



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIMENSIONAMENTO, SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

RICHARDSON SALOMÃO DE ARAÚJO

DM 12/2022

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém – Pará – Brasil

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RICHARDSON SALOMÃO DE ARAÚJO

DIMENSIONAMENTO, SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

DM 12/2022

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém – Pará – Brasil  
2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RICHARDSON SALOMÃO DE ARAÚJO

DIMENSIONAMENTO, SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Instituto de Tecnologia – ITEC, da Universidade Federal do Pará – UFPA, para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá

Belém – Pará – Brasil

2022

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD  
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará  
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

---

A658d Araújo, Richardson Salomão de.  
Dimensionamento, simulação e análise econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento de energia / Richardson Salomão de Araújo. — 2022.  
xx, 117 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,  
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Belém, 2022.

1. Sistema fotovoltaico conectado à rede. 2.  
Armazenamento de energia. 3. Modelagem e simulação. 4.  
Análise econômica. 5. Sustentabilidade e energia. I. Título.

CDD 621.042

---

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

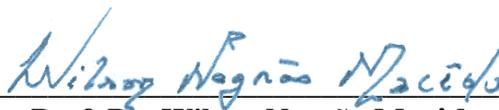
**“DIMENSIONAMENTO, SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA DE UM  
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE COM ARMAZENAMENTO  
DE ENERGIA”**

AUTOR: RICHARDSON SALOMÃO DE ARAÚJO

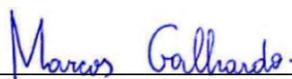
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

**APROVADA** EM: 29/04/2022

**BANCA EXAMINADORA:**



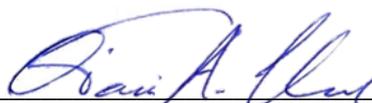
**Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo**  
(Orientador – PPGEE/UFPA)



**Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo**  
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



**Prof. Dr. Alaan Ubaiara Brito**  
(Avaliador Externo – PROFNIT/UNIFAP)



**Prof. Dr. Otávio André Chase**  
(Avaliador Externo - UFRA)

**VISTO:**



**Prof. Dr. Carlos Tavares da Costa Júnior**  
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, toda honra e toda glória sejam dadas ao Senhor JESUS CRISTO. Sinto a poderosa presença do seu Espírito Santo seja nos piores e nos melhores momentos de minha caminhada nessa vida.

Aos meus pais Raimundo Silva de Araújo (*in memoriam*) e Telma Maria Salomão de Araújo, especialmente minha mãe pelo incansável apoio e incentivo, mas principalmente, pelo seu divino amor pelos filhos, algo difícil de descrever e mensurar.

À minha esposa, amiga, parceira, Alessandra Pantoja, que foi a minha base, meu esteio na andança dessa vida. Mesmo estando sozinha na função de cuidar do lar e de nosso pequeno Haniel, abriu mão de trabalhar fora e estudar, nunca negou ajuda e apoio, nos melhores e piores momentos, na saúde e na doença...ela sabe bem do que tratam essas palavras, muito obrigado meu amor.

Às minhas cunhadas, Tarcimar Pantoja e Leodiana Pantoja, pela força, apoio e, principalmente orações, por mim e por este trabalho. Como irmãs reconheço seus carinhos e torcida, vocês são muito fortes.

Ao amigo e parceiro, Eng. Dr. Marinaldo Rodrigues. Tem pessoas que Deus coloca em nossas vidas para dar o apoio e ajuda em momentos cruciais, você foi essa pessoa e ajudou de forma a “destravar” o trabalho, valeu mano.

Finalizo aqui com enorme agradecimento ao meu orientador, Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo, primeiro pela paciência, segundo pela oportunidade. Por muito menos outros perderam esta oportunidade, mas acredito que Jesus o tocou de forma a olhar para a minha situação e me ajudar, orientar, se preocupar e me fazer chegar até aqui. Professor, receba meus agradecimentos com enorme respeito pela sua pessoa e pelo profissional que és. Enxergo o fardo de responsabilidades que o senhor carrega. Que Deus o abençoe grandemente.

## SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES .....	7
LISTA DE TABELAS .....	10
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS .....	12
LISTA DE SÍMBOLOS .....	15
RESUMO .....	19
ABSTRACT .....	20
INTRODUÇÃO.....	21
1. REDE DO HCA, SEUS COMPONENTES E DIMENSIONAMENTO DO SFCR.....	23
1.1 Condições ambientais de irradiância e temperatura em Macapá.....	23
1.2 O Hospital da Criança e do Adolescente – HCA e seus dados técnicos.....	26
1.3 Sistema híbrido em questão .....	31
1.3.1 Normas Técnicas de Distribuição n.º 08 e 09 – CEA Equatorial.....	33
1.3.2 Dimensionamento do SFCR-Hib.....	34
1.3.2.1 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico (GFV) .....	36
1.3.2.2 Seleção e dimensionamento do Inversor Híbrido .....	38
1.3.2.3 Memória de cálculo do dimensionamento do conjunto módulos-inversores .....	41
1.3.3 Dimensionamento do Sistema de Armazenamento.....	44
1.3.4 Dimensionamento dos demais componentes.....	49
2. MODELAGEM DOS PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA .....	52
2.1 Gerador Fotovoltaico .....	52
2.1.1 Circuito equivalente da célula FV .....	52
2.1.3 Modelagem virtual do módulo FV .....	58
2.2 Inversor híbrido.....	64
2.2.1 Regulador inversor <i>Buck-Boost</i> .....	65
3. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE SITUAÇÕES OPERACIONAIS .....	71
3.1 Simulação do SFCR com armazenamento de energia .....	71

3.2 Estratégias de operação.....	73
3.3 Análise dos resultados .....	75
3.3.1 Carregamento e descarregamento do banco de baterias.....	77
3.3.2 Outras simulações e análises .....	81
3.3.2.1 Simulação e análise de um dia médio do mês de outubro.....	81
3.3.2.2 Simulação e análise de um dia médio anual.....	83
3.3.2.3 Simulação e análise do dia de maior irradiância no ano .....	85
3.3.2.4 Simulação e análise do dia de menor irradiância no ano .....	88
3.4 Estimativa anual da energia produzida sob simulação .....	91
4. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA .....	94
4.1 Figuras de mérito econômico.....	94
4.2 Orçamento estimativo .....	95
4.3 Parâmetros de avaliação econômica .....	97
4.3.1 Despesas com investimentos e manutenção.....	97
4.3.2 Receitas sobre a energia gerada.....	98
4.3.3 Tarifas de energia .....	98
4.4 Fluxos de caixa .....	100
4.4.1 Análise sem variação das tarifas: PBS e PBD.....	101
4.4.2 Análise com variação das tarifas em PBD .....	103
4.4.3 Análise dos fluxos de caixa .....	105
4.5 Análise dos resultados com sensibilidade econômica .....	106
CONCLUSÃO.....	110
PUBLICAÇÃO RELACIONADA AO TRABALHO .....	113
REFERÊNCIAS .....	114

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Valores da irradiação média horária mensal incidente em Macapá-AP. ....	24
Figura 1.2 - Valores de temperatura média horária mensal em Macapá. ....	26
Figura 1.3 - HCA antes do início das obras de ampliação. ....	27
Figura 1.4 - Projeto em 3D do novo HCA.....	27
Figura 1.5 - Planta baixa de cobertura/locação e Planta de corte do Novo HCA.....	28
Figura 1.6 – Diagrama Unifilar simplificado do HCA.....	29
Figura 1.7 – Curva de carga da energia média horária consumida no HCA. ....	30
Figura 1.8 - Sistema híbrido Fotovoltaico-Diesel conectado à Rede .....	31
Figura 1.9 - Sistema híbrido Fotovoltaico-Rede (SFCR).....	32
Figura 1.10 - Híbrido Fotovoltaico-Rede (SFCR), ou, híbrido Fotovoltaico-Diesel (na falta da Rede).....	32
Figura 1.11 – Sistema híbrido para o HCA .....	33
Figura 1.12 - Diagrama esquemático de conexão da minigeração >75 kW até 300 kW através de inversor à rede de Média Tensão da CEA Equatorial.....	34
Figura 1.13 - Módulo fotovoltaico escolhido. ....	37
Figura 1.14 - Inversor fotovoltaico híbrido escolhido.....	41
Figura 1.15 – Comparação de energia volume-massa de tecnologias de baterias.....	44
Figura 1.16 - Bateria escolhida.....	46
Figura 1.17 - <i>String Box</i> PHB - 4 <i>Strings</i> C.C.+C.A. 2 Saídas. ....	50
Figura 1.18 - Diagrama esquemático dos componentes principais do subsistema SFCR-Hib.....	51
Figura 2.1 – Circuito equivalente ideal e real da célula fotovoltaica. ....	52
Figura 2.2 – Bloco <i>PV array</i> , modelo de painel FV no <i>simulink</i> . ....	59
Figura 2.3 – Janela de escolha e/ou configuração de painel FV no <i>simulink</i> .....	60
Figura 2.4 – Curvas I-V e P-V simuladas do módulo AS-6P-340W em 25°C com diferentes irradiâncias.....	60

Figura 2.5 – Curvas I-V e P-V simuladas do módulo AS-6P-340W em 1000W/m <sup>2</sup> com diferentes temperaturas.....	61
Figura 2.6 – Curva I-V do módulo AS-6P-340W em 1000W/m <sup>2</sup> com diferentes temperaturas. ....	61
Figura 2.7 – Curva P-I-V do módulo AS-6P-340W em 25°C com diferentes irradiâncias. ....	62
Figura 2.8 – Diagrama para simulação do comportamento do módulo AS-6P-340W.....	62
Figura 2.9 – Curvas simuladas dia médio do mês de abril. (A) curva I-V em 3 diferentes momentos do dia; (B) curva P-V para as 9:00h.....	63
Figura 2.10 – Curva P-V de irradiâncias e temperaturas simuladas, do módulo AS-6P-340W, em um dia médio anual.....	63
Figura 2.11 – Diagrama simples representando a atuação do inversor híbrido no SFCR.....	64
Figura 2.12 – Circuito equivalente de inversor híbrido.....	65
Figura 2.13 – Diagrama do conversor <i>buck/boost</i> .....	66
Figura 2.14 – Diagrama do conversor <i>buck/boost</i> representado com chave, e seus 2 modos de operação.....	66
Figura 2.15 – Diagrama do inversor híbrido a ser confeccionado para o simulador.....	68
Figura 2.16 – Circuito do conversor C.C./C.C. ....	69
Figura 2.17 – Circuito do conversor C.C./C.C. bidirecional.....	69
Figura 2.18 – Circuito do inversor C.C./C.A. bidirecional .....	70
Figura 3.1 - Diagrama do SFCR-Hib proposto para simulação. ....	71
Figura 3.2 – Gerador de sinais de irradiância e temperatura de célula.....	72
Figura 3.3 – Gráficos da simulação das 3 fases de operação do sistema em dia médio do mês de abril.....	74
Figura 3.4 – Curva de carga e geração FV para um dia médio do mês de abril.....	76
Figura 3.5 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/descarregamento do BB e curva de carga resultante para um dia médio do mês de abril.....	76
Figura 3.6 – Simulação para a faixa das 9:00h de um dia médio de abril. (A) entrada de sinal de irradiância e temperatura no GFV; (B) <i>Scope</i> mostrando gráfico da potência gerada e medida na entrada do BB. ....	77

Figura 3.7 – Carregamento do BB em um dia médio do mês de abril. ....	79
Figura 3.8 – Descarregamento do BB. ....	80
Figura 3.9 – Gráficos <i>scope</i> da curva de potência disponibilizada entre o BB e a Carga em simulação de descarregamento para a faixa das 19h. ....	80
Figura 3.10 – Curva de carga em consumo junto a rede, e curva de geração FV para um dia médio do mês de outubro. ....	81
Figura 3.11 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/d Descarregamento do BB e curva de carga resultante para um dia médio do mês de outubro.....	82
Figura 3.12 – Carregamento do BB em um dia médio do mês de outubro. ....	83
Figura 3.13 – Curva de carga em consumo junto a rede, e curva de geração FV para um dia médio anual. ....	83
Figura 3.14 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/d Descarregamento do BB e curva de carga resultante para um dia médio anual.....	84
Figura 3.15 – Carregamento do BB em um dia médio anualizado. ....	85
Figura 3.16 – Curva de carga em consumo junto a rede, e curva de geração FV para o dia 01/novembro.....	86
Figura 3.17 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/d Descarregamento do BB e curva de carga resultante para o dia 01/novembro. ....	87
Figura 3.18 – Carregamento do BB no dia 01/novembro.....	88
Figura 3.19 – Curva de carga em consumo junto a rede, e curva de geração FV para o dia 27/janeiro. ....	89
Figura 3.20 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/d Descarregamento do BB e curva de carga resultante para o dia 27/janeiro. ....	89
Figura 3.21 – Carregamento do BB no dia 27/janeiro.....	90
Figura 3.22 – Descarregamento do BB em 27/janeiro. ....	91
Figura 4.1 – Gráfico do VPL para o payback simples (PBS).....	102
Figura 4.2 – Gráfico do VPL para o payback descontado (PBD). ....	104
Figura 4.3 - Saldo líquido durante a vida útil do SFCR. ....	105
Figura 4.4 - Gráfico de sensibilidade da variação custo e do reajuste anual tarifário. ....	108

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Valores da irradiação média horária mensal incidente em Macapá. ....	23
Tabela 1.2 - Valores da irradiação total horária mensal incidente em Macapá. ....	25
Tabela 1.3 – Valores de temperatura ambiente média horária mensal incidente em Macapá. .	25
Tabela 1.4 - Valores de energia média consumida, por faixa horária, no HCA. ....	29
Tabela 2.1 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, em função da temperatura, no mês de abril. ....	57
Tabela 2.2 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, em função da temperatura, no mês de outubro. ....	58
Tabela 2.3 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, em função da temperatura, no dia médio anual. ....	58
Tabela 3.1 - Valores aferidos em simulação para um dia médio de abril, para o carregamento do BB. ....	78
Tabela 3.2 - Valores aferidos em simulação para o descarregamento do BB. ....	79
Tabela 3.3 - Valores aferidos em simulação para um dia médio de outubro, para o carregamento do BB. ....	82
Tabela 3.4 - Valores aferidos em simulação para um dia médio anual, para o carregamento do BB. ....	84
Tabela 3.5 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, calculados em função da irradiância e temperatura em 01/nov. ....	86
Tabela 3.6 - Valores aferidos em simulação para o dia 01/novembro, para o carregamento do BB. ....	87
Tabela 3.7 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, calculados em função da irradiância e temperatura em 27/jan. ....	88
Tabela 3.8 - Valores aferidos em simulação para o dia 27/janeiro, para o carregamento do BB. ....	90
Tabela 3.9 - Valores aferidos em simulação para o descarregamento do BB em 27/janeiro. .	91
Tabela 3.10 – Produção total mensal e anual (simulada) de energia do SFCR para inclinação de 6° .....	92

Tabela 3.11 - Produção média mensal e anual (simulada) de energia do SFCR para inclinação de 6°.....	92
Tabela 4.1 - Orçamento Estimativo para a instalação deste SFCR-Hib.....	96
Tabela 4.2 - IGP-M dos últimos 10 anos.....	99
Tabela 4.3 - Dados a serem aplicados para análise de viabilidade econômica do SFCR-Hib. ....	101
Tabela 4.4 - Dados anuais de receitas e custos com tarifa de energia fixa ao longo dos anos ( <i>payback</i> simples). ....	101
Tabela 4.5 - VPL do sistema com aplicação de taxa de juros (TMA).....	103
Tabela 4.6 - Dados anuais de receitas e custos com reajuste tarifário e taxa de juros ao longo dos anos. ....	104
Tabela 4.7 - Histórico de reajustes e revisões tarifários de energia elétrica.....	107

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

3D	Três Dimensões
AM	<i>Air Mass</i> (Massa de Ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BB	Banco de Baterias
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
C.A.	Corrente Alternada
C.C.	Corrente contínua
CEA Equatorial	Companhia de Eletricidade do Amapá
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPOM	Comitê de Política Monetária do Banco Central
Dj.	Disjuntor
DoD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de descarga)
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico
GCPVS	<i>Grid-Connected Photovoltaic System</i> (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede)
GD	Geração Distribuída
GEA	Governo do Estado do Amapá
GFV	Gerador Fotovoltaico
GMG	Grupo Motor Gerador
HCA	Hospital da Criança e do Adolescente (em Macapá-AP)
HSP	Hora de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor bipolar de porta isolada)
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
I-V	Corrente x Tensão
LCL	Indutivo – Capacitivo - Indutivo

LKC	Lei de <i>Kirchhoff</i> para as Correntes
MOSFET	<i>Metal Oxide Silicon Field Effect Transistor</i> (Transistor de efeito de campo metal óxido de silício)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento do ponto de máxima potência)
NBR	Norma Brasileira
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura Nominal de Operação da Célula)
NTD	Norma Técnica de Distribuição
O&M	Operação e Manutenção
P&O	Perturbe e Observe
PAI	Pronto Atendimento Infantil
PBD	<i>Payback</i> Descontado
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PBS	<i>Payback</i> Simples
PIS	Programa de Integração Social
P-I-V	Potência x Corrente x Tensão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
P-V	Potência x Tensão
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por largura de pulso)
QTA	Quadro de Transferência Automático
QDCA	Quadro de Distribuição em Corrente Alternada
REN	Resolução Normativa
RMS	<i>Root Mean Square</i> (Raiz Média Quadrática)
SEINF	Secretaria de Estado da Infraestrutura
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFCR-hib	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede híbrido
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SoC	<i>State of Charge</i> (Estado da Carga)
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrões de Teste)

TBJ	Transistor bipolar de junção
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i> (Fonte de Energia Ininterrupta)
UTI	Unidade de Terapia Intensiva
Vca	Tensão em Corrente Alternada
Vcc	Tensão em Corrente Contínua
VPL	Valor Presente Líquido

## LISTA DE SÍMBOLOS

$Q_{pd}$	Quantidade de módulos pré-dimensionados
$P_{lim}$	Potência limite do SFCR
$P_{mód}$	Potência nominal de um módulo escolhido
$P_{inv}$	Potência Nominal do Inversor
$P_{FV}$	Potência de Pico do Gerador Fotovoltaico
$V_{Imax}$	Máxima Tensão de entrada no Inversor
$V_{ocTmín}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico para mínima temperatura de operação
$V_{mpTmín}$	Tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico para mínima temperatura de operação
$V_{mpTmáx}$	Tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico para máxima temperatura de operação
$V_{SPMP}$	Faixa de Tensão de SPMP
$V_{SPMPmáx}$	Máxima tensão de operação do SPMP do inversor
$V_{SPMPmín}$	Mínima tensão de operação do SPMP do inversor
$I_{scTmáx}$	Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico para temperatura de operação máxima
$I_{Imáx}$	Corrente C.C. máxima do inversor
$G_i$	Irradiância global incidente no plano do gerador fotovoltaico
$P_{INV}$	Potência total do SFCR na soma dos inversores
$Pb$	Chumbo
$NiCd$	Níquel cádmio
$NiMH$	Níquel-metal-hidreto
$NaNiCl2$	Cloreto de níquel e sódio
$NaS$	Sódio e enxofre
$Li-ion$	Íons de lítio
$PbO2$	Óxido de chumbo
$LiFePO4$	Lítio ferro fosfato
$Li-PO$	Polímero de lítio
$LiMnO$	Lítio-dióxido de manganês
$LiCoO2$	Lítio-óxido de cobalto

$L$	Energia ativa necessária diariamente
$L_{cc}$	Quantidade de energia consumida pela carga em C.C.
$\eta_{bat}$	Eficiência global da bateria
$L_{ca}$	Quantidade de energia consumida pela carga em C.A.
$\eta_g$	Eficiência de carga-descarga da bateria
$\eta_{inv}$	Eficiência geral do inversor
$P_d\%$	Profundidade de descarga
$C_B$	Capacidade energética do banco de baterias
$N$	Número de dias de autonomia do banco de baterias
$Pd_{m\acute{a}x}$	Profundidade de descarga estipulado para as baterias
$Q_{bat}$	Quantidade de baterias
$E_{bat}$	Capacidade energética da bateria
$Pd_{real}$	Profundidade de descarga real
$BB$	Capacidade energética total do banco de baterias
$I_L$	Corrente fotogerada
$I$	Corrente de saída
$I_d$	Corrente do diodo em paralelo
$I_0$	Corrente de saturação reversa do diodo sem luz
$e$	Carga do elétron
$V$	Tensão nos terminais do diodo
$m$	Fator de idealidade do diodo
$k$	Constante de Boltzmann
$T_c$	Temperatura equivalente de operação da célula FV
$V_{th}$	Tensão térmica
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$R_s$	Resistência série
$R_p$	Resistência paralela
$I_p$	Corrente de fuga
$N_s$	Número de células em série
$T_{cel}$	Temperatura da célula
$T_{amb}$	Temperatura ambiente
$I_{scT}$	Corrente de curto-circuito em função da temperatura

$I_{sc_{ref}}$	Corrente de curto-circuito de referência
$G_{i_{ref}}$	Irradiância padrão STC
$\alpha$	Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito
$T_{ref}$	Temperatura de referência padrão STC
$\beta$	Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto
$V_{ocT}$	Tensão de circuito aberto em função da temperatura
$V_{oc_{ref}}$	Tensão de circuito aberto de referência
$P_{mpT}$	Máxima potência real em função da temperatura da célula
$\gamma$	Coefficiente de temperatura da potência máxima
$P_{mp_{ref}}$	Máxima potência de referência
$P_{mp0}$	Máxima potência nominal
$P_{mpT}$	Máxima potência em função da temperatura local
$C_{in}$	Capacitor regulador de tensão
$S_w$	Chave de conexão do inversor à rede
$V_a$	Tensão média de saída do conversor <i>buck/boost</i>
$V_s$	Tensão de entrada do conversor <i>buck/boost</i>
$k$	Ciclo de trabalho do conversor <i>buck/boost</i>
$\Delta V_c$	Ondulação da tensão de saída do conversor <i>buck/boost</i>
$I_a$	Corrente média de saída do conversor <i>buck/boost</i>
$f$	Frequência de chaveamento do conversor <i>buck/boost</i>
$C$	Capacitância de filtro do conversor <i>buck/boost</i>
$\Delta I$	Ondulação da corrente do indutor do conversor <i>buck/boost</i>
$L$	Indutância no conversor <i>buck/boost</i>
$I_s$	Corrente média de entrada do conversor <i>buck/boost</i>
$L_c$	Valor crítico do indutor do conversor <i>buck/boost</i>
$R$	Resistência no conversor <i>buck/boost</i>
$C_c$	Valor crítico do capacitor do conversor <i>buck/boost</i>
$P_{bat}$	Potência de carga/descarga do banco de baterias
$P_L$	Potência consumida pela carga
$P_{ge}$	Potência injetada/consumida da rede elétrica
$PR$	<i>Performance Ratio</i>
$E$	Energia real entregue à carga

$R_t$	Receita em um período de tempo $t$
$C_t$	Custo em um período de tempo $t$
$n$	Horizonte de planejamento do projeto em anos
$L_t$	Lucros operacionais no horizonte de planejamento

## RESUMO

Este estudo propõe um projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) com sistema de armazenamento de energia para o Hospital da Criança e Adolescente (HCA) em Macapá-AP. Apresenta o dimensionamento do sistema contemplando o banco de baterias de íons de lítio, modelagem do sistema fotovoltaico, bem como a simulação do funcionamento do sistema proposto, realizado na ferramenta computacional *Simulink/Matlab 2018b*, a fim de mensurar a estimativa de energia a ser produzida e armazenada. O objetivo é a geração e armazenamento de energia durante o dia (horário fora de ponta), para poder ser utilizada pela carga no horário de ponta, cujo valor da tarifa é mais alto. Após as simulações realizadas para os meses de maior e menor irradiação global incidente no plano gerador, bem como para os dias do ano de maior e menor irradiação, verificou-se como resultado obtido, nesse último caso, que o sistema precisará conectar à concessionária ainda dentro do horário de ponta, demonstrando que haverá dias em que não se conseguirá carregar o sistema de armazenamento de forma satisfatória. É proposto também, um orçamento estimativo do sistema e sua análise financeira em função da produção de energia estimada em simulação. É demonstrada a viabilidade econômica, com retorno do investimento em nove anos, ao longo do período de vida do SFCR, como também é realizada análise de sensibilidade econômica em função de parâmetros financeiros como valor da tarifa de energia e custo watt-pico do sistema. Todavia, o sistema cumprirá com sua missão de diminuir o custo da conta de energia do HCA de maneira sustentável e pode receber ampliação (escalabilidade).

**Palavras-chave:** Sistema fotovoltaico conectado à rede; armazenamento de energia; modelagem e simulação; análise econômica; sustentabilidade e energia.

## ABSTRACT

This study proposes a grid-connected photovoltaic system (GCPVS) project with an energy storage system for Children and Adolescents Hospital (CAH) in Macapá-AP. It presents the sizing of the system contemplating the lithium-ion battery bank, modeling of the photovoltaic system, as well as the simulation of the operation of the proposed system, carried out in the computational tool Simulink/Matlab 2018b, in order to measure the estimate of energy to be produced. and stored. The objective is the generation and storage of energy during the day (off-peak hours), so that it can be used by the load at peak hours, whose tariff value is higher. After the simulations carried out for the months with the highest and lowest global irradiation incident on the generating plane, as well as for the days of the year with the highest and lowest irradiation, it was verified as a result obtained, in the latter case, that the system will still need to connect to the concessionaire. during peak hours, demonstrating that there will be days when the storage system cannot be loaded satisfactorily. It is also proposed an estimated budget of the system and its financial analysis in function of the estimated energy production in simulation. The economic viability is demonstrated, with a return on investment in nine years, over the life of the GCPVS, as well as an economic sensitivity analysis based on financial parameters such as energy tariff value and watt-peak cost of the system. However, the system will fulfill its mission of reducing the cost of the CAH energy bill in a sustainable way and can be expanded (scalable).

**Keywords:** Photovoltaic Systems Connected to the Grid; Energy Storage, Modeling and Simulation, Economic Analysis, Sustainability and Energy.

