 2014 a geração de eletricidade proveniente da fonte solar foi de 8 GWh, ou seja, houve um acréscimo, ao longo de dois anos, de aproximadamente 570 %, visto que a representatividade era irrisória e cresceu exponencialmente em poucos anos. Isso justifica estudos de viabilidade técnico-

econômica para instalações novas, bem como análise de sistemas fotovoltaicos já implantados nas edificações brasileiras (BEN, 2015; BEN, 2017).

Na análise da potência total instalada de geração de energia elétrica brasileira (centrais de serviço público e autoprodutoras), em 2016, a potência instalada teve um acréscimo de 9.479 MW. Nesta expansão, as centrais hidráulicas contribuíram com 55,6 %, enquanto as centrais térmicas responderam por 18,1 % do acréscimo. As usinas eólicas e solares foram responsáveis pelos 26,3 % da potência restante. Quando é avaliada a micro e mini geração por região, o Sul, em 2016, representou 26,9% da capacidade instalada brasileira e Santa Catarina detém o valor de 37,9 % deste montante (BEN, 2017).

A micro e mini geração distribuída teve um acréscimo na potência instalada à medida que a população toma conhecimento dessa oportunidade, pelo aumento da viabilidade econômica do investimento e pela criação de ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte (BEN, 2017; TOLMASQUIM, 2016).

A energia solar fotovoltaica surgiu, inicialmente, como alternativa para fornecimento de energia elétrica em sistemas remotos ou autônomos, afastados da rede elétrica pública. Todavia, em dias de geração solar insuficiente ou à noite, havia a necessidade de um acumulador, baterias, para garantir o fornecimento (RUTHER, 2004).

A integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de distribuição urbana utiliza a mesma fonte de energia para produzir eletricidade, de forma silenciosa, não-poluente e renovável, nos pontos de carga, com instalação na própria envoltória da edificação. Este tipo de configuração não tem emissões indesejáveis em seu funcionamento e é renovável, devido à natureza inesgotável do sol. Além disso, há outras vantagens como o longo tempo de vida de seus módulos (da ordem dos 30 anos), a sua baixa manutenção e a sua modularidade. A energia solar fotovoltaica, neste esquema, enquadra-se como fonte de energia na Geração Distribuída (GD) e será o foco deste trabalho (BRAUN-GRABOLLE, 2010; BRITO; SILVA, 2006; RUTHER, 2004).

A geração de energia elétrica distribuída (GD) é uma alternativa para as diversas classes de consumidores, como forma de auxiliar o suprimento energético da unidade consumidora com possibilidade de compensação de energia, normatizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A instalação do sistema fotovoltaico nas dependências de uma unidade consumidora e tendo a oportunidade de compensar o excedente de energia em outra unidade, portadora da mesma titularidade e na mesma concessionária ou permissionária de energia caracteriza o autoconsumo remoto, que é um



dos três tipos de compensação de energia elétrica e configura o estudo de caso deste trabalho. Neste estudo, a potência instalada do sistema é de até 75 kW e, portanto, enquadra-se na micro geração (ANEEL, 2015).

Após a publicação da Resolução Normativa (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012 iniciou-se um processo gradativo de difusão da tecnologia fotovoltaica, assim como o desenvolvimento do Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD) para acompanhamento do número de consumidores que instalam ou recebem os créditos oriundos de micro e mini geração distribuída. A Figura 2 apresenta a situação até março de 2018, quanto ao número de conexões e número de consumidores que recebem crédito de energia (ANEEL, 2017; TOLMASQUIM, 2016).

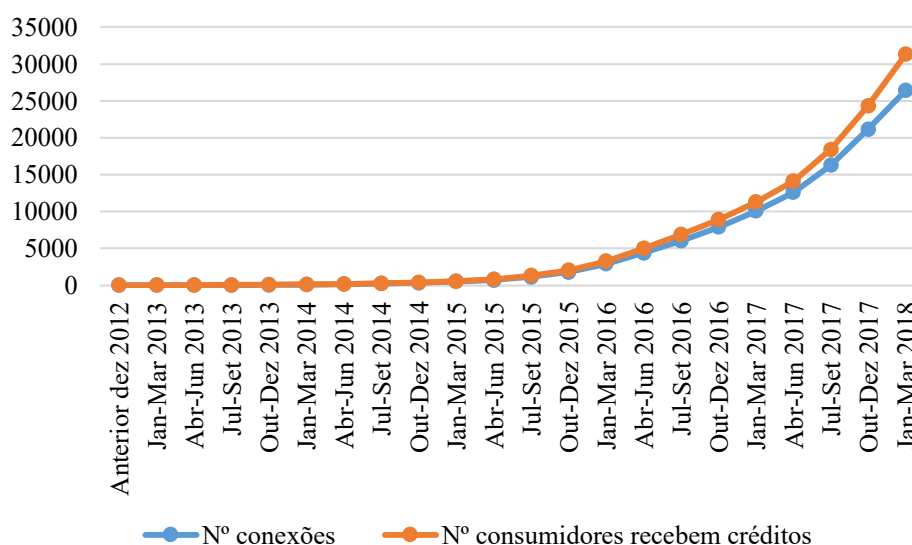


Figura 2 – Número de micro e mini geradores acumulado até março de 2018 (ANEEL, 2018d).

Conforme apresenta a Figura 2, desde 2013 até o fim de 2015, eram 1767 sistemas fotovoltaicos instalados e conectados à rede pública sob o regime da REN 482/2012, somando 13.316,39 kW de potência instalada. A REN nº 687, de 24 de novembro de 2015 entrou em vigor em março de 2016, sendo assim, de 2016 até março de 2018 eram 24.656 consumidores com micro ou mini geração, somando 226.198,19 kW de potência instalada. Em junho de 2018 já são 30.551 sistemas conectados. O crescimento do número de consumidores que recebem crédito não cresce igualmente ao número de conexões devido às possibilidades, advindas da REN 687/2015, de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto, onde mais de uma residência/edificação é impactada pela geração fotovoltaica (ANEEL, 2018d).

O objetivo deste Trabalho de Conclusão de Curso é descrever as etapas de projeto e instalação de um sistema fotovoltaico na cidade de Jacinto Machado-SC com alocação de energia em uma padaria e destinação do excedente para a unidade consumidora residencial do titular. Este trabalho também apresenta a análise do sistema de compensação de energia elétrica, neste estudo, na modalidade de autoconsumo remoto.

Para atingir o objetivo central deste trabalho, é necessário aprofundar o conhecimento acerca do tema escolhido. Após, é possível realizar o projeto do sistema fotovoltaico para a cidade de Jacinto Machado, assim como descrever a etapa de instalação e alocação dos módulos fotovoltaicos, componentes elétricos, caixas de junção, dispositivos de proteção e seccionamento e conexão do inversor, para viabilizar a ligação da geração fotovoltaica à rede de distribuição local da Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado (CEJAMA). Para estimativa prévia da geração de energia, em kWh, é preciso simular o sistema no *software* SAM, através da configuração de suas características, do modelo do módulo fotovoltaico e do inversor escolhidos. Tendo a estimativa de geração e os dados de consumo do titular é possível efetivar a análise de compensação de energia entre as duas unidades consumidoras.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

A revisão da literatura acerca da temática abordada no presente trabalho se dará por meio de pesquisa de trabalhos envolvendo temas como geração distribuída, incentivos e tributos sobre a mini e micro geração e sistemas de compensação de energia.

### **2.1 Geração distribuída**

“A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica” (ANEEL, 2016, p. 7).

O número de unidades consumidoras com geração distribuída, até março de 2018, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2018a), está apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Unidades consumidoras (UC's) com GD (ANEEL, 2018a, acesso em 07 de março de 2018).

Tipo	Quantidade	Quantidade de UC's que recebem créditos	Potência instalada (kW)
CGH <sup>1</sup>	44	6.741	43.075,90
EOL <sup>2</sup>	54	97	10.305,60
UFV <sup>3</sup>	23.733	28.228	213.005,32
UTE <sup>4</sup>	84	226	24.430,62
Total	23.915	35.292	290.817,44

Obs: <sup>1</sup> Centrais Geradoras Hidrelétricas; <sup>2</sup> Eólica; <sup>3</sup> Fotovoltaica; <sup>4</sup> Usinas Termelétricas de Energia.

Na Tabela 1 observa-se quatro tipos de geração, sendo as centrais geradoras hidrelétricas – usinas com potência instalada de até 1 MW -, eólica, fotovoltaica e usinas termelétricas de energia. A representatividade da geração fotovoltaica na GD é em torno de 73,2 %.

A inserção de fontes geradoras de eletricidade vinculadas às unidades consumidoras contribui para gerar energia elétrica em todo o país, por serem conectadas às redes de distribuição de baixa tensão. Assim, as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição não ficam sobrecarregados. A presença de pequenos geradores próximos às cargas é de grande vantagem para o sistema elétrico, uma vez que retardam investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão. Além disso, ajudam na contenção dos impactos ambientais, diversificam a matriz energética e melhoram o nível de tensão da rede nos períodos de carga pesada (CHITOLINA, 2017).

A GD engloba os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, visto que a energia elétrica gerada nos módulos fotovoltaicos é interligada à rede local através do inversor, componente este que converte o fluxo contínuo em alternado com base no sinal e frequência estipulados pela rede. A Figura 3 apresenta um sistema fotovoltaico em GD instalado em um local com potencial favorável para a tecnologia. Há a necessidade de um medidor bidirecional para contabilizar a energia injetada pelo sistema e o consumo da residência (CHITOLINA, 2017; PINHO; GALDINO, 2014).

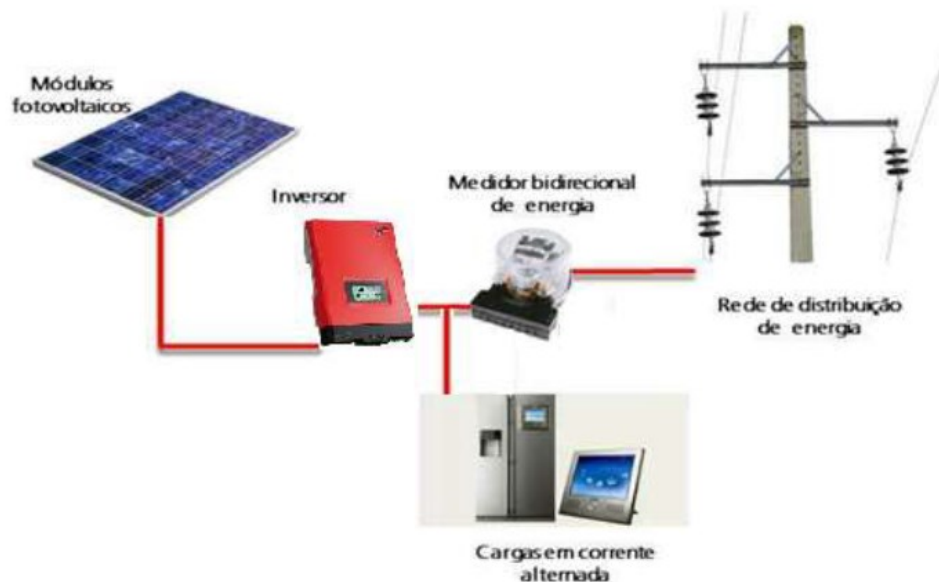


Figura 3 – Demonstração de um sistema fotovoltaico em GD (FREITAS, 2017).

O módulo fotovoltaico converte a irradiação solar em energia elétrica em fluxo contínuo. O inversor solar “*on grid*” é requerido para a transformação do fluxo contínuo em alternado, com base nos requisitos de sinal e frequência da rede elétrica. Para contabilizar a energia injetada pelo sistema e a energia consumida pela residência se torna essencial, salienta-se que nem sempre a energia gerada pelo sistema é igual a energia injetada na rede, visto que pode haver consumo instantâneo na residência (FREITAS, 2017).

As normas utilizadas para instalações elétricas de baixa tensão regulamentadas pela NBR 5410, de 30 de setembro de 2004, também devem ser utilizadas para instalar um sistema fotovoltaico em uma edificação (CHITOLINA, 2017).

O Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos, constituído no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) ressalta que uma política de incentivo adequada poderá promover a consolidação de uma cadeia produtiva de silício solar para atender ao mercado interno e externo de equipamentos e que seria de interesse a adoção de incentivos fiscais e tributários. Os estudos apontaram para a formatação de um programa solar fotovoltaico brasileiro que obriga as distribuidoras a adquirirem a energia injetada na rede pelas unidades de geração à uma tarifa especial por kWh gerado. O Grupo de Trabalho também indica que um programa de incentivo à utilização da energia fotovoltaica que deverá prever o acesso dos consumidores a linhas especiais de crédito para financiar a compra e instalação de sistemas fotovoltaicos (MME, 2009; TAVARES et. al., 2012).

Os avanços regulatórios da geração solar fotovoltaica se iniciaram em 2011, resultado das discussões feitas pelo Grupo Setorial de Energia Fotovoltaica da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee) e pelo Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações (Cobei), responsável pela elaboração das normativas para a conexão de inversores à rede elétrica de distribuição (CHITOLINA, 2017).

Para favorecer e impulsionar o crescimento da geração solar fotovoltaica, a ANEEL regulamentou a micro e mini geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, com sistemas de geração distribuída conectados a redes elétricas de baixa tensão, por meio da Resolução Normativa (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012. Mais tarde a REN 482/2012 foi complementada pela REN nº 517, de 11 de dezembro de 2012 e, posteriormente, alterada pela REN nº 687, de 24 de novembro de 2015 (CHITOLINA, 2017; NOVAK, 2016).

Juntamente, alterou-se os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) que estabelece as normas de acesso à distribuição para, entre outros objetivos, resolver dificuldades relacionadas à conexão de pequenos sistemas fotovoltaicos (ANEEL, 2015).

Em 2012 ficou regulamentado que no Sistema de Compensação de Energia Elétrica a energia ativa injetada por uma UC com micro ou mini geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local. Quando requerido pela residência, há a compensação do consumo de energia elétrica ativa. Portanto, o consumidor pagará na sua fatura apenas a diferença entre o consumo e a auto geração se esta for maior que o custo de disponibilidade da rede, senão paga-se o custo de disponibilidade. Além do pagamento dos custos de disponibilidade da rede elétrica, taxas de iluminação pública e impostos no caso do grupo de baixa tensão (grupo B). Para consumidores do grupo A (média tensão) também será cobrada a demanda contratada (ANEEL, 2015; CHITOLINA, 2017).

A publicação da REN 687/2015 teve como objetivo reduzir os custos e o tempo para conexão de sistemas enquadrados como micro e mini geração, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento (REN 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações contidas nas faturas de energia elétrica (CHITOLINA, 2017).

