



INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE  
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E  
TERRITÓRIO - ILATIT

ENGENHARIA DE ENERGIA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO II

**PROJETO E DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO ISOLADO/CONECTADO À REDE PARA  
ATENDER A DEMANDA DE IRRIGAÇÃO DE UVA.**

**Jonathan Paúl Valverde Jiménez**

**Foz do Iguaçu  
Novembro de 2017**



INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE  
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E  
TERRITÓRIO - ILATIT

ENGENHARIA DE ENERGIA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO II

**PROJETO E DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO ISOLADO/CONECTADO À REDE PARA  
ATENDER A DEMANDA DE IRRIGAÇÃO DE UVA.**

**Jonathan Paúl Valverde Jiménez**

Trabalho final apresentado como parte das exigências para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia pela Universidade Federal da Integração Latino-Americana

Orientador: Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior

Coorientador: Dr. Jiam Pires Frigo

**Foz do Iguaçu  
Novembro de 2017**

## Resumo

Nos dias atuais, a irrigação constitui a maior fonte de consumo de água no planeta e, em geral, é realizada com o uso de motobombas e com grande desperdício de água e energia. Diante deste cenário, este projeto tem por objetivo contribuir para o desenvolvimento sustentável do país através da popularização dos sistemas de pequeno porte para bombeamento de água com energia solar fotovoltaica. Para isto, realizou-se um estudo de caso em uma propriedade de agricultura familiar, localizada na cidade de Salto do Lontra – PR, com 0,5 hectares de cultivo de uva irrigada por gotejamento através de uma motobomba de 7,5 CV alimentada por uma rede elétrica monofásica. A metodologia utilizada neste projeto consiste em, inicialmente, conferir se a motobomba atual foi corretamente dimensionada, empregando estimativas do consumo diário de água da cultura para cada mês, pelo método da evapotranspiração de referência da Embrapa Uva e Vinho, e a configuração do sistema hidráulico de irrigação. Com resultado negativo, foi proposta uma nova motobomba (2CV) a partir da qual dimensionou-se os Sistemas Fotovoltaicos (SFVs), isolado e conectado à rede, para atender a demanda de irrigação e sua viabilidade de execução foi avaliada sob os critérios técnico, econômico e ambiental. Para dimensionar os SFVs foram comparadas duas metodologias, uma proposta pelo CRESESB e a outra consiste na simulação computacional usando o software SAM. O Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) foi proposto com 14 placas de 260Wp cada uma (3640Wp de PIT - potência instalada total), um banco de baterias com 18 elementos tipo chumbo-ácido com capacidade nominal total de 47,52kWh em 24V (para dois dias de autonomia) e um investimento inicial de 62.679,93 R\$; enquanto que o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) foi composto por 6 placas de 315Wp cada (1890W de PIT) e um investimento de 16.407,69 R\$. Na avaliação econômica, considerando a troca da motobomba e a instalação do SFV com financiamento para 20 anos, o SFI resultou inviável (VPL de -26.128,72 R\$ e TIR de 5,46%). Enquanto que o SFCR apresentou um VPL de 35.397,54 R\$ e um Payback de 1 ano, porém, analisando unicamente o SFCR sem a troca da motobomba, o VPL é de -1.023,20 R\$ e a TIR é 9,41%, o que torna o investimento inviável. Analisando a relevância ambiental, o SFI evita a emissão de 5,46 tCO<sub>2</sub>, o SFCR evita 3,32 tCO<sub>2</sub> e a troca da motobomba reduz em 6,91 toneladas o CO<sub>2</sub> emitido. Os resultados confirmam a hipótese de que em zonas atendidas pela rede elétrica a melhor opção é o SFCR utilizando-se o sistema de compensação das concessionárias. No entanto, o baixo custo da eletricidade em zonas rurais conectadas à rede faz com que os SFVs ainda não sejam economicamente atraentes, porém, os SFCR apresentam uma alternativa promissora para irrigação quando o objetivo é aumentar a segurança do abastecimento de água e contribuir na mitigação da contaminação ambiental.

**Palavras chave:** Irrigação, uva, microgeração distribuída, energia solar.

## Abstract

Nowadays, irrigation is the largest source of water consumption on the planet and is generally carried out with the use of motorpumps and with great waste of water and energy. Given this scenario, this project aims to contribute to the sustainable development of the country through the popularization of small systems for pumping water with photovoltaic solar energy. For this, a case study was carried out at a family farm property, located in the city of Salto do Lontra-PR, with 0.5 hectares of grapes cultivated by drip irrigation through a 7.5 CV motorpump powered by a single-phase power grid. The methodology used in this project is to initially verify if the current pump was correctly sized, using estimates of the daily water consumption of the crop for each month, using the reference evapotranspiration method of Embrapa Uva e Vinho, and the configuration of the hydraulic system irrigation. As the result was negative, a new pump (2CV) was proposed from which the Photovoltaic Systems (SFVs), off-grid and on-grid, was designed to meet irrigation demand and its viability of execution was evaluated under the criteria technical, economic and environmental. In order to size the SFVs, two methodologies were compared, one proposed by CRESESB and the other one consists of the computational simulation using the SAM software. The Off-grid Photovoltaic System (SFI) was proposed with 14 panels of 260Wp each (3640W of PIT - total installed power), a battery bank with 18 lead-acid type elements with total nominal capacity of 47.52kWh in 24V (for two days of autonomy) and an initial investment of 62,679.93 R\$; while the On-grid photovoltaic system (SFCR) consisted of 6 panels of 315Wp each (1890W of PIT) and an investment of 16,407.69 R\$. In the economic evaluation, considering the exchange of the motorpump and the installation of the SFV with financing for 20 years, the SFI was unfeasible (NPV of -26,128.72 R\$ and IRR of 5.46 %). While the SFCR had a NPV of R\$ 35,397.54 and a 1 year Payback; however, analyzing only the SFV the NPV is -1.023.20 R\$ and the IRR is 9.41 %, which makes the investment unfeasible. Analyzing the environmental relevance, the SFI avoids the emission of 5.46 tCO<sub>2</sub>, the SFCR avoids 3.32 tCO<sub>2</sub> and the exchange of the motorpump reduces the emitted CO<sub>2</sub> by 6.91 tons. The results confirm the hypothesis that in areas served by the electric grid the best option is the SFCR using the compensation system of the concessionaires. However, the low cost of electricity in rural areas connected to the grid makes SFVs not yet economically attractive, but SFCRs present a promising alternative to irrigation when the goal is to increase water supply security and contribute to mitigation environmental contamination.

**Key-words:** Irrigation, grapes, distributed microgeneration, solar energy.



## Lista de figuras

Figura 1 – Participação dos principais setores comerciais do Brasil no consumo de energia elétrica durante o ano 2012 . . . . .	14
Figura 2 – Participação dos setores produtivos na geração de empregos no ano 2014	15
Figura 3 – Principais pólos vitícolas do Estado do Paraná . . . . .	20
Figura 4 – Cisterna com desconector para não deixar água suja entrar no tanque .	24
Figura 5 – Caixa de tomada da fonte de encosta . . . . .	27
Figura 6 – Detalhe para construção da galeria filtrante . . . . .	28
Figura 7 – Partes de um sistema de bombeamento . . . . .	30
Figura 8 – Princípio de funcionamento das turbobombas . . . . .	32
Figura 9 – Modalidades de tecnologias mais utilizadas nos sistemas de bombeamento fotovoltaico . . . . .	42
Figura 10 – Metodologia para dimensionar um sistema fotovoltaico isolado com armazenamento em baterias . . . . .	44
Figura 11 – Metodologia para dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede	45
Figura 12 – Metodologia para dimensionar um sistema de captação de água da chuva	47
Figura 13 – Representação gráfica do sistema SAC de amortização de capitais . . .	52
Figura 14 – Representação gráfica do sistema PRICE de amortização de capitais . .	53
Figura 15 – Localização geográfica da fazenda vitícola objeto de estudo . . . . .	54
Figura 16 – Fazenda vinícola objeto de estudo . . . . .	55
Figura 17 – Configuração do sistema de irrigação por gotejamento . . . . .	55
Figura 18 – Metodologia para desenvolvimento da pesquisa . . . . .	57
Figura 19 – Metodologia do CRESESB para dimensionamento de SFV . . . . .	60
Figura 20 – Metodologia do SAM para dimensionamento de SFV . . . . .	61
Figura 21 – Exemplo de curvas de carga e de geração fotovoltaica típicas para SFCR de pequeno porte . . . . .	71
Figura 22 – Curva de carga estimada de duração anual . . . . .	81
Figura 23 – Distância entre a estação climatológica utilizada e o local de instalação	82
Figura 24 – Irradiação solar diária média mensal em Salto do Lontra - PR . . . . .	83
Figura 25 – Comparação entre a estimativa de geração de energia analítica e via SAM	93
Figura 26 – Demanda vs estimativa da potência horária média anual produzida no ano 1 . . . . .	94
Figura 27 – Demanda vs estimativa da energia mensal produzida no ano 20 . . . . .	94
Figura 28 – Demanda vs estimativa da energia anual produzida para 25 anos . . . . .	95
Figura 29 – Demanda vs estimativa da energia diária produzida no ano 20 . . . . .	95
Figura 30 – Demanda vs estimativa da energia diária produzida no ano 20 . . . . .	96
Figura 31 – Montagem do SFCR - vista 1 . . . . .	97

Figura 32 – Montagem do SFCR - vista 2 . . . . .	98
Figura 33 – Montagem do SFI - vista 1 . . . . .	98
Figura 34 – Montagem do SFI - vista 2 . . . . .	99
Figura 35 – Casa de proteção da motobomba - vista 1 . . . . .	99
Figura 36 – Casa de proteção da motobomba - vista 2 . . . . .	100
Figura 37 – Casa de proteção da motobomba - vista 3 . . . . .	100
Figura 38 – Suportes da alternativa A do SFCR . . . . .	101
Figura 39 – Suportes da alternativa B do SFI . . . . .	101
Figura 40 – Casa de proteção para o banco de baterias - vista 1 . . . . .	102
Figura 41 – Casa de proteção para o banco de baterias - vista 2 . . . . .	102
Figura 42 – Casa de proteção para o banco de baterias - vista 3 . . . . .	103
Figura 43 – Diagrama elétrico da alternativa A do SFCR . . . . .	109
Figura 44 – Diagrama elétrico da alternativa B do SFI . . . . .	109
Figura 45 – Valor presente acumulado da alternativa A do SFCR com e sem financiamento (CF e SF), cenário 1 . . . . .	116
Figura 46 – Valor presente acumulado da alternativa B do SFI com e sem financiamento (CF e SF), cenário 1 . . . . .	117
Figura 47 – Janela no SAM para seleção do modelo de desempenho . . . . .	129
Figura 48 – Janela no SAM para seleção dos dados climatológicos do local de instalação	130
Figura 49 – Janela para seleção do módulo FV da base de dados do SAM . . . . .	131
Figura 50 – Janela no SAM para seleção do módulo FV ingressando as informações do <i>datasheet</i> . . . . .	132
Figura 51 – Janela para seleção do inversor da base de dados do SAM . . . . .	133
Figura 52 – Janela no SAM para seleção do inversor ingressando as informações do <i>datasheet</i> . . . . .	133
Figura 53 – Janela no SAM para definir o arranjo do SFV . . . . .	134
Figura 54 – Janela no SAM para definir o sombreamento . . . . .	135
Figura 55 – Janela no SAM para definir as perdas dos componentes do SFV . . . . .	136
Figura 56 – Janela no SAM para definir a taxa de degradação do SFV . . . . .	137
Figura 57 – Janela no SAM para dimensionamento do banco de baterias do SFI, parte 1/3 . . . . .	138
Figura 58 – Janela no SAM para dimensionamento do banco de baterias do SFI, parte 2/3 . . . . .	140
Figura 59 – Janela no SAM para dimensionamento do banco de baterias do SFI, parte 3/3 . . . . .	141
Figura 60 – Janela no SAM para definir a carga a ser alimentada pelo SFV . . . . .	142
Figura 61 – Curvas características da motobomba proposta . . . . .	143
Figura 62 – Folha de dados do módulo CS6U-315P da Canadian Solar . . . . .	144
Figura 63 – Folha de dados do módulo CS6P-260P da Canadian Solar . . . . .	145

Figura 64 – Folha de dados do inversor on-grid SB 1.5-1 VL-40 da SMA . . . . .	146
Figura 65 – Folha de dados do inversor off-grid SHI2000-22 da EP Solar . . . . .	147
Figura 66 – Folha de dados do controlador de carga MPPT 150@85 da Victron Energy	148
Figura 67 – Folha de dados da bateria 12MF220 da Moura Clean . . . . .	149
Figura 68 – Folha de preços dos cabos Prysmian . . . . .	150
Figura 69 – Queda de tensão em V/A.Km para os cabos da Prysmian . . . . .	151
Figura 70 – Diagrama de conexão à rede de um gerador FV com inversor e medição direta em mureta . . . . .	152
Figura 71 – Esquema unifilar típico para microgeração em baixa tensão usando inversor . . . . .	153

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Alternativas para a redução do custo de energia elétrica . . . . .	34
Tabela 2 – Ações recomendadas para corrigir o desequilíbrio de tensão de alimentação dos motores elétricos . . . . .	35
Tabela 3 – Estudos que visam a otimização do uso de reservatório para economizar energia no horário de ponta . . . . .	38
Tabela 4 – Situações que afetam o rendimento dos equipamentos . . . . .	39
Tabela 5 – Estudos que buscam alternativas mais eficientes de conjuntos motobombas para sistemas de bombeamento de água usando energia solar . . . . .	41
Tabela 6 – Estudos que visam promover o uso de energia solar fotovoltaica em sistemas de bombeamento de água . . . . .	43
Tabela 7 – Estudos que promovem o aproveitamento de água da chuva para fins de não consumo. . . . .	48
Tabela 8 – Classes de consumo por grupo. . . . .	49
Tabela 9 – Trabalhos em que a metodologia proposta foi testada com sucesso. . . . .	56
Tabela 10 – Exemplo para montagem da tabela com o consumo mensal de energia. . . . .	64
Tabela 11 – Dados iniciais sobre o sistema de irrigação analisado . . . . .	78
Tabela 12 – Perda de carga total . . . . .	78
Tabela 13 – Cálculo da $ET_O$ pelo método da EMBRAPA UVA E VINHO . . . . .	79
Tabela 14 – Consumo de água diário médio mensal e tempo de irrigação . . . . .	79
Tabela 15 – Dados principais da motobomba utilizada . . . . .	80
Tabela 16 – Dados principais da motobomba proposta . . . . .	80
Tabela 17 – Consumo mensal de energia para irrigação. . . . .	81
Tabela 18 – Irradiação solar diária média mensal para diferentes inclinações [ $kWh/m^2.dia$ ]. . . . .	82
Tabela 19 – Características técnicas do inversor on-grid SMA SB 1.5-1VL-40 . . . . .	84
Tabela 20 – Características técnicas do módulo FV CanadianSolar CS6U-315P . . . . .	85
Tabela 21 – Cálculo da potência de pico do painel FV . . . . .	86
Tabela 22 – Dados técnicos do controlador de carga Victron energy MPPT 150 85 - MC4 . . . . .	87
Tabela 23 – Características técnicas do módulo FV CanadianSolar CS6P-260P . . . . .	87
Tabela 24 – Dados técnicos da bateria 12MC220 da Moura Clean . . . . .	88
Tabela 25 – Características técnicas do inversor off-grid EP solar SHI2000-22 . . . . .	89
Tabela 26 – Dados e resultados das quatro melhores configurações para o SFCR . . . . .	91
Tabela 27 – Dados e resultados das quatro melhores configurações para o SFI . . . . .	92
Tabela 28 – Estimativa analítica da geração de energia dos SFVs, no ano 1 . . . . .	93
Tabela 29 – Composição do investimento inicial para os SFVs, em R\$ . . . . .	110
Tabela 30 – Variação da tarifa de energia B2 convencional no período de 2000-2017 . . . . .	111

Tabela 31 – Evolução do crescimento do IPCA no período de 2001-2021, em % . . .	112
Tabela 32 – Consumo anual de energia evitado pelo SFV . . . . .	112
Tabela 33 – Evolução da tarifa de energia nos próximos 20 anos, em R\$/kWh, cenário 1	113
Tabela 34 – Amortização para a alternativa A do SFCR do financiamento da PRO- NAF ECO - método SAC, em R\$ . . . . .	114
Tabela 35 – Análise financeira da alternativa A do SFCR sem financiamento, em R\$, cenário 1 . . . . .	115
Tabela 36 – Análise financeira da alternativa A do SFCR com financiamento, em R\$, cenário 1 . . . . .	116
Tabela 37 – Resumo da análise financeira das propostas do SFCR . . . . .	117
Tabela 38 – Fator anual de emissões de $CO_2$ da matriz elétrica brasileira. . . . .	118
Tabela 39 – Emissões de $CO_2$ evitadas por cada proposta. . . . .	118

## Lista de abreviaturas e siglas

CA	Corrente alternada
CC	Corrente continua
CEC	<i>The California Energy Commission</i>
CRESESB	Centro de referência para energia solar e eólica sérgio brito
DPS	Dispositivos de proteção de surtos
EMBRAPA	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
FAO	<i>Food and Agriculture Organization of the United Nations</i>
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
FNDE	Fundo Nacional de Desenvolvimento da Educação
FV	Fotovoltaico
GDC	<i>Geneva Double Curtain</i>
HPS	<i>Horas de pleno sol</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPCA	Índice nacional de preços ao consumidor - amplo
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i>
PR	Paraná
PRONAF	Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar
RS	Rio Grande do Sul
SAC	Sistema de amortização constante
SAM	<i>System advisor model</i>
SBASF	Sistema de bombeamento de água com energia solar fotovoltaica

SELIC	Sistema especial de liquidação e de custódia
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
SFI	Sistema fotovoltaico isolado
SFV	Sistema fotovoltaico
SPPM	Seguido do ponto de potência máxima
STC	Condições padrão de teste
SWERA	<i>Solar and wind energy resource assessment programme</i>
TD	Taxa de desempenho
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
UCP	Unidade de condicionamento de potência
VPL	Valor presente líquido

## Lista de símbolos

$ET_o$	Evapotranspiração de referência
$ET_c$	Evapotranspiração da cultura
$h_{bomba}$	Altura manométrica total que deve superar a motobomba
$h_L$	Perda de carga total do sistema hidráulico
$L_{ca}$	Energia média diária consumida em corrente alternada em um determinado mês
$L_m$	Energia média diária consumida no mês crítico
$P_{FV}$	Potência de pico do painel fotovoltaico
$RED_1$	Fator de redução da potência dos módulos devido a fatores ambientais
$RED_2$	Fator de redução da potência dos módulos devido a perdas no sistema
$T_a$	Tempo de aplicação da irrigação



# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>OBJETIVOS</b>	<b>16</b>
1.1.1	Objetivo geral	16
1.1.2	Objetivos específicos	16
<b>1.2</b>	<b>JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO</b>	<b>17</b>
<b>1.3</b>	<b>CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>18</b>
<b>2.1</b>	<b>Agricultura Familiar</b>	<b>18</b>
<b>2.2</b>	<b>Viticultura no Brasil</b>	<b>19</b>
<b>2.3</b>	<b>Sistemas de irrigação</b>	<b>21</b>
<b>2.4</b>	<b>Sistema de captação de água</b>	<b>23</b>
<b>2.5</b>	<b>Sistema de bombeamento</b>	<b>29</b>
2.5.1	Tubulação (sucção e recalque)	30
2.5.2	Conjunto Motor e Bomba	31
2.5.3	Poço úmido e poço seco	33
<b>2.6</b>	<b>Eficiência hidroenergética em sistemas de bombeamento</b>	<b>33</b>
2.6.1	Determinação dos desequilíbrios da tensão	35
2.6.2	Otimização do uso do reservatório visando a parada durante o horário de ponta	36
2.6.3	Melhorar o rendimento dos equipamentos	37
2.6.4	Substituição da fonte de alimentação de energia elétrica usando energia solar fotovoltaica	40
2.6.5	Sistema de captação de água pluvial	46
2.6.6	Análise tarifária	47
<b>2.7</b>	<b>Análise econômica</b>	<b>49</b>
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	<b>54</b>
<b>3.1</b>	<b>Caracterização do local de estudo</b>	<b>54</b>
<b>3.2</b>	<b>Metodologia de solução</b>	<b>56</b>
<b>3.3</b>	<b>Análise técnica</b>	<b>62</b>
3.3.1	Altura manométrica total do sistema	62
3.3.2	Consumo de água	63
3.3.3	Estimativa da curva de carga	64
3.3.4	Irradiação solar no local de estudo e inclinação dos módulos FVs	64
3.3.5	Dimensionamento do SFV	65
3.3.6	Resolução do estudo de caso	77

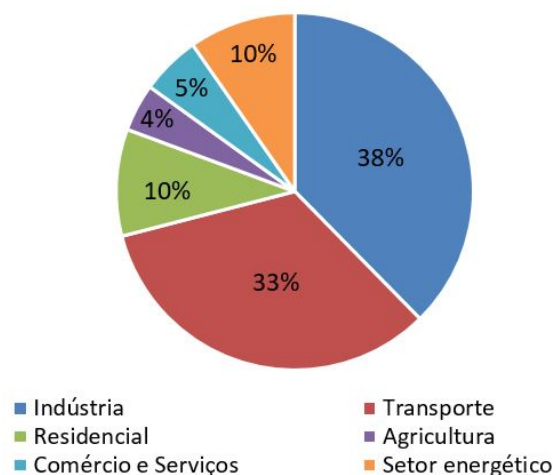
3.3.6.1	SFCR dimensionado via metodologia do CRESESB . . . . .	83
3.3.6.2	SFI dimensionado via metodologia do CRESESB . . . . .	85
3.3.6.3	SFV dimensionado por simulação computacional no <i>SAM</i> . . . . .	88
<b>3.4</b>	<b>Análise econômica</b> . . . . .	<b>110</b>
<b>3.5</b>	<b>Análise ambiental</b> . . . . .	<b>117</b>
<b>4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> . . . . .	<b>119</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>121</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>127</b>
	<b>ANEXO A – DIMENSIONAMENTO DO SFV VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL NO SAM</b> . . . . .	<b>128</b>
	<b>ANEXO B – PONTO DE OPERAÇÃO DA MOTOBOMBA</b> . . . . .	<b>143</b>
	<b>ANEXO C – FOLHAS DE DADOS</b> . . . . .	<b>144</b>
	<b>ANEXO D – DIAGRAMA UNIFILAR PADRÃO PARA MICROGE- RAÇÃO EM BT E SUA CONEXÃO À REDE</b> . . . . .	<b>152</b>

# 1 INTRODUÇÃO

O uso eficiente da água e da energia, é um dos grandes desafios da engenharia para promover o desenvolvimento sustentável. A importância de tais recursos enfatiza a necessidade de se otimizar o seu consumo, combatendo o desperdício e priorizando a busca por soluções sustentáveis. Como por exemplo, a inclusão de geração distribuída a partir de fontes alternativas, a captação de água da chuva e a utilização de água de reúso, que contribuem na preservação das reservas de água doce do planeta e na redução das emissões de gases que geram o efeito estufa (FILHO, 2012).

O uso da água está intimamente atrelado ao desenvolvimento da economia mundial. No ano 2015 no Brasil, o setor agropecuário foi responsável por arrecadar aproximadamente 6,38% (382,7 bilhões de reais) do PIB brasileiro, que neste ano arrecadou 6000,6 bilhões de reais, sendo que somente o setor agrícola gerou 208,3 bilhões de reais (3,47% do PIB 2015) (CEPEA, 2016). Para gerar tal renda, em 2015, o setor agrícola foi responsável por cerca de 75% do consumo de água (aprox.  $1209,65 \text{ m}^3/\text{s}$ ), onde grande parte deste consumo é destinado à irrigação (ANA, 2016), demandando cerca de 4% do consumo de energia elétrica (Figura 1) (EPE, 2014).

Figura 1 – Participação dos principais setores comerciais do Brasil no consumo de energia elétrica durante o ano 2012



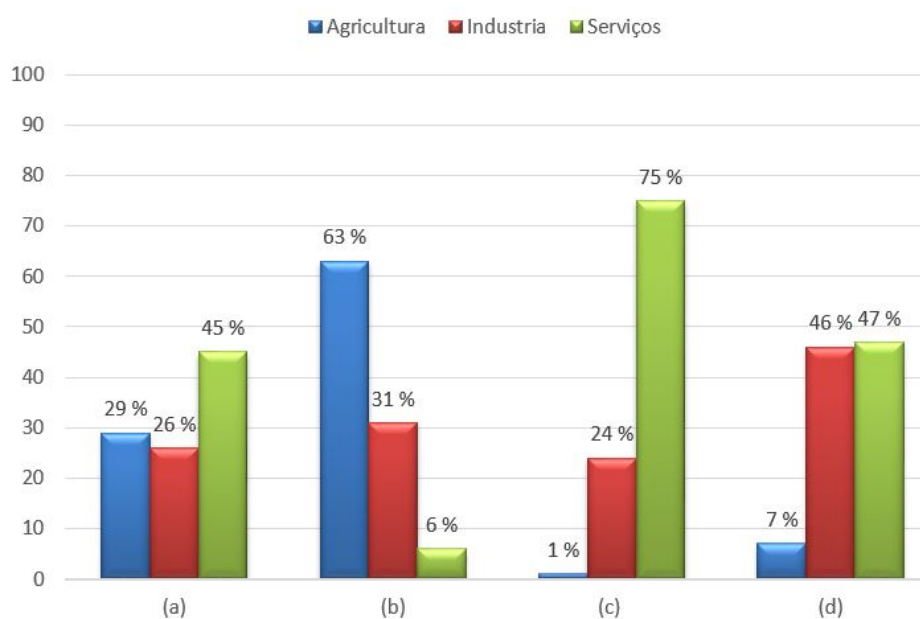
Fonte: EPE (2014)

Dentro do setor agrícola se destaca a agricultura familiar, que constitui um terço da receita dos estabelecimentos agropecuários brasileiros (IBGE, 2006). A agricultura familiar é fundamental para garantir a segurança alimentar do Brasil, já que constitui uma

grande parte da cesta básica do país ao produzir: 87% da mandioca, 70% do feijão, 46% do milho, 38% do café, 34% do arroz e 21% do trigo; demonstrando assim, a importância econômica dessa atividade que está intimamente vinculada ao abastecimento do mercado interno e ao controle da inflação dos alimentos consumidos pelos brasileiros (IBGE, 2006). Além disso, a agricultura familiar utiliza uma área muito menor do que a agricultura patronal e se caracteriza por ser uma prática sustentável que aumenta substancialmente a produtividade e o valor da produção agrícola, enquanto diminui a necessidade de expansão das áreas de cultivo sob áreas já ocupadas, seja por outras lavouras, pastagens ou matas nativas (ANA, 2016).

Paralelamente, sabe-se que a atividade produtiva e conseqüentemente a criação de postos de trabalho está intimamente atrelada ao uso dos recursos hídricos, ao ponto que cerca de 79% desses postos de trabalho dependem diretamente da disponibilidade de recursos hídricos (Figura 1), sendo no total 3,3 bilhões de empregos no mundo e 55,3 milhões no Brasil (WWAP, 2016) (IBGE, 2016). Além disso, dependendo da atividade, nem sempre a água está disponível com a qualidade necessária (pureza, pressão e quantidade). Nesses casos, uma parcela considerável da energia produzida anualmente no Brasil é destinada para adequar a água às necessidades do consumidor (EPE, 2014). Esta correlação água-energia cria uma demanda constante a ser atendida pelo sistema elétrico nacional, que indiretamente depende da disponibilidade de água.

Figura 2 – Participação dos setores produtivos na geração de empregos no ano 2014



(a) empregos totais no mundo, (b) empregos dependentes da água no mundo, (c) empregos totais no Brasil, e (d) empregos dependentes da água no Brasil

Fonte: WWAP (2016) dados a nível mundial e IBGE (2016) dados do Brasil

Corroborando as informações supracitadas, dados apontam que até o ano de 2016 o uso da água tem crescido cerca de duas vezes mais rápido do que a população mundial. Estima-se que, se mantidos os mesmos padrões de consumo até 2030, o mundo enfrentará um déficit no abastecimento de água em torno de 50% (WWAP, 2016). Portanto, fica evidente a importância de investir na busca por novas alternativas que visem a melhoria da eficiência energética e a conservação dos recursos naturais para evitar a escassez e promover o desenvolvimento sustentável (WWAP, 2016).

Diante deste cenário o presente trabalho visa contribuir para o desenvolvimento sustentável do país, popularizando o uso de sistemas de bombeamento de pequeno porte com energia solar fotovoltaica. Os sistemas de bombeamento de pequeno porte foram escolhidos por serem os mais utilizados na agricultura familiar (WWAP, 2016).

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo geral

Projetar e dimensionar um sistema solar fotovoltaico para satisfazer as necessidades de energia de um sistema de bombeamento de água de pequeno porte para irrigação.

### 1.1.2 Objetivos específicos

- Estudar os principais métodos de eficiência hidroenergética para sistemas de bombeamento de água;
- Analisar o sistema atual e aplicar um ou mais métodos de eficiência hidroenergética para sistemas de bombeamento de água;
- Estabelecer uma metodologia para dimensionar um sistema solar fotovoltaico aplicado ao sistema de bombeamento proposto;
- Identificar as principais diferenças no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e sistemas fotovoltaicos isolados;
- Comparar o dimensionamento analítico do sistema fotovoltaico com o dimensionamento via software;
- Realizar o estudo de viabilidade técnica e econômica do sistema proposto.

## 1.2 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

No Brasil, destaca-se que a agricultura é responsável por 75% do consumo de água e 4% demanda de energia elétrica (ANA, 2016) (EPE, 2014). Sendo que o potencial de expansão para os sistemas de bombeamento neste setor é muito relevante, pois estima-se que nos próximos 25 anos, 80% da produção agrícola será provida por cultivos irrigados. Apenas 10% de todo o potencial brasileiro de terras irrigáveis (mais de 60 milhões de ha) utilizam esta técnica que incrementa a produção de alimentos e potencializa as safras nos períodos de seca, ao prover à planta da quantidade de água suficiente para maximizar seu metabolismo (FAO, 2017). Reforçando esta previsão, tem-se a Política Nacional de Irrigação (lei 12.787/2012) que visa ampliar a área irrigada no país. Ademais, raramente as condições geográficas e hídricas favorecem a utilização deste recurso de forma direta, necessitando de um sistema de bombeamento que é inerente a diversas atividades essenciais, como por exemplo, o abastecimento de água, agronegócio, etc.

Além disso, existem comunidades isoladas onde a rede elétrica não garante um fornecimento confiável, nestes casos é comum usar sistemas a diesel, o que demanda uma pessoa responsável por tal atividade durante períodos fixos, aumentando o custo de operação (quando o operário for contratado e pela compra do combustível) e diminuindo a segurança no fornecimento de água.

Logo, o conjunto de informações contidas acima evidencia a importância de utilizar sistemas de bombeamento com energia solar não somente para irrigar, adequar a vazão e a pressão do fornecimento às necessidades da demanda ou diminuir os gastos com eletricidade, mas também com o fim de atender locais remotos, onde não se tem acesso à energia elétrica, tornando o local autossuficiente devido a incorporação de energia solar fotovoltaica.

## 1.3 CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA

Este trabalho contribuiu na comparação da viabilidade técnica e econômica entre um sistema fotovoltaico conectado à rede e um sistema fotovoltaico isolado, ambos destinados a satisfazer as necessidades energéticas de um sistema de bombeamento de água de pequeno porte utilizado na irrigação. A metodologia aplicada pode ser executada em casos semelhantes e, portanto, constitui uma ferramenta que ajuda na análise de empreendimentos fotovoltaicos destinados à irrigação, o que contribuirá na disseminação deste tipo de sistemas. Além disso, com um exemplo prático, demonstrou-se como os conceitos da literatura, as normativas correspondentes a este tipo de sistemas e as ferramentas computacionais disponíveis são aplicadas na execução de um projeto profissional.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo apresenta-se a fundamentação teórica sobre sistema de bombeamento e sobre alternativas de eficiência hidroenergética, estabelecendo um panorama macro do desenvolvimento e aplicação de cada tecnologia e destacando as suas respectivas vantagens e desvantagens. Por fim, apresenta-se o estado da arte de cada proposta de eficiência, mapeando os principais avanços e resultados sobre sistemas de bombeamento.

### 2.1 Agricultura Familiar

Desde a época colonial até o século XXI, a agricultura tem constituído uma das principais bases da economia brasileira, evoluindo do monocultivo extensivo para a produção diversificada. Nesse contexto, destaca-se a agricultura familiar que responde por 4,3 milhões de unidades produtivas, o que representa 84% dos estabelecimentos rurais do país, e 33% do PIB Agropecuário, empregando assim 74% da mão de obra no campo (IBGE, 2006). No Brasil, a agricultura familiar é definida na Lei nº 11 326, de 24 de julho de 2006:

Art. 3º Para os efeitos desta Lei, considera-se "agricultor familiar" e "empreendedor familiar rural" aquele que pratica atividades no meio rural, atendendo, simultaneamente, aos seguintes requisitos:

- I - Não detenha, a qualquer título, área maior do que quatro módulos fiscais<sup>1</sup>;
- II - Utilize predominantemente mão de obra da própria família nas atividades econômicas do seu estabelecimento ou empreendimento;
- III - Tenha renda familiar predominantemente originada de atividades econômicas vinculadas ao próprio estabelecimento ou empreendimento;
- IV - Dirija seu estabelecimento ou empreendimento com sua família.

A agricultura familiar é uma prática sustentável que aumenta substancialmente a produtividade e o valor da produção agrícola, ao tempo que diminui a necessidade de expandir os cultivos a áreas ocupadas por outros usos e coberturas como pastagens ou matas nativas (ANA, 2016). Dessa forma, apesar de cultivar uma área menor de lavouras do

<sup>1</sup> O módulo fiscal é uma unidade territorial agrária, fixada por cada município brasileiro baseados na Lei Federal nº 6.746/79. O módulo fiscal varia de 5 a 100 hectares, conforme o município.

que a agricultura patronal, a agricultura familiar é fundamental para garantir a segurança alimentar do Brasil, já que constitui uma grande parte da cesta básica do país (IBGE, 2006). Isto demonstra a importância econômica dessa atividade pois está intimamente vinculada ao abastecimento do mercado interno e ao controle da inflação dos alimentos consumidos pelos brasileiros.

Outra grande qualidade da agricultura familiar é que garante alimentos saudáveis na mesa dos brasileiros. A partir de 16 de junho de 2009, por meio da Lei nº 11.947, assegurou-se a correta alimentação nas escolas do país, pois a lei exige que no mínimo 30% do valor repassado a estados, municípios e Distrito Federal pelo FNDE para o programa nacional de alimentação escolar deve ser utilizado na compra de gêneros alimentícios diretamente da agricultura familiar e do empreendedor familiar rural ou de suas organizações, priorizando-se os assentamentos da reforma agrária, as comunidades tradicionais indígenas e as comunidades quilombolas. O procedimento para adquirir os produtos dispensa, nesse caso, as licitações e poderá ser realizada por meio da Chamada Pública conforme dita a Resolução CD/ FNDE nº 26, de 17 de junho de 2013.

Como resultado dos grandes esforços do governo brasileiro por promover o desenvolvimento da agricultura familiar através do PRONAF, nos últimos anos este setor cresceu rapidamente e os produtores tem optado por diversificar ainda mais sua oferta. Diversos produtos selecionados além da cesta básica e com maior valor agregado, onde o caso mais comum é o da uva que pode ser processada em diferentes níveis (uva de mesa, suco, vinho, entre outros), o que gera maior renda e mais postos de trabalho no meio rural.

## 2.2 Viticultura no Brasil

No Brasil, em 2011, a viticultura ocupou 78.026 ha, com produção de 1.497.302 t e rendimento médio de 19.193 kg/ha; estando distribuída desde a latitude 30°56'15"S até regiões próximas ao equador com latitude 5°11'15"S (IBGE, 2017). A diversidade climática de cada região dá origem a diferentes pólos para cultivo da uva, cada um com características marcadas como (ANDRETTA, 2011):

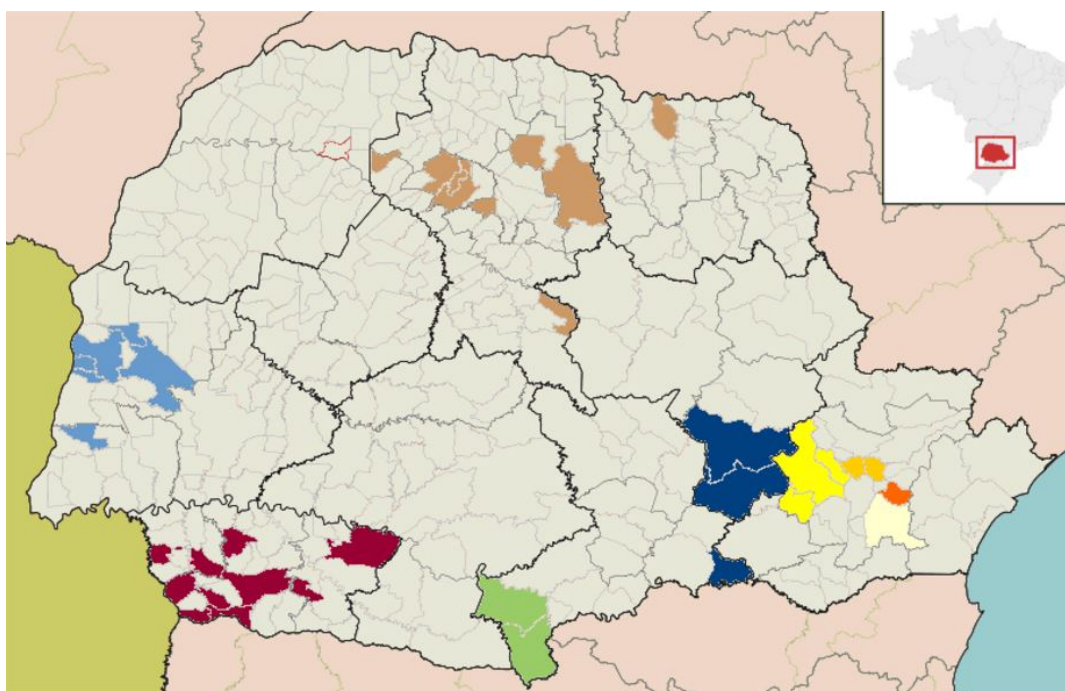
- pólos temperados, demanda um período de repouso hibernar e apenas permite um ciclo de produção por ano;
- pólos sub-tropicais, a videira rende até dois ciclos anuais, porém é uma área com alto risco de geada;
- pólos tropicais, onde é possível podas sucessivas, com até 3 ciclos produtivos por ano.



Os estados com a maior produção de uva no país são Rio Grande do Sul, Pernambuco, São Paulo, Bahia, Santa Catarina e Paraná, em ordem decrescente. Cabe destacar o estado do Paraná onde a viticultura tem uma participação cada vez maior na agricultura familiar como resultado da crescente indústria de vinho de mesa e suco de uva que vem desenvolvendo a região. Em 2015 a área total da cultura da videira no Paraná ocupou 4.459 ha, com produção de 69.035 t e rendimento médio de 15.482 kg/ha (IBGE, 2017).

No Paraná a uva é a quarta fruta que mais é produzida, porém é a que maior renda gera pela venda da produção. A maior parte das vitícolas do estado produzem uvas de mesa, sendo que dos 3.636 estabelecimentos com mais de 50 pés de videira cultivados, 71,62% produziam uva de mesa, o restante produz uva para vinho ou suco, ou seja, destinada a industrialização (IBGE, 2006). O município de Marialva na região de Maringá é responsável por aproximadamente metade da produção estadual de uvas de mesa, e a região de Francisco Beltrão lidera com 52,9% a produção para transformação. Assim, a Figura 3 apresenta os principais municípios produtores de uva no Paraná.

Figura 3 – Principais pólos vitícolas do Estado do Paraná



Fonte: Schons e Rodrigues (2017)

Dependendo do produto que deseja-se obter e das condições climatológicas do local da plantação, existirá um cultivar de uva específico que satisfaça as necessidades do produtor. Portanto, conhecer as diferentes variedades de uva disponíveis no mercado brasileiro e suas qualidades é essencial para começar uma nova plantação de uva ou melhorar a produção de uma já existente.

## 2.3 Sistemas de irrigação

A irrigação é uma ferramenta da agricultura que permite atender às necessidades hídricas das culturas no momento e quantidade adequadas, no caso específico da videira, visando equilibrar o desenvolvimento vegetativo e reprodutivo. Na elaboração de vinhos, o vigor excessivo dos ramos pode trazer resultados negativos sobre o desenvolvimento e a composição da uva, pois cultivos de alta qualidade são obtidos sob regimes de irrigação com deficit hídrico controlado durante certas etapas da produção, o que permite à uva concentrar açúcares e aromas, além de proporcionar cachos mais soltos, aerados e sadios. Por outra parte, para as uvas de mesa, o objetivo é maximizar o tamanho das bagas, limitando o fornecimento de água somente um pouco antes da colheita; portanto, a irrigação tem o propósito de repor todas as perdas de hídricas por evapotranspiração.

A irrigação dos vinhedos pode ser por superfície (empregando sulcos) ou pressurizada (seja por gravidade ou por sistemas de bombeamento) como no caso da aspersão convencional, microaspersão e gotejamento (EMBRAPA, 2017a). As condições geográficas do Brasil e as características da fonte de água disponível raramente permitem aproveitar diretamente este recurso, fazendo com que a irrigação pressurizada seja predominante no país. Esta solução possibilita adequar a vazão e a pressão do fornecimento às necessidades da demanda e, quando a fonte de água é intermitente ou limitada, o sistema de bombeamento permite garantir o fornecimento usando tanques de armazenamento para otimizar o uso do recurso. Assim, na continuação são detalhados os principais sistemas de irrigação pressurizados, usados na viticultura, de acordo com os conceitos estabelecidos pela EMBRAPA UVA E VINHO (EMBRAPA, 2017a).

Os sistemas de irrigação por aspersão são classificados, de acordo a como se movimentam suas linhas principais e laterais, em fixos, semi-fixos e móveis, e para todos os casos a pressão necessária para distribuir a água e operar os aspersores é geralmente fornecida por bombas hidráulicas.

Os sistemas de aspersão fixos são mais caros, porém demandam menos mão-de-obra, e quando bem projetados aplicam água com aceitável uniformidade sempre que a influência do vento seja baixa. Trabalham com vazões elevadas, sendo que podem comprometer o abastecimento de água de propriedades vizinhas se a captação for realizada diretamente nos córregos; isto também implica que a taxa de aplicação deve ser vigiada para não exceder a taxa de infiltração do solo, e evitar água empoçada na superfície. Ainda, quando comparados com sistemas localizados, requerem pouca manutenção e seus emissores não apresentam entupimento.

Os sistemas móveis são mais baratos, porém, suas laterais podem estar fixas durante o ano todo, ser movimentadas depois de cada irrigação ou se movimentar continuamente durante a operação de irrigação; isto, demanda maior força laboral para a mudança das linhas, tarefa que é dificultada pelos caules das plantas, sobretudo em parreiras mais adensadas. Em compensação distribuem a água de forma mais uniforme que os sistemas fixos e a velocidade da irrigação pode ser controlada (regulando a quantidade de água aplicada por irrigação).

O sistema de microaspersão é um método irrigação localizada que consiste em aplicar água numa espécie de pequeno borrifo ou névoa através de emissores posicionados a cada dois pés, o que evita a interferência dos troncos. Quanto maiores os microaspersores menores serão os problemas com entupimento e o tempo de irrigação. Contudo, isto representa um custo maior do sistema por exigirem tubulações e motobombas maiores.

Com relação aos sistemas de aspersão, os de microaspersão resultam num investimento inicial mais elevado já que necessitam de filtros, pois, além dos problemas com entupimento, costumam aparecer problemas com insetos e aranhas que obstaculizam as tubulações. Isto se traduz em gastos adicionais com manutenção para desentupir os emissores. Portanto, sempre é recomendável usar microaspersores anti-insetos e limpá-los após a irrigação.

Entretanto, todo esse gasto adicional é recompensado com uma performance superior do sistema. A taxa de aplicação hídrica é menor (com relação ao método de superfície e ao de aspersão) já que as áreas molhadas são pequenas, o que reduz as perdas de água por evaporação e acentua a penetração do recurso no solo. Tudo isso se traduz em um uso mais eficiente da água, por exemplo, quando cultivadas árvores ou outras plantas de grande espaçamento apenas uma área envolta da cultura será molhada, o que reduz o consumo de água e também permite a aplicação de defensivos e adubações via fertirrigação, o qual fortalecerá à cultura de acordo com as necessidades do local e evitará que plantas invasoras se desenvolva. Adicionalmente, aplicações de água pouco intensas e freqüentes podem manter a água do solo dentro de uma pequena escala de oscilação, que acentua o crescimento e lucros de alguns cultivares.

Por fim, a irrigação por gotejamento é o sistema de microirrigação mais utilizado, destacando seu uso em plantações com grande espaçamento, como árvores, parreiras, ou cultivares de alto valor. Nesse método a água é aplicada de forma pontual sobre a zona radicular da planta mediante emissores com orifícios de diâmetro muito pequeno, conhecidos como gotejadores. Estes dispositivos dissipam a pressão no sistema de abastecimento e fornecem um fluxo de água fixo e quase constante apesar das variações de pressão que possam acontecer na linha de distribuição (emissores autocompensáveis).

O risco de entupimento é maior que no caso da microaspersão, o que demanda maior investimento em equipamentos de filtragem, manutenção e análise da água, pois substâncias como o ferro, mesmo que em baixas concentrações, podem comprometer o sistema. Devido ao alto custo do sistema é recomendável instalar as tubulações entorno de 30 cm acima do solo para evitar danos por enxadas ou animais. Além disso, como o gotejador fornece água de maneira muito localizada e em pequenas quantidades (menores que no sistema de microaspersão), o dimensionamento do sistema mostra um considerável grau de complexidade e deve levar em conta fatores como o volume do solo que pode ser molhado, a taxa de aplicação, o volume necessário para repor a água utilizada pela planta, o padrão radicular da planta, a infiltração e a capacidade de retenção do solo.

Não obstante, quando bem dimensionado, o sistema de irrigação por gotejamento é o mais eficiente, quanto ao uso da água, dos sistemas aqui apresentados. As perdas com evapotranspiração são ainda menores que na microaspersão e o volume de solo umidecido se concentra mais ao redor da raiz, por onde a planta realmente absorve seus nutrientes, assim diminui também a incidência de doenças por fungos nas folhas e caule quando comparado à aspersão. Isto permite otimizar o processo de adubação do solo já que o fertilizante pode ser dissolvido na água e aplicado através dos gotejadores para maximizar a penetração dos mesmos no solo.

Uma vez definidas as necessidades hídricas da cultura e o sistema de irrigação que melhor as satisfaz, é vital determinar e caracterizar os recursos hídricos mais próximos à plantação a fim de garantir que a qualidade da água é a correta para o cultivo e para preservar a integridade física do sistema de irrigação.

## 2.4 Sistema de captação de água

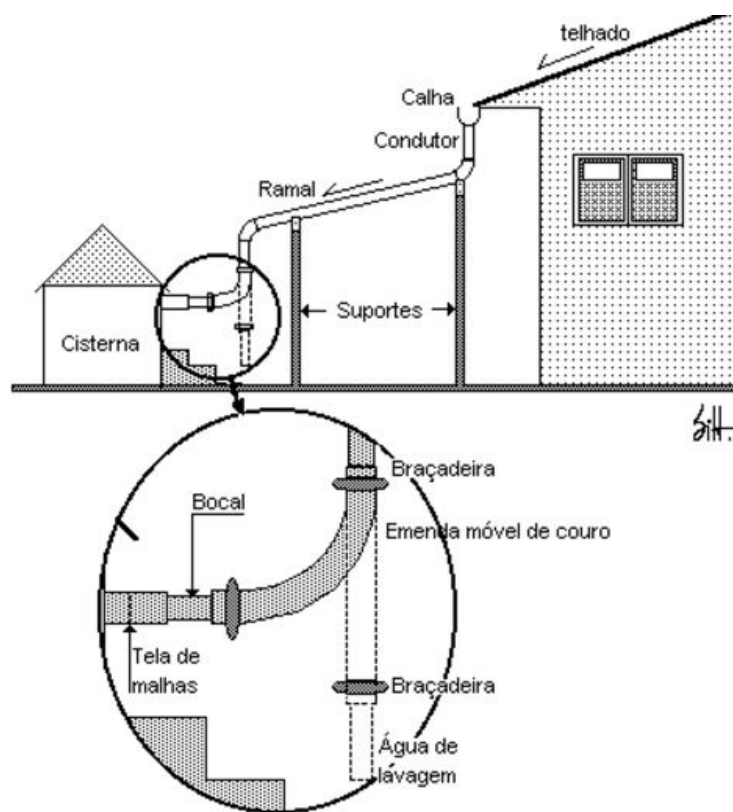
O sistema de captação é aquele destinado a promover as condições adequadas para extrair de um manancial abastecedor a quantidade de água necessária para satisfazer um determinado consumo, de forma que a qualidade da água dispense tratamentos ou os reduza ao mínimo possível, sendo que qualquer lugar com água armazenada e que esta possa ser utilizada pode ser entendido como manancial abastecedor (FILHO, 2017).

De acordo com o local onde a água é armazenada, os mananciais são classificados como: de águas pluviais (qualquer superfície preparada, como cisternas por exemplo), de águas superficiais (açudes, rios, lagoas) e de águas subterrâneas (fontes naturais, galerias filtrantes, poços, cacimbas) (FILHO, 2017). Ao escolher um dado manancial devem ser considerados vários fatores como a qualidade de sua água, a quantidade de água que ele dispõe e a viabilidade econômica de sua exploração. Além disso, como todo sistema é projetado para servir por certo período de tempo, é indispensável quantificar o consumo

atual provável, bem como a previsão de crescimento da comunidade e a capacidade ou não do manancial para satisfazer a este consumo. Assim, para facilitar a tomada de decisão na escolha de um manancial, a seguir será detalhado cada tipo.

Os mananciais que provem da água de chuva são o resultado do armazenamento desse recurso, tipicamente em cisternas, que são pequenos reservatórios individuais construídos junto às casas. A versatilidade deste dispositivo permite sua aplicação em áreas de grande pluviosidade (zonas muito chuvosas) assim como em áreas secas, onde o objetivo é acumular a maior quantidade do recurso hídrico durante o período de chuvas para sua utilização na temporada seca, garantindo como mínimo a água de consumo humano.

Figura 4 – Cisterna com desconector para não deixar água suja entrar no tanque



Fonte: Feitosa e Filho (2017)

Como mostra a Figura 4, a cisterna é um reservatório protegido que armazena a água da chuva captada através das superfícies dos telhados de casas ou prédios. Ainda na Figura 4, pode-se apreciar o processo de captação do recurso: primeiro a chuva cai no telhado, que por sua inclinação a direciona para as calhas; das calhas a água desce por um cano fechado chamado condutor vertical; dos condutores verticais a água circula pelos ramais que também são canos fechados; por fim, o recurso chega à cisterna através de um desconector, que evita a entrada de água suja na cisterna. Uma vez tratado corretamente

o recurso, conforme sua aplicação, este poderá ser diretamente utilizado no reservatório mediante bebedouros ou torneiras, ou ser deslocado até outro ponto de consumo com ajuda de motobombas.

Para dimensionar e construir uma cisterna devem ser levados em conta fatores como: quando a mão-de-obra especializada é escassa no local de instalação e é recomendável evitar construções enterradas. Geralmente, os primeiros 10 ou 15 minutos de cada chuva devem ser descartados, pois lavam o telhado que contém sujeiras provenientes de animais e poeira (esta é a função do desconector mostrado na Figura 4). A capacidade da cisterna depende diretamente da demanda que irá atender, da pluviometria do local e da área de captação disponível (telhado).

Os mananciais superficiais são os de mais fácil captação, tornando-os preferenciais para o consumo humano. Porém, menos de 5% da água doce disponível no planeta encontra-se na superfície, sendo que o restante permanece em reservas subterrâneas (FILHO, 2017). A principal fonte de águas superficiais para consumo são os rios, contudo, mesmo que em raras ocasiões, também é possível empregar captações em lagos naturais ou no mar com dessalinização posterior. Dependendo das características do recurso hídrico varia a quantidade de obras preliminares antes de realizar captação, o que afeta diretamente a exploração de dito recurso. No geral, as condições a serem analisadas são:

- Quantidade de água - quanto à abundância do recurso podemos identificar três situações de vazão: suficiente na estiagem; insuficiente na estiagem, mas suficiente na média; e inferior ao consumo previsto. O primeiro caso é o ideal e mais comum, pois a vazão é suficiente continuamente renovada, como no caso de rios perenes ou artificialmente perenizados. Logo, basta selecionar a captação mais adequada para aproveitar a água. A segunda hipótese indica que em certo período do ano a vazão não será suficiente para atender a demanda, mas como a vazão média anual é suficiente, na temporada de chuvas o recurso poderá ser armazenado para satisfazer o deficit na estiagem como ocorre no interior do nordeste brasileiro, onde é comum o esvaziamento completo dos rios nos períodos de seca. A terceira situação é a mais crítica. Não há vazão suficiente, e, quando não há outro manancial disponível, é necessário usar um ou mais mananciais complementares para abastecer a demanda. Isto complica e onera os custos do projeto.
- Qualidade da água - do ponto de vista sanitário, uma água superficial sempre é suspeita, pois é naturalmente propensa a processos de poluição e de contaminação. Operacionalmente, a captação de água deve garantir a melhor qualidade possível que satisfaça a demanda, localizando adequadamente a tomada e efetivando-se medidas de proteção sanitária necessárias sobre a mesma. Como exemplo tem-se os

reservatórios de acumulação, onde as tomadas não devem ser tão superficiais nem tão profundas de modo a evitar problemas de natureza física, química ou biológica.