## INTRODUÇÃO

É inegável atrelar a melhoria da qualidade de vida humana ao progresso tecnológico da atualidade. Esse progresso tecnológico acarreta uma maior demanda por energia, seja ela na forma de combustíveis e/ou eletricidade. Devido a essa crescente demanda os combustíveis fósseis, que ainda são fontes predominantes na matriz energética mundial, são considerados esgotáveis e seu consumo está diretamente associado aos grandes prejuízos ambientais como o aquecimento global.

Segundo o SIGA/ANEEL (2021), no Brasil, aproximadamente 61,07% da matriz energética em operação é proveniente da geração hídrica que é considerada fonte renovável e limpa. Porém, esta matriz pode produzir considerável e irreversível impacto ambiental, pois sua construção e instalação, na forma convencional, consistem no represamento de rios e consequente alagamento de grandes áreas prejudicando fauna, flora e populações ribeirinhas. Para Villalva e Gazoli (2015, p.16), “esse recurso é infinito desde que não ocorra o esgotamento das bacias hídricas pela ação direta humana ou por alterações climáticas que modificam os regimes pluviométricos”.

Diante desse cenário, uma opção concreta para redução dos problemas e impactos gerados é o uso de fontes alternativas de energias renováveis, as quais podem ser utilizadas de forma complementar a geração hidroelétrica (ALVES *et al.*, 2014). O Brasil, em sua grande parte, está localizado sob área tropical, que o torna detentor de grande potencial de geração de energia solar, embora neste país há 2,14% da matriz energética por fonte fotovoltaica em operação, segundo a ANEEL (2021). A fonte solar que se manifesta tanto como fonte de calor, como fonte de luz, apresenta-se hoje como uma das alternativas energéticas mais promissoras para a geração de energia “limpa” e desenvolvimento sustentável.

Diante desse contexto, em 2012, a ANEEL deu início ao incentivo e regularização governamental, publicando a Resolução Normativa nº 482, permitindo a instalação de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede - SFCR por parte dos consumidores de pequeno porte, criando um sistema de compensação tarifária e incentivando o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A partir desta norma, o Brasil inaugura o sistema de compensação tarifária, incentivando o consumidor a produzir sua própria energia, aliviando o sistema de distribuição existente, como já é largamente utilizado em países da Europa, América do Norte e Japão.

O estado do Amapá ainda possui um inexpressivo parque industrial e pequeno setor comercial quando comparado a outros estados brasileiros (FAÇANHA, 2021), sendo grande

parte dos consumidores pertencentes ao grupo de tensão “A”, cuja a resolução normativa n.º 1000/2021 – ANEEL os conceitua - “grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV” - são do setor público, mais precisamente, órgãos públicos, escolas e hospitais. Diante deste cenário, é oportuna a elaboração de um projeto de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede para um prédio público que sirva de modelo para os demais e assim contribuir para avanço do estado, considerando as especificidades de cada prédio.

Neste trabalho é desenvolvido um projeto de SFCR para o Hospital da Criança e do Adolescente – HCA, de forma a operar eventualmente com o sistema de *backup* GMG Diesel e, também, utilizando um sistema de armazenamento de energia a ser aproveitado em horário economicamente mais vantajoso. O objetivo prático é modelar e simular a operação de um SFCR em uma edificação, cuja unidade consumidora está classificada no grupo A4, em que ela possa utilizar a energia solar para carregar baterias e complementar a alimentação da carga, e posteriormente, no horário de ponta, essa energia armazenada seja utilizada pela carga, reduzindo o fornecimento por parte da concessionária em horário de valor majorado.

A escolha do SFCR como alternativa energética foi propiciada pelo fato que o HCA está passando por reforma e ampliação, o que possibilita o levantamento e análise da nova planta elétrica e uma boa área de cobertura do telhado sem a possibilidade de sombreamentos.

Neste aspecto, a presente dissertação está estruturada em quatro capítulos. No Capítulo 1 é realizada a descrição do sistema proposto para a rede do HCA, bem como seus componentes ensejando uma rede híbrida, os quais inclui sistema de geração, sistema de *backup* diesel, condicionamento de potência, banco de baterias e a carga.

O Capítulo 2 modela de forma dinâmica os principais componentes que constituem esse sistema híbrido, em ambiente *Matlab/Simulink*, levando em conta os dados informados por seus fabricantes.

No Capítulo 3 é realizada a simulação e análise de operação dos modelos propostos no Capítulo 2, bem como a análise de diferentes situações operacionais.

O Capítulo 4 apresenta uma análise de viabilidade econômica dos resultados em razão de gerenciamento da energia armazenada em função de horário de consumo e custo-benefício, bem como uma análise em sensibilidade econômica frente a possíveis cenários econômicos.

## 1. REDE DO HCA, SEUS COMPONENTES E DIMENSIONAMENTO DO SFCR

Antes de ensejar o planejamento de um sistema fotovoltaico para uma determinada edificação, é necessário levar em conta fatores ambientais como radiação solar e temperatura local, a fim de elaborar um dimensionamento mais adequado e realista. O objetivo é buscar suprir a carga no horário de ponta, a partir de uma fonte limpa e renovável, cuja energia foi captada e armazenada no horário fora de ponta. Neste capítulo são descritos esses dados para proceder com o planejamento do sistema híbrido.

### 1.1 Condições ambientais de irradiância e temperatura em Macapá

A análise de projeto para qualquer sistema fotovoltaico requer como primeira etapa o conhecimento sobre o potencial energético solar incidente na área a ser instalado para a determinação da viabilidade naquela região. No Brasil, a pouca empregabilidade desses sistemas em sua matriz energética não significa baixo potencial de insolação, pelo contrário, o país, de acordo com Villalva e Gazoli (2015), possui valores de irradiação maiores que os países europeus que utilizam essa tecnologia em larga escala. Na Alemanha, por exemplo, sendo esta uma das grandes potências no uso de sistemas fotovoltaicos, a irradiação global diária máxima chega a 3500 Wh/m<sup>2</sup>, enquanto o Brasil possui valores diários variando entre 4000 e 6000 Wh/m<sup>2</sup>.

Como em toda a faixa territorial no Brasil possui valores significativos de irradiação, o Amapá não deixa de ser diferente (MARQUES; BRITO; CUNHA, 2008). O estado está localizado na Região Norte, cuja capital Macapá está situada sob a linha do Equador, ou seja, sua latitude está a 0°. Na Tabela 1.1 constam dados médios horários de irradiação mensal no plano inclinado a 6° (a inclinação real aferida *in loco* nas coberturas construídas nos blocos do HCA foi de 5,71°), medida em Wh/m<sup>2</sup> do município de Macapá. Os dados são extraídos do *software* RADIASOL 2.0, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, que fora escolhido por ser gratuito e de difuso uso pela comunidade científica e acadêmica brasileira.

Tabela 1.1 - Valores da irradiação média horária mensal incidente em Macapá.

(continua)

Irradiação solar [Wh/m <sup>2</sup> ] – Plano inclinado a 6°													
Município: Macapá Latitude [°]: 0,0°N Longitude [°]: -50,1° E													
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
06:00	54	51	46	45	48	50	56	65	65	76	76	67	58
07:00	179	182	178	148	186	193	200	233	234	242	262	220	205

Tabela 1.1 - Valores da irradiação média horária mensal incidente em Macapá.

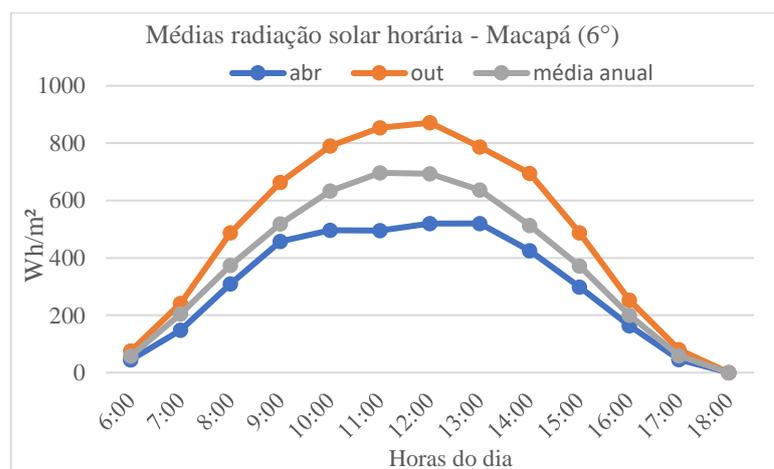
(conclusão)

Irradiação solar [Wh/m <sup>2</sup> ] – Plano inclinado a 6°													
Município: Macapá Latitude [°]: 0,0°N Longitude [°]: -50,1° E													
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
08:00	314	318	325	310	324	321	382	415	416	487	448	423	374
09:00	458	460	429	458	438	407	514	595	614	663	648	544	519
10:00	569	528	497	497	542	539	649	714	799	790	804	669	633
11:00	603	556	538	496	630	592	747	801	893	854	878	773	697
12:00	605	606	554	520	551	634	750	807	843	871	862	726	694
13:00	561	553	504	520	558	559	630	720	785	787	770	700	637
14:00	438	452	418	426	453	460	495	599	593	695	614	520	513
15:00	337	309	288	298	318	336	366	421	445	488	436	417	372
16:00	180	178	164	164	166	166	194	232	243	253	259	213	201
17:00	59	49	45	45	43	46	57	66	71	80	82	72	60
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	4356	4243	3985	3926	4258	4303	5040	5669	6003	6287	6139	5344	4963

Fonte: RADIASOL 2.0, disponível no site <http://www.solar.ufrgs.br/> (acesso em 20/05/2021).

Observa-se na Tabela 1.1 os meses de abril e outubro, destacados em vermelho e verde, respectivamente, como os meses de menor e maior irradiação para a inclinação de 6°. É oportuno destacar que no plano horizontal (global) o mês de menor insolação média é o mês de março. A média mensal diária para o mês de abril apresenta o valor de 3,93 kWh/m<sup>2</sup> e o mês de outubro apresenta o valor de 6,29 kWh/m<sup>2</sup>. Destaca-se, em azul, os valores médios anuais horários, cujo valor total de um dia médio apresenta 4,96 kWh/m<sup>2</sup>. Na Figura 1.1 mostram-se as curvas de irradiação horária para os meses de abril e outubro, além de um dia médio anual.

Figura 1.1 - Valores da irradiação média horária mensal incidente em Macapá-AP.



Fonte: Elaboração própria a partir do *software* Radiasol 2.0 - UFRGS.

Por outro lado, com o propósito de planejar, modelar e simular um SFCR, onde se propõe a estimativa de energia a ser produzida pelo sistema ao longo de um ano para subsidiar uma análise financeira mais realista possível, é mais oportuno saber os dados de irradiação e

temperatura ambiente de cada hora do dia e de cada dia do ano. O objetivo é dimensionar o valor real simulado de energia a ser produzida em cada dia do ano, ou seja, para os 365 dias do ano.

De posse de tais dados de irradiação e temperatura horárias de todos os dias do ano, foi possível elaborar a Tabela 1.2 que informa os valores de irradiação integrados e separados em cada mês, ou seja, os valores de cada faixa de hora somados e apresentados em kWh/m<sup>2</sup>. Tais dados possibilitam fazer simulações e análises de cada dia do ano, seja os mais ensolarados quanto os mais chuvosos.

Tabela 1.2 - Valores da irradiação total horária mensal incidente em Macapá.

Irradiação solar [kWh/m <sup>2</sup> ] – Plano inclinado a 6°													
Município: Macapá Latitude [°]: 0,0°N Longitude [°]: -50,1° E													
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Total
06:00	1,68	1,43	1,42	1,34	1,50	1,51	1,73	2,00	1,96	2,36	2,29	2,09	21,29
07:00	5,55	5,10	5,53	4,44	5,75	5,80	6,21	7,23	7,02	7,50	7,86	6,81	74,81
08:00	9,73	8,91	10,07	9,30	10,06	9,63	11,84	12,86	12,47	15,11	13,44	13,11	136,52
09:00	14,21	12,88	13,31	13,74	13,59	12,21	15,93	18,44	18,43	20,56	19,45	16,88	189,62
10:00	17,63	14,79	15,39	14,91	16,80	16,17	20,13	22,15	23,98	24,49	24,13	20,73	231,30
11:00	18,69	15,58	16,69	14,87	19,52	17,76	23,15	24,83	26,80	26,47	26,33	23,96	254,64
12:00	18,75	16,96	17,16	15,59	17,09	19,03	23,24	25,02	25,29	27,01	25,87	22,51	253,52
13:00	17,38	15,49	15,62	15,61	17,30	16,76	19,54	22,31	23,56	24,41	23,10	21,70	232,79
14:00	13,57	12,65	12,95	12,77	14,05	13,80	15,34	18,58	17,80	21,54	18,41	16,12	187,57
15:00	10,45	8,66	8,92	8,95	9,85	10,07	11,36	13,06	13,36	15,13	13,08	12,92	135,79
16:00	5,58	4,99	5,07	4,91	5,16	4,97	6,00	7,20	7,30	7,83	7,77	6,60	73,39
17:00	1,84	1,36	1,40	1,36	1,33	1,39	1,77	2,06	2,12	2,49	2,45	2,23	21,79
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	135,04	118,81	123,54	117,77	131,99	129,10	156,24	175,73	180,09	194,91	184,17	165,66	1813,03

Fonte: RADIASOL 2.0, disponível no site <http://www.solar.ufrgs.br/> (acesso em 20/05/2021).

Além da irradiação, outro fator físico extrínseco que influencia na performance de células fotovoltaicas, elemento primordial dos geradores fotovoltaicos, é a temperatura ambiente, descreve Zilles *et al.* (2012). A Tabela 1.3 exibe dados organizados em médias horárias mensais de temperatura ambiente, aferidos também pelo sistema Radiasol 2.0.

Tabela 1.3 – Valores de temperatura ambiente média horária mensal incidente em Macapá.

(continua)

Temperaturas (°C) médias em Macapá-AP													
Hora	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
06:00	23,3	23,1	22,9	23,3	23,2	23,2	23,0	23,8	24,3	24,5	24,4	24,0	23,6
07:00	24,4	24,1	23,9	24,3	24,3	24,3	24,4	25,0	25,7	25,9	25,8	25,3	24,8
08:00	25,4	25,2	25,1	25,2	25,4	25,5	25,5	26,2	26,9	27,2	27,0	26,4	25,9
09:00	26,5	26,2	26,2	26,6	26,6	26,5	26,9	27,5	28,1	29,0	28,4	27,8	27,2
10:00	27,6	27,1	27,2	27,6	27,5	27,5	27,9	28,9	29,6	30,3	29,8	28,9	28,3
11:00	28,6	27,7	27,9	28,1	28,5	28,4	28,9	29,8	30,8	31,1	31,0	29,7	29,2
12:00	28,9	28,2	28,3	28,2	29,3	29,0	29,7	30,4	31,5	31,8	31,7	30,6	29,8
13:00	29,3	28,7	28,5	28,6	28,9	29,6	29,9	30,6	31,5	32,1	31,7	30,5	30,0

Tabela 1.3 – Valores de temperatura ambiente média horária mensal incidente em Macapá.

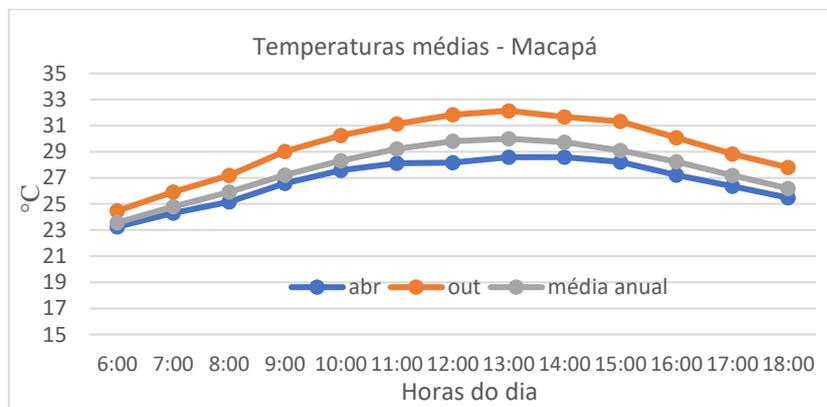
(conclusão)

Temperaturas (°C) médias em Macapá-AP													
Hora	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
14:00	29,0	28,6	28,3	28,6	29,0	28,9	29,4	30,4	31,3	31,7	31,3	30,4	29,7
15:00	28,1	27,9	27,8	28,2	28,5	28,5	28,6	29,7	30,5	31,3	30,6	29,5	29,1
16:00	27,6	27,2	26,9	27,2	27,5	27,8	27,9	28,7	29,5	30,1	29,5	28,9	28,2
17:00	26,5	26,1	26,0	26,4	26,5	26,6	26,8	27,7	28,3	28,8	28,6	27,7	27,2
18:00	25,7	25,2	25,1	25,5	25,6	25,7	25,8	26,6	27,4	27,8	27,3	26,8	26,2

Fonte: Elaboração própria a partir do *software* Radasol 2.0 – UFRGS.

A Figura 1.2 mostra os valores médios das temperaturas dos meses de abril e outubro, bem como das médias dos 12 meses.

Figura 1.2 - Valores de temperatura média horária mensal em Macapá.

Fonte: Elaboração própria a partir do *software* Radasol 2.0 - UFRGS.

## 1.2 O Hospital da Criança e do Adolescente – HCA e seus dados técnicos

Como em todo centro urbano, a presença de um hospital é de grande importância para a população, sobretudo um hospital que atende determinada especialidade. O Hospital da Criança e do Adolescente (HCA), também conhecido como Hospital de Pediatria, foi construído na década de 1970 e possui uma área de pouco mais de 3.000 m<sup>2</sup> (Figura 1.3) incluindo um bloco principal hospitalar e dois anexos: um para administração e almoxarifado e outro para o Pronto Atendimento Infantil (PAI). Atualmente, o HCA possui 92 leitos para internação, um centro cirúrgico e UTI com cinco leitos.

Figura 1.3 - HCA antes do início das obras de ampliação.



Fonte: *Google streetview*.

Em outubro de 2013, o Governo do Estado do Amapá (GEA) lançou a obra de reforma e ampliação do HCA, com recursos financiados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com valor estimado na ordem de 16 milhões de reais, sob Contrato nº 024/2013 – SEINF/GEA. O novo projeto estabelece a construção de dois novos blocos com três pavimentos cada. O primeiro abrigará um moderno centro cirúrgico contendo três salas de cirurgias e UTI com 17 leitos, além de áreas de conforto médico com plantões, coordenação médica e de enfermagem, salas das comissões e auditório para 110 lugares. No segundo bloco, na parte térrea, ficarão os serviços de nutrição e dietética, rouparia, almoxarifado de medicamentos, farmácia, vestiários e oficinas. O primeiro andar será destinado a uma ampla enfermaria com 26 leitos e área ocupacional e, no segundo andar, haverá uma enfermaria com 26 leitos e brinquedoteca. Esta obra ficou paralisada por 3 anos por motivos contratuais, vindo a ser retomada no segundo semestre de 2020. Dessa forma, o HCA passará de 92 para 151 leitos, além dos 17 leitos da UTI e dos 18 leitos de observação no bloco do PAI. A Figura 1.4 mostra o projeto em 3D do novo HCA.

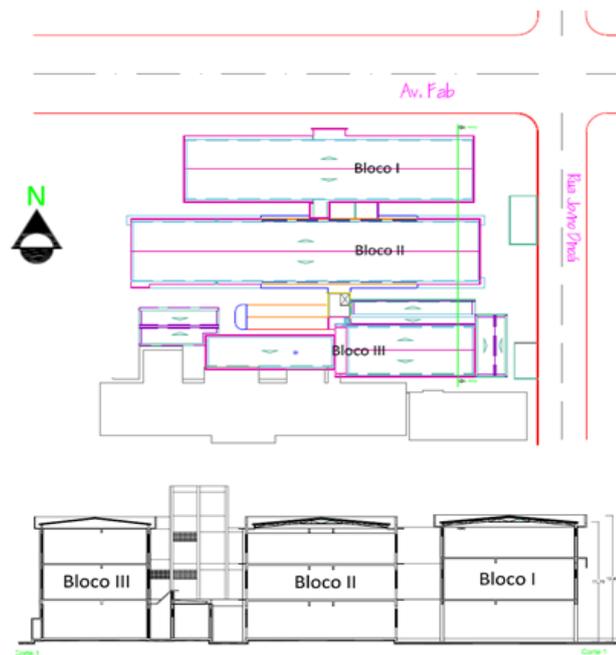
Figura 1.4 - Projeto em 3D do novo HCA.



Fonte: Secretaria de Estado da Infraestrutura.

O projeto exibido na Figura 1.4, cuja localização está situada na esquina da Avenida Fab com a Rua Jovino Dinoá, fazendo frente para o Norte geográfico, conforme Figura 1.5. Estando em uma esquina, este não possui prédio vizinho com maior altura, não sofrendo sombreamentos em sua nova cobertura nem de edificações adjacentes e nem de vegetação. O novo HCA terá três grandes blocos, todos com três pavimentos e cobertura de duas águas de direção norte/sul, alcançando uma altura de 12,40m na cobertura acima da cumeeira.

Figura 1.5 - Planta baixa de cobertura/locação e Planta de corte do Novo HCA.

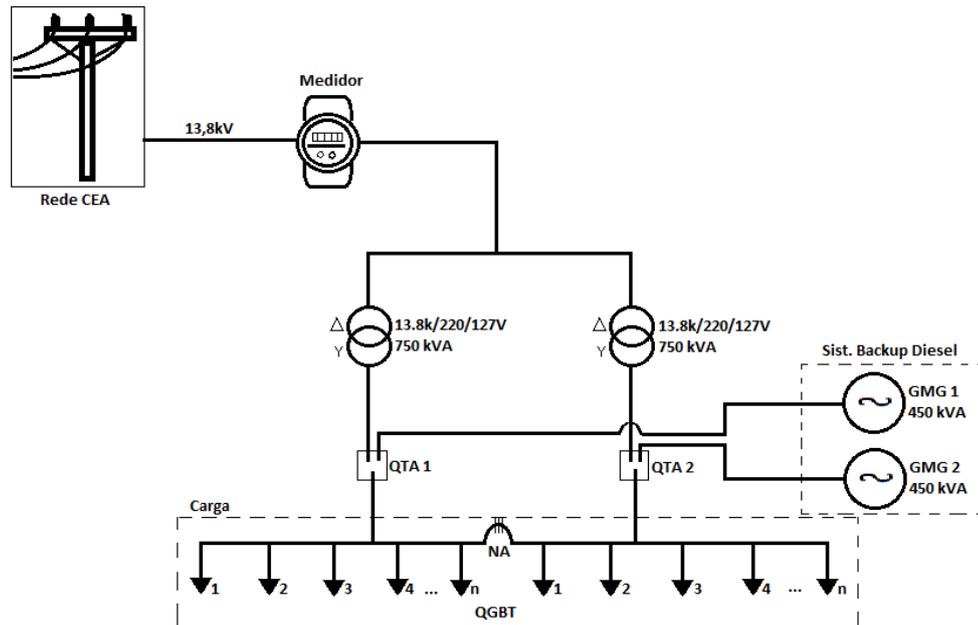


Fonte: Secretaria de Estado da Infraestrutura.

Seu fornecimento de energia é em média tensão (13,8 kV), sendo sua unidade consumidora classificada no grupo A4 (serviços públicos, tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV), com atual carga instalada em 450 kW, com dois transformadores de rebaixamento, sendo cada um de 750 kVA, e possui também um sistema de *backup* com 2 Grupos Moto Geradores de 450 kVA a diesel.

A Figura 1.6 mostra o diagrama unifilar simplificado da rede do HCA, onde se percebe a presença de Quadro de Transferência Automática (QTA) para a conexão de cada GMG à jusante dos transformadores, cuja principal função é atuar nas faltas ou falhas de fornecimento da rede da concessionária, monitorando-a tanto no valor de tensão quanto no valor de frequência. Na ausência ou falha da rede, o QTA fará a desconexão da carga com a rede, conectando a carga ao GMG, criando um sistema isolado pelo tempo que permanecer em falta ou falha da rede pública.

Figura 1.6 – Diagrama Unifilar simplificado do HCA.



Fonte: Elaboração própria.

Considerando o que foi descrito anteriormente, o HCA possui três blocos. O bloco I tem 674,40 m<sup>2</sup> em sua cobertura. O bloco II tem 809,65 m<sup>2</sup> de cobertura. O bloco III tem 576,47 m<sup>2</sup> total de cobertura. Portanto, considerando que todos os blocos não sofrem sobreposições ao longo do dia, tem-se um total de 2050 m<sup>2</sup> de coberturas, compostas de telhas metálicas termoacústicas.

Entre os dias 19/04/2021 e 25/04/2021 a então Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA realizou a aferição da potência demandada, medindo os valores de potência a cada 15 minutos, possibilitando a elaboração da curva de carga do atual (sem ampliação) prédio do HCA e demonstrando o perfil de consumo de energia do Hospital. A Tabela 1.4 informa os valores médios consumidos por faixa de hora, demonstrando um dia normal de consumo. A Figura 1.7 mostra o gráfico da curva de carga do HCA, destacando as 3 horas classificadas como consumo em horário de ponta, onde a tarifa cobrada é aproximadamente 7 vezes o valor do horário fora de ponta.