De acordo com a REN 687/2015, um sistema conectado à rede é classificado, de acordo com a potência de saída CA, em micro geração distribuída quando o gerador de

pequeno porte possui potência menor ou igual a 75 kW. Considera-se mini geração distribuída quando a central geradora de energia elétrica possui potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis de energia elétrica. Com conexão na rede de distribuição por meio de instalações em unidades consumidoras (UCs) (ANEEL, 2015).

Os geradores de pequeno porte integrados à GD podem ser dimensionados para que haja excedente de energia na UC, o qual pode ser aproveitado de diversas formas. A REN 687/2015 estabelece a possibilidade de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, assim como geração compartilhada e autoconsumo remoto, diferenciadas a seguir.

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento (ANEEL, 2015, p. 02).

Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2015, p. 02).

Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2015, p. 02).

A distribuição dos sistemas de GD de acordo com a modalidade, até março de 2018, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2018b), é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 – Modalidades de geração distribuída (ANEEL, 2018b, acesso em 10 de março de 2018).

Modalidade	Quantidade	Conexões (%)	Quantidade de Ucs que recebem os créditos	Potência instalada (kW)
Autoconsumo remoto	1945	7,98%	12727	80236,89
Geração compartilhada	162	0,66%	801	17859,96
Geração na própria UC	22248	91,34%	22248	197624,45
Múltiplas UCs	1	0,004%	5	5,00
Total	24356	100%	35781	295726,30

A Tabela 2 apresenta os dados atualizados do número de UCs nas quatro diferentes modalidades de conexão com as concessionárias ou permissionárias de energia de energia. A compensação de energia elétrica na modalidade de autoconsumo remoto possui 7,98 % das ligações de sistemas distribuídos no país. A geração compartilhada e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras somados representam 0,664 % das UCs com micro ou mini geração distribuída. A forma mais tradicional, a geração na própria UC, acumula 91,34 % das UCs com GD.

A Figura 4 detalha as UCs cadastradas por estados do país e acrescenta a potência instalada por estado, em kW.

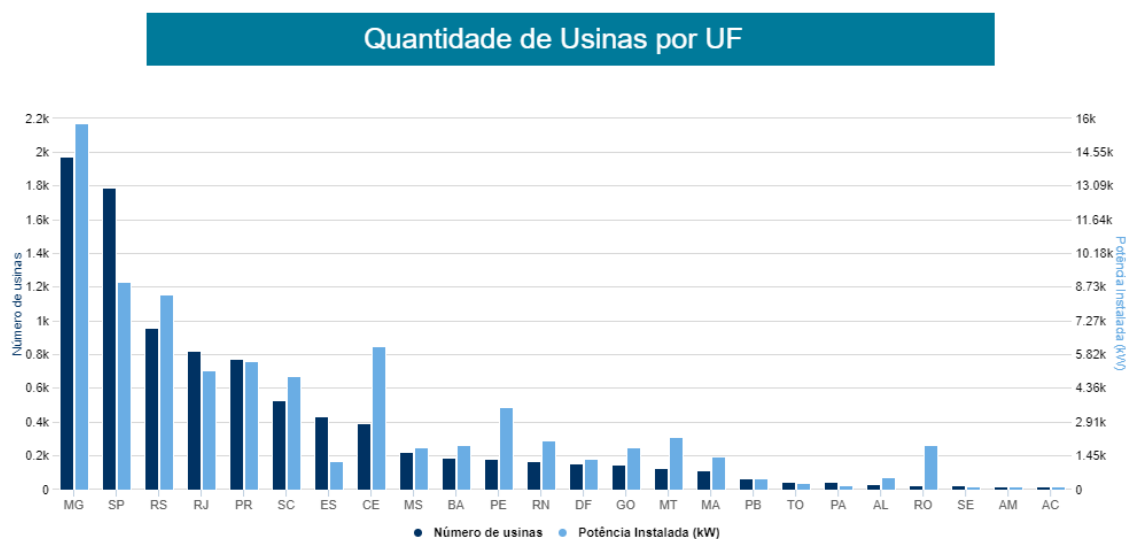


Figura 4 – Unidades consumidoras com GD no âmbito estadual (ABGD, 2018, acesso em 02 de maio de 2018).

Na interpretação da Figura 4 percebe-se que o estado com a maior potência instalada de micro ou mini geração distribuída é o estado de Minas Gerais, com 29,97 %

do total instalado no país. A região Sul representa 22,47 % pois soma 66.445,1 kW de potência instalada.

## 2.2 Tributos e Incentivos

O convênio CONFAZ nº 16/2015 autoriza os estados a isentarem o ICMS sobre a energia da REN 482/2012, os 27 estados da federação já aderiram. Já a Lei nº 13.169/2015 define a isenção de PIS/COFINS sobre a energia da REN 482/2012. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), se o ICMS fosse derrubado em todos os estados, o que já ocorreu, o Brasil teria 55 % mais sistemas fotovoltaicos instalados até o ano de 2023 (ABSOLAR, 2017; BENETTI, 2018; NOVAK, 2016).

No que tange aos incentivos governamentais, principalmente para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica, uma linha do tempo, Figura 5, lista os principais incentivos existentes.

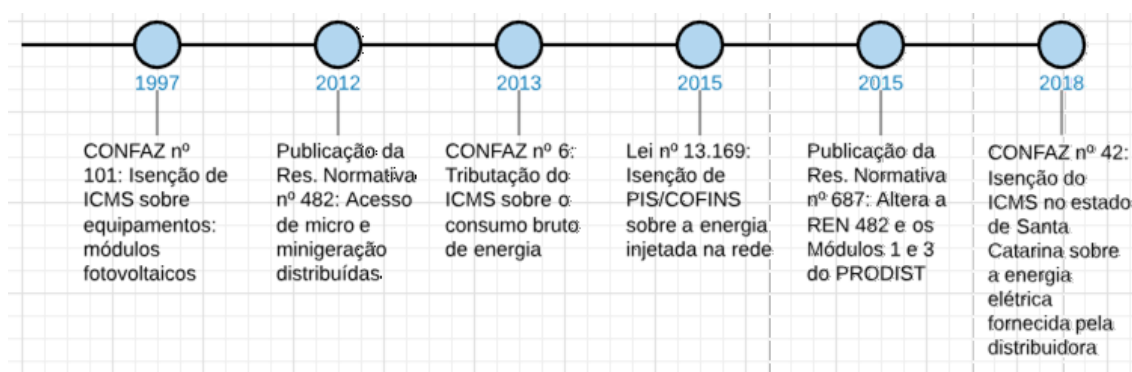


Figura 5 – Incentivos e tributos sobre a micro e minigeração distribuídas (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015; CONFAZ, 1997; CONFAZ, 2013; CONFAZ, 2018; PLANALTO, 2015)

Em 2016, no Brasil, um sistema fotovoltaico completo custa cerca de 20 % a mais do que deveria custar, em razão dos tributos federais, estaduais e municipais que incidem sobre ele. A Figura 6 apresenta os tributos incidentes sobre os componentes de um sistema fotovoltaico (NOVAK, 2016).





Figura 6 – Impostos representativos dos sistemas fotovoltaicos (NOVAK, 2016).

A iniciativa da FINEP, BNDES e ANEEL de criar o Plano de Ação Conjunta Inova Energia, onde foram disponibilizados R\$ 3 bilhões, para os anos de 2013 até 2016. Em 2013, foi lançado o Fundo Solar, a partir de uma parceria entre o Instituto Ideal e o Gruner Strom Label (selo de Eletricidade Verde da Alemanha). O propósito deste incentivo é oferecer o apoio financeiro de R\$ 1.000,00 a R\$ 5.000,00 para cada projeto de microgeração fotovoltaica conectado à rede. Para a primeira fase do projeto foi disponibilizado em torno de R\$ 65.000,00 do Fundo (CHITOLINA, 2017).

No início de 2017 a CELESC abriu as inscrições e cadastramento de interessados em participar do Projeto Bônus Fotovoltaico. O Projeto Bônus Fotovoltaico faz parte do Programa Eficiência Energética CELESC, e foi operacionalizado pela ENGIE Geração de Energia Fotovoltaica. O objetivo é incentivar a geração residencial de energia solar, instalando sistemas completos de produção de energia solar fotovoltaica em até 1.000 residências, com potência de 2,6 kWp para cada unidade. O projeto beneficiou os participantes com bônus de 60% na aquisição de um sistema fotovoltaico e cinco lâmpadas de LED. O consumidor apto a se cadastrar precisava ter, entre outros requisitos,

consumo médio acima de 350 kWh/mês nos últimos doze meses e a unidade consumidora ter telhado com área disponível mínima de 20 m<sup>2</sup> (CELESC, 2017).

As empresas WEG e ENGIE em conjunto com a Federação das Indústrias de Santa Catarina (FIESC) lançaram o Programa Indústria Solar em novembro de 2017. O objetivo do projeto é incentivar a geração de energia solar pelas indústrias oferecendo preços especiais. Para participar, o interessado deve se cadastrar pelo site do programa. Há soluções em residências e indústrias com modelos de potência específica, detalhadas no site do programa. A viabilidade dos projetos será avaliada por uma equipe especializada. A iniciativa tem o apoio da Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) e das instituições financeiras Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE) e Cooperativa Central de Crédito Urbano (CECRED). O Programa está dividido em fases, sendo que a primeira consiste de um projeto piloto que ofertou sistemas fotovoltaicos residenciais com preços especiais e taxas de financiamento atrativas para os colaboradores das instituições parceiras. Em fevereiro de 2018, tais facilidades foram estendidas aos colaboradores de outros segmentos empresariais catarinenses bem como às próprias indústria (FIESC, 2017).

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

#### **3.1 Coleta de dados**

A visita técnica realizada pela empresa LENERGY, do ramo fotovoltaico, culminou no conhecimento do histórico de consumo das duas unidades consumidoras do proprietário, dos últimos doze meses, conforme apresenta a Tabela 3 e a Tabela 4, bem como o estudo das características do local para instalação do sistema fotovoltaico.

Tabela 3 – Histórico anual de consumo da padaria (UC1) (LEENERGY, 2017).

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	2881
Fevereiro	2950
Março	2696
Abril	2018
Maio	2145
Junho	1932
Julho	2044
Agosto	2135
Setembro	2708
Outubro	2467
Novembro	3140
Dezembro	2560
Média Anual	2473

Tabela 4 – Histórico anual de consumo da residência (UC2) (LEENERGY, 2017).

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	352
Fevereiro	415
Março	482
Abril	273
Maio	343
Junho	343
Julho	283
Agosto	301
Setembro	349
Outubro	239
Novembro	297
Dezembro	283
Média Anual	330

A fatura de energia elétrica entregue pelo cliente também continha a localização, tensão de entrada, grupo tarifário e a classificação de cada unidade consumidora, tarifas e taxa de disponibilidade. Ambas as UCs estão localizadas na cidade de Jacinto Machado no extremo sul do estado de Santa Catarina, distante 40 km da cidade de Araranguá/SC, conforme apresenta a Figura 7. A conexão com a Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado (CEJAMA) é realizada a partir de ligação trifásica, com taxa de disponibilidade de 100 kWh, a UC1 está enquadrada na classe de consumo comercial – subgrupo B3 enquanto a UC2 se encaixa na classe residencial – subgrupo B1.



Figura 7 – Estudo de caso na cidade de Jacinto Machado - SC (GOOGLE MAPS, 2018).

### 3.2 Projeto do sistema fotovoltaico

O projeto apresentado neste trabalho foi realizado pela empresa LENERGY com colaboração da autora do presente trabalho, no cargo de estagiária. Neste trabalho serão abordadas as características técnicas do sistema, bem como os procedimentos de instalação, preservando informações confidenciais da empresa e do cliente.

A elaboração da planta de situação, juntamente com o diagrama unifilar geral, o detalhamento CC e CA e o padrão de entrada seguiram as normativas vigentes e as regras da Cooperativa de Eletrificação Jacinto Machado (CEJAMA). Estes documentos foram elaborados no *software* AutoCAD, disponibilizado pela empresa, para auxiliar no desenvolvimento de desenhos em diversas áreas, neste caso em projetos elétricos.

O *software* Google Sketchup é utilizado para a etapa de modelagem, layout do sistema, imagens da simulação, a fim de inferir sobre a disposição dos componentes no local de instalação, com o intuito de informar à equipe o arranjo e as distâncias de colocação dos equipamentos.

Na área de distribuição de energia elétrica, o projeto seguiu normas e formulários da ANEEL, bem como normas elaboradas pela Cooperativa. A CEJAMA estabeleceu a norma técnica referente aos Requisitos Técnicos para a Conexão de Acessantes de Geração em Paralelo com o Sistema Elétrico da CEJAMA (FECO-D-18). Esta norma apresenta as características técnicas básicas do sistema de transmissão, subtransmissão e distribuição, de tensão igual ou inferior a 138 kV. São também relacionados os dados a

serem fornecidos pelo acessante de geração para elaboração dos estudos de viabilidade técnica de conexão à rede elétrica da CEJAMA (FECOERUSC, 2010).

A norma da CEJAMA na área de distribuição de energia em baixa tensão referente à Entrada Consumidora de Baixa Tensão (FECO-D-04), também foi usada no projeto, e aplica-se às instalações consumidoras residenciais, comerciais, industriais, poderes públicos e serviços públicos, com carga instalada de até 75 kW, a serem ligadas nas redes aéreas secundárias de distribuição urbana e rural (FECOERUSC, 2009).

O projeto de instalação do gerador deve apresentar os seguintes documentos, segundo as normas, para análise e cadastramento pela CEJAMA:

- a) Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) de projeto e instalação;
- b) Características técnicas gerais do grupo gerador;
- c) Memorial descritivo, contendo o sistema básico de operação da instalação, sua filosofia e equipamentos de proteção incluindo características dos disjuntores empregados, detalhes do intertravamento dos equipamentos e demais esclarecimentos necessários a boa interpretação do projeto;
- d) Diagrama unifilar elétrico, detalhamento CC e CA, padrão de entrada de energia e planta de situação.

O requerimento acompanhado de dados e estudos necessários à avaliação técnica do acesso deve ser encaminhado à Cooperativa para que se possa definir as condições contratuais, os prazos de conexão e os respectivos encargos do requerente para a contratação do acesso, compreendendo o uso da conexão. Salienta-se que a energização definitiva das instalações dependerá de vistoria e testes finais na entrada de linha no ponto de conexão.

O módulo e o inversor escolhidos para compor o sistema possuem especificações técnicas contidas na Tabela 5 e 6, respectivamente.

Tabela 5 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico JKM 325 PP (Plus) (JINKO SOLAR, 2015).