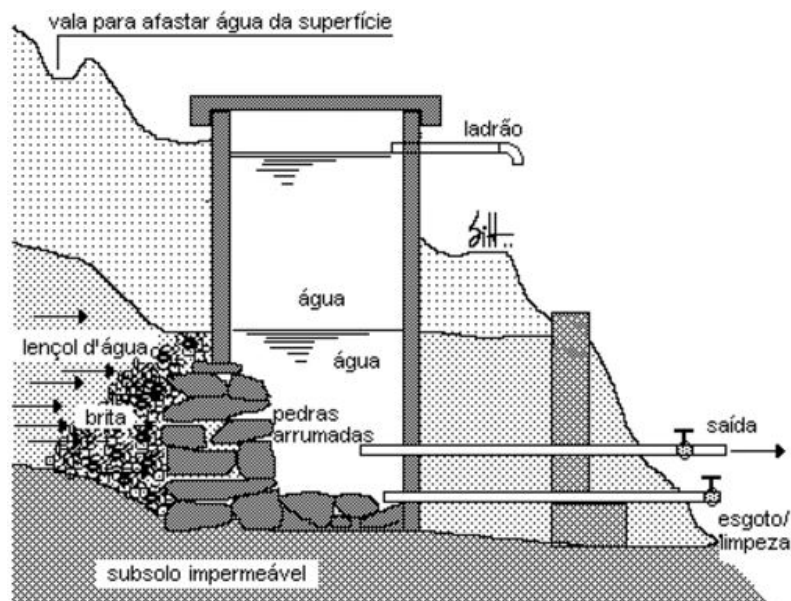
- Garantia de funcionamento - durante a etapa de concepção do projeto, para assegurar o funcionamento ininterrupto da instalação, devem ser avaliados os possíveis cenários que será submetida a estrutura com o objetivo de minimizar a preocupação com a estabilidade das estruturas, proteção contra correntezas, ondas ou corpos flutuante, inundações e possíveis desmoronamentos. Contudo, além dos perigos supracitados, o sistema de captação é extremamente suscetível no curto prazo a obstruções no conduto de captação, sendo que é vital tomar medidas para impedir a passagem de corpos sólidos como peixes, plantas, etc; esta proteção é garantida mediante o uso de grades, telas ou crivos na entrada da água.
- Economia nas instalações - como em todo projeto de engenharia, é o fator decisivo para viabilizar se um sistema de captação será o econômico, isto é, o projeto deve apresentar soluções que envolvam o menor custo sem o sacrifício da funcionalidade. Para isto, avalia-se com rigor a disponibilidade do recurso, natureza do terreno para construir as estruturas, a vida útil dessas estruturas, facilidade de acesso ao local, a flexibilidade física para futuras ampliações e os custos do terreno.
- Localização - determinar a localização para uma adutora consiste em analisar iterativamente distintos pontos até encontrar aquele que possibilite o menor percurso de adução e menores alturas de transposição. Adicionalmente, para prevenir risco de assoreamento é recomendável colocar a captação sempre em um trecho reto do rio ou na parte côncava de uma curvatura.

Por fim, os mananciais subterrâneos, chamados lençóis, podem ter sua água armazenada de duas formas, como lençol freático ou como lençol cativo. O primeiro se caracteriza por estar suportado sobre uma camada impermeável de sub-solo e sob pressão atmosférica local, enquanto que o outro está confinado entre duas camadas impermeáveis de crosta terrestre e sob uma pressão superior à pressão atmosférica local. Assim, o aproveitamento desses recursos pode ser feito de duas formas: fontes e poços. Na primeira a água brota naturalmente do terreno e na segunda a água é obtida através de uma abertura realizada no terreno. Por sua vez, as fontes, também conhecidas como olhos de água, se classificam em de encosta (nas serras) e de fundo de vale, enquanto que os poços podem ser rasos ou profundos (FEITOSA; FILHO, 2017).

Na fonte de encosta a água é captada por meio de uma caixa de alvenaria ou concreto inserida na encosta. Isto demanda uma série de cuidados para proteger a qualidade da água a ser usada, conforme mostra a Figura 5: a caixa deve ter uma tampa com abertura mínima de 0,80m x 0,80m, para facilitar a inspeção, suas paredes devem ser impermeáveis;

para evitar a erosão do solo devido à chuva é necessária a construção de canaletas em volta da caixa (se necessário, instalar bombas para retirada da água); proteger com cerca um raio de 30m ao redor da caixa para evitar que o sistema seja manipulado por pessoas não qualificadas; colocar um cano ladrão junto à laje de cobertura (contra enchimentos) e um cano de descarga com registro (para limpeza).

Figura 5 – Caixa de tomada da fonte de encosta



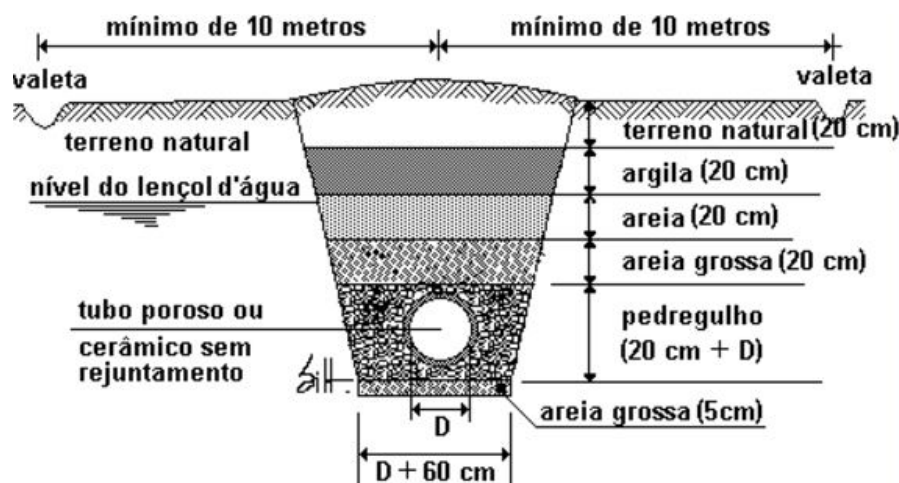
Fonte: Feitosa e Filho (2017)

Para aproveitar a fonte de fundo de vale é requerido um sistema de drenagem subsuperficial (as vezes pode se usar a técnica de poço raso), onde a captação consta de um sistema de drenos ligados a um coletor central que dirige a água para um poço. Os drenos podem ser feitos de pedra, bambu, madeira, concreto e manilhas de barro; sendo que o bambu e a madeira tem uma curta vida útil e manilha de barro é a mais durável.

A Figura 6 apresenta em detalhe a construção de uma galeria filtrante. Primeiro deve nivelar-se as valas para poder assentar as manilhas (cada uma com um declive cerca de 1:350) e lançar uma camada de areia grossa; deve-se certificar que o assentamento começa do local mais baixo e com direção ao mais alto, e que as manilhas não estejam rejuntadas, e sim, com uma separação de 1 cm. A continuação cobrir o sistema de drenos com terra até encher as valas, ultrapassando o nível do terreno e dando-se um abaulamento como acabamento de modo a evitar depressões caso ocorra o completo assentamento do terreno. Por último limpar as proximidades do sistema e garantir a segurança do perímetro, cercando o terreno para evitar o trânsito de pessoas e animais.



Figura 6 – Detalhe para construção da galeria filtrante



Fonte: Feitosa e Filho (2017)

Os poços rasos são aqueles que captam a água do lençol freático, possuem forma circular e raramente tem profundidades maiores a 20m, e podem ser escavados, perfurados ou cravados. O poço escavado, em geral, é aberto de forma manual e exige grandes diâmetros (de 0,80 a 1,50m), tornando-se mais fácil de contaminar; quase nunca supera os 10m de profundidade. O poço perfurado usa trados, brocas ou escavadeiras manuais, com diâmetros pequenos (0,15 a 0,30m) que chegam a profundidades de 8m a 20m; são recomendados para lençóis freáticos de pequena profundidade e grande vazão. O poço cravado aplicam tubos metálicos providos de ponteiros inseridos na terra por percussão ou rotação, em pequenos diâmetros (3cm a 5cm) e com profundidade de até 20m; são uma solução de emergência para lençóis freáticos de pequena profundidade e grande vazão.

Para selecionar a melhor localização do poço raso e assegurar o fornecimento contínuo de água de boa qualidade, devem ser consideradas as seguintes condições básicas: existência suficiente de água no subsolo para abastecer o consumo previsto; localização no ponto mais alto do terreno onde o poço pode existir; e, localização a mais longe possível e em direção contrária a escoamentos subterrâneos provenientes de poços conhecidos ou prováveis origens de poluição (fossas, sumidouros, passagens de esgotos, etc.).

Por fim, o poço profundo, também conhecido como artesiano, que obtém água do lençol cativo e unicamente pode ser explorado por meio de perfuração, exige mão-de-obra e equipamentos especializados para sua construção. Estes poços, principalmente são usados para abastecer cidades devido a seu alto custo de construção e grande capacidade de produção de água. O fato de estarem a grandes profundidades traz duas vantagens principais: quase sempre apresenta água de boa qualidade para consumo humano, a não ser em locais onde haja excesso de minerais, e a área onde a água vai ser retirada pode ser

melhor controlada, o que diminui o risco de contaminação.

Porém, independente do tipo de captação, para uso na irrigação em todos os métodos torna-se necessário a outorga do uso da água, conforme o Decreto 9957 01/2014 do Paraná que dispõe sobre o regime de outorga de direitos de uso de recursos hídricos e adota outras providências. Uma vez disponível o recurso hídrico e determinado o local e método de consumo, é indispensável um sistema de bombeamento de água que permita transladar o recurso do ponto de armazenamento até a zona de consumo. Portanto, o correto dimensionamento e operação de tal sistema é fundamental, no caso da irrigação, para garantir as necessidades hídricas das culturas e, por conseguinte, seu correto desenvolvimento e produção.

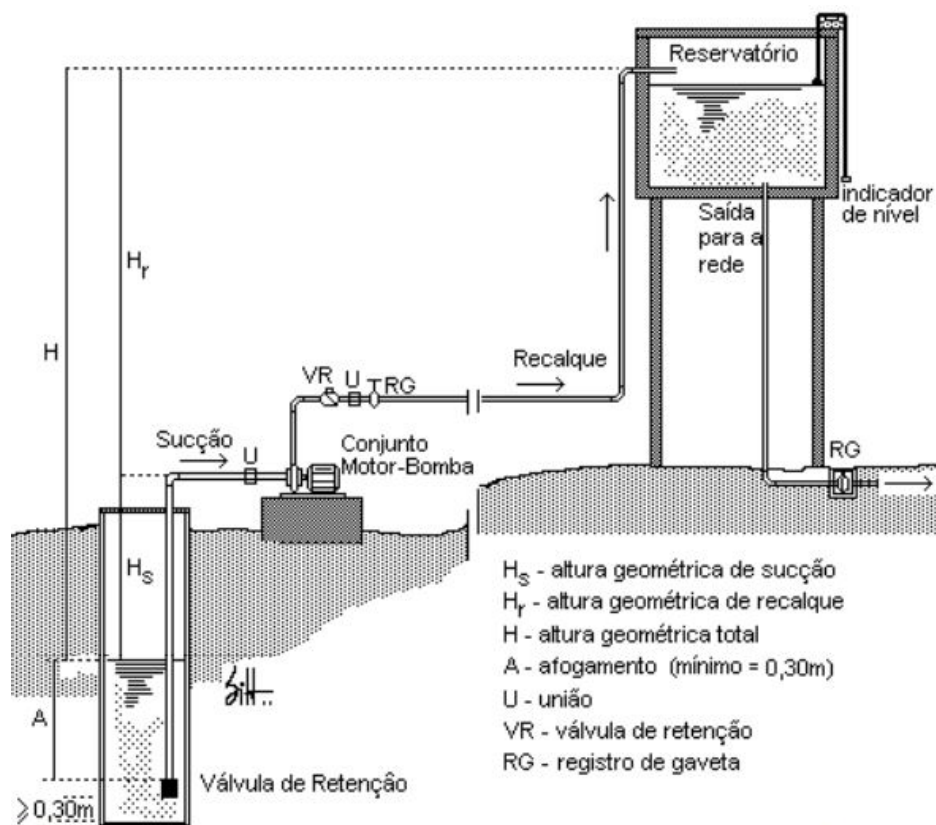
## 2.5 Sistema de bombeamento

De forma geral, um sistema de bombeamento é definido como o conjunto de instalações e equipamentos que permitem o deslocamento de um fluido entre diversos pontos de um processo, de modo a vencer as distâncias e a diferença entre os níveis geométricos de tais pontos, garantindo o fornecimento de água com quantidade e pressão suficientes para determinada aplicação como uso residencial, serviços públicos, consumo industrial, irrigação, entre outros (FERNANDES, 2017). Para cumprir sua função, por meio do trabalho conjunto de tubulações, acessórios, bomba(s) e motor(es), o sistema de bombeamento converte diferentes formas de energia (seja elétrica, cinética, da queima de combustíveis, entre outras) em energia mecânica e a transfere ao fluido de trabalho para que este possa ser transportado de um reservatório inferior, ou de uma captação, para um reservatório superior ou ponto de consumo (ver Figura 7).

O tamanho da estação elevatória varia de acordo com o porte do sistema a ser atendido, características da área, regime de trabalho, entre outros fatores; porém, um sistema de bombeamento padrão possui três partes principais, que serão detalhadas a continuação:

- Tubulação (sucção e recalque);
- Conjunto elevatório (motor e bomba); e,
- Poço (úmido e seco).

Figura 7 – Partes de um sistema de bombeamento



Fonte: Fernandes (2017)

### 2.5.1 Tubulação (sucção e recalque)

As tubulações são formadas pelo agrupamento de vários acessórios (como tubos, expansões, reduções, válvulas, curvas, entre outras) e sua função é permitir que a água circule entre os diferentes pontos de uso do sistema com o mínimo de perdas possível, para o qual busca-se sempre o caminho mais rápido e que demande menor investimento e consumo de energia mecânica; isto é, que a diferença de altura manométrica entre os dois pontos seja a menor possível.

Conforme à seção que atendem dentro do sistema elevatório, as tubulações são classificadas como de sucção ou de recalque. A tubulação de sucção constitui o trecho entre a fonte de água (reservatório ou captação) e o conjunto motobomba, sendo que uma prática comum é instalar uma válvula pé de crivo no começo da tubulação para evitar o ingresso de materiais sólidos e, conseqüentemente, preservar a integridade física da bomba. No caso da tubulação de recalque, esta possui uma distância maior que a de sucção e conecta o conjunto motobomba com o reservatório ou o próprio ponto de consumo; dependendo do caso, a tubulação pode adotar diversas configurações para satisfazer as necessidades da demanda mediante a combinação dos seguintes dispositivos:

- Válvula de retenção para evitar o retorno de água em casos de paralisação do bombeamento;
- Registro de gaveta, para isolamento do conjunto motobomba durante atividades de inspeção e manutenção;
- Redução concêntrica e excêntrica, para melhor escoamento da água bombeada.

## 2.5.2 Conjunto Motor e Bomba

O conjunto motor e bomba é o responsável por fornecer à água a energia hidráulica necessária para deslocar-se entre diferentes níveis geográfico; isto é, o motor converte energia elétrica em mecânica que é imediatamente transferida à água por meio da bomba.

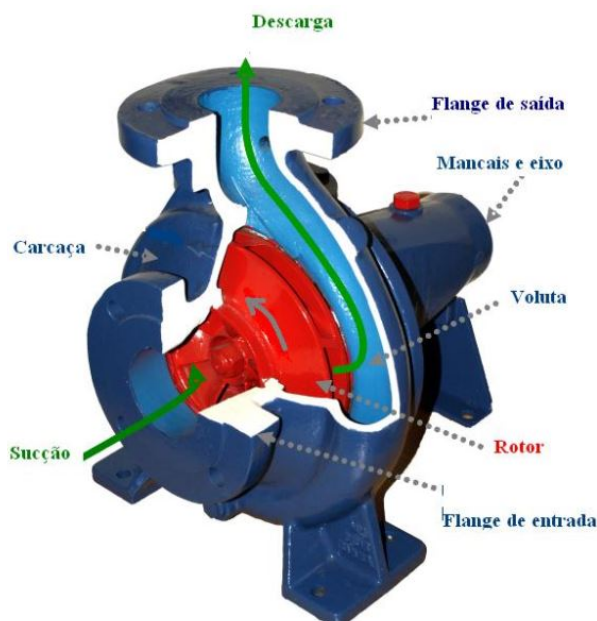
O dimensionamento e escolha do motor e da bomba dependem um do outro, pois para cada aplicação existirá um conjunto motobomba que tenha um melhor desempenho de acordo com as condições de trabalho. Assim, é necessário conhecer os diferentes equipamentos disponíveis e entender que aplicação explora melhor suas características para optar sempre pela melhor opção em termos de eficiência e baixo custo.

Com relação ao tipo de fluxo que induzem, as bombas podem ser divididas em duas categorias: as volumétricas, ou de deslocamento positivo, e as turbobombas, também chamadas de cinéticas, ou ainda de bombas de fluxo.

As bombas volumétricas possuem uma ou mais câmaras sobre a qual algum elemento móvel atua aumentando a pressão e provocando o movimento, que após uma rotação de seu eixo, desloca um volume fixo de produto, independentemente das condições de pressão na saída. Estas bombas caracterizam-se por trabalhar com baixas vazões e altas pressões e podem ser utilizadas com fluidos mais espessos, onde o exemplo mais comum são as bombas de concreto (que equipam os caminhões betoneira das centrais de concreto) (EFFICIENTIA, 2005).

No caso das turbobombas, sua principal característica é a presença de um elemento girante dotado de pás chamado de rotor, movido por alguma fonte de potência através do seu eixo, conforme a Figura 8 que mostra o princípio de operação desta máquina e suas partes principais. A carcaça alberga ao conjunto, deixando em evidência o eixo, que transfere a potência de acionamento à sucção, por onde o fluido entra no conjunto, e à descarga, por onde ele sai. A parte da carcaça que contém o rotor se chama voluta, possui uma forma espiral que produz uma seção de escoamento crescente na periferia do rotor. O contínuo crescimento da seção de escoamento na voluta e bocal produz uma conversão

Figura 8 – Princípio de Funcionamento das turbobombas



Fonte: GOMES (2012)

de energia cinética em pressão. Estes dispositivos, em que ocorre a conversão de energia cinética em pressão, são chamados de difusores.

Para bombeamento de água, as bombas centrífugas, mistas e axiais, são as mais utilizadas. Porém, para satisfazer as diversas aplicações, o rotor sofre certas mudanças, sendo classificados como rotores fechados, abertos e semi-abertos. Rotores fechados são adequados ao bombeamento de líquidos limpos ou puros, preferencialmente, já que os dutos formados no seu interior podem ser facilmente obstruídos; enquanto que rotores abertos e semi-abertos são ideais para bombear pastas, lamas e outros líquidos com partículas em suspensão, como esgotos sanitários (EFFICIENTIA, 2005).

Com a bomba já dimensionada para suprir certa demanda, uma quantidade de trabalho é requerida para seu acionamento, este pode ser fornecido por diversas fontes porém, devido a sua eficiência, larga faixa de potência e praticidade, o motor elétrico predomina em estações elevatórias. Existe uma grande variedade de motores elétricos, os quais podem ser classificados, em duas grandes famílias: os que funcionam com corrente contínua (motores CC), e aqueles acionados por corrente alternada (motores CA). Motores CC são utilizados em aplicações que necessitam ajustes precisos de velocidade de rotação ou em condições em que a energia elétrica fornecida é oriunda de baterias como no caso dos automóveis ou sistemas de energia solar isolados sem inversor; os motores deste tipo que podem ser usados em sistemas que incorporam energia solar são de excitação independente (separado), série e shunt. Em motores CA, os síncronos possuem uma rotação rigorosamente

constante e são empregados em aplicações que não admitem variações de velocidade de rotação (relógios e sistema de som) e em grandes potências também operam como capacitores síncronos; enquanto que os assíncronos, baseados na indução eletromagnética, são adequados para operarem em alta e baixa tensão em operações como siderúrgicas, refinarias, petroquímicas e indústrias de cimento, papel, mineração, bombeamento de água, e uso geral; portanto, são os mais usados por suas amplas características operacionais e sua robustez (GOMES, 2009).

### 2.5.3 Poço úmido e poço seco

Em algumas situações, para satisfazer as condições de instalação e a configuração do sistema de bombeamento, pode ser necessário usar um poço úmido e/ou um poço seco.

O poço úmido é um compartimento da estação elevatória cuja função é acumular a água a ser recalçada pelos conjuntos motor e bomba, os quais, podem estar instalados no próprio poço úmido (submerso), acima do nível máximo e abaixo do nível de água, este último instalado na parte externa do poço. Note que segundo a localização do poço com relação ao terreno este pode ser classificado como: enterrado (quando abaixo do nível do terreno), semi enterrado (quando parcialmente abaixo do nível do terreno), e apoiado (quando acima do nível do terreno). Já o poço seco constitui o espaço destinado para abrigar os conjuntos motor e bomba, o barrilete, o painel de comando e o gerador de energia elétrica.

O crescente desenvolvimento econômico e o aumento demográfico do país, demandam cada vez mais água e energia elétrica. Porém, as fontes tradicionais desses recursos são limitadas e sua exploração em excesso prejudica ao meio ambiente. Dessa forma, otimizar o uso de tais recursos e diversificar suas fontes de fornecimento, resulta em garantir o desenvolvimento sustentável do Brasil.

## 2.6 Eficiência hidroenergética em sistemas de bombeamento

Em sistemas de bombeamento de água a eficiência hidroenergética consiste em implantar ações que contribuam para diminuir os gastos com energia e água através da otimização do uso destes recursos e a utilização de tecnologias de alto desempenho, mas garantindo uma execução igual ou melhor das atividades do usuário.

Assim, há várias ações que podem ser executadas visando reduzir o consumo de energia, as quais são agrupadas em administrativas (ações sem investimento financeiro) e operacionais (ações com investimento financeiro), conforme mostrado na Tabela 1 (GOMES, 2009). Porém, melhorar o desempenho de um sistema de bombeamento também implica

na otimização do consumo de água, sendo que estas ações devem ser consideradas como de eficiência hidroenergética. No momento não existe uma metodologia confiável que mensure a água economizada com estas alternativas de eficiência. A única alternativa de eficiência que quantifica claramente a economia hídrica é o reaproveitamento de água da chuva.

Tabela 1 – Alternativas para a redução do custo de energia elétrica

<b>Alternativas para redução do custo de energia elétrica</b>	
Ações administrativas	Ações operacionais
Correção da classe de faturamento	Ajuste de equipamentos; - Correção do fator de potência; - Alteração da tensão de alimentação.
Regularização da demanda contratada	Diminuição da potência dos equipamentos: - Melhora no rendimento dos CMBs; - Redução de perdas de carga nas tubulações; - Melhora do fator de carga; - Redução do índice de perdas; - Uso racional da água.
Alteração da estrutura tarifária	Controle operacional: - Alteração do sistema de bombeamento reservação; - Utilização de inversor de frequência; - Alterações nos procedimentos operacionais de ETAs.
Desativação das instalações sem utilização	Automação nos sistemas de abastecimento de água.
Conferência da leitura da conta de energia elétrica	Alternativas para geração de energia elétrica: - Aproveitamento de potenciais energéticos; - Uso de geradores nos horários de ponta.
Acordos com as companhias energéticas para redução de tarifas	Automação dos sistemas de abastecimento de água.

Fonte: JUNIOR (2012).

Dentre todas as opções de eficiência hidroenergética, as mais destacadas quando trata-se com sistemas de bombeamento de água são (GOMES, 2009)(FILHO, 2012):

- Determinação dos desequilíbrios da tensão;
- Otimização do uso do reservatório visando a parada durante o horário de ponta;
- Melhoramento do rendimento dos equipamentos;
- Substituição da fonte de alimentação de energia elétrica usando energias renováveis;
- Aproveitamento da água pluvial;

- Análise tarifária.

Cabe ressaltar que prévio à execução de quaisquer ação de eficiência é necessário realizar um diagnóstico hidroenergético inicial da instalação estudada. O que permitirá fazer um *ranking* das diferentes opções com base na maximização da relação custo-benefício, facilitando assim a tomada de decisão quando os recursos financeiros são limitados, já que cada alternativa pode ser implantada de forma isolada ou em grupo. No entanto, para facilitar a avaliação técnica das propostas a continuação é proposta uma sequência de análise onde cada processo será explanado com maior detalhe.

### 2.6.1 Determinação dos desequilíbrios da tensão

Trata-se de identificar e quantificar, dentro da instalação elétrica do sistema de bombeamento, os desequilíbrios da tensão existentes, definidos como os fenômenos associados às alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição, isto é, uma condição onde cada fase tem um valor de tensão em módulo diferente ou a defasagem angular entre elas é diferente de 120 graus elétricos ou, ainda, as duas condições simultaneamente (ANEEL, 2010).

Tais desbalanceamentos podem ocorrer principalmente por: a existência de cargas monofásicas presentes no sistema, o desbalanceamento de transformadores e da linha de transmissão e a compensação não uniforme das três fases com bancos de capacitores (LIMA, 2010). Cada situação que gera perturbações na tensão do sistema deve ser tratada de uma forma diferente e possui suas próprias ações corretivas (vide Tabela 2).

Tabela 2 – Ações recomendadas para corrigir o desequilíbrio de tensão de alimentação dos motores elétricos

Origem do desequilíbrio de tensão	Ações corretivas a implantar
Desequilíbrio na corrente demandada pelo motor, que produz uma queda de tensão em cada fase e, portanto, o desequilíbrio de tensão.	Fazer uma manutenção no motor e, se a falha for irreversível, substituir o motor por um motor novo de alta eficiência.
Desequilíbrio com origem na alimentação da companhia fornecedora.	Solicitar à companhia fornecedora a correção do problema.
Desequilíbrio gerado pelo transformador da sub-estação própria.	Fazer uma manutenção no transformador e, se a falha for irreversível, substituir o transformador por um transformador novo de baixas perdas.
Desequilíbrio gerado por um desequilíbrio nas cargas do transformador.	Balancear as cargas do transformador.



No caso de sistemas de bombeamento, os motores de indução são gravemente afetados por estes desequilíbrios, o que provoca a adição de perdas no motor, sobreaquecimento, aumento da vibração e ruído, desequilíbrios de correntes de até 6 a 10 vezes o valor do desequilíbrio de tensão sob rotação nominal, e, conseqüentemente, a redução da vida útil do equipamento pela operação deficiente durante períodos prolongados (FILHO, 2012) (ABNT NBR 17094-1, 2008).

Dessa forma, determinar se o sistema elétrico está corretamente balanceado é extremamente importante, constituindo o primeiro passo para conhecer a situação da instalação e evidenciar possíveis problemas com desperdício de energia, pois sua execução resulta em uma das mais baratas dentro das ações de eficiência devido ao fato de necessitar apenas de um medidor de grandezas elétricas. Aliás, a não correção deste problema pode provocar o sobredimensionamento de outras propostas de eficiência hidroenergética, e portanto, o gasto desnecessário de recursos.

A quantificação deste problema é feita com base na recomendação do ONS que buscando garantir que equipamentos elétricos não tenham sua operação comprometida, incorporou um limite de 2% para desequilíbrio na tensão de fornecimento, calculado pela relação percentual entre as componentes de seqüência negativa e positiva ou pela seguinte fórmula alternativa proposta pelo CIGRÉ (VASCONCELOS; ARAUJO, 2012):

$$K \% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100 \quad (2.1)$$

Onde:

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4}{(|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)^2} \quad (2.2)$$

Onde:  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$   $\rightarrow$  Módulos das tensões trifásicas.

### 2.6.2 Otimização do uso do reservatório visando a parada durante o horário de ponta

Por meio da acumulação estratégia de água, além de regularizar a vazão e pressão do sistema, o uso de reservatórios permite deslocar o período de bombeamento para fora do horário de ponta, atender às variações horárias de consumo e satisfaz as demandas de emergência, como em casos de incêndio ou interrupções no sistema de captação e tratamento (FILHO, 2012) (GOMES, 2009).

Para satisfazer os diferentes requerimentos construtivos, há diferentes tipos de reservatórios que se adaptam a cada situação. Os quais, com relação a sua localização

no terreno são classificados em: enterrado (quando completamente embutido no terreno), semi-enterrado (altura líquida com uma parte abaixo do nível do terreno), apoiado (laje de fundo apoiada no terreno), elevado (reservatório apoiado em estruturas de elevação), e stand pipe (reservatório elevado com a estrutura de elevação embutida de modo a manter contínuo o perímetro da secção transversal da edificação) (GOMES, 2009). Os reservatórios mais usados são os elevados e os semi-enterrados, principalmente quando a reserva de água for superior a  $500 m^3$ , e sua utilização é recomendada sempre que as cotas do terreno sejam favoráveis e os custos de escavação e elevação sejam baixos (GOMES, 2009).

Contudo, mesmo que aplicar esta proposta pode parecer simples à primeira vista, operar corretamente um sistema de armazenamento requer um controle apurado das condições de operação do sistema e um monitoramento detalhado da demanda que permita o planejamento de estoque de água nos reservatórios; isto é, decidir as operações de liga/desliga do sistema de bombeamento para respeitar os níveis mínimos e máximos de água nos reservatórios. Dessa forma, cada situação deve ser avaliada técnica e economicamente; isto é, verificar se as economias resultantes de não bombear no horário de ponta compensam o gastos na construção do reservatório.

Logo, existem várias pesquisas com o objetivo de otimizar o dimensionamento e operação dos reservatórios para diminuir seus custos. As pesquisas mais recentes focam-se na otimização computacional, seja do tamanho do reservatório ou da operação do sistema (Tabela 3). Solera et al. (2016), Bouzon, Coelho e Rodriguez (2013) e Costa, Castro e Ramos (2010) propõem modelos para otimizar o bombeamento de água ao longo do dia, visando a redução de custos com energia elétrica; os dois primeiros empregam programação linear enquanto o terceiro baseia-se em algoritmos genéticos híbridos. Fang, Zhang e Gao (2010) desenvolveu um algoritmo genético que otimiza o armazenamento de água de acordo com as tarifas da eletricidade ao tempo que garante o fornecimento de água com base em um cronograma de bombeamento que minimiza os custos com água e energia. Abunada et al. (2014) criou uma ferramenta computacional chamada NORAT cujo objetivo facilitar o dimensionamento de sistemas de armazenamento garantindo a confiabilidade e do mesmo.

### 2.6.3 Melhorar o rendimento dos equipamentos

Melhorar o rendimento dos equipamentos trata-se de atualizar as máquinas do sistema elevatório (motor e bomba) ou, caso seja necessário, redimensionar o sistema completamente para que este satisfaça a demanda com o menor gasto possível.

Como em unidades elevatórias os conjuntos motobombas representam o maior gasto com energia elétrica, é importante evitar seu mal funcionamento, atribuível principalmente a: motores já rebobinados, projeto obsoleto dos componentes, operação muito à direita

Tabela 3 – Estudos que visam a otimização do uso de reservatório para economizar energia no horário de ponta

Referência	Breve detalhamento
Fang, Zhang e Gao (2010)	Desenvolve um método de dois estágios como base em algoritmos genéticos. O primeiro garante que o armazenamento de água seja o mais eficiente possível de acordo com as tarifas da conta de eletricidade. Enquanto a segunda etapa visa assegurar que o volume de água necessário será abastecida; isto, utilizando um cronograma de bombeamento que minimiza os custos com água e energia.
Abunada et al. (2014)	Desenvolve uma ferramenta computacional chamada NORAT cujo objetivo é determinar o volume de água necessário para equilibrar o sistema de bombeamento de água, otimiza o diâmetro das tubulações, calcula a elevação do tanque, determina o custo total do sistema, e avalia a confiabilidade da rede inteira.
Costa, Castro e Ramos (2010)	Apresenta-se um algoritmo genético híbrido que permite determinar as estratégias de operação do sistema de bombeamento com custos energéticos reduzidos. O modelo é testado em um estudo de caso real localizado na cidade de Ourém (Portugal).
Bouzon, Coelho e Rodriguez (2013)	Apresenta um modelo em Programação Linear para otimizar o funcionamento de um sistema de distribuição de água ao definir o padrão ótimo de operação no período de 24 horas, a fim de minimizar o custo energético e, ao mesmo tempo, obedecer às restrições de capacidade de armazenamento e atendimento da demanda.
Solera et al. (2016)	Por meio de programação linear visa otimizar o período de operação de um conjunto de motobombas, aproveitando reservatórios distribuídos para evitar a operação das bombas no horário de ponta, minimizando os custos com energia elétrica.

(cavitação) ou à esquerda (recirculação) do ponto ideal de trabalho, níveis de vibração acima do aceitável, conjunto girante desbalanceado, motor com gaiola aberta, fixação deficiente, conjunto motobomba mal dimensionado com respeito à linha de recalque, e motores sub ou superdimensionados com relação à bomba (JUNIOR, 2012). Estes dois últimos casos são os mais encontrados na prática e a Tabela 4 mostra como o estado do conjunto motobomba afeta o desempenho do sistema de bombeamento.

Porém, a simples substituição de equipamentos não garante ganhos em eficiência energética, visto que as condições do sistema podem ser limitantes da mesma, seja por questões operacionais ou por questões físicas decorrentes do estado, especificação e dimensionamento das tubulações (GOMES, 2009). Assim, no cálculo da economia projetada deverão ser levados em conta os valores efetivos da potência elétrica correspondente e o rendimento do conjunto para cada situação, uma vez que o rendimento é função do ponto de operação.

Dessa forma, para obter a maior eficiência energética na operação do sistema,

Tabela 4 – Situações que afetam o rendimento dos equipamentos

Adequação ao Processo	Quanto ao Dimensionamento	Situações de Eficientização
O conjunto motobomba em relação à linha de recalque está:	01 bem dimensionado	Significa que o conjunto já está trabalhando no máximo rendimento do motor e da bomba. A eficientização só é possível se a troca por equipamentos mais eficientes for economicamente viável.
	02 subdimensionado	Significa que a linha de recalque está superdimensionada ou o conjunto poderia ser trocado para bombear mais volume. Não caracteriza, a princípio, uma situação de eficientização.
	03 superdimensionado	Significa que a linha de recalque está subdimensionada, apresentando elevadas perdas de carga. Duas soluções de eficientização são possíveis: a) diminuir a taxa horária de bombeamento, instalando conversor de frequência ou trocando o conjunto por outro menor e elevando o fator de carga $e/ou$ ; b) reduzir as perdas de carga na linha de recalque, por troca da tubulação, reforço ou limpeza com ou sem revestimento.
O motor em relação à bomba está:	04 bem dimensionado	Significa que a bomba está demandando do motor sua operação em um ponto de máximo rendimento. A eficientização só é possível se a troca por um motor mais eficiente for economicamente viável.
	05 subdimensionado	Significa que a bomba está demandando do motor acima de 100% da sua capacidade nominal, o que estará reduzindo sua vida útil e comprometendo o seu rendimento, caso seu fator de serviço seja igual a 1. A troca por um motor mais adequado e de alto rendimento pode ser a solução. Verificar também a possibilidade de reduzir a vazão bombeada, diminuindo o rotor da bomba ou trocando-a.
	06 superdimensionado	Significa que o motor está trabalhando com ociosidade e abaixo de seu rendimento ideal. Verificar dentre as alternativas seguintes as mais convenientes para o processo: a) Trocar o motor por um menor, mais adequado aos requisitos da bomba; b) Verificar se não é necessário ou possível melhorar a bomba (troca de rotor, ou outras melhorias) para aproveitar melhor o motor; c) Trocar a bomba por outra que aproveite melhor a potência disponibilizada pelo motor. Verificar se a linha de recalque não ficará subdimensionada, o que poderia anular os ganhos da troca.

Fonte: GOMES (2009).

o mesmo deve ser dimensionado não só com base na máxima demanda, mas também buscando uma operação eficiente na capacidade real necessária na maior parte do tempo (FILHO, 2012). A bomba deve ser inicialmente dimensionada pois é ela que atende as demandas de vazão e pressão da instalação, e estabelece a potência que o motor elétrico deverá fornecer para cumprir tal atividade. Assim, certos critérios devem ser considerados ao escolher o dispositivo:

- Ponto de operação próximo ao ponto de máximo rendimento reduz os custos de operação e prolonga a vida útil do equipamento;
- Usar equipamentos com a melhor eficiência possível reduz custos com operação e energia;

- Buscar máquinas com flexibilidade de operação durante períodos de manutenção, facilita a troca de dispositivos estragados;
- O NPSH disponível tem que ser maior do que a margem de segurança especificada, para evitar problemas de desgaste da bomba como a cavitação;
- Padronizar as bombas permite reciclar componentes de bombas fora de funcionamento para reparar outras bombas.
- Usar bombas com curvas de carga versus vazão estáveis, evita variações bruscas no sistema e dá maior confiabilidade ao mesmo;
- Buscar fabricantes que forneçam garantia, assistência técnica e confiabilidade do equipamento.

Por fim, uma vez determinada a potência mecânica requerida pela bomba, um motor que a forneça terá que ser escolhido. Para isso deve ser levado em conta o carregamento do motor, definido como a potência de trabalho em relação à potência nominal do motor, e que na maioria dos motores está na faixa de 50% a 100% da carga nominal, pois abaixo destes valores a eficiência dos motores diminui drasticamente (FILHO, 2012). Para maximizar o aproveitamento do motor, este deve ser especificado para funcionar a maior parte do tempo com a melhor eficiência possível, mas garantindo que o mesmo possa satisfazer a demanda máxima.

No caso do bombeamento de água utilizando energia solar, várias pesquisas são desenvolvidas testando diferentes configurações de conjunto motobomba alimentados com energia solar fotovoltaica visando demonstrar sua efetividade (Tabela 5). ANDRADE et al. (2008) mostra a viabilidade econômica de um motor de indução trifásico acoplado a uma bomba centrífuga submersa, alimentada por energia solar fotovoltaica. Daud e Mahmoud (2005) testaram na Jordania um protótipo de conjunto motobomba de indução capaz de fornecer  $50 m^3$  de água por dia em alturas de até 37 m. Chenni et al. (2006) analisa computacionalmente o desempenho de um motor síncrono de ímãs permanentes e um motor assíncrono, ambos conectados a um sistema fotovoltaico. ANDRADE et al. (2008) mostra os resultados de um estudo onde o uso de motores CC em um sistema de bombeamento de água resultou mais favorável quando comparado com a utilização de motores CA.

#### 2.6.4 Substituição da fonte de alimentação de energia elétrica usando energia solar fotovoltaica

Na agricultura familiar o fornecimento confiável de água é ainda mais importante já que melhora a produtividade da safra e, em consequência, a qualidade de vida das

Tabela 5 – Estudos que buscam alternativas mais eficientes de conjuntos motobombas para sistemas de bombeamento de água usando energia solar

Referência	Breve detalhamento
ANDRADE et al. (2008)	Apresenta uma forma economicamente viável e sustentável para bombeamento de água, utilizando um motor de indução trifásico acoplado a uma bomba centrífuga submersa alimentada por energia solar fotovoltaica.
Daud e Mahmoud (2005)	Desenvolve um conjunto motobomba de indução capaz de fornecer 50 m <sup>3</sup> de água por dia em alturas de até 37 m. O sistema foi instalado na Jordania e seu comportamento é simulado através de um modelo matemático elaborado no mesmo trabalho.
Chenni et al. (2006)	Analisa computacionalmente o desempenho de um motor síncrono de ímãs permanentes e um motor assíncrono, ambos conectados a um sistema fotovoltaico por meio de um inversor.
ANDRADE et al. (2008)	Mostra um estudo realizado no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba onde motores CC são usado em sistema de bombeamento de água e os resultados foram satisfatórios quando comparados com a utilização de motores CA.

peessoas. Não obstante, satisfazer tal demanda junto à demanda dos outros setores de consumo provoca a sobre exploração das fontes convencionais de água doce e de energia, uma vez que captar, tratar e distribuir água consome grandes quantidades de energia. Em consequência, o preço dos combustíveis tradicionais (fósseis e eletricidade) aumenta a cada dia, gerando impactos negativos no ambiente e provocando que as fontes de água não tenham o tempo suficiente para se regenerar. Além disso, nem sempre o serviço de distribuição consegue atender a todas as pessoas e, as vezes, mesmo que a água chega no local, as vezes esta não tem a pressão nem a vazão necessárias para a atividade agrícola.

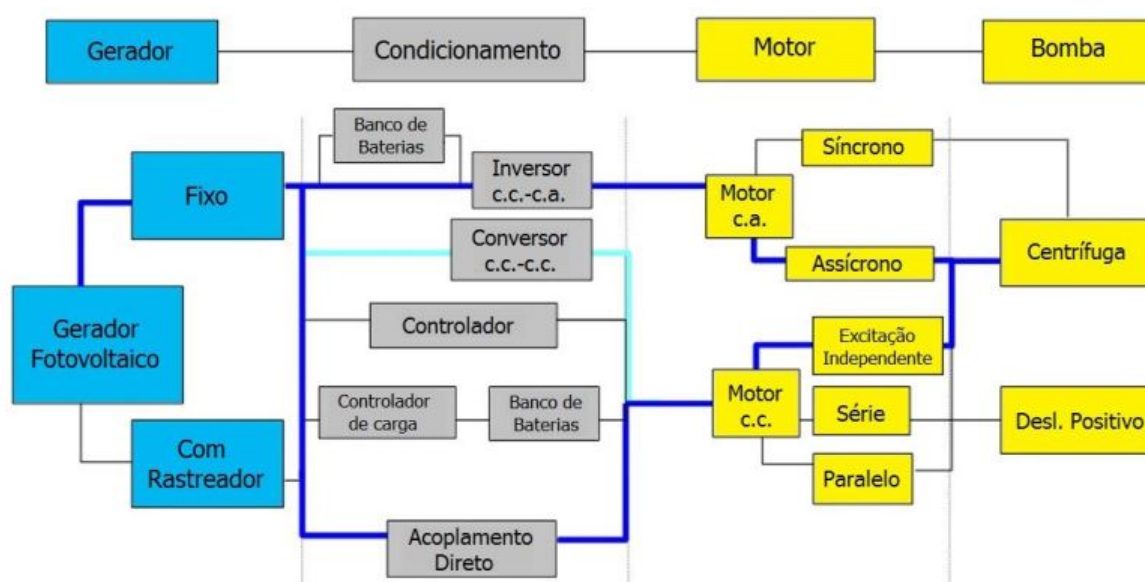
Esta alternativa consiste em substituir, total ou parcialmente, a energia empregada no bombeamento de água usando energia gerada a partir de painéis fotovoltaicos, como uma alternativa para diminuir a dependência da rede elétrica, e aumentar a confiabilidade e autonomia desse tipo de sistemas.

Existem diversas configurações de sistemas de bombeamento que podem ser adotadas conforme as necessidades do usuário, porém, o sistema de bombeamento com energia solar fotovoltaica destaca-se pelos seguintes motivos:

- Diferentemente dos sistemas de bombeamento com energia solar térmica, o sistema fotovoltaico não trabalha com fluidos de custo elevado, requer menos espaço podendo aproveitar telhados, ativa-se mais rápido, não corre risco de vazamentos e pode bombear grandes volumes de água;

- Quando comparado com sistemas de bombeamento com energia eólica, o sistema proposto é mais barato, requer menor manutenção, e necessita menor área de instalação;
- Ao contrário de sistemas de bombeamento com motores a biogás, o sistema proposto depende de menos fatores externos como a disponibilidade de matéria orgânica, possui um processo de operação e manutenção mais simples e tem uma maior vida útil;
- O sistema proposto consegue um desempenho igual ou melhor que sistemas com base em motores a diesel, e quando considerados fatores como custo e transporte do combustível, operação e manutenção, resulta mais econômicos. Além disso, é mais amigável com o ambiente;
- Em relação aos sistemas alimentados diretamente da rede elétrica, o sistema fotovoltaico permite a autonomia do consumidor, economizar na conta de luz, e facilidade de operação mesmo em zona isoladas, apenas incorporando um banco de baterias.

Figura 9 – Modalidades de tecnologias mais utilizadas nos sistemas de bombeamento fotovoltaico



Fonte: Silva (2014)

Um sistema de bombeamento de água com energia solar fotovoltaica (SBASF) é principalmente composto pelos painéis solares, o conjunto motobomba, unidades de condicionamento da energia, conversores, controlador de carga e unidade de armazenamento em baterias (dependendo do seu desenho) (GOPAL et al., 2013); conforme a Figura 9 que

mostra as tecnologias mais usadas em sistemas de bombeamento de água com energia solar fotovoltaica. As configurações mais usadas são: 1) sistema fotovoltaico sem seguimento que está diretamente acoplado a um motor CC tipo separado e com uma bomba centrífuga; e 2) sistema fotovoltaico sem seguimento acoplado a um motor CA tipo assíncrono por meio de um inversor e conectado a uma bomba centrífuga.

Sistemas sem baterias são mais baratos e requerem menor manutenção, porém, o armazenamento em baterias gera maior confiabilidade no sistema, permitindo-o operar mesmo em condições de baixa radiação. Portanto, determinar qual o melhor sistema para cada aplicação requer uma análise comparativa entre ambas as opções. Assim vários estudos são realizados com o intuito de otimizar o dimensionamento, implantação, e operação de sistemas de bombeamento de água incorporando energia solar fotovoltaica como mostra a Tabela 6. Uma análise mais profunda do estado da arte dessa tecnologia pode ser encontrada em Muhsen, Khatib e Nagid (2017), Rawat, Kaushik e Lamba (2016), e Chandel, Naik e Chandel (2015).

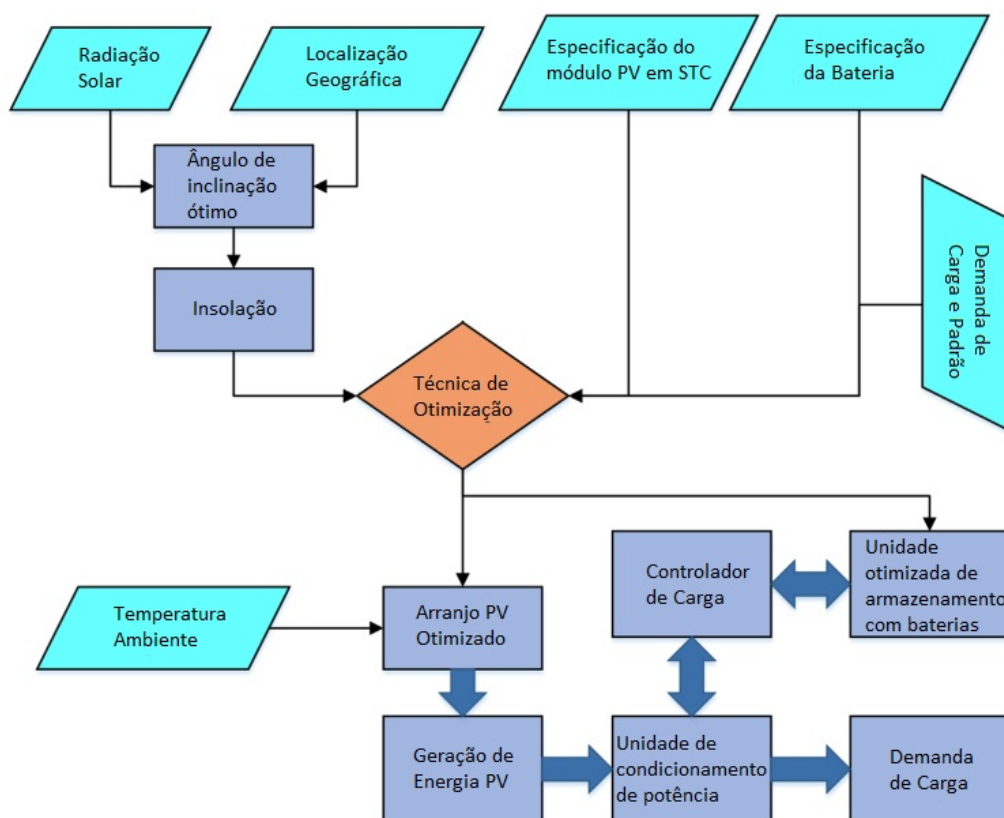
Tabela 6 – Estudos que visam promover o uso de energia solar fotovoltaica em sistemas de bombeamento de água

Referência	Breve detalhamento
Bakelli, Arab e Azoui (2011)	Mostra um modelo de dimensionamento que otimiza o tamanho dos diferentes componentes de um sistema de bombeamento de água usando energia fotovoltaica e um tanque armazenamento. O modelo usa como critérios de otimização a probabilidade de perda do fornecimento de energia para aumentar a confiabilidade do sistema, e custo de ciclo de vida que melhora a análise econômica.
Fedrizzi et al. (2016)	Acompanha a implantação do projeto piloto “Sistemas de bombeamento de água com sistemas fotovoltaicos e tecnologia de bombeamento nacional – zona rural de Pernambuco”, mostrando os problemas encontrados em campo e à necessidade de capacitação técnica tanto dos usuários, como de entidades locais que possam dar suporte para a manutenção, reparos e substituição de equipamentos.
Moraes, Ribeiro e Valer (2016)	Diversos sistemas fotovoltaicos de bombeamento foram implantados na região do Sertão do Pajeú, semiárido de Pernambuco. Assim, este trabalho visa identificar os principais entraves e lições aprendidas na implantação desses sistemas através de pesquisas de campo.
Júnior et al. (2013)	Apresenta o estudo de um sistema fotovoltaico autônomo de bombeamento de água em um modelo simplificado, visando sua instalação e aplicação por agricultores rurais para suprir suas necessidades e disseminar esta tecnologia no campo.
Corrêa e Silva (2007)	Trata da montagem de um sistema de bombeamento utilizando energia fotovoltaica, motor de indução trifásico e bomba centrífuga. Uma variação do método de procura do ponto de máxima potência condutância incremental foi implementada e monta-se um sistema monitoramento, que permite avaliar o desempenho do sistema.



Com respeito aos sistemas fotovoltaicos isolados, um arranjo padrão consiste em painéis acoplados diretamente à carga CA ou CC através de uma UCP, com um respaldo usando baterias, onde a carga demanda é atendida diretamente pela energia solar gerada e o excedente é armazenado no banco de baterias para atender períodos de pico ou as horas sem luz solar. Todo esse processo será gerenciado por um controlador de carga que irá decidir onde e quando usar a energia gerada, e os limites de carga e descarga das baterias, ajudando assim a melhorar o desempenho do conjunto e prolongar sua vida útil (RAWAT; KAUSHIK; LAMBA, 2016).

Figura 10 – Metodologia para dimensionar um sistema fotovoltaico isolado com armazenamento em baterias



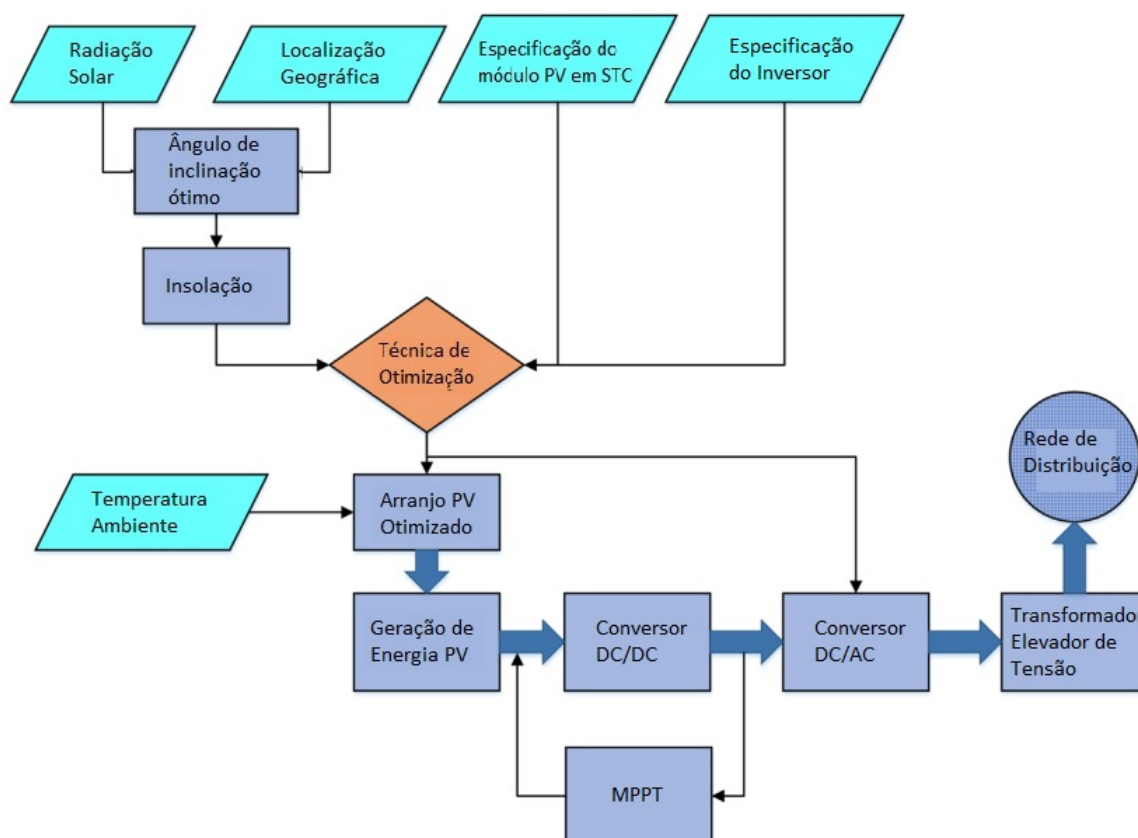
Fonte: Rawat, Kaushik e Lamba (2016)

Esta tecnologia é ideal para abastecer regiões isoladas, ajudando melhorar seu desenvolvimento e conforto. Sendo que o tamanho do conjunto de painéis fotovoltaicos irá depender da carga demandada, e a dimensão do banco de baterias está atrelado ao tempo de autonomia que requer a instalação. Conforme a Figura 10, para dimensionar este tipo de sistema primeiro é necessário caracterizar o local de instalação, a disponibilidade do recurso solar e as características dos equipamentos a serem instalados. Assim, usando técnicas de otimização, obtém-se a melhor configuração para o sistema. Por fim, é configurado o controlador de carga para gerenciar o funcionamento do sistema.

No caso do sistema fotovoltaico conectado à rede, este fornece a potência gerada diretamente à concessionária, utilizando a rede elétrica com unidade de armazenamento. Isto reduz significativamente a complexidade e custos iniciais da instalação, mas, em contrapartida surgem complicações com o acoplamento do sistema à rede.

Este sistema consiste basicamente em painéis solares, conversor CC/CC com SPPM, inversor com proteção de ilha, e um transformador elevador de tensão, segundo corresponda. No dimensionamento do inversor e o arranjo de painéis, vários fatores devem ser levados em consideração como: a capacidade de geração dos painéis em STC, localização geográfica, condições ambientais, e perdas no inversor, conversor, transformador e cabos de energia. A Figura 11 mostra um fluxograma de como dimensionar um sistema solar fotovoltaico conectado à rede, que é parecido ao sistema isolado, mas com a diferença que nesse caso a rede elétrica atuará como armazenadora dos excedentes e que a energia produzida deve ser tratada para atingir a qualidade demandada pela rede.

Figura 11 – Metodologia para dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Adaptado de Rawat, Kaushik e Lamba (2016)

### 2.6.5 Sistema de captação de água pluvial

O aproveitamento da água pluvial consiste em captar este recurso quando disponível, para seu uso paulatino em atividades cotidianas que não demandem água potável, como alternativa para diminuir a dependência da rede pública de abastecimento, ao tempo que diminui-se a conta de água, reduz-se a demanda sobre as reservas hídricas de água potável do planeta, e diminui-se as emissões de efluentes líquidos.

Um sistema de captação de água da chuva é composto, de forma simplificada, por três elementos: i) Superfície de captação, ii) condutores e iii) reservatório (SIMIONI; GHISI; GÓMEZ, 2004)(MARINOSKI; GHISI; GÓMEZ, 2004). Os telhados são as principais superfícies coletoras em construções uni e multifamiliares, pelo qual estes devem ser elaborados com materiais não tóxicos que conservem a qualidade da água, como por exemplo o PVC. Recomenda-se descartar a água proveniente dos primeiros cinco minutos de chuva, pois está irá limpar a contaminação atmosférica e o telhado da casa (MARINOSKI; GHISI; GÓMEZ, 2004). Quanto ao reservatório, este pode ser colocado acima ou abaixo do solo, e deve ser construído em qualquer material inerte (plástico, fibra de vidro, aço inoxidável, etc). Manter o reservatório fechado e a limpeza periódica do mesmo são consideradas boas práticas operacionais, já que evitam a contaminação da água por pássaros, insetos e outros animais. Por fim, a tubulação deve ter uma identificação de uso diferenciado que permita reconhecê-la facilmente e a saída para consumo deve estar aproximadamente 10 cm acima da base do reservatório.