Tabela 1.4 - Valores de energia média consumida, por faixa horária, no HCA.  
(continua)

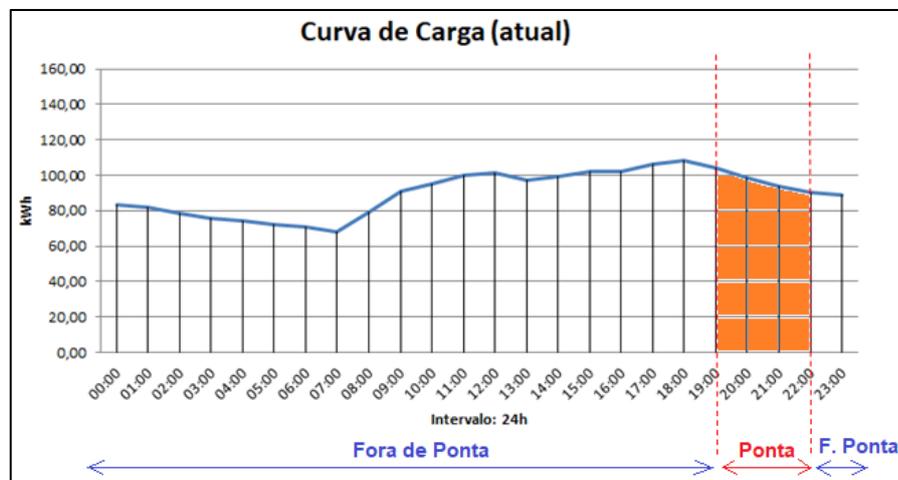
Hora	kWh média	FP	Posto horário:
00:00	83,04	0,943	F. Ponta
01:00	81,68	0,942	F. Ponta
02:00	78,22	0,940	F. Ponta
03:00	75,66	0,937	F. Ponta
04:00	74,21	0,933	F. Ponta
05:00	72,11	0,932	F. Ponta

Tabela 1.4 - Valores de energia média consumida, por faixa horária, no HCA.  
(conclusão)

Hora	kWh média	FP	Posto horário:
06:00	71,09	0,932	F. Ponta
07:00	68,19	0,935	F. Ponta
08:00	78,99	0,947	F. Ponta
09:00	90,69	0,956	F. Ponta
10:00	94,85	0,960	F. Ponta
11:00	100,10	0,962	F. Ponta
12:00	101,49	0,965	F. Ponta
13:00	96,95	0,963	F. Ponta
14:00	99,48	0,964	F. Ponta
15:00	101,83	0,965	F. Ponta
16:00	101,98	0,961	F. Ponta
17:00	106,06	0,962	F. Ponta
18:00	108,56	0,962	F. Ponta
19:00	104,27	0,961	Ponta
20:00	98,62	0,956	Ponta
21:00	93,53	0,951	Ponta
22:00	90,47	0,949	F. Ponta
23:00	88,59	0,948	F. Ponta
Total:	2160,68		
Total ponta:	296,41		

Fonte: CEA Equatorial.

Figura 1.7 – Curva de carga da energia média horária consumida no HCA.



Fonte: Elaboração própria.

Observando o gráfico da Figura 1.7 pode-se destacar que em dias normais de atendimento, o HCA estabelece maior consumo de energia entre 9:00h e 18:00h, período este que se tem disponibilidade de recurso solar, ou seja, nos horários de maior consumo também serão horários de maior produção de energia elétrica por fonte fotovoltaica.

A CEA Equatorial classifica suas 3h de horário na ponta no período entre as 19h e 21:59h, esse deve ser o principal interesse de se gerenciar a energia fotovoltaica produzida durante o dia, que deve ser armazenada, para poder utilizá-la nessas 3 horas, dispensando a

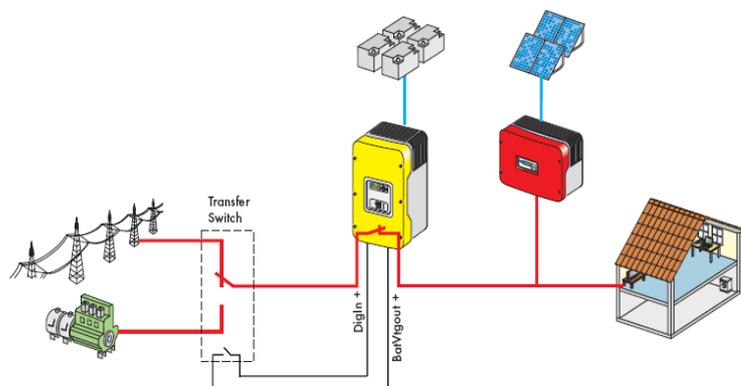
compra de energia mais cara da concessionária. Durante o período de ponta, conforme demonstra a Tabela 1.4, o total de energia consumida pela carga é de aproximadamente 296 kWh. Se um sistema fotovoltaico *on-grid* comportar um banco de baterias, cuja energia gerada deve ser prioritariamente destinada ao carregamento desse sistema armazenador, e, após total carregamento, ainda sob luz solar, o restante da geração deve ser consumido pela carga, torna-se um sistema acumulador de energia com o objetivo de postergar o uso da energia gerada para o período mais oneroso.

A partir da conclusão da reforma e ampliação, o HCA, atuará com maior estrutura, acarretando possivelmente em maior demanda de potência. Entretanto, a atual demanda contratada do HCA é de 190 kW, valor este que servirá de limite para o dimensionamento do SFCR proposto neste trabalho.

### 1.3 Sistema híbrido em questão

Quando um sistema híbrido é formado com a conexão à rede elétrica, a outra fonte integrante do sistema pode injetar energia na rede da concessionária. Entretanto, outra característica é destacada nesses tipos de sistemas, que é a possibilidade de o sistema híbrido funcionar como um equipamento *nobreak*. O princípio de funcionamento se baseia no fato do sistema funcionar como sistemas de emergência, ainda provendo energia ao consumidor caso haja falta de energia por parte da rede elétrica (MOCELIN, 2014). A Figura 1.8 ilustra a possibilidade de um sistema híbrido Fotovoltaico-Diesel conectado à rede elétrica de distribuição.

Figura 1.8 - Sistema híbrido Fotovoltaico-Diesel conectado à Rede

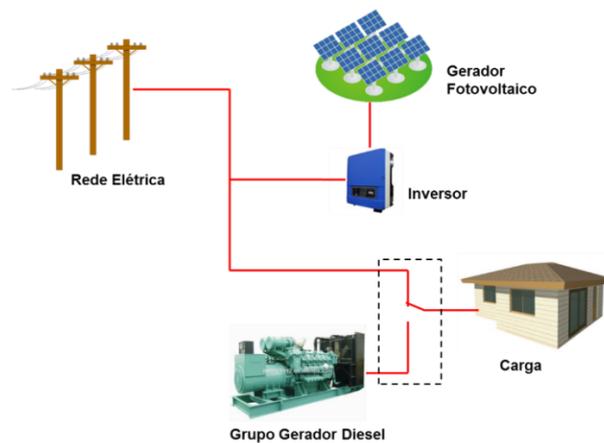


Fonte: Mocelin (2014)

Portanto, em SFCR's que já assumem a característica de ser um sistema híbrido (rede e GFV) na configuração Fotovoltaica-Rede, ambas alimentarão a carga à luz do dia. Ora, se a

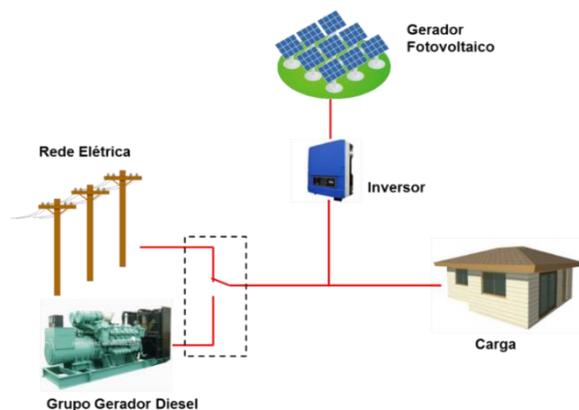
carga possuir um grupo gerador como sistema de geração *backup*, como ocorre com o HCA, caso a rede sofra interrupções ou faltas, presume-se então que o sistema híbrido poderá configurar-se além de Fotovoltaico-Rede, um sistema híbrido Fotovoltaico-Diesel, dependendo do ponto de acoplamento do SFCR na rede da carga. A Figura 1.9 ilustra o SFCR em uma configuração híbrida Fotovoltaico-Rede, e a Figura 1.10 ilustra o SFCR em uma configuração Fotovoltaico-Diesel, mas em virtude de a geração a diesel atuar como emergência, conforme as normas NBR 5410 e NBR ISO 8528-3, não haverá a possibilidade de atuarem as três fontes simultaneamente, ou seja, a configuração Fotovoltaica-Rede-Diesel.

Figura 1.9 - Sistema híbrido Fotovoltaico-Rede (SFCR)



Fonte: Elaboração Própria

Figura 1.10 - Híbrido Fotovoltaico-Rede (SFCR), ou, híbrido Fotovoltaico-Diesel (na falta da Rede)

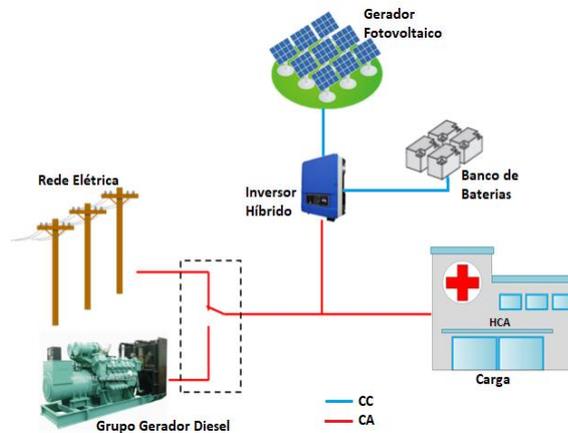


Fonte: Elaboração Própria

O modelo a ser proposto para o HCA é similar ao sistema da Figura 1.10, com a possibilidade de utilização de armazenador de energia na forma de banco de baterias, as quais devem ser carregadas nas primeiras horas de sol, possibilitando o uso gerenciado em horário de

ponta, cuja tarifa tem valor majorado. A Figura 1.11 exibe o sistema híbrido que será dimensionado para o HCA, como proposta deste estudo.

Figura 1.11 – Sistema híbrido para o HCA



Fonte: Elaboração Própria

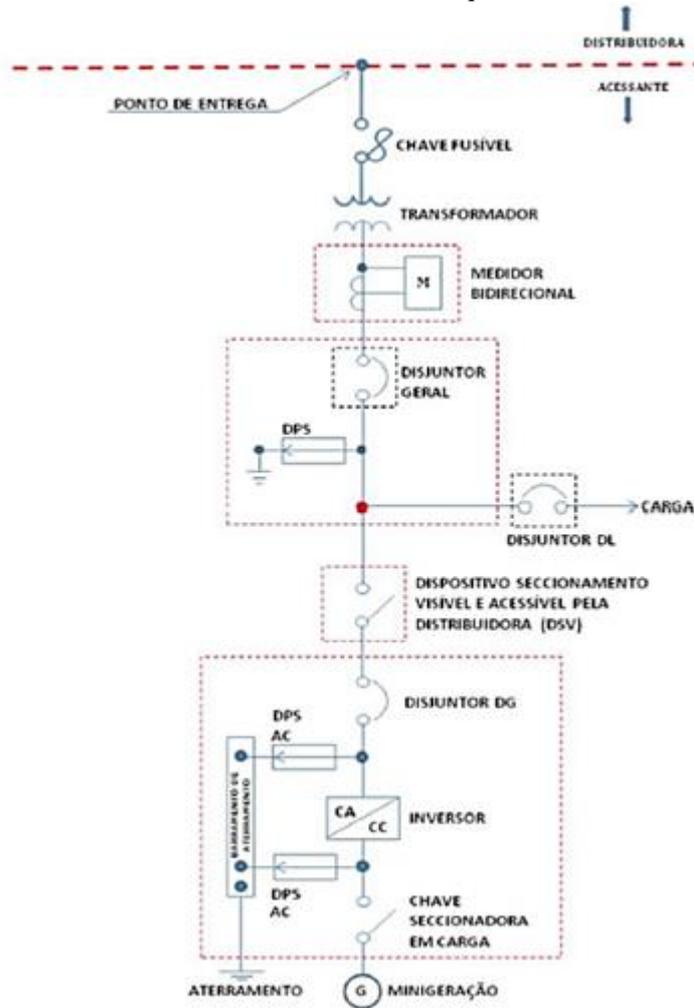
### 1.3.1 Normas Técnicas de Distribuição n.º 08 e 09 – CEA Equatorial

Em se tratando de norma técnica na conexão de acessantes à rede de distribuição, a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA Equatorial) possui duas normas: NTD-08 e NTD-09. Conforme a Resolução Normativa da ANEEL n.º 482/2012 estabeleceu a microgeração e a minigeração conectadas à rede sem armazenamento de energia, onde esta norma forçou a inserção do item 3.7 do módulo 3 do PRODIST, a CEA Equatorial editou essas duas normas em consonância com essa distinção. A NTD-08 necessariamente estabelece os critérios para o acesso de microgeração distribuída ao sistema de distribuição de baixa tensão, ou seja, o tipo de conexão em função da potência do sistema de microgeração que vai até 75 kW (conexão trifásica).

Por outro lado, a NTD-09 estabelece os critérios para o acesso de minigeração distribuída ao sistema de distribuição de média tensão, nas tensões nominais de 13,8 kV e 34,5 kV, de unidades consumidoras atendidas em média tensão com potência instalada acima de 75 kW até 1 MW, que utiliza fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Vale lembrar que a última revisão feita na REN 482/2012 da ANEEL, de redação dada pela REN n.º 687/2015 alterou esse limite superior da chamada minigeração. Pela norma em vigor, a minigeração distribuída, vai de potências superiores a 75 kW até o limite de 3 MW para fontes hídricas, ou, até o limite de 5 MW para as demais fontes renováveis. Neste trabalho, assume-se que os mesmos critérios usados na REN 482 e suas atualizações sejam aplicados ao sistema de geração fotovoltaica para efeito de análise.

Os acessantes de minigeração distribuída deverão ser interligados ao sistema elétrico de média tensão no ponto de conexão da unidade consumidora, ficando limitado conforme a demanda contratada da unidade consumidora do grupo A (13,8 kV ou 34,5 kV). A Figura 1.12 exibe o diagrama esquemático de conexão de minigeração, na faixa de 75 kW até 300 kW, através de inversor.

Figura 1.12 - Diagrama esquemático de conexão da minigeração >75 kW até 300 kW através de inversor à rede de Média Tensão da CEA Equatorial.



Fonte: NTD -09 CEA Equatorial.

### 1.3.2 Dimensionamento do SFCR-Hib

Diferentemente dos sistemas fotovoltaicos isolados, cujo dimensionamento tem seu ponto de partida a partir do estudo da carga a ser alimentada, no SFCR a característica elétrica da carga não é o fator principal a ser considerado para o dimensionamento, uma vez que o sistema terá a característica de complementaridade no fornecimento de energia a carga, explica Pinho e Galdino (2014).

Entretanto, o sistema híbrido capta as principais características, tanto do sistema *off-grid* quanto do sistema *on-grid*, ou seja, um sistema conectado com a atuação anti-ilhamento que terá armazenador de energia, a qual em primeiro momento, terá sua energia gerada pelo GFV e não será injetada na carga/rede para consumo ou excedente para a rede pública, mas sim para ser armazenada em momento em que a energia comprada da concessionária está com o preço mais baixo (fora de ponta).

Especialmente para o SFCR os fatores que influenciam diretamente na metodologia do dimensionamento são: disponibilidade de recurso solar, disponibilidade de área, e o custo-benefício (quanto maior o sistema, maior será seu orçamento, podendo ficar também mais prolongado o início do retorno financeiro). Além do retorno financeiro, haverá também o retorno ambiental e social, através da sustentabilidade energética na diversificação da matriz elétrica para fontes renováveis, que por sua vez contribuem para a diminuição da emissão dos gases do efeito estufa (GEEs). Porém, neste caso, em que o objetivo principal é a captação e armazenamento de energia, cuja quantidade mínima é exatamente a quantidade de energia consumida pela carga no período de ponta (3h). A saber, conforme mostra a Tabela 1.4, nas três faixas de horas, onde a primeira (19h às 19:59h) a carga consome aproximadamente 105 kWh, a segunda (20h às 20:59h) o consumo aproximado é de 99 kWh e, na terceira (21h às 21:59h), a carga consome em torno de 95 kWh, totalizando cerca de 300 kWh a ser disponibilizado para a carga.

Para o presente trabalho a metodologia de dimensionamento do SFCR consistirá não na avaliação da locação da carga e recurso solar disponível, mas na quantidade de energia que é consumida pela carga em um período pré-estabelecido. Entretanto, como se trata de um sistema conectado à rede e respeitado a norma da ANEEL, o dimensionamento do sistema gerador terá um limite máximo, que não deve ultrapassar a demanda contratada no valor atual de 190 kW.

Portanto, este dimensionamento objetiva disponibilizar um mínimo de 300 kWh por dia e tem seu GFV dimensionado para produzir a energia considerando os valores de irradiância do “pior” mês, ou seja, no mês em que o local apresenta a menor média anual de irradiação (método do mês crítico). No caso de Macapá-AP, conforme já visto na Tabela 1.1, o mês de referência será o mês de abril, cuja irradiação média diária medida é de 3,93 kWh/m<sup>2</sup>, já para a inclinação pontual de 6° no plano fotovoltaico.

### 1.3.2.1 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico (GFV)

Conforme determina a Resolução normativa n.º 482/2012 – ANEEL, em seu artigo 4º parágrafo 1º, “a potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada”, ou seja, a potência nominal total deste SFCR será limitada ao valor da demanda contratada da unidade consumidora junto à concessionária de energia por se tratar de consumidor do grupo A. A atual demanda contratada do HCA, vigente antes da conclusão da ampliação (o que certamente acarretará na ampliação da demanda contratada), é de 190 kW. Assim, este SFCR poderá ter sua potência máxima nominal limitada a esse valor.

Existem diversos modelos de vários fabricantes de módulos fotovoltaicos no Brasil, sendo a maioria produzida no exterior e sendo importada e comercializada no mercado nacional. Os módulos comercializados no país podem ser escolhidos conforme esclarece INMETRO (2017):

*“O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), coordenado pelo Inmetro, fornece informações sobre o desempenho dos produtos, considerando atributos como a eficiência energética, o ruído e outros critérios que podem influenciar a escolha dos consumidores que, assim, poderão tomar decisões de compra mais conscientes. Ele também estimula a competitividade da indústria, que deverá fabricar produtos cada vez mais eficientes.”*

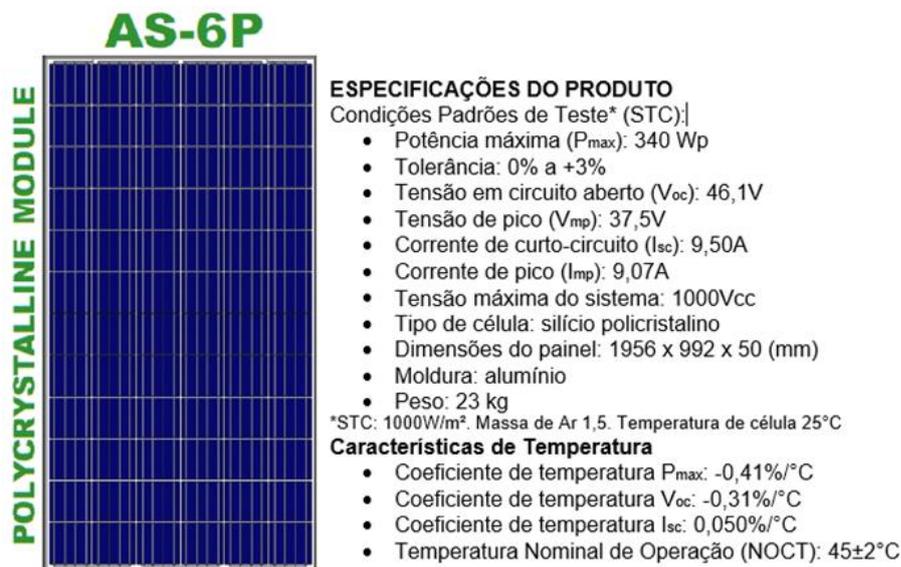
Dentre os modelos publicados na base de dados, sob consulta, no site do INMETRO, o próximo passo é realizar uma pesquisa de cotação entre os fornecedores para selecionar o de menor custo, dentro da faixa de potência a ser definida no dimensionamento do inversor. Um critério básico para a seleção do módulo, dentre os disponíveis no mercado, é o preço de custo em função da potência nominal, ou seja, divide-se o preço médio do equipamento pela quantidade de *watts-pico* que ele oferece (R\$/Wp).

Portanto, após a pesquisa e cálculos preliminares de dimensionamento entre os módulos mais comuns disponíveis comercialmente, cujas potências nominais variam de 280 Wp a 590 Wp, o que melhor se encaixou no perfil e característica deste SFCR e parâmetros estipulados pelo inversor dimensionado a seguir, além de apresentar menor custo entre os consultados, cerca de R\$ 1,84/Wp (preço médio atual está R\$ 624,00), foi o modelo AS-6P-340W da *Amerisolar*, cuja potência nominal é de 340 Wp policristalino. Para comparação, módulos de

grande potência, monocristalinos, como exemplo painéis de 400 Wp, estão apresentando custo mínimo de R\$ 2,20/Wp, chegando a valores de R\$ 2,60/Wp para painéis de 590 Wp.

O painel escolhido, conforme Figura 1.13, possui estrutura em alumínio anodizado e é feito de Silício Policristalino (poli c-Si). Contém 72 células e pesa 23 kg, tem dimensões de 1956x992x50(mm). Este módulo fotovoltaico foi classificado pelo PBE/INMETRO com o nível “A”, apresentando eficiência de 17,52%, embora a nova portaria n.º 140/2022 do INMETRO reclassifica essa eficiência como nível “B”. As células fotovoltaicas são protegidas por uma resistente camada de vidro temperado e a moldura em alumínio já vem com as furações para fixação.

Figura 1.13 - Módulo fotovoltaico escolhido.



Fonte: Adaptado da Especificação Técnica (*datasheet*) do fabricante.

Portanto, tomando a demanda contratada como limite para o gerador fotovoltaico (190 kWp), rebatendo essa potência para o lado C.C. do inversor na ordem de 95% de eficiência média, pode-se realizar um pré-dimensionamento da quantidade máxima de módulos neste projeto, onde  $Q_{pd}$  é a quantidade de módulos pré-dimensionados,  $P_{lim}$  é a potência limite do SFCR, e  $P_{mód}$  é a potência nominal do módulo escolhido, conforme a Equação 1.1:

$$Q_{pd} = \frac{P_{lim}}{P_{mód}} = \frac{190.000 \text{ W}/0,95}{340 \text{ Wp}} = 588,23 \cong 588 \text{ Módulos} \quad (1.1)$$

Assim, a quantidade de módulos solares deverá ser igual ou inferior à 588 unidades, que ocuparão 1141 m<sup>2</sup> de cobertura. Um sistema com 588 módulos FV de 340 Wp, seria capaz de

produzir mais de 500 kWh dia, mesmo no pior mês de radiação solar, o que praticamente garante os 300 kWh de disponibilidade energética no horário de ponta, a partir do sistema de armazenamento. O número exato de módulos, a quantidade em uma *string* (módulos em série) e o número de *strings* (em paralelo), a partir de agora, dependerá da seleção do inversor, sendo a soma das potências dos painéis idêntica a potência máxima nominal do SFCR, que deverá ser considerada no Fator de Dimensionamento do Inversor.

### 1.3.2.2 Seleção e dimensionamento do Inversor Híbrido

Com a função de entregar para a rede elétrica a potência produzida pelo gerador fotovoltaico em padrões admissíveis pelo sistema elétrico local, isto é, corrente alternada, frequência e tensão compatível, e/ou de transmitir energia em corrente contínua para ser armazenada em baterias, o inversor bem como sua quantidade tem sua escolha diretamente relacionada à energia a ser produzida pelo sistema fotovoltaico. Entretanto, não limitante a energia produzida, o dimensionamento do inversor também é dependente das características elétricas pertinentes aos módulos fotovoltaicos empregados no sistema e às condições ambientais.

O dimensionamento do inversor está relacionado com o fator de dimensionamento do inversor (FDI), representado pela razão entre a potência nominal do inversor em kW ( $P_{INV}$ ) e a potência de pico do gerador fotovoltaico ( $P_{FV}$ ), como na Equação 1.2. De posse da potência nominal, em busca da otimização máxima do inversor e relação custo/benefício atrativa, o inversor frequentemente é subdimensionado quando comparada sua potência nominal em kW com a potência nominal do gerador fotovoltaico.

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_{FV}} \quad (1.2)$$

Segundo Mendon *et al.* (2016 apud ROVERSI e RAMPINELLI, 2020) afirma que “a análise do FDI tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento destes sistemas, aumentando a capacidade de geração por meio da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema”. Consequência esta advinda da redução da potência produzida pelo gerador fotovoltaico quando submetido a temperaturas acima da temperatura padrão de teste, o que leva o gerador a raramente trabalhar com sua potência de pico. Pinho e Galdino (2014) ainda apresentam uma faixa de FDI recomendável

entre 0,75 e 1,05 com base em análise literária para o dimensionamento do par gerador-inversor, porém, Roversi e Rampinelli (2020) concluem que um sistema SFCR superdimensionado é mais indicado para se evitar perdas de energia em função da limitação da potência do inversor.

Seguindo no processo de dimensionamento do inversor, outra etapa dá-se na análise das características elétricas deste acopladas às características elétricas do módulo fotovoltaico e suas associações. A fim de maximizar a potência de geração, respeitando-se os limites impostos pelas características elétricas do inversor, os módulos fotovoltaicos são associados em série (*string*) e paralelo. A escolha da configuração deve então obedecer aos limites de máxima tensão de entrada, faixa de tensão de operação do SPMP e corrente C.C. máxima do inversor. As seguintes equações relacionam o par gerador-inversor e torna possível a escolha do melhor arranjo.

A soma das tensões em circuito aberto dos módulos fotovoltaicos em série deve respeitar a máxima tensão de entrada do inversor, descrita na Equação 1.3 a seguir.

$$n^{\circ} \text{ de módulos em série} < \frac{V_{I_{max}}}{V_{ocT_{min}}} \quad (1.3)$$

Onde:

$V_{ocT_{min}}$  – Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico para mínima temperatura de operação;

$V_{I_{max}}$  – Máxima tensão de entrada do inversor.