Características técnicas em STC*	Valor	Unidade
Potência Nominal	325	W
Tensão de máxima potência ( $V_{MPPT}$ )	37,6	V
Corrente de máxima potência ( $I_{MPPT}$ )	8,66	A
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{OC}$ )	46,7	V
Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )	9,10	A
Eficiência módulo	16,75	%
Número de células	72	

\*STC – condições padrão de teste: Irradiância 1000 W/m<sup>2</sup> | Temperatura de célula 25 °C | Massa de ar 1,5

Tabela 6 – Especificações técnicas do inversor on-grid PHB 25 k (PHB SOLAR, 2016).

Características técnicas	Valor	Unidade
Máxima potência	32500	W
Máxima tensão CC	1000	V
Faixa de operação MPPT (SPMP*)	260~850	V
Tensão CC de partida	250	V
Corrente CC máxima	27/27	A
Número de strings em paralelo	6/2 (permite paralelo)	
Máxima potência CA	25000	W
Máxima eficiência	98,2	%
Dimensões (L*A*P)	516*650*203	Mm
Tensão Nominal AC	380/220	V

\*SPMP – Seguidor do Ponto de Máxima Potência

O sistema de geração fotovoltaica possui padrão de entrada novo exclusivo, o qual foi projetado seguindo as normas da CEJAMA. Utilizou-se como base o Anexo Q – Medição a 4 fios com instalação em muro ou mureta, da norma FECO-D-04, conforme Figura 8. Entretanto, o poste é de propriedade particular, ou seja, a caixa de medição não ficará instalada no poste da CEJAMA. Os condutores que fazem a conexão do poste particular à rede elétrica da CEJAMA são de cobre isolado.

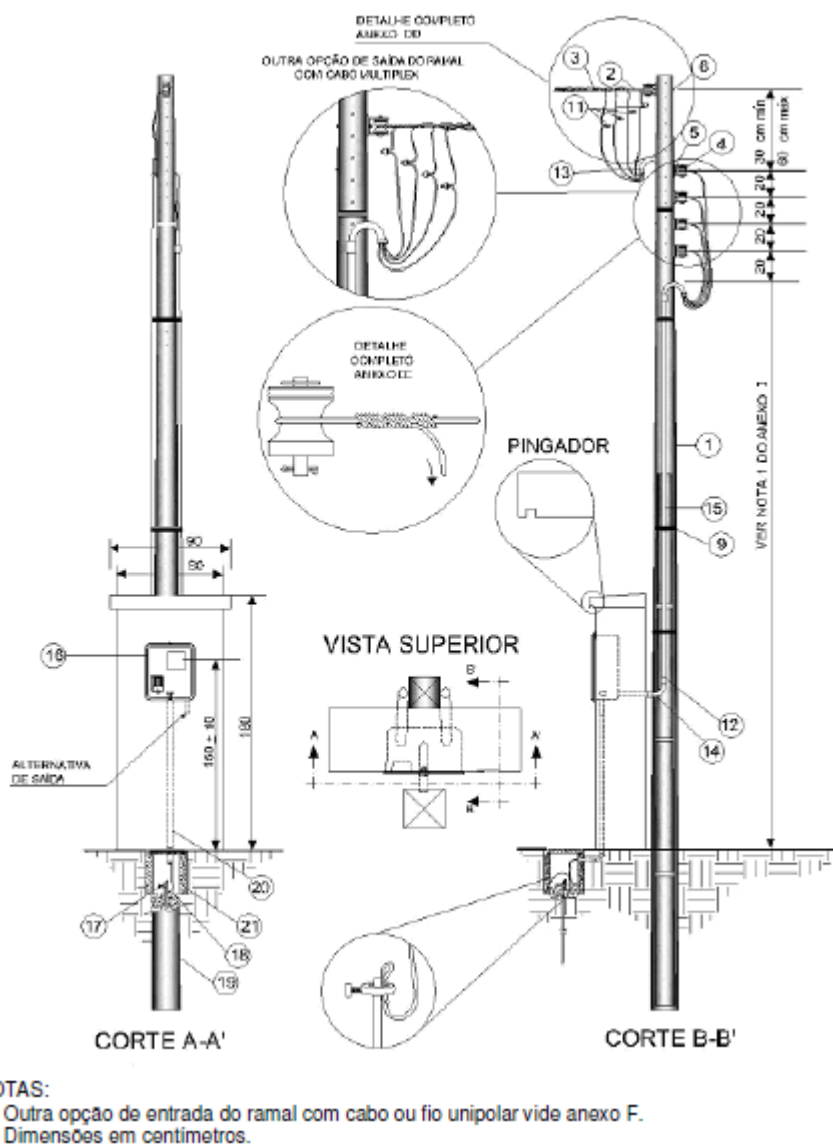


Figura 8 – Padrão de entrada (FECEOERUSC, 2009).

Para conexão do sistema fotovoltaico em baixa tensão utilizou-se diagrama orientativo da norma I.432.0004 – Requisitos para conexão de Micro e Minigeradores de energia ao sistema, conforme Figura 9. Nas normas da CEJAMA não se encontra este diagrama, portanto baseou-se no diagrama disponibilizado pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC).

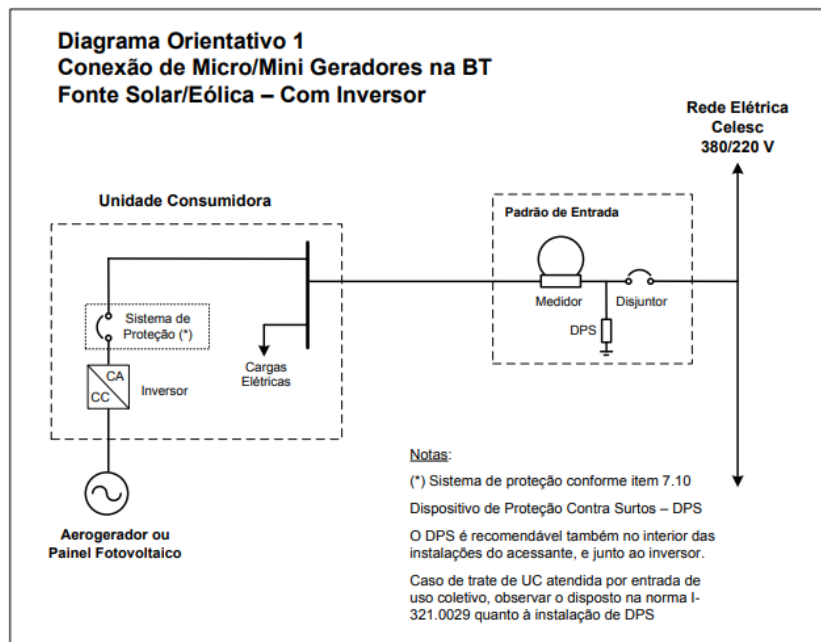


Figura 9 – Diagrama orientativo CELESC (CELESC, 2013).

### 3.3 Índices de mérito

Os índices de mérito referentes ao sistema, os quais caracterizam o sistema fotovoltaico, quanto ao seu desempenho, são encontrados através de equações matemáticas que envolvem, basicamente, potência e energia.

A produtividade de referência ( $Y_R$ ) é expressa pela Equação 1. Esta variável depende da irradiação no plano do gerador ( $H_{anual}$ ), encontrada no Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), no valor aproximado de 3000 Wh/m<sup>2</sup>.dia para Jacinto Machado/SC. Assim como deriva da irradiação nominal ( $G_{nom}$ ), a qual é no valor de 1000 W/m<sup>2</sup> na superfície terrestre.

$$Y_R = \frac{H_{anual}}{G_{nom}} \quad \left| \quad \begin{array}{l} Y_R = \text{Produtividade de referência (kWh/kW)} \\ H_{anual} = \text{Irradiação no plano do gerador (kWh/m}^2\text{)} \\ G_{nom} = \text{Irradiância nominal (kW/m}^2\text{)} \end{array} \right. \quad (1)$$

O fator de capacidade do sistema quantifica a relação entre a energia efetivamente gerada e a energia máxima extraída do sistema se ele operasse sempre com potência nominal, conforme Equação 2.



$$FC = \frac{E_{anual}}{P_{nom} \cdot t} \quad \left| \quad \begin{array}{l} FC = \text{Fator de Capacidade} \\ E_{anual} = \text{Energia anual produzida pelo arranjo (Wh)} \\ P_{nom} = \text{Potência nominal do arranjo (Wp)} \\ t = \text{Período de tempo anual (h)} \end{array} \right. \quad (2)$$

Outros índices de mérito técnico são a produtividade do sistema ( $Y_F$ ) que relaciona a energia produzida pela capacidade instalada do sistema, de acordo com a Equação 3. A razão de performance (PR) é definida como a razão da produtividade do sistema e a produtividade de referência, calculada pela Equação 4. Ambos representam a produtividade final em energia elétrica associada ao recurso solar disponível.

$$Y_F = \frac{E_{anual}}{P_{inst}} \quad \left| \quad \begin{array}{l} Y_F = \text{Produtividade do sistema (kWh/kW)} \\ E_{anual} = \text{Energia anual produzida pelo arranjo (kWh)} \\ P_{inst} = \text{Potência instalada do sistema (kWp)} \end{array} \right. \quad (3)$$

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad \left| \quad \begin{array}{l} PR = \text{Razão de performance} \\ Y_F = \text{Produtividade do sistema (kWh/kW)} \\ Y_R = \text{Produtividade de referência (kWh/kW)} \end{array} \right. \quad (4)$$

O fator de dimensionamento de inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência nominal máxima do gerador fotovoltaico. Um FDI de 0,9 indica que a capacidade do inversor é 90% da potência máxima do arranjo fotovoltaico (PEREIRA; GONÇALVES, 2008).

### 3.4 Dimensionamento simples do sistema

A avaliação da potência requerida do sistema ( $P_{nom}$ ) é feita com base na energia elétrica anual consumida pelas UCs ( $E_{anual}$ ), na razão de performance (PR) e na produtividade de referência ( $Y_R$ ), conforme apresenta a Equação 5.

$$E_{anual} = P_{nom} Y_R PR \quad \left| \quad \begin{array}{l} E_{anual} = \text{Energia anual produzida pelo arranjo (kWh)} \\ P_{nom} = \text{Potência nominal do arranjo (kWp)} \\ Y_R = \text{Produtividade de referência (kWh/kW)} \\ PR = \text{Razão de performance} \end{array} \right. \quad (5)$$

Para encontrar a energia elétrica consumida anualmente basta realizar o somatório do consumo mensal apresentado nas Tabelas 3 e 4, para UC1 e UC2 respectivamente. No caso da UC2 é necessário subtrair o custo de disponibilidade da unidade, de 1200 kWh no ano.

A razão de performance para sistemas instalados no sul do país é em torno de 80%. É preciso estimar visto que ainda não há informação de produtividade do arranjo nem a potência instalada (MACHADO; CORREA, 2015).

### **3.5 Simulação do sistema fotovoltaico**

Para a estimativa da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico será utilizado o *software System Advisor Model (SAM)*, disponível para *download* em <https://sam.nrel.gov/download>, desenvolvido pelo laboratório americano *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* pertencente ao Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (EUA). Este é o único laboratório federal dedicado à pesquisa, desenvolvimento, comercialização e implantação de tecnologias de energia renovável e eficiência energética. O software criado pelo laboratório permite a simulação de sistemas de energias renováveis, dentre eles sistemas fotovoltaicos em geração distribuída.

O software computacional permite conhecer uma aproximação da geração de energia elétrica, em kWh, mês a mês, com base no potencial solar da região de instalação do sistema, no módulo e inversor definidos no projeto, no arranjo do sistema e sua configuração.

A escolha do arranjo do sistema fotovoltaico foi feita a partir de simulações no *software*, com o intuito de avaliar qual configuração atenderia o consumo mensal da padaria (UC1) e ainda geraria excedente a ser aplicado na residência (UC2). Tendo como premissa o valor que o cliente pode investir.

### **3.6 Sistema de compensação de energia por autoconsumo remoto**

A análise de compensação de energia elétrica considerará o suprimento de energia elétrica na UC1 e alocação do excedente de energia na UC2, com base na energia gerada pelo sistema fotovoltaico de micro geração distribuída estimada a partir da simulação no *software SAM*.

Nesta etapa será avaliado o faturamento, em kWh nas duas UCs, antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico de micro geração distribuída, fundamentada na leitura do Caderno Temático de Micro e Mini geração Distribuída. O caderno apresenta, considerando as novas revisões realizadas pela ANEEL através da REN 687/2015 e Módulo 3 do PRODIST, todos os conceitos, informações e um passo-a-passo de como deve-se proceder o processo do acesso à GD. Além disso apresenta um capítulo designado à análise de compensação de energia para diferentes classes de consumidores envolvendo as três modalidades, sendo elas o autoconsumo remoto, empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada (ANEEL, 2016).

### 3.7 Análise de viabilidade econômica

Uma vez que o projeto será elaborado, simulado e avaliado segundo a compensação de energia na modalidade de autoconsumo remoto, tornar-se-á relevante realizar um estudo de viabilidade econômica para instalação do sistema fotovoltaico. A metodologia realizada para analisar o projeto financeiramente inicia com o levantamento do investimento inicial, da geração do sistema fotovoltaico, que será obtida na seção 4.2 deste trabalho.

Para construir o fluxo de caixa será considerado o Reajuste Tarifário Anual (RTA) aplicado pela CEJAMA conforme aprovação da ANEEL, além da taxa de redução da geração, ambos anualmente. O objetivo será encontrar os índices financeiros que indicam a viabilidade ou não do investimento.

Sabendo que o valor monetário varia em um período de tempo, será necessário pesquisar a taxa de tal oscilação, sendo esta a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), a qual representa o mínimo que um cliente se propõe a ganhar quando faz um investimento.

A taxa de atratividade de determinado investimento é indicada primeiramente através do payback, ou seja, o período de tempo que o cliente irá demorar para recuperar o capital inicial investido, calculado a partir do fluxo de caixa. O payback pode ser calculado pela Equação 4 (PUCCINI, 2011).

$$Payback = p + \frac{FC_p}{FC_p - FC_{p+1}} \quad \left| \begin{array}{l} p = \text{período imediatamente antes do fluxo de caixa acumulado passar a positivo} \\ FC_p = \text{Fluxo de caixa acumulado para o período } p \\ FC_{p+1} = \text{Fluxo de caixa acumulado para o período } p+1 \end{array} \right. \quad (4)$$

Há a avaliação do Valor Presente Líquido (VPL), que corresponde ao valor líquido atual de um investimento ( $-FC_0$ ), descontando-se as taxas de juros dos valores futuros. Com base na TMA ( $i$ ) e uma série de benefícios ( $FC_t$ ) ao longo do horizonte de análise do investimento ( $n$ ). O cálculo matemático do VPL envolve a aplicação da Equação 5 ou a utilização da função financeira no Excel chamada VPL subtraindo o investimento inicial (PUCCINI, 2011).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - \text{Investimento} \quad \left| \begin{array}{l} t = \text{período (anos ou meses)} \\ n = \text{tempo total projeto (anos ou meses)} \\ i = \text{Taxa Mínima de Atratividade (TMA)} \\ FC = \text{Fluxo de Caixa por período} \end{array} \right. \quad (5)$$

O Índice Benefício Custo (IBC) é encontrado a partir da relação entre o fluxo esperado de benefícios de um projeto e o fluxo esperado dos investimentos requeridos para realizá-lo, conforme apresenta a Equação 6.

$$IBC = \frac{\text{Investimento} + VPL}{\text{Investimento}} \quad \left| \begin{array}{l} VPL = \text{Valor Presente Líquido} \end{array} \right. \quad (6)$$

Para estimativa de rentabilidade calcula-se, também, o Retorno adicional sobre o Investimento (ROIA). O ROIA, que deriva da taxa equivalente ao Índice Benefício/Custo (IBC) para cada período do projeto, é semelhante ao percentual obtido através do conceito de Valor Econômico Agregado (EVA), em outras palavras, corresponde a um adicional de ganho por ano. Para tanto, utiliza-se a função taxa do Excel (GALLON et al., 2006).