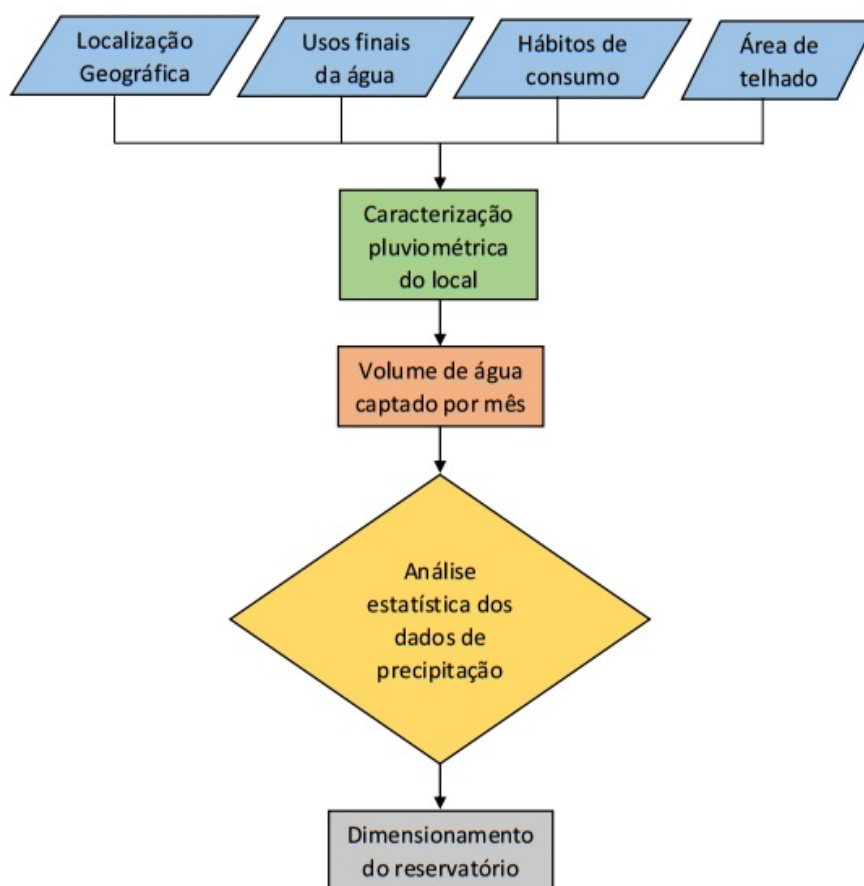
Projetos de aproveitamento de água pluvial variam de acordo com o uso da água, a confiabilidade do sistema, o custo da instalação, e a qualidade dos materiais empregados. Porém, de forma geral o dimensionamento desse tipo de sistemas segue o fluxograma mostrado na Figura 12.

O primeiro passo é caracterizar o local de implantação, os usos finais da água e os hábitos de consumo dos residentes da propriedade. Depois, com base nas estações pluviométricas do local, determina-se a quantidade média de recurso disponível durante o mês. O que, por meio de uma análise estatística, permite calcular a quantidade de água disponível mantendo uma determinada confiabilidade no sistema. Finalmente, o reservatório deve ser dimensionado para a quantidade de líquido requerido.

Uma vez que a água de chuva é acessível a todos, sem importar questões econômicas e sociais e ainda é uma fonte de água doce gratuita adequada para diversas aplicações com pouco ou nenhum tratamento, resulta essencial estudar a factibilidade de incorporar a captação de água fluvial em projetos de sistemas de bombeamento. Sendo que já existem vários estudos que visam popularizar e otimizar esta tecnologia, conforme mostra a Tabela 7. Mierzwa et al. (2007) e Pelak e Porporato (2016) propõem metodologias para

o dimensionamento otimizado de reservatórios para reaproveitamento de água pluvial para atividades que não requerem água potável. Fernandes, Terêncio e Pacheco (2015) apresentam um sistema de aproveitamento de água da chuva com o objetivo de garantir a confiabilidade do mesmo incorporando um reservatório sustentado na análise estatística de uma série de precipitações de trinta anos. Lima et al. (2011) mapeia a disponibilidade de água pluvial na região Amazônica e avalia o potencial da economia de água potável para o setor residencial da região. Marinoski, Ghisi e Gómez (2004) mostram um estudo de caso avaliando o potencial de economia de água tratada através do aproveitamento de água pluvial captada na cobertura de uma edificação.

Figura 12 – Metodologia para dimensionar um sistema de captação de água da chuva



Fonte: Simioni, Ghisi e Gómez (2004)

### 2.6.6 Análise tarifária

Esta é uma ferramenta administrativa que não demanda recurso financeiro e, de forma geral, compreende a conferência da leitura da conta de energia elétrica e negociar com as companhias de energia a redução de tarifas; seja para adequar o consumo atual da

Tabela 7 – Estudos que promovem o aproveitamento de água da chuva para fins de não consumo.

Referência	Breve detalhamento
Mierzwa et al. (2007)	Propõe um novo método para o dimensionamento de reservatórios para armazenagem de água pluvial em empreendimentos urbanos. O novo critério priorizado o máximo aproveitamento de água pluvial no período mais chuvoso, que vai de outubro a fevereiro, resultando em um maior potencial para a redução da demanda de água de fontes tradicionais.
Fernandes, Terêncio e Pacheco (2015)	Apresenta um sistema de aproveitamento de água da chuva que facilita o tratamento de dejetos, e cuja água é usada em atividade como lavar carros, limpar pátios, e regar áreas verdes. Para garantir a confiabilidade do sistema, um tanque de armazenamento é dimensionado com base na análise estatística de uma série de precipitações de trinta anos.
Lima et al. (2011)	Descreve o cenário de disponibilidade de água na região Amazônica, Noroeste do Brasil, e avalia o potencial da economia de água potável para o setor residencial em 40 cidades da região.
Marinoski, Ghisi e Gómez (2004)	Estima o potencial de economia de água tratada através do aproveitamento de água pluvial captada na cobertura de uma edificação, visando reduzir o consumo doméstico para fins não potáveis.
Pelak e Porporato (2016)	Desenvolve uma metodologia para o dimensionamento otimizado de tanques de armazenamento para aproveitamento de água pluvial em atividades que não requerem água potável. Este método incorpora os custos fixos e distribuídos da instalação e ao mesmo tempo considera a natureza aleatória da chuva.

empresa com o tipo de operação que realiza, ou para ajusta-lo após ações de eficiência energética.

Portanto, é importante conhecer que, no Brasil, a ANEEL identifica os tipos de consumidores por classes e subclasses de consumo em função da atividade exercida pelas mesmas, conforme mostrado na Tabela 8 (ANEEL, 2005), onde de acordo com a energia gasta, os consumidores são classificados nos grupos A ou B. O primeiro consiste em consumidores de alta tensão (tensão de fornecimento de 2,3 a 230 [kV]) e sua principal característica é a estrutura tarifária binômica, onde é cobrado o consumo de energia e de demanda e existem três modalidades de fornecimento para este grupo: convencional, horossazonal azul e horossazonal verde. Enquanto que o segundo abarca os consumidores de baixa tensão (tensão de fornecimento menor do que 2,3 [kV]) e é caracterizado pela estrutura tarifária monômica, onde é cobrado apenas o consumo de energia.

Destacando que as Tarifas Horossazonais Azul e Verde são definidas como "modalidades tarifárias com tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano (seco e úmido). A tarifa azul

Tabela 8 – Classes de consumo por grupo.

Grupo A	Grupo B
A1 - 230 kV ou mais	B1 - Residencial
A2 - 88 a 138 kV	B2 - Rural
A3 - 69 kV	B3 - Outras Classes (Industrial, comercial, serviços e poder público, serviço público e consumo próprio)
A3a - 30 a 44 kV	
A4 - 2,3 a 25 kV	
AS - Subterrâneo	B4 - Iluminação Pública

Fonte: FILHO (2012).

é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência. Já a tarifa verde é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de uma única tarifa de demanda de potência. O período seco compreende as leituras de maio a novembro e o período úmido compreende as leituras entre dezembro a abril do ano seguinte" (FILHO, 2012).

Qualquer ação de eficiência hidroenergética, mesmo que apresente economias significativas de água e energia, está sujeita a uma rigorosa análise de viabilidade econômica, sendo que na maioria dos casos a questão financeira será determinante na escolha de uma ou outra alternativa de efficientização.

## 2.7 Análise econômica

Com o intuito de crescer continuamente, em uma empresa sempre são propostos novos investimentos ou alternativas de modernização no seu processo produtivo. Porém, raramente existe capital suficiente para financiar todas as propostas, o que gera concorrência entre os projetos por captar o recurso que necessitam para ser executados. Logicamente, a empresa (ou investidor) prioriza a opção que gera maior lucro no menor tempo possível, para o qual emprega-se a análise econômica de modo a facilitar a tomada de decisão.

A análise econômica consiste em avaliar e mensurar a viabilidade financeira de um projeto; isto é, comparar os lucros esperados de uma atividade com o investimento inicial demandado para sua execução, e estabelecer se compensa ou não apoiar dito investimento. Para formar um critério sobre uma proposta são utilizados indicadores quantitativos de análise de investimentos, onde os mais conhecidos são o *Payback*, o VPL e a TIR. Cada

indicador será descrito com base nos conceitos apresentados em (ESTACIO, 2017).

Para poder avaliar um projeto do ponto de vista financeiro, o investidor (ou empresa) deve definir uma TMA, que nada mais é do que a taxa de retorno mínima aceitável para suas operações financeiras, isto é, o lucro que o dinheiro destinado a certo projeto poderia obter se aplicado em um investimento tradicional como a poupança ou mesmo em atividades da empresa com retorno fixo. Para empresas a TMA é fixada com base na sua taxa média de retorno, enquanto que para o poder público e pessoas físicas adota-se o valor da taxa básica de juros da economia, a SELIC, ou a inflação, o IPCA. Com a TMA estabelecida, agora é possível definir os indicadores de análise de investimentos.

O *Payback* determina a quantidade de períodos necessários para que o capital investido seja recuperado. Isto se consegue descontando do investimento os lucros obtidos ao longo do período de inversão até completar o capital investido e contabilizando quanto períodos leva este processo, sendo que quanto menor o *Payback* mais interessante se torna o investimento. Como o valor do dinheiro no tempo deve ser levado em conta, todos os fluxos de caixa devem ser corrigidos pela seguinte equação:

$$VP = \frac{VF}{(1+i)^n} \quad (2.3)$$

onde VP é o valor do dinheiro no presente, VF é o valor do dinheiro em um determinado período futuro, i é a taxa de juros e n é o período futuro em que se encontra o dinheiro.

O Valor Presente Líquido, VPL, é o índice que quantifica o valor no presente dos lucros futuros gerados por um investimento e consiste na soma algébrica dos valores presentes tanto das entradas como das saídas de capital ao longo do horizonte de inversão estabelecido para o projeto. Este indicador é o mais usado na avaliação econômica de projetos, usa-se a TMA como taxa de desconto para calcular os valores presentes de cada fluxo de capital e é representada pela equação 2.4.

$$VPL = -R_0 \pm \frac{R_1}{(1+i)^1} \pm \frac{R_2}{(1+i)^2} \pm \dots \pm \frac{R_n}{(1+i)^n} \quad (2.4)$$

, onde  $R_0$  é investimento inicial;  $R_1, R_2, \dots, R_n$  são os valores do fluxo de caixa gerado pelo projeto, sendo o signo + para ingressos e o sinal - para saídas de capital; e i é a taxa de juros (TMA).

Com o VPL calculado o projeto pode ser avaliado sob os seguintes critérios:

- $VPL > 0$ , reflete um investimento interessante do ponto de vista econômico, pois gera lucros maiores que os esperados com a TMA, quanto maior o VPL maior é o ganho que tem o investidor;
- $VPL = 0$ , significa que o lucro obtido no investimento é igual ao conseguido com a TMA e, portanto, o projeto é economicamente indiferente;
- $VPL < 0$ , apresenta um cenário onde está se perdendo dinheiro sob o custo do capital determinado.

Por fim, a Taxa Interna de Retorno, TIR, representa a rentabilidade de um investimento após o término do período de inversão e é definido como a taxa de retorno na qual o VPL é igual a zero, conforme mostra a equação 2.5.

$$VPL = -R_0 \pm \frac{R_1}{(1 + TIR)^1} \pm \frac{R_2}{(1 + TIR)^2} \pm \dots \pm \frac{R_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (2.5)$$

O investimento será economicamente viável quando a TIR for, no mínimo, igual à TMA, quanto maior a TIR, maior a rentabilidade líquida do projeto e, portanto, mais desejável este se torna.

Por outra parte, quando o investimento inicial é muito grande para proprietário do projeto existe a opção de buscar financiamento externo. A dívida contraída pode ser salda de várias formas: com o capital e os juros capitalizados pagos no vencimento, com juros pagos periodicamente e o capital apenas no vencimento, e com a dívida paga em prestações, juros mais quotas que amortizam o capital.

A amortização consiste no pagamento progressivo de uma dívida por meio de parcelas, garantindo a liquidação do débito no prazo estipulado. Cada parcela é composta pela amortização, dinheiro destinado a diminuir o principal emprestado, e os juros sobre o empréstimo ainda não amortizado. Os principais sistemas usados comercialmente para amortizar empréstimos são o SAC e o PRICE, mostrados na continuação (ESTACIO, 2017).

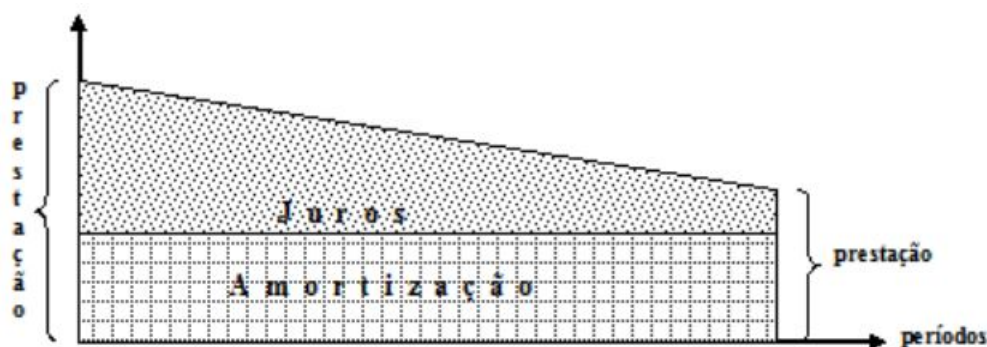
No Sistema de Amortizações Constantes, SAC, o capital recebido é pago periodicamente por meio de prestações postecipadas compostas de uma parcela que amortiza o capital emprestado e outra parcela que remunera os juros sobre o principal sem amortizar. A amortização tem um valor constante em cada período enquanto que a taxa de juros diminui progressivamente conforme o capital é amortizado. Isto resulta em prestações com valores decrescentes a cada período como apresentado na Figura 13.



Para montar uma tabela especificando os valores detalhados de cada parcela a ser paga até a integralização da dívida basta aplicar a equação 2.6 que resume os seguintes passos:

- Calcular o valor constante da amortização dividindo o valor total do empréstimo pelo número de prestações estabelecidas;
- Determinar a parcela de juros para cada período aplicando a taxa juros sobre o capital não amortizado até o período anterior;
- Definir o valor total da prestação somando o valor da amortização e o juros que deverão ser pagos no período correspondente;
- Atualizar o saldo devedor a cada período subtraindo a parcela de amortização do saldo devedor anterior.

Figura 13 – Representação gráfica do sistema SAC de amortização de capitais



Fonte: Estacio (2017)

$$PTM_k = A + J_k = \frac{VP}{n} + VP * i * \left(\frac{n - k + 1}{n}\right) \quad (2.6)$$

onde  $PTM_k$  é o valor da  $k$ -ésima prestação,  $A$  é o valor da amortização constante,  $J_k$  são os juros do  $k$ -ésimo período,  $VP$  é o capital total emprestado,  $i$  é a taxa de juros,  $k$  é um período específico e  $n$  é o número total de prestações para integralizar a dívida.

O sistema de prestações constante, PRICE, consiste no pagamento de um empréstimo de forma postecipada por meio de prestações constantes e periódicas, característica que o torna de grande interesse para devedores que desejam maior facilidade na hora de planejar os pagamentos futuros. A amortização do capital aumenta a cada período

enquanto os juros diminuem mantendo o valor nominal das prestações sempre constante, como mostra a Figura 14.

Para montar uma tabela especificando os valores detalhados de cada parcela a ser paga até a integralização da dívida basta seguir os seguintes passos:

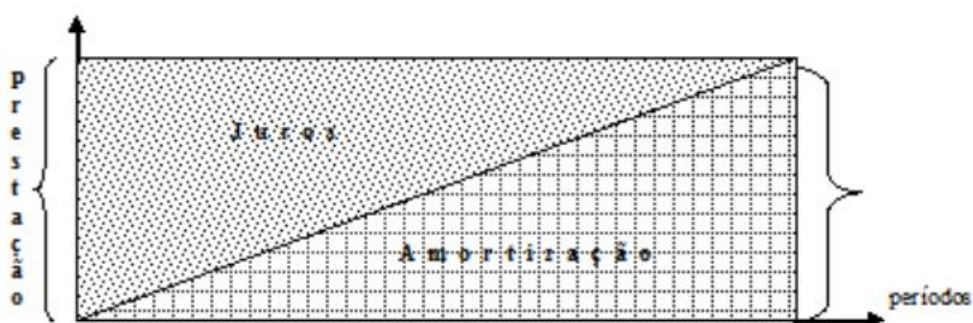
- Calcular a prestação constante transformando o valor do dinheiro no presente em uma série de pagamentos iguais ao longo de um intervalo de tempo usando a seguinte equação:

$$PMT = \frac{VP * i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (2.7)$$

onde  $PMT_k$  é o valor da prestação constante, VP é o capital total emprestado,  $i$  é a taxa de juros e  $n$  é o número total de prestações para integralizar a dívida;

- Determinar a parcela dos juros aplicando taxa de juros sobre o saldo devedor da parcela anterior;
- Calcular a amortização pela diferença entre a prestação e o valor dos juros do período;
- Atualizar o saldo da dívida subtraindo do saldo devedor anterior a parcela da amortização do período atual.

Figura 14 – Representação gráfica do sistema PRICE de amortização de capitais



Fonte: Estacio (2017)

Na elaboração de todo projeto de engenharia é fundamental seguir as normativas estabelecidas pelos órgãos reguladores de cada país de acordo com o tipo de atividade realizada; isto, garantem a segurança tanto dos usuários como dos operários de um serviço, estabelecendo um mínimo de qualidade e funcionalidade do projeto.

### 3 ESTUDO DE CASO

Nesse capítulo é apresentada a metodologia de análise e dimensionamento do sistema, avalia-se o sistema atual de irrigação e propõe-se uma melhora, estima-se a curva de carga do sistema e são dimensionados os SFVs incluindo o cabeamento e as proteções. Também é feita uma análise econômica e ambiental de cada proposta. O estudo de caso baseia-se nas informações técnicas do trabalho realizado por Klein (2013), onde foi avaliada a qualidade da irrigação e fertirrigação por gotejamento na mesma área de cultivo de uva que será objeto do presente estudo.

#### 3.1 Caracterização do local de estudo

A propriedade rural estudada está situada no sudeste do município paranaense de Salto do Lontra, aproximadamente a 6,5 Km da zona urbana como mostra a Figura 15. Geograficamente está localizada na latitude  $25^{\circ} 49' 24,70'' S$  e longitude  $54^{\circ} 15' 34,12'' O$ .

Figura 15 – Localização geográfica da fazenda vitícola objeto de estudo



Fonte: Google Earth (2017)

O local possui uma área total de  $5300 m^2$  dedicada à atividade vitícola da espécie bordô por meio da cultura latada. O cultivo é irrigado por gotejamento de lâmina fixa de água através de um sistema de bombeamento que percorre a trajetória mostrada na Figura 16, onde é possível apreciar que a superfície destinada à instalação do sistema

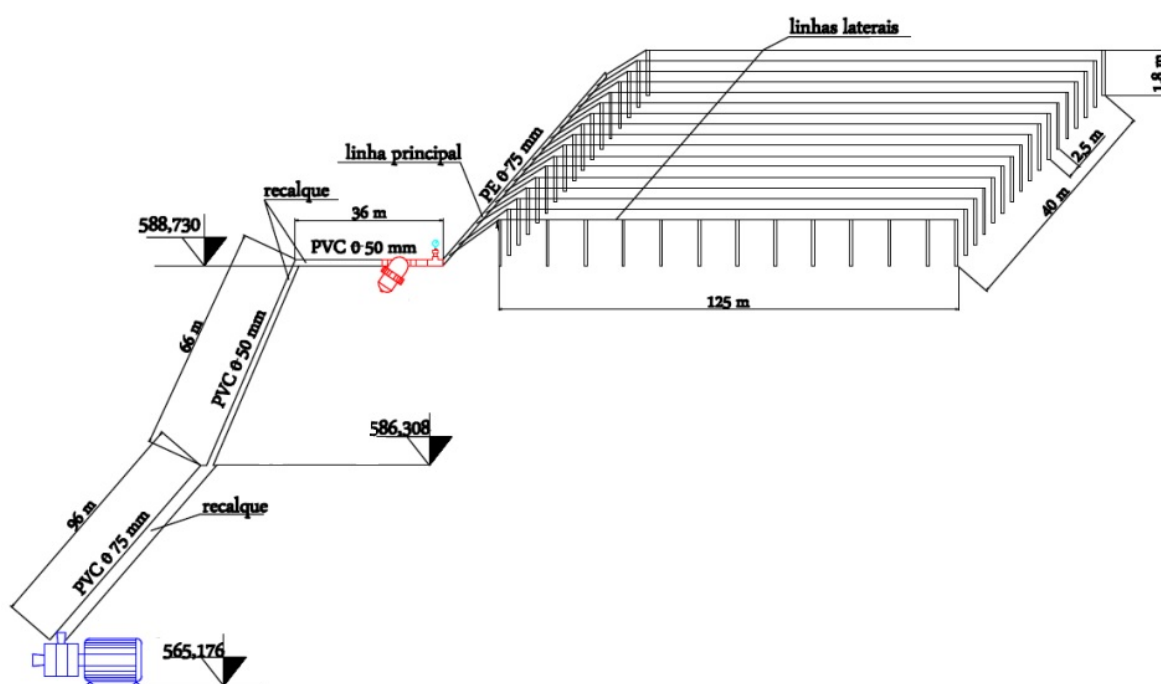
fotovoltaico está livre de obstáculos que bloqueiem a incidência solar, evitando perdas por sombreamento.

Figura 16 – Fazenda vinícola objeto de estudo



Fonte: Google Earth (2017)

Figura 17 – Configuração do sistema de irrigação por gotejamento



Fonte: Adaptado de Klein (2013)

Por fim, a Figura 17 mostra um esquema detalhado da configuração do sistema de irrigação por gotejamento empregado no vinhedo. Destaca-se a presença de dados importantes para este projeto como a distância entre as videiras, o diâmetro e longitude de cada tubulação, e a altura geográfica de cada dispositivo e acessório que integra o sistema de irrigação.

## 3.2 Metodologia de solução

A metodologia adotada nesta pesquisa baseia-se, principalmente, nas diretrizes de eficiência hidroenergética do PROCEL SANEAR descritas com detalhe em GOMES (2009) e GOMES (2012). Cabe ressaltar que trata-se de uma metodologia utilizada com sucesso em diversas pesquisas conforme mostra a Tabela 9.

Tabela 9 – Trabalhos em que a metodologia proposta foi testada com sucesso.

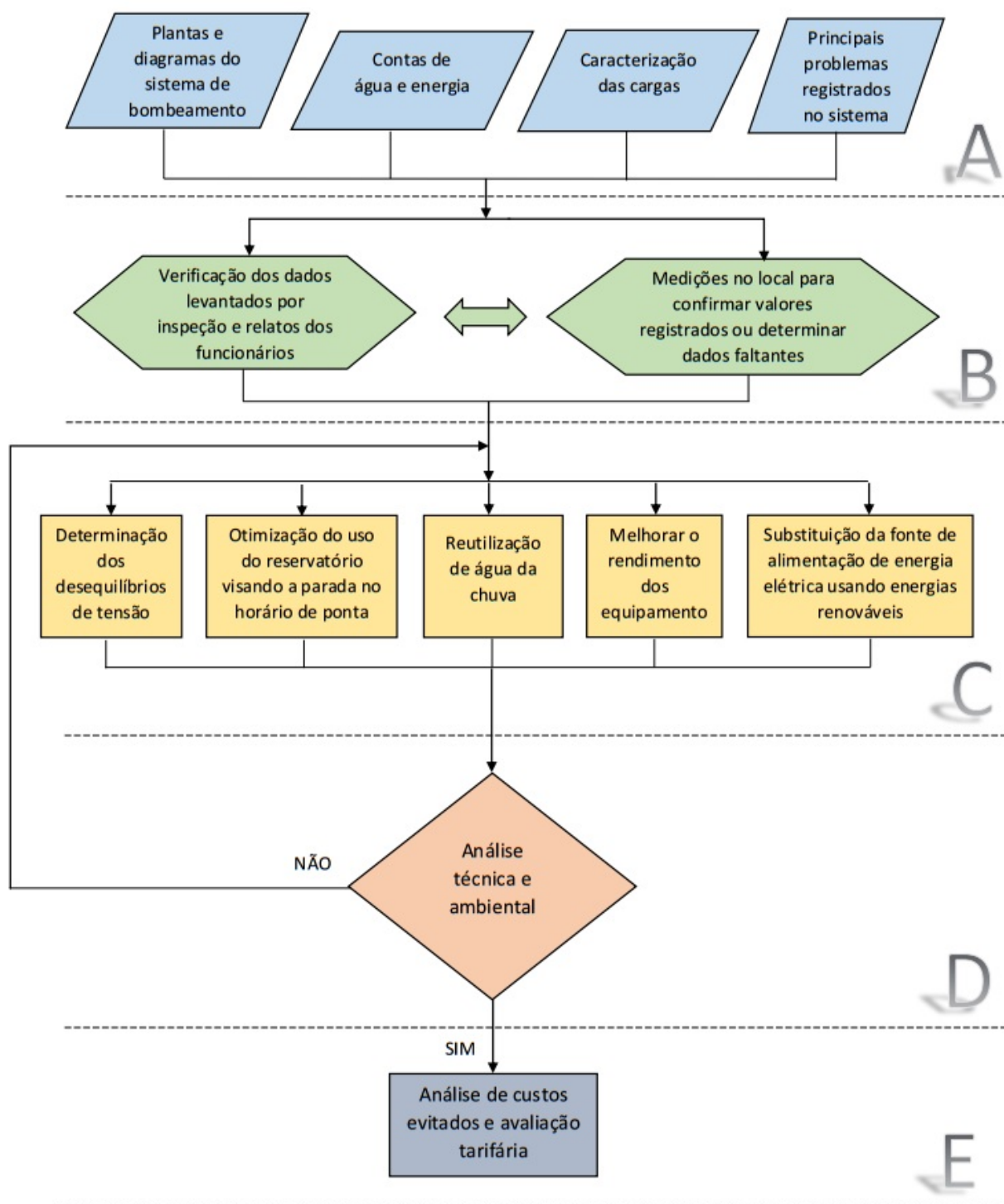
Referência	Breve descrição
Sousa et al. (2013)	Desenvolve-se um modelo multiobjetivo para otimizar a operação de um sistema de distribuição de água, visando alcançar a eficiência hidroenergética considerando três objetivos: (i) redução das perdas reais, (ii) redução do custo de energia elétrica e (iii) maximização da confiabilidade do sistema.
Gomes e Silva (2013)	Propõe a análise de um projeto de uma rede de distribuição de água considerando o funcionamento do sistema de bombeamento fora do horário de ponta (horário cuja tarifa de energia é maior) através de simulações de um sistema de abastecimento modelo com o auxílio do software EPANET.
Eleotero (2008)	Busca a diminuição dos custos de energia elétrica, por meio de sistemas de bombeamento a partir do desligamento de estações elevatórias no horário de pico de carga no Sistema Nacional de Energia, favorecendo-se assim das tarifas horo-sazonais. O Sistema de Abastecimento de Água dos Municípios de Capinzal/Ouro– Santa Catarina é tomado como caso de estudo.
Filho et al. (2010)	Testada e validada a metodologia citada acima para a estação de bombeamento de água em uma cidade de cerca de 70.000 habitantes. Dentre as ações propostas e que mais economizaram com gastos com energia elétrica, se encontram: (i) o redimensionamento de bombas e motores e (ii) o enquadramento e a otimização tarifárias. No caso testado observou-se que a metodologia utilizada é simples e de fácil aplicabilidade, havendo um potencial de economia de energia elétrica com valores de até 52%.
SAMPAIO (2005)	Aplica a metodologia citada acima para realizar o diagnóstico energético de instalações da instalação de captação de água do Serviço Autônomo de Água e Esgoto de Viçosa, MG. Conclui-se que o sistema proposto necessitava de um manejo adequado, o que permitiria chegar a uma economia financeira de 48,18% em todo o sistema.

A Figura 18 apresenta um fluxograma esquemático da metodologia que é composta por cinco etapas descritas brevemente ao longo desta seção.

A etapa "A" trata-se de realizar um levantamento inicial das informações disponíveis sobre o sistema a ser analisado, com o intuito de identificar os usos finais de água e de



Figura 18 – Metodologia para desenvolvimento da pesquisa



energia dentro da instalação. Recomenda-se partir pelo levantamento dos diagramas e plantas do sistema de bombeamento, o que possibilita uma melhor visualização do conjunto de unidades consumidoras como um todo e facilita sua posterior caracterização, na coleta de dados. Paralelamente, devem ser coletados todos os registros de consumo das instalações elétricas do sistema de bombeamento, tanto no que se refere aos circuitos de força como aos de controle. Isto é fundamental para verificar as condições operacionais (sub ou

superdimensionamento, sistemas de proteção e partida de motores, entre outras) e propor reformas, ampliações ou simplesmente rearranjo de componentes, porém na prática é comum que as empresas não possuam tais registros atualizados (GOMES, 2009). Assim, devido a seu fácil acesso, as contas de água e luz constituem o principal indicativo da necessidade de medidas corretivas como: baixo fator de carga, multas por baixo fator de potência e multas por ultrapassagem da demanda contratada no horário da ponta, entre outras.

Continuando o levantamento das informações necessárias para realizar a pesquisa, a etapa "B" consiste em verificar, corrigir e completar os dados coletados anteriormente, por meio de uma inspeção *in situ* dos dados de placa de cada equipamento elétrico e hidráulico, e a localização e características dos medidores de acordo com os diagramas elétricos e hidráulicos fornecido previamente. Mesmo que uma inspeção visual seja suficiente para constatar as condições de segurança das instalações (aterramento, conexões elétricas, vazamentos, cablagem exposta e outras), nada substitui a medição das grandezas elétricas e hidráulicas, que permitem a caracterização do desempenho dos equipamentos e instalações, contribuindo na detecção de pequenos problemas que podem comprometer o desempenho do sistema no futuro (GOMES, 2009).

Já na etapa "C", serão avaliadas e simuladas, com base no cálculo de indicadores de desempenho, as propostas de eficiência hidroenergética necessárias para o aperfeiçoamento do processo. Caso seja necessário redimensionar a rede de distribuição de água para otimizar a eficiência do sistema pode ser usado o *software* EPANET 2.0, disponível gratuitamente na página do LENHS UFPB ([www.lenhs.ct.ufpb.br](http://www.lenhs.ct.ufpb.br)), que permite o dimensionamento econômico de sistemas de distribuição de água. Este simulador hidráulico é a base na qual foram construídos a maioria dos *softwares* comerciais para essa finalidade, como por exemplo o *WaterCad* ([www.haestad.com](http://www.haestad.com)) e o *MikeNet* ([www.boosintl.com](http://www.boosintl.com)) (SAMPAIO, 2005). No caso do dimensionamento fotovoltaico temos disponível o software de análise de sistemas de energias renováveis *SAM (System Advisor Model)*, fornecido gratuitamente pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis de U.S.A (NREL) no site <https://sam.nrel.gov/download>, que conta com um amplo reconhecimento a nível mundial.

Na etapa "D" realiza-se uma análise técnica e ambiental que garante a otimização de cada proposta avaliada na parte "C", sendo que se alguma não entrega resultados satisfatórios deverá voltar ao procedimento anterior para reavaliar o problema.

Por fim, na etapa "E" estima-se a viabilidade econômica das propostas focando-se na análise dos custos evitados como resultado da redução no consumo de energia ou uma simples readequação tarifária. Além disso, serão analisados os diferentes incentivos nacionais que permitam viabilizar cada proposta. O resultado final dessa etapa consiste

em laborar um *Ranking* das propostas estudadas de acordo com os melhores lucros obtidos e menor tempo de retorno do investimento (*Payback*).

Por outra parte, no dimensionamento do sistema fotovoltaico de energia, de forma comparativa, serão mostrados dois procedimentos, um deles consiste no dimensionamento manual do sistema com base nas recomendações do CRESESB, e o outro é a otimização do sistema mediante o *software SAM*.

O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) publicou em 2014 o **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos** (PINHO; GALDINO, 2014), sendo que no capítulo 6 constam os procedimentos para dimensionar SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) e SFI (Sistema Fotovoltaico Isolado), estabelecendo valores padrões de dimensionamento de acordo com as características geoclimáticas do Brasil e as tecnologias disponíveis no seu mercado.

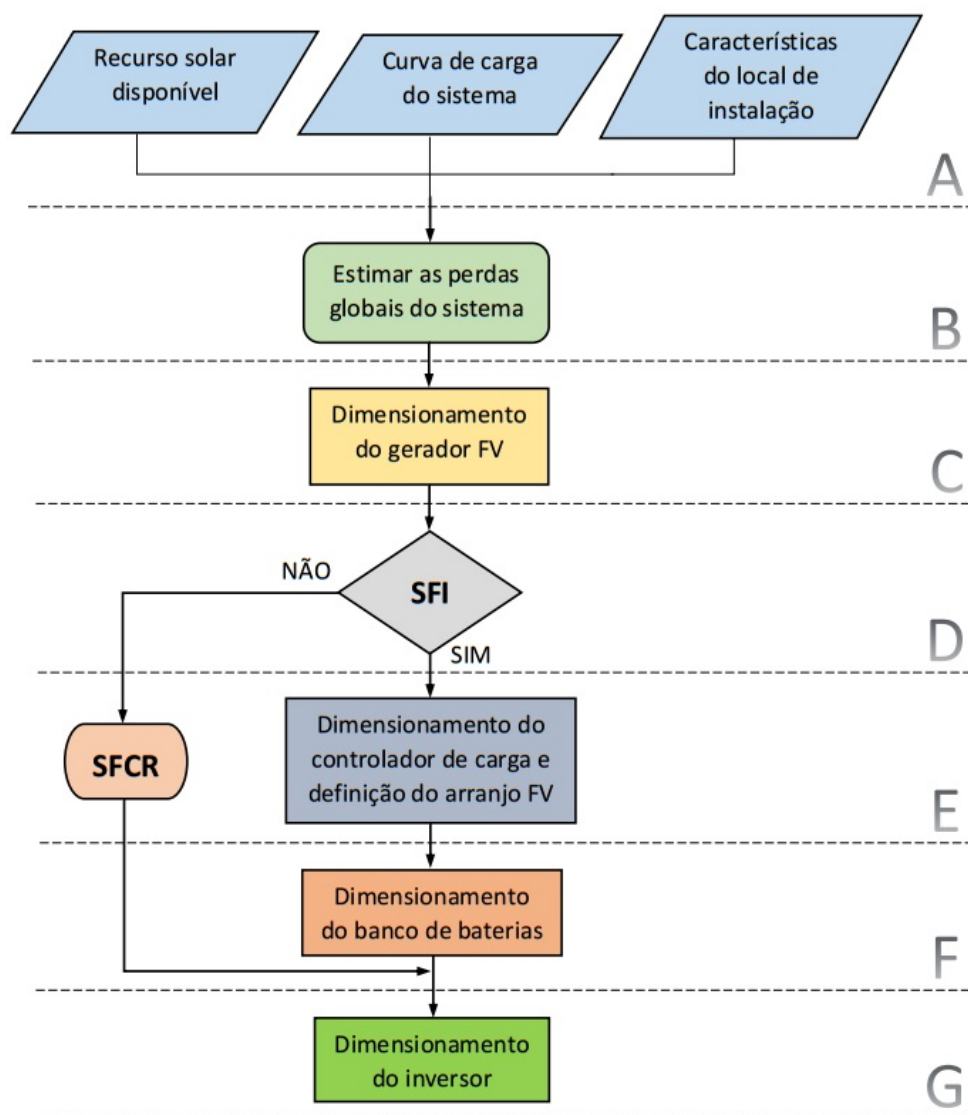
A Figura 19 mostra o fluxograma de funcionamento do método exposto pelo CRESESB que consta de 7 etapas: A) ingressar como dados de entrada o recurso solar disponível ao longo do ano no local de instalação, a curva de carga anual com valores de consumo a cada mês e as características do local de instalação, principalmente as climáticas; B) estimar as perdas globais, Taxa de Desempenho, de acordo com o tipo de sistema e com base na literatura; C) dimensionar o gerador FV (Fotovoltaico) visando satisfazer o critério de projeto para cada sistema; D) avaliar se o sistema é isolado ou conectado à rede. Quando é isolado o processo será encaminhado ao dimensionamento do controlador de carga e do banco de baterias e se for conectado à rede o projeto passa diretamente ao dimensionamento do inversor; E) estabelecer o controlador de carga que será usado no SFI e definir a configuração final do arranjo FV; F) dimensionar e estabelecer o arranjo do banco de baterias no SFI dependendo da autonomia desejada para o sistema; e G) definir o inversor que será utilizado em cada caso.

O *SAM* é um *software* de livre acesso, criado pela *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* dos Estados Unidos, desenhado para facilitar a tomada de decisões com base na otimização financeira e de desempenho de empreendimentos relacionados com a indústria das energias renováveis.

Analogamente, a Figura 20 mostra o fluxograma de funcionamento do método de otimização via *software SAM* que contém 6 etapas: A) definir a localização do projeto para que o *SAM* possa acessar ao arquivo climatológico da zona; B) selecionar o módulo e o inversor, definir a configuração do sistema e especificar as perdas de cada parte do sistema. A opção parametrizar permite que várias configurações de sistemas com diferentes



Figura 19 – Metodologia do CRESESB para dimensionamento de SFV



componentes possam ser avaliadas de forma simultânea; C) avaliar se o sistema é isolado ou conectado à rede. Quando é isolado o processo será encaminhado a especificar o banco de baterias e, se for conectado à rede, passa diretamente a especificar a curva de carga do sistema; D) no SFI, definir o banco de baterias de acordo com o tempo de autonomia desejado; E) especificar o consumo do sistema para que o *SAM* possa construir a curva de carga; F) verificar se o sistema dimensionado satisfaz as necessidades do projeto, caso não as cumpra o processo de dimensionamento pode ser modificado rapidamente para avaliar quantas alternativas sejam necessárias até obter os resultados esperados.

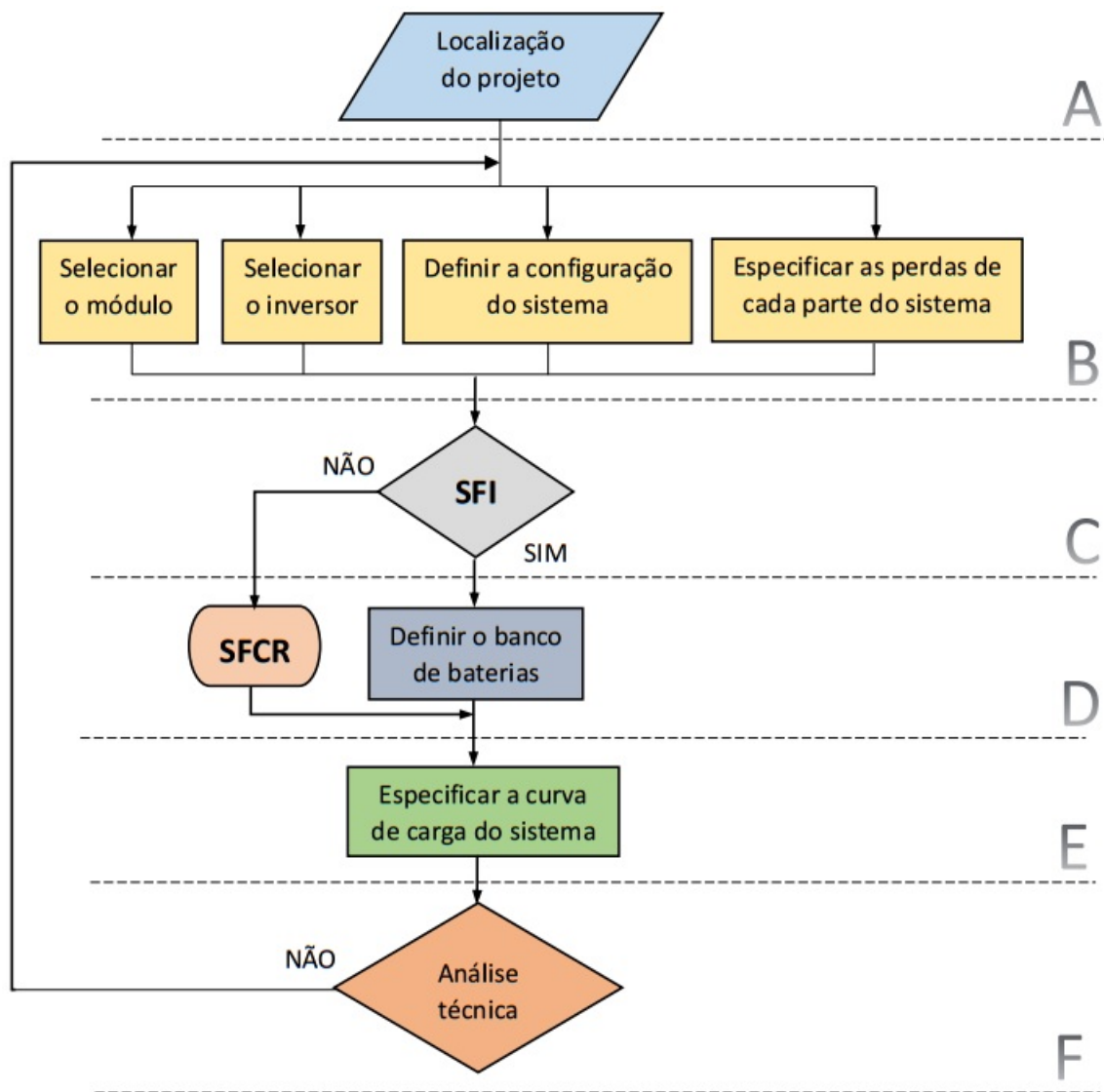
Comparando as duas metodologias, a otimização via *SAM* mostra uma clara superioridade ante o método do CRESESB pelas seguintes razões:

- O *SAM* permite avaliar múltiplas alternativas de forma simultânea para chegar

rapidamente aos resultados desejados;

- Quando o sistema não fica dentro das expectativas do projetista, o projeto pode ser alterado de forma rápida e fácil para estudar outras variantes de projeto;
- No *SAM*, as perdas são especificadas e avaliadas de forma separada para cada parte do sistema, o que mostra resultados do desempenho da instalação mais realistas.
- O *SAM* permite avaliar a geração e perdas do sistema, seja por hora, por mês, por ano ou inclusive ao longo de toda a vida útil do projeto.

Figura 20 – Metodologia do SAM para dimensionamento de SFV



### 3.3 Análise técnica

Inicialmente, para saber qual a demanda que deverá atender o SFV (Sistema Fotovoltaico), é necessário construir a curva de carga do sistema. Para isso, é preciso conhecer o consumo horário da motobomba, seu tempo de operação diário e os padrões de operação do sistema de irrigação ao longo do ano. Porém, estes parâmetros dependem de outros fatores como a altura manométrica total do sistema, o consumo de água requerido pelo cultivo de uva em cada mês e as características técnicas da motobomba usada. Tais fatores devem ser definidos antes de estimar a curva de carga e, portanto, serão abordados nas próximas seções.

#### 3.3.1 Altura manométrica total do sistema

A altura manométrica total que a bomba deverá superar para satisfazer a demanda de irrigação vem dada pela equação da energia para fluxo unidimensional incompressível e estacionário em termos de cargas, quando  $h_{bomba}$  é isolada (ÇENGEL; CIMBALA, 2006):

$$h_{bomba} = \frac{P_2 - P_1}{\rho \cdot g} + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} + (z_2 - z_1) + h_L \quad (3.1)$$

onde  $P$  é a pressão,  $V$  é a velocidade média do fluxo,  $z$  é o nível geográfico,  $h_L$  é a perda de carga total do sistema,  $\rho$  a massa específica do fluido e  $g$  a gravidade. Sendo que os sub-índices 1 e 2 correspondem ao ponto mais baixo e mais alto, respetivamente.

Quando um fluido circula por um sistema hidráulico, deverá percorrer grandes distâncias de tubulação e passar através de vários acessórios. Isto gera perdas de carga devido à fricção dos tubos (primárias) e à perturbação do fluxo nos acessórios (secundárias) que devem ser quantizadas para definir a altura manométrica total que o conjunto motobomba deve atender. Assim, a perda de carga total ( $h_{L,total}$ ) vem dada pela seguinte equação (ÇENGEL; CIMBALA, 2006):

$$h_{L,total} = h_{L,primárias} + h_{L,secundárias} = \sum_i \cdot f_i \cdot \frac{L_i \cdot V_i^2}{D_i \cdot 2g} + \sum_j \cdot K_{L,j} \cdot \frac{V_j^2}{2g} \quad (3.2)$$

onde  $D$  é o diâmetro da tubulação,  $V$  é a velocidade do fluxo dentro da tubulação,  $L$  é o comprimento de tubulação,  $f$  é o fator de fricção de Darcy e  $g$  é a gravidade.

Como nem sempre tem-se disponível o coeficiente de perda de carga ( $K_L$ ) para os acessórios que precisamos, optamos pelo enfoque em que as perdas de carga secundárias também podem ser expressadas em termos de longitude equivalente de tubulação ( $L_{equiv}$ ); isto é, a perda de carga que provoca um determinado acessório equivale à perda de carga causada por um trecho de tubulação de comprimento  $L_{equiv}$ . Logo, a equação anterior torna-se:

$$h_{L,total} = \sum_i \cdot f_i \cdot \frac{L_i \cdot V_i^2}{D_i \cdot 2g} + \sum_j \cdot f_j \cdot \frac{L_{j,equiv} \cdot V_j^2}{D_j \cdot 2g} \quad (3.3)$$

Para determinar  $f$ , uma vez calculado o número de Reynolds (equação 3.4), usa-se o Diagrama de Moody, disponível nos anexos de Çengel e Cimbala (2006)

$$Re = \frac{\rho \cdot V_{média} \cdot D}{\mu} \quad (3.4)$$

onde  $\mu$  é a viscosidade relativa do fluido.

### 3.3.2 Consumo de água

Para estimar a quantidade de água que demanda uma cultura, recomenda-se a metodologia “via clima”, isto é, considerar a  $ET_O$  (Evapotranspiração de referência<sup>1</sup>) e os coeficientes de cultura da videira, na região de produção, para calcular o volume de água requerido aplicando as seguintes fórmulas (EMBRAPA, 2017b):

$$ET_C = ET_O * K_C \quad (3.5)$$

$$I_a = \frac{Q}{SE * SL} \quad (3.6)$$

$$T_a = \frac{ET_C * A_{cult}}{I_a * N_{emissores}} \quad (3.7)$$

$$Q_d = \frac{ET_O \cdot A_{cult}}{1000} \quad (3.8)$$

onde  $ET_C$  é a evapotranspiração da cultura,  $K_C$  é o coeficiente da cultura,  $Q$  (L/h) é a vazão disponível em cada gotejador,  $SE$  (m) é o espaçamento entre gotejadores na linha,  $SL$  (m) é o espaçamento entre linhas,  $I_a$  (mm/h) é a intensidade de aplicação,  $T_a$  (h) é o tempo de aplicação,  $A_{cult}$  ( $m^2$ ) é a área cultivada,  $N_{emissores}$  é o número de gotejadores e  $Q_d$  ( $m^3/dia$ ) é o volume médio mensal de água demandada por dia.

O método Penman-Monteith, parametrizado pela *FAO*, é considerado padrão na estimativa da  $ET_O$  por seu bom desempenho prático em diversos locais ao redor do mundo (EMBRAPA, 2017d). Porém, a utilização desse método faz necessário ter uma estação agrometeorológica para determinar todos os dados requeridos como o saldo de radiação ( $R_n$ ), o fluxo de calor no solo ( $G$ ), as temperaturas máxima ( $T_{max}$ ), mínima ( $T_{min}$ ) e média ( $T_{med}$ ) do ar; da umidade relativa do ar (UR); e da velocidade do vento a 2,0 m de altura ( $V_v$ ) (EMBRAPA, 2017b). Logo, a EMBRAPA UVA E VINHO propõe um método<sup>2</sup>, com boa aproximação nas aplicações testadas, onde  $G$  é desconsiderado e os valores de  $R_n$  devem ser estimados com base nos valores de  $T_{max}$ ,  $T_{med}$ ,  $T_{min}$ , UR e da radiação solar incidente ( $R_s$ ).

<sup>1</sup> A  $ET_O$  é um valor indicativo da demanda evapotranspirativa da atmosfera em um determinado local e serve de base, entre outros, para estimar a quantidade de água a ser repostada ao solo durante a irrigação.

<sup>2</sup> Disponível para descarga no formato Excel em: <http://www.cnpuv.embrapa.br/tecnologias/>

### 3.3.3 Estimativa da curva de carga

Com todas as variáveis já definidas para montar a curva de carga do sistema, basta multiplicar o consumo elétrico da motobomba pelo seu tempo de uso diário ( $T_a$ ) e pela quantidade de dias no mês. Estas variáveis dependem diretamente da altura manométrica total do sistema e do consumo da videira em cada período do ano. Assim, é possível montar uma tabela de consumo de energia em cada mês conforme a Tabela 10 que apresenta um exemplo de como construí-la. A representação gráfica dos resultados obtidos são a melhor ferramenta para compreender facilmente o consumo energético na instalação, e recebe o nome de Curva de Carga.

Tabela 10 – Exemplo para montagem da tabela com o consumo mensal de energia.

Mês	Dias	$T_a$ [h]	Consumo médio diário atual [KWh]	Consumo mensal atual [KWh]	Consumo médio diário proposto [KWh]	Consumo mensal proposto [KWh]
Jan.	31	6,72	40,71	1262	11,96	371
...	...	...	...	...	...	...
Dez.	31	7,18	43,47	1348	12,78	396
<b>Total</b>				2610		767

O desempenho elétrico de um gerador fotovoltaico está intimamente atrelado à irradiância e à temperatura nos módulos, sendo que a irradiância apresenta maior relevância por ser um fator que não pode ser controlado. Portanto, selecionar uma base de dados confiável do recurso solar é crucial para o correto dimensionamento do SFV.

### 3.3.4 Irradiação solar no local de estudo e inclinação dos módulos FVs

Quando é realizado o dimensionamento e simulação computacional do SFV através de um *software* como o *SAM*, o programa possui uma base de dados própria com as séries históricas de diversas estações climatológicas ao redor do país e, caso não contenha o local desejado, alguns sites como o do *Energy Plus* oferecem uma base de dados maior que pode ser importada para o programa. Isto traz maior confiabilidade nas simulações, pois diferentemente do método manual, não são usadas apenas médias anuais ou mensais do recurso solar disponível, mas um histórico de vários anos que permite uma melhor previsão da energia explorável. A melhor inclinação para os módulos FVs é determinada variando a inclinação e observando sua influência na produção de energia em cada simulação.

Por outra parte, no dimensionamento manual do SFV são requeridas as médias mensais do recurso solar local. Para isto, existem *softwares* como o *RETScreen* ou o *Radiasol* que contém uma ampla base de dados de radiação de diversas estações meteorológicas espalhadas pelo Brasil, ou estimativas realizadas pela *NASA (National Aeronautics and Space Administration)* para certas localidades. Ambos programas permitem registrar a variação da energia incidente no módulo por efeito da inclinação, e com estes dados é

possível criar uma tabela paramétrica que evidencie tal influência para facilitar a definição da melhor inclinação para o projeto.

Neste trabalho será empregado o software *RETScreen*<sup>3</sup> que, desenvolvido pelo governo de Canadá, constitui uma ferramenta de livre acesso que permite a análise de projetos de energia limpa. Possui uma base de dados climatológicos baseada nas informações de estações de medição em terra e as estimativas da NASA para diferentes cidades.

Uma prática comum na avaliação do recurso solar disponível é representá-lo em um gráfico, permitindo sua comparação com a curva de carga do sistema. Isto brinda uma noção inicial quão compatível é o SFV com a carga que deverá satisfazer.

Além disso, configurar o arranjo fotovoltaico em uma dada inclinação de forma a maximizar a produção ao longo do ano ou garantir o fornecimento em um período de baixa insolação demanda uma estrutura de suporte, cujo custo aumenta na medida em que incrementa a inclinação. Portanto, um critério a ser considerado é que cada incremento na inclinação deve gerar um incremento na produção de energia que o justifique. Além disso, módulos muito inclinados são propensos a sobre-esforços estruturais em época de ventos fortes.

### 3.3.5 Dimensionamento do SFV

Esta etapa consiste na especificação técnica de todo o SFV, desde os painéis, o inversor, as baterias, os suportes estruturais e até as proteções elétricas, de acordo com cada sistema. Aqui são detalhados os procedimentos de dimensionamento para o SFCR e para o SFI, tanto com metodologia do CRESESB como com a simulação computacional no SAM.

#### Dimensionamento do SFCR via metodologia do CRESESB

A potência do painel FV necessária para atender a demanda do sistema é calculada pela Equação 3.9.

$$P_{FV} = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (3.9)$$

onde  $P_{FV}$  (Wp) é a **potência de pico do painel FV**,  $E$  (Wh/dia) é o consumo diário médio anual da edificação,  $HSP_{MA}$  (h) é a média diária anual das horas de pleno sol incidente no plano do painel FV, e  $TD$  (adimensional) é a **taxa de desempenho** do sistema fotovoltaico.

A  $TD$  é a relação entre a produção real do sistema sobre o seu máximo teórico

<sup>3</sup> Disponível para descarga em: <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>

possível, sendo que é amplamente usada para avaliar a geração de energia elétrica de um dado SFV, pois leva em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (mismatch) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras (PINHO; GALDINO, 2014).