A tensão em máxima potência do somatório de todos os módulos agrupados em série deve estar dentro da faixa de tensão de operação do SPMP do inversor, visto na Equação 1.4.

$$\frac{V_{SPMP_{min}}}{V_{mpT_{max}}} < n^{\circ} \text{ de módulos em série} < \frac{V_{SPMP_{max}}}{V_{mpT_{min}}} \quad (1.4)$$

Onde:

$V_{mpT_{min}}$  – Tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico para mínima temperatura de operação;

$V_{mpT_{max}}$  – Tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico para máxima temperatura de operação;

$V_{SPMP_{max}}$  – Máxima tensão de operação do SPMP do inversor;

$V_{SPMP_{min}}$  – Mínima tensão de operação do SPMP do inversor.

A corrente de curto-circuito oriunda do somatório das *strings* em paralelo não deve ultrapassar o valor de corrente C.C. máxima permitida pelo inversor, conforme Equação 1.5.

$$n^{\circ} \text{ de séries em paralelo} < I_{Imáx}/I_{scTmáx} \quad (1.5)$$

Onde:

$I_{scTmáx}$  – Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico para temperatura de operação máxima;

$I_{Imáx}$  - Corrente C.C. máxima do inversor.

Embora a corrente do GFV é mais sensível à variação de irradiância do que de temperatura, há um leve acréscimo na amplitude dessa corrente com a elevação da temperatura. Geralmente, emprega-se um fator de segurança para a obtenção do número de fileiras em paralelo, devido à possibilidade de haver eventos de sobreirradiância.

A escolha do inversor, com determinada potência, leva em consideração o que melhor se adequa ao sistema gerador esquematizado e a compatibilidade com a rede elétrica, que dependendo da localidade tem seus padrões entre fases de 380 V ou 220 V. É possível encontrar no mercado inversor com tensão de saída 380/220 V e 220/127 V, se o projetista optar pela escolha de inversores não compatíveis com o sistema elétrico local, haverá a necessidade da inserção de transformador que ajuste essa saída de tensão, isto poderá acarretar em maiores custos para o sistema, além de perdas de eficiência provocadas pelo transformador.

Com base no mencionado, o inversor híbrido escolhido para este projeto foi o modelo H1-20K-T2 da marca SAJ, cuja potência é de 20 kW. O modelo importado se destaca por sua alta potência, pois nesse nicho de função híbrida, os mais comuns atualmente comercializados são de 5 kW a 10 kW, o que ensejaria um maior número de equipamentos para este porte de SFCR. A Figura 1.14 mostra os dados elétricos do inversor fotovoltaico híbrido utilizado para o dimensionamento deste.

Figura 1.14 - Inversor fotovoltaico híbrido escolhido.



Model	H1-5K-T2	H1-6K-T2	H1-8K-T2	H1-10K-T2	H1-15K-T2	H1-20K-T2
<b>DC Input</b>						
Max. PV Array Power [Wp]@STC	7500	9000	12000	15000	22500	30000
Max. DC Voltage [V]			1000			
MPPT Voltage Range [V]			180~900			
Start Voltage [V]			180			
Max. DC Input Current [A]		15/15				30/30
No. of MPPT			2			
No. of Strings per MPPT		1/1			2/2	
<b>Battery Parameters</b>						
Battery Type	Lithium battery					
Voltage Range [V]	180-800					
Max. Charging/ Discharging Current [A]	25					
Rated Charging/ Discharging Power [W]	5000	6000	8000	10000	15000	20000
<b>AC Output (On-grid)</b>						
Rated Output Power [W]	5000	6000	8000	10000	15000	20000
Max. Output Power [VA]	5500	6600	8800	11000	16500	22000
Rated Output Current [A]@230Vac	7.2	8.7	11.6	14.5	21.7	29.0
Max. Output Current [A]	8.3	10.0	13.3	16.7	25.0	33.3
Rated Output Voltage [V]	220/380Vac, 230/400Vac, 3L/N/PE					
Rated Output Frequency [Hz]	50/60					
Power Factor [cos φ]	0.8 leading~0.8 lagging					
Total harmonic Distortion [THDi]	<3%					
<b>AC Output (Back-up Mode)</b>						
Rated Output Power [W]	5000	6000	8000	10000	15000	20000
Rated Output Voltage [V]	220/380Vac, 230/400Vac, 3L/N/PE					
Rated Output Frequency [Hz]	50/60Hz					
Output THDv (@ Liner Load)	<3%					
Peak Output Apparent Power [VA]	10000VA 60s	12000VA 60s	16000VA 60s	16500VA 60s	20000VA 60s	22000VA 60s
Max.Output Current [A]	8.0	9.6	12.8	15.9	23.9	31.9
<b>Efficiency</b>						
Max. Efficiency			98.0%			98.2%
Europe Efficiency			97.6%			97.7%
MPPT Efficiency			>99.9%			>99.9%
Max. Battery Charging/ Discharging Efficiency			97.6%			97.8%

Fonte: Adaptado da Especificação Técnica (*datasheet*) do fabricante.

Observando os dados apresentados na Figura 1.14, nota-se que o inversor oferece um escopo de potência de entrada, possibilitando alcançar o valor de 30 kW na máxima potência de entrada proveniente dos arranjos fotovoltaicos. Tal range poderá se refletir também no FDI.

### 1.3.2.3 Memória de cálculo do dimensionamento do conjunto módulos-inversores

Após escolha do módulo fotovoltaico e do inversor *on-grid* bidirecional selecionado, essa etapa descreverá a respeito dos cálculos do dimensionamento adequado casando esses dois componentes, baseando-se nas características técnicas de cada um.

A seguir apresentam-se as características técnicas do módulo fotovoltaico de 340 Wp corrigidas com o efeito da temperatura, considerando as temperaturas mínima e máxima registradas nas medições que resultaram nos dados da Tabela 1.3, cuja menor foi de 21,1°C na faixa horária das 6h ( $G_i=76 \text{ W/m}^2$ ) em 08/05 e, a maior temperatura, foi em 01/11 na faixa horária das 12h marcando 34,8°C ( $G_i=1.233 \text{ W/m}^2$ ):

- Tensão de circuito aberto em temperatura mínima ( $V_{ocT_{\min}}$ ) = 46,28 V
- Tensão de máxima potência em temperatura mínima ( $V_{mpT_{\min}}$ ) = 37,64 V
- Tensão de máxima potência em temperatura máxima ( $V_{mpT_{\max}}$ ) = 32,33 V

- Corrente de curto circuito em temperatura e irradiância máxima ( $I_{scTm\acute{a}x}$ ) = 11,97 A

Características técnicas do inversor fotovoltaico 20 kW:

- Tensão máxima de entrada ( $V_{Im\acute{a}x}$ ) = 1000 Vcc
- Faixa de tensão de SPMP ( $V_{SPMP}$ ) = 180 Vcc a 900 Vcc
- Corrente máxima de entrada ( $I_{Im\acute{a}x}$ ) = 30/30 A

Determinação da quantidade de módulos por *string*, conforme as Equações 1.3 e 1.4:

- $n^{\circ}$  de módulos em série  $< V_{Imax}/V_{ocTm\acute{m}n}$ 
  - $n^{\circ}$  de módulos em série  $< 1000V/46,28V$
  - $n^{\circ}$  de módulos em série  $\leq 21$
- $V_{SPMPm\acute{m}n}/V_{mpTm\acute{m}x} < n^{\circ}$  de módulos em série  $< V_{SPMPm\acute{m}x}/V_{mpTm\acute{m}n}$ 
  - $n^{\circ}$  mínimo de módulos em série  $> 180V/32,33V$
  - $n^{\circ}$  mínimo de módulos em série  $\geq 6$
  - $n^{\circ}$  máximo de módulos em série  $< 900V/37,64V$
  - $n^{\circ}$  máximo de módulos em série  $\leq 23$

O inversor suporta de 6 a 21 módulos ligados em série por *string*, respeitando os limites de tensão.

Determinação da quantidade de *strings* por SPMP do inversor 30/30A (Equação 1.5):

- $n^{\circ}$  de strings em paralelo  $< I_{Im\acute{a}x}/I_{scTm\acute{m}x}$
- $n^{\circ}$  de strings em paralelo  $\times I_{sc} = 30/11,97$
- $n^{\circ}$  de strings em paralelo por SPMP  $< 3$

O inversor suporta até 4 *strings*, sendo 2 por SPMP, devido a máxima corrente permitida por cada SPMP ser igual a 30 A. Portanto, apenas pode-se ter 2 *strings* em paralelo em cada SPMP, alcançando uma corrente de 23,94 A.

Determinação da quantidade de inversores:

Outras referências dedicadas a especificamente a avaliação do FDI indicam valores entre 0,65 e 1,20 (Macêdo, 2006; Scarabelot, 2020; Yang *et al.*, 2021). Para realizar o cálculo adequado de FDI, é necessário conhecer a potência total deste SFCR na soma dos inversores ( $P_{INV}$ ), ou seja, o número de inversores multiplicado pela potência nominal, Equação 1.6. Porém, essa potência total não poderá ultrapassar os 190 kW já citados anteriormente. Se cada

inversor possui sua potência nominal de 20 kW, só poderemos ter um número máximo de 9 inversores, pois de 10 em diante a potência total no conjunto dos inversores ultrapassará os 190 kW. Assim, objetivando encontrar um valor de FDI entre 0,65 e 1,20, considerou-se um número de 7 inversores:

$$P_{INV} = n^{\circ} \text{ de inversores} \times \text{potência por inversor} \quad (1.6)$$

$$P_{INV} = 7 \times 20 = \mathbf{140 \text{ kWp}}$$

Conforme o cálculo de pré-dimensionamento do gerador fotovoltaico (item 1.3.2.1), na Equação 1.1, pode-se obter a potência total do gerador tirando o produto entre a potência nominal do módulo ( $P_{mód}$ ) e a quantidade pré-calculada Equação 1.7. Até aqui, já se pode ter uma parcial do valor de FDI, mesmo considerando os 21 módulos em série por *string*, na saída C.A. dos inversores, tem-se:

$$P_{FV} = Q_{pd} \times P_{mód} \quad (1.7)$$

$$P_{FV} = 588 \text{ módulos} \times 340Wp = \mathbf{199,92 \text{ kWp}} \text{ (lado C.C. do inversor)}$$

Neste momento, já se pode mensurar um valor de FDI e se este estará na faixa desejada, conforme Equação 1.2, calculada a seguir:

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_{FV}} = \frac{140kW}{199,92 \text{ kW}} = \mathbf{0,70}$$

Portanto, com o valor acima dentro da faixa especificada anteriormente, pode-se afirmar que o valor da quantidade de inversores para este SFCR será de 7 unidades de 20 kW. Para a determinação da quantidade de painéis por inversor, basta dividir a quantidade de módulos pré-calculados pelo número de inversores, ou seja,  $588 \div 7 = \mathbf{84}$ . Obtido o número de módulos por inversor, a melhor configuração possível, respeitando os valores previamente calculados suportados pelo inversor de quantidade de *strings* e módulos por *string*, é dada com o arranjo de 4 *strings*, sendo 21 módulos em cada *string*, ou seja, serão 4 x 21 módulos. Logo, pode-se obter o valor final da quantidade de painéis, descartando o valor pré-dimensionado anteriormente e alterando de forma definitiva os valores de potência do gerador fotovoltaico e FDI do sistema.

Resumindo o dimensionamento dos módulos solares e dos inversores realizados anteriormente, este SFCR ficará projetado para:

- Quantidade de módulos 340Wp: 588
- Quantidade de inversores 20kW (~30kW): 7
- FDI do sistema: 0,70
- Área a ser ocupada pelos módulos solares: 1.141 m<sup>2</sup>

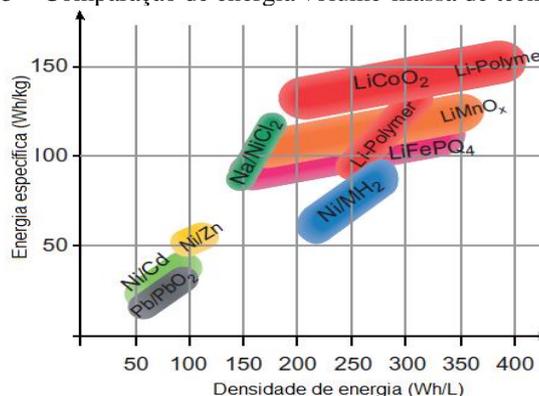
### 1.3.3 Dimensionamento do Sistema de Armazenamento

Existem, à princípio, cinco formas de armazenar energia, explica Pinho e Galdino (2014), quais sejam: campo elétrico (super capacitores), campo magnético (indutores com supercondutores), por energia mecânica (volantes de inércia), por vetores energéticos (hidrogênio, por exemplo), e eletroquímica. As baterias solares utilizadas atualmente no mercado são desse último tipo.

As baterias mais comuns comercializadas atualmente são de chumbo-ácido (Pb), chumbo-carbono, níquel cádmio (NiCd), níquel-metal-hidreto (NiMH), cloreto de níquel e sódio (NaNiCl<sub>2</sub>), sódio e enxofre (NaS), fluxo (utiliza diferentes elementos químicos), e as baterias de íons de lítio (Li-íon). Para a utilização em sistemas *off-grid* as mais utilizadas são as baterias estacionárias de chumbo-ácido (similar às baterias automotivas), por ser a mais barata e fácil de ser encontrada no mercado.

Concorrendo com as baterias tradicionais, está emergindo a bateria de íons de lítio. Comparando as características das baterias tradicionais com as modernas, Kurzweil e Brandt (2019) descrevem que para aplicações fotovoltaicas estacionárias, as principais características a se considerar são: custo, número de ciclos, eficiência, profundidade de descarga aceitável (Pd), energia específica (energia/massa) e densidade de energia (energia/volume). Na Figura 1.15 nota-se a diferença entre tais tecnologias, considerando a energia específica (Wh/kg) e a densidade de energia (Wh/L):

Figura 1.15 – Comparação de energia volume-massa de tecnologias de baterias.



Fonte: Adaptado de Kurzweil e Brandt, 2019.

Observando a Figura 1.15 nota-se a diferença entre as tecnologias de baterias de chumbo-ácido (Pb/PbO<sub>2</sub>) com as baterias íons de lítio (LiFePO<sub>4</sub>, Li-PO, LiMnO, LiCoO<sub>2</sub>). As primeiras têm seu volume energético na ordem de 50 a 100 Wh/L, e massa energética entre 20 a 30 Wh/kg; já as de íons de lítio, como exemplo as de LiFeO<sub>4</sub> (lítio ferro fosfato), apresenta seu volume energético entre 300 a 350 Wh/L e sua massa energética na ordem de 100 Wh/kg.

Ao escolher entre essas duas tecnologias (chumbo-ácido ou íons de lítio), um fator essencial a um projeto de SFCR-Hib é vida útil (ciclos carga/descarga), nesse quesito as de Pb estão na ordem de 600 a 1000 ciclos (1000 ciclos para descarga até 20% ~ 2,7 anos), enquanto as de íon-Li atingem os 6000 ciclos utilizando a profundidade de descarga (DoD) até 80% (~ 16 anos), esclarece o artigo de Villalva (2021). Portanto, além da grande diferença no tempo de vida útil, há maior fluxo de energia a trabalhar na profundidade de descarga mais expressiva, apontando como mais vantajosa, tecnicamente, as baterias de íons de lítio frente as de chumbo ácido.

A mais importante desvantagem das baterias íon-Li em relação as de chumbo-ácido é o custo. Os preços da primeira, comparando a mesma capacidade de energia, em relação à segunda, é mais atrativo, ou seja, um banco de baterias formado pelas tradicionais Pb-ácido, com a mesma capacidade de armazenamento, chega a ser três vezes mais barato do que um mesmo banco (mesma capacidade de armazenamento) formado com as modernas íon-Li. Porém, esse panorama pode se modificar, a depender do investimento inicial e da capacidade de geração e economia energética gerada pelo GFV, ao longo da vida útil do SFCR que gira em torno de 25 a 30 anos, para o qual haverá grande diferença na substituição das baterias de tais bancos. O primeiro poderá ter até 10 trocas durante o tempo de vida do SFCR, enquanto o segundo ficará entre 2 a 3 trocas, portanto, no longo e médio prazo, um banco formado por baterias de íons de lítio torna-se competitivo também na questão do custo-benefício.

Para este projeto, optou-se por utilizar as baterias de íons de lítio, mais precisamente as baterias de Lítio-Ferro-Fosfato (LiFeFO<sub>4</sub>), da marca DYNESSE *Powerbox*, modelo F-10.0, de capacidade 9,6kWh 200Ah 48V, 6000 ciclos e garantia de 10 anos, aqui tomada somente como referência, conforme dados exibidos na Figura 1.16:

Figura 1.16 - Bateria escolhida.



Modelo	Powerbox		
Tipo de Bateria	LiFePO4		
Módulo de bateria	2 Módulo	3 Módulo	4 Módulo
Capacidade da bateria [Ah]	100	150	200
Energia nominal da bateria [kWh]	4.8	7.2	9.6
Potência máxima de saída [kW]	4.8	4.8	4.8
Peso Líquido [Kg]	69	91	113
Dimensão [H * W * D, mm]	928*555*210		
Tensão de trabalho [V]	40.5~54		
Faixa de Temp. [°C]	-20~-50		
Vida útil do calendário [Ciclos] [1]	6000		
Tensão nominal [V]	48		
Nível de proteção	IP65		
Comunicação	CAN / RS485 / CONTATO SECO		
Padrão de Certificação e Segurança	TUV/CE/EN62619/IEC62040/UN38.3/CEC Acreditado		
Escalabilidade [kWh]	Até 3 unidades para paralelo		
Inversores Compatíveis	Goodwe Victron Imeon Solis Luxpower Growatt GMDE Sofar Voltronic Deye Mais marcas serão anunciadas		
garantia	10 anos		

Dyness Powerbox F-10.0

Fonte: Adaptado da Especificação Técnica (*datasheet*) do fabricante.

Ao SFCR-Hib aqui proposto, o dimensionamento do sistema de armazenamento deve começar pela quantidade de energia que se propõe a armazenar (carregamento/descarregamento). Como visto na Tabela 1.4, a quantidade de energia é aquela cujo objetivo é cobrir o consumo da carga no horário de ponta, o qual somou 296,41 kWh. Por se tratar de um valor médio, tal quantidade de energia será majorada para 300 kWh para facilitar os cálculos e dar mais uma margem de segurança.

Segundo Pinho e Galdino (2014), a energia ativa necessária diariamente, é calculada através da Equação 1.8 a seguir:

$$L = \left(\frac{L_{cc}}{\eta_{bat}}\right) + \left(\frac{L_{ca}}{\eta_g \times \eta_{inv}}\right) \quad (1.8)$$

Onde:

$L$  – Energia ativa necessária diariamente (kWh);

$L_{cc}$  – Quantidade de energia consumida pela carga em C.C. (kWh);

$\eta_{bat}$  – Eficiência global da bateria (%);

$L_{ca}$  – Quantidade de energia consumida pela carga em C.A. (kWh);

$\eta_g$  – Eficiência de carga-descarga da bateria (%);

$\eta_{inv}$  – Eficiência geral do inversor (%);

Para realizar o cálculo da Equação 1.8, podemos descartar a primeira parcela da soma uma vez que a carga não tem alimentação em corrente contínua. Portanto, a Equação 1.8 será reduzida na Equação 1.9:

$$L = \frac{L_{ca}}{\eta_g \times \eta_{inv}} \quad (1.9)$$

Realizando a Equação 1.9, considerando que a carga em corrente alternada é de 300.000Wh, eficiência de carga-descarga é de 97,8% e a eficiência do inversor é de 98,2% (ambas eficiências informadas nas características técnicas do inversor escolhido), tem-se:

$$L = \frac{L_{ca}}{\eta_g \times \eta_{inv}} = \frac{300.000 \text{ Wh}}{0,978 \times 0,982} = \mathbf{312.371 \text{ Wh}}$$

Portanto, a energia a ser armazenada no banco de baterias, realizando um pequeno arredondamento por segurança, é de  $L = 313 \text{ kWh}$  já considerando as perdas do trabalho do inversor bem como as perdas pelo carregamento e descarregamento das baterias. O próximo passo é calcular a capacidade total do banco de baterias em função da profundidade de descarga ( $Pd\%$ ) estipulado para o projeto. A Equação 1.10 trata desse dado:

$$C_B = \frac{L \times N}{Pd_{m\acute{a}x}} \quad (1.10)$$

Onde:

$C_B$  – Capacidade energética do banco de baterias (kWh);

$N$  – Número de dias de autonomia do banco de baterias;

$Pd_{m\acute{a}x}$  – Profundidade de descarga estipulado para as baterias (%);

A Equação 1.10 é utilizada em dimensionamento de banco de baterias para sistemas isolados em que a autonomia em dias é oportuna e dá mais segurança ao fornecimento de energia à carga, considerando a intermitência da produção FV e os dias de chuvas intensas no período de inverno. Para este SFCR-Hib, em que o tempo de fornecimento de energia das baterias à carga já está pré-determinado em no mínimo 3 horas. Como o banco será carregado e descarregado diariamente, a autonomia  $N$  será igual a 1 (1 ciclo equivale a 1 carga/descarga):

$$C_B = \frac{L \times N}{Pd_{m\acute{a}x}} = \frac{313.000 \text{ Wh} \times 1}{0,8} = \mathbf{391.250 \text{ Wh}}$$

Assim, o banco de baterias terá uma capacidade mínima total de 391,25 kWh, o próximo passo é calcular o número de baterias que comporá o banco. Mediante os dados da bateria escolhida, Figura 1.16, onde a capacidade da bateria é de 9,6 kWh, a Equação 1.11 calcula a quantidade de baterias necessárias:

$$Q_{bat} = \frac{C_B}{E_{bat}} \quad (1.11)$$

Onde:

$Q_{bat}$  – Quantidade de baterias;

$E_{bat}$  – Capacidade energética da bateria (Wh);

Então, calculando a Equação 1.11 e já dividindo pela quantidade de inversores híbridos que comporá o SFCR-Hib, já se tem o número exato de baterias:

$$Q_{bat} = \frac{C_B}{E_{bat}} = \frac{391.250 Wh}{9.600 Wh} = 40,75 bat \therefore \frac{40,75 bat}{7 inv} = 5,82 \cong 6 \text{ baterias/inversor}$$

Portanto, considerando o arredondamento acima, corrige-se a capacidade total do banco de baterias:  $6 bat \times 9.600 Wh \times 7 inv = 403,200 kWh$ . O SFCR-Hib projetado aqui terá um banco de baterias composto por 42 baterias de íons de lítio. Considerando que a capacidade do banco teve um leve aumento, e considerando a energia a ser armazenada para alimentar a carga, corrige-se também a profundidade de descarga que ocorrerá no BB como mostra a equação 1.12:

$$Pd_{real} = \frac{L}{BB} \quad (1.12)$$

Onde:

$Pd_{real}$  – Profundidade de descarga real (%);

$BB$  – Capacidade energética total do banco de baterias (Wh);

Calculando a Equação 1.12:

$$Pd_{real} = \frac{L}{BB} = \frac{313.000 Wh}{403.200 Wh} = 77,6\%$$

Para resumir o dimensionamento do sistema de armazenamento, após escolhida a bateria, o SFCR-Hib deste projeto terá:

- Quantidade de módulos 340 Wp: 588
- Potência nominal do GFV: 199,92 kWp
- Quantidade de inversores híbridos 20 kW (~30 kW): 7
- FDI do sistema: 0,70
- Quantidade de baterias 9,6 kWh: 42
- Capacidade do banco de baterias: 403,2 kWh
- Número de baterias por inversor: 6

### 1.3.4 Dimensionamento dos demais componentes

Depois de dimensionados o módulo fotovoltaico, o inversor híbrido e a bateria, os demais componentes do SFCR deverão ser dimensionados em virtude da quantidade de módulo e quantidade de inversores e suas características elétricas. A norma ABNT NBR 16690 especifica os requisitos de projeto para instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. Os demais componentes são: Estrutura metálica de instalação e fixação dos módulos, Quadros de Conexão dos *Strings* (*String Box*) ao inversor, Quadro de proteção instalado entre o inversor e a rede da carga, Cabos elétricos de ligação dos equipamentos solares, conectores solares, e, o medidor bidirecional. Por norma da ANEEL (REN 482/2012), este último deve ser fornecido pela concessionária local de energia e seu custo deve ser incluído na conta mensal de energia da Unidade Consumidora. Assim, o medidor pode ser incluído ou não no dimensionamento e orçamento do SFCR.

A estrutura metálica para fixação à edificação, que compreende a estrutura onde serão montados os painéis fotovoltaicos, deve suportar todas as cargas mecânicas e ventos, bem como as expansões/contrações térmicas, com vida útil equivalente à esperada para o arranjo fotovoltaico (~30 anos) explica Rüther (2004). Normalmente, as empresas fornecedoras de equipamentos solares também fornecem essas estruturas que podem ser para fixação em solo ou em coberturas, para as mais variadas telhas.

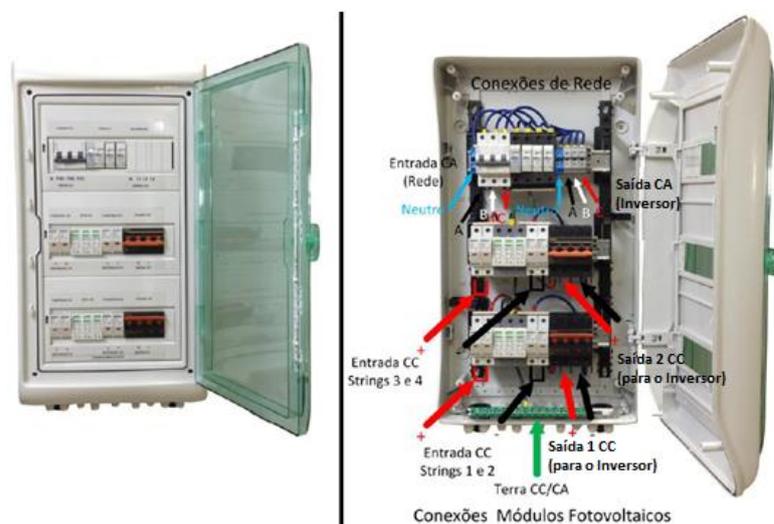
Para o HCA, cuja cobertura compreende telhas metálicas termoacústicas de formato trapezoidais fixadas em tesouras feitas em perfis metálicos, as estruturas de fixação de módulos solares são vendidas em *kits* com todos os acessórios: Trilho, Trilho de Emenda, Grampo Intermediário, Grampo Terminador, Gancho de Sustentação e Grampo de Aterramento. O *kit* completo já é dimensionado e vendido conforme a quantidade de módulos pedidos, ou seja, para os 588 módulos serão necessários também 588 de suporte e fixação. Pode também ser pedido *kits* de conjunto para fixar 4 módulos, e neste caso, serão necessários 147 *kits* para suporte de fixação de 4 módulos cada.