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de juros (desconto) que iguala, em determinado momento do tempo, o valor presente das entradas (recebimentos) com o das saídas previstas de caixa. Como a TIR é a taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento iguale-se a zero, matematicamente, a TIR é obtida resolvendo-se a Equação 7 para o valor de  $i$  que torne o VPL igual a zero. A TIR pode ser calculada tanto por tentativa e erro ou recorrendo a uma calculadora financeira sofisticada ou a um computador (PEREIRA; ALMEIDA, 2008).

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - \text{Investimento} \quad \left| \begin{array}{l} t = \text{período (anos ou meses)} \\ n = \text{tempo total projeto (anos ou meses)} \\ TIR = \text{Taxa Interna de Retorno} \\ FC = \text{Fluxo de Caixa por período} \end{array} \right. \quad (7)$$

Há a análise de investimento a partir da aplicação do investimento inicial em títulos de renda fixa, que os bancos emitem afim de captar dinheiro para realizar suas transações financeiras. O título escolhido para comparação é o Certificado de Depósito Bancário (CDB), que funciona como um empréstimo que você faz à instituição financeira, recebendo uma remuneração em troca. Ao final da aplicação, o valor investido é acrescido de juros.

Para tanto, será simulado uma aplicação em CDB com o investimento inicial. Como é difícil acertar as tendências do mercado ao longo dos anos, escolheu-se um CDB pré-fixado, ou seja, a taxa de juros que será paga pelo dinheiro emprestado é fixada no ato do contrato, logo, já se tem uma previsão do valor que será resgatado no vencimento.

Considerando o Certificado de Depósito Interfinanceiro (CDI) atual (30 de junho de 2018) de 6,83 %\* a.a. e um rendimento de 73,12 %\*\* da CDI que é a taxa de juros que o Bradesco Prime paga atualmente para este tipo aplicação, com investimento de R\$ 100.000,00. Então o investimento será feito com um rendimento de 4,99 % a.a. Para aplicações com prazo maior que 24 meses se tem um desconto de 15 % de IR sobre a rentabilidade (MINHASECONOMIAS, 2018a\*; MINHASECONOMIAS, 2018b\*\*).

### **3.8 Instalação do sistema fotovoltaico**

A correta instalação do sistema fotovoltaico requer a atuação de profissionais capacitados na área de construção civil, de instalação e de eletricidade, cujas ações serão fundamentadas no planejamento, organização e execução das atividades, conforme orientações detalhadas no projeto.

### **3.9 Fluxograma do trabalho**

O fluxograma apresentado na Figura 10 foi criado para expressar a sequência e estrutura do estudo de caso apresentado neste trabalho.

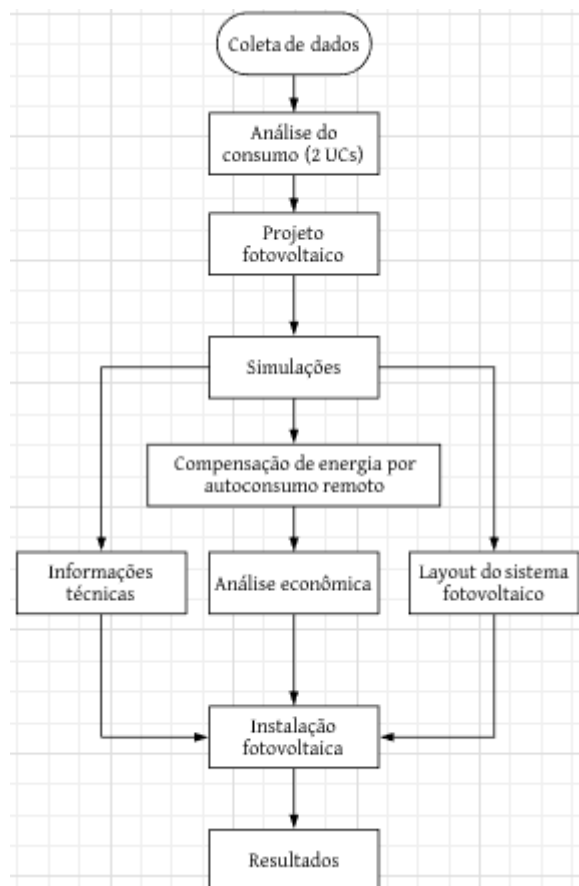


Figura 10 – Fluxograma do trabalho (AUTOR, 2018).

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seguir serão apresentados os resultados do estudo de caso discutido neste trabalho referente ao sistema fotovoltaico de micro geração distribuída, envolvendo a apresentação do projeto e instalação fotovoltaica, bem como a simulação e análise de compensação de energia por autoconsumo remoto.

### 4.1 Projeto fotovoltaico

Para elaboração do projeto do sistema de micro geração fotovoltaica foram seguidos os requisitos para a conexão de micro geradores de energia à rede de distribuição local, apresentados na REN nº 687/2015. Os documentos e diagramas exigidos pela CEJAMA serão apresentados no decorrer deste trabalho.

#### 4.1.1 Dimensionamento simples do sistema

A demanda anual de energia na UC1 é de 29.676 kWh/ano. Enquanto na UC2 foram consumidos nos últimos doze meses 3.960 kWh/ano. Portanto, a energia anual fica no valor de 22.436 kWh/ano. A Equação 5 nos retorna uma produtividade de referência de 1080 kWh/kW. Logo, a potência estimada para o sistema, através de um dimensionamento simplificado, é de 25,97 kWp, retirada a partir da Equação 4. No mercado há um kit disponível de 26,65 kWp de potência, o qual foi escolhido para o empreendimento.

Para determinação do arranjo foram tomadas como referência as especificações técnicas dos equipamentos contidas nas Tabelas 5 e 6. Sabendo que cada módulo tem uma tensão de circuito aberto de 46,7 V, arranjos em série de 17 módulos chegará a uma tensão de 794 V, valor que é inferior à tensão máxima CC do inversor (1000 V). Se arranjar três strings em paralelo, a corrente alcançará 27,3 A, ultrapassando, em 0,3 A, a corrente máxima suportada pelo inversor. Isso se deve ao fato de o inversor estar levemente subdimensionado, ou seja, com um fator de dimensionamento de 0,94. Para tanto, foram definidas três strings de 16 módulos e duas strings de 17 módulos, conforme descrição a seguir.

#### 4.1.2 Descrição do sistema

O sistema de micro geração fotovoltaica conectado à rede elétrica da CEJAMA na cidade de Jacinto Machado/SC, objeto deste trabalho, é exibido na Figura 11.



Figura 11 – Sistema fotovoltaico de 26,65 kWp (AUTOR, 2018).

O gerador fotovoltaico possui potência nominal de 26,65 kWp, a partir da instalação, em solo, de 82 módulos, cujo arranjo ocupa 159,1 m<sup>2</sup>. O módulo escolhido é do fabricante Jinko Solar, do modelo JKM 325 PP (Plus), onde cada unidade possui potência nominal de 325 Wp. O inversor do fabricante PHB Solar, do modelo PHB 25 k – DT, com potência nominal de 25 kW, foi selecionado para compor o sistema. O módulo e o inversor escolhidos neste projeto são apresentados na Figura 12.



a)



b)

Figura 11 – a) módulo JKM 325 PP (Plus); b) Inversor PHB 25 k – DT (JINKO SOLAR, 2015; PHB SOLAR, 2016)



O inversor ficará posicionado em edificação exclusiva junto ao poste particular da unidade consumidora, sendo um ambiente ventilado próximo ao conjunto de módulos fotovoltaicos, respeitando as distâncias mínimas para a ventilação, conforme manual do fabricante, Figura 13. Neste arranjo também estará a caixa de proteção CC / CA.

O inversor escolhido tem as proteções denominadas pela normativa ANSI, sendo elas: sobretensão (em todas as fases) – 59; subtensão (em todas as fases) – 27; sub e sobrefrequência 81 O/U; Check de sincronismo – 25; Anti-ilhamento – 78; Relé anti-ilhamento – 81 df/dt.

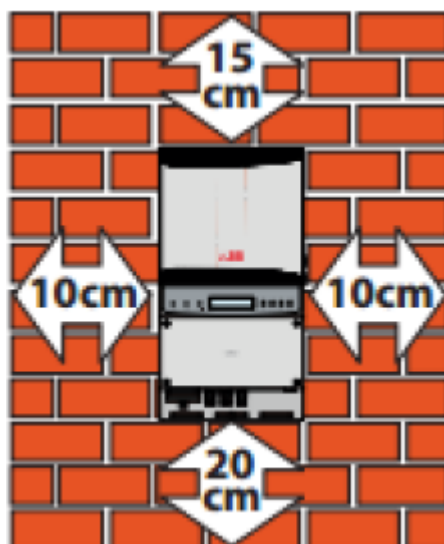


Figura 13 – Local e posição de instalação do inversor (PHB SOLAR, 2016).

Os módulos têm orientação para o norte geográfico, com aproximadamente 25° de ângulo de inclinação. São 82 módulos com ligação série, dispostos em cinco strings, sendo três strings com 16 módulos cada, com ligação em paralelo entre as strings e duas strings com 17 módulos cada, também com ligação em paralelo entre as strings. Os condutores que interligam os módulos em série e conectam ao inversor são cabos solar flexíveis de cobre com isolamento dupla (1 kV). O arranjo fotovoltaico é mostrado no Diagrama Unifilar Geral, ampliado na Figura 14.

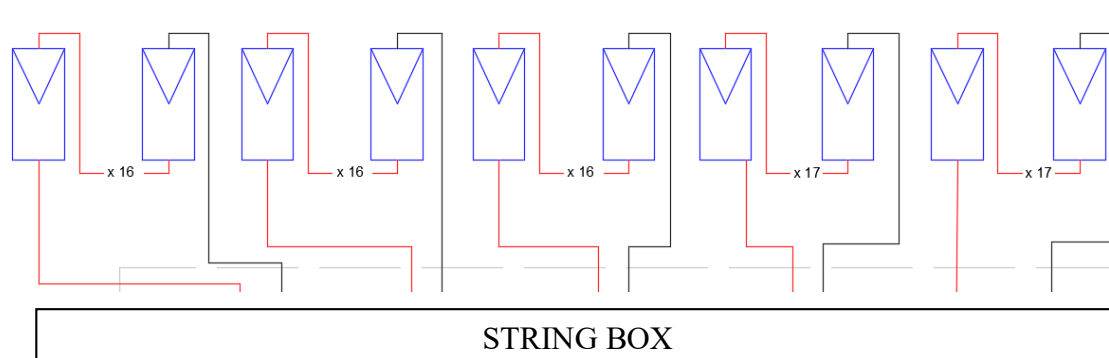


Figura 14 – Arranjo fotovoltaico do projeto (LENERGY, 2017)

No circuito em tensão contínua (CC) o arranjo fotovoltaico está protegido por fusíveis em todos os condutores de todas as strings e após, contém chave seccionadora de 1000 V<sub>CC</sub> para cada MPPT. Para os condutores positivo e negativo conectados aos MPPTs é necessário instalar Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS). Neste projeto foram utilizados dois DPS Bipolar, classe II, com corrente máxima de descarga igual a 40 kA e nível de proteção de 1000 V<sub>CC</sub>, uma unidade para cada MPPT. O circuito CC, ampliado, está na Figura 15.

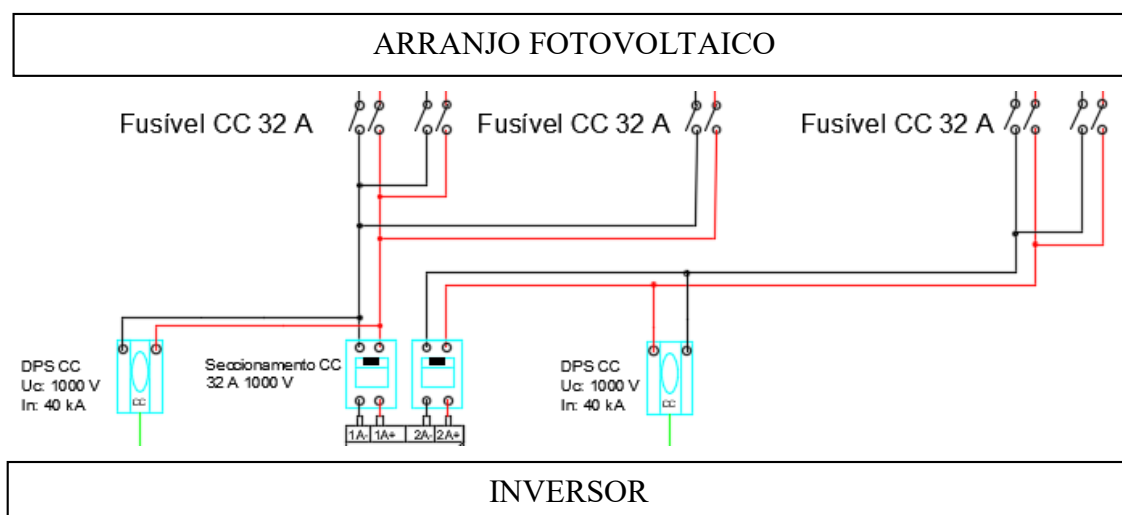


Figura 15 – Componentes de proteção e seccionamento no circuito CC (LENERGY, 2017).

A conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica de distribuição da CEJAMA requer o equipamento que converta a tensão contínua produzida pelo arranjo em tensão alternada (CA) com amplitude e frequência determinadas pela rede. Neste caso, o equipamento requerido é o inversor solar *on-grid*. Em seguida, o circuito é composto por um dispositivo de seccionamento tripolar (disjuntor) para proteção dos condutores CA, antes da conexão à rede.