Determinada a potência total do painel FV, já é possível dimensionar o inversor. A escolha do inversor adequado está intimamente atrelada à potência, características elétricas e topologia do gerador FV, além das características ambientais do local. Isto se evidencia na redução da potência do módulo FV com o aumento de temperatura (coeficiente negativo de temperatura). Esta característica tem popularizado o uso de geradores FV com potência nominal superior à do inversor, pois, mesmo em situações onde a irradiância é próxima de  $1.000 \text{ W/m}^2$  (STC), a potência do gerador FV dificilmente se aproxima de sua potência nominal e, caso isso aconteça, o SPPM é ajustado de forma a limitar a potência de entrada, desprezando toda potência acima do limite de entrada do equipamento (PINHO; GALDINO, 2014).

Assim, surge o FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor - Eq. 3.10) que expressa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador FV.

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (3.10)$$

onde FDI (adimensional) é o fator de dimensionamento do inversor,  $P_{Nca}$  (W) é a potência nominal em CA do inversor, e  $P_{FV}$  (Wp) é a potência pico do painel FV.

Para otimizar ao máximo o inversor utilizado, este deve ser dimensionado para não trabalhar em potências muito abaixo da nominal por períodos prolongados, de modo a diminuir seu tamanho (inversor mais barato) sem impactar na quantidade e confiabilidade do fornecimento de energia e, em consequência, reduzir o custo final de produção da energia. A literatura recomenda valores de FDI com limite inferior na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05 (PINHO; GALDINO, 2014). Com isto, já é possível selecionar o inversor, mas sempre levando em conta que conforme a Portaria INMETRO nº 17 01/2016, para SFCR com potência instalada menor a 10 KW serão aceitos somente os inversores homologados pelo INMETRO<sup>4</sup>, sendo necessário apresentar o número do registro no momento da Solicitação de Acesso à Rede.

Para configurar o arranjo final do painel fotovoltaico é preciso definir o módulo que será utilizado. Ao igual que para o inversor, a seleção do módulo fotovoltaico considera

<sup>4</sup> Lista de inversores homologados: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/sistema-fotovoltaico.asp>

a credibilidade do fabricante no que diz respeito à garantia do equipamento (performance e assistência técnica no Brasil), a eficiência do dispositivo e a disponibilidade do produto no mercado brasileiro. Portanto, é recomendado optar por módulos certificados pelo INMETRO.

No entanto, para garantir que o inversor e o arranjo FV são compatíveis é necessário verificar se a tensão e corrente CC máxima de entrada estão dentro da faixa de operação do inversor, o que determina o número de módulos em série e o número de fileiras em paralelo, respetivamente. Como a tensão e a corrente possuem uma forte dependência da temperatura, as condições extremas do inverno e do verão deverão ser consideradas.

Para determinar a quantidade de módulos que podem ser conectados em série ( $N_{módulos,serie}$ ), aplicamos as equações 3.11 - 3.14.

$$\frac{Vi_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N_{módulos,serie} < \frac{Vi_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (3.11)$$

em que  $Vi_{SPPMmin}$  (V) é a mínima tensão CC de operação do SPPM do inversor,  $Vi_{SPPMmax}$  (V) é a máxima tensão CC de operação do SPPM do inversor,  $V_{mpTmin}$  (V) é a tensão de potência máxima de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista e  $V_{mpTmax}$  (V) é a tensão de potência máxima de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista.

$$V(T) = V_{STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (3.12)$$

$$T = Tamb + K_t \cdot G \quad (3.13)$$

$$K_t = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (3.14)$$

sendo  $V$  (V) é a tensão de operação em determinada temperatura,  $\beta$  (adimensional) é o coeficiente de variação da tensão do módulo com relação à temperatura,  $T$  ( $^{\circ}C$ ) é a temperatura do módulo,  $Tamb$  ( $^{\circ}C$ ) é a temperatura ambiente,  $G$  ( $W/m^{-2}$ ) é a irradiância incidente sobre o módulo em  $T$ ,  $K_t$  ( $^{\circ}C/W \cdot m^{-2}$ ) é o coeficiente térmico para o módulo, e  $NOCT$  ( $^{\circ}C$ ) é a Nominal Operating Cell Temperature do módulo. Note que a equação permite usar os coeficientes  $\alpha$  e  $\gamma$  de forma análoga.

Por outra parte, seguindo o critério da corrente como limitante, a Equação 3.15 permite saber a quantidade de fileiras que podem ser conectadas em paralelo.

$$N_{strings,paralelo} \leq \frac{Ii_{max}}{Ii_{sc}} \quad (3.15)$$

no qual  $Ii_{max}$  (A) é a corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor e  $Ii_{sc}$  (A) é a corrente de curto circuito do módulo FV nas STC.



### Dimensionamento do SFI via metodologia do CRESESB

O SFI é dimensionado visando satisfazer a demanda do mês crítico de consumo. Logo, para determinar a potência de pico que requer o painel fotovoltaico para suprir a demanda de irrigação temos as Equações 3.16 e 3.17.

$$P_m = \max_{i=1}^{12} \left( \frac{L_i}{HPS_i \cdot Red_1 \cdot Red_2} \right) \quad (3.16)$$

em que  $P_m$  (Wp) é a **potência de pico do painel fotovoltaico** (mês crítico),  $L_i$  (Wh/dia) é a quantidade média diária de energia consumida durante o mês  $i$ ,  $HSP_i$  (h/dia) indica a média diária de horas de pleno sol no plano do painel fotovoltaico para o mês  $i$ ,  $Red_1$  (%) é o fator de redução da potência dos módulos devido a fatores ambientais e  $Red_2$  (%) é o fator de redução da potência devido a perdas no sistema. Sendo que a quantidade média de energia vem dada por:

$$L = \frac{L_{ca}}{\eta_{bat} \cdot \eta_{inv}} \quad (3.17)$$

onde  $L_{ca}$  (Wh/dia) é a energia média diária consumida em corrente alternada em um mês,  $\eta_{bat}$  (%) é a eficiência global da bateria e  $\eta_{inv}$  (%) é a eficiência do inversor.

Para estabelecer a configuração do arranjo FV é necessário definir o módulo FV e o Seguidor do Ponto de Potência Máxima (SPPM) que serão usados no projeto. A diferença dos SFCR onde os componentes usados devem ser acreditados pelo INMETRO, nesse tipo de sistemas não é obrigatório. O que expande as opções de equipamentos a serem utilizado, porém, a escolha dos dispositivos sempre deve considerar a credibilidade do fabricante, a eficiência do dispositivo, a disponibilidade do produto no mercado brasileiro e o recurso de monitoramento sem fio (importante para sistemas em zonas rurais), entre outras coisas.

O número de módulos em série que permite cada SPPM é determinado pela Equação 3.18, a qual garante que a máxima tensão de operação do controlador de carga sempre será maior do que a tensão máxima de saída do painel fotovoltaico.

$$N_{módulos,serie} \leq \frac{Vi_{SPPMmax}}{V_{ocTmin}} \quad (3.18)$$

no qual  $Vi_{SPPMmax}$  (V) é a máxima tensão de operação do SPPM do controlador e  $V_{ocTmin}$  (V) é a tensão de circuito aberto do módulo FV na sua mínima temperatura de operação. A correção da tensão com respeito à temperatura de operação é feita através das Equações 3.12 - 3.14.

Complementarmente, a Equação 3.19 determina a quantidade de fileiras em paralelo que podem ser conectadas no controlador. Esta fórmula garante que a corrente máxima do controlador sempre será maior do que a corrente de curto circuito do painel, sendo que é acrescido um fator mínimo de segurança de 25%, assumindo que o painel pode

receber uma irradiância de até 1.250 W/m<sup>2</sup> (ainda que por curtos períodos).

$$N_{strings,paralelo} \leq \frac{I_{SPPMmax}}{1,25 * I_{sc}} \quad (3.19)$$

sendo  $I_{SPPMmax}$  é a corrente máxima do controlador e  $I_{sc}$  é a corrente de curto circuito do módulo.

Além de responder pelo tempo de autonomia do sistema, o banco de baterias abastece a carga no período de baixa irradiação. Os custos elevados e a vida útil reduzida dos elementos fazem com que o correto dimensionamento do banco de baterias seja um condicionante para garantir a viabilidade econômica de sistemas isolados.

Para determinar a capacidade de armazenamento que deverá ter o banco de bateria, usamos as seguintes equações:

$$CB_{C20} = \frac{L_m \cdot N}{P_d} \quad (3.20)$$

$$CBI_{C20} = \frac{CB_{C20}}{V_{sist}} \quad (3.21)$$

em que  $L_m$  é a energia média diária consumida no mês crítico,  $CB_{C20}$  (Wh) é a capacidade do banco de baterias para o regime de descarga em 20 horas,  $CBI_{C20}$  é a respectiva capacidade em Ah,  $N$  é o número de dias de autonomia,  $V_{sist}$  é a tensão do sistema e  $P_d$  (%) é a máxima profundidade de descarga da bateria.

Já definida a capacidade do sistema de acumulação, a Equação 3.22 permite calcular o número necessário de baterias em paralelo para conseguir a corrente de alimentação do sistema.

$$N_{baterias,paralelo} = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (3.22)$$

onde  $CBI_{bat}$  representa a capacidade da bateria selecionada, em Ah, no mesmo regime de descarga do valor calculado para CBI.

Por fim, o **dimensionamento do inversor** deve levar em conta a potência máxima demanda pelo sistema, a tensão de entrada do controlador de carga e banco de baterias, a tensão de saída, e que os motores elétricos geram uma demanda de pico na partida. Ainda, é recomendável usar inversores de forma de onda senoidal pura em cargas eletrônicas sensíveis a ondas com distorção harmônica como o caso dos motores elétricos.

### Estimativa analítica da geração de energia dos SFVs

Para estimar de forma analítica a energia produzida pelo SFV, seja isolado ou conectado à rede, emprega-se o Método da Insolação representado pela seguinte equação

(VILLALVA, 2015):

$$E_{prod} = H_{med} \cdot A_{mod} \cdot \eta_{mod} \cdot Nd \cdot FP \quad (3.23)$$

no qual  $E_{prod}$  [kWh] é a energia produzida em determinado mês,  $H_{med}$  [kWh/m<sup>2</sup>.dia] é a irradiação solar média diária,  $A_{mod}$  [m<sup>2</sup>] é a superfície do gerador fotovoltaico,  $\eta_{mod}$  [%] é a eficiência do módulo FV,  $Nd$  é o número de dias no mês e  $FP$  é um fator de perdas do sistema, que no caso do SFCR corresponde à taxa de desempenho TD (Equação 3.9) e no SFI é o produto de Red1 e Red2 (Equação 3.16). Ao utilizar este método recomenda-se, no mínimo, utilizar valores médios diários da irradiação para cada mês, pois usar a média diária do ano pode sub-dimensionar para a demanda de inverno e super-dimensioná-lo para o verão (VILLALVA, 2015)

### Dimensionamento do SFV via simulação computacional no SAM

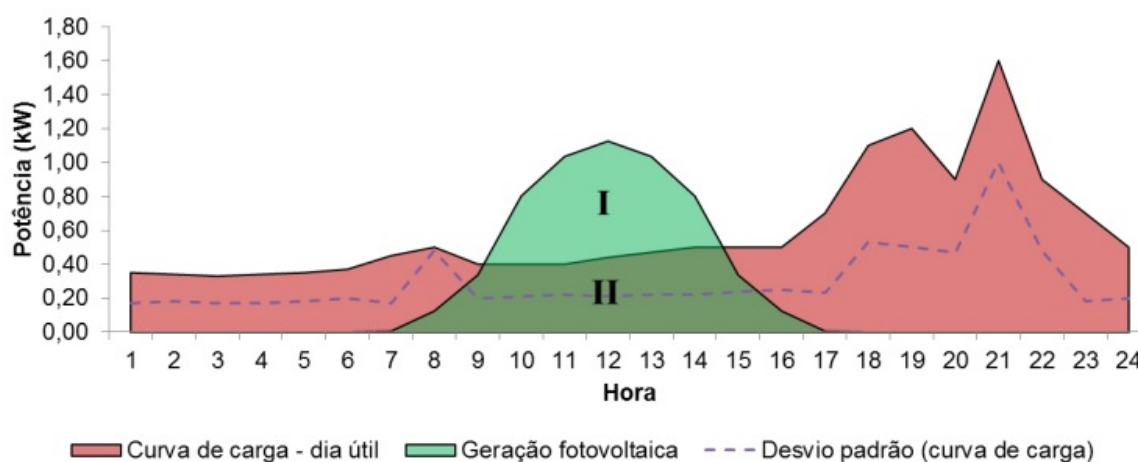
Com ajuda de modelos computacionais desenvolvidos pela *NREL (National Renewable Energy Laboratory)*, a *Sandia National Laboratories*, a Universidade de Wisconsin, e outras organizações, o *SAM* avalia o custo de produção e o desempenho de projetos envolvendo energias renováveis. O *software* está constituído por Modelos de Desempenho (*Performance Models*) que caracterizam o funcionamento de cada parte do sistema ao realizar simulações horárias ou sub-horárias usadas para calcular a produção de energia da instalação, e Modelos Financeiros (*Financial Models*) que analisam o custo do projeto. No APÊNDICE A são explicados como maior detalhe os procedimentos necessários para avaliar o SFCR e o SFI, de acordo com a função *help* contida no próprio *SAM*.

### Determinação do autoconsumo do sistema

O autoconsumo é definido como a parcela de energia gerada que é diretamente consumida pela carga, no caso dos SFCR é a fração que não é injetada à rede e, portanto, não é taxada com o ICMS devido a que não utiliza a rede elétrica. Para o SFI o autoconsumo é a parte consumida pela carga sem ser armazenada no banco de baterias. A relação de autoconsumo depende diretamente da curva de geração do sistema e do perfil de consumo a ser atendido (NAKABAYASHI, 2015).

Tomando como exemplo as curvas de carga e de geração apresentadas na Figura 21, a área da região I constitui a energia fotovoltaica gerada que é entregue à rede ou armazenada no banco de baterias, e a área II é a energia FV gerada para o autoconsumo. Assim, a razão de autoconsumo vem dada pela divisão da área [II] pela área [I + II]. Note que entre maior a razão de autoconsumo melhor será o aproveitamento do sistema tanto do ponto de vista técnico quanto econômico.

Figura 21 – Exemplo de curvas de carga e de geração fotovoltaica típicas para SFCR de pequeno porte



Fonte: Nakabayashi (2015)

Após finalizar o dimensionamento do gerador FV, é necessário analisar a montagem do SFV, sempre buscando evitar o sombreamento dos módulos por outros elementos do sistema, proteger os equipamentos contra as condições climáticas e evitar a manipulação do sistema por pessoas não qualificadas. As medidas mais comuns de serem implementadas na instalação de SFV são: estrutura de suporte e fixação dos módulos, caseta para baterias, cerca para delimitar o perímetro, entre outras.

### **Dimensionamento do cabeamento, dimensionamento das proteções elétricas e estabelecimento da configuração do circuito elétrico**

Para realizar o **dimensionamento dos cabos do SFV** podemos encontrar duas alternativas. A primeira consiste em seguir o critério puramente técnico estabelecido na NBR 5410 e a segundo trata-se de realizar um dimensionamento econômico dos cabos.

No dimensionamento técnico, a bitola dos condutores será especificada mediante as tabelas e exigências da NBR 5410, em função da corrente máxima de serviço que suportará cada cabo. Por sua configuração, o SFI terá sua fiação CC dividida em três trechos: cabos de fileira (entre módulos e a caixa de junção), cabo principal (entre a caixa de junção e o controlador de carga) e cabos do acumulador (entre as baterias e o controlador de carga). Quando não há caixa de junção o cabo de fileira e o cabo principal formam um só cabo. Para os cabos de fileira, principal e do acumulador do gerador FV, a norma europeia IEC 60364-7-712 estabelece que o condutor deve suportar até 1,25 vezes a máxima corrente gerada pelo arranjo fotovoltaico e entre 1% e 3% de queda de tensão máxima, considerando as condições de temperatura extrema e estar protegido contra falhas da proteção à terra e curtos-circuitos.

Note que o dimensionamento técnico do condutor visa sempre a menor seção que garanta segurança na operação do sistema e qualidade e durabilidade da instalação elétrica. Porém, quanto menor a bitola do condutor, maior a resistência elétrica e, portanto, maiores as perdas de energia pelo efeito Joule. Estas perdas são perpetuadas ao longo da vida útil do sistema e se traduzem em perdas econômicas e geração de  $CO_2$ , pois, para compensar tais perdas elétricas mais energia deve ser produzida (PROCOBRE, 2017).

É dentro deste contexto que surge o critério de dimensionamento econômico de condutores elétricos. Contudo, incrementar o tamanho dos cabos significa um maior investimento inicial tanto em materiais como na instalação, sendo que é importante encontrar a melhor relação entre redução das perdas e aumento no custo inicial da instalação. Dessa forma, recomenda-se adotar este critério de dimensionamento ainda na etapa de projeto, onde incrementos adicionais são marginais (PROCOBRE, 2017). A seguir é descrito procedimento para dimensionar os cabos pelo critério econômico segundo as diretrizes estabelecidas pela NBR 15920. A seção econômica de um condutor elétrico,  $S_{ec}$ , vem dada pelas seguintes equações (PROCOBRE, 2017):

$$S_{ec} = 1000 \cdot \left[ \frac{I_{max}^2 \cdot F \cdot \rho_{20} \cdot B \cdot [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0,5} \quad (3.24)$$

$$F = N_P \cdot N_C \cdot ((T \cdot P) + D) \cdot \frac{Q}{1 + i/100} \quad (3.25)$$

$$B = (1 + y_P + y_S) \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (3.26)$$

$$Q = \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r} \quad (3.27)$$

$$r = \frac{(1 + a/100)^2 \cdot (1 + b/100)}{(1 + i/100)} \quad (3.28)$$

em que:

$S_{ec}$  é a seção econômica do condutor [ $mm^2$ ];

$I_{max}$  é a corrente de projeto máxima prevista para o circuito no primeiro ano, [A];

F é variável auxiliar;

$\rho_{20}$  é a resistividade elétrica do material condutor a 20 °C [ $\Omega \cdot m$ ];

B é uma variável auxiliar;

$\alpha_{20}$  é o coeficiente de temperatura para a resistência do condutor a 20 °C [K<sup>-1</sup>];

$\theta_m$  é temperatura média de operação do condutor [°C];

A é a componente variável do custo por unidade de comprimento conforme seção do condutor [ $\$/m \cdot mm^2$ ];

$N_P$  é o número de condutores de fase por circuito;

$N_C$  é o número de circuitos que levam o mesmo tipo e valor de carga;

- T é o tempo de operação com perda joule máxima [h/ano];  
 P é o custo de um watt-hora no nível da tensão pertinente [\$/W.h];  
 D é a variação anual da demanda [\$/W.ano];  
 Q é a variável auxiliar;  
 i é a taxa de capitalização para cálculo do valor presente [%];  
 $y_p$  é o fator de proximidade, conforme IEC 60287-1-1;  
 $y_s$  é o fator devido ao efeito pelicular, conforme IEC 60287-1-1;  
 $\lambda_1$  é o fator de perda da cobertura, conforme IEC 60287-1-1;  
 $\lambda_2$  é o fator de perda da armação, conforme IEC 60287-1-1;  
 r é uma variável auxiliar;  
 N é o período coberto pelo cálculo financeiro, também referido como “vida econômica” [ano];  
 a é o aumento anual da carga ( $I_{max}$ ) [%];  
 b é o aumento anual do custo da energia, sem incluir efeitos da inflação [%].

### Observações:

1 - As grandezas  $y_p$ ,  $y_s$ ,  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  dependem da seção do condutor, sendo que determinar a seção econômica resulta em um processo iterativo onde para começar é necessário fazer uma estimativa inicial da seção do condutor. Porém, uma aproximação aceitável é que, para cabos de baixa tensão ( $\leq 1$  kV) e cabos de média tensão ( $\leq 36,2$  kV) tais grandezas podem ser desprezadas.

2 - A seção econômica obtida raramente será igual a uma seção nominal padronizada, sendo que o custo deve ser analisado para as seções superior e inferior adjacentes e escolher a mais econômica. Para isto usamos as seguintes equações:

$$CT = CI + I_{max}^2 \cdot R \cdot l \cdot F \quad (3.29)$$

$$R = \frac{\rho_{20} \cdot B \cdot [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}{S} \cdot 10^6 \quad (3.30)$$

sendo que CT é o custo total [\$], CI é o custo inicial de um comprimento de cabo instalado [\$], l é o comprimento do cabo [m] e R é a resistência c.a. aparente do condutor por unidade de comprimento.

3 - As perdas dielétricas que ocorrem em certos tipos de cabos, particularmente de alta tensão ( $> 36,2$  kV) podem ser significativas e devem ser consideradas quando se faz a seleção da seção econômica do condutor. Estas perdas no dielétrico são calculadas com base na IEC 60287-1-1. Porém, com bom grau de aproximação, essas grandezas podem ser desprezadas para cabos de baixa tensão ( $\leq 1$  kV) e cabos de média tensão ( $\leq 36,2$  kV).

4 - Para determinar a seção mais econômica é preciso conhecer o valor de  $\theta_m$ . Um resultado

com alto grau de precisão pode ser obtido pelo método de cálculo indicado no Anexo B da ABNT NBR 15920. Porém, a ABNT NBR 60287-3-2 oferece uma estimativa mais simples baseada em observações de cálculos típicos onde a elevação da temperatura operacional média de um condutor de seção econômica, durante sua vida econômica, fica na região de um terço da elevação que ocorreria para sua máxima capacidade térmica nominal permissível. Os erros de esta aproximação, na seção do condutor e nos custos totais, não são maiores do que, aproximadamente, 2 %. Assim, de forma aproximada, tem-se:

$$\theta_m = \frac{\theta - \theta_a}{3} + \theta_a \quad (3.31)$$

onde  $\theta$  é a temperatura máxima nominal do condutor para o tipo de cabo considerado [°C] e  $\theta_a$  é a temperatura ambiente média [°C].

5 - Para obter a seção econômica é preciso conhecer o valor de A. Para tanto, deve-se considerar o custo total de instalação de um condutor, que inclui o custo do próprio cabo, das suas terminações, dos elementos de linha elétrica (eletroduto, eletrocalha, bandeja, etc.) e da mão de obra de montagem. Considerando-se que os custos dos cabos variam conforme seu tipo (tipo de material condutor, tipo de isolamento, tensão nominal, etc.), que os custos das linhas elétricas dependem da maneira de instalar escolhida e a mão de obra varia conforme o tipo de cabo e linha elétrica a serem instalados, é necessário que sejam preparadas tabelas de custos totais de instalação que considerem essas alternativas.

Como toda instalação elétrica, para garantir a integridade física do sistema e das pessoas que o manipulam, os SFVs precisam ser protegidos contra eventuais falhas ou condições ambientais que podem danificá-los. Os principais dispositivos de proteção que podem ser encontrados em um SFV são o diodo de bloqueio, o fusível, o disjuntor e o DPS. As características de funcionamento e o dimensionamento de cada dispositivo proteção será explicado a continuação de acordo com o exposto em Villalva (2015). Note que o dimensionamento dos dispositivos do lado CA deve seguir a NBR 5410 para sistemas de baixa tensão, portanto, nesta explicação o foco será o lado CC.

O diodo de bloqueio, também chamado diodo de fileira, tem como função impedir que a corrente elétrica circule no sentido contrário ao sentido normal da corrente dos módulos FVs para evitar que o painel seja danificado. Dessa forma, mesmo ocorrendo o curto-circuito ou sombreamento de uma fileira, as outras continuam operando normalmente.

No entanto, o uso de diodos de bloqueio tornou-se dispensável nos SFVs e não é exigido por nenhuma norma, pois, durante seu funcionamento, estes geram quedas de tensão e o acréscimo na produção de energia é mínimo quando comparado com sistemas que não usam estes diodos. Todavia, a presença de diodos de bloqueio dificulta a detecção de falhas nos painéis e suas conexões já que o sistema continuará funcionando mesmo com

uma fileira defeituosa. Para seu dimensionamento basta seguir a seguinte relação:

$$V_{D,fil} \geq 2 \cdot V_{OC,stc} \quad (3.32)$$

em que  $V_{D,fil}$  é a tensão reversa suportada pelo diodo em série com uma fileira e  $V_{OC,stc}$  é a tensão de circuito aberto da fileira nas condições padrão de teste (STC).

Tanto o fusível como o disjuntor são dispositivos que protegem os equipamentos e condutores elétricos contra os efeitos danosos dos curtos-circuitos e sobrecargas elétricas; pelas exigências da IEC 60364, em todos os condutores ativos do sistema fotovoltaico deve ser instalado um destes dispositivos, sendo que quando há até duas fileiras em paralelo seu uso é dispensado. Cabe ressaltar que o disjuntor também funciona como chave seccionadora sendo que, a diferença do fusível, dispensa o uso de uma chave de desconexão.

A principal diferença entre ambos é que o fusível deve ser substituído uma vez sua corrente nominal de operação é superada, enquanto que o disjuntor simplesmente se desliga e pode ser religado quando o problema for solucionado. Esta característica faz com que o disjuntor seja muito mais caro que o fusível, sendo que em sistemas de baixa potência é comum optar pelo uso de fusíveis. Para dimensionar o fusível ou o disjuntor devem ser consideradas as seguintes relações:

$$1,1 \cdot I_{SC,stc} \leq I_N \leq I_R \quad (3.33)$$

sendo  $I_{SC,stc}$  a corrente de curto-circuito da fileira nas condições padrão de teste [A],  $I_N$  a corrente nominal do do dispositivo [A] e  $I_R$  é a corrente reversa suportada pelo módulo fotovoltaico especificada na folha de dados do fabricante [A]. Note que o 10 % acrescentado na corrente de curto circuito garante que durante a operação normal do sistema o dispositivo não será interrompido.

$$1,35 \cdot I_{RM} \leq (N_{par} - 1) \cdot I_{SC,stc} \quad (3.34)$$

em que  $I_{SC,stc}$  é a corrente de curto-circuito da fileira nas condições padrão de teste [A],  $I_{RM}$  é a corrente reversa máxima presente no circuito [A] e  $N_{par}$  é o número de fileiras ligadas em paralelo. Estes critério deve ser satisfeito apenas quando o sistema tiver mais de dois fileiras em paralelo.

O DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) protege às instalações elétricas contra sobretensões ocasionadas por descargas atmosféricas e devem ser instalados tanto no lado CC como no lado CA do SFV, pois seu custo é muito baixo em comparação aos prejuízos que podem sofrer os equipamentos, incluindo módulos, inversores e instalações. No lado CC devem ser usados dispositivos desenhados para trabalhar em corrente contínua.

Os DPS são classificados em Classes I, II ou III conforme os ensaios aos quais são submetidos. A Classe I testa corrente oriundas de descargas elétricas e seu uso é



recomendado para locais com grande exposição a raios. Já as Classes II e III ensaiam com correntes mais atenuadas sendo que se recomendam para locais com baixa incidência direta de raios. A IEC 60364 recomenda o uso de DPS Classe II em SFV e os métodos de instalação e o dispositivo adequado dependem de cada projeto em específico e dos catálogos disponíveis; porém, uma estimativa do valor mínimo que deve apresentar o DPS pode ser obtida da seguinte equação:

$$V_{DPS} \geq 1,2.N.V_{OC, stc} \quad (3.35)$$

onde  $V_{DPS}$  é a tensão mínima que deve suportar o DPS,  $N$  é o número de módulos em cada fileira e  $V_{OC, stc}$  é a tensão de circuito aberto do módulo nas condições padrão de teste (STC).

Por fim, a chave de desconexão é necessária na manutenção dos equipamentos FV, permitindo a desconexão dos módulos para garantir a segurança durante manutenções nas instalações e nos inversores. Os fusíveis são utilizados complementarmente com a chave seccionadora para cumprir a mesma função do disjuntor. Devem ser empregadas chaves de desconexão CC específicas, que suportam os níveis de tensão presentes nos sistemas fotovoltaicos e tem capacidade de interrupção de arco elétrico em corrente contínua no mínimo igual a 125 % da corrente máxima do gerador (IEC 60364-7-712).

No caso do SFCR, com o sistema completamente dimensionado e para proceder à sua instalação, só falta seguir o procedimento de conexão à rede elétrica que é estabelecido pela NTC 905200 da COPEL (distribuidora local) e pelo MÓDULO 3 do PRODIST elaborado pela ANEEL, sendo que a norma da ANEEL será usada como apoio quando a NTC905200 não especifique algum item. Assim, para solicitar a conexão é necessário apresentar os seguintes requisitos:

- **Tipo de geração distribuída:** O caso estudado se encaixa na categoria de Microgeração Distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW e deve entregar o formulário de Solicitação de Acesso que lhe corresponde<sup>5</sup>. E como sua potência instalada é menor a 75 KW, pode ser conectado diretamente em baixa tensão;
- **Proteções mínimas para conexão à rede:** Por ser um gerador monofásicos (<10kW) é obrigatório apenas um disjuntor no lado de baixa tensão (ver secção anterior) e que o inversor possua as seguintes proteções: sub/sobre tensão, sub/sobre frequência, sobre corrente e sistema de anti ilhamento. Os inversores homologados pelo INMETRO, como o que foi selecionado para este trabalho, já garantem estas

<sup>5</sup> Formulários de Solicitação de acesso disponíveis para descarga em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB57635122BA32D4B03257B630044F656>

proteções e são aceitos pela COPEL, sendo requisito apresentar o número de registro da concessão do Inmetro para a tensão nominal de conexão com a rede;

- **ART do Responsável Técnico:** Deve ser apresentada para certificar o projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;
- **Diagrama unifilar:** Deve contemplar a Geração/Proteção (inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação. No ANEXO D é mostrado o esquema unifilar típico para microgeração em baixa tensão usando inversor e o modo de conexão do sistema à rede elétrica;
- **Registro do sistema na ANEEL:** Devem ser fornecidos os dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: [www.aneel.gov.br/scg](http://www.aneel.gov.br/scg).

Uma vez com todos os requerimentos em ordem, estes devem ser encaminhados para a COPEL, a qual tem um prazo de 15 até 30 dias quando houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição acessado, para a emissão do Parecer de Acesso. Após a finalização das obras, o acessante deve solicitar vistoria à Copel em até 120 dias após a emissão do parecer de acesso, que será realizada pela Copel em até 7 dias contados da data da solicitação formal. Desta forma o produtor fica liberado para operar no sistema de compensação da COPEL.

### 3.3.6 Resolução do estudo de caso

Com o objetivo de construir a curva de carga do sistema de irrigação que servirá de base para o dimensionamento do SFV, primeiro se calcula a altura manométrica total do sistema hidráulico e o consumo de água da cultura em cada mês.

A partir das informações fornecidas por Klein (2013), os catálogos técnicos e a bibliografia, é montada a Tabela 11 que contém os dados necessários para calcular a altura manométrica total do sistema hidráulico ( $h_{bomba}$ ).

Levando em consideração a configuração do sistema de irrigação (Figura 17) e os dados fornecido na Tabela 11 é possível montar a Tabela 12 que determina a perda de carga total do sistema como sendo 6,283 m. Os valores de comprimento equivalente estão de acordo com a NBR 5626/82, NBR 92/80 e com tabela de Perda de carga da Tigre para PVC rígido e cobre. De forma particular a perda de carga do filtro de disco de 120 mesh foi estimada a partir Testezlaf e Ramos (1995).

Logo, considerando a pressão máxima que suporta o tubo gotejador (3 bar), a  $h_{bomba}$  seria 60,47 m. Porém, o sistema de auto-compensação do tubo permite que a mesma

Tabela 11 – Dados iniciais sobre o sistema de irrigação analisado

Descrição	Valor	Descrição	Valor
Quantidade de fileiras de uva	17	Distância entre as fileiras [m]	2,5
Quantidade de gotejadores por linha	210	Distância entre gotejador [m]	0,6
Vazão do gotejador [L/h]	1,6	Área irrigada [ $m^2$ ]	5300
Nível geográfico superior [m]	588,730	Nível geográfico inferior [m]	565,173
Desidade da água* [ $Kg/m^3$ ]	998,828	Gravidade [ $m/s^2$ ]	9,81
Viscosidade dinâmica da água* [ $Kg/m \cdot s$ ]	0,00144	Tubo gotejador Uniram RC 16009 por fileira [m]	125
Pressão máxima de serviço do tubo gotejador [bar]	3	Pressão de serviço do gotejador [bar]	0,5 - 4
Válvula pé com crivo de PVC	1	Registro de Gaveta de PVC de 50 mm	2
Tubo de PVC de 75 mm [m]	96	Tubo de PVC de 50 mm [m]	102
Registro de esfera de PVC de 50 mm	2	Tubo de Polietileno de 75 mm [m]	40
T de PVC de 75 mm para 50 mm saída bilateral	2	Filtro de disco de 120 mesh de Propileno reforçado com fibra de vidro	1
Curvas de 90° de PVC de 50 mm	4	Vazão do tubo gotejador [L/h]	1,3

\* Na mínima temperatura registrada na cidade (6,8 °C). Vide a Tabela 13.

vazão (1,3 L/h) seja mantida, mas com uma pressão mínima de 0,5 bar ( $h_{bomba}$  igual 34,96 m). Assim, visando reduzir o consumo de energia elétrica, a pressão no tubo gotejador será estabelecida em 1 bar e, portanto, a altura manométrica total é 40,06 m. É adotado o dobro da pressão mínima, como segurança ante possíveis variações na instalação e porque ocasionalmente o sistema realiza a fertirrigação da cultura.

Tabela 12 – Perda de carga total

Dispositivo	Qtd.	Compr. [m]	Material	Diâmetro [m]	$V_{prom}$ [m/s]	Re	fator de fricção (f)	$h_L$ [m]
Válvula pé com crivo	1	25	PVC	0,075	0,29	15181	0,0275	1,19E-04
Tubo de 50 mm	1	102	PVC	0,050	0,66	22771	0,0254	1,138
Tubo de 75 mm	1	96	PVC	0,075	0,29	15181	0,0275	0,153
Tubo de 75 mm	1	40	Polietileno	0,075	0,29	15181	0,0275	0,064
Registros de esfera de 50 mm	2	0,7	PVC	0,050	0,66	22771	0,0254	0,008
Curvas de 90° de 50 mm	4	1,2	PVC	0,050	0,66	22771	0,0254	0,054
T de 75 mm para 50 mm saída bilateral	2	2,8	PVC	0,050	0,66	22771	0,0254	0,031
Tubo gotejador Uniram 16009	1	125	PVC	0,014	0,48	4716	0,0370	3,806
Filtro de discos de 120 mesh	1	n/a	Propileno reforçado com fibra de vidro	0,050	n/a	n/a	n/a	1,029
<b>Perda de carga total do sistema</b>								<b>6,283</b>

Por outra parte, em ordem para calcular a quantidade de água que consome a videira diariamente, é preciso definir a evapotranspiração de referência. A Tabela 13 mostra os resultados da  $ET_O$ , obtidos ao aplicar o método aproximado da EMBRAPA UVA E VINHO para as condições climatológicas da cidade Salto do Lontra. Os valores de  $T_{max}$ ,  $T_{med}$ ,  $T_{min}$  são obtidos com base em DATA.ORG (2017), enquanto que UR,  $V_v$  e Rs obtém-se do software RETScreen, pois mesmo que não sejam do local de instalação, a curta distância com a estação climatológica (21 Km - vide Figura 23) permite seu uso.

Tabela 13 – Cálculo da  $ET_O$  pelo método da EMBRAPA UVA E VINHO

Mês	$T_{med}$ [°C]	$T_{max}$ [°C]	$T_{min}$ [°C]	UR [%]	$V_v$ [ $m/s^{-1}$ ]	$R_s$ [ $MJ/m^2$ ]	$ET_O$ [mm]
Jan.	23,3	30	16,6	69,90	2,93	22,10	4,91
Fev.	23,1	29,6	16,6	71,29	2,92	20,23	4,57
Mar.	21,7	28,4	15,1	71,29	2,94	18,47	4,18
Abr.	18,6	25,3	12	70,32	3,13	14,90	3,50
Mai.	15,3	21,6	9,1	66,20	3,15	12,35	3,09
Jun.	13,9	19,7	8,2	63,20	3,29	10,80	2,97
Jul.	13,8	20,8	6,8	58,39	3,52	12,06	3,34
Ago.	15,4	22,9	7,9	51,81	3,40	14,62	4,03
Set.	16,9	24,1	9,8	54,26	3,56	16,31	4,32
Out.	19,2	26,2	12,2	58,35	3,37	18,76	4,63
Nov.	20,8	27,9	13,8	60,27	3,29	22,21	5,11
Dez.	22,3	29,8	14,9	62,59	3,10	22,82	5,24

Assim, a Tabela 14 apresenta a quantidade diária média mensal de água que a cultura precisa em cada etapa do ano e o tempo que leva irrigar essa quantidade. A fenologia da cultura é determinada com base em (CHIAROTTI et al., 2014) e  $K_C$  é definido segundo EMBRAPA (2017c) para cada etapa. Adota-se  $K_C$  como 0,2 no repouso, para garantir o fornecimento durante os procedimentos de manutenção das plantas.

Tabela 14 – Consumo de água diário médio mensal e tempo de irrigação

Mês	$ET_O$ [mm]*	Fenologia da uva	$K_C$	$ET_C$ [mm]*	Ia [mm/h]	Ta [h]	$Q_d$ [ $m^3/dia$ ]
Jan.	4,91	Frutificação	0,80	3,92	0,87	6,72	20,80
Fev.	4,57	Maturação	0,60	2,74	0,87	4,70	14,54
Mar.	4,18	Maturação	0,60	2,51	0,87	4,30	13,30
Abr.	3,50	Maturação	0,60	2,10	0,87	3,60	11,15
Mai.	3,09	Repouso	0,20	0,62	0,87	1,06	3,28
Jun.	2,97	Repouso	0,20	0,59	0,87	1,02	3,15
Jul.	3,34	Repouso	0,20	0,67	0,87	1,14	3,54
Ago.	4,03	Repouso	0,20	0,81	0,87	1,38	4,27
Set.	4,32	Brotação	0,40	1,73	0,87	2,96	9,17
Out.	4,63	Brotação	0,40	1,85	0,87	3,17	9,81
Nov.	5,11	Floração	0,40	2,04	0,87	3,50	10,83
Dez.	5,24	Frutificação	0,80	4,19	0,87	7,18	22,20

\* 1mm equivale a 10000 L por hectare por dia.

Com o tempo de irrigação já estabelecido, basta multiplicá-lo pelo consumo do sistema de bombeamento para definir o consumo total de energia. O sistema atual emprega uma motobomba do tipo centrífuga monoestágio de 7,5 CV, cujas características principais são apresentadas na Tabela 15. No entanto, como mencionado acima, o sistema pode manter o desempenho requerido (34,96 m.c.a.) com uma altura manométrica dinâmica muito menor (40,06 m.c.a., para uma pressão de 1 bar no gotejador; considera-se o dobro da pressão mínima do gotejador para suprir eventuais mudanças na rede hidráulica e o emprego do sistema para fertirrigação). Logo, propõe-se a troca do conjunto motobomba

por outro de menor capacidade para diminuir o consumo de eletricidade e aumentar o rendimento do sistema.

Tabela 15 – Dados principais da motobomba utilizada

Descrição	Dado	Descrição	Dado
Marca	Schneider Motobombas	Modelo	BC - 22R 1 1/4
Potência de eixo do motor (CV/KW)	7,5/5,52	Altura máxima de sucção [m.c.a]	8
Altura manométrica mínima [m.c.a.]	38	Vazão máxima [ $m^3/h$ ]	20
Altura manométrica máxima [m.c.a.]	60	Vazão mínima [ $m^3/h$ ]	11,9
Tipo de motor	monofásico	Voltagem do motor [V]	220/440
Polos do motor	4	Frequência do motor [Hz]	60
Eficiência do motor [%]	91,7	Consumo softstarter WEG SSW07 0024 T5 SZ [W/h]	33,6

Para a escolha do novo dispositivo foram levadas em consideração a credibilidade da empresa fabricante, às características do produto em termos dos parâmetros elétricos e mecânicos, e o custo do dispositivo. Após pesquisar vários sites, especializados na fabricação e venda de motobombas, e comparar diferentes modelos, o equipamento adotado será uma motobomba centrífuga monoestágio com potência de 2 CV. As características do equipamento constam na Tabela 16 e o seu ponto de operação está especificado no ANEXO B conforme as curvas características do dispositivo.

Tabela 16 – Dados principais da motobomba proposta

Descrição	Dado	Descrição	Dado
Marca	Schneider Motobombas	Modelo	BC - 92 S 1C
Potência consumida pelo motor (CV/KW)	2/1,5	Altura máxima de sucção [m.c.a]	8
Altura manométrica mínima [m.c.a]	12	Vazão máxima [ $m^3/h$ ]	15,3
Altura manométrica máxima [m.c.a]	42	Vazão mínima [ $m^3/h$ ]	3,1
Tipo de motor	monofásico com capacitor	Voltagem do motor [V]	127/220
Polos do motor	2	Frequência do motor [Hz]	60
Eficiência do motor [%]	85,7	Consumo softstarter WEG SSW07 0024 T5 SZ [W/h]	27

Por fim, com todas as variáveis já definidas, multiplica-se o consumo elétrico da motobomba e do soft starter (1,75 kW e 27 W, respetivamente) pelo tempo de uso diário (Ta) e pela quantidade de dias no mês para obter o consumo energia por cada mês (Tabela

17). Que permite montar a curva de carga de duração anual para o sistema de irrigação (Figura 22) e evidenciar a economia obtida após a substituição da motobomba. O consumo de energia será reduzido para 29,4 % da situação atual.

Tabela 17 – Consumo mensal de energia para irrigação.

Mês	Dias	Ta [h]	Consumo médio diário atual [kWh]	Consumo mensal atual [kWh]	Consumo médio diário proposto [kWh]	Consumo mensal proposto [kWh]
Jan.	31	6,72	40,71	1262	11,96	371
Fev.	28	4,70	28,45	797	8,36	234
Mar.	31	4,30	26,04	807	7,66	237
Abr.	30	3,60	21,82	655	6,41	192
Mai.	31	1,06	6,45	200	1,91	59
Jun.	30	1,02	6,19	186	1,84	55
Jul.	31	1,14	6,95	215	2,05	64
Ago.	31	1,38	8,38	260	2,47	77
Set.	30	2,96	17,94	538	5,27	158
Out.	31	3,17	19,23	596	5,66	175
Nov.	30	3,50	21,21	636	6,23	187
Dez.	31	7,18	43,47	1348	12,78	396
<b>Total</b>				<b>7499</b>		<b>2205</b>

Já entrando no dimensionamento do SFV, o primeiro passo é identificar o recurso solar no local de projeto. Por meio do software RETScreen determina-se a irradiação solar média mensal disponível na cidade Salto do Lontra - PR. Cabe ressaltar que como o local de instalação (latitude: 25°49'26.21"S e longitude: 53°15'33.01"O) está localizado em uma cidade muito pequena é inviável buscar os dados solarimétricos de uma estação climatológica nesse lugar. Porém, há uma estação a apenas 21 km, na localidade de Dois Vizinhos - PR, que servirá como estimativa confiável para este trabalho (vide a Figura 23).

Figura 22 – Curva de carga estimada de duração anual

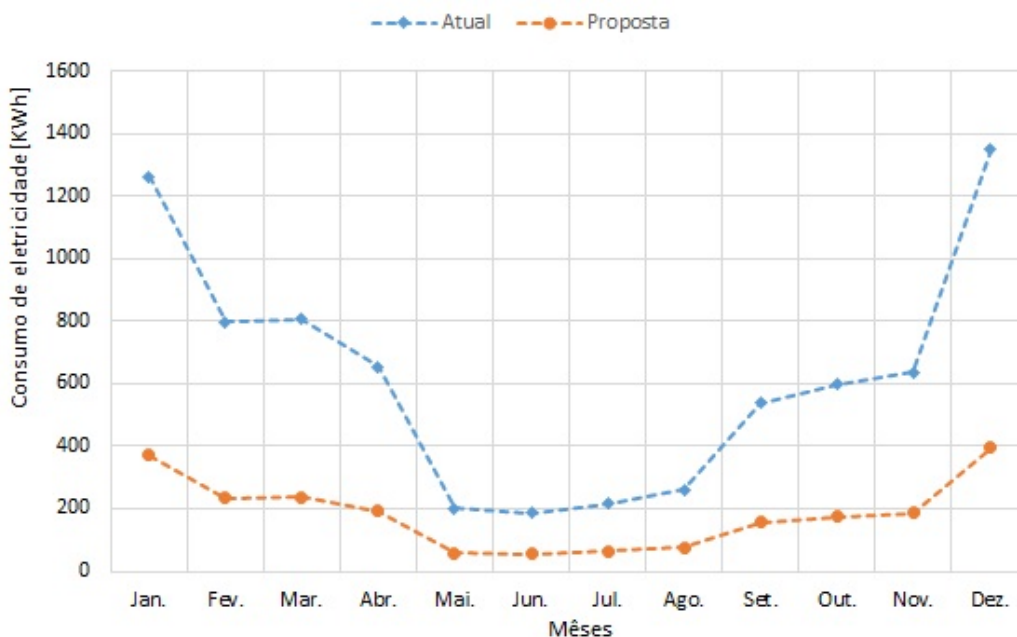
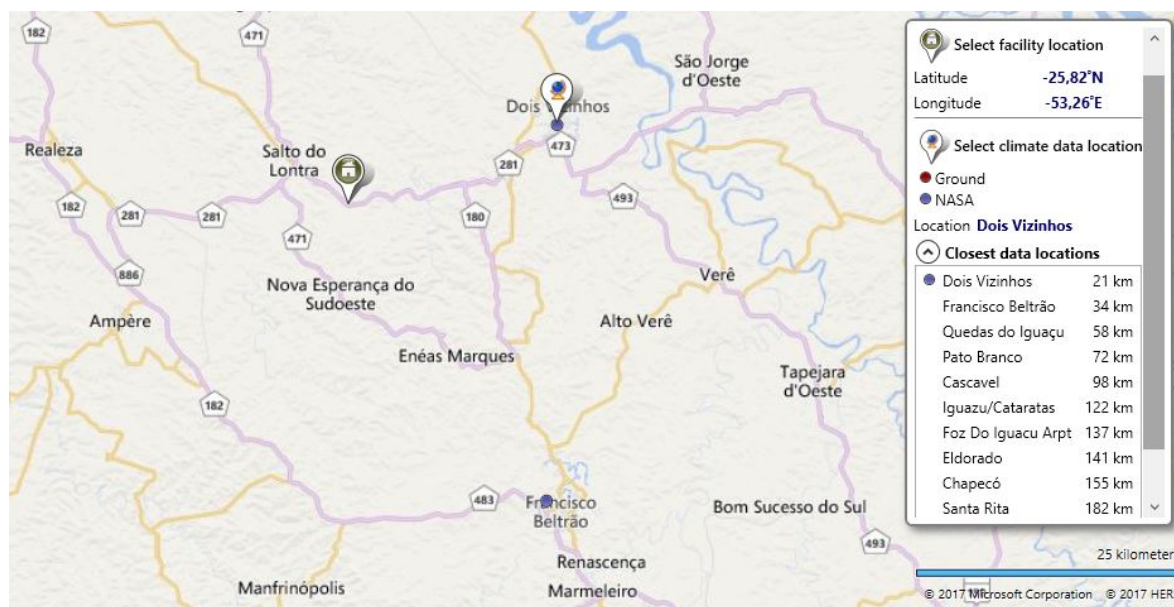


Figura 23 – Distância entre a estação climatológica utilizada e o local de instalação



Fonte: Canada (2017)

Dentro do *software* pode-se definir o ângulo de inclinação e o ângulo de orientação azimutal do plano dos módulos. Permitindo avaliar a influência da inclinação dos módulos na captação de energia. Assim, a Tabela 18 mostra como muda a quantidade de energia captada ao longo do ano quando a instalação está orientada ao norte geográfico (o ângulo azimutal é zero) e o ângulo de inclinação varia.

Tabela 18 – Irradiação solar diária média mensal para diferentes inclinações [ $kWh/m^2.dia$ ].

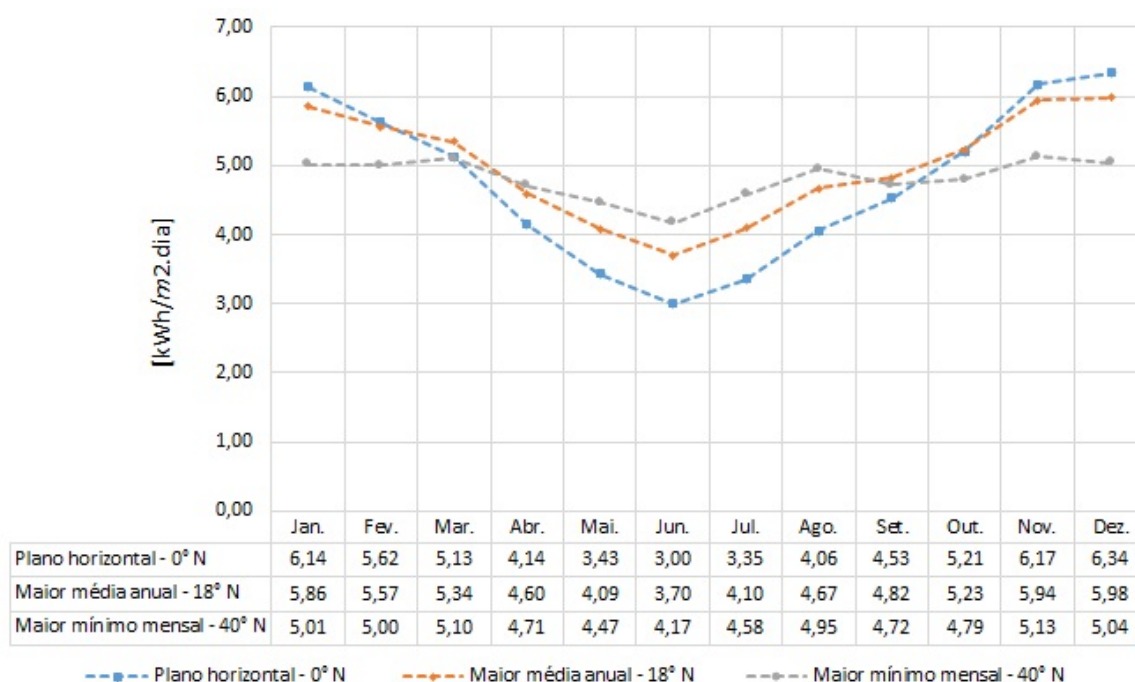
Inclinação	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
0° N	6,14	5,62	5,13	4,14	3,43	3,00	3,35	4,06	4,53	5,21	6,17	6,34	4,76
5° N	6,09	5,64	5,23	4,30	3,64	3,22	3,59	4,26	4,64	5,25	6,14	6,27	4,85
10° N	6,02	5,64	5,29	4,43	3,83	3,42	3,80	4,44	4,73	5,27	6,09	6,18	4,93
15° N	5,93	5,60	5,33	4,54	4,00	3,60	3,99	4,59	4,79	5,26	6,00	6,06	4,97
16° N	5,91	5,59	5,34	4,56	4,03	3,63	4,03	4,62	4,80	5,25	5,98	6,04	4,98
17° N	5,88	5,58	5,34	4,58	4,06	3,66	4,06	4,65	4,81	5,24	5,96	6,01	4,98
18° N	5,86	5,57	5,34	4,60	4,09	3,70	4,10	4,67	4,82	5,23	5,94	5,98	4,99
19° N	5,83	5,55	5,34	4,61	4,11	3,73	4,13	4,70	4,82	5,23	5,91	5,95	4,99
20° N	5,80	5,54	5,34	4,63	4,14	3,76	4,16	4,72	4,83	5,22	5,89	5,92	4,99
25° N	5,64	5,44	5,32	4,69	4,26	3,89	4,31	4,82	4,84	5,15	5,74	5,74	4,99
30° N	5,46	5,32	5,28	4,72	4,36	4,01	4,43	4,89	4,83	5,06	5,57	5,53	4,95
35° N	5,25	5,17	5,20	4,73	4,43	4,10	4,52	4,93	4,79	4,94	5,36	5,30	4,89
40° N	5,01	5,00	5,10	4,71	4,47	4,17	4,58	4,95	4,72	4,79	5,13	5,04	4,81
41° N	4,96	4,96	5,07	4,70	4,47	4,18	4,59	4,95	4,70	4,76	5,08	4,98	4,78
42° N	4,91	4,92	5,05	4,70	4,48	4,19	4,60	4,95	4,69	4,73	5,03	4,93	4,76
43° N	4,85	4,88	5,02	4,69	4,48	4,19	4,61	4,95	4,67	4,69	4,98	4,87	4,74
44° N	4,80	4,84	5,00	4,68	4,48	4,20	4,62	4,94	4,65	4,66	4,93	4,82	4,72
45° N	4,75	4,80	4,97	4,67	4,49	4,21	4,62	4,94	4,63	4,62	4,88	4,76	4,69
50° N	4,48	4,57	4,81	4,60	4,48	4,22	4,63	4,90	4,51	4,43	4,61	4,48	4,56

Fonte: Canada (2017)

Logo, conforme a Tabela 18, para sistemas ligados à rede de distribuição, dentro do Sistema de Compensação de Energia, deve-se adotar um ângulo de 18° N que gera a maior média anual (4,99 [kWh/m<sup>2</sup>.dia]) de forma a intensificar a produção energética anual, em concordância com a RN Aneel N° 482/12 que regula este tipo de sistemas. Enquanto que para sistemas isolados, visando satisfazer o critério do mês crítico estabelecido na RN Aneel N° 493/12, a inclinação adequada é de 18°N ou 40°N para maximizar a produção energia no verão ou inverno, respetivamente.

Ao comparar a disponibilidade de irradiação solar ao longo do ano (Figura 24) com a curva de carga de duração anual (Figura 22), evidencia-se que a demanda coincide com curva que gera a maior média anual. Isto acontece devido ao ciclo de cultivo da uva, que demanda maiores quantidades de água justamente nos meses com maior irradiação. Portanto, a inclinação utilizada será de 18° N, tanto para o sistema isolado como para aquele conectado à rede, de modo a maximizar a geração anual.

Figura 24 – Irradiação solar diária média mensal em Salto do Lontra - PR



Fonte: Elaboração própria usando os dados de Canada (2017)

### 3.3.6.1 SFCR dimensionado via metodologia do CRESESB

Para SFCRs residenciais bem ventilados, não sombreados e localizados no Brasil, PINHO e GALDINO (2014) recomenda uma TD entre 70 e 80 %. Para este trabalho será adotado o valor médio (75%). Contudo, a TD é fortemente influenciada pela temperatura ambiente e pela tecnologia FV utilizada, de modo que para reduzir a incerteza na sua



estimação são utilizados programas de dimensionamento como será mostrado no próximo método. O consumo diário médio anual do sistema proposto é de 6041 Wh/dia (Tabela 17) e a média diária anual de horas de pleno sol incidente no plano do painel FV é 4,99 h (Figura 24). Note que, como a potência entregue pelo módulo FV decresce 0,732% por ano (20% após 25 anos), será aplicado um fator corretivo de 1,157, que equivale à degradação do módulo em 20 anos, para garantir que o sistema poderá satisfazer a demanda de irrigação até o final de sua vida econômica (20 anos para o caso de estudo). Assim, a potência instalada do painel FV (equação 3.9) é:

$$P_{FV} = \frac{6041 * 1,157}{4,99} = 1867,6W_p \quad (3.36)$$

Levando em consideração que o FDI deve estar entre um limite inferior na faixa de 0,75 a 0,85 e um limite superior é de 1,05, a potência nominal em CA que o inversor deverá estar na seguinte faixa de potências (equação 3.10):

$$1400,7 W - 1587,4 W < P_{Nca} < 1961 W \quad (3.37)$$

Dessa forma, considerando a credibilidade do fabricante no que diz respeito à garantia do equipamento (performance e assistência técnica no Brasil), a eficiência do dispositivo, a disponibilidade do produto no mercado brasileiro e o recurso de monitoramento Wifi (importante para sistemas em zonas rurais), dentre os modelos disponíveis no INMETRO, **foi selecionado o modelo de inversor SB 1.5-1VL-40 da SMA**, cujas principais características são apresentadas na Tabela 19. Dando um **FDI igual a 0,803**, de acordo com o recomendado.