As Caixas de Junção ou *String Box* são caixas de conexões intermediárias instaladas entre as *strings* de módulos e o inversor com o objetivo de facilitar a conexão dos módulos em um painel, e deve possuir no mínimo o grau de proteção IP54, conforme explica Villalva e Gazoli (2015). Pode ser construída dimensionando cada componente de forma avulsa ou utilizando caixas prontas fornecidas por fabricantes de materiais elétricos. Para Pinho e Galdino (2014), essas caixas já contêm todos os elementos de proteção exigidos pelas normas como: fusíveis, diodos de bloqueio, dispositivos de proteção contra surtos (tanto no lado C.C. – painel

fotovoltaico, quanto no lado C.A. – rede de distribuição), e interruptor C.C. Com todos esses elementos de segurança, o *String Box* escolhido para este projeto foi o *String Box* PHB - 4 *Strings* C.C.+C.A. 2 Saídas (Figura 1.17), cujo fabricante nacional é a PHB Eletrônica Ltda, pois cada inversor terá 4 *strings* com 21 módulos cada. Esse modelo foi escolhido em função de apresentar todos os dispositivos básicos de segurança, suas características são:

- Lado C.C.:
  - \* Protetores de surto (DPS) para proteção contra descargas atmosféricas;
  - \* Chave Seccionadora (disjuntor) de corte dos painéis fotovoltaicos (1000 Vcc/32A);
  - \* Fusíveis de proteção em C.C. (polo positivo e negativo);
  - \* Caixa com grau de proteção IP65.
- Lado C.A.:
  - \* Protetores de surto (DPS) para proteção contra descargas atmosféricas – 275 Vca – 50kA (fases);
  - \* Protetor de surto (DPS) para proteção contra descargas atmosféricas – 45 kA (neutro);
  - \* Chave Seccionadora tripolar (disjuntor) de corte (40 A).

Figura 1.17 - *String Box* PHB - 4 *Strings* C.C.+C.A. 2 Saídas.



Fonte: Adaptado da Especificação Técnica (*datasheet*) do fabricante.

O quadro de proteção de corrente alternada faz a conexão entre os inversores do SFCR e a rede elétrica da unidade consumidora, onde os dispositivos e seu dimensionamento são semelhantes aos empregados nas instalações elétricas convencionais de baixa tensão, defende Villalva e Gazoli (2015). O quadro de proteção escolhido foi o Conjunto Quadro de Proteção CA-Solar (50A Dj. AC) Trifásico 380V - QDCA/44 também da PHB Eletrônica, em função de

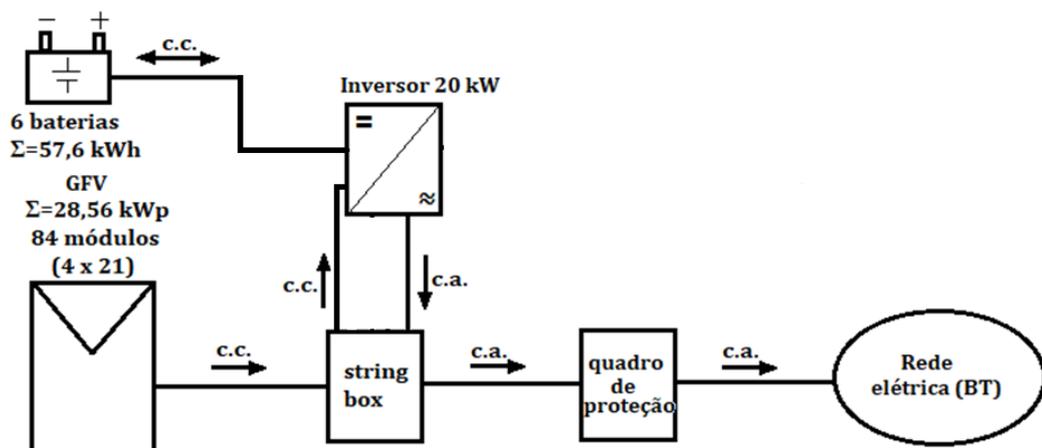
possuir grau de proteção IP55. Portanto, serão necessários 7 quadros de proteção, um para cada inversor.

Para os cabos de conexão dos módulos solares, pode-se destacar o dimensionamento dos condutores no lado da C.C. Zilles *et al.* (2012), “é importante que cabos e fios utilizados nessas instalações estejam preparados para suportar as mais adversas condições climáticas, pois estarão expostos a intensa radiação, calor, frio e chuva por um longo período de tempo”. Portanto, os cabos elétricos empregados nos módulos fotovoltaicos e nas instalações fotovoltaicas em geral, devem ter características especiais, próprias para aplicações nesse segmento, os chamados cabos solares. Para este projeto, foram selecionados os cabos: Cabo Solar 4 mm 1 kV Flexível e Cabo Solar 6 mm 1 kV Flexível, com quantidades estimadas em 2220 m e 480 m, respectivamente.

Quanto aos conectores solares, ensina Pinho e Galdino (2014), são providos de um sistema de engate rápido, facilitando a tarefa de instalação e para garantir a boa qualidade da conexão, cujos conectores se dividem em pares macho/fêmea. Com grau de proteção IP67, o conector escolhido é do modelo MC4 e não devem ser posicionados em canaletas e tubos que possam acumular água.

Para ilustrar, a Figura 1.18 mostra um diagrama unifilar deste SFCR-Hib, demonstrando a estrutura de um dos 7 subsistemas, ou seja, a estrutura para 1 inversor híbrido, identificando os componentes principais da configuração:

Figura 1.18 - Diagrama esquemático dos componentes principais do subsistema SFCR-Hib.



Fonte: Elaboração própria.

## 2. MODELAGEM DOS PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA

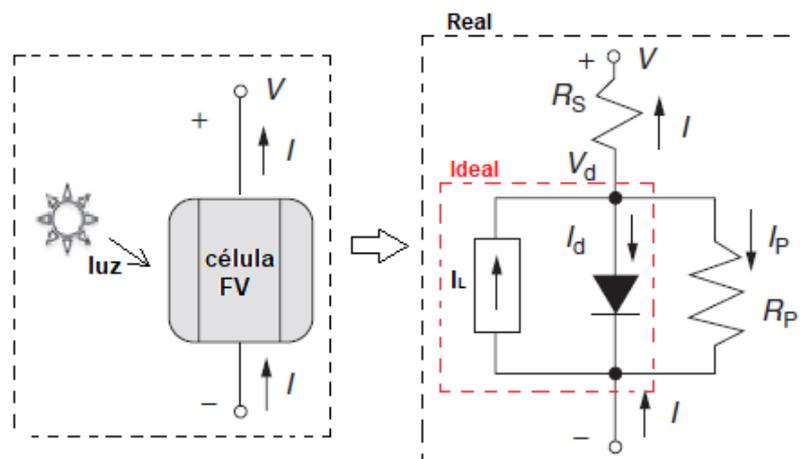
### 2.1 Gerador Fotovoltaico

Para modelar um gerador fotovoltaico, ou seja, fazer a modelagem matemática de suas características e comportamentos, é necessário modelar sua unidade mais básica, a célula fotovoltaica.

#### 2.1.1 Circuito equivalente da célula FV

Para Masters (2013), o circuito equivalente de uma célula é comparado a um circuito equivalente de um diodo, ou seja, pode-se considerar que a célula fotovoltaica ideal é similar a um diodo, pois ao ser exposta à luz do sol, produz uma corrente elétrica. Essa corrente, que pode ser chamada de corrente fotogerada ( $I_L$ ) vai mudar seu valor em função da quantidade de luz solar que atinge seu plano. A corrente de saída ( $I$ ) da célula no circuito ideal é a diferença entre a corrente ( $I_L$ ) e a corrente do diodo em paralelo ( $I_d$ ). Essa relação pode ser melhor visualizada em seu circuito equivalente ideal mostrado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Circuito equivalente ideal e real da célula fotovoltaica.



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Masters (2013).

Para entender o modelo real é preciso começar pelo modelo ideal. Na entrada do diodo, aplicando LKC, temos que corrente de saída ( $I$ ) é igual a corrente fotogerada ( $I_L$ ) menos a corrente do diodo ( $I_d$ ), conforme a Equação 2.1:

$$I = I_L - I_d \quad (2.1)$$

A corrente do diodo ( $I_d$ ) é dada pela Equação 2.2:

$$I_d = I_0 \times \left[ \exp\left(\frac{e.V}{m.k.T_c}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

Onde:

$I_0$  – Corrente de saturação reversa do diodo sem luz;

$e$  – Carga do elétron (constante a  $1,602 \times 10^{-19}$ C);

$V$  – Tensão nos terminais do diodo;

$m$  – Fator de idealidade do diodo (valores entre 1 e 2 para células mono e policristalinas);

$k$  – Constante de Boltzmann ( $1,381 \times 10^{-23}$ J/K);

$T_c$  – Temperatura equivalente de operação da célula FV (298,15 Kelvin ou 25°C);

Na Equação 2.2, os termos ( $e, k, T_c$ ) podem ser substituídos por um único valor, chamado de Tensão Térmica ( $V_{th} = k.T_c/e$ ), que calculando seu valor na temperatura de operação da célula a 25 °C, tem-se:  $V_{th} \cong 26mV$ . Segundo Zilles *et al.* (2012), a corrente de saturação reversa do diodo no escuro ( $I_0$ ) é altamente sensível a mudanças de temperatura. Quando não há o valor para o fator de idealidade, a alternativa é montar a análise do circuito considerando mais um diodo (em paralelo), conhecido como modelo de dois diodos onde o fator de idealidade será 1 e 2 respectivamente. Substituindo os dados da corrente de diodo descritos na Equação 2.2, para a Equação 2.1, temos a Equação 2.3:

$$I = I_L - I_0 \times \left[ \exp\left(\frac{V}{m.V_{th}}\right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

Caso sejam curtos-circuitados os contatos de saída do circuito ideal na Figura 2.1 teremos a tensão nos terminais do diodo ( $V$ ) igual a 0. Nesse caso, a Equação 2.3 será reduzida a  $I = I_L$ , a corrente de saída será conhecida como corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). Caso o circuito permaneça aberto ( $I=0$ ), ocorrerá uma auto polarização em que a corrente fotogerada será aproximadamente igual a corrente do diodo ( $I_L \cong I_d$ ), nesse caso teremos a tensão  $V$  será a chamada tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), conforme descreve a Equação 2.4:

$$V_{oc} = \frac{m.k.T_c}{e} \times \ln\left(1 + \frac{I_L}{I_0}\right) \quad (2.4)$$

Com a presença de luz na superfície da célula, a corrente fotogerada ( $I_L$ ) será muito maior que a corrente de saturação reversa do diodo ( $I_0$ ), então, nesse caso a Equação 2.4 poderá ser reescrita na Equação 2.5:

$$V_{oc} \cong \frac{m.k.T_c}{e} \times \ln \left( \frac{I_L}{I_0} \right) \quad (2.5)$$

Pode-se observar que, em circuito aberto, na presença de luz, a corrente fotogerada terá seu valor maior em virtude da baixa temperatura de operação da célula, ou seja, caso a temperatura da célula aumente, o valor do  $V_{oc}$  será reduzido.

Continuando a análise e modelagem do circuito mostrado na Figura 2.1, na forma abrangente, tem-se o circuito equivalente real em que se considera a presença das perdas resistivas. Tais perdas são oriundas tanto da conversão fotovoltaica como na transmissão da corrente fotogerada. Portanto, tem-se: Real = Ideal – Perdas internas. Essas perdas internas compreendem dois parâmetros, a resistência série ( $R_s$ ) e a resistência paralela ( $R_p$ ), como se pode observar na parte total do circuito a direita da Figura 2.1.

A resistência série ( $R_s$ ) ocorre pelas perdas ôhmicas do material como a metalização dos contatos (metal e semiconductor), enquanto a resistência paralela ( $R_p$ ) ocorrem as resistências parasitas (intrínsecas) do material como impurezas. Para a melhor eficiência possível da célula FV, a  $R_p$  deve ser a maior possível (ideal  $\infty$ ) reduzindo ao máximo a corrente de fuga ( $I_p$ ), enquanto a  $R_s$  deve ser a menor possível, mantendo o valor da corrente de saída ( $I$ ) alto.

Portanto, considerando o circuito real equivalente da célula FV, a Equação 2.1 ganha mais um parâmetro de perda, a corrente de fuga ( $I_p$ ), conforme mostra a Equação 2.6:

$$I = I_L - I_d - I_p \quad (2.6)$$

Essa corrente  $I_p$  é representada pela Equação 2.7 a seguir:

$$I_p = \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (2.7)$$

Substituindo na Equação 2.6 os parâmetros descritos na Equação 2.7, temos a Equação 2.8 completa:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ \exp \left( \frac{e.V_d}{m.k.T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (2.8)$$

Considerando que no módulo FV as células são conectadas em série, acrescenta-se à Equação 2.8 o número de células em série ( $N_s$ ) que compõem o módulo, resultando na Equação 2.9:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{e \cdot V_d}{N_s \cdot m \cdot k \cdot T_c}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_p} \quad (2.9)$$

### 2.1.2 Condições que interferem nos parâmetros elétricos do módulo FV

As características elétricas dos módulos fotovoltaicos presentes no *datasheet* são apresentadas em padrões de teste, com irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de célula de 25°C. Essas características elétricas sofrem alteração quando o módulo é exposto a mudanças de temperatura ambiente e incidência de radiação solar. A tensão tem uma significativa queda com o aumento da temperatura, enquanto há um leve acréscimo de corrente para a mesma ocorrência. Além disso, o aumento da irradiância também ocasiona um aumento na corrente de curto-circuito.

Portanto, os fatores mais relevantes que alteram a potência produzida pelo módulo ou gerador fotovoltaico é a radiação solar incidente no seu plano e a temperatura de operação da célula que sofre variação em função da temperatura ambiente (ZILLES *et al.*, 2012). O primeiro passo, portanto, é calcular a temperatura da célula ( $T_{cel}$ ) por meio da Equação 2.10:

$$T_{cel} = T_{amb} + G_i \times \left( \frac{NOCT - 20^\circ C}{800 W m^{-2}} \right) \times 0,9 \quad (2.10)$$

Onde,

$T_{amb}$  – é a temperatura ambiente do local;

$NOCT$  – é a temperatura nominal de operação, informada pelo fabricante;

$G_i$  – é a irradiância do local em determinado momento;

Levando em consideração os dados de temperatura local apresentados na Tabela 1.2 e da irradiância local mostrados na Tabela 1.1, é possível calcular a temperatura de célula em cada faixa horária, no mês de março, em Macapá.

Após obter o valor da  $T_{cel}$ , pode-se calcular o valor da corrente de curto-circuito em função da temperatura ( $I_{scT}$ ), ou seja, um valor mais aproximado da realidade, pois é alterada pela temperatura ambiente, conforme a Equação 2.11:

$$I_{scT} = I_{sc_{ref}} \times \frac{G_i}{G_{i_{ref}}} \times [1 + \alpha \times (T_{cel} - T_{ref})] \quad (2.11)$$

Onde,

$I_{sc_{ref}}$  – é a corrente de curto-circuito de referência, informada pelo fabricante;

$G_{i_{ref}}$  – é a irradiância padrão STC, no valor de 1.000W/m<sup>2</sup>;

$\alpha$  – é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ );

$T_{ref}$  – é a temperatura de referência padrão STC, no valor de 25°C;

De igual forma, com o valor da temperatura de célula e o valor do coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto ( $\beta$ ) que também é informado pelo fabricante do módulo FV, pode-se calcular a tensão de circuito aberto em função da temperatura ( $V_{ocT}$ ), como mostra a Equação 2.12:

$$V_{ocT} = V_{oc_{ref}} \times [1 + \beta \times (T_{cel} - T_{ref})] + V_{th} \times \ln \frac{G_i}{G_{i_{ref}}} \quad (2.12)$$

Onde,

$V_{oc_{ref}}$  – é a tensão de circuito aberto de referência, informada pelo fabricante;

$\beta$  – é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ );

$V_{th}$  – é a tensão térmica;

Por fim, calcula-se também o valor da máxima potência real em função da temperatura da célula ( $P_{mpT}$ ), entregue pelo módulo FV à saída C.C., considerando o valor do coeficiente de temperatura da potência máxima do módulo ( $\gamma$ ), conforme a Equação 2.13 a seguir:

$$P_{mpT} = P_{mp_{ref}} \times \frac{G_i}{G_{i_{ref}}} \times [1 + \gamma \times (T_{cel} - T_{ref})] \quad (2.13)$$

Onde,

$P_{mp_{ref}}$  – é a máxima potência de referência, informada pelo fabricante;

$\gamma$  – é o coeficiente de temperatura da máxima potência ( $P_{mp}$ );

Assim, reunidos os dados do fabricante informados no *datasheet* do módulo FV selecionado, mostrados na Figura 1.13, as medições de irradiância em Macapá, para a

inclinação de  $6^\circ$ , exibidos na Tabela 1.1 e as medições de temperatura ambiente do local descritos na tabela 1.3 (ambos referentes ao mês de abril), é possível calcular as Equações 2.10, 2.11, 2.12 e 2.13, para um módulo fotovoltaico do modelo selecionado, cujos resultados são mostrados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, em função da temperatura, no mês de abril.

Horas	Local: Macapá-AP			Dia médio: abril			
	$G_i$ (W/m <sup>2</sup> )	$P_{mp0}$ (W)	$T_{amb}$ (°C)	$T_{CEL}$ (°C)	$I_{mpT}$ (A)	$V_{mpT}$ (V)	$P_{mpT}$ (W)
06:00	45,00	15,30	23,3	24,5	0,41	37,55	15,33
07:00	148,13	50,37	24,3	28,5	1,35	37,09	49,65
08:00	309,97	105,39	25,2	33,9	2,82	36,47	101,56
09:00	457,87	155,67	26,6	39,5	4,18	35,82	146,44
10:00	496,93	168,96	27,6	41,5	4,54	35,58	157,50
11:00	495,53	168,48	28,1	42,1	4,53	35,51	156,69
12:00	519,57	176,65	28,2	42,8	4,75	35,43	163,77
13:00	520,17	176,86	28,6	43,2	4,76	35,38	163,65
14:00	425,60	144,70	28,6	40,6	3,89	35,69	135,47
15:00	298,20	101,39	28,2	36,6	2,72	36,15	96,56
16:00	163,77	55,68	27,2	31,8	1,49	36,70	54,12
17:00	45,37	15,42	26,4	27,6	0,41	37,19	15,26
18:00	0,00	0,00	25,5	25,5	0,00	0,00	0,00
	3926	1334,87					1256,01
<i>Total</i>	(Wh/m <sup>2</sup> )	(Wh)					(Wh)

Fonte: Elaboração própria.

A máxima potência nominal ( $P_{mp0}$ ) é calculada levando em consideração somente o efeito da irradiância, que é obtido com valor da irradiância  $G_i$  dividida por 1000 W/m<sup>2</sup>. A máxima potência nominal em função da temperatura local ( $P_{mpT}$ ), que se refere à potência entregue na saída do GFV após sofrer perda em função da temperatura da célula alterada pela temperatura ambiente e intensidade de irradiância.

Percebe-se, ao analisar os resultados da máxima potência em função da temperatura (última coluna) em comparação com a potência nominal sem perdas (terceira coluna), na Tabela 2.1, que há uma redução na ordem de 5,9% em seus valores totais ao final do dia, considerando apenas a potência C.C. entregue do painel ao inversor. O mês de abril, embora seja o “pior” mês em se tratando de irradiação para a inclinação de  $6^\circ$ , apresenta as temperaturas mais amenas, ou seja, é um dos meses menos quente em Macapá em função do chamado inverno amazônico.

Na Tabela 2.2 e Tabela 2.3, a título de comparação entre os meses, tem-se os dados calculados para o mês de outubro (“melhor” mês de irradiância) e para o dia médio anual, respectivamente:

Tabela 2.2 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, em função da temperatura, no mês de outubro.

Horas	Local: Macapá-AP			Dia médio: outubro			
	Gi (W/m <sup>2</sup> )	P <sub>mpo</sub> (W)	T <sub>amb</sub> (°C)	T <sub>CEL</sub> (°C)	I <sub>mpT</sub> (A)	V <sub>mpT</sub> (V)	P <sub>mpT</sub> (W)
06:00	76	25,93	24,5	26,6	0,69	37,30	25,76
07:00	242	82,30	25,9	32,7	2,20	36,60	79,70
08:00	487	165,70	27,2	40,9	4,46	35,65	154,91
09:00	663	225,51	29,0	47,7	6,08	34,86	204,54
10:00	790	268,64	30,3	52,5	7,26	34,31	238,38
11:00	854	290,31	31,1	55,1	7,86	34,00	254,43
12:00	871	296,24	31,8	56,3	8,03	33,86	258,18
13:00	787	267,73	32,1	54,3	7,25	34,09	235,59
14:00	695	236,21	31,7	51,2	6,38	34,45	210,82
15:00	488	165,94	31,3	45,0	4,47	35,17	152,30
16:00	253	85,86	30,1	37,2	2,30	36,08	81,57
17:00	80	27,35	28,8	31,1	0,73	36,79	26,67
18:00	0	0,00	27,8	27,8	0,00	0,00	0,00
<i>Total</i>	6287,42 (Wh/m <sup>2</sup> )	2137,72 (Wh)					1922,84 (Wh)

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 2.3 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, em função da temperatura, no dia médio anual.

Horas	Local: Macapá-AP			Dia médio Anual			
	Gi (W/m <sup>2</sup> )	P <sub>mpo</sub> (W)	T <sub>amb</sub> (°C)	T <sub>CEL</sub> (°C)	I <sub>mpT</sub> (A)	V <sub>mpT</sub> (V)	P <sub>mpT</sub> (W)
06:00	58	19,81	23,6	25,2	0,53	37,47	19,79
07:00	205	69,64	24,8	30,5	1,86	36,85	68,06
08:00	374	127,01	25,9	36,4	3,41	36,17	121,06
09:00	519	176,51	27,2	41,8	4,75	35,54	164,35
10:00	633	215,27	28,3	46,1	5,80	35,04	196,63
11:00	697	236,87	29,2	48,8	6,39	34,73	213,75
12:00	694	235,98	29,8	49,3	6,37	34,67	212,46
13:00	637	216,69	30,0	47,9	5,85	34,83	196,32
14:00	513	174,59	29,7	44,2	4,70	35,27	160,87
15:00	372	126,35	29,1	39,5	3,39	35,81	118,81
16:00	201	68,33	28,2	33,9	1,83	36,46	65,84
17:00	60	20,27	27,2	28,9	0,54	37,04	19,95
18:00	0	0,00	26,2	26,2	0,00	0,00	0,00
<i>Total</i>	4963 (Wh/m <sup>2</sup> )	1687,32 (Wh)					1557,89 (Wh)

Fonte: Elaboração própria.

O decréscimo na máxima potência final no mês de outubro, sendo o melhor mês de irradiância, porém, o mês mais quente, fica na ordem de 10,05%, enquanto no dia médio anual fica em torno de 7,67% de perda.

### 2.1.3 Modelagem virtual do módulo FV

Todo modelo de painel fotovoltaico disponível para comercialização possui seus parâmetros elétricos descritos em sua ficha técnica ou *datasheet* disponibilizados para os

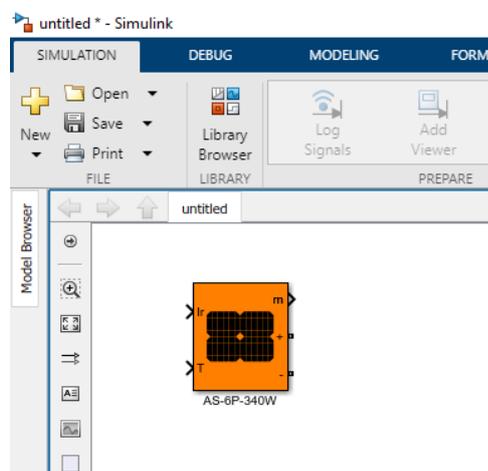
consumidores. Essas informações contidas nesses folhetos devem ser fiéis ao real comportamento do módulo (e suas células) às condições de teste padrão (*Standard Test Conditions* – STC). Tais condições de referência possuem seus valores definidos em 1.000 W/m<sup>2</sup> de irradiância, temperatura de célula a 25 °C, e massa de ar (AM) em 1,5.

A confirmação de tais características é comumente visualizada pelas curvas característica de corrente x tensão, ou curva I-V, e potência x tensão, ou curva P-V. De posse de tais dados, após a seleção do módulo fotovoltaico conforme descrito na Figura 1.3, é interessante fazer um comparativo entre tais curvas, apresentadas pelo fabricante, em relação a essas mesmas curvas calculadas pelas equações descritas aqui nos itens 2.1.1 e 2.1.2, ou, comparando com valores de irradiância e temperatura em condições reais, elaborados em *software* de simulação, plotando seus resultados.

Utilizando o *software simulink/matlab*, na versão 2018b, um módulo FV pode ser elaborado em diagramas de blocos onde se modela as equações descritas anteriormente, inserindo os parâmetros elétricos fornecidos pelo fabricante. Da mesma forma, como opção, o *software* disponibiliza tais blocos já modelados, onde o usuário pode ganhar tempo e escolher o modelo entre os já contidos na biblioteca do aplicativo, ou escolher um genérico onde ele irá inserir os parâmetros elétricos, podendo assim trabalhar com um modelo no perfil do módulo real escolhido.