Para proteção contra surtos precisam ser instalados DPSs nos condutores fases e neutro (3F+N), ou seja, quatro DPSs classe II, nos quais a corrente máxima de descarga é 40 kA e o nível de proteção é de 275 V<sub>CA</sub>.

Para a conexão da saída do inversor à rede elétrica no Quadro de Distribuição (QDL) são utilizados cabos de cobre flexíveis (três fases, neutro e proteção) com isolamento para 1 kV e capacidade de corrente máxima, instalados em eletroduto aparente de seção circular, onde foi requerido aproximadamente 5 m de cada cabo.

O circuito CA é apresentado na Figura 16, que menciona os componentes de proteção supracitados.

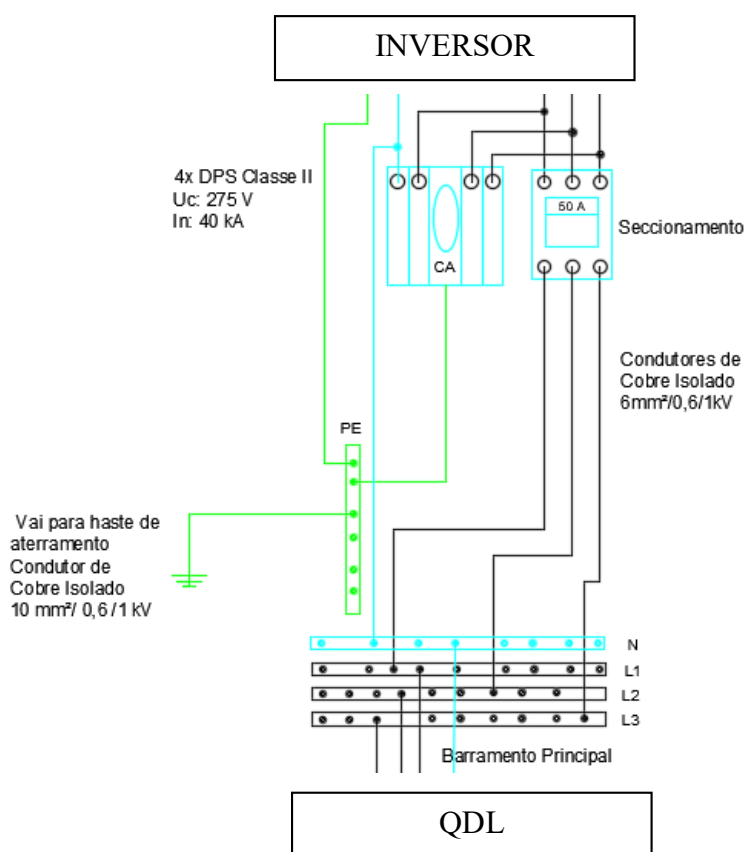


Figura 16 – Componentes de proteção e seccionamento no circuito CA (LENERGY, 2017).

O sistema de aterramento utilizado será o Terra e Neutro separado (TN-S). O sistema será formado por três hastes, em linha a cada 3 m, de aço zincado com revestimento de cobre com diâmetro de 15 mm e comprimento de 240 mm, apresentada na Figura 17, a qual será totalmente enterrada na posição vertical, para que se mantenha inferior a 10 ohms a resistência de aterramento. O condutor de proteção será de cobre e atenderá as normas NBR 6148 – Condutores isolados com isolamento extrudado de cloreto

de polivinila (PVC) para tensões até 750 V – sem cobertura e NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão.

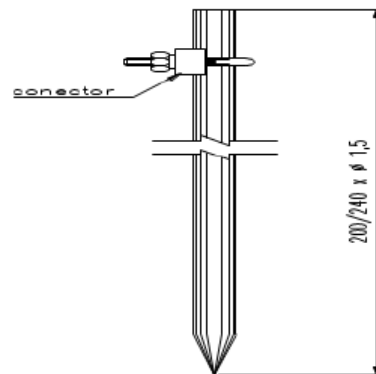


Figura 17 – Padrão do eletrodo de aterramento.

#### 4.1.3 *Layout* do sistema

A visualização dos módulos, seu posicionamento em relação a via pública, bem como a localização da casa do inversor para aproveitamento da direção do vento oeste-leste na região e apresentação ao cliente foi possível através da criação de um *layout* no *software Sketchup*, o qual é apresentado na Figura 18. Salienta-se que a posição do poste particular foi alterada para a lateral da casa do inversor no momento da instalação, por sugestão da cooperativa. Um adendo para a constituição do sistema pronto com todos os componentes, apresentado na Figura 19.

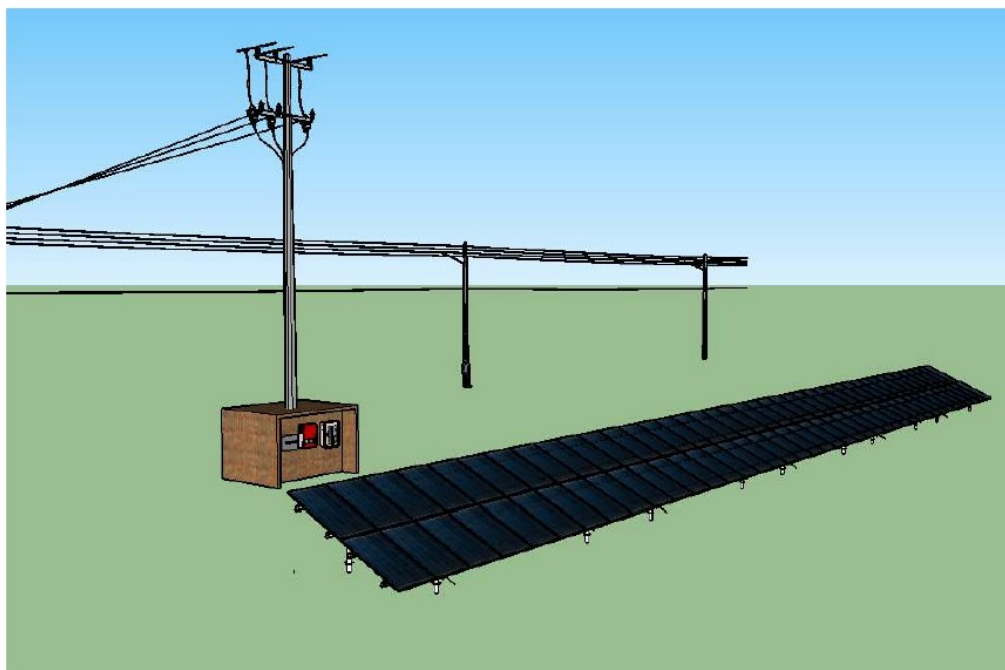


Figura 18 – Layout do sistema fotovoltaico com 82 módulos, casa do inversor e poste particular (LEENERGY, 2017).



Figura 19 – Sistema construído (LEENERGY, 2017).

## 4.2 Simulação do sistema fotovoltaico

No que tange o recurso solar, como o *software* possui apenas dados de irradiação de algumas cidades brasileiras, foi escolhida a cidade de Florianópolis/SC, pois é a única

disponível do estado de Santa Catarina. Logo, os dados de irradiação solar da cidade de Jacinto Machado/SC foram aproximados pelos da capital catarinense, sem prejuízo significativo na avaliação do sistema, já que a distância entre as cidades é de 250 km.

A próxima etapa, no SAM, foi a escolha do tipo de módulo fotovoltaico e do inversor. No banco de dados do software não foi encontrado o módulo definido no projeto. Portanto, foi selecionado o módulo da marca Jinko Solar 320 PP - 72, com uma potência nominal de 320 Wp, 16,75 % de eficiência e especificações elétricas variando em torno de 5 % em relação ao módulo JKM 325 PP(Plus) – 72. A curva I x V do módulo selecionado, bem como outras características técnicas estão apresentadas na Figura 20.

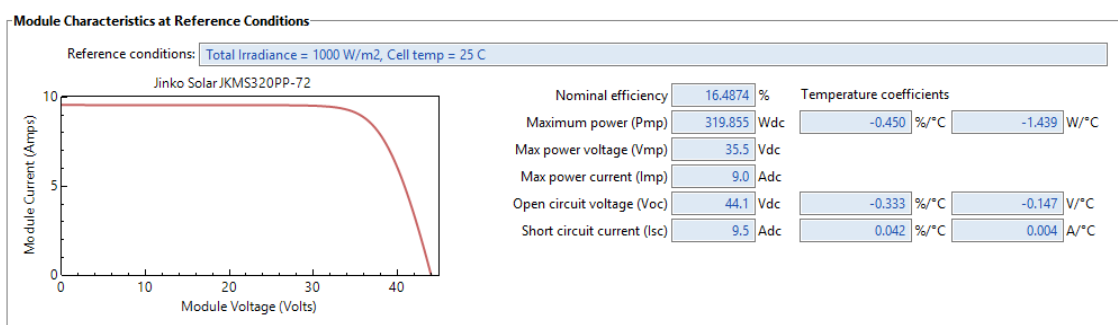


Figura 20 – Características técnicas do módulo Jinko Solar 320 PP – 72 (SAM, 2018).

A definição do inversor no SAM obedeceu a similaridade na potência máxima CA, a qual é de 25 kW (conforme escolha no projeto). Neste caso, a única opção do banco de dados foi o inversor da marca Schneider Electric Solar Inverters USA: Conext CL 25000 NA 480 V [CEC 2015]. A máxima tensão CC coincide, no valor de 1000 V e a eficiência é de 97,98 %. As curvas que relacionam a % da potência de saída nominal e a eficiência, assim como todas as características do inversor estão na Figura 21.

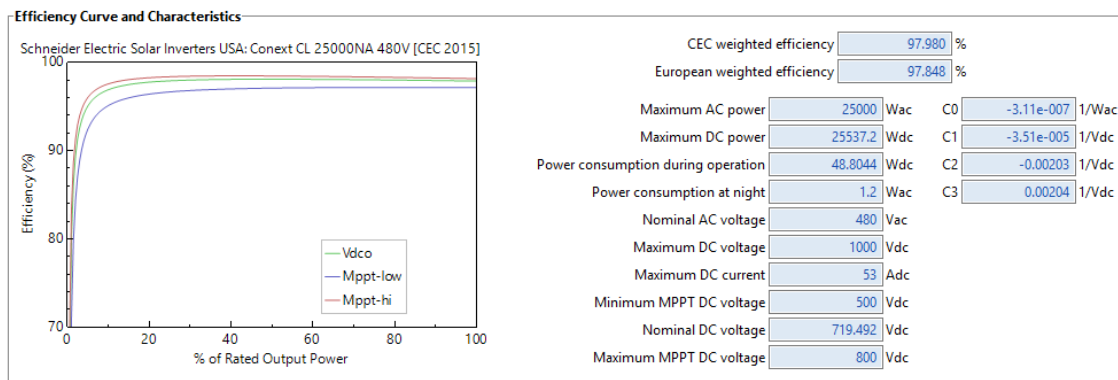


Figura 21 – Especificações técnicas do inversor Schneider Electric Solar Inverters USA: Conext CL 25000 NA 480 V [CEC 2015] (SAM, 2018).

O design do sistema fotovoltaico pode, então, ser definido, de forma que alguns parâmetros fiquem adequados e em faixas que proporcionem o aproveitamento máximo da geração de energia elétrica e com máxima eficiência de conversão. Os requisitos mais importantes são a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) e a tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) geradas por string de módulos fotovoltaicos comparados com a máxima tensão CC que o inversor suporta ( $V_{MAXdc}$ ) e a faixa de tensão no ponto de máxima potência admitida pelo inversor ( $V_{MPPT}$ ), respectivamente, resumidos na Figura 22. Destaca-se que o sistema simulado apresenta um FDI de 0,92 ou um sobredimensionamento de geração fotovoltaica de 1,09.

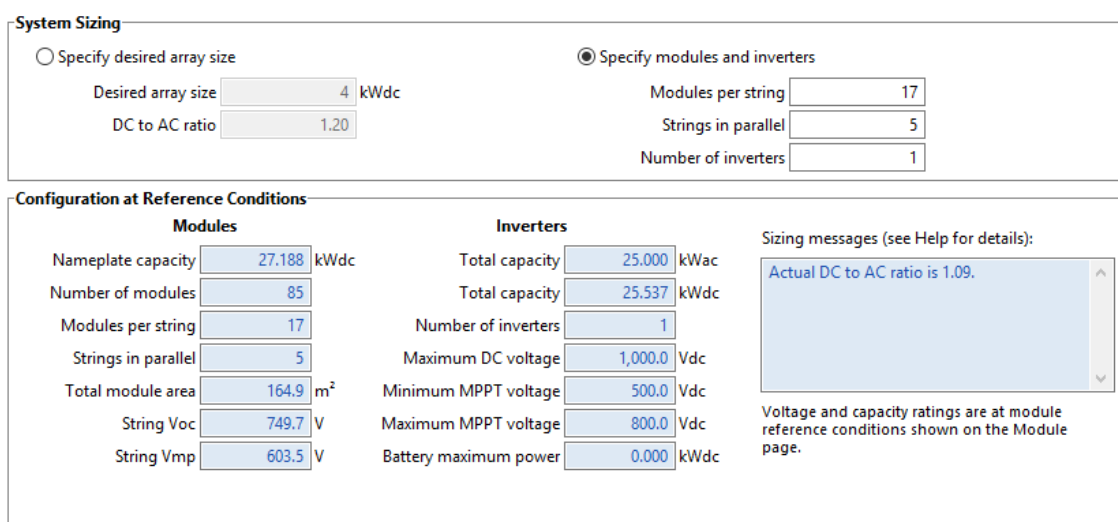


Figura 22 – Design do sistema com a união entre o arranjo fotovoltaico e o inversor (SAM, 2018).

A configuração avaliada foi um sistema de 17 módulos em série (uma string) e 5 strings em paralelo, totalizando 85 módulos que ocupam uma área de 164,9 m<sup>2</sup>. Salienta-

se que os dados de projeto são 3 strings de 16 módulos e 2 strings de 17 módulos, todavia o *software* não permite inserir esta configuração, gerando assim mais uma aproximação.

A compilação dos dados no SAM forneceu a produção de energia mensal e a produtividade mensal do sistema, conforme apresenta a Tabela 7 e denota na forma de gráfico a variação da energia gerada (em cinza) e do consumo (azul) ao longo do ano, observada na Figura 23. A escolha do sistema considerou a necessidade de atender a demanda de energia elétrica da UC1, com deslocamento do excedente para a UC2, tendo o cuidado de não superdimensionar o sistema.

Tabela 7 – Energia gerada, em corrente alternada, pelo sistema fotovoltaico escolhido (SAM, 2018).