Tabela 19 – Características técnicas do inversor on-grid SMA SB 1.5-1VL-40

Dado	Valor	Dado	Valor
Fabricante	SMA	Modelo	SB 1.5-1VL-40
Faixa de potência do SPPM [V]	160 - 500	Corrente CC máxima [A]	10
Número de SPPM	1	Tensão nominal CA [V]	220 / 230 / 240
Potência CA nominal [W]	1500	Número de fases	1
Frequência CA [Hz]	60	Eficiência Europeia medida [%]	96,1
Temperatura de operação [°C]	40 (-) a 60 (+)	Consumo à noite [W]	2
Garantia [anos]	5	Wifi	sim

Fonte: Elaboração própria a partir de SMA (2017)

Para definir o módulo FV, também são considerados os critérios de credibilidade da marca, eficiência e disponibilidade. Assim, dentre os modelos disponíveis no INMETRO, **é selecionado o módulo fotovoltaico CS6U-315P da CanadianSolar**, cujas principais características estão apresentadas na Tabela 20. O que dá uma **potência corrigida do painel FV igual a**:

$$P_{FV} = 6 * 315 = 1890W_p \quad (3.38)$$

Tabela 20 – Características técnicas do módulo FV CanadianSolar CS6U-315P

Dado	Valor	Dado	Valor
Marca	CanadianSolar	Modelo	CS6U-315P
Tipo de célula	Policristalino	Dimensões [mm]	1960 x 992 x 40
Potência nominal [W]	315	NOCT [°C]	45
Tensão de circuito aberto [V]	45,1	Tensão de máxima potência [V]	36,6
Corrente de curto circuito [A]	9,18	Corrente de máxima potência [A]	8,61
$\beta$ [%/°C]	-0,31	Eficiência [%]	16,2
$\alpha$ [%/°C]	0,053	Garantia de performance [anos]	25

Fonte: Elaboração própria a partir de CanadianSolar (2017b)

Com o intuito de verificar a compatibilidade entre o tamanho das fileiras de módulos e o inversor, são estabelecidas as temperaturas mensais máxima e mínima de operação (38,3 °C e -5 °C, segundo DATA.ORG (2017)), as irradiações mensais máxima (nov.) e mínima (jul.) de operação (427,14 e 410  $W/m^{-2}$ , respetivamente, usando o *software* Radiasol2), e considerando as informações contidas nas Tabelas 19 e 20, obtemos que o número aceitável de módulos em série por fileira está entre 5 e 12 (equações 3.11 - 3.14), como mostra a equação 3.44. Isto confirma que usar seis módulos em uma fileira, para o caso de estudo, gera uma tensão dentro da faixa de operação do inversor selecionado e satisfaz as condições de projeto.

$$K_t = \frac{45 - 20}{800} = 0,03125(^{\circ}C/W.m^{-2}) \quad (3.39)$$

$$T_{max} = 38,3 + 0,03125 * 427,17 = 51,65 \text{ }^{\circ}C \quad (3.40)$$

$$V_{mpT_{max}} = 36,6 * (1 - 0,0031 * (51,65 - 25)) = 33,58 \text{ V} \quad (3.41)$$

$$T_{min} = -5 + 0,03125 * 410 = 7,81 \text{ }^{\circ}C \quad (3.42)$$

$$V_{mpT_{min}} = 36,6 * (1 - 0,0031 * (7,81 - 25)) = 38,55 \text{ V} \quad (3.43)$$

$$4,77 = \frac{160}{33,58} < N_{módulos,serie} = 6 < \frac{500}{38,55} = 12,97 \quad (3.44)$$

Finalmente, com os dados das Tabelas 19 e 20 e a equação 3.15, sabe-se que a quantidade de fileiras que podem ser conectadas em paralelos é limitada a 1, como mostra a Equação 3.45.

$$N_{strings,paralelo} \leq \frac{10}{9,18} = 1,09 \quad (3.45)$$

### 3.3.6.2 SFI dimensionado via metodologia do CRESESB

Para determinar a potência que deverá ter o painel fotovoltaico consideramos  $L_{ca}$  e HPS obtidos da Tabela 17 e da Figura 24, respetivamente. A eficiência do inversor e da baterias são estabelecidas como 0,93 e 0,95, correspondentemente, por serem valores comuns nos dispositivos comerciais (PINHO; GALDINO, 2014).  $Red_1$ , cujo valor por default para

módulos de c-Si é 0,75, engloba as perdas causadas por: i) um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso; ii) degradação física permanente ao longo do tempo; iii) tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal; iv) perdas devido à temperatura (PINHO; GALDINO, 2014). E,  $Red_2$ , que inclui as perdas por fiação, controlador, diodos etc, tem como default o valor de 0,9 (PINHO; GALDINO, 2014).

Dessa forma, constrói-se a Tabela 21, onde são calculadas as potências de pico para cada mês. Logo, para satisfazer o critério do mês crítico, a potencia de pico do painel FV deve ser 3582,8  $W_p$ . Porém, como a potência entregue pelo módulo FV decresce 0,732% por ano (20% após 25 anos), será aplicado um fator corretivo de 1,157 para garantir que o sistema poderá satisfazer a demanda de irrigação até o final de sua vida econômica (20 anos para o caso de estudo), resultando em uma potência de pico do painel igual a 4145,3  $W_p$ .

Enquanto ao módulo FV e ao controlador de carga, mantendo a melhor relação custo-benefício e dentre os modelos disponíveis comercialmente no Brasil, são selecionados o controlador de carga modelo MPPT 150|85 - MC4 da Victron Energy e o módulo modelo CS6P-260P da CanadianSolar, cujas principais características são apresentadas nas Tabelas 22 e 23.

Para confirmar a compatibilidade do controlador de carga com o painel FV são definidas a temperatura mensal mínima de operação (-5 °C, segundo DATA.ORG (2017)), a irradiação mensal mínima (jul.) de operação (410  $W/m^{-2}$ , usando o software Radiasol2), as equações 3.11 - 3.15 e considerando as informações contidas nas Tabelas 23 e 22, obtemos que o número máximo de módulos que pode ter cada fileira é 3 (Equação 3.49) e o número máximo de fileiras conectadas em paralelo é 4 por controlador (Equação 3.50).

Tabela 21 – Cálculo da potência de pico do painel FV

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
$L_{ca}$ [KWh]	11,96	8,36	7,66	6,41	1,91	1,84	2,05	2,47	5,27	5,66	6,23	12,78
L [KWh]	13,53	9,46	8,67	7,26	2,16	2,08	2,32	2,80	5,96	6,41	7,06	14,46
HPS [h]	5,86	5,57	5,34	4,60	4,09	3,70	4,10	4,67	4,82	5,23	5,94	5,98
$P_m$ [ $W_p$ ]	3423,7	2518,4	2403,9	2339,4	783,7	832,7	840,5	886,5	1832,7	1812,7	1760,6	3582,8

$$K_t = \frac{45 - 20}{800} = 0,03125(^{\circ}C/W.m^{-2}) \quad (3.46)$$

$$T_{min} = -5 + 0,03125 * 410 = 7,81^{\circ}C \quad (3.47)$$

$$V_{ocTmin} = 37,5 * (1 - 0,0031 * (7,81 - 25)) = 39,5 V \quad (3.48)$$

Tabela 22 – Dados técnicos do controlador de carga Victron energy MPPT 150|85 - MC4

Dado	Valor	Dado	Valor
Fabricante	Victron Energy	Modelo	MPPT 150 85 - MC4
Faixa de potência do SPPM [V]	0 - 150	Corrente de carga max. [A]	85
Número de SPPM	2	Isc max do painel [A]	70
Potência nominal 24V [W]	2400	Potência nominal 48V [W]	4900
Consumo próprio [mA]	10	Eficiência máxima [%]	98
Temperatura de operação [°C]	30 (-) a 60 (+)	Categoria de proteção	IP43 e IP22

Fonte: Elaboração própria a partir de VICTRON (2017)

Tabela 23 – Características técnicas do módulo FV CanadianSolar CS6P-260P

Dado	Valor	Dado	Valor
Marca	CanadianSolar	Modelo	CS6P-260P
Tipo de célula	Policristalino	Dimensões [mm]	1638 x 982 x 40
Potência nominal [W]	260	NOCT [°C]	45
Tensão de circuito aberto [V]	37,5	Tensão de máxima potência [V]	30,4
Corrente de curto circuito [A]	9,12	Corrente de máxima potência [A]	8,56
$\beta$ [%/°C]	-0,31	Eficiência [%]	16,16
$\alpha$ [%/°C]	0,053	Garantia de performance [anos]	25

Fonte: Elaboração própria a partir de CanadianSolar (2017a)

$$N_{\text{módulos,serie}} \leq \frac{150}{39,5} = 3,8 \quad (3.49)$$

$$N_{\text{fileiras,paralelo}} \leq \frac{50}{1,25 * 9,12} = 4,39 \quad (3.50)$$

Com isto, já é possível definir o arranjo FV que será adotado. Para satisfazer a potência de pico do painel ( $4145,3 W_p$ ) são necessários aproximadamente 16 módulos de  $260 W_p$  (especificado acima). Devido a que no mercado brasileiro os inversores *off grid* de grande capacidade estão disponíveis unicamente para tensões CC de 12V e 24V, os controladores também serão usados em 24 Vcc. Como cada controlador possui dois SPPM em paralelo, cada SPPM terá 2 módulos em série e 2 fileiras em paralelo. Dessa forma, com 2 controladores, completamos os 16 módulos, respeitando os limites de operação de cada controlador de carga, e a **potência de pico corrigida será 4160  $W_p$** .

Agora, é crucial realizar o dimensionamento do banco de baterias que irá brindar suporte para o SFV nos períodos de baixa insolação. Considerando  $L_m$  igual a 14,46 kWh (Tabela 21), a profundidade de descarga como 20% (valor típico em baterias de chumbo-ácido) e os dias de autonomia igual a 2 (Resolução Normativa ANEEL N° 493/2012), o banco de baterias deverá ter uma capacidade de 6025 Ah, conforme mostra a Equação 3.52.

$$CB_{C20} = \frac{14460 * 2}{0,2} = 144600Wh \quad (3.51)$$

$$CBI_{C20} = \frac{144600}{24} = 6025Ah \quad (3.52)$$

A variedade em quanto à capacidade das baterias estacionárias no mercado brasileiro é muito limitada, sendo que todas são de ciclo raso (5 anos de vida útil para uma profundidade de descarga de 20%). Assim, a bateria selecionada é o modelo 12MC220 da Moura Clean, cujas características técnicas estão na Tabela 24. Esta bateria apresenta a melhor relação custo-benefício, pois, é resistente a altas temperaturas (típicas em climas tropicais como o do Brasil), não demanda um ambiente controlado para operar e reduz drasticamente a emissão de gases contaminantes.

Tabela 24 – Dados técnicos da bateria 12MC220 da Moura Clean

Dado	Valor	Dado	Valor
Fabricante	Moura Clean	Modelo	12MC220
Tensão nominal [V]	12	Capacidade C20 [Ah]	220
Dimensões [mm]	517 x 272 x 246	Peso [Kg]	56,2
Tipo	Chumbo-ácido	Vida útil com Pd 20%	5 anos

Fonte: Elaboração própria a partir de MOURA (2017)

Visando configurar o arranjo do sistema de acumulação, a Equação 3.53 permite determinar que o número necessário de baterias em paralelo é 28 e pelo fato do sistema trabalhar em 24 V, são necessária 2 fileiras baterias ligadas em série.

$$N_{baterias,paralelo} = \frac{6025}{225} = 27,39 \quad (3.53)$$

Por fim, no **dimensionamento do inversor** deve se levar em conta a potência máxima demanda pelo sistema (neste caso 1,75 kW da motobomba), a tensão de entrada do controlador de carga e banco de baterias (24 V), a tensão de saída (220 V) e que os motores elétricos geram uma demanda de pico na partida. Ainda, é recomendável usar inversores de forma de onda senoidal pura em cargas eletrônicas que são sensíveis a ondas com distorção harmônica como o caso dos motores elétricos. Dessa forma, o inversor selecionado é o modelo SHI2000-22 da EP solar, cujas características técnicas são mostradas na Tabela 25.

### 3.3.6.3 SFV dimensionado por simulação computacional no SAM

Para realizar a otimização computacional dos SFVs mediante o software SAM devem ser considerados os seguintes pontos:

- O modelo para avaliar o desempenho do sistema é o Fotovoltaico detalhado (ou *Fotovoltaic detailed*).

Tabela 25 – Características técnicas do inversor off-grid EP solar SHI2000-22

<b>Dado</b>	<b>Valor</b>	<b>Dado</b>	<b>Valor</b>
Fabricante	EPsolar	Modelo	SHI2000-22
Tensão de entrada [V]	31,6 - 32	Tensão de saída [V]	220
Onda de saída	Senoidal pura	Potência nominal [W]	2000
Potência em 10 seg. [W]	3000	Potência em 1.5 seg. [W]	4000
Frequência CA [Hz]	60	Potência de surto [W]	4600
Temperatura de operação [°C]	20 (-) a 50 (+)	Eficiência [%]	93 - 95

Fonte: Elaboração própria a partir de EPsolar (2017)

- A base de dados do *SAM* não contém a informação da estação meteorológica da cidade de Dois Vizinhos; portanto, o arquivo climatológico do local deve ser descarregado da biblioteca online do *Energy Plus*<sup>6</sup> e subido ao *SAM* na opção *Use a specific weather file on disk*.
- O critério para dimensionar o gerador fotovoltaico do SFCR é o consumo médio anual do sistema de irrigação (2205 kWh - Tabela 17) e para o SFI é o consumo médio diário no mês crítico (12,78 kWh - Tabela 17). Ambos critérios devem ser garantidos até o final da vida econômica do sistema (20 anos).
- Na escolha do inversor, do tipo de bateria e do controlador de carga, serão selecionados os melhores equipamentos do ponto de vista técnico e econômico. Portanto, os mesmos dispositivos serão usados em todos os sistemas avaliados para cada solução, segundo corresponda. Caso esses equipamentos não constem na base de dados do programa, suas informações técnicas devem ser ingressadas manualmente como base na folha de dados de cada equipamento (ANEXO C).
- A seleção dos módulos leva em conta as características técnicas do dispositivo e a confiabilidade do fabricante, priorizando os módulos mais comercializado no Brasil. Logo, os módulos avaliados serão apenas os homologados pelo INMETRO.
- Como o caso de estudo é uma propriedade rural, a área de instalação do sistema não possui interferências de sombreamento externo. O sombreamento entre os módulos pode ser negligenciado quando existe apenas uma fileira.
- A perda mensal por sujeira é 5%; valor típico de acordo com Costa (2016).
- As perdas CA e CC nos cabos são 2% e 1%, respectivamente, para não ultrapassar o limite de 3% estabelecido na NBR 5410.

<sup>6</sup> Arquivo climatológico de Dois Vizinhos, disponível para descarga em: <https://energyplus.net/weather-search/Dois%2520Vizinhos>

- A degradação dos módulos é considerada 0,732 %/ano, garantia de desempenho padrão no mercado. E as perdas pelos diodos e conexões, pelo seguimento e pela incompatibilidade dos módulos são as estabelecidas por *default* no programa.
- As perdas de eficiência do modulo por efeito da temperatura serão avaliadas no SAM pelo método da NOCT, com os coeficientes de perda da folha de dados do módulo.
- O tamanho do banco de baterias para os SFI será ajustado conforme o deficit máximo de energia diária que cada sistema apresenta ao longo do ano 20. Isto não aplica à alternativa A do SFI, pois, esta representa o desempenho do sistema dimensionado via metodologia do CRESESB.
- A demanda de energia é estabelecida levando em conta o tempo de uso diário do sistema e a potência requerida (Tabelas 16 e 17, respetivamente).

Dessa forma, respeitando as considerações feitas acima, nas Tabelas 26 e 27 são apresentados os dados de entrada e os resultados das 4 melhores configurações para os SFCR e SFI, respetivamente, simuladas no software *SAM*. Em ambos os casos, a alternativa A mostra a configuração dimensionada via metodologia do CRESESB, mas a avaliação da energia produzida é feita no *SAM*.

Cabe ressaltar que o fator de desempenho considerado no método CRESESB de 0,75 para o SFCR e 0,675 ( $Red_1 = 0,75$  e  $Red_2 = 0,9$ ) para o SFI diverge dos resultados obtidos na simulação, 0,7912 e 0,7474, correspondentemente. Isto, já levanta a hipótese de que o método do CRESESB pode induzir ao sobredimensionamento do SFV.

Com base nos resultados das Tabelas 26 e 27 conclui-se que a melhor configuração para o sistema SFCR é a alternativa A, que coincide com a configuração via método do CRESESB. Já no caso do SFI, a proposta D apresenta melhores resultados técnicos, porém, a alternativa B possui a mesma configuração, com uma diferença no desempenho menor que 0,5 % e R\$ 75,34 menos por módulo. Com isto, se define que a melhor configuração para o SFI é a opção B.

Aplicando o método da insolação (equação 3.23), considerando as características técnicas dos módulos (Tabelas 20 e 23), a irradiação disponível no local (Figura 24) e os fatores de perda global para cada sistema (Tabelas 26 e 27), determina-se a geração de energia de forma analítica para ambos os sistemas, conforme mostra a Tabela 28. Na Figura 25 podemos observar uma comparação entre a estimativa da energia produzida pelos sistemas tanto pelo método da insolação como pelas simulações no SAM. Aqui é possível confirmar a tendência descrita por Villalva (2015) de que o método da insolação pode levar ao sub-dimensionamento do sistema para o período de inverno e o seu super-

dimensionamento para o verão, pois em ambas as propostas a estimativa simulada pelo SAM é superior no inverno e inferior no verão com relação a estimativa analítica. No entanto, a divergência entre os valores estimados de produção para o SFI e SFCR vai de 2,34% e 2,26% em junho até 12,36% e 12,76% em dezembro, respetivamente, pelo que pode ser considerada baixa. Porém, a estimativa a partir da simulação computacional terá maior grau de confiança por estar baseada em um histórico climatológico de vários anos.

Tabela 26 – Dados e resultados das quatro melhores configurações para o SFCR

Alternativa	A	B	C	D
Consumo anual de energia (kWh)		2204,95		
<b>Inversor</b>				
Marca		SMA		
Modelo		SB 1.5-1 VL-40		
Potência CA máxima (W)		1500		
Corrente CC máxima (A)		10		
Tensão CC máxima (V)		600		
Tensão CC máxima do SPPM (V)		500		
Tensão CC mínima do SPPM (V)		160		
Tensão CA nominal (V)		240		
Tensão CC nominal (V)		260		
Consumo de potência à noite (W)		2		
Eficiência Europeia/medida (%)		96,1		
<b>Módulo</b>				
Marca	Canadian Solar	Canadian Solar	Yingli Energy	Yingli Energy
Modelo	CS6U-315P	CS6P-265P	YL260P-29b	YL140P-17b
Módulos por string	6	7	7	13
Strings em paralelo	1	1	1	1
Azimut (graus)		0		
Inclinação (graus)		18		
<b>Perdas</b>				
Taxa de degradação dos módulos (%/ano)		0,732		
Perda nos cabos CA (%)		1		
Perda nos cabos CC (%)		2		
Perdas pelos diodos e conexões (%)		0,5		
Perda por incompatibilidade dos módulos (%)		2		
Perda mensal por sujeira (%)		5		
<b>Resultados</b>				
Potência do painel FV (W)	1890	1855	1820	1820
FDI	0,794	0,809	0,824	0,824
Produção de energia ano 1 (kWh)	2721,41	2642,16	2614,61	2585,45
Produção de energia ano 6 (kWh)	2623,26	2546,86	2520,31	2492,2
Produção de energia ano 11 (kWh)	2528,64	2455	2429,41	2402,31
Produção de energia ano 16 (kWh)	2437,44	2366,46	2341,78	2315,66
Produção de energia ano 20 (kWh)	2366,85	2297,92	2273,96	2248,6
Fator de capacidade do sistema (%)	16,43	16,26	16,40	16,21
TD do sistema	0,7912	0,7829	0,7895	0,7803

Fonte: Elaboração própria a partir das simulações realizadas no SAM



Tabela 27 – Dados e resultados das quatro melhores configurações para o SFI

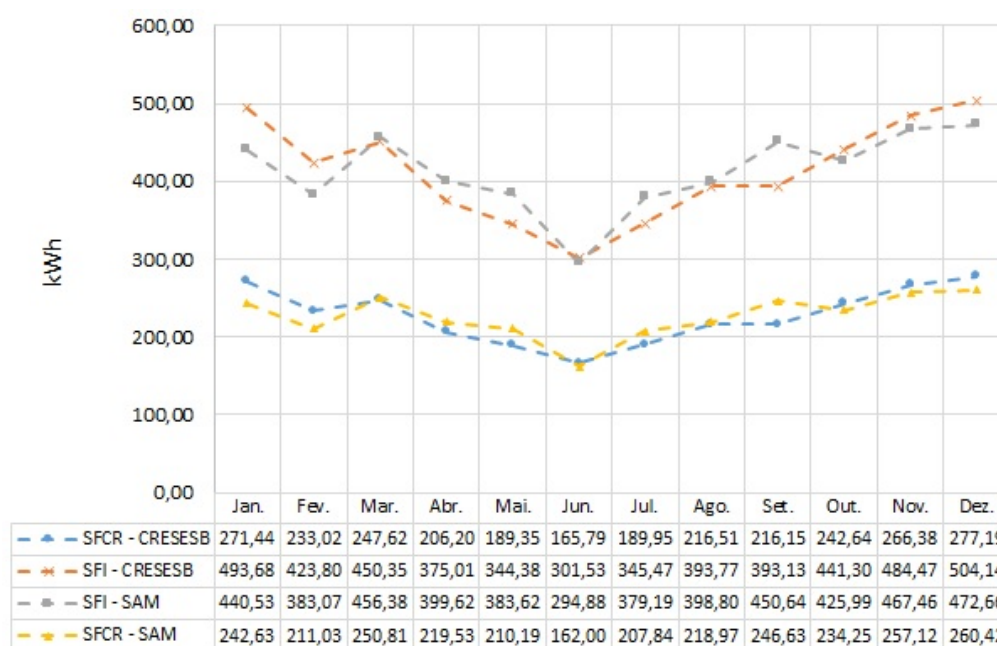
Alternativa	A	B	C	D
Consumo médio diário, mês crítico (kWh)		12,78		
<b>Inversor</b>				
Marca		EP solar		
Modelo		SHI2000-22		
Potência CA máxima (W)		2000		
Potência CA de surto (W)		4600		
Tensão entrada (V)		21,6 - 32		
Tensão saída (V)		220		
Frequência (Hz)		60		
Eficiência Europeia/medida (%)		93.8		
<b>Módulo</b>				
Marca	Canadian Solar	Canadian Solar	Canadian Solar	Yingli Energy
Modelo	CS6P-260P	CS6P-260P	CS6U-320P	YL260P-29b
Módulos por string - Controlador 1 SPPM 1	2	2	3	2
Strings em paralelo - Controlador 1 SPPM 1	2	2	1	2
Módulos por string - Controlador 1 SPPM 2	2	2	3	2
Strings em paralelo - Controlador 1 SPPM 2	2	2	1	2
Módulos por string - Controlador 2 SPPM 1	2	3	3	3
Strings em paralelo - Controlador 2 SPPM 1	2	1	1	1
Módulos por string - Controlador 2 SPPM 2	2	3	2	3
Strings em paralelo - Controlador 2 SPPM 2	2	1	1	1
Distância entre strings (m)	3,2	3,2	3,2	3,2
Azimut (graus)		0		
Inclinação (graus)		18		
<b>Perdas</b>				
Taxa de degradação dos módulos (%/ano)		0,732		
Perda nos cabos CA (%)		1		
Perda nos cabos CC (%)		2		
Perdas pelos diodos e conexões (%)		0,5		
Perda por incompatibilidade dos módulos (%)		2		
Perda mensal por sujeira (%)		5		
Perda do controlador Victron Energy MPPT 150/85 - MC4 de 24 V		2		
<b>Baterias</b>				
Marca		Moura Clean		
Modelo		12MF220		
Tipo		Chumbo-ácido		
Tensão nominal (V)		12		
C20 (Ah)		220		
Profundidade de descarga (%)		20		
Eficiência (%)		93		
Baterias em série	2	2	2	2
Baterias em paralelo	28	9	10	9
<b>Resultados</b>				
Potência do painel FV (W)	4160	3640	3520	3640
Tensão nominal do banco de baterias (V)		24		
Capacidade nominal do banco (kWh)	147,84	47,52	52,8	47,52
Produção média diária de energia no mês crítico, ano 1 (kWh)	17,73	15,25	14,72	15,30
Produção média diária de energia no mês crítico, ano 6 (kWh)	17,05	14,75	14,14	14,71
Produção média diária de energia no mês crítico, ano 11 (kWh)	16,44	14,16	13,68	14,22
Produção média diária de energia no mês crítico, ano 16 (kWh)	15,84	13,80	13,31	14,85
Produção média diária de energia no mês crítico, ano 20 (kWh)	15,38	13,40	12,92	13,45
Fator de capacidade do sistema (%)	15,52	15,52	15,49	15,61
TD do sistema	0,7474	0,7473	0,7479	0,7516

Fonte: Elaboração própria a partir das simulações realizadas no SAM.

Tabela 28 – Estimativa analítica da geração de energia dos SFVs, no ano 1

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Total
Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	-
Insolação [kWh/m <sup>2</sup> .dia]	5,86	5,57	5,34	4,60	4,09	3,70	4,10	4,67	4,82	5,23	5,94	5,98	-
SFCR - Alter. A [kWh]	271,44	233,02	247,62	206,20	189,35	165,79	189,95	216,51	216,15	242,64	266,38	277,19	2722,24
SFI - Alter. B [kWh]	493,68	423,80	450,35	375,01	344,38	301,53	345,47	393,77	393,13	441,30	484,47	504,14	4951,04

Figura 25 – Comparação entre a estimativa de geração de energia analítica e via SAM



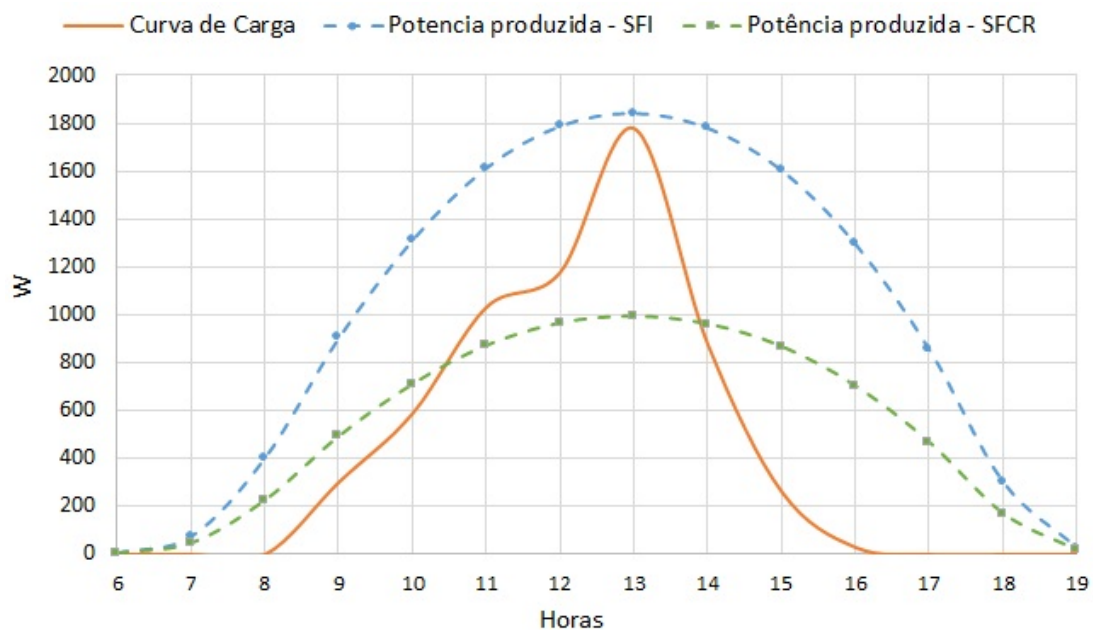
Fonte: Elaboração própria a partir das simulações feitas no SAM

Como mencionado anteriormente, definir o autoconsumo de energia em um SFV é crucial, principalmente em sistemas conectados à rede, pois entre maior o auto consumo menor é o pago de ICMS pela energia injetada no sistema elétrico. Dessa forma, na Figura 26 apresentam-se as curvas de geração de cada sistema, montadas com base nas simulações realizadas no SAM, e a curva de carga do sistema de irrigação que foi estabelecida com base no consumo do sistema e no tempo diário de operação, conforme definido durante o dimensionamento do sistema via SAM. Assim, aplicando a integração via regra do ponto médio, determina-se que o autoconsumo do SFCR é de 66,75% e o autoconsumo do SFI é de 43,82%, o restante da energia produzida será enviada à rede ou armazenado em um banco de baterias segundo corresponda.

Na Figura 27 vemos o comportamento da geração de energia ao longo do último ano de vida econômica dos sistemas, em contraste com a demanda de energia para irrigação. Evidenciam-se as vantagens de usar o sistema de compensação da Copel para aproveitar

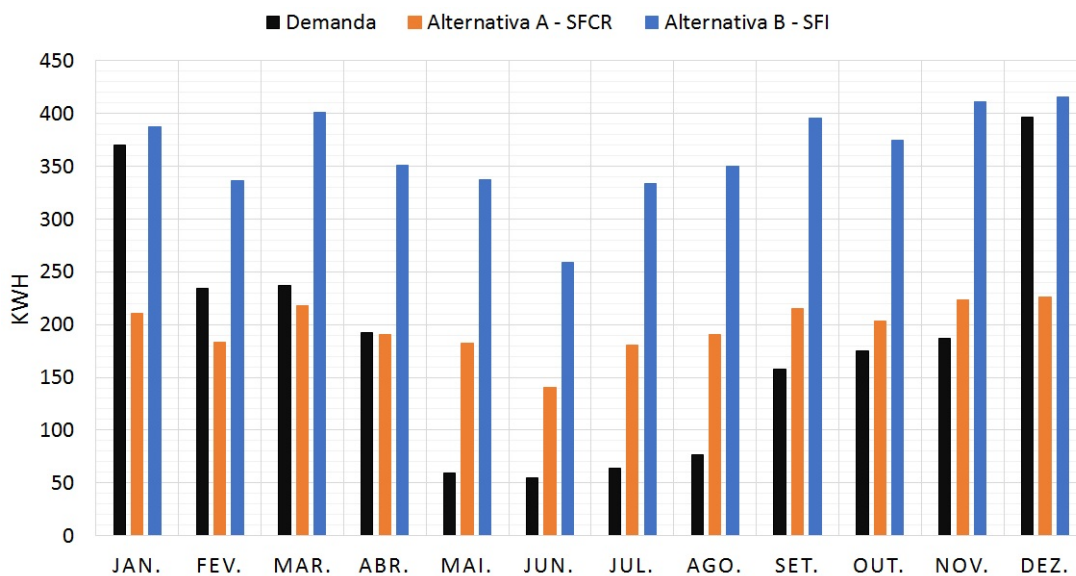
os excedentes nos meses de maior produção e abastecer aos meses de maior consumo, de modo a evitar o sobredimensionamento do SFV. A potência instalada do SFCR é cerca de 48% menor do que a do SFI. Note que o SFI cumpre o critério do mês crítico mesmo até o final da vida econômica.

Figura 26 – Demanda vs estimativa da potência horária média anual produzida no ano 1



Fonte: Elaboração própria a partir das simulações feitas no SAM

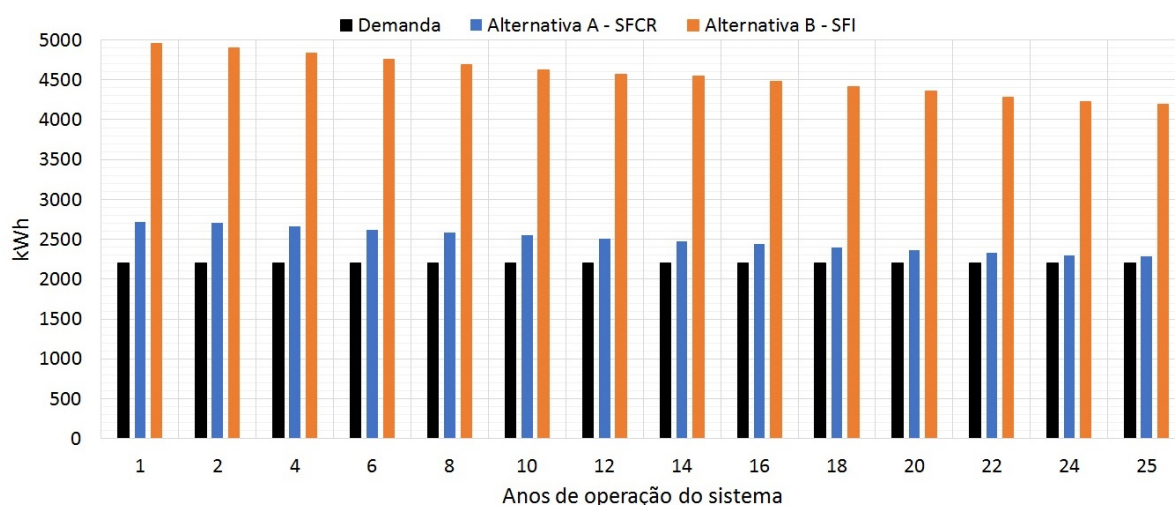
Figura 27 – Demanda vs estimativa da energia mensal produzida no ano 20



Fonte: Elaboração própria a partir das simulações feitas no SAM

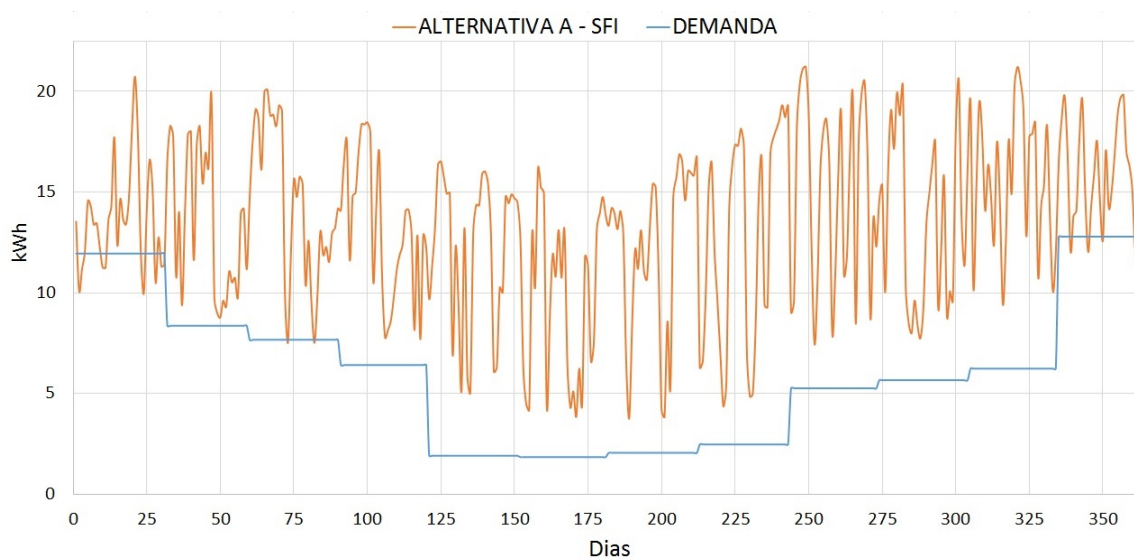
Por outra parte, a Figura 28 mostra que a demanda anual de energia de ambos os sistemas será garantida, no mínimo, até o fim da vida econômica do projeto (20 anos) e, caso seja necessário, até o fim da vida útil dos módulos (25 anos). Os excedentes de eletricidade gerados nos meses de menor demanda podem ser usados para diminuir a conta de energia referente ao consumo da residência dos proprietários, fornecendo energia para atividades com complementaridade sazonal ao cultivo da uva de modo a diminuir o consumo de energia alternativa (rede ou combustível).

Figura 28 – Demanda vs estimativa da energia anual produzida para 25 anos



Fonte: Elaboração própria a partir das simulações feitas no SAM

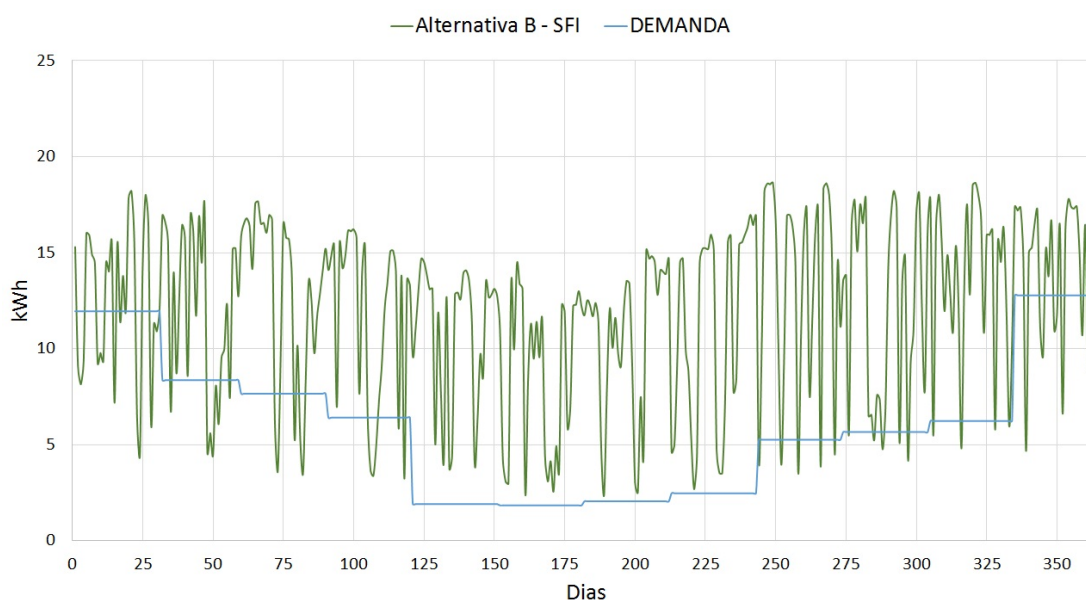
Figura 29 – Demanda vs estimativa da energia diária produzida no ano 20



Fonte: Elaboração própria a partir das simulações feitas no SAM

De maneira específica para o SFI, a Figura 29 mostra como o dimensionado pelo método do CRESESB provoca o sobredimensionamento tanto do gerador FV como do banco de baterias. A produção excessiva do gerador FV e o fato de que o SFV nunca deixa de produzir totalmente, mesmo em dias de baixa irradiação solar, fazem com que o sistema de armazenamento quase não seja utilizado e, quando requerido, nunca será em sua capacidade máxima; este sobredimensionamento causa o investimento desnecessário de recursos. Com ajuda do *SAM*, o sistema é otimizado e reduz a potência instalada do gerador FV em 12,5% e a capacidade do banco de baterias em 67,9%, respectivamente, com relação à proposta A, conforme mostra a Tabela 27 e ilustra a Figura 30.

Figura 30 – Demanda vs estimativa da energia diária produzida no ano 20



Fonte: Elaboração própria a partir das simulações feitas no SAM

Finalizado o dimensionamento, agora é preciso estabelecer a **montagem do SFV** e se a construção de alguma estrutura será necessária. Portanto, para estabelecer a melhor disposição de cada equipamento são levados em consideração os seguintes pontos:

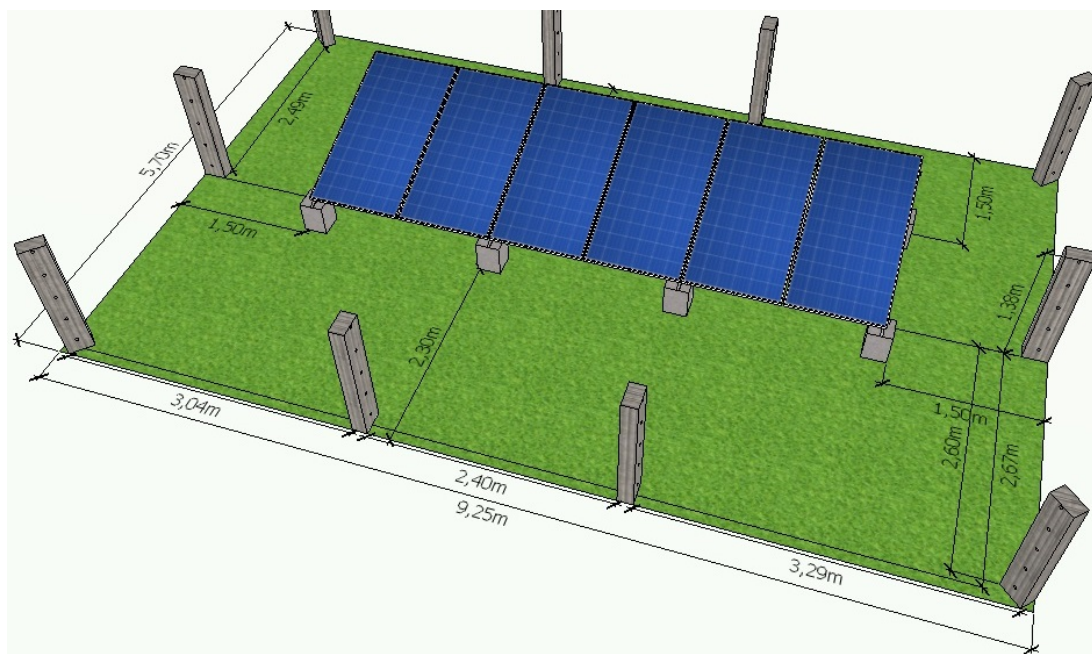
- Para evitar que pessoas sem qualificação manipulem os sistemas, é instalada uma cerca com postes de 1,38 m de altura que distam 1,5 m em todos os lados de cada sistema a exceção do limite frontal onde a distancia aumenta a 2,3 m para evitar que os postes produzam sombra sobre os módulos.
- A estrutura de suporte dos módulos está dividida em trechos onde cada um alberga duas placas FV e está fixo no chão mediante pilares de cimento que nivelam o sistema e o protegem contra os fortes ventos.



- Como a motobomba possui uma proteção apenas contra objetos sólidos com 12,5 mm de diâmetro ou mais e contra gotas que caem na vertical (IP 21 - muito baixa), é necessário criar uma estrutura que brinde proteção adicional. É proposta uma estrutura de cimento, com aberturas para facilitar a manutenção e ventilação do equipo, que será instalada sob a estrutura dos módulos para incrementar a proteção contra o meio ambiente.
- Tanto os inversores como os controladores de carga precisam proteção contra a intempérie, sendo que são elaboradas caixas com placas de metal, abertas na cara frontal e inferior para facilitar a ventilação dos dispositivos, que são instaladas sob os módulos FV para aumentar o nível de proteção e facilitar as conexões do painel FV.
- No SFI, o banco de baterias deve ser resguardado da influência direta do ambiente externo, pelo qual é proposto um depósito de madeira com telhado de zinco; sempre procurando deixar aberturas para facilitar a ventilação das baterias.

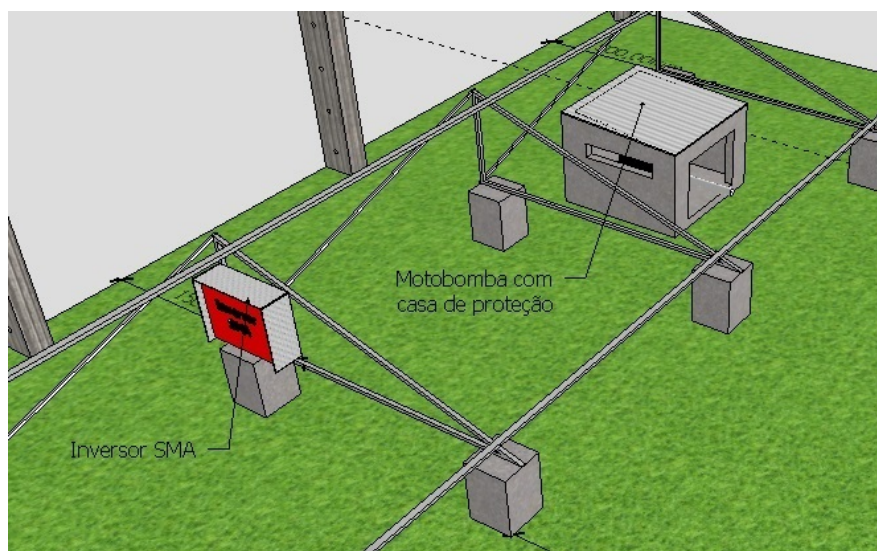
Satisfazendo os critérios acima, nas Figuras 31 - 41 são apresentadas as montagens do SFCR e do SFI mostrando a disposição final de cada equipamento. Sendo que as Figuras 35 - 41 mostram a configuração e dimensões do suporte dos módulos FV, a casa de proteção da motobomba e a casa de proteção do banco de baterias, usados para a alternativa do SFCR e do SFI, segundo corresponda.

Figura 31 – Montagem do SFCR - vista 1



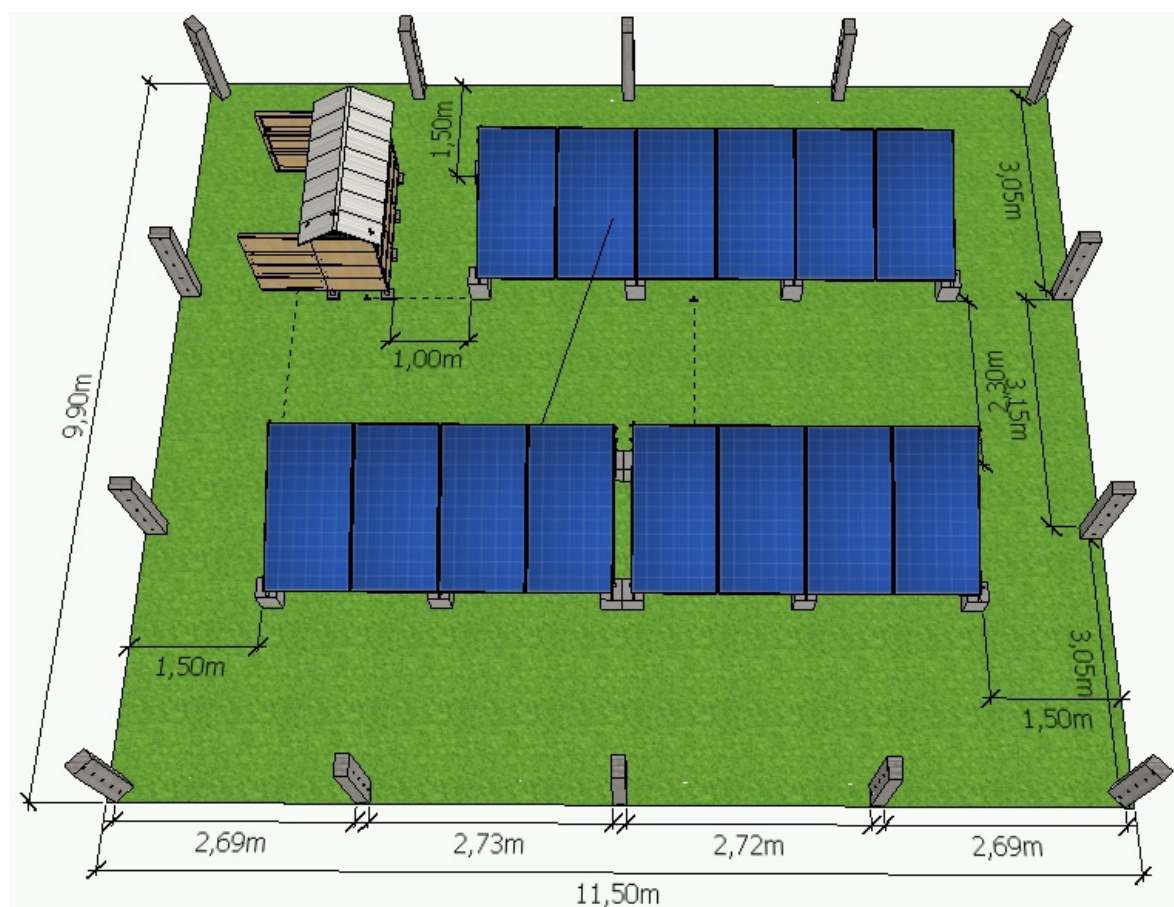
Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

Figura 32 – Montagem do SFCR - vista 2



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

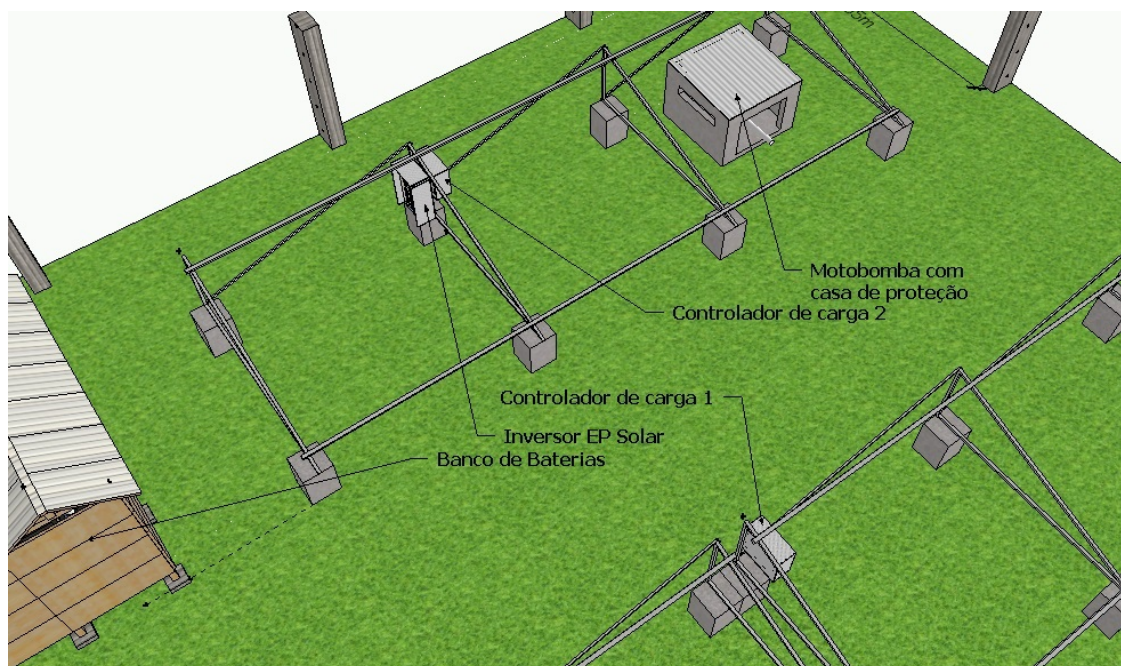
Figura 33 – Montagem do SFI - vista 1



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

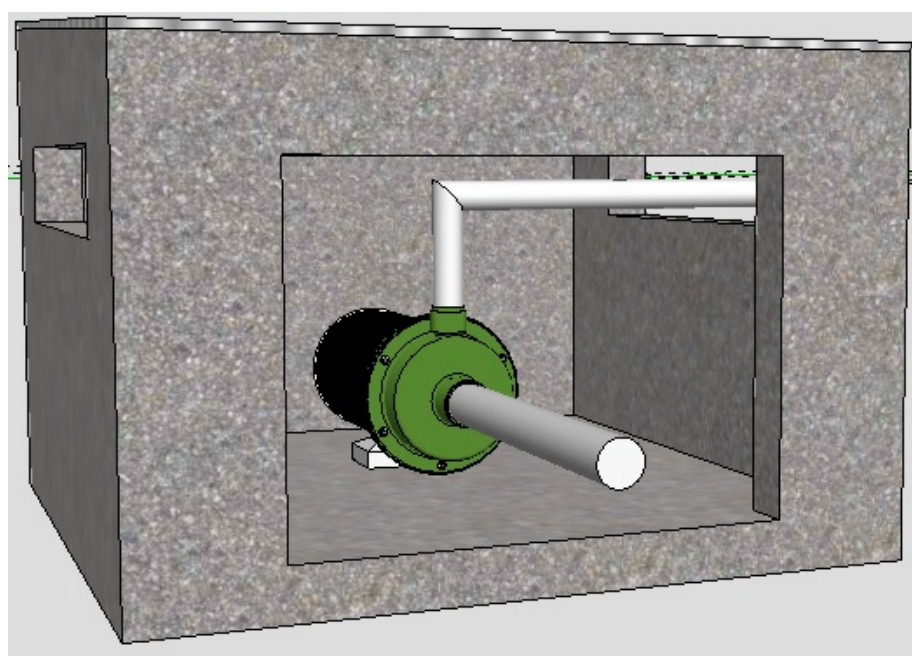


Figura 34 – Montagem do SFI - vista 2



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

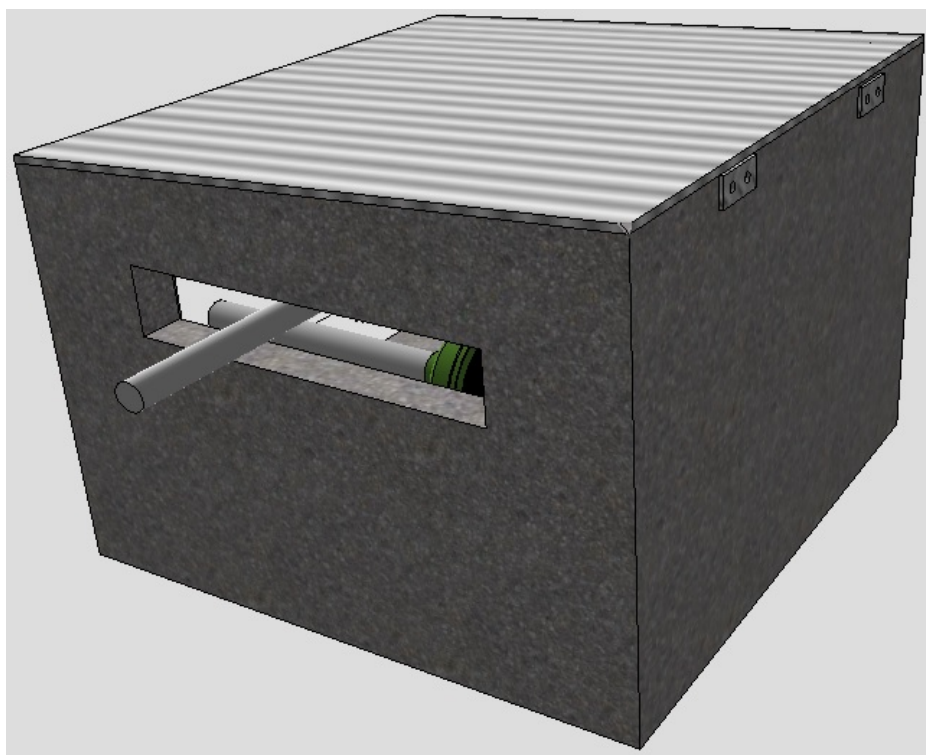
Figura 35 – Casa de proteção da motobomba - vista 1