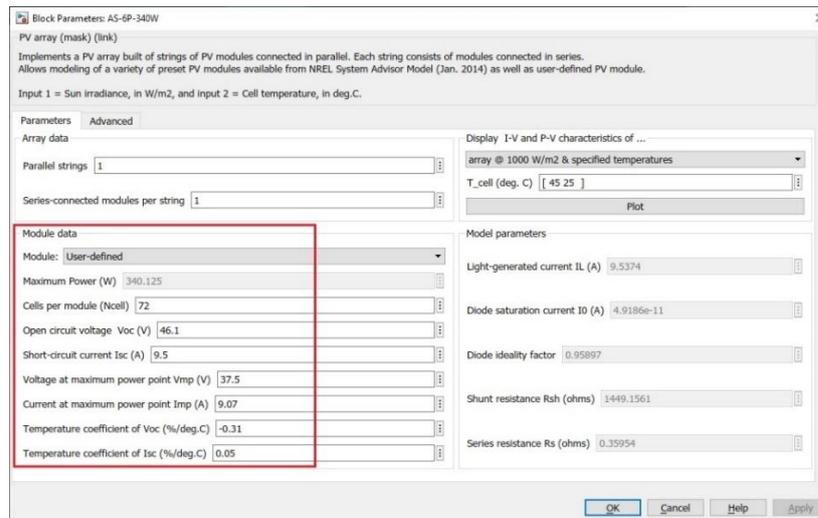
A Figura 2.2 mostra o bloco “pronto” do modelo de painel FV, chamado de “*PV array*”, no ambiente *simulink*. A Figura 2.3 mostra a janela onde se pode configurar tal módulo inserindo os parâmetros elétricos, bem como já construir o GFV constituindo valores para módulos em *string* e quantidades de *string* (em paralelo).

Figura 2.2 – Bloco *PV array*, modelo de painel FV no *simulink*.



Fonte: Biblioteca de blocos do *Simulink/Matlab* v.2018b.

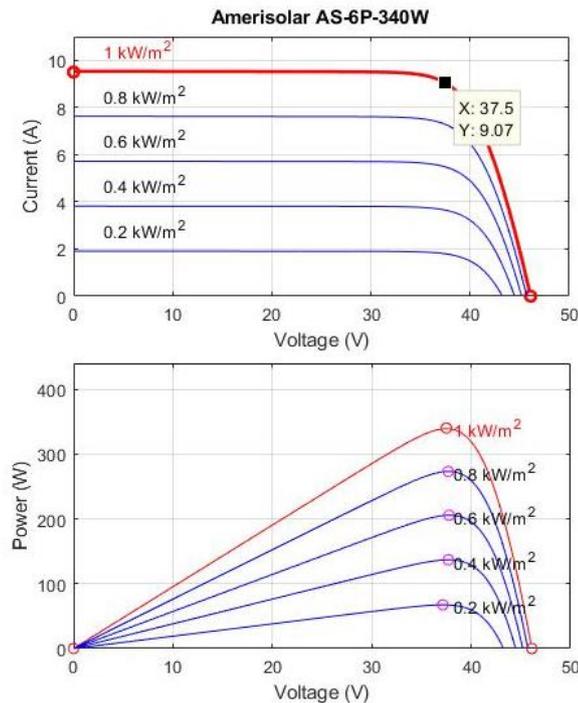
Figura 2.3 – Janela de escolha e/ou configuração de painel FV no *simulink*.



Fonte: Biblioteca de blocos do *Simulink/Matlab* v.2018b.

Uma vez escolhido (ou configurado) o módulo no *simulink*, pode-se plotar diretamente na própria janela mostrada na Figura 2.3, com opção de escolher valores para irradiância (variando a irradiância sob uma mesma temperatura) ou para valores de temperatura (variando a temperatura sob uma mesma irradiância). Desta forma pode-se traçar as curvas características, tanto a I-V quanto a P-V, conforme mostra a Figura 2.4 onde é mantida a temperatura padrão de 25°C e variando o valor da irradiância (para 1000W/m<sup>2</sup>, 800W/m<sup>2</sup>, 600W/m<sup>2</sup>, 400W/m<sup>2</sup> e 200W/m<sup>2</sup>):

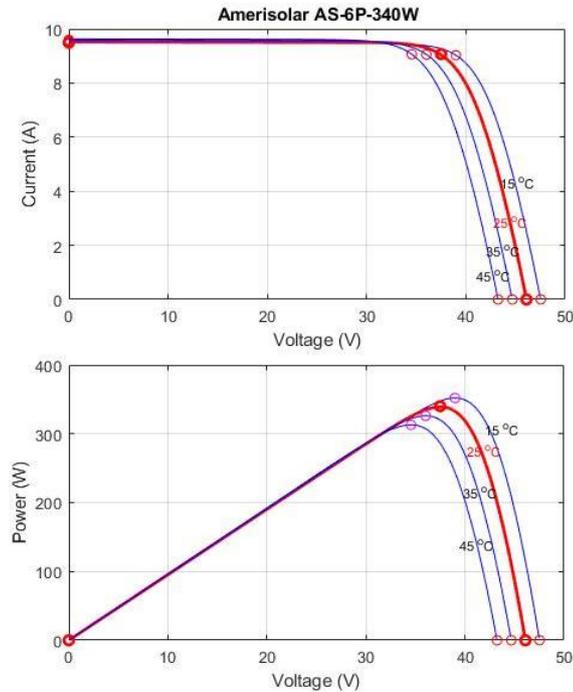
Figura 2.4 – Curvas I-V e P-V simuladas do módulo AS-6P-340W em 25°C com diferentes irradiâncias.



Fonte: Elaboração própria feita no *Simulink/Matlab* v.2018b.

Realizando a mesma plotagem, agora variando as temperaturas, de 15 °C à 45 °C, e mantendo-se a irradiância no seu valor padrão de 1000 W/m<sup>2</sup>, tem-se as curvas simuladas na Figura 2.5:

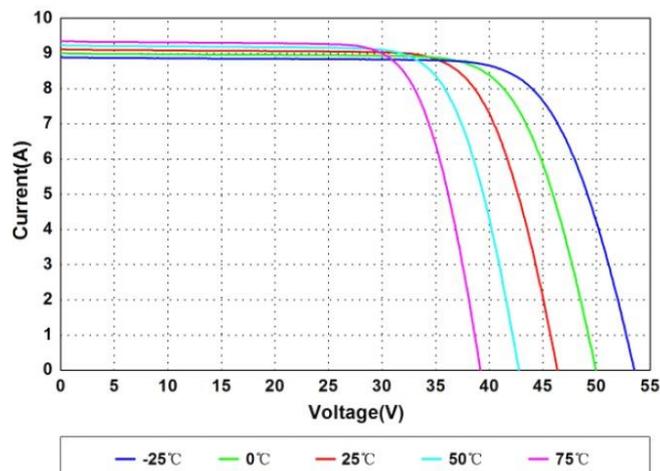
Figura 2.5 – Curvas I-V e P-V simuladas do módulo AS-6P-340W em 1000W/m<sup>2</sup> com diferentes temperaturas.



Fonte: Elaboração própria feita no *Simulink/Matlab* v.2018b.

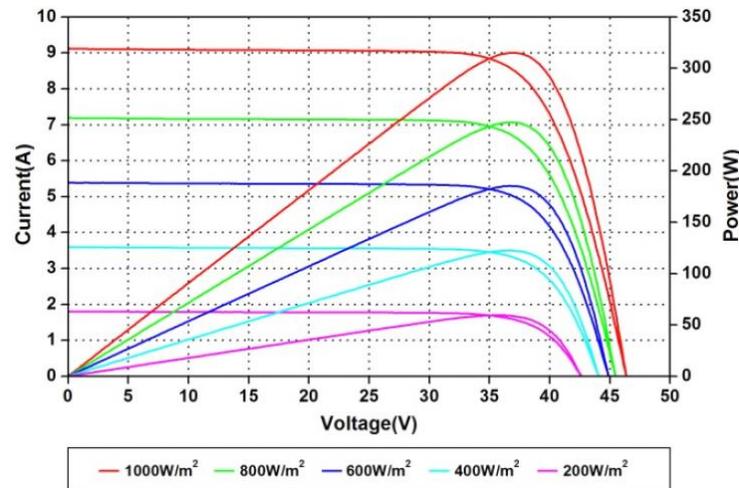
Por outro lado, o fabricante em seu *datasheet*, exibe tais gráficos (I-V e P-V) para informar e serem comparados com medições reais em campo ou com simulações. A *Amerisolar* disponibiliza os gráficos I-V (variando-se a temperatura) na Figura 2.6 e P-I-V (variando-se a irradiância) na Figura 2.7:

Figura 2.6 – Curva I-V do módulo AS-6P-340W em 1000W/m<sup>2</sup> com diferentes temperaturas.



Fonte: *Datasheet* do fabricante.

Figura 2.7 – Curva P-I-V do módulo AS-6P-340W em 25°C com diferentes irradiâncias.

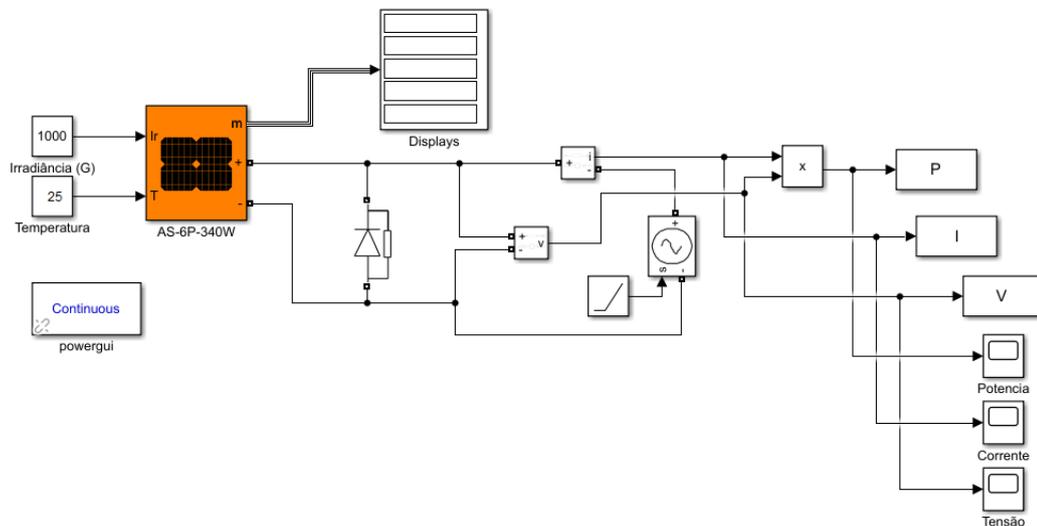


Fonte: *Datasheet* do fabricante.

Comparando-se os gráficos do fabricante (Figuras 2.6 e 2.7) com os gráficos simulados computacionalmente (Figuras 2.4 e 2.5), não há discrepância consideráveis em seus valores de amplitude, demonstrando a similaridade entre os resultados de fábrica com os resultados simulados.

Para a realidade deste projeto, onde tem-se dados reais de irradiâncias e de temperaturas aferidos em diferentes faixas de horas, tanto em mês de menor irradiância, quanto em mês de maior irradiância, bem como em um dia típico de média anual, pode-se realizar simulações a fim de se obter valores de potência do módulo selecionado demonstrando seu comportamento e resultado sob diferentes fatores climáticos. A Figura 2.8 mostra uma montagem para a simulação do comportamento do módulo em que se pode aferir resultados e gráficos.

Figura 2.8 – Diagrama para simulação do comportamento do módulo AS-6P-340W.

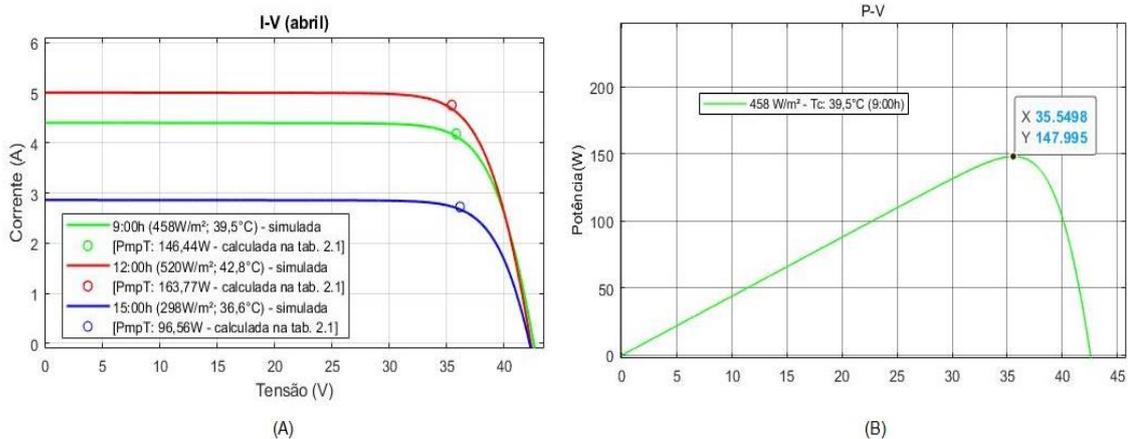


Fonte: Elaboração própria feita no *Simulink/Matlab* v.2018b.

Utilizando-se o diagrama da Figura 2.8, é possível simular o comportamento e resposta do módulo selecionado neste dimensionamento, com o propósito de plotar gráficos I-V e P-V, nas condições climáticas reais da cidade de Macapá, descritas na Tabela 2.1.

Na Figura 2.9 pode-se observar, como exemplo de simulação, em um dia médio típico do mês de abril, plotou-se as curvas I-V na forma simulada, conforme visto na Tabela 2.1, de onde se extrai os valores da irradiância e temperatura de célula, para três momentos distintos do dia: 9:00h, 12:00h e 15:00h.

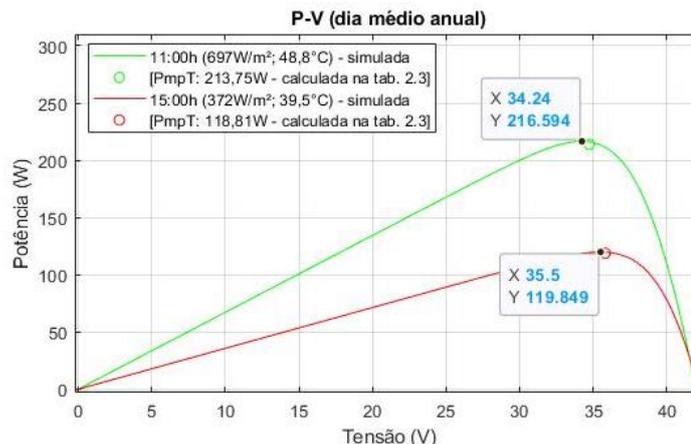
Figura 2.9 – Curvas simuladas dia médio do mês de abril. (A) curva I-V em 3 diferentes momentos do dia; (B) curva P-V para as 9:00h.



Fonte: Elaboração própria feita no *Simulink/Matlab* v.2018b.

Analisando os gráficos da Figura 2.9, pode-se observar o valor da potência calculada ( $P_{mpT}$ ) na Tabela 2.1 para as 9:00h foi de 146,44W, enquanto na simulação, para o mesmo momento e sob as mesmas condições, a potência máxima apresentou 147,99W. Realizando a simulação para um dia médio anual, a Figura 2.10 exibe a curva P-V para dois momentos do dia típico anual, às 11:00h e 15:00h.

Figura 2.10 – Curva P-V de irradiâncias e temperaturas simuladas, do módulo AS-6P-340W, em um dia médio anual.



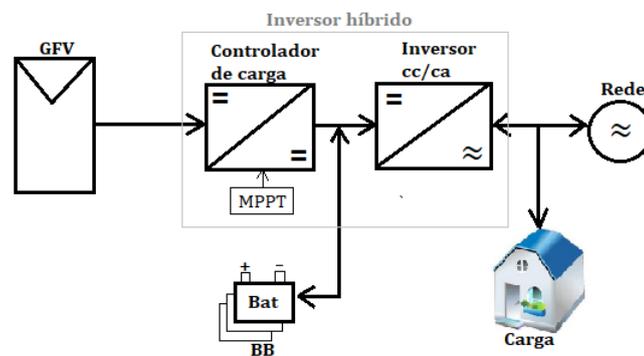
Fonte: Elaboração própria feita no *Simulink/Matlab* v.2018b.

De igual forma, analisando os valores de potência calculados na Tabela 2.3 em comparação com os valores de potência no pico da curva simulada mostrados na Figura 2.10, percebe-se também pequena diferença, por exemplo, na faixa das 11:00h do dia médio, quando a irradiância está em  $697 \text{ W/m}^2$  e temperatura de célula está calculada em  $48,8^\circ\text{C}$ , a potência calculada é de  $213,75\text{W}$  enquanto o pico da curva simulada é de  $216,5 \text{ W}$ .

## 2.2 Inversor híbrido

O inversor híbrido, também denominado de inversor *on-grid* com bateria, como já mencionado anteriormente, assume as características principais dos sistemas *off-grid* e *on-grid*. Do primeiro, ele assume a capacidade de carregar/descarregar um sistema de armazenamento, além de atuar em modo de ilhamento. Do segundo, ele assume a capacidade de sincronizar com a rede elétrica e injetar energia em uma carga que esteja conectada a esta rede (GD), também atuando no modo anti-ilhamento. A Figura 2.11 demonstra um diagrama simples representando o papel do inversor híbrido.

Figura 2.11 – Diagrama simples representando a atuação do inversor híbrido no SFCR



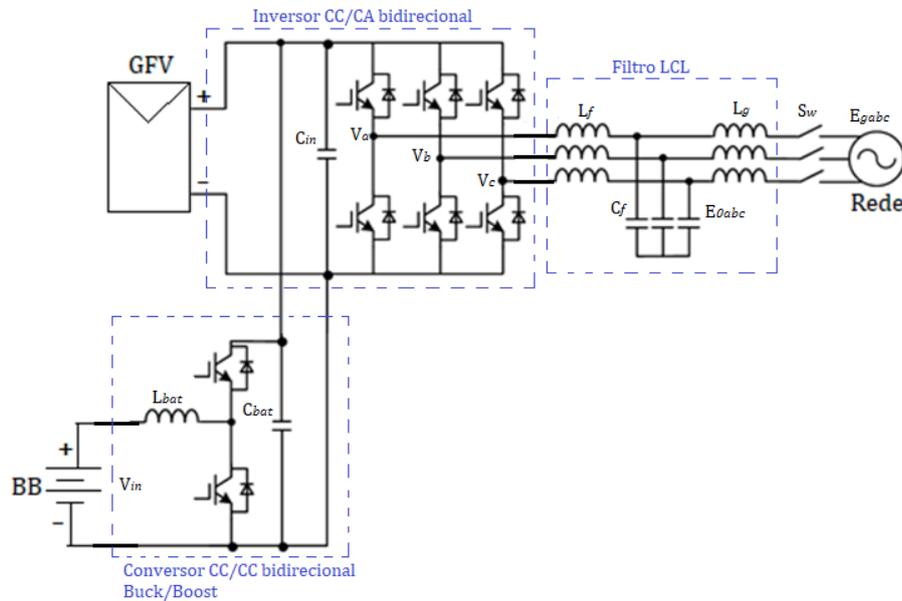
Fonte: Elaboração própria.

Conforme mostra a Figura 2.11, o controlador de carga que atua dentro do inversor híbrido é do tipo controlador MPPT, explica Pereira e Oliveira (2011). É um regulador que trabalha perseguindo o ponto de máxima potência, cujo algoritmo mais comum é o Perturbe e Observe (P&O), que mantém sua tensão em valor superior a do banco de baterias, aproveitando a potência baixa quando a radiação solar diminui.

O circuito equivalente do inversor híbrido selecionado neste trabalho não está disponibilizado pelo fabricante, nem tão pouco por outros fabricantes. Partindo desse pressuposto do parágrafo anterior, Zhang *et al.* (2020) modela um inversor híbrido em um

sistema de geração de energia conectado à rede, com armazenamento fotovoltaico de estágio único, com base na estrutura de barramento C.C. comum. A Figura 2.12 exhibe o circuito equivalente desse modelo:

Figura 2.12 – Circuito equivalente de inversor híbrido



Fonte: Adaptado de Zhang *et al.* (2020).

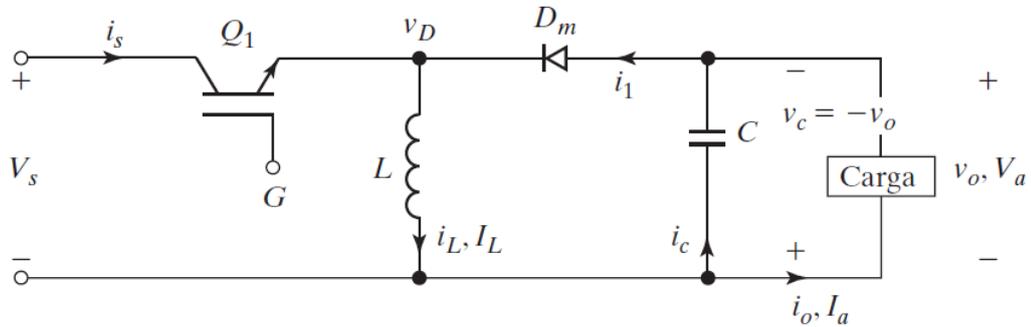
Segundo Zhang *et al.* (2020) e conforme a Figura 2.12, o armazenamento de energia é conectado em paralelo com o gerador FV por meio de um conversor C.C./C.C. bidirecional no barramento C.C., e a energia C.C. é fornecida ao inversor FV por meio do capacitor regulador de tensão ( $C_{in}$ ), que é convertido em energia C.A. pelo inversor. Em seguida a energia C.A. é enviada para a rede por meio do circuito filtro LCL. A saída do circuito é conectada à rede por uma chave ( $S_w$ ), quando há faltas na rede, a chave é aberta desconectando o sistema, operando no modo isolado. A topologia e a estratégia de controle do conversor *buck/boost* bidirecional são relativamente simples e menos dispositivos de comutação são necessários. De igual forma, adotar-se-á neste trabalho o modelo de conversor *buck/boost* bidirecional como conversor controlador de carga para o fim de simulação.

### 2.2.1 Regulador inversor *Buck-Boost*

O conversor desse modelo fornece uma tensão de saída que pode ser maior ou menor que a tensão de entrada, explica Rashid (2015). As polaridades de tensões, entrada e saída, são opostas, convertendo uma tensão C.C. (não regulada) em uma tensão de saída C.C. regulada.

Utilizando modulação por largura de pulso (PWM), com frequência fixa, cuja chave é normalmente um transistor do tipo TBJ, MOSFET ou IGBT. Na Figura 2.13, mostra-se um diagrama do conversor *buck/boost*:

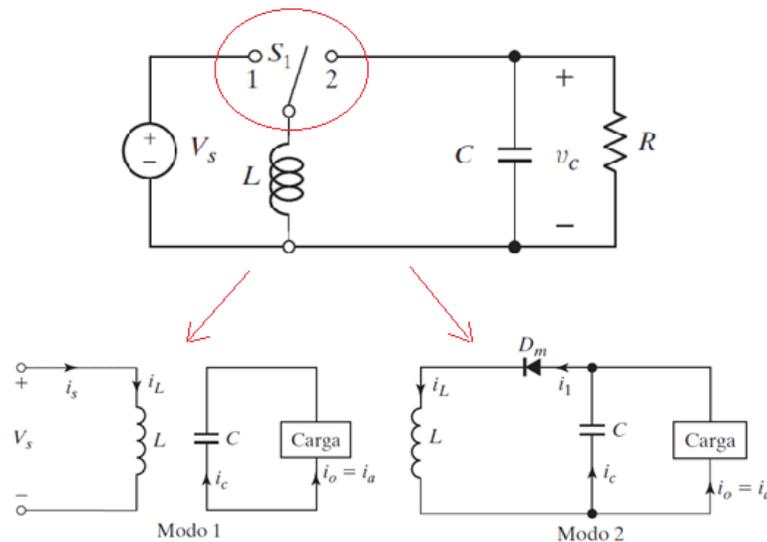
Figura 2.13 – Diagrama do conversor *buck/boost*



Fonte: Rashid (2015).

A Figura 2.14 demonstra a representação com chave do conversor *buck/boost*, e seus dois modos de operação:

Figura 2.14 – Diagrama do conversor *buck/boost* representado com chave, e seus 2 modos de operação



Fonte: Adaptado de Rashid (2015).

Conforme demonstra a Figura 2.14, segundo Rashid (2015), os dois modos de operação do circuito são:

Modo 1: O transistor Q1 é ligado e o diodo Dm está reversamente polarizado; a corrente de entrada ( $i_s$ ), que cresce, flui através do indutor L e do transistor Q1;

Modo 2: O transistor Q1 é desligado e a corrente, que fluía através do indutor L, passa a fluir através de L, C, Dm e pela Carga; a energia armazenada no indutor L é transferida para a carga, e a corrente no indutor decresce até o transistor Q1 ser circuito ligado no ciclo seguinte.

Os principais parâmetros elétricos mostrados nos circuitos e diagramas das Figuras 2.13 e 2.14 são demonstrados nas equações a seguir.