Mês	Geração pelo sistema fotovoltaico (kWh)	Produtividade (kWh/kW)
Janeiro	3.835,03	143,90
Fevereiro	3.316,16	124,43
Março	3.860,03	144,84
Abril	3.262,49	122,42
Mai	3.049,27	114,42
Junho	2.682,43	100,65
Julho	2.567,92	96,36
Agosto	3.141,01	117,86
Setembro	3.029,32	113,67
Outubro	3.471,76	130,27
Novembro	3.560,31	133,60
Dezembro	3.675,23	137,91
Média Mensal	3.287,58	123,36

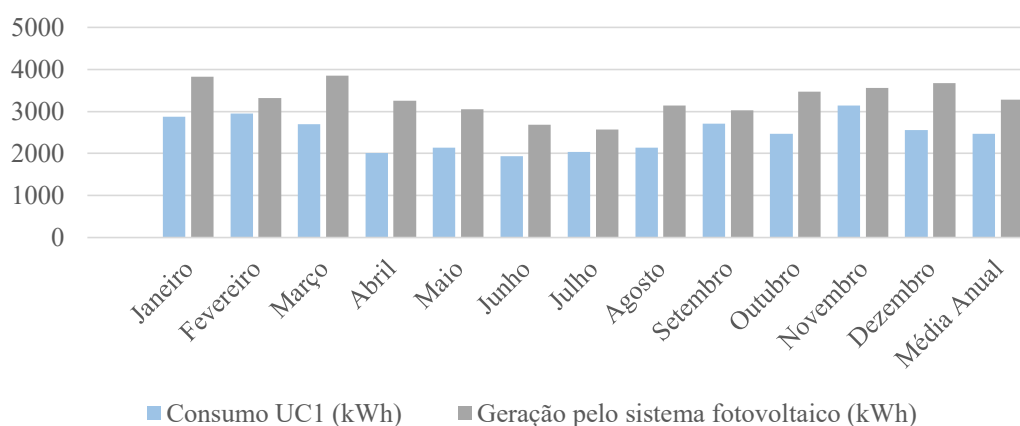


Figura 23 – Consumo e produção de energia mensal, em kWh (SAM, 2018).



De acordo com a Figura 21, em todos os meses a geração solar fotovoltaica supera o consumo da UC1, mesmo nos meses de abril à agosto em que a geração é mais baixa (em torno de 2000 kWh). O sistema tem uma produção média de energia anual de 3.287,58 kWh, enquanto o consumo médio anual é de 2.473,00 kWh. Os meses que possuem geração superior à 3.500 kWh são janeiro, março, novembro e dezembro, devido a maior irradiação média diária local nestes meses.

A produção total é de 39,45 MWh/ano. O fator de capacidade do sistema é de 16,6%. Outros índices de mérito técnico são a produtividade do sistema (Y) que, neste caso, é de 1.451 kWh/kW e a taxa de desempenho (PR) que é de 81 %. O sistema fotovoltaico apresenta índices de mérito muito próximos a outros sistemas instalados no sul do país (GEHRING; LOPES; DALMOLIN, 2015).

### 4.3 Análise de compensação de energia por autoconsumo remoto

O sistema dimensionado é capaz de suprir o consumo de energia da UC1 em todos os meses do ano, conforme mostra a Tabela 8, e cujo excedente está apresentado na coluna de crédito excedente UC1. A energia faturada na UC1, após a instalação do arranjo, será correspondente ao valor do custo de disponibilidade, nesta unidade 100 kWh, quando a geração supera o consumo.

Tabela 8 – Balanço entre energia consumida e gerada pelo sistema fotovoltaico na UC1 (AUTOR, 2018).

Mês	Consumo UC1 (kWh)	Geração pelo sistema fotovoltaico (kWh)	kWh faturado	Crédito excedente UC1 (kWh)
Janeiro	2.881,00	3.835,03	100	954,03
Fevereiro	2.950,00	3.316,16	100	366,16
Março	2.696,00	3.860,03	100	1.164,03
Abril	2.018,00	3.262,49	100	1.244,49
Mai	2.145,00	3.049,27	100	904,27
Junho	1.932,00	2.682,43	100	750,43
Julho	2.044,00	2.567,92	100	523,92
Agosto	2.135,00	3.141,01	100	1.006,01
Setembro	2.708,00	3.029,32	100	321,32
Outubro	2.467,00	3.471,76	100	1.004,76
Novembro	3.140,00	3.560,31	100	420,31
Dezembro	2.560,00	3.675,23	100	1.115,23

Conforme visualiza-se na Tabela 8, o consumo médio da padaria é em torno de 2.473 kWh, enquanto a geração média do sistema fotovoltaico é aproximadamente 3.288 kWh. Como o sistema simulado tem uma potência de 27,188 kW, a geração anual chega à 39,45 MWh. Em todos os meses a geração superou o consumo, portanto a UC1 foi faturada em 100 kWh, ou seja, o cliente pagará apenas a taxa de disponibilidade. O balanço entre geração e consumo gerou o crédito excedente em UC1, sendo que no mês de abril houve o maior saldo no valor de 1.244,49 kWh, contrapondo ao mês de setembro onde ocorreu a menor sobra de energia, no valor de 321,32 kWh.

O consumidor indicará para a cooperativa que o excedente da UC1 será utilizado para compensar o consumo da UC2. A compensação do crédito alocado para a UC2 está representada na Tabela 9. Nesta unidade, o consumidor irá faturar no mínimo 100 kWh, que é o custo de disponibilidade da permissionária para ligação trifásica. Para contabilizar o crédito acumulado da UC2 é avaliado o crédito alocado e o consumo da UC2. Lembrando que o crédito excedente UC1 é o mesmo que o crédito alocado UC2.

Tabela 9 – Alocação de créditos e faturamento UC2 (AUTOR, 2018).

Mês	Consumo (kWh)	Crédito alocado UC2 (kWh)	kWh faturado (kWh)	Crédito acumulado UC2 (kWh)
Janeiro	352	954,03	100	602,03
Fevereiro	415	366,16	100	602,03
Março	482	1.164,03	100	1.284,06
Abril	273	1.244,49	100	2.255,55
Mai	343	904,27	100	2.816,82
Junho	343	750,43	100	3.224,25
Julho	283	523,92	100	3.465,17
Agosto	301	1.006,01	100	4.170,18
Setembro	349	321,32	100	4.170,18
Outubro	239	1.004,76	100	4.935,94
Novembro	297	420,31	100	5.059,25
Dezembro	283	1.115,23	100	5.891,48

A Tabela 9 apresenta a avaliação da alocação do crédito excedente da padaria como crédito alocado na residência de forma a rebaixar o kWh faturado, ou seja, reduzir o valor pago pelo consumidor. Na maioria dos meses a geração superou o consumo, estimulando a geração de créditos que se acumulam ao longo dos meses, conforme coluna de crédito acumulado. Destaca-se os meses de fevereiro e setembro, onde o consumo foi

superior à geração em valores abaixo do custo de disponibilidade para a residência. Nestes dois casos se fosse avaliada apenas a subtração entre os valores daria 49 kWh e 28 kWh, nos meses de fevereiro e setembro respectivamente, todavia há a exigência de pagamento mínimo de 100 kWh, ou seja, perde-se 51,16 kWh e 72 kWh de créditos, nessa ordem. Simulando o caso de fevereiro, se a geração fosse de 315 kWh, o consumidor pagaria ainda a taxa de disponibilidade sem nenhuma perda de crédito.

Para os custos mensais de energia consumida, expressos na Tabela 10, foi considerada a tarifa média anual, de R\$ 0,49172 / kWh. Com base no total gasto pelo consumidor no mês de outubro de 2017, a redução da conta de energia da UC1 alcançou aproximadamente 96 % no sistema com GD (R\$ 590,06) em relação ao sem GD (R\$ 14592,30) e a redução da conta de energia da UC2 chegou à 70 % no sistema com GD (R\$ 590,06) em relação ao sem GD (R\$ 1947,21).

Tabela 10 – Custo da energia consumida sem e com o sistema fotovoltaico, em reais (AUTOR, 2018).

Mês	UC1 (sem GD)	UC1 (com GD)	UC2 (sem GD)	UC2 (com GD)
Janeiro	1.416,65	49,17	173,09	49,17
Fevereiro	1.450,57	49,17	204,06	49,17
Março	1.325,68	49,17	237,01	49,17
Abril	992,291	49,17	134,24	49,17
Mai	1.054,74	49,17	168,66	49,17
Junho	950,003	49,17	168,66	49,17
Julho	1.005,08	49,17	139,16	49,17
Agosto	1.049,82	49,17	148,01	49,17
Setembro	1.331,58	49,17	171,61	49,17
Outubro	1.213,07	49,17	117,52	49,17
Novembro	1.544,00	49,17	146,04	49,17
Dezembro	1.258,80	49,17	139,16	49,17

#### 4.4 Análise de viabilidade econômica

Para avaliar a viabilidade e atratividade do sistema fotovoltaico, torna-se necessário realizar um orçamento e cálculos financeiros vinculados ao projeto. Para tanto, será considerado o cenário com o reajuste da tarifa, redução da geração de energia elétrica, ambos anuais, e a substituição do inversor no décimo segundo ano de vida do sistema. A escolha da troca do inversor no décimo segundo ano deve-se ao fato do mesmo possuir confiabilidade maior de 60 % depois de dez anos de uso (FREDDY et al., 2014).

No último ano, houve a aplicação de bandeiras tarifárias (verde, amarela e vermelha), em diferentes meses, conforme o período de geração de eletricidade, sendo este, de geração crítica ou não. Dessa forma, foi considerado como tarifa média anual para a UC1 e UC2 o valor de R\$ 0,49172/kWh, que corresponde a bandeira tarifária verde.

Os valores orçados dos equipamentos e serviços envolvidos na instalação do sistema resultaram em um investimento inicial de aproximadamente cem mil reais, ou seja, R\$ 3,75 / W instalado. De acordo com o estudo realizado pelo instituto IDEAL e AHK-RJ (2017, p. 37) documentado em Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica – Edição 2017, apresenta a composição do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico, exibida na Figura 22.

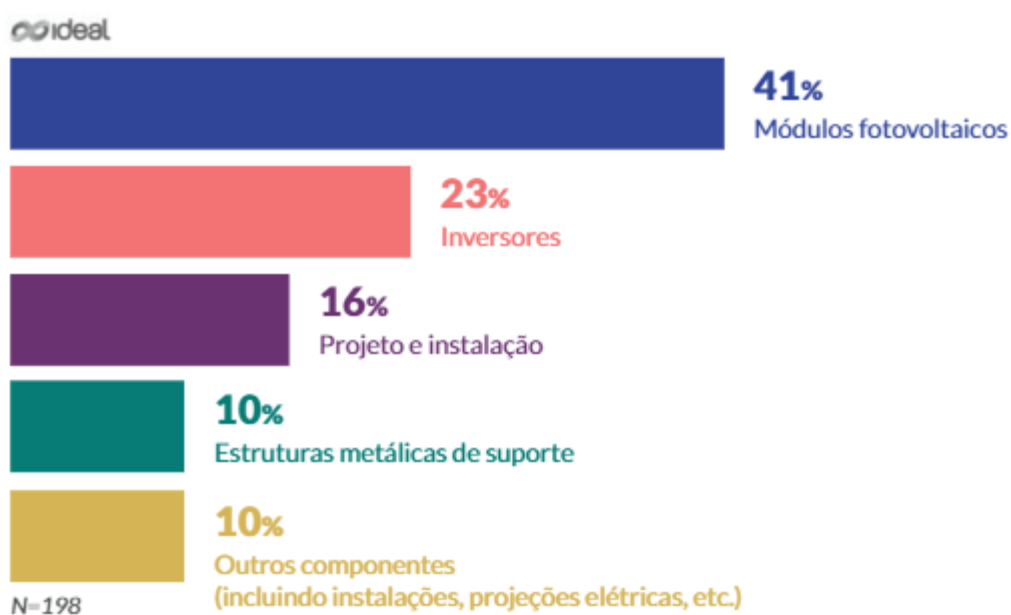


Figura 24 – Composição do custo total de um sistema fotovoltaico (IDEAL; AHK-RJ, 2017).

As empresas pesquisadas relataram, segundo a Figura 24, que os módulos fotovoltaicos ainda representam o componente mais caro de uma instalação (41 %). Os demais componentes do custo total são: inversores (23 %), projeto e instalação (16 %), estruturas metálicas de suporte (10 %) e outros componentes (incluindo instalações, proteções elétricas, cabeamento, medidor bidirecional, etc.) (10 %).

#### 4.4.1 Análise financeira

Os principais indicadores econômicos para análise de projeto são o Tempo de Retorno do Investimento (PayBack), o Valor Presente Líquido (VPL), o Índice Custo/Benefício (IBC), o Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), os quais serão usados para avaliar a viabilidade ou não do investimento.

Em relação à tarifa de energia, parte dela é dependendo do Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) e seu reajuste é feito através de um coeficiente chamado Imposto sobre Rendimento de Trabalho (IRT), é possível estimar a variação dos valores através de estudos econômicos. Em outubro de 2017 a ANEEL aprovou os reajustes anuais das cooperativas catarinenses, que passaram a vigorar a partir do dia 01/11/2017. Para os consumidores residenciais (B1) na unidade de concessão da CEJAMA o Reajuste Tarifário Anual (RTA) foi de 4,57 % (CAMERGE, 2017).

Nas análises que se seguem, é informada a geração esperada no primeiro ano, conforme simulação na seção 4.2 deste trabalho. Com base nesse valor foi calculada a depreciação do módulo ao longo da vida útil do equipamento. Segundo *datasheet* do fabricante, esta depreciação é de 0,7 % a.a. (JINKO SOLAR, 2015).

Salienta-se que o horizonte de análise do projeto é de 25 anos. A rotina de cálculos foi realizada na planilha eletrônica (Excel). Considerando as premissas já mencionadas e Taxa Mínima de Atratividade (TMA) correspondendo a Taxa de juros equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) no mês de abril de 2018, no valor de 6,5 % a.a..

Todos os parâmetros fixos estão descritos na Tabela 11.

Tabela 11 – Parâmetros utilizados nos cálculos financeiros (AUTOR, 2018).

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor utilizado</b>
Investimento inicial	R\$100.000,00
Tarifa de energia elétrica	0,49172 R\$/kWh
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,5 % a.a.
Reajuste Tarifário Anual (RTA) CEJAMA	4,57% a.a.
Taxa de decréscimo de geração do sistema	0,7 % a.a.

O fluxo de caixa descontado é apresentado na Tabela 12 e discutido a seguir.

Tabela 12 – Fluxo de caixa descontado (AUTOR, 2018).