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

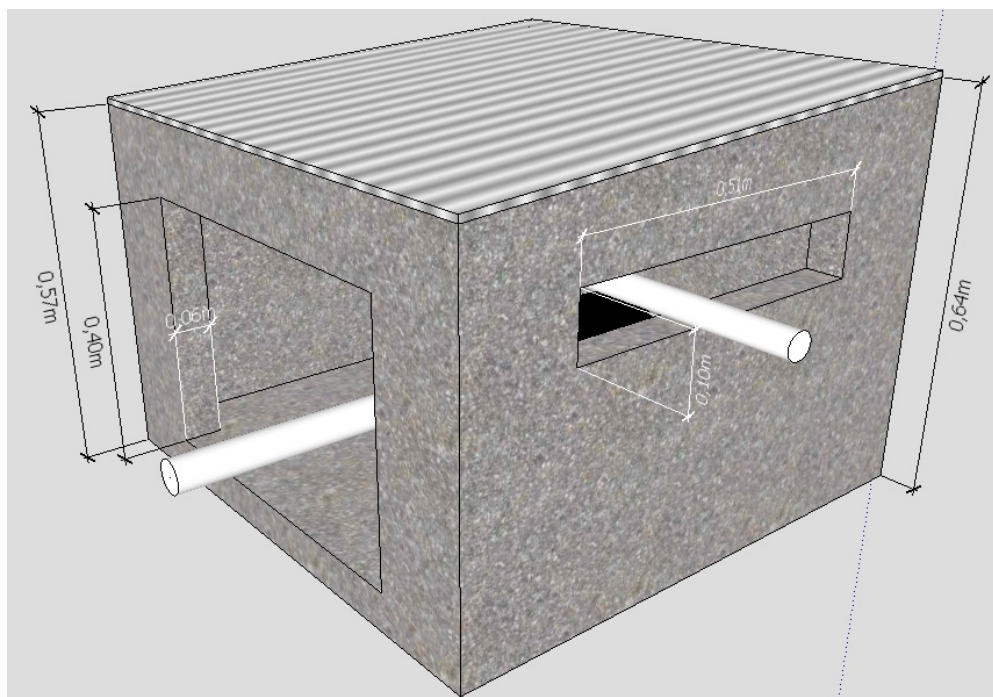


Figura 36 – Casa de proteção da motobomba - vista 2



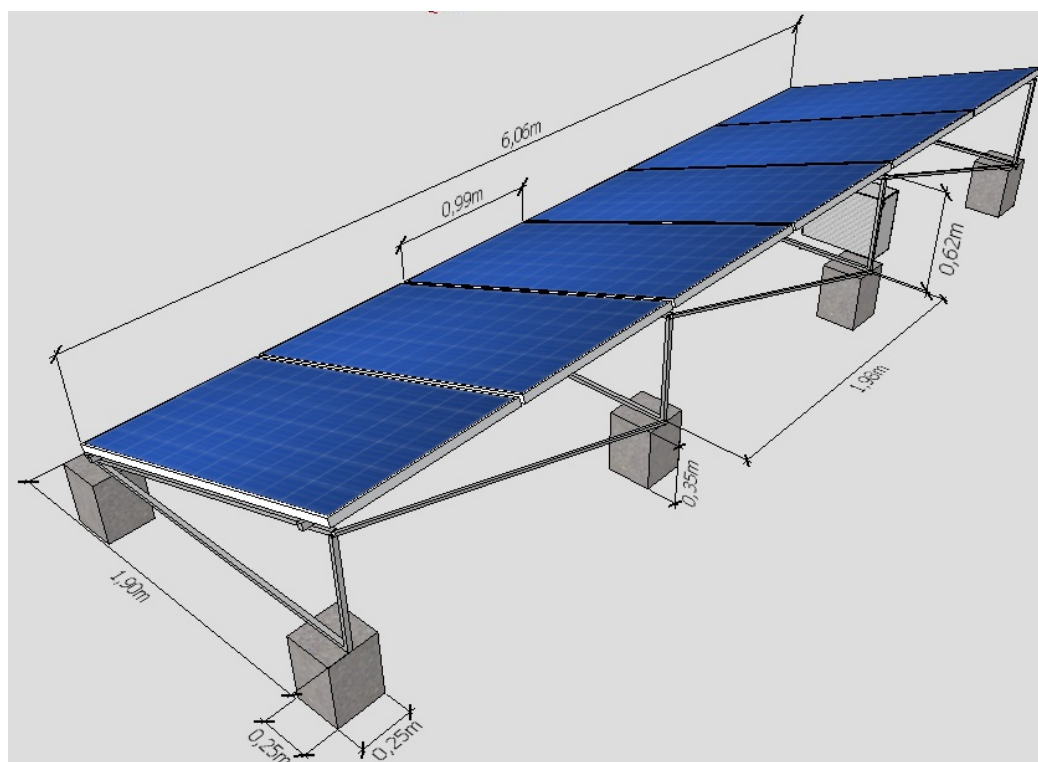
Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

Figura 37 – Casa de proteção da motobomba - vista 3



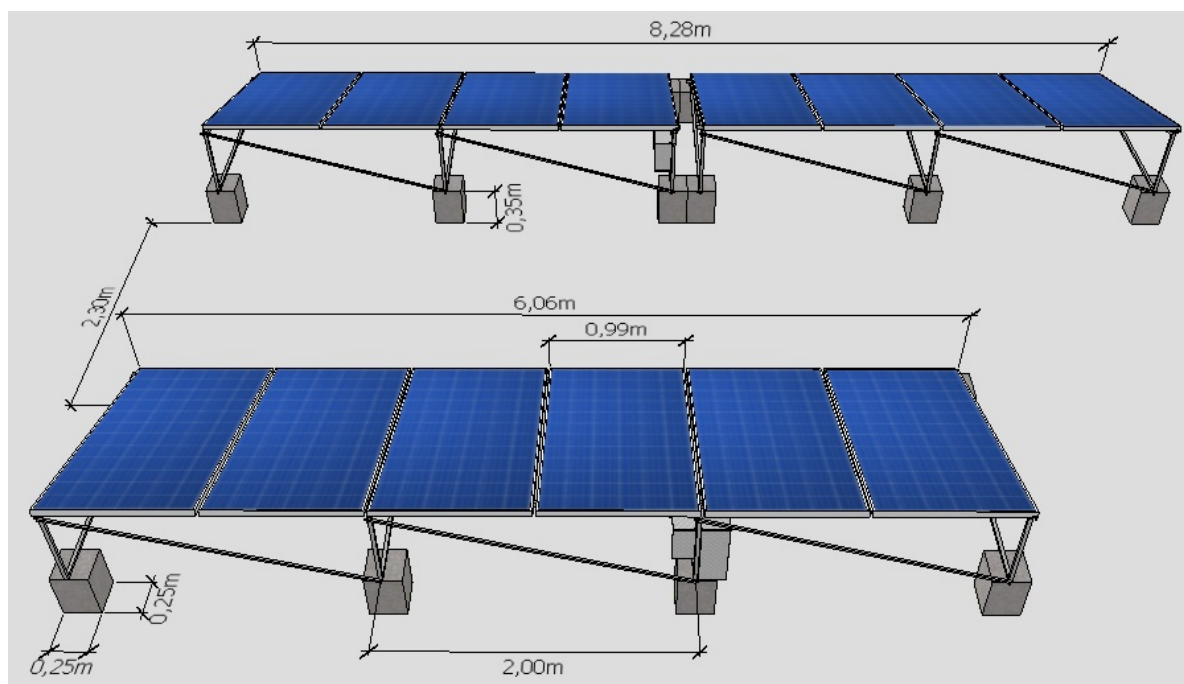
Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

Figura 38 – Suportes da alternativa A do SFCR



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

Figura 39 – Suportes da alternativa B do SFI



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

Figura 40 – Casa de proteção para o banco de baterias - vista 1



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

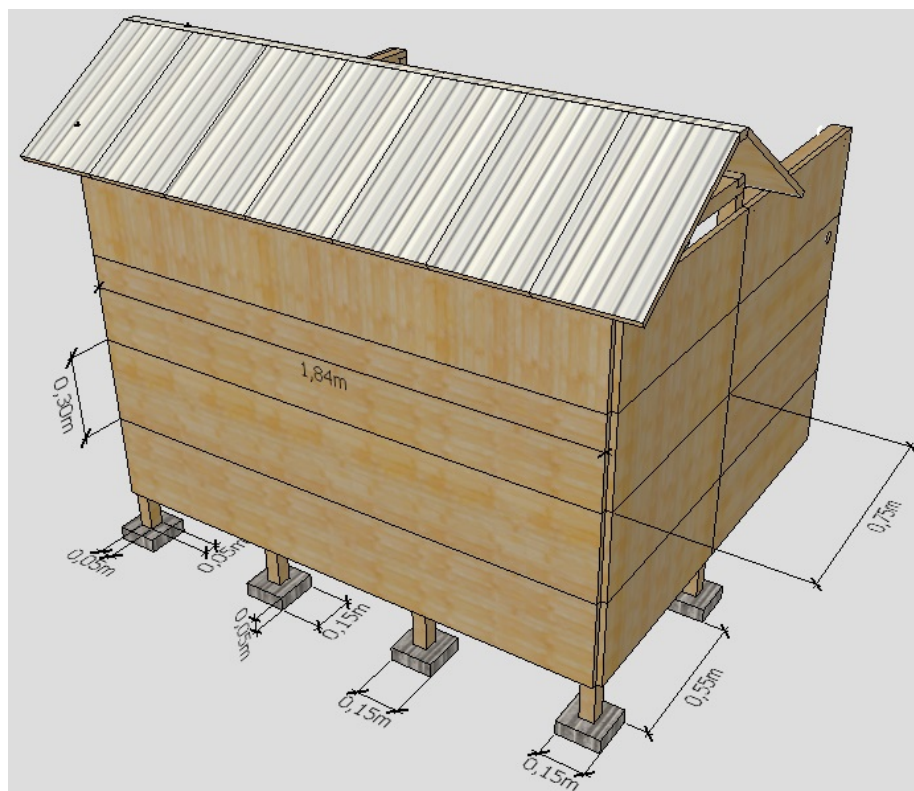
Figura 41 – Casa de proteção para o banco de baterias - vista 2



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP



Figura 42 – Casa de proteção para o banco de baterias - vista 3



Fonte: Elaboração própria a partir do software SKETCHUP

O dimensionamento dos cabos será realizado apenas para a melhor alternativa de cada sistema, A e B para o SFCR e SFI, respectivamente.

Para o **dimensionamento técnico dos cabos**, é considerado que para o SFCR a máxima corrente que circula por sua única fileira corresponde à corrente de curto circuito do módulo CS6U-315P (9,18 A e 36,6 V - Figura 62); enquanto que para o SFI, como possui duas fileiras em paralelo para casa SPPM, a corrente máxima que circula por cada SPPM equivale ao dobro (18,24 A) da corrente de curto circuito do módulo CS6P-260P (9,12 A - Figura 63).

Assim, considerando o método de instalação número 17 para cabos unipolares suspensos por cabo de suporte não incorporado, método de referência F para determinar a capacidade de condução de corrente (Tabela 33 da NBR 5410), isolamento XLPE para condições ambientais rigorosas (Tabela 35 da NBR 5410), fator de correção por temperatura de 0,91 (operação contínua a máximo 40 °C - Tabela 40 da NBR 5410), um fator de correção por agrupamento de 1,00 por ter cada cabo unipolar separado (Tabela 42 da NBR 5410) e uma queda de tensão máxima de 1%, temos que: **cada cabo CC de fileira deve suportar uma corrente de 12,60 A e 25,05 A e uma queda de tensão máxima de**

**42,11 V/A.Km e 2,57 V/A.Km, para o SFCR e o SFI, correspondentemente,** conforme as equações abaixo. Note que os condutores positivo e negativo do lado CC estão separados como medida de segurança contra falhas associadas à proteção contra falhas de terra e de curto-circuitos.

$$I_{cc1} = \frac{9,18 * 1,25}{0,91 * 1} = 12,60A \quad (3.54)$$

$$I_{cc2} = \frac{18,24 * 1,25}{0,91 * 1} = 25,05A \quad (3.55)$$

$$\Delta V_{cc1} = \frac{1}{100} \cdot \frac{45,1 \cdot 6}{9,18 \cdot 0,007} = 42,11 \text{ V/A.Km} \quad (3.56)$$

$$\Delta V_{cc2} = \frac{1}{100} \cdot \frac{37,5 \cdot 2}{2 \cdot 9,12 \cdot 0,016} = 2,57 \text{ V/A.Km} \quad (3.57)$$

Logo, segundo a Tabela 39 da NBR 5410, os cabos que suportam essas correntes devem ter  $0,5 \text{ mm}^2$  (13 A) e  $1,5 \text{ mm}^2$  (27 A) e da Figura 69 (ANEXO C) os cabos que suportam essa queda de tensão tem uma seção de  $1,5 \text{ mm}^2$  (27,8 V/A.Km) e  $25 \text{ mm}^2$  (1,73 V/A.Km), respetivamente. Como o sistema será exposto a condições ambientais extremas de forma continua, é recomendável utilizar cabos desenhados para operar nessas condições. A empresa Prysmian oferece uma linha de cabos flexíveis, com resistência aos raios UV e as altas temperaturas, especiais para funcionar em sistemas fotovoltaicos. Assim, **a bitola final do cabo CC das fileiras para SFCR é de  $2,5 \text{ mm}^2$ , a menor disponível nesse tipo de cabos, e para o SFI é de  $25 \text{ mm}^2$** , cumprindo assim os critérios de queda de tensão e de máxima corrente.

De forma particular, pela configuração do sistema isolado, a fiação CC é dividida em dois trechos: cabos de fileira (entre módulos e o controlador de carga) e cabos do acumulador (entre as baterias e o controlador de carga ou o inversor). O cabo do acumulador deve suportar 389,19 A (1,25 vezes a corrente máxima do banco de baterias) e uma queda de tensão máxima de 0,17 V/A.Km (como mostram as equações abaixo), portanto, considerando os mesmos métodos de instalação e fatores de correção citados acima para os cabos de fileira, temos que a seção do cabo da bateria dever ser  $120 \text{ mm}^2$  (437 A - Tabela 39 da NBR 5410) pelo critério da corrente e  $300 \text{ mm}^2$  (Figura 69 - ANEXO C) pelo critério da queda de tensão. Para satisfazer ambos os critérios, **a seção do cabo da bateria será  $240 \text{ mm}^2$** , a máxima disponível nos cabos prysmian para aplicações FV.

$$I_{cc3} = \frac{6800 * 1,25}{24 * 0,91 * 1} = 389,19A \quad (3.58)$$

$$\Delta V_{cc3} = \frac{1}{100} \cdot \frac{24}{6800/24 \cdot 0,005} = 0,17 \text{ V/A.Km} \quad (3.59)$$

De acordo com a Tabela 58 da NBR 5410, a **seção mínima do condutor de proteção** é igual à bitola da fase para o cabo fileira do SFCR ( $2,5 \text{ mm}^2$ , porque  $S \leq 16$

$mm^2$ ),  $16 mm^2$  para o cabo fileira do SFI (porque  $16 < S \leq 35 mm^2$ ) e à metade la bitola da fase ( $120 mm^2$ , porque  $S > 35 mm^2$ ) no caso do cabo da bateria.

A NTC 901100 confirma que a entrada de fornecimento de eletricidade na zonal rural no Paraná é monofásica de 254V/127V com três condutores. Assim, para o cabo da secção CA considera-se o método de instalação número 63 para cabos unipolares enterrados com proteção mecânica e método de referência D para determinar a capacidade de condução de corrente (Tabela 33 da NBR 5410), isolação de PVC, um fator de correção por temperatura de 0,87 (operação contínua a máximo 40 °C - Tabela 40 da NBR 5410) e um fator de correção por agrupamento de 1 por ter apenas 1 circuito (Tabela 42 da NBR 5410). A análise é feita com respeito à máxima potencia de saída de cada inversor; assim, o cabo CA deve suportar uma corrente máxima de 9,80A e 13,06A e uma queda de tensão máxima de 41,90 V/A.Km e 32,26 V/A.Km (conforme as equações abaixo), para o SFCR e o SFI, respetivamente. Para suportar essas correntes o cabo deve ser de  $0,5 mm^2$  e  $0,75 mm^2$  (12A e 15A, respetivamente - Tabela 36 da NBR 5410, referência D com dois condutores carregados) e para as quedas de tensão a bitola deve ser de  $1,5 mm^2$  (Figura 69 - ANEXO C). Assim, para satisfazer ambos os critérios o **cabo CA terá uma secção de  $1,5 mm^2$** .

$$I_{ca1} = \frac{1500 * 1,25}{220 * 0,87 * 1} = 9,80A \quad (3.60)$$

$$I_{ca2} = \frac{2000 * 1,25}{220 * 0,87 * 1} = 13,06A \quad (3.61)$$

$$\Delta V_{ca1} = \frac{2}{100} \cdot \frac{220}{7 \cdot 0,015} = 41,90 V/A.Km \quad (3.62)$$

$$\Delta V_{ca2} = \frac{2}{100} \cdot \frac{220}{2000/220 \cdot 0,015} = 32,26 V/A.Km \quad (3.63)$$

Para realizar o **dimensionamento econômico da secção dos condutores** são feitas as seguintes considerações:

- A corrente de projeto máxima prevista para o cabo de fileira do SFCR, o cabo de fileira do SFI, o cabo das baterias do SFI, o cabo CA do SFCR e o cabo CA do SFI é 12,60 A, 25,05 A, 389,19 A, 9,80 A e 13,06 A, respetivamente. Estes valores levam em conta a margem de segurança de 1,25 e as correções por efeito da temperatura conforme mostrado no método anterior;
- Conforme a NBR 15920, a resistividade elétrica do cobre a 20 °C é  $18,35 \times 10^{-9} \Omega.m$  e o coeficiente de temperatura para a resistência do condutor a 20 °C é 0,0068 K-1;
- Como o sistema é de baixa tensão, os efeitos de proximidade e pelicular, assim como as perdas na cobertura e armação serão desprezados. Logo, o valor de B é aproximado a 1;

- Para o cabo de fileira do SFCR, o cabo de fileira do SFI, o cabo das baterias do SFI e o cabo CA de ambos os sistemas, o valor do custo por unidade de comprimento conforme seção do condutor é 0,7521 \$/m.mm<sup>2</sup>, 0,6541 \$/m.mm<sup>2</sup>, 0,5525 \$/m.mm<sup>2</sup> e 0,4826 \$/m.mm<sup>2</sup>, considerando condutores Prysmian de 6 mm<sup>2</sup>, 240 mm<sup>2</sup> e 10 mm<sup>2</sup>, respetivamente (PRYSMIAN, 2017);
- Cada tramo do sistema possui só 1 circuito elétrico e apenas o circuito CA, de ambos os sistemas, terá 2 condutores de fase; o restante contém somente 1 condutor de fase;
- O tempo de operação com perda joule máxima para o trecho CA é 1238 h/ano e representa o tempo que a motobomba está ligada no ano; enquanto que para o lado CC este valor é 1460 h/ano e considera uma média de 4 horas por dia onde a irradiação solar é máxima;
- A demanda não experimentará variações ao longo do ano e o custo de um watt-hora é 0,0006402 \$/W.h (veja o apartado de Análise Econômica);
- A vida econômica da instalação elétrica será a mesma que a do SFV (20 anos). Além disso, como o sistema foi dimensionado para satisfazer a carga até o fim da vida econômica, haverá uma diminuição anual da carga de 0,732% resultante da degradação dos módulos FVs;
- Tanto o aumento anual do custo da energia como a taxa de capitalização são de 6,1% a cada ano, conforme será mostrado no apartado de Análise Econômica;
- A temperatura máxima nominal do condutor é 90 °C, como mostrado em (PRYSMIAN, 2017), e a temperatura ambiente média é 40 °C.

Para ilustrar o procedimento de calculo, a continuação as equações serão resolvidas para o cabo de fileiras do SFCR; os preços dos cabos são obtidos do ANEXO C.

$$\theta_m = \frac{\theta - \theta_a}{3} + \theta_a = \frac{90 - 40}{3} + 40 = 56,67^\circ C = 57^\circ C \quad (3.64)$$

$$r = \frac{(1 + a/100)^2 \cdot (1 + b/100)}{(1 + i/100)}$$

$$r = \frac{(1 - 0,732/100)^2 \cdot (1 + 6,1/100)}{(1 + 6,1/100)} = 0,9854 \quad (3.65)$$

$$Q = \frac{1 - r^N}{1 - r} = \frac{1 - 0,9854^{20}}{1 - 0,9854} = 17,4568 \quad (3.66)$$

$$F = N_P \cdot N_C \cdot ((T \cdot P) + D) \cdot \frac{Q}{1 + i/100}$$

$$F = 1.1 \cdot ((1460 \cdot 0,0006402) + 0) \cdot \frac{17,4568}{1 + 6,1/100} = 15,3786 \quad (3.67)$$

$$S_{ec} = 1000 \cdot \left[ \frac{I_{max}^2 \cdot F \cdot \rho_{20} \cdot B \cdot [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0,5}$$

$$S_{ec} = 1000 \cdot \left[ \frac{12,6^2 \cdot 15,3786 \cdot 1,835E - 8 \cdot 1 \cdot [1 + 0,0068 (57 - 20)]}{0,7521} \right]^{0,5}$$

$$S_{ec} = 8,63mm^2 \quad (3.68)$$

$$R(6mm^2) = \frac{\rho_{20} \cdot B \cdot [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}{S} \cdot 10^6$$

$$R(6mm^2) = \frac{1,835E - 8 \cdot 1 \cdot [1 + 0,0068 (57 - 20)]}{6} \cdot 10^6$$

$$R(6mm^2) = 0,0041952 \quad (3.69)$$

$$CT(6mm^2) = CI + I_{max}^2 \cdot R \cdot l \cdot F$$

$$CT(6mm^2) = 4,513 + 12,6^2 \cdot 0,0041952 \cdot 7 \cdot 15,3786 = 76,21 \text{ R\$} \quad (3.70)$$

$$R(10mm^2) = \frac{\rho_{20} \cdot B \cdot [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}{S} \cdot 10^6$$

$$R(10mm^2) = \frac{1,835E - 8 \cdot 1 \cdot [1 + 0,0068 (57 - 20)]}{10} \cdot 10^6$$

$$R(10mm^2) = 0,0025213 \quad (3.71)$$

$$CT(10mm^2) = CI + I_{max}^2 \cdot R \cdot l \cdot F$$

$$CT(10mm^2) = 6,828 + 12,6^2 \cdot 0,0025213 \cdot 7 \cdot 15,3786 = 49,92 \text{ R\$} \quad (3.72)$$

Assim, pelo critério econômico, **a seção adequada para o cabo de fileira do SFCR é de 10mm<sup>2</sup>**. Seguindo o mesmo procedimento obtemos que **para o cabo de fileira do SFI, o cabo de bateria do SFI e o cabo CA de ambos os sistemas, a seção do condutor adequada é 25mm<sup>2</sup>, 240mm<sup>2</sup> e 16mm<sup>2</sup>, respectivamente**. Nos dois sistemas, no ramo CC são usados cabos AFUMEX SOLAR da Prysmian e no lado CA são usados cabos Gsette Easy da Prysmian. Note que em alguns casos as seções obtidas pelo critério econômico são muito maiores que as definidas a partir do critério técnico, porém, a diferença no custo inicial será compensada com uma maior eficiência do sistema ao longo de sua vida útil e, portanto, **em este trabalho serão adotadas as seções definidas pelo critério econômico**.

Finalmente, só falta o **dimensionamento das proteções elétricas** para terminar o dimensionamento do SFV. O manual técnico dos inversores (Figuras 64 e 65) e do controlador de carga (Figura 66) indicam que todos os aparelhos possuem um dispositivo de desconexão para sobrecarga e curtos-circuitos e proteção contra correntes reversas. Além disso, só há uma fileira conectada diretamente ao inversor do SFCR e há duas fileiras conectadas a cada SPPM do SFI; portanto, **o uso de fusível de fileira e diodo de bloqueio é desnecessário nos dois sistemas**.

Também cabe ressaltar que o inversor do SFCR possui DPS (Dispositivos de Proteção de Surtos) do tipo I e III acordes às normas IEC 62103 e IEC 60664-1, respectivamente, e o inversor do SFI possui DPS acorde à norma IEC 62109; porém para SFVs



são recomendados DPS Classe II. Assim, conforme as equações abaixo, o cabo de fileira do SFCR requer um DPS que suporte 324,72 Vcc, o cabo das baterias e o cabo controlador de carga - inversor do SFI requerem DPS para uma tensão de 28,8 Vcc, e o lado CA de ambos os sistemas demandam um DPS de 264 Vca. Note que nas fileiras do SFI não foram colocados DPS porque cada SPPM agrupa poucos módulos e os controladores de carga já incorporam proteção contra surtos. Dessa forma os **DPS utilizados** são o modelo 7P.22.8.275.x020 monofásico Classe II da Finder com tensão nominal de 230Vca e tensão máxima de 275 Vca para o lado CA de ambos os sistemas e o modelo 7P.26.9.420.1020 para aplicações FVs Classe II da Finder com máxima tensão de operação contínua de 420 Vcc para o lado CC de ambos os sistemas.

$$V_{DPS,fileiraSFCR} \geq 1,2 \cdot 6 \cdot 45,1V = 324,72V_{cc} \quad (3.73)$$

$$V_{DPS,bateria,controlador} \geq 1,2 \cdot 24V = 28,8V_{cc} \quad (3.74)$$

$$V_{DPS,inversores} \geq 1,2 \cdot 220V = 264V_{ca} \quad (3.75)$$

Apesar de que o inversor e o controlador de carga já possuem a capacidade de interrupção internamente, em este projeto são incorporados disjuntores CC e CA de modo a garantir a proteção contra curto-circuito e sobrecorrentes e, ainda, garantir o seccionamento do arranjo FV para futura manutenção, inspeção ou troca nos equipamentos do sistema.

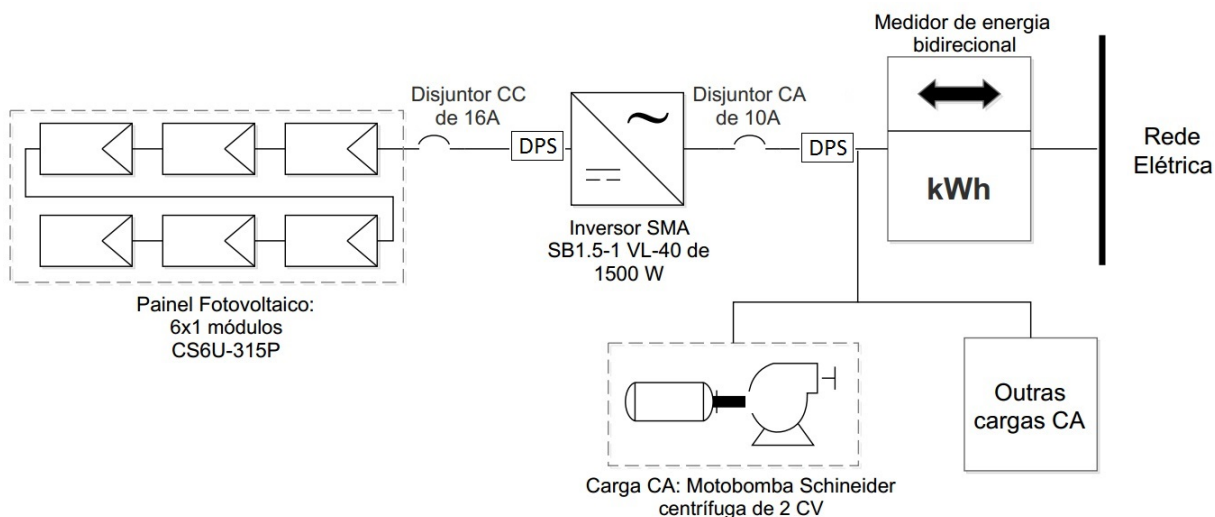
Para o SFCR o limite inferior é igual a 10,10 A (1,10\*9,18 A) e a corrente máxima permitida é 18,36 A (para a proteção contra curto-circuito, recomenda-se que o disjuntor atue para uma corrente duas vezes a corrente de curto-circuito do arranjo), **o disjuntor CC do SFCR será o modelo NSX 100F DC LV438562 monopolar de 16 A da Schneider Eletric.**

No SFI  $I_N$  igual a 311,67 A (1,10\*(6800/24)A) e  $I_{máx}$  é igual 679 A (capacidade de condução do cabo de 240 mm<sup>2</sup>), tanto para o trecho da bateria ao controlador como da bateria ao inversor, **o disjuntor CC do SFI será o modelo Easy Pack CVS400F3400 TM400D de 400 A da Schneider Eletric.** Não é considerado disjuntores para o painel FV devido a que cada SPPM pode ser desligado individualmente.

De igual forma, para facilitar a manutenção do lado CA, será colocado um disjuntor. Com limite inferior igual a 7,5 A (fator de correção de 1,1 para o inversor do SFCR) e 10 A (fator de correção de 1,1 para o inversor do SFI), e a corrente máxima é igual 95 A (máxima corrente permitida pelo cabo de 16 mm<sup>2</sup>), **o disjuntor utilizado no lado CA de ambos sistemas será o modelo VBF02GE vario bipolar de 10 A da Schneider Eletric.**

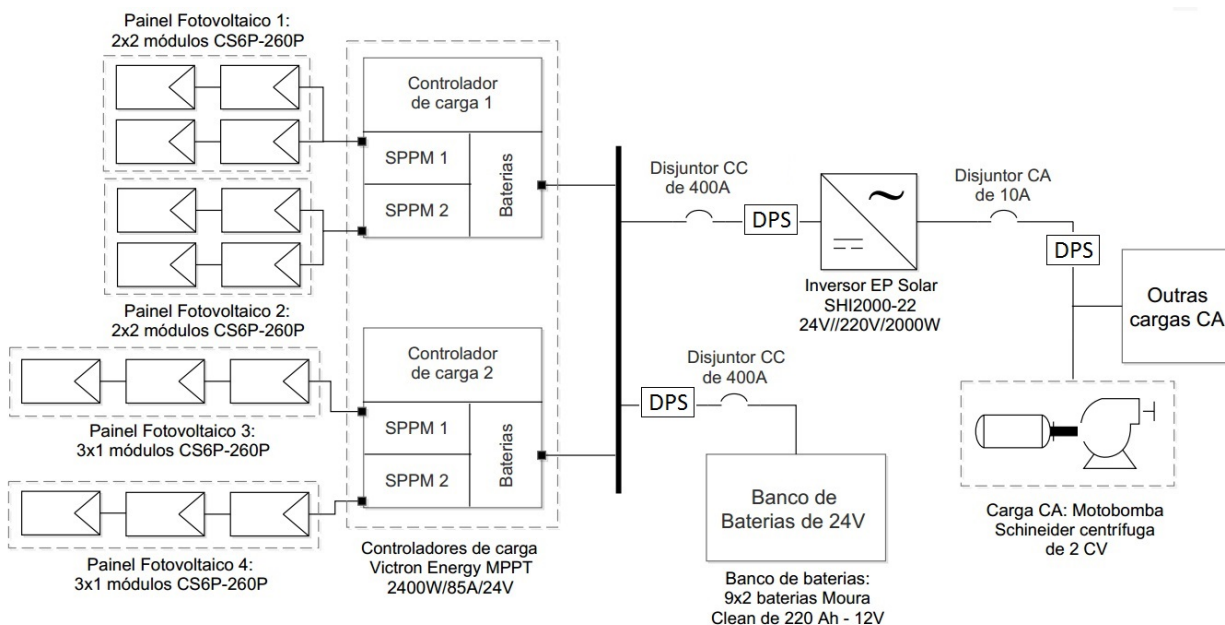
Para facilitar a compreensão dos sistemas e a conexão dos dispositivos de proteção, as Figuras 43 e 44 mostram o diagrama elétrico do SFCR e do SFI, respetivamente.

Figura 43 – Diagrama elétrico da alternativa A do SFCR



Fonte: Elaboração própria no software E-DRAW MAX

Figura 44 – Diagrama elétrico da alternativa B do SFI



Fonte: Elaboração própria no software E-DRAW MAX

### 3.4 Análise econômica

Os maiores gastos referentes a SFV correspondem ao investimento inicial, já que o custos de operação e manutenção desta tecnologia são baixos. Logo, elaborar um orçamento o mais barato possível, mas garantido a qualidade dos materiais, é vital para viabilizar economicamente o sistema.

Tabela 29 – Composição do investimento inicial para os SFVs, em R\$

Item	Alternativa A - SFCR			Alternativa B - SFI		
	Qtdd.	P.U.	P.T.	Qtdd.	P.U.	P.T.
Mototobomba Schneider BC-92S 1C monofásica 2 CV	1	1355,19	1355,19	1	1355,19	1355,19
Softstarter WEG SSW07 24A	1	1100,00	1100,00	1	1100,00	1100,00
Inversor SMA SB 1.5-1 VL-40	1	3953,53	3953,53	-	-	-
Inversor EP Solar SHI2000-22	-	-	-	1	2916,82	2916,82
Modulo Canadian Solar CS6U-315P	6	679,30	4075,80	-	-	-
Modulo Canadian Solar CS6P-260P	-	-	-	14	625,48	8756,72
Bateria Moura Clean 12MF220	-	-	-	18	1143,47	20582,46
Victron energy MPPT 85A - MC4	-	-	-	2	3449,6	6899,20
Suporte SolarGroup para 6 módulos	1	2165,59	2165,59	1	2165,59	2165,59
Suporte SolarGroup para 4 módulos	-	-	-	2	1589,59	3179,18
Disjuntor CC LV438562 de 16 A da Schneider Eletric	1	466,21	466,21	-	-	-
Disjuntor CC CVS400F3400 de 400 A da Schneider Eletric	-	-	-	2	3687,76	7375,52
Disjuntor CA VBF02GE de 10 A da Schneider Eletric	1	223,21	223,21	1	223,21	223,21
DPS Classe II para SFVs 7P.26.9.420.1020 de 420 Vcc da Finder	1	115,24	115,24	2	115,24	230,48
DPS Classe II monofásico 7P.26.9.420.1020 de 230 Vca da Finder	1	45,29	45,29	1	45,29	45,29
1 m de Cabo Prysmian Afumex Solar 10 mm <sup>2</sup>	21	6,83	143,39	-	-	-
1 m de Cabo Prysmian Afumex Solar 25 mm <sup>2</sup>	-	-	-	48	15,69	752,93
1 m de Cabo Prysmian Afumex Solar 240 mm <sup>2</sup>	-	-	-	15	132,61	1989,12
1 m de Cabo Prysmian Gsette Easy 16 mm <sup>2</sup>	45	7,49	336,83	45	7,49	336,83
Par de conectores MC4 de 4 mm <sup>2</sup>	6	10,82	64,92	14	9,21	128,94
Par de conectores MC4-Y de 4 mm <sup>2</sup>	-	-	-	2	38,85	77,70
Custos de conexão e projeto por Wp instalado	1890	1,25	2362,50	3640	1,25	4550,00
<b>Custo total do sistema</b>			<b>16407,69</b>			<b>62679,93</b>
<b>Custo do Wp instalado</b>			<b>8,68</b>			<b>17,22</b>

\* P.U. = Preço Unitário e P.T. = Preço Total

\*\* Todos os preços incluem o frete até Salto do Lontra.

O orçamento foi levantado com base no serviço de compras online de empresas especializadas na venda de equipamentos para sistemas fotovoltaicos dentro do território brasileiro como são: Minha Casa Solar, NeoSolar, Rayma Solar, Bravo Energia, entre outras. Assim, a Tabela 29 apresenta os orçamentos para o SFCR e o SFI. Note que o

valor da instalação e o projeto foi estimado como sendo 1,25 R\$ por cada Wp instalado de acordo com a análise apresentada em Nakabayashi (2014) para sistemas menores a 5kW e que o valor do Wp instalado das alternativas dimensionadas está bastante acima do valor médio (7,19 R\$/Wp para sistemas até 5kW) estimado em Nakabayashi (2014), o que pode alertar sobre a inviabilidade econômica das propostas. No entanto, esta divergência quanto aos preços do Wp instalado pode se justificar devido a que as grandes integradoras de energia solar conseguem preços muito competitivos ao comprar os componentes em grandes quantidades.

Os valores do VPL, da TIR e do *Payback* dependem profundamente de variáveis que fogem do controle do investidor, como: o preço da energia elétrica, a produção de energia do sistema e as condições dos financiamentos disponíveis. Portanto, estas variáveis devem ser definidas prévio à análise econômica do projeto.

Tabela 30 – Variação da tarifa de energia B2 convencional no período de 2000-2017

Vigência	Tarifa da energia [R\$/MWh]	Reajuste [%]
24/06/2017 ao presente	264,33	4,53
24/06/2016 a 24/06/2017	252,88	-14,39
24/06/2015 a 24/06/2016	295,39	-32,75
24/06/2014 a 24/06/2015	439,24	24,44
24/06/2013 a 24/06/2014	352,97	92,42
24/06/2012 a 24/06/2013	183,44	1,20
24/06/2011 a 24/06/2012	181,26	5,86
24/06/2010 a 24/06/2011	171,23	0,93
23/06/2009 a 24/06/2010	169,65	11,03
24/06/2008 a 23/06/2009	152,8	2,00
24/06/2007 a 24/06/2008	149,8	-2,03
24/06/2006 a 23/06/2007	152,9	-6,91
01/08/2005 a 23/06/2006	164,25	0,23
01/02/2005 a 23/06/2005	163,87	-6,96
24/06/2004 a 31/01/2005	176,12	10,60
24/06/2003 a 24/06/04	159,24	23,76
24/06/02 a 23/06/03	128,67	10,96
24/06/01 a 23/06/02	115,96	17,30
24/06/00 a 23/06/01	98,86	15,44
10/06/00 a 23/06/00	85,64	-
<b>Média</b>		<b>8,30</b>

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da COPEL

O local de instalação do projeto se enquadra, de acordo com as diretrizes da Copel, na tarifa convencional no subgrupo B2 - Rural, onde o custo da energia é 0,30839 R\$/kWh (sem impostos) e 0,48382 R\$/kWh (com impostos PIS, COFINS e ICMS) com vigência a partir do 24/06/2017 pelo estabelecido na Resolução ANEEL N° 2.255. Nakabayashi (2014) mostra que o aumento das tarifas de energia é diretamente influenciado pela situação econômica do país e varia tipicamente a uma taxa maior que a da inflação (IPCA), portanto,

nesse trabalho adotam-se dois cenários: cenário 1 (padrão) com uma taxa de incremento do preço da eletricidade de 8,30% a.a. que equivale à média do histórico dos reajustes no preço da energia no período 2000-2017 (Tabela 30), e o cenário 2 (contraproducente) que adota um crescimento de 6,1 % a.a. no preço da energia, valor médio do histórico e previsão de crescimento do IPCA no período de 2001-2021 (Tabela 31).

Tabela 31 – Evolução do crescimento do IPCA no período de 2001-2021, em %

<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
7,37	12,52	9,2	7,46	5,68	3,11	4,35	6,02	4,28	5,9	6,54
<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	
5,7	5,73	6,38	10,7	6,39	3,70	4,33	4,29	4,25	4,18	

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponíveis no IBGE

Tabela 32 – Consumo anual de energia evitado pelo SFV

Ano	EETM	Alternativa A - SFCR			Alternativa B - SFI		
		PTES	EFDC	EER	PTES	EASMR	EP
1	5294	2721	1203	1519	4953	4301	652
2	5294	2701	1194	1508	4905	4288	617
3	5294	2682	1185	1497	4868	4278	590
4	5294	2662	1177	1486	4832	4267	566
5	5294	2643	1168	1475	4796	4254	542
6	5294	2623	1159	1464	4760	4242	518
7	5294	2604	1151	1453	4729	4230	499
8	5294	2585	1142	1443	4695	4215	480
9	5294	2566	1134	1432	4662	4200	461
10	5294	2547	1126	1422	4629	4186	443
11	5294	2529	1118	1411	4598	4173	425
12	5294	2510	1109	1401	4573	4162	411
13	5294	2492	1101	1391	4560	4156	404
14	5294	2474	1093	1380	4550	4152	399
15	5294	2455	1085	1370	4516	4137	379
16	5294	2437	1077	1360	4483	4123	360
17	5294	2420	1069	1350	4450	4108	342
18	5294	2402	1062	1340	4418	4094	323
19	5294	2384	1054	1331	4386	4080	305
20	5294	2367	1046	1321	4353	4065	288

EETM - Energia economizada pela troca da motobomba, PTES - Produção total de energia do sistema, EFDC - Energia fornecida diretamente à carga, EER - Energia enviada à rede, EASMR - Energia aproveitada no sistema motobomba residência e EP - Energia perdida.

Fonte: Elaboração própria a partir das simulações realizadas no SAM

Com respeito a geração de energia, como mostra a Tabela 32, a partir das simulações realizadas no SAM (estimativa do autoconsumo de cada sistema mostrada anteriormente) é possível determinar quanta energia é diretamente consumida pela carga e quanta é injetada à rede, no caso do SFCR, e a quantidade de energia será aproveitada realmente no SFI considerando que, além da carga mensal da motobomba, a residência do

proprietário apresenta um consumo médio mensal de 200 kWh que pode ser suprido pelo sistema isolado conforme a disponibilidade de energia gerada.

Por outra parte, o Convênio ICMS 6 do 5 de Abril do 2013, estabelece que o valor do crédito emitido pela energia injetada à concessionária terá descontado o valor do ICMS. Isto implica que a energia injetada na rede pelo microgerador vale menos do que a energia convencional da rede elétrica. Dessa forma, é necessário determinar quanta energia do que o SFV produz é consumida diretamente pela carga (autoconsumo), quanta energia é injetada à rede e a tarifa de energia sem contabilizar o ICMS. A Copel estabelece que o custo da energia sem o ICMS pode ser obtido pela Equação 3.76, e assim a previsão da tarifa de energia pode ser calculada como mostrado na Tabela 33 de exemplo para o cenário 1.

$$TA = T * \left(1 + \frac{\text{imposto}}{100 - \text{imposto}}\right) \quad (3.76)$$

onde TA (R\$/kWh) é o custo da energia sem ICMS, T (R\$/kWh) é o custo da energia sem nenhum imposto e imposto (%) corresponde à soma dos valores do PIS e do COFINS (1,07% e 4,92%, correspondentemente, no Paraná a partir de 01/05/2017).

Tabela 33 – Evolução da tarifa de energia nos próximos 20 anos, em R\$/kWh, cenário 1

Ano	SI	CI	Sem ICMS	Ano	SI	CI	Sem ICMS
1	0,30839	0,48382	0,32807	11	0,68452	1,07391	0,72821
2	0,33399	0,52398	0,35530	12	0,74133	1,16305	0,78865
3	0,36171	0,56747	0,38479	13	0,80286	1,25958	0,85411
4	0,39173	0,61457	0,41673	14	0,86950	1,36412	0,92500
5	0,42424	0,66558	0,45132	15	0,94167	1,47735	1,00178
6	0,45945	0,72082	0,48878	16	1,01983	1,59997	1,08492
7	0,49759	0,78065	0,52935	17	1,10447	1,73276	1,17497
8	0,53889	0,84544	0,57329	18	1,19615	1,87658	1,27250
9	0,58362	0,91561	0,62087	19	1,29543	2,03234	1,37811
10	0,63206	0,99161	0,67240	20	1,40295	2,20102	1,49250

SI - Sem imposto e CI - Com imposto

Caso o proprietário do local não possua o recurso para custear o sistema, poderá optar pelo financiamento de alguma entidade bancaria. No caso dos agricultores familiares, o Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf) com sua linha ECO destina-se especificamente a financiar projetos como a utilização de energia solar, entre outras ações de eficiência energética. A linha de crédito pode financiar até 100% do investimento (máximo R\$ 165 mil), com juro efetivo de 2,5% a.a. (juro nominal de 8,6% a.a., considerando a inflação média de 6,1% a.a.) e prazo máximo de financiamento de 10 anos. Tendo o valor do investimento, seja SFCR ou SFI, e com os dados acima, é possível calcular as prestações que deverão ser pagas anualmente usando o método SAC. A Tabela 34 mostra como executar este procedimento para a alternativa A do SFCR.

Tabela 34 – Amortização para a alternativa A do SFCR do financiamento da PRONAF ECO - método SAC, em R\$

<b>Troca da motobomba + SFCR</b>				
<b>Ano</b>	<b>Prestação</b>	<b>Juros</b>	<b>Amortização</b>	<b>Saldo dívida</b>
0	0	0	0	16407,69
1	3051,67	1410,91	1640,77	14766,92
2	2910,58	1269,81	1640,77	13126,15
3	2769,49	1128,72	1640,77	11485,39
4	2628,40	987,63	1640,77	9844,62
5	2487,31	846,54	1640,77	8203,85
6	2346,22	705,45	1640,77	6563,08
7	2205,13	564,36	1640,77	4922,31
8	2064,04	423,27	1640,77	3281,54
9	1922,95	282,18	1640,77	1640,77
10	1781,86	141,09	1640,77	0,00

<b>Somente o SFCR</b>				
<b>Ano</b>	<b>Prestação</b>	<b>Juros</b>	<b>Amortização</b>	<b>Saldo dívida</b>
0	0	0	0	13952,50
1	2595,03	1199,78	1395,25	12557,25
2	2475,05	1079,80	1395,25	11162,00
3	2355,08	959,83	1395,25	9766,75
4	2235,10	839,85	1395,25	8371,50
5	2115,12	719,87	1395,25	6976,25
6	1995,14	599,89	1395,25	5581,00
7	1875,16	479,91	1395,25	4185,75
8	1755,19	359,93	1395,25	2790,50
9	1635,21	239,96	1395,25	1395,25
10	1515,23	119,98	1395,25	0,00

Por fim, já com todas as variáveis externas definidas, podemos começar a análise financeira das alternativas. Para isto consideram-se os seguintes pontos:

- Para a alternativa do SFCR é analisada uma situação incorporando os benefícios da troca da motobomba e outra onde apenas são avaliadas as receitas obtidas pelo SFV. No caso do SFI isto não será necessário, pois, nem o lucro do sistema todo consegue pagar o investimento inicial.
- Cada alternativa é avaliada sob o critério de investimento próprio e financiado.
- Na coluna de investimento por reposição de equipamentos (IRE), para o SFCR somente é considerada a troca do inversor cuja vida útil é adotada como sendo 10 anos, enquanto que para o SFI considera-se o inversor e os controladores de carga com vida útil de 10 anos e as baterias com vida útil de 5 anos.
- A TMA é estabelecida como igual à taxa SELIC (10,25% a.a. da 207a publicação do histórico no 31/05/2017).

Desta forma, as Tabelas 35 e 36 apresentam, como exemplo, o cálculo financeiro realizado para o SFCR no cenário 1. Os resultados dessas tabelas são representados na Figura 45 que mostra o VPA do SFCR sob os quatro critérios de análise. Ainda na Figura 45, note que o financiamento incrementa os lucros do proprietário, devido a que a taxa de juros nominal do financiamento é menor à TMA, e que os benefícios gerados pela troca da motobomba superam por muito os lucros obtidos com o SFV, de modo que se considerarmos apenas as receitas do SFV o investimento não é recuperado após os 20 anos.

Tabela 35 – Análise financeira da alternativa A do SFCR sem financiamento, em R\$, cenário 1

Ano	II	CO&M	LTM	IRE	LECDC	LEER	ST1	VP1	VPA1	ST2	VP2	VPA2
0	-16408	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-16408	-16407,69	-16407,69	-13953	-13952,50	-13952,50
1		-164,08	2561,34	0,00	581,91	498,24	3477,41	3154,12	-13253,58	940,62	853,17	-13099,33
2		-164,08	2773,93	0,00	625,59	535,64	3771,09	3102,49	-10151,09	1021,71	840,56	-12258,77
3		-164,08	3004,17	0,00	672,56	575,86	4088,51	3050,91	-7100,18	1108,89	827,47	-11431,30
4		-164,08	3253,52	0,00	723,05	619,09	4431,58	2999,47	-4100,72	1202,61	813,97	-10617,32
5		-164,08	3523,56	0,00	777,33	665,56	4802,37	2948,24	-1152,48	1303,37	800,15	-9817,17
6		-164,08	3816,01	0,00	835,69	715,53	5203,15	2897,31	1744,83	1411,69	786,08	-9031,09
7		-164,08	4132,74	0,00	898,42	769,24	5636,33	2846,73	4591,56	1528,14	771,81	-8259,27
8		-164,08	4475,76	0,00	965,87	826,99	6104,55	2796,56	7388,13	1653,34	757,41	-7501,86
9		-164,08	4847,25	0,00	1038,38	889,08	6610,63	2746,85	10134,98	1787,93	742,92	-6758,94
10		-164,08	5249,57	-3953,53	1116,33	955,82	3204,12	1207,60	11342,58	-2020,90	-761,65	-7520,59
11		-164,08	5685,29	0,00	1200,14	1027,58	7748,93	2648,97	13991,55	2088,19	713,85	-6806,75
12		-164,08	6157,16	0,00	1290,24	1104,72	8388,04	2600,86	16592,41	2255,43	699,34	-6107,41
13		-164,08	6668,21	0,00	1387,10	1187,66	9078,89	2553,35	19145,77	2435,23	684,89	-5422,52
14		-164,08	7221,67	0,00	1491,23	1276,82	9825,64	2506,46	21652,22	2628,52	670,52	-4752,00
15		-164,08	7821,07	0,00	1603,18	1372,67	10632,84	2460,20	24112,42	2836,32	656,26	-4095,74
16		-164,08	8470,22	0,00	1723,54	1475,72	11505,40	2414,59	26527,02	3059,73	642,13	-3453,61
17		-164,08	9173,25	0,00	1852,92	1586,50	12448,59	2369,65	28896,67	3299,90	628,15	-2825,46
18		-164,08	9934,63	0,00	1992,03	1705,60	13468,18	2325,38	31222,05	3558,11	614,33	-2211,12
19		-164,08	10759,20	0,00	2141,57	1833,65	14570,35	2281,79	33503,84	3835,70	600,69	-1610,43
20		-164,08	11652,21	0,00	2302,35	1971,31	15761,79	2238,89	35742,74	4134,13	587,24	-1023,20

II - Investimento inicial, CO& M - Custo de operação e manutenção, LTM - Lucro pela troca da motobomba, IRE - Investimento para reposição de equipamentos, LECDC - Lucro pela energia consumida diretamente na carga, LEER - Lucro pela energia enviada à rede, ST1 - Subtotal considerando considerando o projeto todo, VP1 - Valor presente considerando o projeto todo, VPA1 - Valor presente acumulado considerando o projeto todo ST2 - Subtotal considerando considerando apenas o Sistema fotovoltaico, VP2 - Valor presente considerando apenas o Sistema fotovoltaico e VPA2 - Valor presente acumulado considerando apenas o Sistema fotovoltaico.

A análise financeira para o SFI é realizada de forma análoga e seus resultados estão plasmados na Figura 46 que mostra o VPA do SFI com e sem financiamento, onde prevalece a tendência de que o financiamento incrementa os lucros do proprietário e também se ressalta o fato de que nenhuma das alternativas consegue ser viável mesmo com os grandes lucros da troca da motobomba. Isto alerta que o SFI é inviável economicamente quando a rede elétrica chega no local de projeto e que seria interessante apenas realizar a troca da motobomba.

Finalmente, temos como resultado que em ambos os sistemas a opção de financiamento no cenário 1 é a que traz maiores lucros ao proprietário, porém, apenas o SFCR com a troca da motobomba resulta economicamente viável. De igual forma, quando analisados sem a participação do lucro obtido pela troca da motobomba, nenhum dos sistemas resulta viável. A Tabela 37 mostra um resumo da análise financeira realizada.