- Equação 2.14, Tensão média de saída ( $V_a$ ):

$$V_a = -\frac{V_s.k}{1-k} \quad (2.14)$$

Onde,

$V_s$  – Tensão de entrada;

$k$  – Ciclo de trabalho;

- Equação 2.15, Ondulação da tensão de saída ( $\Delta V_c$ ):

$$\Delta V_c = -\frac{I_a.k}{f.C} \quad (2.15)$$

Onde,

$I_a$  – Corrente média de saída;

$f$  – Frequência de chaveamento;

$C$  – Capacitância de filtro;

- Equação 2.16, Ondulação da corrente do indutor ( $\Delta I$ ):

$$\Delta I = \frac{V_s.k}{f.L} \quad (2.16)$$

Onde,

$L$  – Indutância;

- Equação 2.17, Corrente média de entrada ( $I_s$ ):

$$I_s = -\frac{I_a.k}{1-k} \quad (2.17)$$

- Equação 2.18, Valor do indutor (ou valor crítico do indutor) [ $L_c$ ]:

$$L_c = L = \frac{(1-k).R}{2.f} \quad (2.18)$$

Onde,

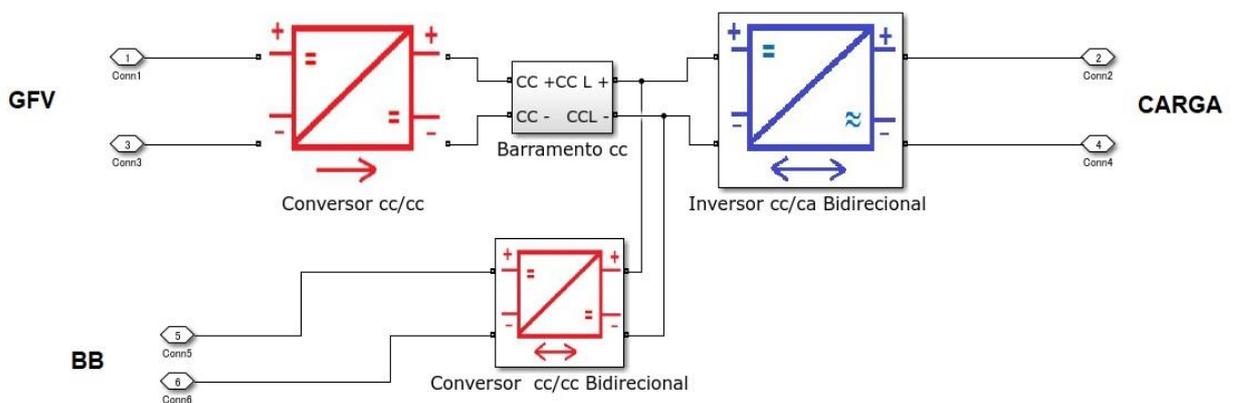
$R$  – Resistência ( $-V_a/I_a$ );

- Equação 2.19, Valor do capacitor (ou valor crítico do capacitor) [ $C_c$ ]:

$$C_c = C = \frac{k}{2.f.R} \quad (2.19)$$

No modelo a ser montado no ambiente *Simulink/Matlab*, o inversor terá a estrutura baseada em três blocos: conversor C.C.-C.C., conversor C.C.-C.C. bidirecional e o inversor C.C.-C.A. bidirecional. A Figura 2.15 exibe essa estrutura de forma a representar, em sua forma básica, o funcionamento necessário de um inversor que pode atuar tanto em cenário *on-grid* quanto em cenário *off-grid*, com capacidade de realizar o carregamento/descarregamento de armazenadores de energia.

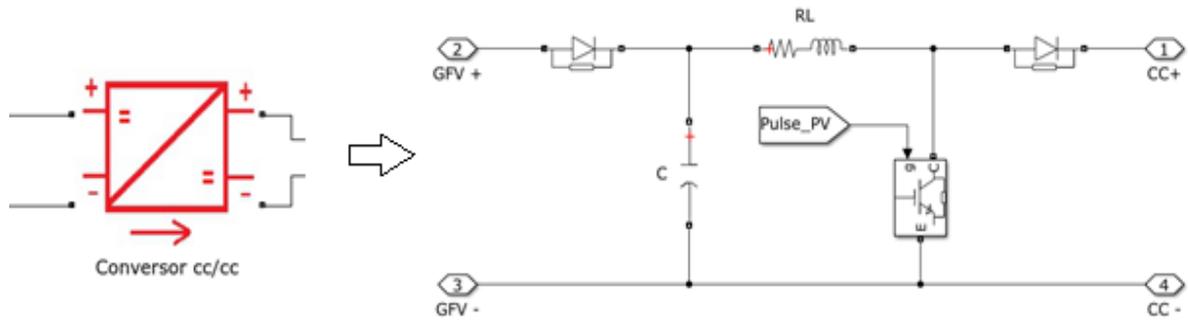
Figura 2.15 – Diagrama do inversor híbrido a ser confeccionado para o simulador



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 2.16 demonstra o circuito eletrônico do conversor C.C./C.C., o qual recebe a tensão e corrente proveniente do GFV e tem a função de baixar ou elevar uma fonte de tensão C.C., podendo produzir uma tensão de saída fixa ou variável a partir de uma tensão C.C. fixa ou variável, explica Rashid (2015). Portanto, sua função no projeto é de regulador de tensão C.C.

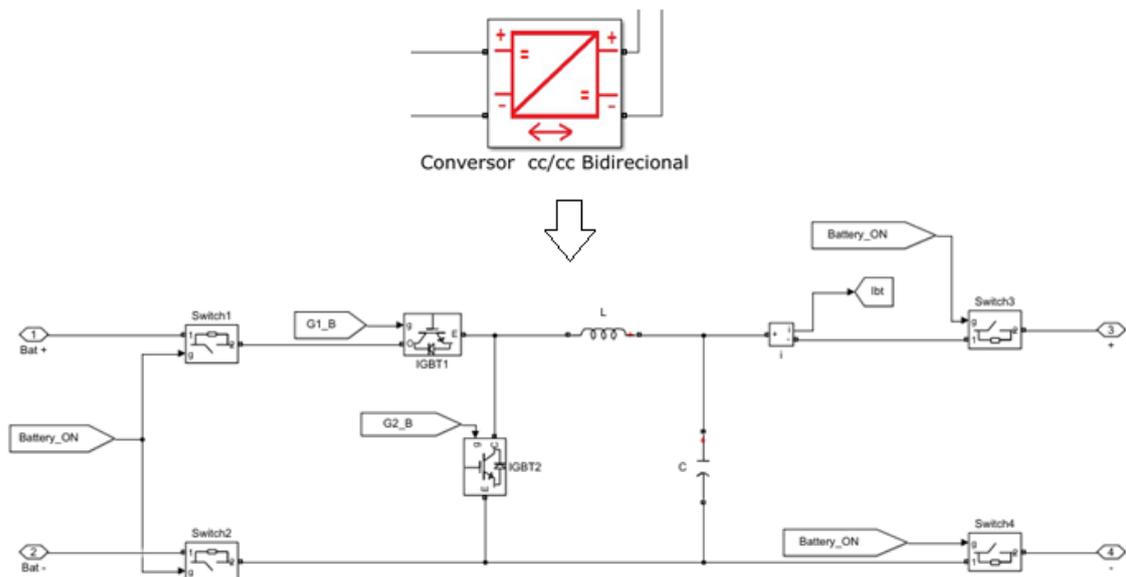
Figura 2.16 – Circuito do conversor C.C./C.C.



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 2.17 exhibe o circuito do conversor C.C./C.C. bidirecional, onde sendo um modelo de conversor *buck/boost*, conforme já descrito anteriormente, cuja função é de controlador de carga para as baterias.

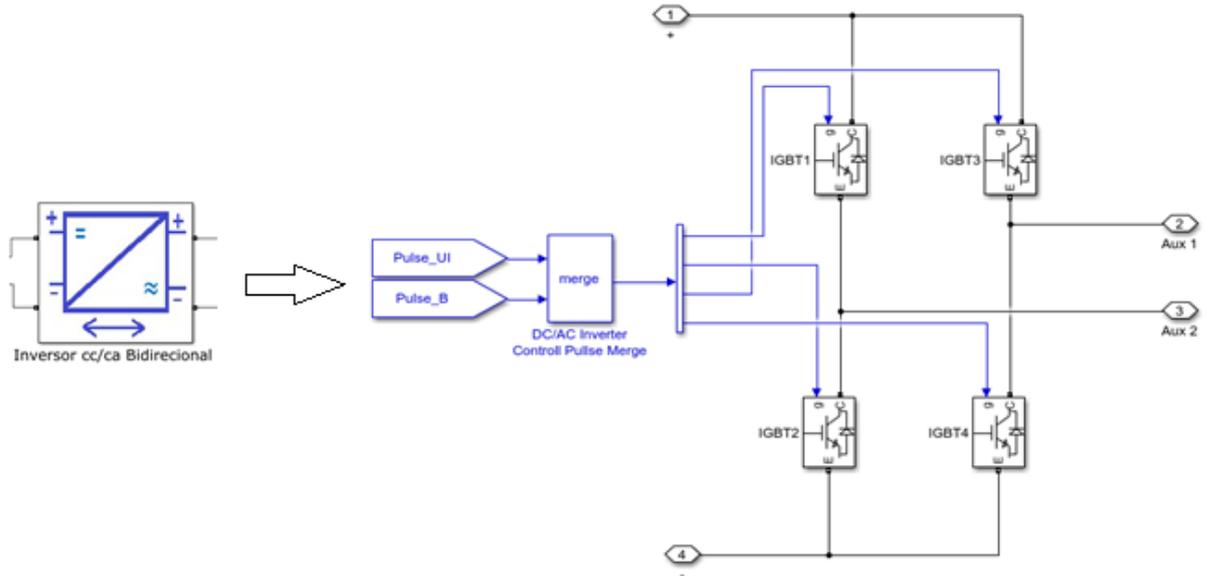
Figura 2.17 – Circuito do conversor C.C./C.C. bidirecional



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 2.18 pode-se observar o circuito do inversor C.C./C.A. bidirecional, que é composto por uma ponte de transistor do tipo IGBT. Conforme explica Rashid (2015), por meio período as portas dos IGBT's 1 e 4 são ativadas, haverá uma tensão de saída positiva, e, no meio período seguinte, as portas dos IGBT's 2 e 3 são ativadas, resultando em uma tensão de saída negativa. Portanto, a corrente de entrada que era C.C. passa a ser corrente C.A.

Figura 2.18 – Circuito do inversor C.C./C.A. bidirecional



Fonte: Elaboração própria.

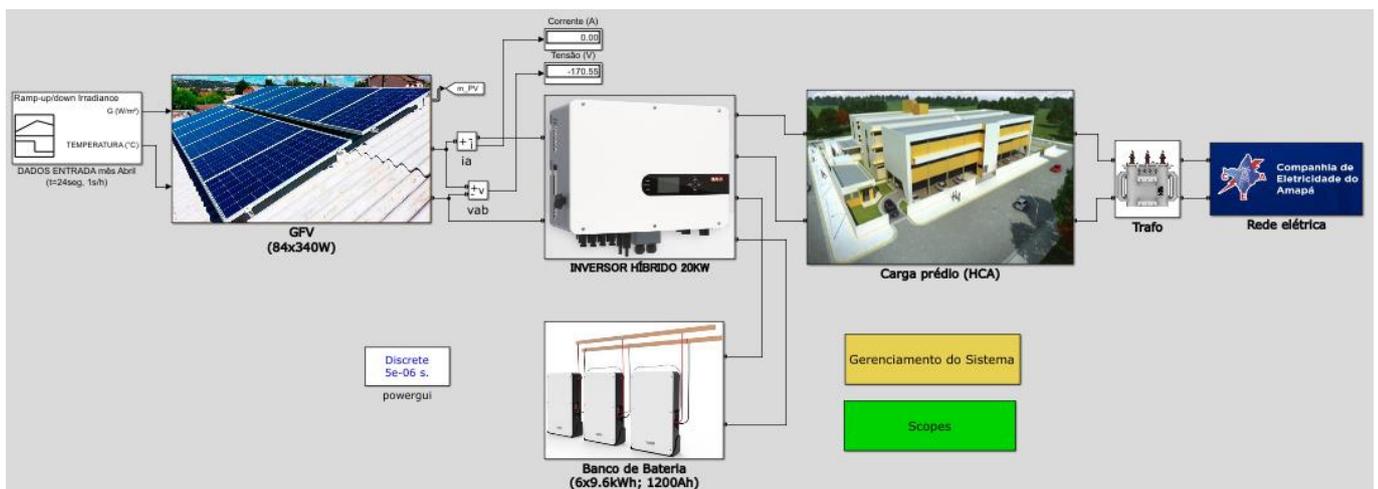
### 3. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE SITUAÇÕES OPERACIONAIS

A partir do modelo proposto na Figura 1.11, bem como o dimensionamento elaborado no Capítulo 1, neste capítulo é montado e elaborado, em ambiente computacional, o SFCR com armazenamento de energia. O que é mostrado e discutido neste capítulo é a simulação do sistema proposto, suas estratégias de operação, a análise dos resultados e, por fim, a estimativa de energia produzida no período de um ano.

#### 3.1 Simulação do SFCR com armazenamento de energia

O diagrama do modelo para o sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento de energia para o HCA é mostrado na Figura 3.1. Ele foi concebido utilizando-se a ferramenta computacional *Simulink/Matlab* 2018b.

Figura 3.1 - Diagrama do SFCR-Hib proposto para simulação.



Fonte: Elaboração própria.

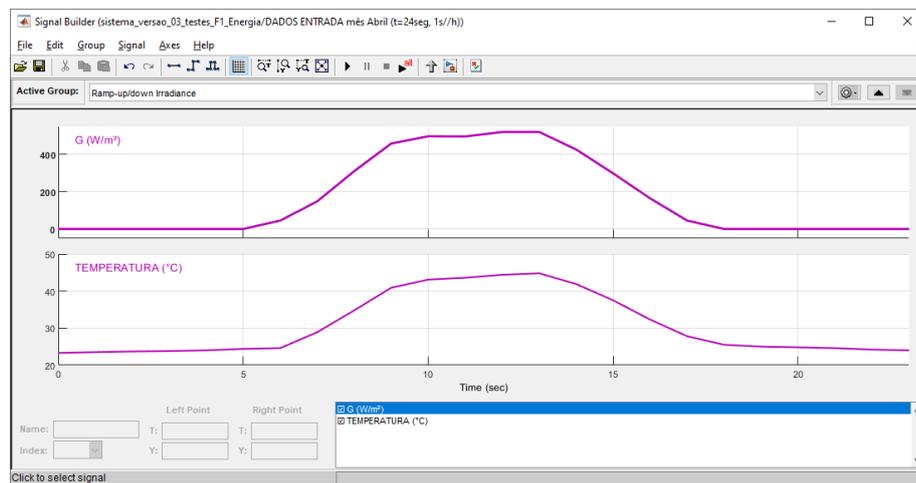
Ressaltando o dimensionamento elaborado no Capítulo 1, onde ficou projetado um SFCR com armazenamento composto por: 588 painéis, 7 inversores híbridos e 42 baterias de LiFePO<sub>4</sub>. O diagrama da Figura 3.1 representa de forma simplificada facilitando o processamento e resultados computacionais, o modelo acima consiste em 1/7 de todo o SFCR com 84 painéis, 1 inversor e 6 baterias. A partir daqui, entende-se que todo resultado aferido em simulação representa a sétima parte da atuação de todo o sistema, assim como a carga também será configurada de forma parcial nos valores apresentados na Tabela 1.4. Portanto,

cada subsistema representado por 1 inversor, 84 módulos e 6 baterias, alimentará 1/7 da carga total da edificação.

Descrevendo os elementos do diagrama da Figura 3.1, tem-se da esquerda para a direita:

- *Bloco gerador de sinais*: este bloco insere no GFV os sinais de irradiância e temperatura de célula correspondente, em função da temperatura ambiente especificamente para a localidade de Macapá-AP. Para a simulação do comportamento do sistema durante as 24 horas do dia, foi estipulado em 24 segundos, sendo que cada segundo representa 1 hora do dia, e assim é aferido os valores de potência instantânea nos medidores e *scopes*. A Figura 3.2 mostra o gerador de sinais configurados para um dia médio do mês de abril, cujos valores estão descritos na tabela 2.1;

Figura 3.2 – Gerador de sinais de irradiância e temperatura de célula.



Fonte: Elaboração própria.

- *Gerador Fotovoltaico (GFV)*: representa o subsistema com 84 módulos configuráveis no bloco *PV array* o qual se configura as características de *datasheet* do painel selecionado;
- *Inversor híbrido*: bloco elaborado agrupando os componentes demonstrados na Figura 2.15, o qual deverá ter a capacidade de fazer o gerenciamento de energia pelo lado da carga conforme será descrito nos próximos subitens;
- *Carga*: neste o bloco representa a carga de consumo do HCA elaborado por 4 blocos RL em paralelo, cujos valores de carga são configuráveis conforme a hora do dia;
- *Trafo e Rede da concessionária*: A concessionária CEA Equatorial alimenta o HCA em média tensão de 13,8 kV, o qual é rebaixado por um transformador 13,8 kV-127/220 V;
- *Banco de baterias*: representa as 6 baterias de íons de lítio que é composta pelo bloco *Battery (mask)* do Simulink. Aqui o usuário pode escolher o tipo de bateria e a quantidade e capacidade do armazenador, além do estado inicial de carga (SoC).

### 3.2 Estratégias de operação

Conforme explica Rodrigues, Romaneli e Junior (2020), o modo de operação do inversor híbrido será o modo *load shift*, cuja energia produzida e armazenada é gerenciada pelo lado da carga, ou seja, o usuário pode realizar a carga e descarga controladas objetivando a redução de custos junto à concessionária. Este modelo de inversor é capaz de operar também nos modos *peak shaving* (suprir picos de consumo instantâneo que ultrapassam a demanda contratada) e *uninterruptible power supply* – UPS (como *nobreak* que supre a carga em faltas da rede).

Nesta configuração, a nível de simulação, a operação é dividida em 3 fases, inspiradas no estudo de Zhang e Tang (2019), que são modeladas a partir da Equação 3.1.

$$P_{FV} \pm P_{bat} - P_L = P_{ge} \quad (3.1)$$

Onde,  $P_{FV}$  é a potência gerada pelo GFV;  $P_{bat}$  é a potência de carga(-)/descarga(+) do banco de baterias;  $P_L$  é a potência consumida pela carga;  $P_{ge}$  é a potência injetada/consumida da rede elétrica. A **fase 1**, consiste em prioritariamente a geração solar seja totalmente direcionada para carregar o armazenamento (BB) nas horas pela manhã. Nessa fase o inversor se comporta similar ao *off-grid*, como controlador de carga. A partir da Equação 3.1, tem-se:

$$P_{FV} - P_{bat} - P_L = P_{ge}$$

$$P_{FV} - P_{bat} = 0$$

$$P_{FV} = P_{bat}$$

A **fase 2** consiste no cenário que ocorre após o carregamento das baterias, pelo turno da tarde na maioria das vezes, onde o inversor atuará como *on-grid* convencional, injetando a  $P_{FV}$  na carga e diminuindo  $P_{ge}$ , dessa forma:

$$P_{FV} - P_{bat} - P_L = P_{ge}$$

$$P_{FV} - P_L = P_{ge}$$

Se  $P_{FV} > P_L$ , haverá excedente de produção e esse saldo será injetado na  $P_{ge}$ ; se  $P_{FV} < P_L$ , a energia FV será apenas complementar e o restante que faltará à carga será comprada da  $P_{ge}$ .

Para a **fase 3**, o inversor se comportará como *off-grid*, e interromperá o consumo de energia à  $P_{ge}$ , o banco de baterias atuará como UPS e suprirá a carga durante as 3 horas do horário de ponta. Ao fim das 3h, ou, caso o estado de carga das baterias desça a 20% (dia de baixa insolação ou aumento de consumo da carga), o inversor voltará a conectar a carga à rede da concessionária, portanto:

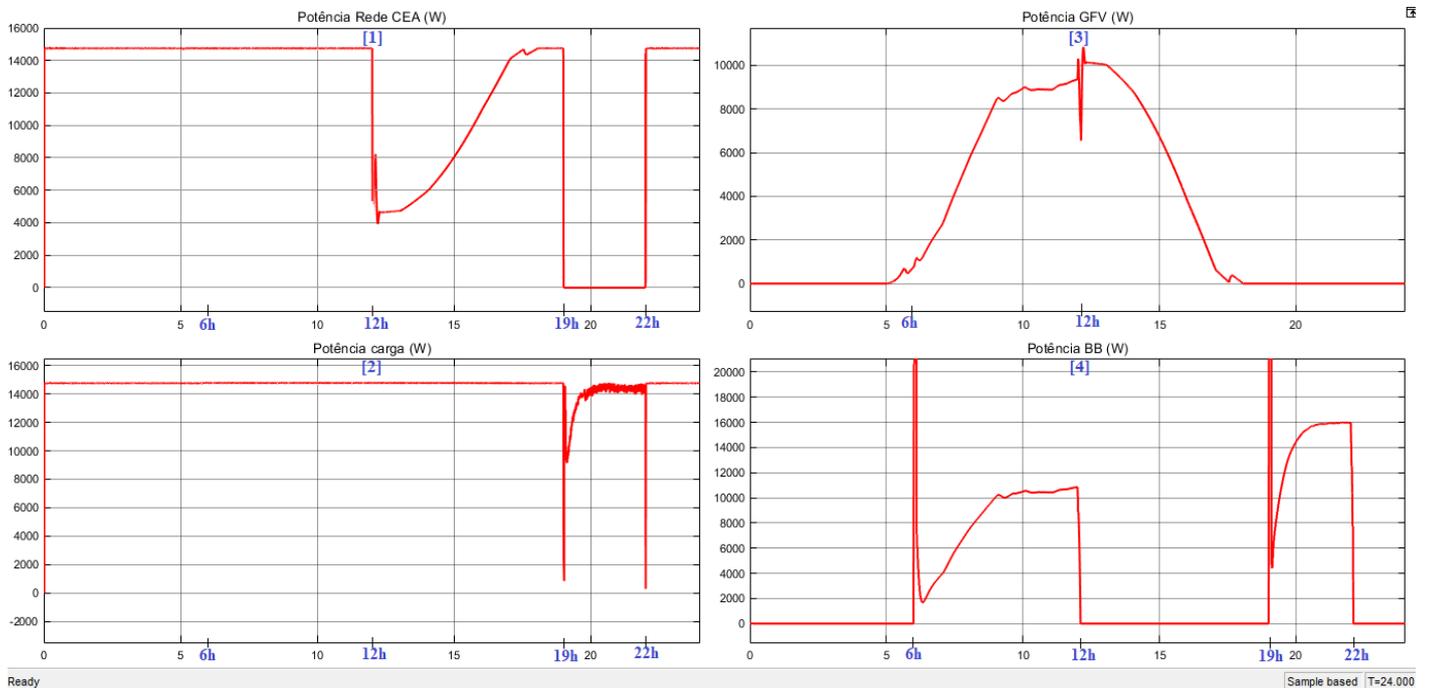
$$P_{fV} + P_{bat} - P_L = P_{ge}$$

$$P_{bat} - P_L = 0$$

$$P_{bat} = P_L$$

Realizando a simulação para um dia médio do mês de abril, onde se insere os dados de entrada de irradiância e temperatura que constam na Tabela 2.1, com tempo de simulação de 24 segundos (cada segundo representa cada hora do dia), é possível simular o comportamento do sistema observando as 3 fases descritas anteriormente, conforme gráficos da Figura 3.3. Para facilitar na demonstração dos chaveamentos, considerou-se uma carga constante de aproximadamente 14.890 W para um dado subsistemas.

Figura 3.3 – Gráficos da simulação das 3 fases de operação do sistema em dia médio do mês de abril.



Fonte: Elaboração própria.

### 3.3 Análise dos resultados

Após rodar a simulação do sistema demonstrado na Figura 3.3, destaca-se o comportamento do SFCR, em especial o inversor, simulando ao longo das 24 horas o fluxo de potência. Antes da fase 1, ou seja, antes de nascer o sol, verifica-se nos gráficos [1] e [2] a potência da rede (concessionária) alimentando a carga. A partir das 6:00h da manhã inicia-se a geração de energia FV através das três fases de operação:

- **Fase 1:** Compreendendo o período das 6:00h às 12:00h, período esse que o sistema, conforme irradiâncias médias do mês de abril, consegue carregar o banco de baterias até a faixa das 11:00h, o sistema carregará o BB por volta das 12h. Observa-se a curva de irradiância no gráfico [3] e a inserção de potência nas baterias que estavam *offline* antes das 6:00h. Nessa fase o inversor demonstra a rede [1] alimentando a carga [2] normalmente, enquanto exibe o fluxo de potência entre o GFV [3] e o armazenamento [4]. Interessante observar os picos de potência na curva do gráfico [4], sendo um às 6:00h e o outro às 19:00h demonstrando os chaveamentos de ativação do banco de baterias.

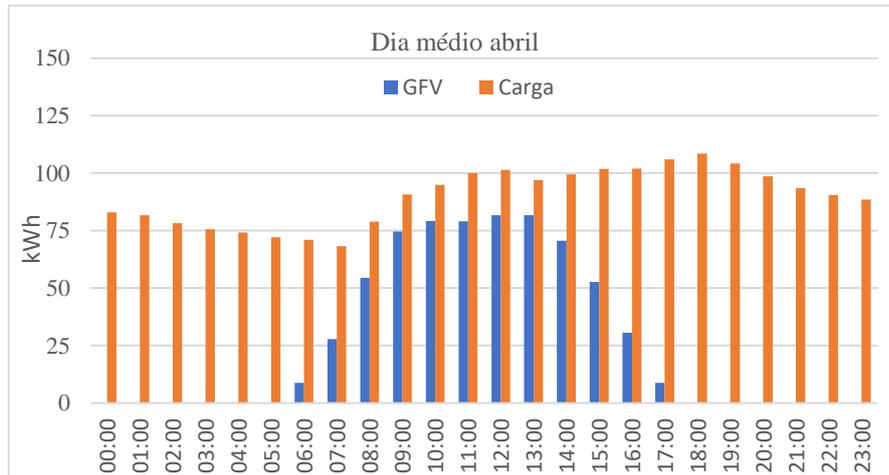
- **Fase 2:** Das 12:00h às 19:00h, a partir desse ponto e uma vez que as baterias estão carregadas, são desligas ficando em *offline* [4], a curva do gráfico [1] demonstra a contribuição de potência do GFV a qual vai diminuindo gradativamente até a alimentação ser apenas pela rede, ou seja, até cessar a geração fotovoltaica por volta das 18:00h. Esta fase demonstra nos gráficos [1] e [3] o trabalho do SFCR convencional.

- **Fase 3:** É a fase do horário de ponta, compreendendo das 19:00h às 22:00h, a rede [1] é desconectada da carga [2], e esta é automaticamente conectada ao BB [4] que demonstra a ativação de potência até as 22:00h quando volta a ficar *offline*. O gráfico [4] não demonstra o estado da carga das baterias, apenas fluxo em módulo de potência solicitada ao BB. Observa-se nessa fase também, os picos de chaveamento na curva do gráfico de potência [2], quando há a ativação e desativação do fornecimento por parte do sistema de armazenamento.