Ano	Preço energia (R\$/kWh)	Produção de Energia (kWh/ano)	Receita Bruta	Receita Ajustada (TMA)	Acumulado Ajustado
0			-R\$ 100.000,00		
1	R\$ 0,49	39450,96	R\$ 19.398,83	R\$ 18.214,86	-R\$ 81.785,14
2	R\$ 0,51	38149,08	R\$ 19.615,94	R\$ 17.294,57	-R\$ 64.490,57
3	R\$ 0,54	36890,16	R\$ 19.835,48	R\$ 16.420,78	-R\$ 48.069,79
4	R\$ 0,56	35672,78	R\$ 20.057,47	R\$ 15.591,14	-R\$ 32.478,65
5	R\$ 0,59	34495,58	R\$ 20.281,95	R\$ 14.803,41	-R\$ 17.675,24
6	R\$ 0,61	33357,23	R\$ 20.508,95	R\$ 14.055,48	-R\$ 3.619,76
7	R\$ 0,64	32256,44	R\$ 20.738,48	R\$ 13.345,34	R\$ 9.725,58
8	R\$ 0,67	31191,98	R\$ 20.970,58	R\$ 12.671,08	R\$ 22.396,66
9	R\$ 0,70	30162,64	R\$ 21.205,28	R\$ 12.030,89	R\$ 34.427,55
10	R\$ 0,74	29167,27	R\$ 21.442,61	R\$ 11.423,04	R\$ 45.850,58
11	R\$ 0,77	28204,75	R\$ 21.682,60	R\$ 10.845,90	R\$ 56.696,48
12	R\$ 0,80	27274,00	-R\$ 27.895,59	-R\$ 13.102,08	R\$ 43.594,41
13	R\$ 0,84	26373,96	R\$ 22.170,65	R\$ 9.777,63	R\$ 53.372,03
14	R\$ 0,88	25503,61	R\$ 22.418,78	R\$ 9.283,62	R\$ 62.655,66
15	R\$ 0,92	24662,00	R\$ 22.669,69	R\$ 8.814,58	R\$ 71.470,23
16	R\$ 0,96	23848,15	R\$ 22.923,41	R\$ 8.369,23	R\$ 79.839,46
17	R\$ 1,01	23061,16	R\$ 23.179,96	R\$ 7.946,38	R\$ 87.785,85
18	R\$ 1,05	22300,14	R\$ 23.439,39	R\$ 7.544,90	R\$ 95.330,74
19	R\$ 1,10	21564,24	R\$ 23.701,72	R\$ 7.163,70	R\$ 102.494,44
20	R\$ 1,15	20852,62	R\$ 23.966,99	R\$ 6.801,76	R\$ 109.296,20
21	R\$ 1,20	20164,48	R\$ 24.235,23	R\$ 6.458,11	R\$ 115.754,31
22	R\$ 1,26	19499,05	R\$ 24.506,47	R\$ 6.131,82	R\$ 121.886,13
23	R\$ 1,31	18855,58	R\$ 24.780,74	R\$ 5.822,01	R\$ 127.708,15
24	R\$ 1,37	18233,35	R\$ 25.058,08	R\$ 5.527,86	R\$ 133.236,01
25	R\$ 1,44	17631,65	R\$ 25.338,53	R\$ 5.248,57	R\$ 138.484,58

A Figura 25 apresenta o fluxo de caixa descontado, em valores do projeto, apresentando o investimento inicial, os benefícios anuais e a troca de inversor no décimo segundo ano, bem como o valor do dinheiro no tempo através da receita ajustada com base na TMA.

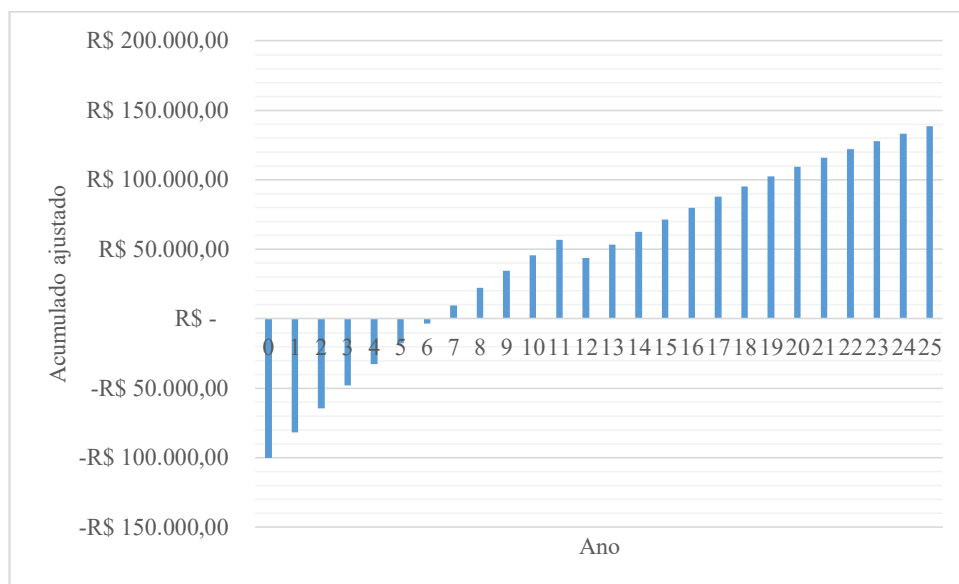


Figura 25 – Payback descontado (AUTOR, 2018).

O fluxo de caixa descontado, apresentado na Tabela 12, denota o tempo necessário para que se obtenha o retorno do investimento, também chamado de PayBack, o qual foi calculado em 6 anos e 3 meses. Outro índice financeiro que define a continuidade ou não da análise é o Valor Presente Líquido (VPL), que define o valor presente de receitas e despesas futuras descontadas a uma taxa de juros apropriada (neste caso a TMA) menos o custo do investimento inicial. Para este projeto o VPL foi de R\$ 138.484,58.

A medida de quanto se espera ganhar por unidade de capital investido é o Índice de Custo Benefício (IBC), o IBC maior do que 1 indica que o projeto merece continuar sendo analisado. Neste projeto o IBC foi de 2,38. Continuando a análise, partimos para a melhor estimativa de rentabilidade, o Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA), pois representa, em termos percentuais, a riqueza gerada pelo projeto. Neste caso o projeto apresenta um ROIA de 3,54 % acima da TMA (6,5 % a.a.). O último parâmetro econômico a ser avaliado, não menos importante, é a Taxa Interna de Retorno, a qual avalia a rentabilidade e o risco do investimento. A TIR representa um limite superior para a rentabilidade do projeto de investimento. TIR próxima à TMA significa que o risco do projeto aumenta. No sistema analisado neste trabalho a TIR resultou em 19,09 % a.a., muito superior à TMA (6,5 % a.a.).

A análise de investimento no Certificado de Depósito Bancário (CDB) envolve os parâmetros descritos na Seção 3 deste trabalho. A aplicação de R\$ 100.000,00 retorna os rendimentos anuais apresentados na Figura 26.

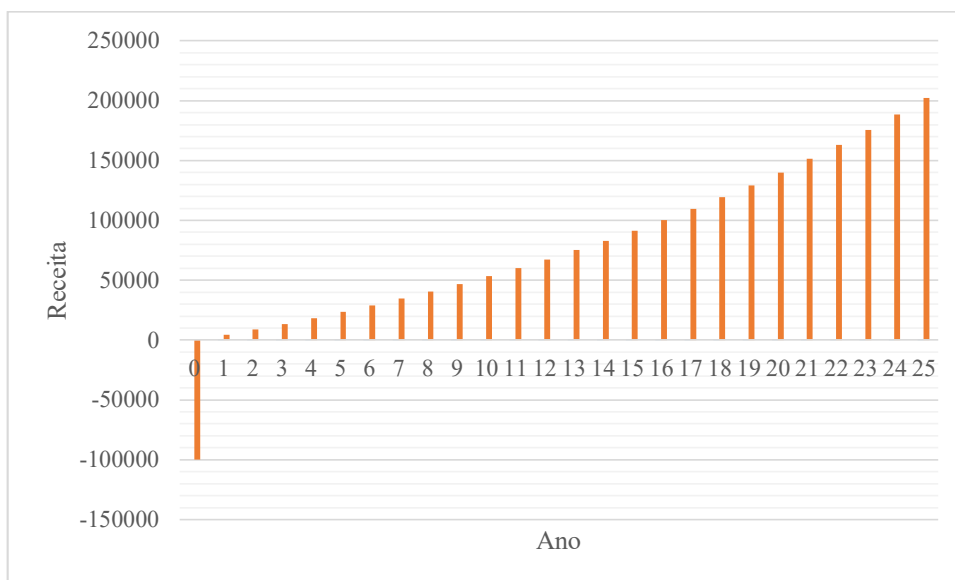


Figura 26 – Receita obtida a partir da aplicação no CDB (AUTOR, 2018).

No final dos 25 anos de aplicação no CDB, o montante retirado pelo investidor é de R\$202.155,62, ou seja, houve um ganho de R\$ 102.155,62. Este valor é inferior ao ganho obtido com o investimento inicial em um sistema fotovoltaico que é de R\$ 138.484,58. Portanto, conforme horizonte de análise e considerando todos os parâmetros financeiros, há viabilidade e atratividade no investimento neste sistema fotovoltaico simulado de 27,2 kWp de potência.

#### 4.5 Instalação do sistema fotovoltaico

O gerenciamento da qualidade do projeto, bem como a atuação de profissionais qualificados, que estejam atentos às medidas de segurança aplicáveis, garantem uma instalação de qualidade (PINHO; GALDINO, 2014).

A primeira etapa da instalação envolveu um pedreiro para a construção da casa do inversor, da fundação e fixação das estruturas metálicas de suporte dos módulos, conforme denota a Figura 27.





Figura 27 – Fundação, estrutura metálica de fixação e casa do inversor (LENERGY, 2017).

O deslocamento da equipe de instalação, do eletricitista e seu auxiliar, bem como da responsável técnica exigiu o planejamento, organização e transporte de todos os materiais e ferramentas necessários à execução dos serviços, tendo a lista de materiais em mãos, a fim de evitar eventuais atrasos e custos adicionais desnecessários.

No segundo momento inicia-se a fixação dos perfis e o deslocamento dos módulos até o local de instalação para sua instalação, conforme visualiza-se na Figura 28.



Figura 28 – Disposição e instalação dos 82 módulos fotovoltaicos (LENERGY, 2017).

Com os módulos colocados dá-se continuidade com a separação das 3 strings de 16 módulos e as 2 strings de 17 módulos para, então, realizar a conexão em série de cada uma das cinco strings. Para acoplamento nos MPPTs foi requerido o prolongamento, através do conector MC<sub>4</sub>, do cabeamento das strings mais afastadas da casa do inversor. Neste sentido, utilizou-se aproximadamente 85 m de fiação DC + (vermelho) e 150 m de fiação DC – (preto). As noções de deslocamento dos condutores estão apresentadas na Figura 29.



Figura 29 – Conexão e deslocamento dos condutores (LENERGY, 2017).

O transporte dos condutores até a casa do inversor permite a conexão de 3 strings em um MPPT e as outras 2 strings no outro MPPT, passando pelos dispositivos de proteção e chave seccionadora do circuito CC, detalhados no projeto. Estes estão contidos na String Box, a qual é apresentada na Figura 30. Salienta-se que a ligação dos módulos ocorre se o seccionamento estiver no modo on e a conexão com a rede de distribuição é efetuada quando o disjuntor está no modo on.

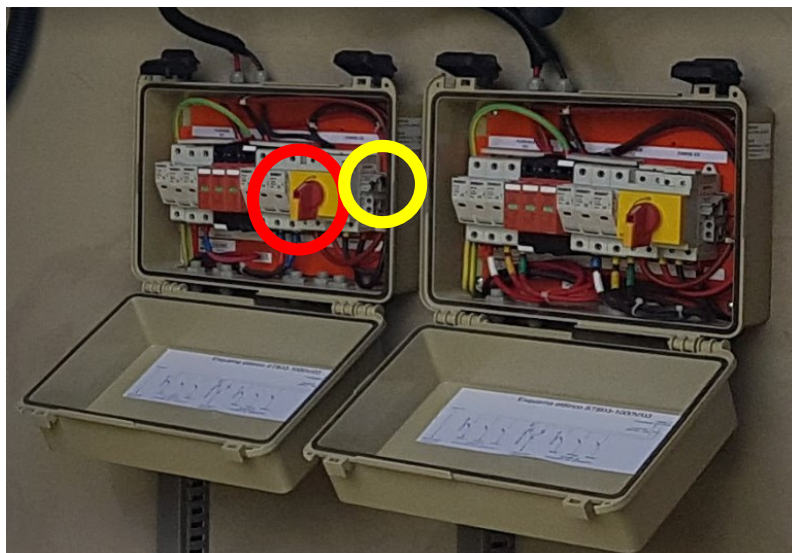


Figura 30 – String Box aberta, com destaque para a chave seccionadora (círculo vermelho) e para o disjuntor (círculo amarelo) (LEENERGY, 2017).

A instalação do inversor segue as recomendações do fabricante. O mesmo é interligado à rede através de um disjuntor tripolar e 4 DPSs para proteção, afim de direcionar a energia com segurança até a caixa de medição afixada em poste onde encontra-se o medidor bidirecional. A Figura 28 apresenta a casa do inversor, devidamente ventilada, e com placa de sinalização em local visível junto ao medidor de energia.





Figura 31 – Parte interna e externa da casa do inversor (LENERGY, 2017).

Para direcionamento de correntes elétricas indesejáveis de surto, falta ou fuga, de forma a evitar riscos para as pessoas e os equipamentos foi realizado o aterramento de todo o sistema. Consistiu na ligação de estruturas e instalações com a terra obedecendo a norma NBR 5410:2004, conforme já se mencionou no projeto.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresenta a descrição de um sistema fotovoltaico de micro geração distribuída de autoconsumo remoto. Para tanto foram discutidas as etapas de projeto e instalação, baseados na realização de coleta de dados, simulações, análise de compensação de energia e análise de viabilidade econômica.

O projeto e a instalação obedeceram regras e requerimentos da cooperativa de energia CEJAMA, que abrange o local de instalação em Jacinto Machado - SC. Portanto, constam as características gerais do grupo gerador, memorial descritivo, diagramas e ARTs de projeto e instalação, todos realizados pela empresa LENERGY.

Com o objetivo de atender a demanda de energia da UC1 e destinar o excedente de energia à UC2 foram adquiridos 82 módulos do fabricante Jinko Solar, de 325 Wp, instalados no solo, dispostos em três strings de 16 módulos e duas strings de 17 módulos. A conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica da CEJAMA foi possível a partir da inserção de um inversor do fabricante PHB Solar, de 25 kW de potência.

Os valores mensais da geração de energia elétrica, em kWh, são aproximados, visto que os equipamentos selecionados para a simulação não são iguais aos definidos no projeto. Com base nos resultados, nas estações de verão e primavera a geração é acima da média mensal, cujo valor é de 3.287,58 kWh, contrapondo aos meses de inverno e outono devido a variação da irradiação média diária local ao longo do ano.