Tabela 36 – Análise financeira da alternativa A do SFCR com financiamento, em R\$, cenário 1

Ano	II	CO&M	LTM	IRE	LECDC	LEER	ST1	VP1	VPA1	ST2	VP2	VPA2
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	-3412,80	-164,08	2561,34	0,00	581,91	498,24	64,61	58,60	58,60	-1961,50	-1779,14	-1779,14
2	-3235,60	-164,08	2773,93	0,00	625,59	535,64	535,50	440,55	499,16	-1729,72	-1423,05	-3202,19
3	-3058,39	-164,08	3004,17	0,00	672,56	575,86	1030,11	768,69	1267,85	-1491,86	-1113,25	-4315,43
4	-2881,19	-164,08	3253,52	0,00	723,05	619,09	1550,39	1049,36	2317,21	-1247,45	-844,32	-5159,76
5	-2703,99	-164,08	3523,56	0,00	777,33	665,56	2098,39	1288,23	3605,43	-996,01	-611,46	-5771,22
6	-2526,78	-164,08	3816,01	0,00	835,69	715,53	2676,37	1490,30	5095,74	-737,00	-410,39	-6181,60
7	-2349,58	-164,08	4132,74	0,00	898,42	769,24	3286,75	1660,03	6755,77	-469,86	-237,31	-6418,91
8	-2172,38	-164,08	4475,76	0,00	965,87	826,99	3932,17	1801,37	8557,14	-193,98	-88,86	-6507,78
9	-1995,18	-164,08	4847,25	0,00	1038,38	889,08	4615,45	1917,82	10474,96	91,31	37,94	-6469,84
10	-1817,97	-164,08	5249,57	-3953,53	1116,33	955,82	1386,15	522,43	10997,38	-3566,83	-1344,30	-7814,14
11	0,00	-164,08	5685,29	0,00	1200,14	1027,58	7748,93	2648,97	13646,35	2088,19	713,85	-7100,29
12	0,00	-164,08	6157,16	0,00	1290,24	1104,72	8388,04	2600,86	16247,21	2255,43	699,34	-6400,95
13	0,00	-164,08	6668,21	0,00	1387,10	1187,66	9078,89	2553,35	18800,57	2435,23	684,89	-5716,07
14	0,00	-164,08	7221,67	0,00	1491,23	1276,82	9825,64	2506,46	21307,03	2628,52	670,52	-5045,55
15	0,00	-164,08	7821,07	0,00	1603,18	1372,67	10632,84	2460,20	23767,23	2836,32	656,26	-4389,29
16	0,00	-164,08	8470,22	0,00	1723,54	1475,72	11505,40	2414,59	26181,82	3059,73	642,13	-3747,15
17	0,00	-164,08	9173,25	0,00	1852,92	1586,50	12448,59	2369,65	28551,47	3299,90	628,15	-3119,00
18	0,00	-164,08	9934,63	0,00	1992,03	1705,60	13468,18	2325,38	30876,85	3558,11	614,33	-2504,67
19	0,00	-164,08	10759,20	0,00	2141,57	1833,65	14570,35	2281,79	33158,64	3835,70	600,69	-1903,98
20	0,00	-164,08	11652,21	0,00	2302,35	1971,31	15761,79	2238,89	35397,54	4134,13	587,24	-1316,74

II - Investimento inicial, CO& M - Custo de operação e manutenção, LTM - Lucro pela troca da motobomba, IRE - Investimento para reposição de equipamentos, LECDC - Lucro pela energia consumida diretamente na carga, LEER - Lucro pela energia enviada à rede, ST1 - Subtotal considerando considerando o projeto todo, VP1 - Valor presente considerando o projeto todo, VPA1 - Valor presente acumulado considerando o projeto todo, ST2 - Subtotal considerando considerando apenas o Sistema fotovoltaico, VP2 - Valor presente considerando apenas o Sistema fotovoltaico e VPA2 - Valor presente acumulado considerando apenas o Sistema fotovoltaico

Figura 45 – Valor presente acumulado da alternativa A do SFCR com e sem financiamento (CF e SF), cenário 1

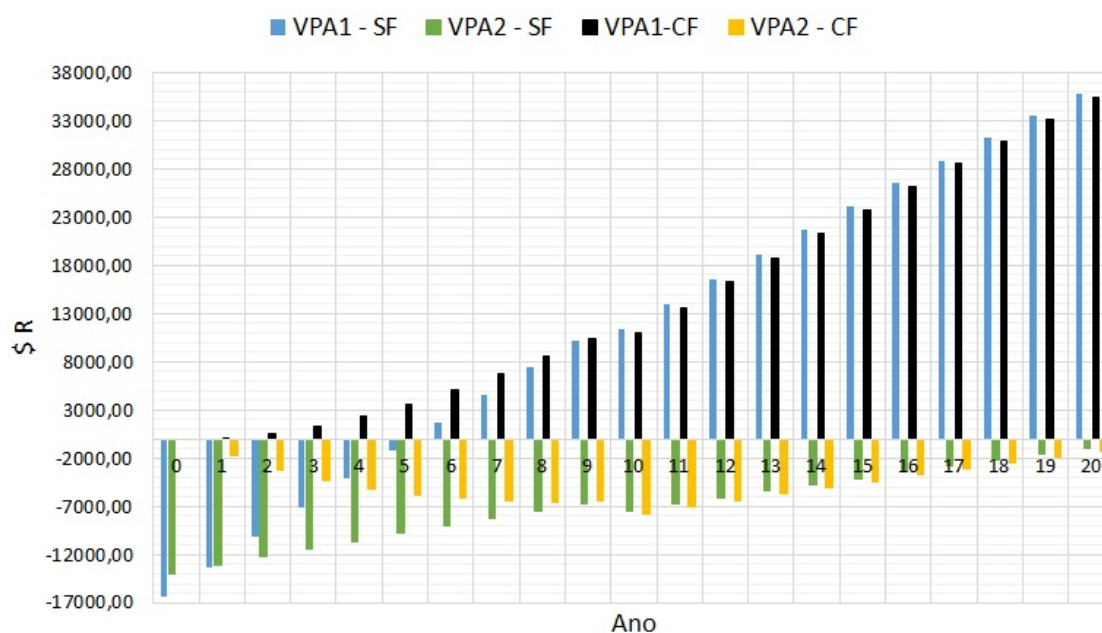


Figura 46 – Valor presente acumulado da alternativa B do SFI com e sem financiamento (CF e SF), cenário 1

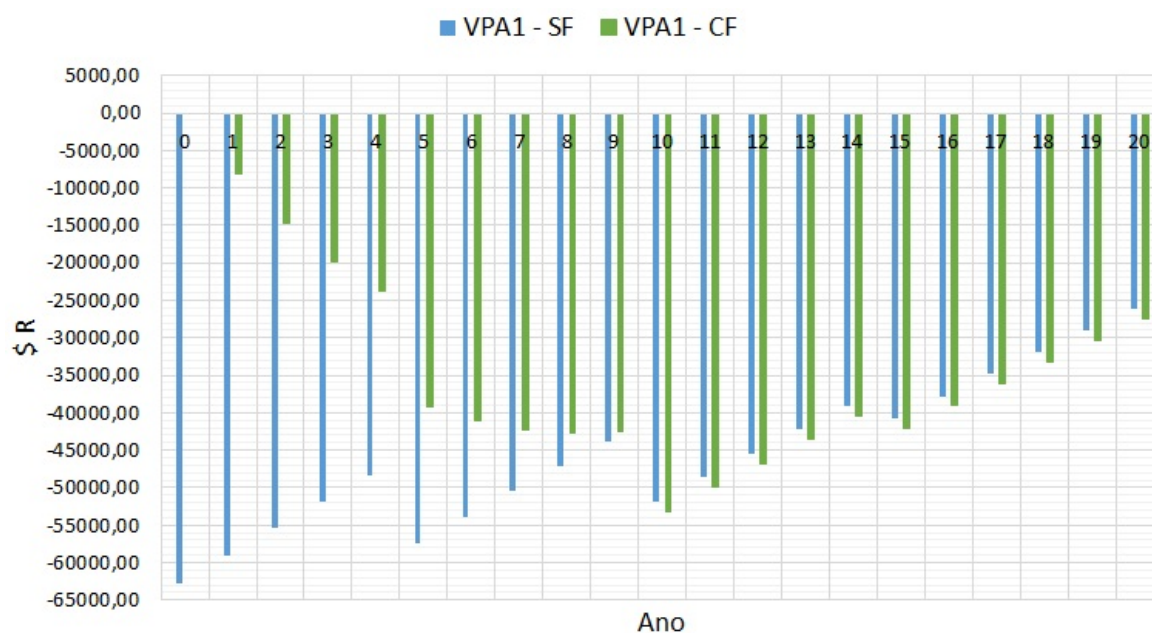


Tabela 37 – Resumo da análise financeira das propostas do SFCR

	VPL1 [\$R]	TIR1 [%]	Payback1 [anos]	VPL2 [\$R]	TIR2 [%]	Payback2 [anos]
<b>Cenário 1</b>						
SFCR A - SF	35742,74	28,45	6	-1023,20	9,41	>20
SFCR A - CF	35397,54	*	1*	-1316,74	8,44	>20
SFI B - SF	-26129,72	5,46	>20	-	-	-
SFI B - CF	-27448,43	2,96	>20	-	-	-
<b>Cenário 2</b>						
SFCR A - SF	26929,92	26,15	6	-3474,03	7,01	>20
SFCR A - CF	27966,11	*	1*	-2592,88	5,81	>20
SFI B - SF	-37479,28	2,25	>20	-	-	-
SFI B - CF	-33520,85	-0,73	>20	-	-	-

\* Como o lucro obtido pelo sistema completo é tão grande, na opção de financiamento todas as parcelas do empréstimo são pagas com os lucros do sistema e não há necessidade de investimento por parte do proprietário; portanto, não é possível determinar a TIR nem o PAYBACK.

\*\* SF - Sem Financiamento e CF - Com Financiamento.

### 3.5 Análise ambiental

Como consequência das evidentes mudanças climáticas ao redor do planeta, a questão ambiental tem se desenvolvido amplamente na mentalidade da população, chegando a ser um importante fator na tomada de decisão de investimentos.

A principal causa das mudanças climáticas é o aquecimento global acelerado, provocado pela rápida acumulação na atmosfera de gases de efeito estufa (GEE). O  $CO_2$  e o  $CH_4$  são os GEE que geram mais preocupação devido ao volume de suas emissão na produção de energia, onde o  $CO_2$  é produzido majoritariamente na operação dos geradores

baseados na queima de combustíveis fósseis, e em menor proporção pelas hidroelétricas. Enquanto que o  $CH_4$  provém da decomposição da biomassa nos reservatórios das hidroelétricas e, em menor quantidade, também da queima de combustíveis fósseis.

De acordo com Instituto Ambiental do Paraná (IAP) na sua portaria nº 8/2017 se estabelece que a geração de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica tem um impacto ambiental muito baixo e empreendimentos de até 1 MW estão dispensados de estudos e de licenciamento ambiental, sendo que podem ser considerados livres de emissões de GEE. Para definir a quantidade de emissões evitadas é aplicado o fator de emissões da matriz elétrica Brasileira de 0,0651 t  $CO_2$ /MWh, valor médio anual obtido a partir do histórico fornecido pelo Ministério da Ciência Tecnologia (MCT) (Tabela 38).

Tabela 38 – Fator anual de emissões de  $CO_2$  da matriz elétrica brasileira.

<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
0,0323	0,0293	0,0484	0,0246	0,0512	0,0292
<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Média</b>
0,0653	0,096	0,1355	0,1244	0,0817	0,0653

Fonte: Elaboração própria a partir do histórico disponível no MCT.

Assim, na Tabela 39 é apresentado o resumo das emissões de  $CO_2$  evitadas ao longo da vida útil de cada projeto, incluído o  $CO_2$  evitado pela troca da motobomba. De acordo com isto, **o SFI é o que evita mais emissões de  $CO_2$** . De forma isolada a TM é o que mais reduz as emissões.

Tabela 39 – Emissões de  $CO_2$  evitadas por cada proposta.

SFCR			SFI		
Alternativa	Produção* [MWh]	Emissão* [t $CO_2$ ]	Alternativa	Produção* [MWh]	Emissão* [t $CO_2$ ]
A	50,80	3,32	B	83,71	5,46
TM	105,88	6,91			

\* Os valores obtidos são o somatório da operação do sistema ao longo dos 20 anos de vida econômica.

\*\* TM corresponde à energia evitada pela troca da motobomba.

## 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base nas informações contidas em Klein (2013) sobre local de estudo, foi possível determinar o consumo médio diário mensal de água para satisfazer as necessidades de irrigação do cultivo de uva, aplicando o método da evapotranspiração de referência da EMBRAPA UVA E VINHO. Uma vez calculada a altura manométrica total da rede hidráulica, estimou-se a potência da motobomba requerida para tal sistema. Isto evidenciou que o sistema atual está extremamente sobredimensionado, o que motivou a proposta de troca do dispositivo de 7,5 CV por um de apenas 2 CV. Reduzindo o consumo de energia em aproximadamente 73%.

Após definir os períodos de operação do sistema de irrigação, determinou-se a curva de demanda do novo sistema proposto. Avaliando o recurso solar disponível na cidade de Salto do Lontra, por meio dos softwares RETSCREEN e SAM, foi definido que a melhor inclinação para os módulos FV é 18 graus, que maximiza a produção de energia ao longo do ano e mantém uma alta produção no verão, período de maior demanda de água da cultura videira no sul paranaense.

Para ambas as propostas foi aplicada a linha de crédito do PRONAF ECO que financia o projeto em sua totalidade com uma taxa efetiva de 2,5% a.a. e um parcelamento de até 10 anos. Também foram propostos dois cenários de avaliação econômica: o cenário 1 (padrão) com taxa de incremento do preço da eletricidade de 8,30% a.a. que equivale à média do histórico de reajustes da COPEL no período 2000-2017, e o cenário 2 (contraproducente) que adota um crescimento de 6,1 % a.a. no preço da energia, valor médio do histórico e previsão do IBGE para o crescimento do IPCA no período de 2001-2021.

Para dimensionar os SFV comparou-se dois métodos, um proposto pelo CRESESB, e outro que consiste na otimização do sistema com o software SAM. O critério de dimensionamento para o SFCR foi a demanda anual do sistema (2205 kWh), enquanto que para o SFI foi a demanda média diária do mês crítico de consumo (12,78 kWh/dia em dezembro) garantindo uma autonomia de dois dias. Esta comparação evidenciou que a metodologia proposta pelo CRESESB é conservadora e, induz ao sobredimensionamento do sistema, especialmente no SFI onde, para a alternativa B, houve uma redução de 12,5% para o arranjo FV e 67,9% para o banco de baterias.

Finalmente, após a análise técnica (simulações no SAM), econômica (análise financeira dos investimentos) e ambiental (toneladas de  $CO_2$  evitadas) conclui-se que a melhor opção para o SFCR é a alternativa A (avaliada no cenário 1) que consta de 6 placas

de 315Wp cada (1890W de potência total instalada), incorporando a troca da motobomba e com o financiamento do PRONAF ECO, requerendo um investimento de 16.407,69 R\$. Esta alternativa gera cerca de 8015 kWh por ano (2721 kWh do gerador FV e 5294 kWh da energia evitada pela troca da motobomba), tem uma razão de autoconsumo de 43,82%, produz um lucro de 35.397,54 R\$ ao final do investimento, com uma TIR imediata (a partir do financiamento, o proprietário não deverá pôr capital extra), Payback de 1 ano e reduz as emissões de  $CO_2$  em 10,23 toneladas após operar 20 anos. Porém, analisando unicamente os lucros obtidos pelo SFV o VPL é de -1.023,20 R\$ e a TIR é 9,41 %, o que torna o investimento inviável e evidencia que é interessante apenas trocar a motobomba.

No SFI nenhuma proposta apresentou-se viável, porém, a alternativa B no cenário 1, composta por 14 placas de 260Wp cada uma (3640W de potência total instalada) e um banco de baterias com 18 elementos tipo chumbo-ácido com capacidade nominal de 47,52kWh em 24V (para dois dias de autonomia), com um investimento inicial de 62.679,93 R\$, também considerando o financiamento do PRONAF ECO e a troca da motobomba, é a que resulta em menor prejuízo. Estimou-se uma geração útil de cerca de 4301 kWh por ano, com um prejuízo de 26.128,72 R\$ ao final do investimento, uma TIR de 5,46 %, um Payback superior ao horizonte de investimento proposto e uma redução nas emissões de  $CO_2$  de 12,37 toneladas após operar 20 anos.

Os resultados confirmam a hipótese de que em zonas atendidas pela rede elétrica a melhor opção é o SFCR com uso do sistema de compensação das concessionárias. No entanto, o baixo custo da eletricidade em zonas rurais conectadas à rede faz com que os SFVs ainda não sejam economicamente atraentes, porém, os SFCR apresentam uma alternativa promissora para irrigação quando o objetivo é aumentar a segurança do abastecimento de água e contribuir na mitigação da contaminação ambiental.

Como limitante do projeto destaca-se a ausência de um histórico preciso do consumo de água e de energia para irrigação ao longo do ano. Isto permitiria refinar ainda mais o tamanho da motobomba requerida e optar por outras alternativas de projeto, como usar um tanque de armazenamento de água ao invés de baterias ou incorporar motobombas CC com um tanque de armazenamento para aproveitar melhor o recurso solar.

## Referências

- ABUNADA, M. et al. Optimization and reliability assessment of water distribution networks incorporating demand balancing tanks. *Procedia Engineering*, Elsevier, v. 70, p. 4–13, 2014.
- ANA, A. N. das Águas. *Conjuntura dos recursos hídricos*. 2016. Disponível em: <<http://www3.snirh.gov.br/portal/snirh/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos/informe-conjuntura-2016.pdf>>.
- ANDRADE, E. H. P. D. et al. Sistema de bombeamento de água com energia solar fotovoltaica utilizando motor de indução trifásico. 2008.
- ANDRETTA, R. L. *Manejo da cultura de uvas finas*. Dissertação (Mestrado) — Mestrado em produção vegeal, 2011.
- ANEEL. *PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. 2010. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo8\\_revisao\\_1\\_retificacao\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo8_revisao_1_retificacao_1.pdf)>. Acesso em: 12 mar 2017.
- ANNEE. *4-Cadernos Temáticos ANEEL Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica*. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil), 2005.
- BAKELLI, Y.; ARAB, A. H.; AZOUI, B. Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using lpsp concept. *Solar Energy*, Elsevier, v. 85, n. 2, p. 288–294, 2011.
- BOUZON, M.; COELHO, A. S.; RODRIGUEZ, C. M. T. Determinação do padrão de operação ótimo para o custo energético de um sistema de distribuição de água. *Revista Produção Online*, v. 13, n. 2, p. 500–519, 2013.
- CANADA, N. R. *Clean Energy Management Software RETScreen*. 2017. Disponível em: <<http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>>.
- CANADIANSOLAR. *CS6P-260/265P*. 2017. Disponível em: <[http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/na/Canadian\\_Solar-Datasheet-CS6PP\\_Quartech-v5.3\\_na.pdf](http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/na/Canadian_Solar-Datasheet-CS6PP_Quartech-v5.3_na.pdf)>. Acesso em: 27 abr 2017.
- CANADIANSOLAR. *MAXPOWER (1500V) CS6U-315/320/325/330P*. 2017. Disponível em: <[http://www.canadiansolar.com/fileadmin/user\\_upload/downloads/datasheets/v5.5/Canadian\\_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-P-1500V-v5.52en.pdf](http://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-P-1500V-v5.52en.pdf)>. Acesso em: 27 abr 2017.
- CEPEA, C. de Estudos Avançados em E. A. *PIB do Agronegócio - Dados de 1995 a 2015*. 2016. Disponível em: <<http://www.cepea.esalq.usp.br/br/pib-do-agronegocio-brasileiro.aspx>>. Acesso em: 20 mar 2017.
- CHANDEL, S.; NAIK, M.; CHANDEL, R. Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015.

CHENNI, R. et al. Comparative study of photovoltaic pumping systems using a permanent magnet synchronous motor (pmsm) and an asynchronous motor (asm). *Rev. Energ. Ren*, v. 9, p. 17–28, 2006.

CHIAROTTI, F. et al. Caracterização fenológica, exigência térmica e maturação da uva 'bordô' em bocaiuva do sul, pr. *Revista Brasileira de Ciências Agrárias*, Universidade Federal Rural de Pernambuco, v. 9, n. 3, 2014.

COPEL. *Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da Copel*. 2016. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/E00A539C1F08DF2003257F69004DF8BC/\\$FILE/NTC%20905200%20Acesso%20de%20Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/E00A539C1F08DF2003257F69004DF8BC/$FILE/NTC%20905200%20Acesso%20de%20Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa.pdf)>. Acesso em: 04 fev 2017.

CORRÊA, T. P.; SILVA, S. R. Sistema de bombeamento fotovoltaico com implementação de procura do ponto de máxima potência. *Proc. I CBENS*, 2007.

COSTA, L. H. M.; CASTRO, M. A. H. d.; RAMOS, H. Use of hybrid genetic algorithms for optimized operation of water supply systems. *Engenharia Sanitaria e Ambiental*, SCIELO Brasil, v. 15, n. 2, p. 187–196, 2010.

COSTA, S. C. Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: Literature review update for 2012–2015. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 63, p. 33–61, 2016.

DATA.ORG, C. *Clima: Salto do Lontra*. 2017. Disponível em: <<https://pt.climate-data.org/location/43620/>>.

DAUD, A.-K.; MAHMOUD, M. M. Solar powered induction motor-driven water pump operating on a desert well, simulation and field tests. *Renewable energy*, Elsevier, v. 30, n. 5, p. 701–714, 2005.

EFFICIENTIA, F. *Eficiência Energética em Sistemas de Bombeamento*. [S.l.]: Eletrobrás, 2005.

ELEOTERO, B. C. *Redução dos custos com energia elétrica em sistemas de bombeamento - estudo de caso sistema de abastecimento de água de Capinzal/Ouro, SC*. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA CENTRO TECNOLÓGICO CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL, 2008.

EMBRAPA. *Irrigação da videira*. 2017. Disponível em: <<http://www.cnpuv.embrapa.br/publica/sprod/viticultura/irriga.html>>. Acesso em: 9 sep 2017.

EMBRAPA. *Irrigação na Produção Integrada de Uvas Finas de Mesa PI-Uva*. 2017. Disponível em: <<http://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/bitstream/doc/911412/1/SDC241.pdf>>.

EMBRAPA, U. E. V. *NECESSIDADE DE ÁGUA DA CULTURA DA VIDEIRA NA REGIÃO NORTE DO PARANÁ*. 2017. Disponível em: <<https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/113431/1/Necessidade-Agua-Videira-Norte-Parana.pdf>>.



- EMBRAPA, U. E. V. *Planilha para cálculo diário da evapotranspiração de referência pelo método de Penman-Monteith parametrizado pela FAO*. 2017. Disponível em: <<http://www.cnpqv.embrapa.br/tecnologias/>>.
- ÇENGEL, A. Y.; CIMBALA, J. M. *Fluid mechanics fundamentals and applications. McGraw-Hill Publication*, v. 2, p. 136–138, 2006.
- EPE, E. de pesquisa energética. *Consumo de Energia no Brasil*. 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2010-14%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil.pdf>>.
- EPSOLAR. *EPsolar Pure Sine Wave Inverter: Series SHI*. 2017. Disponível em: <<http://www.epsolarpv.com/en/uploads/news/201505/1432881866912284.pdf>>. Acesso em: 27 abr 2017.
- ESTACIO. *Matemática financeira*. 2017. Disponível em: <[https://profhubert.yolasite.com/resources/Apostila\\_Matematica\\_financeira.pdf](https://profhubert.yolasite.com/resources/Apostila_Matematica_financeira.pdf)>. Acesso em: 15 sep 2017.
- FANG, H.-e.; ZHANG, J.; GAO, J.-l. Optimal operation of multi-storage tank multi-source system based on storage policy. *Journal of Zhejiang University-Science A*, Springer, v. 11, n. 8, p. 571–579, 2010.
- FAO. *Organização das Nações Unidas para Alimentação e Agricultura*. 2017. Disponível em: <<http://www.fao.org/brasil/pt/>>. Acesso em: 27 mar 2017.
- FEDRIZZI, M. et al. Implantação e acompanhamento de projeto fotovoltaico de bombeamento: ocorrência de problemas. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.
- FEITOSA, N.; FILHO, C. *Abastecimento de água no meio rural*. 2017. Disponível em: <<http://www.dec.ufcg.edu.br/saneamento/A0.html?submit=Voltar+ao+%CDndice>>. Acesso em: 15 sep 2017.
- FERNANDES, L. F. S.; TERÊNCIO, D. P.; PACHECO, F. A. Rainwater harvesting systems for low demanding applications. *Science of The Total Environment*, Elsevier, v. 529, p. 91–100, 2015.
- FERNANDES, R. de O. *Estações Elevatórias de Água*. 2017. Disponível em: <<http://wiki.urca.br/dcc/lib/exe/fetch.php?media=estacao-elevatoria-agua.pdf>>. Acesso em: 12 mar 2017.
- FILHO, A. *Estudo de Diagnóstico Energético em Sistemas de Abastecimento*. Dissertação (Mestrado) — Universidade federal de itajubá - Programa de pós-graduação em engenharia de energia, 2012.
- FILHO, C. F. M. *Abastecimento de água*. 2017. Disponível em: <<http://www.dec.ufcg.edu.br/saneamento/Agua.html?submit=Voltar+ao+%CDndice+Geral>>. Acesso em: 15 sep 2017.
- FILHO, D. et al. Metodologia de diagnóstico energético em estação de captação de água. *Agriambi*, 2010.
- GOMES, H. O. *SISTEMAS DE BOMBEAMENTO: Eficiência Energética*. [S.l.]: Editorial universitária - UFPB, 2009.



- GOMES, H. O. *MANUAL DE SISTEMAS DE BOMBEAMENTO: Eficiência Energética*. [S.l.]: Editorial universitária - UFPB, 2012.
- GOMES, H. P.; SILVA, F. C. da. Viabilidade técnica e econômica da operação de uma rede de distribuição de água sem bombear no horário de ponta. 2013.
- GOPAL, C. et al. Renewable energy source water pumping systems — a literature review. *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013.
- IBGE. *Censo agropecuário*. 2006. Disponível em: <[http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/50/agro\\_2006\\_agricultura\\_familiar.pdf](http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/50/agro_2006_agricultura_familiar.pdf)>. Acesso em: 17 mar 2017.
- IBGE. *Estatísticas do cadastro central de empresas 2014*. 2016. Disponível em: <<http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv97205.pdf>>.
- IBGE. *Produção agrícola municipal: culturas temporárias e permanentes 2015*. 2017. Disponível em: <[http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/66/pam\\_2015\\_v42\\_br.pdf](http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/66/pam_2015_v42_br.pdf)>. Acesso em: 4 sep 2017.
- JÚNIOR, O. et al. Estudo de caso de um sistema de fornecimento de água através de bombeamento fotovoltaico para aplicação no assentamento eldorado ii. ENEPE UFGD, 2013.
- JUNIOR, J. *Análise hidroenergética da rotina operacional de sistema de bombeamento utilizado em abastecimento público de água*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Pará - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2012.
- KLEIN, M. R. *Controle estatístico de qualidade de irrigação e fertirrigação por gotejamento na cultura da uva*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola da Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2013.
- LIMA, E. Diagnosis of induction motors operating under distorted and unbalanced voltages. *Department of Industrial Automation Federal Institute of Pernambuco – Campus Ipojuca*, 2010.
- LIMA, J. A. de et al. Potencial da economia de água potável pelo uso de água pluvial: análise de 40 cidades da amazônia. *Eng Sanit Ambient*, SCIELO Brasil, v. 16, n. 3, p. 291–298, 2011.
- MARINOSKI, D. L.; GHISI, E.; GÓMEZ, L. A. Aproveitamento de água pluvial e dimensionamento de reservatório para fins não potáveis: estudo de caso em um conjunto residencial localizado em Florianópolis-SC. In: *I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável e ENTAC04–10o Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, São Paulo–SP*. [S.l.: s.n.], 2004.
- MIERZWA, J. C. et al. Águas pluviais: método de cálculo do reservatório e conceitos para um aproveitamento adequado. *Revista de Gestão de Águas da América Latina*, v. 4, p. 29–37, 2007.
- MORAES, A.; RIBEIRO, T.; VALER, L. Sistemas fotovoltaicos de bombeamento implantados no semiárido pernambucano: observações de campo. Congresso brasileiro de planejamento energético, 2016.

- MOURA, C. *Moura Clean - Catálogo técnico*. 2017. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=0&file=custom%2Fupload%2FFile-1366223740.pdf>>. Acesso em: 27 abr 2017.
- MUHSEN, D.; KHATIBC, T.; NAGID, F. A review of photovoltaic water pumping system designing methods, control strategies and field performance. *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- NAKABAYASHI, R. *Microgeração fotovoltaica no brasil: condições atuais e perspectivas futuras*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, 2014.
- NAKABAYASHI, R. *MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: VIABILIDADE ECONÔMICA*. 2015. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>. Acesso em: 5 oct 2017.
- NREL. *SAM System Advisor Model*. 2017. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/download>>. Acesso em: 5 oct 2017.
- PEDRAZA, A.; ROSAS, R. *Avaliação de sistemas de bombeamento de água: Manual de eficiência energética*. [S.l.]: Inter-American Development Bank, 2012.
- PELAK, N.; PORPORATO, A. Sizing a rainwater harvesting cistern by minimizing costs. *Journal of Hydrology*, Elsevier, v. 541, p. 1340–1347, 2016.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.
- PROCOBRE. *DIMENSIONAMENTO ECONÔMICO E AMBIENTAL DE CONDUTORES ELÉTRICOS*. 2017. Disponível em: <<http://procobre.org/media-center/pt-br/component/jdownloads/send/2-publicacoes/54-dimensionamento-economico-e-ambiental-de-condutores-eletricos.html>>. Acesso em: 5 oct 2017.
- PRYSMIAN. *Tabela de preços dos cabos prysmian*. 2017. Disponível em: <[http://br.prysmiangroup.com/br/files/TABELA-PRECOB-PRYSMIAN\\_CABOS\\_SET17.pdf](http://br.prysmiangroup.com/br/files/TABELA-PRECOB-PRYSMIAN_CABOS_SET17.pdf)>. Acesso em: 5 oct 2017.
- RAWAT, R.; KAUSHIK, S.; LAMBA, R. A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system. *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- SAMPAIO, R. *Diagnóstico energético de instalações de bombeamento de água – estudo de caso*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Viçosa, 2005.
- SCHNEIDER, M. *Motobombas Centrífugas Monoestágio BC-92*. 2017. Disponível em: <<http://www.schneider.ind.br/produtos/motobombas-de-superf%C3%ADcie/light/centr%C3%ADfugas-monoest%C3%A1gio/bc-92/#TabeladeSeleo>>.
- SCHONS, A. R.; RODRIGUES, E. A. G. *A VITICULTURA NO PARANÁ: uma análise para as mesorregião e microrregião so estado de 2000 - 2009*. 2017. Disponível em: <<http://www.unisc.br/site/sidr/2013/Textos/310.pdf>>. Acesso em: 4 sep 2017.

- SILVA, J. J. B. d. *Análise técnica e econômica de um sistema fotovoltaico como fonte de energia para agricultura familiar*. Dissertação (Mestrado) — Pós-Graduação Lato Sensu em Formas Alternativas de Energia da Universidade Federal de Lavras, 2014.
- SIMIONI, W. I.; GHISI, E.; GÓMES, L. A. Potencial de economia de Água tratada através do aproveitamento de Águas pluviais em postos de combustíveis: Estudos de caso. In: *Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 1.
- SMA. *SUNNY BOY 1.5 / 2.5*. 2017. Disponível em: <<http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-boy-15-25.html>>. Acesso em: 27 abr 2017.
- SOLERA, E. M. et al. Otimização dos custos de energia elétrica na programação da captação, armazenamento e distribuição de água. *Production*, SCIELO Brasil, v. 26, n. 2, p. 385–401, 2016.
- SOUSA, A. C. d. et al. *Otimização hidroenergética da operação de sistemas de distribuição de água*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia do Meio Ambiente da Escola de Engenharia Civil da Universidade Federal de Goiás, 2013.
- TESTEZLAF, R.; RAMOS, J. P. da S. Sistema automatizado para determinação de perda de carga em filtros de tela e disco usados na irrigação localizada. *Pesquisa Agropecuária Brasileira*, v. 30, n. 8, p. 1079–1088, 1995.
- VASCONCELOS, B. A.; ARAUJO, R. B. Estimação do fator de desequilíbrio de tensões e sua média, utilizando técnicas de identificação de sistemas. 2012.
- VICTRON, E. *Victron energy MPPT 150-85 - MC4*. 2017. Disponível em: <<https://www.victronenergy.com.br/upload/documents/Datasheet-BlueSolar-charge-controller-MPPT-150-45-up-to-150-100-EN.pdf>>. Acesso em: 27 abr 2017.
- VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. [S.l.]: Saraiva, 2015.
- WWAP, U. N. W. W. A. P. *The United Nations World Water Development Report 2016*. 2016. Disponível em: <<http://unesdoc.unesco.org/images/0024/002439/243938e.pdf>>.

## Anexos

## ANEXO A – DIMENSIONAMENTO DO SFV VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL NO SAM

Com ajuda de modelos computacionais desenvolvidos pela *NREL* (*National Renewable Energy Laboratory*), a *Sandia National Laboratories*, a Universidade de Wisconsin, e outras organizações, o *SAM* avalia o custo de produção e o desempenho de projetos envolvendo energias renováveis. O *software* está constituído por Modelos de Desempenho (*Performance Models*) que caracterizam o funcionamento de cada parte do sistema ao realizar simulações horárias ou sub-horárias usadas para calcular a produção de energia da instalação, e Modelos Financeiros (*Financial Models*) que analisam o custo do projeto. Nesse apartado são explicados os procedimentos necessários para avaliar o SFCR e o SFI, de acordo com a função *help* contida no próprio *SAM*.

Para o projeto de SFVs o *SAM* dispõe de três **Modelos de Performance**: Fotovoltaico detalhado (*Detailed Photovoltaic*), Modelo PVWatts (*PVWatts Model*) e Fotovoltaico concentrado (*Concentrating Photovoltaic*), conforme a Figura 47.

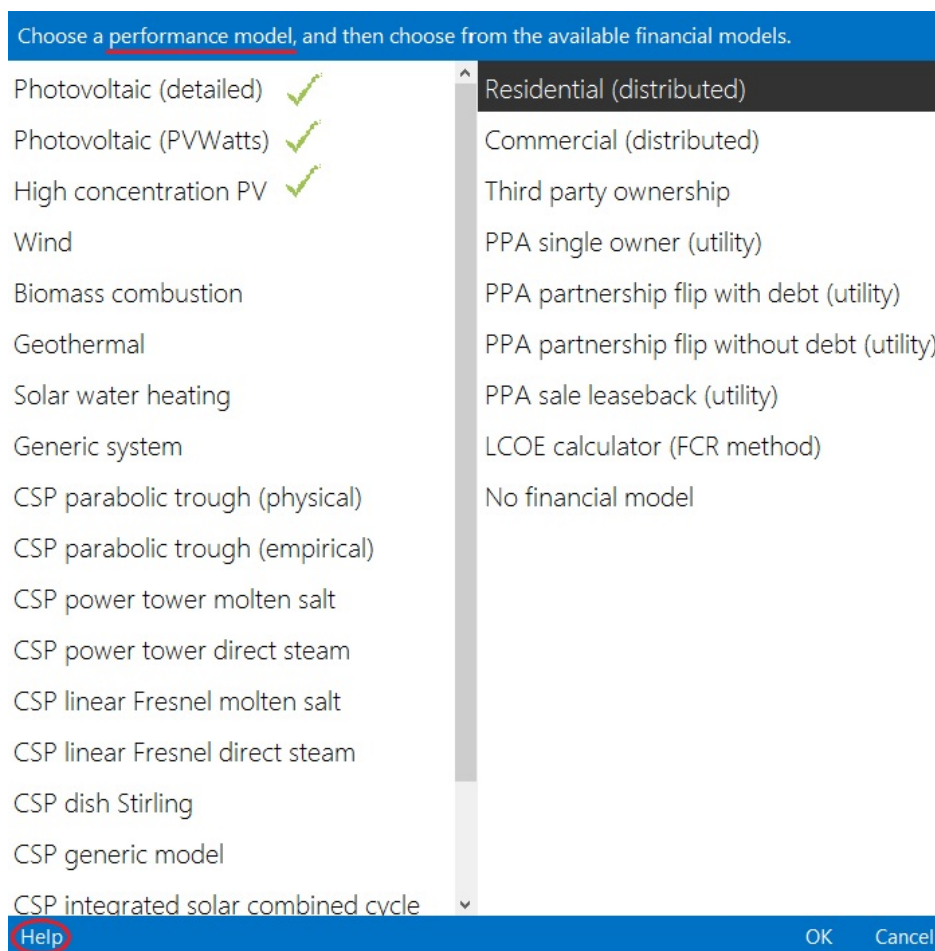
O modelo fotovoltaico detalhado calcula a produção de energia do SFV por meio de modelos separados tanto para o módulo FV como para o inversor, sendo que requer informação específica sobre ambos os equipamentos e o arranjo a ser adotado. Caso os equipamentos utilizados não constem na biblioteca do *software*, seu dados podem ser inseridos manualmente com base na folha de dados. Este modelo realiza correções pelo efeito da temperatura no desempenho dos módulos e permite definir outras perdas como por sombreamento, por sujeira, no cabos, etc.

Já o modelo *PVWatts*, a partir de poucos dados de entrada, propõe um SFV especificando sua capacidade nominal, a orientação e tipo de montagem do arranjo, e perdas do sistema. Internamente o programa pressupõe as características do módulo e do inversor para realizar as simulações. Assim, este modelo é recomendado para uma análise preliminar do sistema ou quando o projeto não demanda muita precisão no resultado.

Por último, o modelo fotovoltaico concentrado também utiliza modelos diferentes para o inversor e o módulo, mas, além disso, requer informação detalhada sobre o desenho do concentrador e a eficiência da célula solar em diferentes níveis de irradiância. Este modelo é usado para dimensionar SFV de alta concentração, típicos em usinas solares.

Como neste projeto o objetivo é dimensionar um sistema de microgeração da forma

Figura 47 – Janela no SAM para seleção do modelo de desempenho



Fonte: NREL (2017)

mais detalhada possível, o modelo ser implementado é o Modelo Fotovoltaico Detalhado, cujo procedimento é descrito a continuação.

O primeiro passo é **definir o local de instalação e o recurso energético disponível**; o SAM conta com uma janela específica chamada Localização e Recurso (*Location and Resource* - Figura 48), que provê três opções para selecionar o arquivo climatológico que será usado na análise.

A primeira opção é descarregar um arquivo climático do NSRDB (*Download a weather file from the NSRDB-National Solar Radiation Database*) que contém dados derivados via satélite através do modelo físico solar e armazenados em um arquivo no formato CSV do SAM tanto para um ano típico como para um histórico desde 1998 até 2014. Os dados são de localizações como: USA, o Sul do Canadá, América Central, o Caribe, e o norte da América do Sul.

A segunda alternativa é selecionar um arquivo climático da biblioteca de recurso

solar do SAM (*Choose a weather file from the solar resource library*). Aqui pode-se encontrar arquivos climáticos de diversas localidades ao redor do mundo e de fonte confiáveis como: a NSRDB que coleta dados ao longo dos Estados Unidos; a SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment Programme*) como localizações América Central, o Caribe, e o norte da América do Sul, Europa, Ásia, África, e Oceânia; e, *Canadian Weather for Energy Calculations* com localidades ao longo de Canadá.

Figura 48 – Janela no SAM para seleção dos dados climatológicos do local de instalação

**Download a weather file from the NREL NSRDB**

Click Download and type a street address or latitude and longitude to download a weather file from the NREL NSRDB for United States and some international locations. SAM adds the downloaded file to the solar resource library so it will appear in the list below.

[Download...](#) [NSRDB Map](#)

---

**Choose a weather file from the solar resource library**

Click a name in the list to choose a file from the library. Type a few letters of the name in the search box to filter the list. If your location is not in the library, try downloading a file (see above).

Search for:  Name

Name	Station ID	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation
Canada NS Shearwater (INTL)	14633	44.63	-63.5	-4	51
Canada NS Sydney (INTL)	14646	46.17	-60.05	-4	55
Canada NT Inuvik (INTL)	22258	68.3	-133.48	-7	59
Canada NT Resolute (INTL)	17901	74.72	-94.98	-6	67
Canada NT Yellowknife (INTL)	26110	62.47	-114.45	-7	205
Canada ON London (INTL)	94895	43.03	-81.15	-5	278

City:  Time zone:  Latitude:   
 State:  Elevation:  Longitude:   
 Country:  Data Source:  Station ID:   
 Data file:

**Tools**

---

**Annual Weather Data Summary**

Global horizontal:  kWh/m<sup>2</sup>/day Average temperature:  °C  
 Direct normal (beam):  kWh/m<sup>2</sup>/day Average wind speed:  m/s  
 Diffuse horizontal:  kWh/m<sup>2</sup>/day Maximum snow depth:  cm [Visit SAM weather data website](#)

---

**Use a specific weather file on disk**

Check the box and click Browse to choose a weather file stored on your computer without adding it to the solar resource library. Supported solar weather file formats are SAM CSV, TMY2, TMY3, and EPW.

Fonte: NREL (2017)

E por último pode-se usar um arquivo climático próprio (*Use a specific weather file on disk*) permite importar do computador a informação do recurso disponível, quando armazenada em um formato compatível com o SAM.

Já definido o recurso solar, é preciso **determinar o Módulo FV** que empregará o sistema. O SAM apresenta várias alternativas, porém duas são as mais usadas para especificar este equipamento: o modelo de desempenho CEC (*The California Energy Commission*) com um módulo da base de dados do SAM (*CEC Performance Model with Module Database CEC*) e o modelo de desempenho CEC com um módulo com as especificações ingressadas pelos usuário (*CEC Performance Model with User Entered*



Specifications).

A primeira alternativa (Figura 49) calcula a eficiência de conversão de energia solar em eletricidade a partir dos dados armazenados na biblioteca do SAM que contém as características de milhares de módulos disponíveis comercialmente; e calcula as correções para o efeito da temperatura sobre os módulos através da metodologia da NOCT, o que demanda informações sobre o tipo de montagem do SFV. E a segunda alternativa (Figura 50) usa o mesmo algoritmo do modelo CEC, mas permite ao usuário ingressar as especificações técnicas do módulo a partir das informações da folha de dados fornecida pelo fabricante; é importante destacar que os dados ingressados podem ser salvos em um arquivo compatível com o SAM para usá-lo em outros projetos.

Figura 49 – Janela para seleção do módulo FV da base de dados do SAM

Name	I <sub>mp_ref</sub>	V <sub>mp_ref</sub>	A <sub>c</sub>	N <sub>s</sub>	I <sub>sc_ref</sub>	V <sub>oc_ref</sub>	garr
SunPower SPR-X20-327-BLK	5.71	57.3	1.631	96	6.09	67.6	-0.3
SunPower SPR-X20-327-BLK-C-AC	5.71	57.3	1.631	96	6.09	67.6	-0.3
SunPower SPR-X20-327-C-AC	5.71	57.3	1.631	96	6.09	67.6	-0.3
SunPower SPR-X20-327-COM	5.71	57.3	1.631	96	6.09	67.6	-0.3
SunPower SPR-X20-445-COM	5.8	76.7	2.162	128	6.21	90.5	-0.3
SunPower SPR-X21-255	5.95	42.8	1.182	72	6.3	51	-0.3
SunPower SPR-X21-335	5.85	57.3	1.631	96	6.23	67.9	-0.3
SunPower SPR-X21-335-BLK	5.85	57.3	1.631	96	6.23	67.9	-0.3

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

Module Characteristics at Reference Conditions

SunPower SPR-X21-335-BLK

Module Current (Amps) vs. Module Voltage (Volts)

Parameter	Value	Unit	Temperature Coefficient	Temperature Coefficient Unit
Nominal efficiency	20.5521	%		
Maximum power (P <sub>mp</sub> )	335.205	Wdc	-0.310	%/°C
Max power voltage (V <sub>mp</sub> )	57.3	Vdc	-1.039	W/°C
Max power current (I <sub>mp</sub> )	5.8	Adc		
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> )	67.9	Vdc	-0.250	%/°C
Short circuit current (I <sub>sc</sub> )	6.2	Adc	-0.170	V/°C
			0.040	%/°C
			0.002	A/°C

Temperature Correction

Nominal operating cell temperature (NOCT) method

Heat transfer method

Refer to Help for more information about CEC cell temperature models.

NOCT method parameters

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

Fonte: NREL (2017)

De forma similar, **para selecionar o inversor** que converterá toda a energia produzida pelo SFV em energia utilizável pela carga. Das alternativas disponíveis no SAM, as duas mais usadas são: Inversor da base de dados do CEC (*Inverter CEC Database*) e o inversor a partir da folha de dados do fabricante (*Inverter Datasheet*).

A primeira opção (Figura 51) calcula em cada hora a saída CA do sistema a partir da entrada CC (equivalente à saída elétrica do arranjo FV) e um conjunto de coeficientes, determinados empiricamente, que descrevem as características de desempenho do inversor. Estes coeficientes são determinados com base na informação fornecida pelos fabricantes e,



além disso, medições em campo do mesmo inversor funcionando em SFV já instalados, ou inclusive medições feitas em laboratório. Todas as medições coletadas seguem o protocolo de testes da CEC.

Figura 50 – Janela no SAM para seleção do módulo FV ingressando as informações do *datasheet*

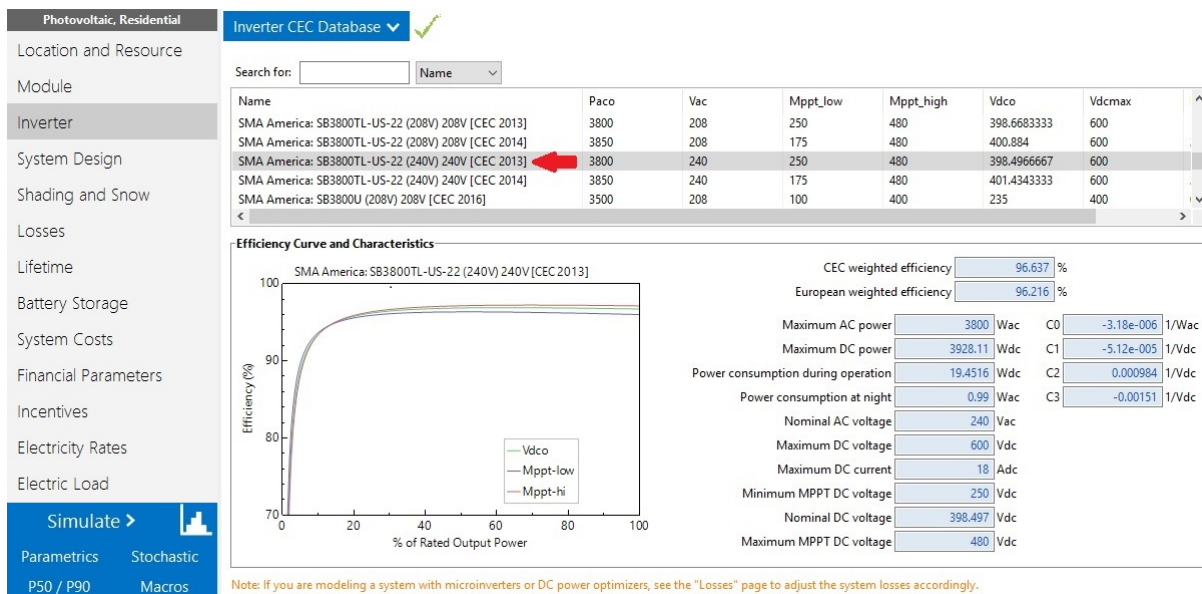
Fonte: NREL (2017)

Já a segunda opção (Figura 52), calcula em cada hora a saída CA do sistema a partir da entrada CC (equivalente à saída elétrica do arranjo FV) e os parâmetros de desempenho, fornecidos pelo fabricante na folha de dados do inversor. Com os parâmetros de desempenho ingressados de forma manual, o *SAM* estima os coeficientes para o modelo computacional para o inversor desenvolvido pela *Sandia National Laboratories*. Recomenda-se esta alternativa para inversores que não constem na base de dados do *SAM*.

Com os principais componentes definidos, já podemos **configurar o arranjo FV**; para isto o *SAM* possui a janela *Desenho do Sistema* (*System Design* - Figura 53). De forma geral, aqui são o número de módulos por fileira, a configuração de cada fileira, o número de inversores e o tipo de seguimento solar.

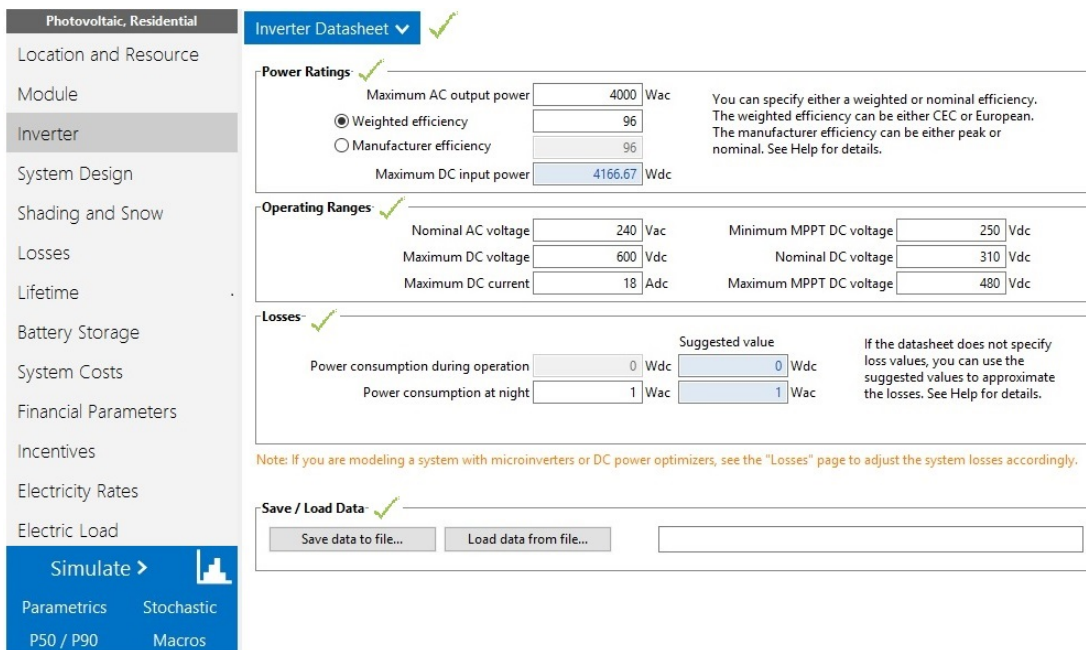
Na parte de dimensionamento do sistema (*System Sizing*) existem duas opções, especificar o tamanho desejado para o arranjo (*Specify desired array size*) e que o *SAM*

Figura 51 – Janela para seleção do inversor da base de dados do SAM



Fonte: NREL (2017)

Figura 52 – Janela no SAM para seleção do inversor ingressando as informações do *datasheet*



Fonte: NREL (2017)

proponha uma configuração automaticamente ou de forma manual especificar o número de módulos e inversores (*Specify numbers of modules and inverters*).

No primeiro caso, é preciso estabelecer o valor da capacidade do SFV em KW CC

e a razão de conversão de CC para CA; com isso, o SAM determina o número de módulos e inversores que chegam mais próximos do tamanho desejado. Use esta alternativa para obter uma estimativa inicial da dimensão do sistema; se o resultado obtido não satisfaz a demanda, é necessário optar por outro módulo ou inversor. Já a segunda alternativa, permite estabelecer a quantidade de módulos por fileira, o número de fileiras em paralelo e a quantidade de inversores. Use este modelo para definir um arranjo específico do sistema, sempre considerando que o SAM assume o mesmo número de módulos para cada fileira e que todos os inversores existentes estão ligados em paralelo.

Um indicador muito útil no momento do dimensionamento é a razão CC para CA que é o inversor do FDI e, portanto, considera-se aceitável na 0,95 até 1,25. Com a configuração estabelecida, o SAM entrega uma estimativa da área ocupada pelo SFV.

Figura 53 – Janela no SAM para definir o arranjo do SFV

**Photovoltaic, Residential**

- Location and Resource
- Module
- Inverter
- System Design**
  - Shading and Snow
  - Losses
  - Lifetime
  - Battery Storage
  - System Costs
  - Financial Parameters
  - Incentives
  - Electricity Rates
  - Electric Load
- Simulate >
- Parameters
- Stochastic
- P50 / P90
- Macros

**System Sizing** ✓

Specify desired array size

Desired array size: 4 kWdc

DC to AC ratio: 1.20

Specify modules and inverters

Modules per string: 7

Strings in parallel: 2

Number of inverters: 1

---

**Configuration at Reference Conditions**

Modules		Inverters	
Nameplate capacity	2.520 kWdc	Total capacity	4.000 kWac
Number of modules	14	Total capacity	4.167 kWdc
Modules per string	7	Number of inverters	1
Strings in parallel	2	Maximum DC voltage	600.0 Vdc
Total module area	18.2 m <sup>2</sup>	Minimum MPPT voltage	250.0 Vdc
String Voc	259.0 V	Maximum MPPT voltage	480.0 Vdc
String Vmp	210.0 V	Battery maximum power	0.000 kWdc

Sizing messages (see Help for details):

Actual DC to AC ratio is 0.63. The string voltage is below the inverter minimum MPPT voltage at reference conditions. Consider using more modules per string.

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

---

**DC Subarrays** ✓

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<b>-String Configuration</b>				
Strings in array	2 (always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Strings allocated to subarray	2	0	0	0
<b>-Tracking &amp; Orientation</b>				
Azimuth	N=0	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed
Tilt	50° Vert.	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis
	Horiz. 0°	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis
		<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis
		<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	20	20	20	20
Azimuth (deg)	180	180	180	180
Ground coverage ratio (GCR)	0.3	0.3	0.3	0.3
Tracker rotation limit (deg)	45	45	45	45
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

---

**Estimate of Overall Land Usage**

Total module area: 18.2 m<sup>2</sup>

Total land area: 0.0 acres

SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area ÷ GCR × 0.0002471 (1 m<sup>2</sup> = 0.0002471 acre).

Por outra parte, antes de finalizar a montagem do SFV, devemos determinar o **efeito do sombreamento nos módulos**, para o qual no *SAM* existe a seção de Sombreamento e Neve (*Shading and Snow* - Figura 54). Este apartado permite modelar o impacto na produção de energia que tem a redução da irradiância no plano do arranjo FV devido a fatores como sombreamento externo, sombreamento próprio e cobertura de neve.

Figura 54 – Janela no SAM para definir o sombreamento

**External Shading** ✓

External shading is shading of beam and diffuse incident irradiance by nearby objects such as trees and buildings. Shading losses apply in addition to any soiling losses on the Losses page.

**-3D Shade Calculator**      **-Shade Loss Tables**

Automatically generate shade data from a drawing of the array and shading objects.      Edit and import shade data. Data may be entered by hand, imported from shade analysis software and devices, or generated by the 3D shade calculator.

Open 3D shade calculator...      Subarray 1      Subarray 2      Subarray 3      Subarray 4

Edit shading...      Edit shading...      Edit shading...      Edit shading...

**Array Dimensions for Self Shading and Snow Losses** ✓

The product of number of modules along side and bottom should be equal to the number of modules in subarray.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Number of modules along side of row	2	2	2	2
Number of modules along bottom of row	7	9	9	9
Number of rows	1	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	14	0	0	0

number of rows  
number of modules along side  
number of modules along bottom

**Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers** ✓

Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Self shading	None	None	None	None
Module orientation	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Length of side (m)	2.97321	2.97321	2.97321	2.97321
GCR from System Design page	0.3	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	9.91071	9.91071	9.91071	9.91071

row spacing = length of side ÷ GCR

module orientation (portrait)

length of side      row spacing

Module aspect ratio	1.7
Module length	1.48661 m
Module width	0.874475 m
Module area	1.3 m <sup>2</sup>

**Snow Losses** ✓

Snow losses are caused by snow covering the array. When your weather file includes snow depth data, SAM can estimate losses due to snow. Losses are calculated for each subarray.

Estimate losses from snow coverage

Fonte: NREL (2017)

O sombreamento externo refere-se às sombras incidentes no SFV causadas por árvores, prédios, telhados, ou qualquer objeto nas proximidades. O *SAM* permite quantificar o efeito do sombreamento a partir de um modelo 3D que pode ser criado no próprio software (ou importado de softwares compatíveis) e que obtém os dados de irradiação e movimento do sol no local de instalação por meio da geolocalização do desenho; ou também pode ser ingressado manualmente um percentual de perdas para um ano típico em intervalo horário. No caso do sombreamento próprio, este é causado pela sombra que os módulos de fileiras vizinhas induzem entre elas mesmas durante certos intervalos de tempo; o *SAM* permite estimar estas perdas para sistemas fixos, ou com seguimento do sol em um ou dois eixos. Por último, o sombreamento por neve é resultado de uma cobertura de neve nos



módulo no inverno, e pode ser determinado a partir dos dados contidos no próprio arquivo climático definido anteriormente, considerando a inclinação dos módulos, a irradiância no plano do arranjo e a temperatura ambiente.