A produção total do sistema simulado foi de 39,45 MWh/ ano. O fator de capacidade anual do sistema ficou em 16,6 %. Outros índices de mérito são a produtividade do sistema (Y) que, neste caso, foi de 1.451 kWh/kW instalado e a taxa de desempenho (PR) ficou em 81 %.

Na unidade 1 a redução da conta de energia no mês de outubro de 2017 alcançou aproximadamente 96 % no sistema com GD (R\$ 590,06) em relação ao sem GD (R\$ 14.592,30). Na UC2 a redução de energia no mês de outubro de 2017 chegou à 70 % no sistema com GD (R\$ 590,06) em relação ao sem GD (R\$ 1.947,21). Salienta-se o fato que o crédito excedente da UC1 se torna o crédito alocado na UC2, cujos valores mensais são superiores ao consumo na maioria dos meses, exceto nos meses de fevereiro e setembro, todavia a energia faturada ainda ficou no valor mínimo em todos os meses correspondente a taxa de disponibilidade. Nestes dois meses não há geração de crédito.

Tendo um investimento inicial de cem mil reais ou R\$ 3,75/  $W_{\text{instalado}}$ . O fluxo de caixa, apresentado neste trabalho, denota que são necessários 6 anos e 3 meses para que

se obtenha o retorno do investimento. Para este projeto o VPL foi de R\$ 138.484,58. Outro índice econômico que determina a continuidade da análise é o IBC, que neste caso foi de 2,38. A melhor estimativa de rentabilidade é dada pelo ROIA, que neste projeto foi de 3,54 % acima da TMA (6,5 % a.a.). A TIR resultou em 19,09 % a.a. Considerando todos os parâmetros financeiros há viabilidade e atratividade em investimento neste sistema fotovoltaico de 27,19 kWp de potência simulado.

No final dos 25 anos de aplicação à título de renda fixa (CDB), o montante retirado pelo investidor é de R\$202.155,62, ou seja, houve um ganho de R\$ 102.155,62. Este valor é inferior ao ganho obtido com o investimento inicial em um sistema fotovoltaico que é de R\$ 138.484,58. Portanto, há viabilidade e atratividade em investimento no sistema fotovoltaico.

Por fim a instalação deste sistema contribui com as estatísticas apresentadas pela ANEEL, resumidas na primeira seção deste trabalho, onde no último trimestre de 2017, período de instalação deste sistema, eram 4.892 conexões de sistemas fotovoltaicos no Brasil, aumentando para 5.255 conexões no primeiro trimestre de 2018.

## REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR. **Energia solar fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. 2017. 30 p. Seminário Desafios da Geração de Energia Elétrica no Brasil, Brasília – DF, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Unidades consumidoras com geração distribuída – resumo por tipo de geração**. 2018a. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em 07 mar. 2018

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Unidades consumidoras com geração distribuída – resumo por modalidade**. 2018b. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Modalidade.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp)>. Acesso em 10 mar. 2018

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Unidades consumidoras com geração distribuída – resumo estadual**. 2018c. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Estadual.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp)>. Acesso em 10 mar. 2018

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Unidades consumidoras com geração distribuída – busca por data de conexão**. 2018d. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em 17 jun. 2018

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília: Aneel, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687 de Novembro de 2015**. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 01 dez. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482 de Abril de 2015**. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 01 nov. 2017.

ANTONIOLLI, A. F. G. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil**. 2015. 153 p. Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2015.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN. **Balanco Energético Nacional 2017: ano base 2016. 2017**. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2017.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf)>. Acesso em: 01 dez. 2017.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN. **Balanco Energético Nacional 2016:**  
ano base 2015. 2016. Disponível em:  
<[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2016.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf)>. Acesso em: 01 dez. 2017.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN. **Balanco Energético Nacional 2015:**  
ano base 2014. 2015. Disponível em:  
<[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2015.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf)>. Acesso em: 01 dez. 2017.

BENETTI, E. **ICMS micro e minigeração de energia solar, hídrica e eólica.** 2018. Disponível em: < <https://www.nsctotal.com.br/colunistas/estela-benetti/sc-isenta-de-icms-micro-e-minigeracao-de-energia-solar-hidrica-e-eolica>>. Acesso em: 06 jun. 2018.

BRAGA, R. P. **Energia Solar Fotovoltaica: fundamentos e aplicações.** 2008. 80 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ, 2008.

BRAUN-GRABOLLE, P. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana.** 2010. 260 p. Tese (doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2010.

BRITO, M. C.; SILVA, J. A. Energia Fotovoltaica: conversão de energia solar em eletricidade. **O instalador.** Lisboa, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, p. 1-7, jul. 2006.

CAMERGE Gestão de Energia. **ANEEL aprova reajustes tarifários das cooperativas catarinenses.** 2017. Disponível em: <<http://camerge.com.br/novidades/aneel-aprova-reajustes-tarifarios/>>. Acesso em: 14 abr. 2018.

CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina. **Projeto bônus fotovoltaico.** 2017 Disponível em: <<http://bonusfotovoltaico.celesc.com.br/>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina. **Norma I.432.0004 – Requisitos para conexão de Micro e Minigeradores de energia ao sistema.** 2013 Disponível em: <[celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas/Normativa-GD-revisao-03-2016.pdf](http://celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas/Normativa-GD-revisao-03-2016.pdf)>. Acesso em: 04 abr. 2018.

CHITOLINA, R. A. **Metodologia para dimensionamento de sistema fotovoltaico na modalidade de autoconsumo remoto** – estudo de caso Florianópolis. 2017. 106 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Engenharia de Infraestrutura da Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, SC, 2017.



CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ. **Convênio ICMS 42/18, de 16 de maio de 2018.** 2018. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2018/CV042\\_18](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2018/CV042_18)>. Acesso em: 23 jun. 2018.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ. **Convênio ICMS 6/13, de 5 de abril de 2013.** 2013. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006\\_13](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13)>. Acesso em: 23 jun. 2018.

FECOERUSC – Federação das Cooperativas de Energia do Estado de Santa Catarina. **Requisitos técnicos para a conexão de Acessantes de Geração em Paralelo com o Sistema Elétrico da CEJAMA: FECO-D-18 CEJAMA.** 2010. Disponível em: <[www.cejama.com.br/index.php?id=normastecnicas](http://www.cejama.com.br/index.php?id=normastecnicas)>. Acesso em: 23 mar. 2018.

FECOERUSC – Federação das Cooperativas de Energia do Estado de Santa Catarina. **Entrada consumidora de baixa tensão: FECO-D-04 CEJAMA.** 2009. Disponível em: <[www.cejama.com.br/index.php?id=normastecnicas](http://www.cejama.com.br/index.php?id=normastecnicas)>. Acesso em: 23 mar. 2018.

FIESC - Federação das Indústrias de Santa Catarina. **Programa Indústria Solar.** 2017. Disponível em: <<http://www.programaindustriasolar.com.br/>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

*FRAUNHOFER ISE - INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. Photovoltaics Report, Freiburg, fev. 2018*

FREDDY, C.; TORRES, E.; SANCHEZ, V. M.; TORAL, H.; ACOSTA, E. *Determinación de la vida útil de un inversor para aplicaciones fotovoltaicas: Estimation of Mean time between failures (MTBF) of a power inverter for Photovoltaic Applications. Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación – RIEE&C. Ciudad Obregón – Sonora, México, vol. 12, n. 01, p. 01-08, dez. 2014.*

FREITAS, B. N. **Análise de um sistema fotovoltaico de geração distribuída com bateria integrada de alto desempenho.** 2017. 42 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá - SC, 2017.

GALLON, A. V.; SILVA, T. P. da; HEIN, N.; OLINQUEVITCH, J. L. Utilização da Análise de Investimento nas Empresas de Tecnologia do Vale do Itajaí/SC. **XXIV Simpósio de Gestão da Inovação Tecnológica.** Gramado/RS, p. 01-13. 2006

GEHRING, A. de A.; LOPES, L. F. da S.; DALMOLIN, R. S.. **Sistema fotovoltaicos conectados à rede:** acompanhamento dos índices de mérito no escritório verde da UTFPR e análise da viabilidade econômica de implantação em residências. 2015. 85 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba – PR, 2015.

IDEAL; AHK-RJ. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica – Edição 2017.** 2017. 68p. Disponível em: <[https://issuu.com/idealeco\\_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017\\_web](https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web)>. Acesso em: 13 abr. 2018.

JINKO SOLAR. **Módulo JKM 325 PP (Plus).** 2015. 2 p. Manual do fabricante. Disponível em: <[https://www.jinkosolar.com/ftp/EN-Eagle+-325PP\(Plus\)-72\\_rev2015.pdf](https://www.jinkosolar.com/ftp/EN-Eagle+-325PP(Plus)-72_rev2015.pdf)>. Acesso em: 23 mar. 2018.

LEENERGY. **Empresa no mercado de geração distribuída.** 2017. Site: [www.lenergy.com.br/](http://www.lenergy.com.br/).

MACHADO, K. S. V. D.; CORREA, N. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba.** 2015. 64 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba – PR, 2015.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia solar fotovoltaica: uma breve revisão. **Revista Virtual Química.** Niterói-RJ, v. 07, n. 01, p. 126-143, jan.-fev. 2015.

MINHASECONOMIAS. **Resumo do mercado financeiro – junho 2018.** 2018a. Disponível em: <<http://minhaseconomias.com.br/blog/investimentos/resumo-do-mercado-financeiro>>. Acesso em: 03 jul. 2018.

MINHASECONOMIAS. **Melhores investimentos por rentabilidade – maio 2018.** 2018b. Disponível em: <<http://minhaseconomias.com.br/blog/investimentos/melhores-investimentos-por-rentabilidade-mes>>. Acesso em: 03 jul. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas.** 2009. 222 p. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF, Brasília – DF, 2009.

NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas.** 2017. 46 p. Estudo técnico Consultoria Legislativa, Brasília – DF, 2017.

NASCIMENTO, C. A. do. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica.** 2004. 21 p. Monografia (Especialização) – Departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras, Lavras, MG, 2004.

NOVAK, M. V. **Análise de modelos matemáticos de temperatura de módulos fotovoltaicos e avaliação energética a partir de dados da casa solar eficiente.** 2016. 55 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá - SC, 2016.

*NREL - National Renewable Energy Laboratory. System Advisor Model (SAM): Photovoltaic (Detailed)*. 2018. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/download>>. Acesso em: 01 abr. 2018.

PALETTA, F.; COELHO, S.; ZILES, R.; BENEDITO, R.; LÚCIO, G.; MAMBELLI, R.; GALHARDO, C.; PINHO, J. T.; PEREIRA, E.; SILVA, E. P. da. **Energias renováveis**. 2012. 110 p. Série energia e sustentabilidade, São Paulo: Blucher, 2012. ISBN: 978-85-212-0608-8.

PEREIRA, W. A. ALMEIDA, L.S. Método Manual para Cálculo da Taxa Interna de Retorno. **Revista Objetiva**. Rio Verde – Goiás. p. 38 - 50. 2008.

PEREIRA, O. L. S.; GONÇALVES, F. F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: estudo de caso do sistema de Tubarão - SC. **Revista Brasileira de Energia**. Rio de Janeiro – RJ. Vol. 14, nº 1, 1º sem 2008, p. 25 - 45. 2008.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. de; RUTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2017. 80 p. São José dos Campos: INPE, 2017. ISBN: 978-85-17-00089-8.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. de; RUTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2006. 60 p. São José dos Campos: INPE, 2006. ISBN: 978-85-17-00030-0.

PHB SOLAR. **Inversor PHB 25 k - DT**. 2016. 2 p. Manual do fabricante. Disponível em: <<http://www.phb.com.br/PDFs/Produtos/Solar/Inversores/InversoresTrifasicosPHB.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. 530 p. Grupo de trabalho de energia solar, CEPTEL, CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - PLANALTO. **Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015**. 2015. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2015/lei/113169.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/113169.htm)>. Acesso em: 23 jun. 2018.

PUCCINI, E. C. **Matemática Financeira e Análise de Investimentos**. 2011. 204 p. Departamento de Ciências da Administração, UFSC, Brasília, 2011.

RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos**: o potencial da geração solar integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: LABSOLAR, 2004. 114 p. ISBN 85-87583-04-2. Disponível em: <<https://fotovoltica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovolticos.pdf>>. Acesso em 08 dez. 2017

TAVARES, W. M.; FILHO, A. P. de Q. **Energias renováveis: riqueza sustentável ao alcance da sociedade**. 2012. 273 p. Câmara dos Deputados, Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica, Brasília, 2012. ISBN: 978-85-736-5974-0

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável**: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452 p. ISBN 978-85-60025-06-0. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>>. Acesso em: 07 dez. 2017.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, ao meu orientador, Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli, pelos ensinamentos e correções valiosos, para que este trabalho fosse elaborado com qualidade e clareza. Agradeço à Eng. Me. Leticia Toreti Scarabelot e ao Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher por aceitarem o convite para compor a banca examinadora e pela vontade em enriquecer este trabalho.

Agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, especialmente o Centro Araranguá, pelo conhecimento adquirido e acesso à sua base de dados durante a elaboração desta pesquisa.

Agradeço à empresa LENERGY pela oportunidade de estágio e por disponibilizar os dados contidos neste trabalho. Esta colaboração foi fundamental para a qualidade e integridade deste trabalho de conclusão de curso.

Agradecimentos especiais aos meus familiares e amigos que me forneceram um alicerce, pautado no amor e na compreensão, para que eu concluísse este trabalho. Minha mãe Eliane e meu pai Admir por terem me dado a vida e todos os meus princípios vigentes ao longo dos anos de graduação. Minha irmã Gislaine pelo apoio crucial no momento mais difícil da minha vida, quando achei que não terminaria esta graduação. Meu cunhado Maurício pelo incentivo e auxílio em todos esses momentos. Minha irmã Elaine, meu sobrinho João Victor e minha avó paterna Aracy pelas incansáveis mensagens de apoio e de motivação para que eu concluísse esta etapa da minha vida. Aos amigos que conheci na graduação e que levarei para sempre na minha vida, especialmente Liz, Marcelly, Caroline Antunes, Natalia, Paulo, Nágila, Bruna Nunes, Janyara, Talita e Henrique, muito obrigada pela parceria nos trabalhos, no ru, nas junções, tornando meus dias mais leves e prazerosos. Não poderia esquecer das minhas amigas antigas, que desde o ensino médio comemoram comigo minhas realizações, obrigada Maiara e Diana.

Agradeço aos professores do Centro Araranguá pelas horas dedicadas à preparação e ao ensino de conteúdos tão importantes para minha formação.

Por fim, agradeço à Deus, pelo dom da vida e por sentir a presença do Espírito Santo nos momentos mais difíceis durante a execução deste trabalho.