Para determinar a energia que o SFV produz é necessário estipular as diferentes **perdas no processo de transformação da energia**. Para o qual o *SAM* conta com a janela Perdas (*Losses* - Figura 55) onde são quantificadas as perdas por sujeira no sistema e outras perdas elétricas que não foram consideradas nos modelos computacionais do módulo FV e o inversor. Há cinco tipos de perdas que podem ser configuradas nesta seção e serão mostradas a continuação.

Figura 55 – Janela no SAM para definir as perdas dos componentes do SFV

**Photovoltaic, Residential**

- Location and Resource
- Module
- Inverter
- System Design
- Shading and Snow
- Losses**
- Lifetime
- Battery Storage
- System Costs
- Financial Parameters
- Incentives
- Electricity Rates
- Electric Load

**Simulate >**

- Parametrics
- Stochastic
- P50 / P90
- Macros

**Irradiance Losses** ✓

Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	Edit values...	Edit values...	Edit values...	Edit values...
Average annual soiling loss	5	5	5	5

**DC Losses** ✓

DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	4.440	4.440	4.440	4.440

Total DC power loss = 100% \* [ 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) ]

**-Default DC Losses**

Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:  String inverters  Microinverters  DC optimizers

**AC Losses** ✓

AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring  %

**Transformer Losses** ✓

The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Transformer no load loss  %      Transformer load loss  %

**Curtailment and Availability** ✓

Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Curtailment and availability losses may be applied either on the DC or AC side of the system.

**-DC Losses**

Edit losses... Constant loss: 0.0 %  
Hourly losses: None  
Custom periods: None

**-AC Losses**

Edit losses... Constant loss: 0.0 %  
Hourly losses: None  
Custom periods: None

Fonte: NREL (2017)

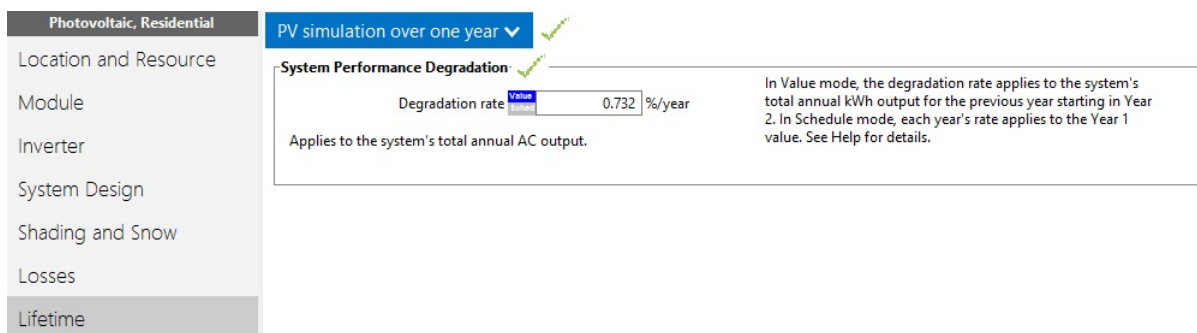
Começamos com as Perdas na Irradiância (*Irradiance Losses*), que consideram a redução na irradiância solar incidente nas placas solares devido à presença de pó ou sujeiras na superfície do arranjo FV; estas perdas reduzem uniformemente a geração de todo o arranjo.

Depois temos as Perdas CC (*DC Losses*) que levam em conta as perdas no lado CC do sistema de geração que o Modelo do Módulo não contabiliza, e são divididas em seis categorias cuja soma representa à perda CC total. Estas perdas são provocadas por: pequenas diferenças no desempenho dos módulos que conformam uma matriz (perdas por incompatibilidade), quedas de tensão nos diodos e nas conexões (perdas nos diodos e conexões), quedas de tensão resistivas nos cabos do lado CC (perdas nos cabos), imprecisão do sistema de seguimento para manter os módulos orientados ao sol (perdas pelo seguimento), incerteza no valor da potência de placa que garante cada fabricante (perdas pela potência de placa), e perdas pela instalação de qualquer equipamento condicionador de potência como é o caso do controlador de carga (perdas por otimizador de potência CC).

Por último estão as Perdas CA (*AC Losses*), as Perdas no Transformador (*Transformer Losses*) e as Perdas por Interrupção e Disponibilidade (*Curtailement and Availability*). As primeiras consideram as perdas no cabeamento CA que o Modelo do Inversor não contabiliza, as segundas representam as perdas de um transformador de potência quando o sistema o requer, e as terceiras respondem pela diminuição na produção devido a interrupções completas para manutenção, interrupções forçadas devido a restrições da rede ou qualquer outra situação que impeça o funcionamento do sistema conforme projetado.

Outro fator importante para estimar a produção de um SFV é estabelecer o seu **tempo de vida útil**. Como o passo dos anos, todos os equipamentos vão se degradando e, portanto, seu desempenho não é o mesmo que no momento de entrada em funcionamento; o *SAM* permite incorporar esta variável através de sua janela Tempo de Vida (*Lifetime* - Figura 56). Fixa-se uma taxa de degradação anual que reduz gradualmente a produção de energia a partir do segundo ano.

Figura 56 – Janela no SAM para definir a taxa de degradação do SFV



Fonte: NREL (2017)

Quando o SFV demanda um **sistema de armazenamento de energia** como é o caso dos SFI, o SAM permite incorporar esta opção em sua janela Armazenamento

em Bateria (*Battery Storage*). O dimensionamento do banco de baterias é muito extenso, portanto, para facilitar sua compreensão será abordado em três etapas, como mostrado a continuação.

Na etapa 1 (Figura 57) especificamos o tamanho do banco, o tipo de célula de armazenamento, as propriedades da voltagem da bateria, a corrente e a capacidade da bateria, o arranjo do banco com respeito ao SFV, e o controle de despacho e armazenamento.

Figura 57 – Janela no SAM para dimensionamento do banco de baterias do SFI, parte 1/3

The screenshot shows the SAM software interface for battery bank sizing. The interface is organized into several sections:

- Enable Battery:** A dropdown menu set to 'Enable Battery' with a green checkmark.
- Battery Bank Sizing:**
  - Radio buttons for 'Specify desired bank size' (selected) and 'Specify cells'.
  - Input fields: 'Desired bank capacity' (10 kWh), 'Desired bank voltage' (400 V), 'Number of cells in series' (3), and 'Number of strings in parallel' (1).
- Chemistry:**
  - 'Battery type' dropdown menu set to 'Lithium Ion: Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC)'.
- Voltage Properties:**
  - Input fields: 'Cell nominal voltage' (3.6 V), 'Internal resistance' (0.1 Ohm), 'C-rate of discharge curve' (0.2), 'Fully charged cell voltage' (4.1 V), 'Exponential zone cell voltage' (4.05 V), 'Nominal zone cell voltage' (3.4 V), 'Charge removed at exponential point' (1.78%), and 'Charge removed at nominal point' (88.9%).
  - A 'Voltage Discharge' graph showing Voltage (V) on the y-axis (0 to 4) and Depth of Discharge (%) on the x-axis (0 to 100). The curve shows a constant voltage of approximately 3.6V until about 80% DOD, followed by a sharp drop to 0V at 100% DOD.
- Current and Capacity:**
  - Input fields: 'Cell capacity' (2.25 Ah), 'Max C-rate of charge' (0.3 per/hour), and 'Max C-rate of discharge' (0.3 per/hour).
  - Computed Properties:**
    - Table with 2 columns: Input/Property and Value.
    - Rows: 'Nominal bank capacity' (10.8864 kWh), 'Nominal bank voltage' (403.2 V), 'Cells in series' (112), 'Strings in parallel' (12), 'Maximum power' (3.26592 kW), 'Time at maximum power' (3.33333 h), 'Maximum charge current' (8.1 A), and 'Maximum discharge current' (8.1 A).
- Power Converters:**
  - Radio buttons for 'DC Connected' and 'AC Connected' (selected).
  - Input fields: 'DC to DC conversion efficiency' (99%), 'AC to DC conversion efficiency' (96%), and 'DC to AC conversion efficiency' (96%).
- Storage Dispatch Controller:**
  - Choose Dispatch Model:** Radio buttons for 'Peak shaving: 1-day look ahead', 'Peak shaving: 1-day look behind', 'Automated grid power target', and 'Manual dispatch' (selected).
  - Manual dispatch options:** Radio buttons for 'PV meets load before charging battery' (selected) and 'PV charges battery before meeting load'.
  - Automated Grid Power Target Model:**
    - Dropdown menu: 'Enter single or monthly powers'.
    - Radio buttons: 'Single or monthly' (selected) and 'Time series'.
    - Buttons: 'Edit values...' and 'Edit data...'.
    - Units: 'kW'.

Fonte: NREL (2017)

Especificar o Tamanho do Banco de Baterias (*Battery Bank Size*) pode ser feito de forma automática, estabelecendo a capacidade desejada para o banco, ou ingressando diretamente o número de células em série e a quantidade de fileiras em paralelo; porém, a forma automática é somente recomendada para ter uma primeira noção do tamanho que deverá ter o banco, pois, um projeto mais detalhado, demanda refinar manualmente a quantidade de elementos que constituem o banco.

A química (*chemistry*) da bateria tem influência direta nas características elétricas da bateria e em seu desempenho. O *SAM* permite selecionar tipos de baterias mais comuns, como a de chumbo-ácido, a redox de vanádio, a de lítio, entre outras, e define os valores padrão de cada bateria para as variáveis de entrada das propriedades da bateria. As Propriedades de Voltagem (*Voltage Properties*) são especificações técnicas disponíveis na folha de dados fornecida pelo fabricante e permitem caracterizar como varia a voltagem da bateria durante os ciclos de carga e descarga; para isso, usualmente, os fabricante proporcionam curvas de carga-descarga para ilustrar este comportamento. Porém, quando estas curvas não estão disponíveis, o *SAM* usa um Modelo dinâmico de voltagem que, a partir das informações da folha de dados, constrói esta curva. As variações de tensão prejudicam o desempenho da bateria, na carga a tensão aumenta e demanda mais energia para carregar o banco e na descarga a tensão diminui e menos energia pode ser extraída. Além disso, para caracterizar corretamente a operação da bateria, devem ser ingressadas suas características de corrente e capacidade (*currente and capacity*).

No momento de fixar o arranjo do sistema de armazenamento, o *SAM* apresenta duas alternativas para sua modelagem de acordo com os conversores de potência (*power converters*): o banco pode estar conectado no lado CC do sistema junto com o arranjo FV para o qual é necessário um otimizador de potência (controlador de carga no caso de SFI) que alimenta ao inversor, ou pode estar ligado no lado CA do sistema e por meio de um conversor de potência pode alimentar diretamente a carga ou a rede. Já especificadas as características do sistema de armazenamento, é essencial configurar o controle de armazenamento e despacho (*storage dispatch controller*); isto indica o tempo de carga e descarga da bateria, e seu limite de descarga. Pode ser selecionado um dos modelos pré-definidos pelo *SAM* ou estabelecer um regime de despacho próprio.

A etapa 2 (Figura 58) especificamos os limites e prioridades de carga, detalhamos o modelo de despacho manual e o tempo de vida da bateria.

Os limites e prioridades de carga (*charge limits and priority*) fixam três estados: o estado de carga mínima que estabelece a quantidade máxima de energia que poderá ser extraída; o estado de carga máxima que define a quantidade máxima de energia que pode receber a bateria; e, o tempo mínimo no estado de carga que evita a mudança súbita de estado de carga para descarga, ou vice-versa, devido a variações na irradiância durante curtos períodos de tempo. O tempo de vida (*lifetime*) da bateria depende diretamente de sua profundidade de descarga e de seu estado de carga.

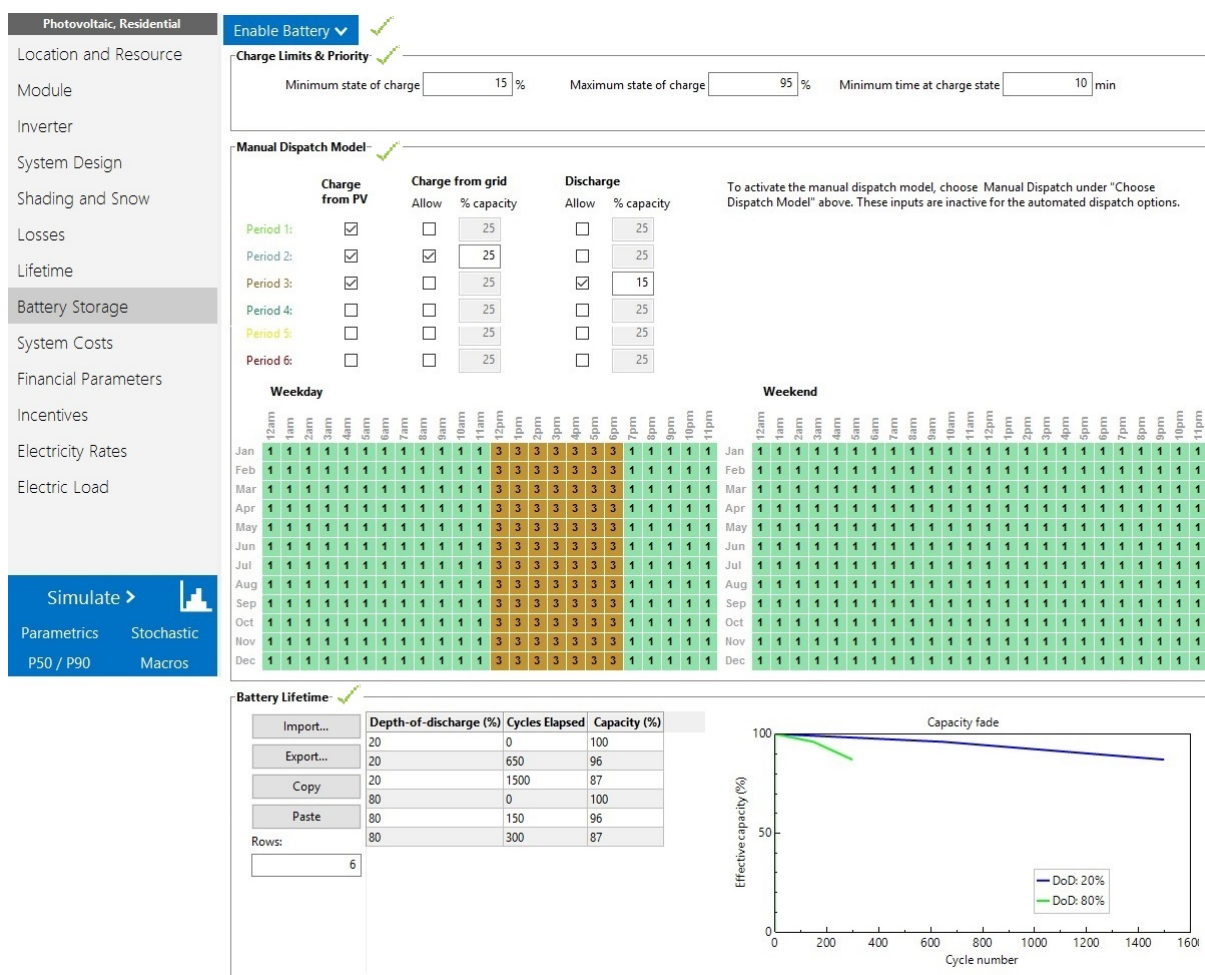
O modelo de despacho manual (*manual dispatch model*) permite fixar os tempos de carga e descarga da bateria, especificando se a bateria deverá ser carregada pela rede ou pelo arranjo FV e estabelecendo até seis cronogramas de descarga; também pode



ser montando um cronograma de operação do banco de baterias detalhando o modo de operação a cada hora nos dias de semana e no final de semana.

E, a etapa 3 (Figura 59) detalha a troca do banco de baterias e seu comportamento térmico. A reposição do banco de baterias (*battery bank replacement*) permite saber o ano em que o sistema de armazenamento deverá ser trocado e pode ser configurado para quando o banco atinge uma dada capacidade ou seguindo um cronograma de troca. Já o comportamento térmico (*thermal behavior*) da bateria usa um modelo computacional para estimar a temperatura de operação do elemento e assim modificar sua capacidade; este análise leva em consideração as duas formas de transferência de calor que são entre a bateria e o quarto de armazenamento, e o calor produzido internamente devido a uma resistência térmica.

Figura 58 – Janela no SAM para dimensionamento do banco de baterias do SFI, parte 2/3



Fonte: NREL (2017)

Por último definir a **Carga Elétrica** (*Electric Load* - Figura 60) é importante para comparar a produção de energia com a demanda e saber em que momento o sistema

esta gerando excedentes ou quando requer energia do sistema de suporte. O SAM permite ingressar o consumo estimado de forma horária para um ano típico ou ingressar o consumo médio para cada mês; um fator corretivo pode ser incorporado quando existe previsão de incremento na carga.

Figura 59 – Janela no SAM para dimensionamento do banco de baterias do SFI, parte 3/3

The screenshot shows the SAM software interface for battery bank configuration. The interface is divided into several sections:

- Photovoltaic, Residential** (top left menu)
- Enable Battery** (checked)
- Battery Bank Replacement** (checked)
  - Options:  No replacements,  Replace at specified capacity,  Replace at specified schedule
  - Battery bank replacement threshold: 20 % capacity
  - Battery bank replacement schedule: Edit data...
  - Battery bank replacement cost: 600 \$/kWh
  - Battery cost escalation above inflation: 0 %/year
  - Text: SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. See Help for details.
- Thermal Behavior** (checked)
  - Diagram of battery cells with parameters:  $C_p = 1004 \text{ J/KgK}$ ,  $h = 500 \text{ W/m}^2\text{K}$ , Room temperature: 20 C
  - Text: Model assumes battery with specific heat  $C_p$  sits in room of fixed temperature. Heat transfer to room proportional to heat transfer coefficient  $h$
  - Table:
 

Temp (C)	Capacity(%)
-15	65
0	85
25	100
40	104
  - Graph: Capacity fade (Effective capacity (%) vs Temperature (C))
- Physical properties**
  - Specific energy per mass: 197.33 Wh/kg
  - Battery mass: 55.1683 kg
  - Specific energy per volume: 501.25 Wh/L
  - Battery volume: 0.0217185 m<sup>3</sup>
  - Text: Thermal behavior not coupled to lifetime degradation. High power throughput may elevate temperature to damaging levels.

Fonte: NREL (2017)

Uma vez ingressadas todas as variáveis de entrada, basta correr a simulação que irá exibir uma janela com uma série de resultado cuja apresentação pode ser modificada, está disponível uma ampla variedade de gráficos e tabelas, conforme as necessidades do usuário para facilitar sua comparação. Também cabe ressaltar a função de parametrização (*parametrics*) que permite simular vários sistemas em paralelos variando uma ou mais características específicas para avaliar sua influência na produção de energia.

Figura 60 – Janela no SAM para definir a carga a ser alimentada pelo SFV

The screenshot shows the SAM software interface for defining electric load data. The sidebar on the left includes options like 'Photovoltaic, Residential', 'Location and Resource', 'Module', 'Inverter', 'System Design', 'Shading and Snow', 'Losses', 'Lifetime', 'Battery Storage', 'System Costs', 'Financial Parameters', 'Incentives', 'Electricity Rates', and 'Electric Load'. The main panel is titled 'Input Time Series Load Data' and contains the following elements:

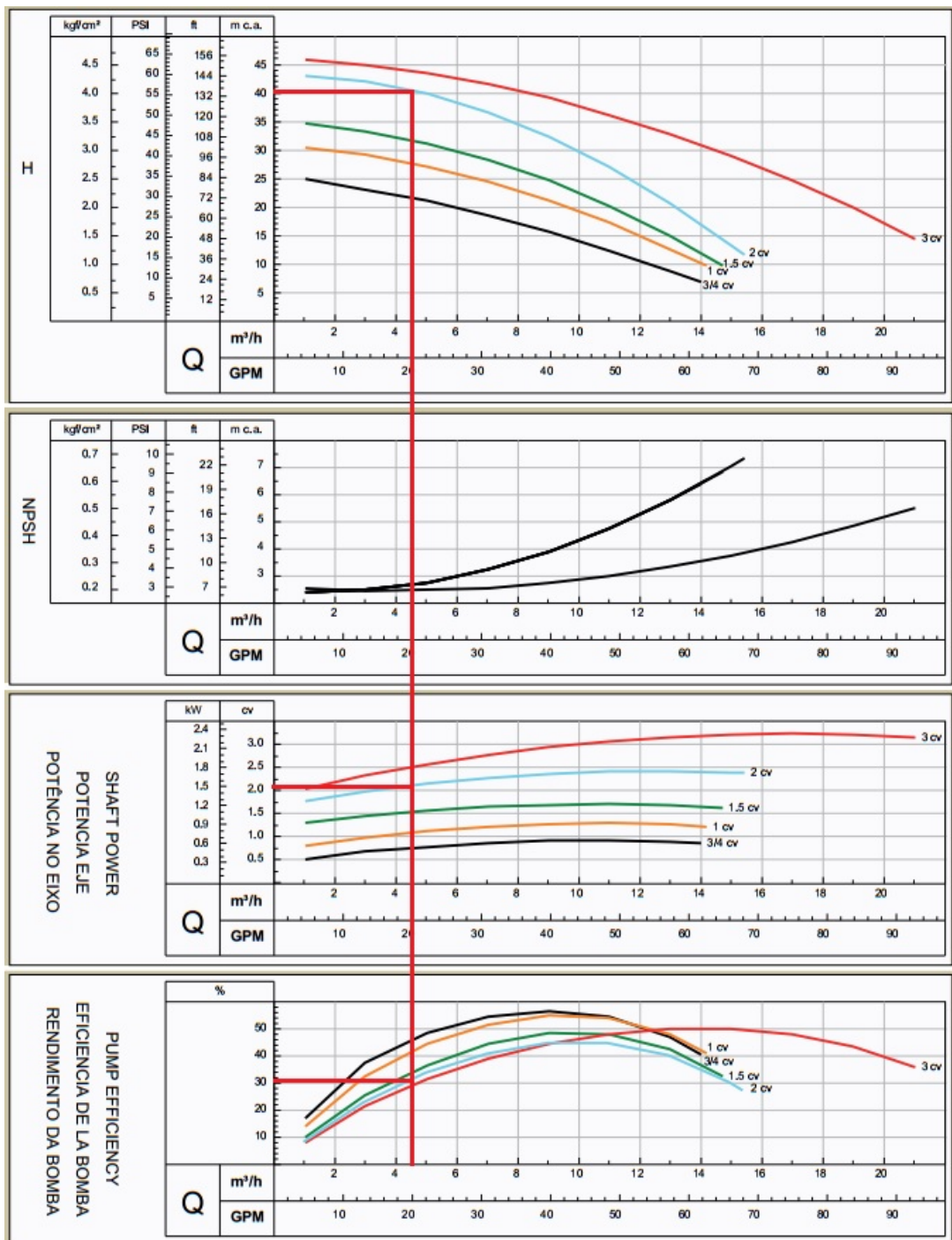
- Energy usage:** A text input field with 'Edit data...' and 'kW' next to it.
- Scaling factor (optional):** A text input field with the value '1'.
- Monthly energy usage:** A text input field with 'Edit values...' and 'kWh' next to it.
- Normalize supplied load profile to monthly utility bill data:** A checkbox that is currently unchecked.
- View load data...:** A button.
- Monthly Load Summary:** A table with columns for 'Energy (kWh)' and 'Peak (kW)'. The data is as follows:
 

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	370.42	1.78
Feb	234.08	1.78
Mar	237.46	1.78
Apr	192.24	1.78
May	59.18	1.78
Jun	55.17	1.78
Jul	63.52	1.78
Aug	76.54	1.78
Sep	157.83	1.78
Oct	175.32	1.78
Nov	186.99	1.78
Dec	396.21	1.78
Annual	2,204.96	1.78
- Annual Adjustment:** A section with a 'Load growth rate' input field set to '0' and '%/yr'. Below it, a note states: 'In Value mode, the growth rate applies to the previous year's annual kWh load starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 kWh value. See Help for details.'

Fonte: NREL (2017)

# ANEXO B – PONTO DE OPERAÇÃO DA MOTOBOMBA

Figura 61 – Curvas características da motobomba proposta

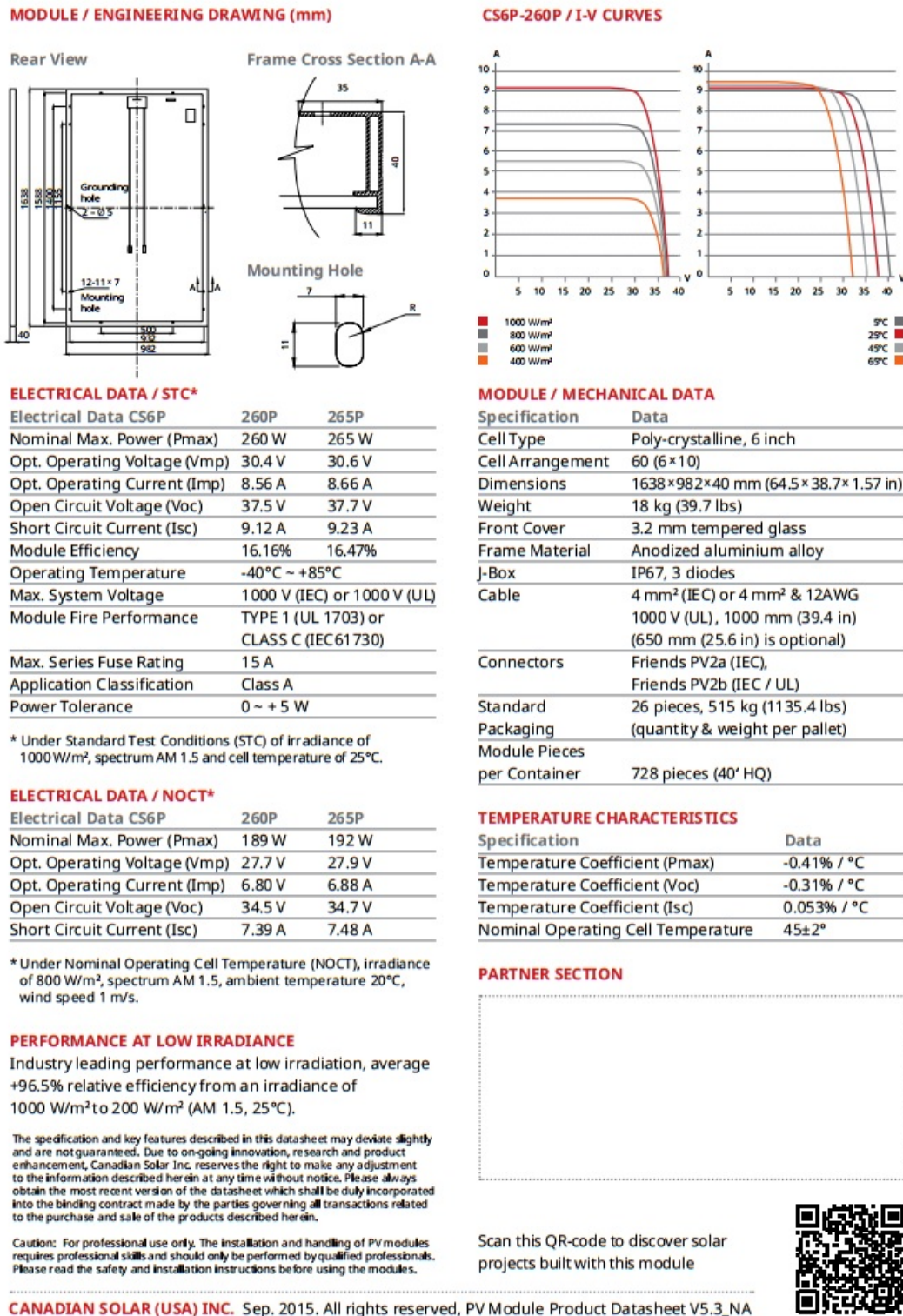


Fonte: Schneider (2017)



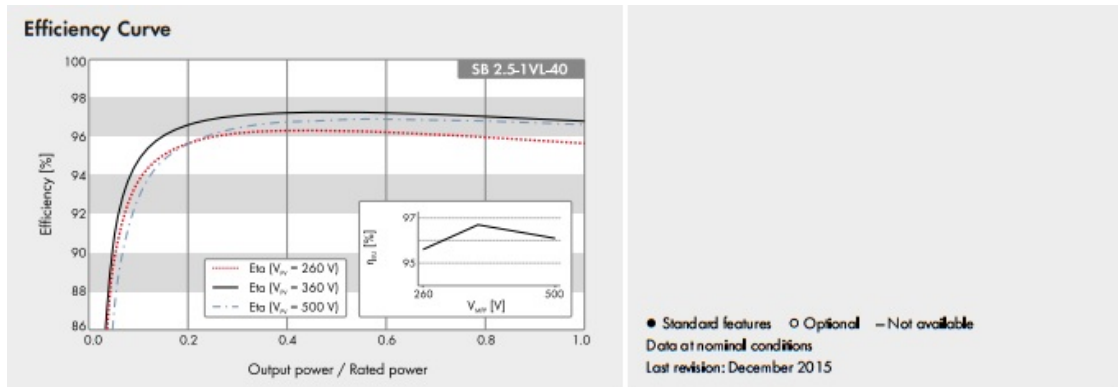


Figura 63 – Folha de dados do módulo CS6P-260P da Canadian Solar



Fonte: CanadianSolar (2017a)

Figura 64 – Folha de dados do inversor on-grid SB 1.5-1 VL-40 da SMA



Technical Data	Sunny Boy 1.5	Sunny Boy 2.5
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power [at cos φ = 1]	1600 W	2650 W
Max. input voltage	600 V	600 V
MPP voltage range	160 V to 500 V	260 V to 500 V
Rated input voltage	360 V	360 V
Min. input voltage / initial input voltage	50 V / 80 V	50 V / 80 V
Max. input current	10 A	10 A
Max. input current per string	10 A	10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 1	1 / 1
<b>Output (AC)</b>		
Rated power [at 230 V, 50 Hz]	1500 W	2500 W
Max. apparent AC power	1500 VA	2500 VA
Nominal AC voltage	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V
Nominal AC voltage range	180 V to 280 V	180 V to 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7 A	11 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European weighted efficiency	97.2 % / 96.1 %	97.2 % / 96.7 %
<b>Protective Devices</b>		
DC-side disconnection point	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class [according to IEC 62103] / overvoltage category [according to IEC 60664-1]	I / III	I / III
Reverse current protection	Not required	Not required
<b>General Data</b>		
Dimensions [W / H / D]	460 / 357 / 122 mm [18.1 / 14.1 / 4.8 inches]	
Weight	9.2 kg [20.3 lbs]	
Operating temperature range	-40 °C to +60 °C [-40 °F to +140 °F]	
Noise emission, typical	<25 dB	<25 dB
Self-consumption [at night]	2.0 W	2.0 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Cooling method	Convection	Convection
Degree of protection [according to IEC 60529]	IP65	IP65
Climatic category [according to IEC 60721-3-4]	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity [non-condensing]	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / connector	SUNCLIX / connector
Display	-	-
Interfaces: RS485, Bluetooth®, Speedwire / Webconnect, WLAN	- / - / ● / ●	- / - / ● / ●
Integrated web server	●	●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals [others available upon request]	AS4777.3, C10/11/2012, CE10-21Int, EN50438, G83/2, IEC61727, IEC62116, IEC62109, NBR16149, NEN-EN50438, NRS097-2-1, VDEAR-N4105, VDE 0126-1-1, VFR2014	

Fonte: SMA (2017)



Figura 65 – Folha de dados do inversor off-grid SHI2000-22 da EP Solar

Types	SHI2000-22	SHI2000-42	SHI3000-22	SHI3000-42
Nominal Battery Voltage	24V	48V	24V	48V
Input Voltage Range	21.6 ~32Vdc	43.2 ~64Vdc	21.6 ~32Vdc	43.2 ~64Vdc
No Load Current	≤0.7A	≤0.7A	≤1.2A	≤1.0A
Output Wave	Pure Sine Wave			
Output Voltage	220Vac±3% / 230Vac±10%			
Continuous Power	2000W		3000W	
Power 10 sec	3000W		4500W	
Power 1.5 sec	4000W		6000W	
Surge Power	4600W		6900W	
Frequency	50/60Hz±0.2%			
Distortion THD	≤3% (resistive load)			
Efficiency at Rated Power	≥93%	≥94%	≥93%	≥94%
Max. Efficiency	≥95%	≥95%	≥95%	≥95%
Terminal	50mm <sup>2</sup>		50mm <sup>2</sup>	
Dimensions	436×249×116mm		507×249×116mm	
Installation	236×220mm		236×270mm	
Hole Size	Φ6mm		Φ6mm	
Net Weight	6.0kg		7.5kg	
Working Temperature	-20℃~ +50℃			
Storage Temperature	-35℃~ +70℃			
Humidity	< 95% (N.C.)			
Altitude	< 5000m(Derating to operate according to IEC62040 at a height exceeding 1000m)			

Fonte: EPsolar (2017)



Figura 66 – Folha de dados do controlador de carga MPPT 150@85 da Victron Energy

SmartSolar Charge Controller	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)	
Rated charge current	85A	100A
Maximum PV power, 12V 1a,b)	1200W	1450W
Maximum PV power, 24V 1a,b)	2400W	2900W
Maximum PV power, 48V 1a,b)	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	70A	70A
Maximum PV open circuit voltage	150V absolute maximum coldest conditions 145V start-up and operating maximum	
Maximum efficiency	98%	
Self-consumption	Less than 35mA @ 12V / 20mA @ 48V	
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)	
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)	
Charge algorithm	multi-stage adaptive	
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C	
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature	
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)	
Humidity	95%, non-condensing	
Data communication port	VE.Direct or Bluetooth	
Remote on/off	Yes (2 pole connector)	
Programmable relay	DPST AC rating: 240VAC / 4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC	
Parallel operation	Yes (not synchronized)	
<b>ENCLOSURE</b>		
Colour	Blue (RAL 5012)	
PV terminals 3)	35 mm <sup>2</sup> / AWG2 (Tr models)	Three sets of MC4 connectors (MC4 models)
Battery terminals	35 mm <sup>2</sup> / AWG2	
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)	
Weight	4,5kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
<b>STANDARDS</b>		
Safety	EN/IEC 62109	
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power to the stated maximum. 1b) PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter minimum PV voltage is Vbat + 1V. 2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller. 3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels. Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)		

Fonte: VICTRON (2017)

Figura 67 – Folha de dados da bateria 12MF220 da Moura Clean

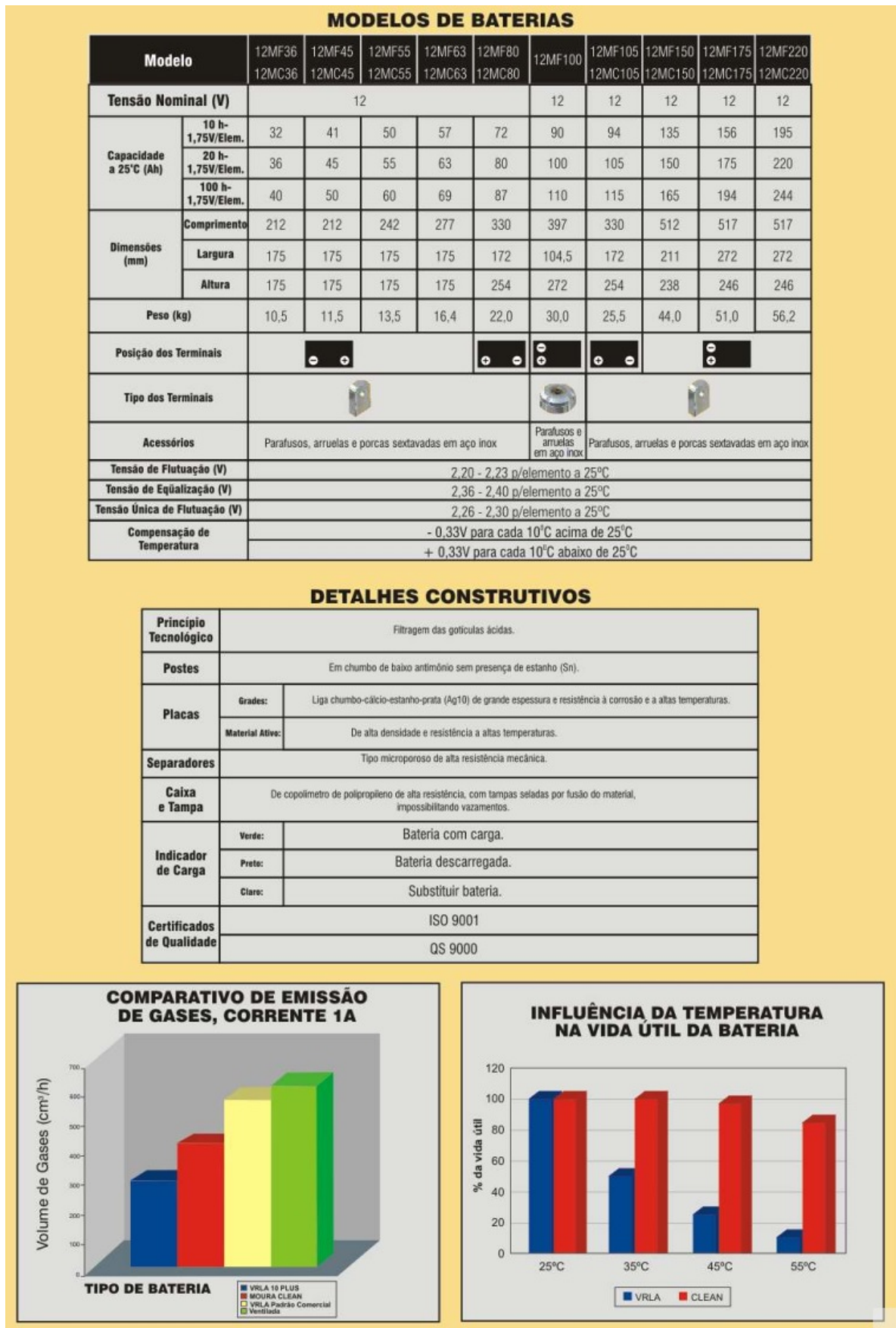




Figura 68 – Folha de preços dos cabos Prysmian

<b>Cabos Gsette Easy</b>	<b>CÓDIGO</b>	<b>PRODUTO</b>	<b>SEÇÃO</b>	<b>R\$/m</b>
	23960YXX	G7 EASY 1kV	1,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 1,039
	23961YXX	G7 EASY 1kV	2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 1,488
	23962YXX	G7 EASY 1kV	4 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,183
	23963YXX	G7 EASY 1kV	6 mm <sup>2</sup>	R\$ 3,024
	23964YXX	G7 EASY 1kV	10 mm <sup>2</sup>	R\$ 4,826
	23965YXX	G7 EASY 1kV	16 mm <sup>2</sup>	R\$ 7,485
	23966YXX	G7 EASY 1kV	25 mm <sup>2</sup>	R\$ 11,489
	23967YXX	G7 EASY 1kV	35 mm <sup>2</sup>	R\$ 15,787
	23968YXX	G7 EASY 1kV	50 mm <sup>2</sup>	R\$ 22,947
	23969YXX	G7 EASY 1kV	70 mm <sup>2</sup>	R\$ 31,833
	23970YXX	G7 EASY 1kV	95 mm <sup>2</sup>	R\$ 41,563
	23971YXX	G7 EASY 1kV	120 mm <sup>2</sup>	R\$ 53,028
	23972YXX	G7 EASY 1kV	150 mm <sup>2</sup>	R\$ 66,926
	23973YXX	G7 EASY 1kV	185 mm <sup>2</sup>	R\$ 80,521
	23974YXX	G7 EASY 1kV	240 mm <sup>2</sup>	R\$ 106,205
	23975YXX	G7 EASY 1kV	300 mm <sup>2</sup>	R\$ 150,979
	23976YXX	G7 EASY 1kV	400 mm <sup>2</sup>	R\$ 197,033
	23977YXX	G7 EASY 1kV	500 mm <sup>2</sup>	R\$ 245,816
	26669005	G7 EASY 1kV	2x1,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,164
	26669006	G7 EASY 1kV	2x2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 3,162
	26669007	G7 EASY 1kV	2x4 mm <sup>2</sup>	R\$ 4,631
	26669008	G7 EASY 1kV	2x6 mm <sup>2</sup>	R\$ 6,418
	26669009	G7 EASY 1kV	2x10 mm <sup>2</sup>	R\$ 10,301
	26669010	G7 EASY 1kV	2x16 mm <sup>2</sup>	R\$ 17,581
	26669011	G7 EASY 1kV	2x25 mm <sup>2</sup>	R\$ 26,282
	26669012	G7 EASY 1kV	2x35 mm <sup>2</sup>	R\$ 35,488
26669013	G7 EASY 1kV	2x50 mm <sup>2</sup>	R\$ 50,748	
26669014	G7 EASY 1kV	2x70 mm <sup>2</sup>	R\$ 68,895	
<b>AFUMEX SOLAR</b>	<b>CÓDIGO</b>	<b>PRODUTO</b>	<b>SEÇÃO</b>	<b>R\$/m</b>
	26400002	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,660
	26400003	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX VM	2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,660
	26400006	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX AZ	2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,660
	26400012	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	4 mm <sup>2</sup>	R\$ 3,412
	26400013	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX VM	4 mm <sup>2</sup>	R\$ 3,412
	26400016	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX AZ	4 mm <sup>2</sup>	R\$ 3,412
	26400022	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	6 mm <sup>2</sup>	R\$ 4,513
	26400023	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX VM	6 mm <sup>2</sup>	R\$ 4,513
	26400026	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX AZ	6 mm <sup>2</sup>	R\$ 4,513
	26400032	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	10 mm <sup>2</sup>	R\$ 6,828
	26400033	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX VM	10 mm <sup>2</sup>	R\$ 6,828
	26400036	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX AZ	10 mm <sup>2</sup>	R\$ 6,828
	26400042	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	16 mm <sup>2</sup>	R\$ 10,467
	26400043	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX VM	16 mm <sup>2</sup>	R\$ 10,467
	26400046	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX AZ	16 mm <sup>2</sup>	R\$ 10,467
	26400052	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	25 mm <sup>2</sup>	R\$ 15,686
	26400053	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX VM	25 mm <sup>2</sup>	R\$ 15,686
	26400062	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	35 mm <sup>2</sup>	R\$ 21,767
	26400072	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	50 mm <sup>2</sup>	R\$ 30,447
	26400082	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	70 mm <sup>2</sup>	R\$ 41,416
	26400092	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	95 mm <sup>2</sup>	R\$ 53,312
	26400102	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	120 mm <sup>2</sup>	R\$ 66,887
	26400112	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	150 mm <sup>2</sup>	R\$ 84,156
	26400122	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	185 mm <sup>2</sup>	R\$ 102,776
	26400132	AFUMEX SOLAR 1kV SN FLEX PT	240 mm <sup>2</sup>	R\$ 132,608

Fonte: Prysmian (2017)



Figura 69 – Queda de tensão em V/A.Km para os cabos da Prysmian

> Cabo Eprotenax, Cabo Eprotenax Gsette e Afumex 0,6/1kV.

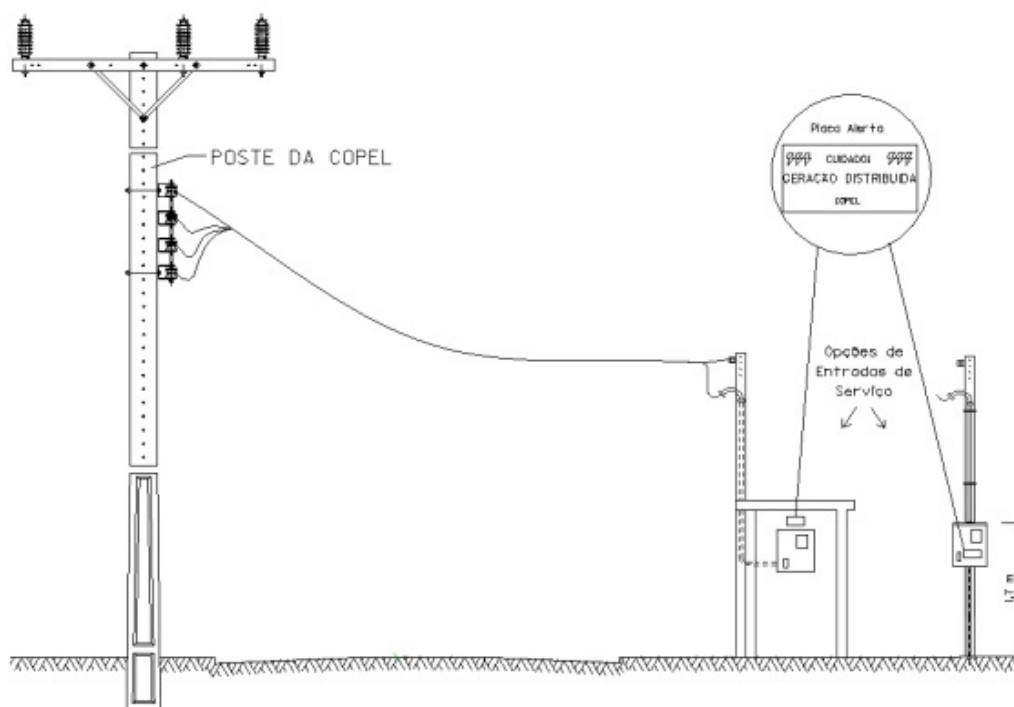
seções nominais (mm <sup>2</sup> )	instalação ao ar livre <sup>(C)</sup>																							
	cabos unipolares <sup>(D)</sup>																		cabos uni e bipolares			cabos tri e tetrapolares		
	circuito monofásico						circuito trifásico						circuito trifásico <sup>(B)</sup>			circuito monofásico <sup>(B)</sup>			circuito trifásico					
	s=10cm		s=20cm		s=2D		s=10cm		s=20cm		s=2D													
	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95		
1,5	23,8	28,0	23,9	28,0	23,6	27,9	20,7	24,3	20,5	24,1	20,4	24,1	20,4	24,1	23,5	27,8	20,3	24,1						
2,5	14,9	17,4	15,0	17,5	14,7	17,3	12,9	15,1	13,0	15,1	12,8	15,0	12,7	15,0	14,6	17,3	12,7	15,0						
4	9,4	10,9	9,5	10,9	9,2	10,8	8,2	9,5	8,2	9,5	8,0	9,4	7,9	9,3	9,1	10,8	7,9	9,3						
6	6,4	7,3	6,4	7,3	6,2	7,2	5,5	6,3	5,6	6,3	5,4	6,2	5,3	6,2	6,1	7,1	5,3	6,2						
10	3,9	4,4	4,0	4,4	3,7	4,3	3,4	3,8	3,5	3,8	3,3	3,7	3,2	3,7	3,6	4,2	3,2	3,7						
16	2,58	2,83	2,64	2,86	2,42	2,74	2,25	2,46	2,31	2,48	2,12	2,39	2,05	2,35	2,34	2,70	2,03	2,34						
25	1,74	1,85	1,81	1,88	1,61	1,77	1,53	1,61	1,58	1,64	1,41	1,55	1,34	1,51	1,52	1,73	1,32	1,50						
35	1,34	1,37	1,40	1,41	1,21	1,30	1,18	1,20	1,23	1,23	1,06	1,14	0,99	1,10	1,15	1,26	0,98	1,09						
50	1,06	1,05	1,12	1,09	0,94	0,99	0,94	0,92	0,99	0,95	0,83	0,87	0,76	0,83	0,86	0,95	0,75	0,82						
70	0,81	0,77	0,88	0,80	0,70	0,71	0,72	0,68	0,78	0,70	0,63	0,63	0,56	0,59	0,63	0,67	0,54	0,58						
95	0,66	0,59	0,72	0,62	0,56	0,54	0,59	0,52	0,64	0,55	0,50	0,48	0,43	0,44	0,48	0,50	0,42	0,44						
120	0,57	0,49	0,63	0,53	0,48	0,45	0,51	0,44	0,56	0,46	0,43	0,40	0,36	0,36	0,40	0,41	0,35	0,35						
150	0,50	0,42	0,57	0,46	0,42	0,38	0,45	0,38	0,51	0,41	0,39	0,34	0,32	0,31	0,35	0,35	0,30	0,30						
185	0,44	0,36	0,51	0,39	0,38	0,32	0,40	0,32	0,46	0,35	0,34	0,29	0,27	0,26	0,30	0,29	0,26	0,25						
240	0,39	0,30	0,45	0,33	0,33	0,27	0,35	0,27	0,41	0,30	0,30	0,24	0,23	0,21	0,26	0,24	0,22	0,21						
300	0,35	0,26	0,41	0,29	0,30	0,24	0,32	0,24	0,37	0,26	0,28	0,21	0,21	0,18	0,23	0,20	0,20	0,18						
400	0,31	0,23	0,38	0,26	0,27	0,21	0,29	0,21	0,34	0,23	0,25	0,19	0,19	0,16	—	—	—	—						
500	0,28	0,20	0,34	0,23	0,25	0,18	0,26	0,18	0,32	0,21	0,24	0,17	0,17	0,14	—	—	—	—						
630	0,26	0,17	0,32	0,21	0,24	0,16	0,24	0,16	0,29	0,19	0,22	0,15	0,16	0,12	—	—	—	—						
800	0,23	0,15	0,29	0,18	0,22	0,15	0,22	0,14	0,27	0,17	0,21	0,14	0,15	0,11	—	—	—	—						
1000	0,21	0,14	0,27	0,17	0,21	0,14	0,21	0,13	0,25	0,16	0,20	0,13	0,14	0,10	—	—	—	—						

**NOTAS:**  
**A)** Os valores da tabela admitem uma temperatura no condutor de 90 °C;  
**B)** Válido para instalação em eletroduto não-magnético e diretamente enterrado;  
**C)** Aplicável a fixação direta a parede ou teto, ou eletrocalha aberta, ventilada ou fechada, espaço de construção, bandeja, prateleira, suportes e sobre isoladores.

Fonte: Prysmian (2017)

## ANEXO D – DIAGRAMA UNIFILAR PADRÃO PARA MICROGERAÇÃO EM BT E SUA CONEXÃO À REDE

Figura 70 – Diagrama de conexão à rede de um gerador FV com inversor e medição direta em mureta



**Figura 6.20 - Detalhe simplificado das instalações de conexão em mureta com Medição Direta Geradores com o uso de inversores**

**Notas:**

- a) Entrada de serviço com limitação de corrente até 63 A, monofásico:  
Caixa de medição tipo AN, com disjuntor limitador de corrente e medidor.
- b) Entrada de serviço com limitação de corrente até 100 A, bifásico ou trifásico:  
Caixa de medição tipo CN, para instalação do disjuntor limitador e do medidor.
- c) Demais características técnicas deverão atender as prescrições da NTC 901100.

Obs.: Quando instaladas em regiões litorâneas, as caixas deverão ser de material polimérico, equivalentes aos tipos citados, conforme NTC específica.

Fonte: COPEL (2016)

Figura 71 – Esquema unifilar típico para microgeração em baixa tensão usando inversor

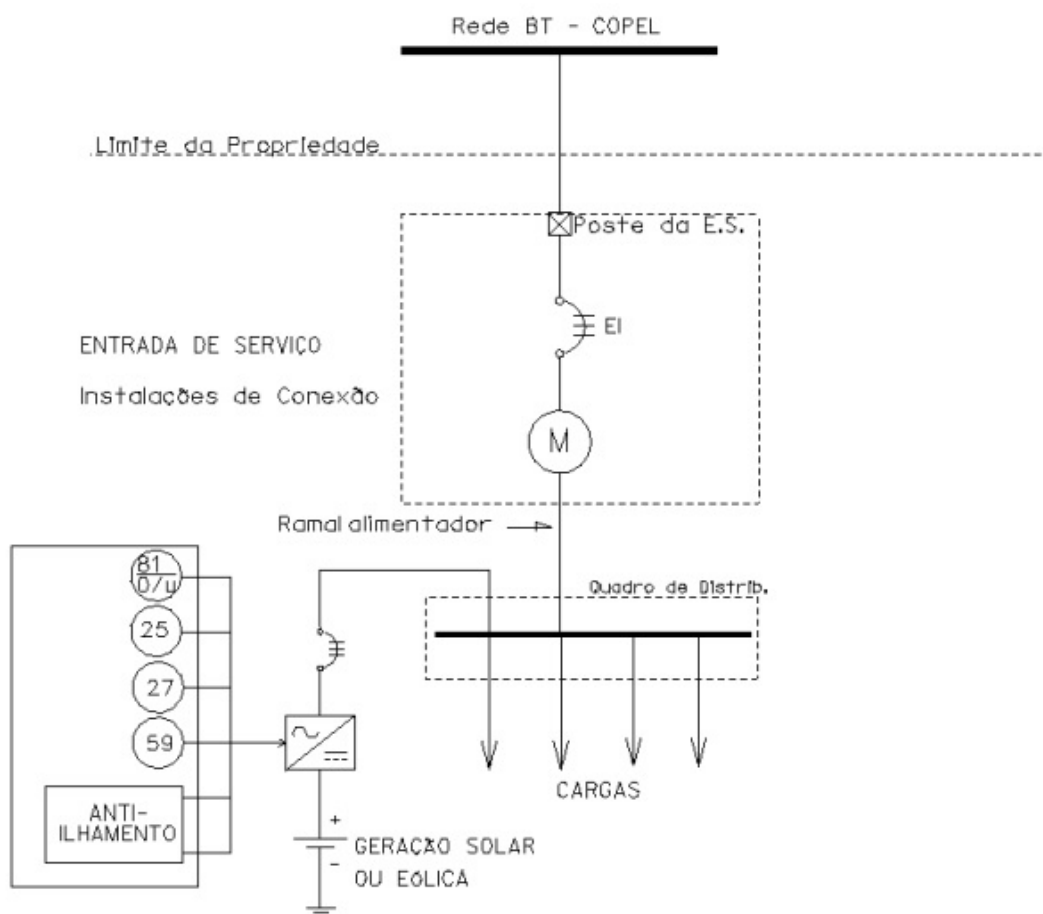


Figura 6.3 - Geração com uso de inversor

**Legenda:**

EI = Elemento de Interrupção (Disjuntor padrão NEMA ou IEC, curva 'C', até 200 A).

M = Medidor de Energia Elétrica Bidirecional (para entradas de serviço com limitador de corrente superior a 100A, a medição será de forma indireta, conforme capítulo 5.6 e Figura 6.21).

**Notas:**

1. Vide comentários das tabelas Tabela 5.1, Tabela 5.2, Tabela 5.3 e Tabela 5.4.
2. A definição do arranjo físico dos equipamentos da instalação de conexão será de responsabilidade do acessante, e será avaliado pela Copel a partir do projeto apresentado com a Solicitação do Acesso.
3. Para o EI, no caso de geração não conectada por inversor, além da bobina de disparo de abertura remota é recomendável a utilização de bobina de fechamento remoto (bobina de close).
4. Ver descrição do sistema de medição no capítulo 5.6.
5. Ver descrição do sistema de proteção no capítulo 5.2.
6. Não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monopolares entre o disjuntor de entrada e os geradores trifásicos.
7. O sistema de proteção (TCs e TPs de proteção e relés de proteção) poderá ser instalado na casa do gerador em painel exclusivo e lacrável (distinto do painel de controle e proteção do gerador).

Fonte: COPEL (2016)