Realizando a simulação para cada hora, separadamente, é possível mensurar a potência instantânea que entra/sai do BB. Ao integrar ao longo do tempo, se pode calcular a quantidade de energia. Para o dia escolhido, a quantidade de energia gerada carregou o BB por volta das 11:59h. De posse desses dados de simulação, o comportamento demonstrado na Figura 3.3 é melhor compreendido nas Figuras 3.4 e 3.5. Na Figura 3.4 é exibido um gráfico que contém as

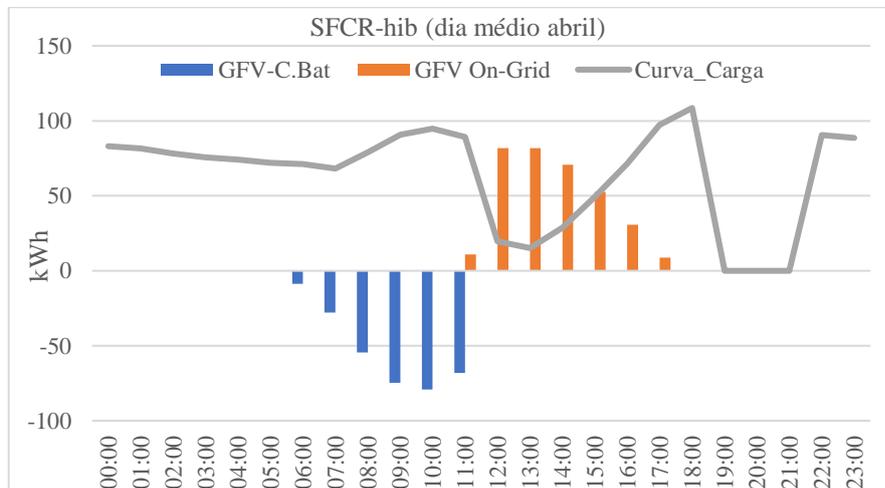
curvas de carga e a energia do GFV (na totalidade dos sete subsistemas). Na Figura 3.5 é demonstrado um balanço do fluxo de energia entre a geração FV, o carregamento/descarregamento do BB e a curva de carga resultante.

Figura 3.4 – Curva de carga e geração FV para um dia médio do mês de abril.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.5 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/descarregamento do BB e curva de carga resultante para um dia médio do mês de abril.



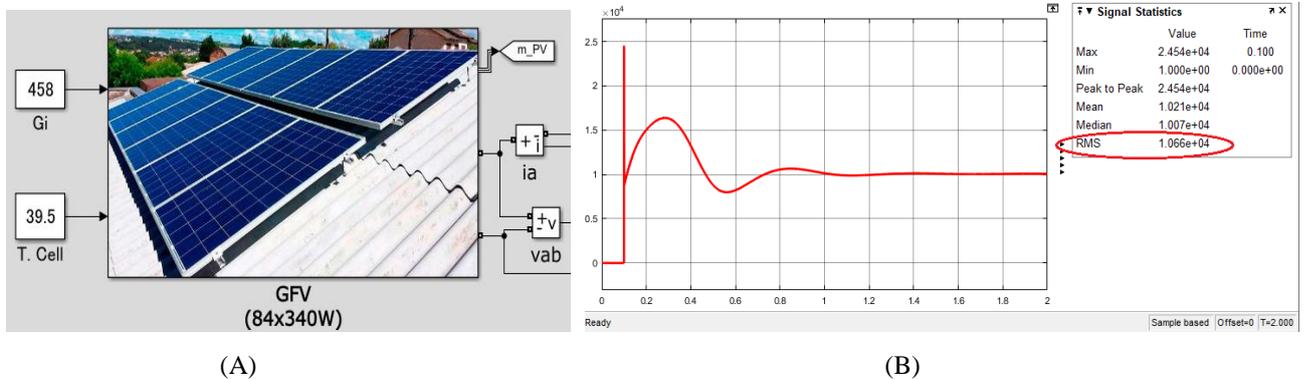
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se na Figura 3.5 que as barras em azul representam a energia gerada pelo GFV sendo armazenada no BB conforme a Equação 3.1 para a fase 1, em cuja faixa das 11h o BB é completamente carregado. A partir desse momento, ainda na faixa das 11h, as barras em cor laranja representam a energia gerada pelo GFV sendo injetada diretamente na carga “puxando” para baixo a curva de carga (em comparação à curva de carga da Figura 3.4) nas faixas entre as 12h e 17h. Após o término da geração solar, a partir das 19h dá-se início ao horário de ponta, e

a energia armazenada demonstrada nas barras azuis, serão aplicadas à carga nessas três faixas de horas, “zerando” a curva de carga em referência ao fornecimento por parte da rede.

Analisando a Fase 1, onde simula-se apenas o GFV carregando o BB, o método adotado aqui é fazer as simulações por faixa de hora e aferir a potência instantânea. É inserido no gerador de sinais dois valores constantes, sendo um a irradiância da faixa de hora escolhida e a outra a temperatura de célula correspondente àquela faixa de hora para o dia selecionado. Como exemplo, ainda tratando de um dia médio do mês de abril, é feito conforme Figura 3.6 a simulação para a faixa das 9:00h.

Figura 3.6 – Simulação para a faixa das 9:00h de um dia médio de abril. (A) entrada de sinal de irradiância e temperatura no GFV; (B) *Scope* mostrando gráfico da potência gerada e medida na entrada do BB.



Fonte: Elaboração própria.

Feita a simulação demonstrada na Figura 3.6, a potência medida no barramento de entrada do BB, ou seja, a potência líquida após as perdas de temperatura, barramentos, conexões, eficiências do inversor (global e carga/descarga de BB), apresentou seu valor eficaz em 10.660 W. Portanto, esses equivalentes 10,66 kWh de energia injetada no BB corresponde à energia de apenas um subsistema de um inversor. Multiplicando por 7, tem-se a energia total gerada do SFCR, para este dia e faixa de hora, o valor global de 74,62 kWh de energia produzida e armazenada.

### 3.3.1 Carregamento e descarregamento do banco de baterias

Conforme a análise feita da Fase 1, onde o inversor híbrido trabalha como um controlador de carga, injetando potência no sistema de armazenamento, é importante realizar a simulação para estimar, conforme o dia escolhido, a quantidade de energia injetada por faixa de hora e estimar o momento em que o BB atinge 100% de carregamento. Vale ressaltar que o tipo de bateria escolhida para este SFCR suporta descarregamento até 20% de sua capacidade.

Portanto, o SoC inicial do BB é de 20% e, na medida que é realizada a simulação por faixa de hora, determina-se a quantidade estimada de energia que é enviada ao armazenamento, pois quando se simula com valores constantes de irradiância e temperatura de célula, o valor instantâneo da potência aferida integrado em função do tempo, torna-se o valor eficaz da energia produzida naquela faixa de hora.

Conforme mostrado na Figura 3.6, foram realizadas as simulações para cada faixa de hora, os resultados podem ser conferidos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Valores aferidos em simulação para um dia médio de abril, para o carregamento do BB.

Faixa (h)	Gi(W/m <sup>2</sup> )	Tcell (°C)	E (Wh)	E (%)	SoC(%)	F%
06:00	45	24,5	1251	2,17%	20%	22,17%
07:00	148	28,5	3975	6,90%	22,17%	29,07%
08:00	310	33,9	7781	13,51%	29,07%	42,58%
09:00	458	39,5	10660	18,51%	42,58%	61,09%
10:00	497	41,5	11310	19,64%	61,09%	80,72%
11:00	496	42,1	11290	19,60%	80,72%	100,00%
12:00	520	42,8	11680	20,28%	-	-
13:00	520	43,2	11680	20,28%	-	-
14:00	426	40,6	10090	17,52%	-	-
15:00	298	36,6	7523	13,06%	-	-
16:00	164	31,8	4379	7,60%	-	-
17:00	45	27,6	1253	2,18%	-	-
18:00	0	25,5	0,0	0%	-	-

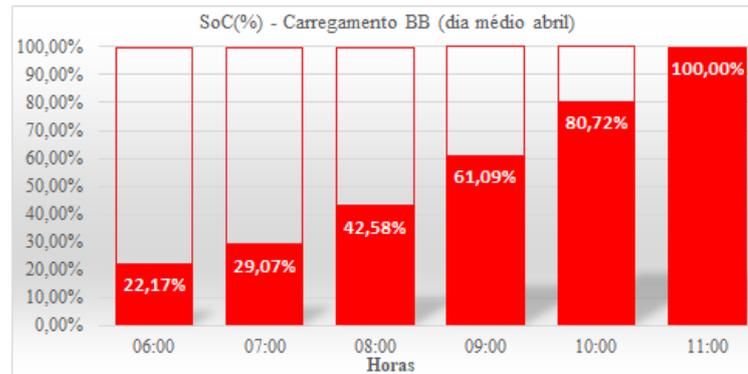
Fonte: Elaboração própria.

Os valores na Tabela 3.1, E(Wh) corresponde a energia medida na entrada do BB; E(%) corresponde ao valor percentual que a energia medida representa em relação a capacidade de armazenamento do BB (6 baterias de um subsistema; 57600 Wh); SoC (%) é o estado da carga inicial do BB naquela faixa de hora; F(%) é o percentual final do estado da carga após a injeção de energia naquela faixa de hora.

Na faixa das 11h se dá a completa carga do BB, onde nessa faixa de hora o GFV produziu 11290 Wh que equivale a 19,60% da capacidade do BB ao qual está alimentando. Entretanto, o estado de carga inicial para a faixa das 11h é de 80,72% após a injeção de energia desde a faixa das 6h, portanto, era necessário 19,28% de energia que representa 98,36% de energia produzida nessa faixa. Então, esses 98,36% de uma faixa de hora corresponde a 59 minutos de produção nessa faixa de hora, correspondendo ao momento em que o SoC atinge 100% no horário das 11:59h. O outro minuto restante dessa faixa das 11h já será parte da Fase 2 em que o inversor passa a atuar como inversor *on-grid* convencional, injetando energia na carga conforme gráfico das barras de cor laranja na Figura 3.5.

A Figura 3.7 demonstra de forma gráfica o carregamento das baterias descrito na Tabela 3.1. demonstrando os percentuais que o SoC atinge com a contribuição da produção de energia de cada faixa de hora, lembrando que o momento estimado será às 11:59h em um dia médio do mês de abril.

Figura 3.7 – Carregamento do BB em um dia médio do mês de abril.



Fonte: Elaboração própria.

Para a simulação do descarregamento do BB, deve-se levar em consideração que se trata das três faixas de hora que correspondem ao horário de ponta: 19h (19:00 às 19:59), 20h (20:00 às 20:59) e 21h (21:00 às 21:59). Portanto, para o simulador desenvolvido neste trabalho, o descarregamento dá-se na Fase 3 onde não haverá participação da rede da concessionária e nem da geração FV por ser horários noturnos. A carga deve ser alimentada apenas por uma fonte, o BB.

Considerando os valores de energia consumida pela carga descritos na Tabela 1.4, a simulação para cada faixa de hora também considerará a sexta parte da carga, assumindo o valor de carga distribuído igualmente para cada inversor, conforme dados aferidos e descritos na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Valores aferidos em simulação para o descarregamento do BB.

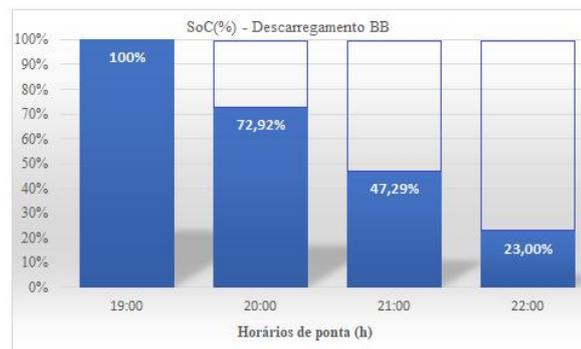
faixa hora	Carga total (kWh)	Carga/inv (kWh)	E (kWh)	E (%)	SoCi(%)	SoCf(%)
19:00	104,27	14,895	<b>15,60</b>	27,08%	100%	72,92%
20:00	98,62	14,088	<b>14,76</b>	25,63%	72,92%	47,29%
21:00	93,53	13,361	<b>13,99</b>	24,29%	47,29%	23,00%

Fonte: Elaboração própria.

Para cada faixa horária descrita na Tabela 3.2, o valor da carga para cada inversor (Carga/inv.) muda conforme muda o valor da carga total média da curva de carga do prédio, e isto deve ser configurado no modelo simulado. Para cada aferição percebe-se que o valor RMS da energia medida na saída do banco de baterias em C.C. (quarta coluna) é maior que o valor a

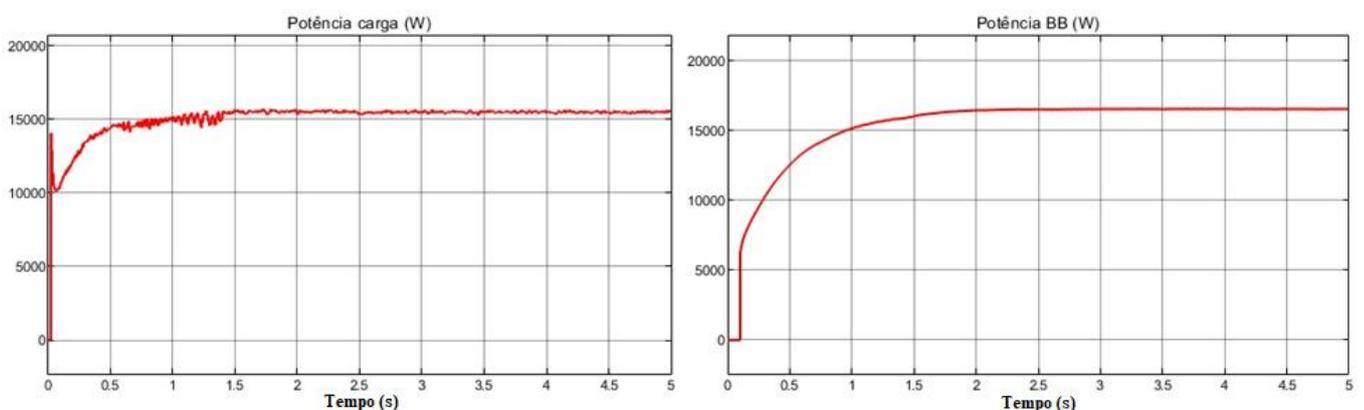
ser consumido pela carga em C.A. (terceira coluna), pois a energia depositada no BB irá passar pelo barramento C.C. do inversor e será convertida para C.A. para assim poder alimentar a carga, demonstrando uma perda média de 4%. A quinta coluna demonstra o percentual que cada faixa de hora irá debitar no acumulador de energia. O estado de carga inicial (SoCi) que começa em 100% pois o BB fora carregado durante o dia, ficará com o estado de carga final (SoCf) em 72,92% ao final da primeira faixa do horário de ponta, e assim sucessivamente até o final da terceira e última faixa que aferiu um estado de carga final, às 22:00h em torno de 23% não ultrapassando regressivamente o limite dos 20% para o tipo de bateria proposto. A Figura 3.8 demonstra de forma gráfica o descarregamento descrito acima. A Figura 3.9 mostra a simulação realizada para a faixa das 19h, onde se pode observar nas curvas dos gráficos, uma fase transitória que se dá pela entrada da carga associada às perdas do BB e do inversor, e a fase permanente onde se pode aferir a potência RMS medida cujo valor é relevante para as medições do presente trabalho.

Figura 3.8 – Descarregamento do BB.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.9 – Gráficos *scope* da curva de potência disponibilizada entre o BB e a Carga em simulação de descarregamento para a faixa das 19h.



Fonte: Elaboração própria.

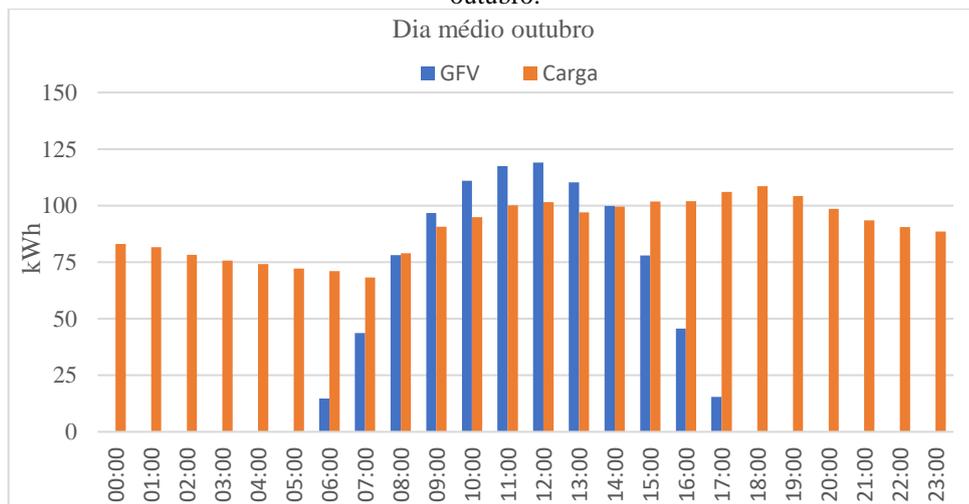
### 3.3.2 Outras simulações e análises

Até aqui foram apresentadas as simulações e análises com dados referentes ao mês de abril, por se tratar do mês menos ensolarado quando os painéis estiverem a uma inclinação de  $6^\circ$ . Entretanto, é oportuno visualizar o comportamento do sistema com simulações para dias típicos como um dia médio anual, dia médio do mês de outubro (mês de maior incidência de irradiação), bem como realizar simulações e análises em dias extremos, ou seja, nos dias do ano que apresentarem a menor e maior irradiação.

#### 3.3.2.1 Simulação e análise de um dia médio do mês de outubro

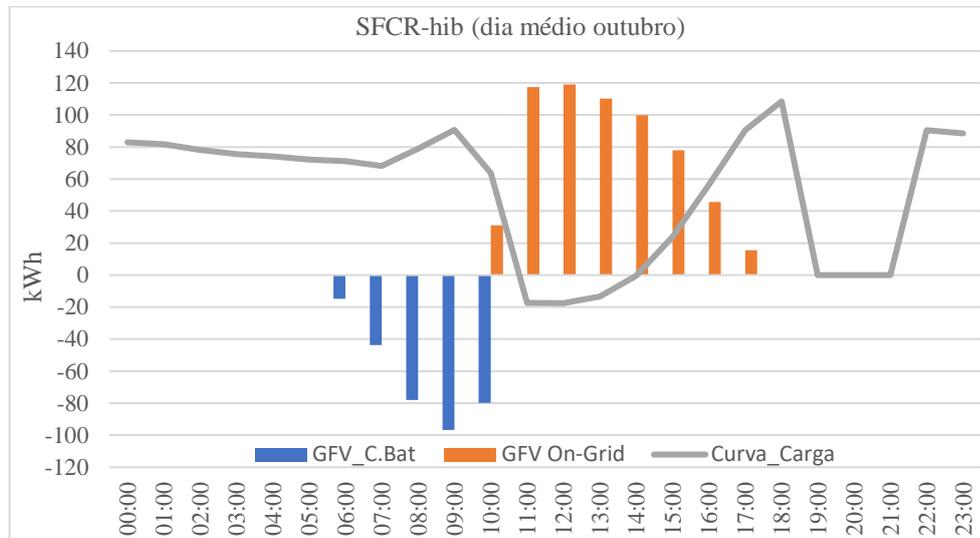
De posse dos dados apresentados nas Tabelas 1.2 e 1.3, ou seja, dados de irradiação e temperatura ambiente, foi possível realizar a estimativa da temperatura de célula descrita na Tabela 2.2. Portanto, ao se fazer as simulações para cada faixa de hora, entrando com tal base de dados, tem-se o comportamento do sistema refletido na Figura 3.10 onde tem-se a curva de carga com a curva de energia gerada do mês de outubro e, a Figura 3.11 onde é demonstrado o balanço do fluxo de energia deste mês.

Figura 3.10 – Curva de carga em consumo junto a rede, e curva de geração FV para um dia médio do mês de outubro.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.11 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/descarregamento do BB e curva de carga resultante para um dia médio do mês de outubro.



Fonte: Elaboração própria.

Analisando as Figuras 3.10 e 3.11, em comparação à simulação do dia médio do “pior” mês, nota-se a produção de energia bem superior. No balanço de energia, o carregamento completo do BB se dá dentro da faixa das 10h, a partir da faixa das 11h a inserção de energia para a carga produz uma acentuada queda na curva de carga resultante. Para aferir maior precisão, a Tabela 3.3 demonstra os valores aferidos em função do carregamento do BB.

Tabela 3.3 - Valores aferidos em simulação para um dia médio de outubro, para o carregamento do BB.

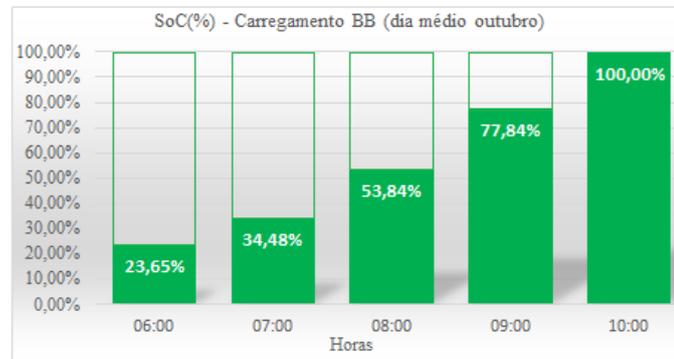
Faixa (h)	Gi(W/m <sup>2</sup> )	Tcell (°C)	E (Wh)	E (%)	SoC(%)	F%
06:00	76	26,6	2101	3,65%	20%	23,65%
07:00	242	32,7	6242	10,84%	23,65%	34,48%
08:00	487	40,9	11150	19,36%	34,48%	53,84%
09:00	663	47,7	13820	23,99%	53,84%	77,84%
10:00	790	52,5	15850	27,52%	77,84%	100,00%
11:00	854	55,1	16790	29,15%	-	-
12:00	871	56,3	17000	29,51%	-	-
13:00	787	54,3	15760	27,36%	-	-
14:00	695	51,2	14260	24,76%	-	-
15:00	488	45,0	11140	19,34%	-	-
16:00	253	37,2	6510	11,30%	-	-
17:00	80	31,1	2214	3,84%	-	-
18:00	0	27,8	0,0	0,00%	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Utilizando o mesmo método de cálculo feito na análise do mês de abril, o momento estimado em que o BB atinge 100% de carregamento ocorrerá aproximadamente às 10:48h. A Figura 3.12 demonstra de forma gráfica o carregamento das baterias descrito na Tabela 3.3

demonstrando os percentuais que o SoC atinge com a contribuição da produção de energia de cada faixa de hora.

Figura 3.12 – Carregamento do BB em um dia médio do mês de outubro.

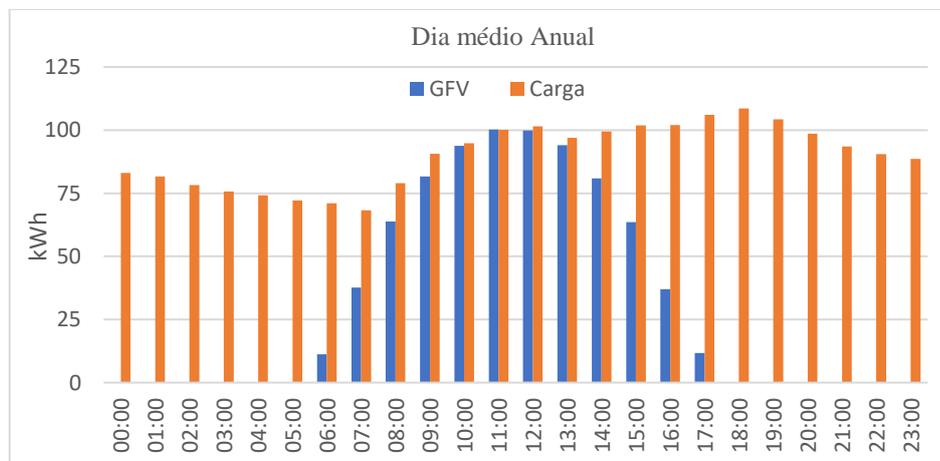


Fonte: Elaboração própria.

### 3.3.2.2 Simulação e análise de um dia médio anual

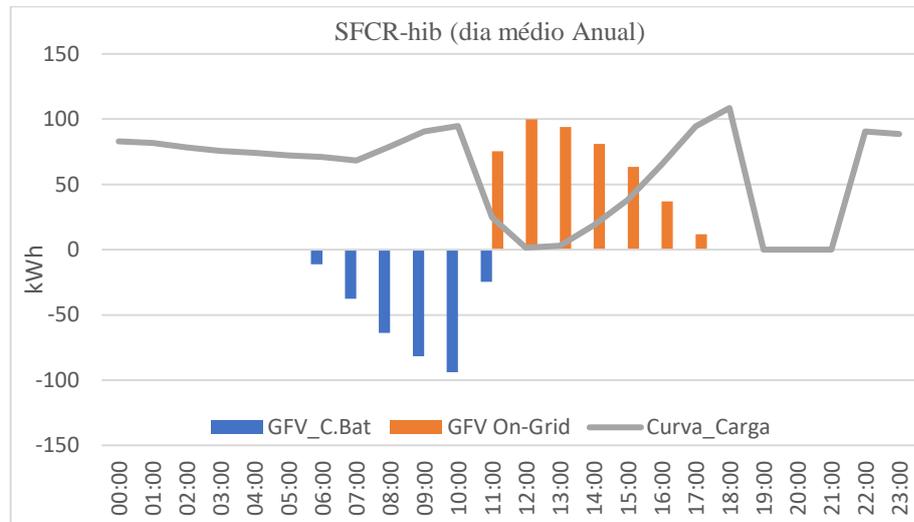
Para valores médios anuais, tanto para irradiação (Tabela 1.1), quanto para temperatura (Tabela 1.2), fora realizada também a simulação a fim de observar os resultados para uma média anual ou um dia médio anual. De igual forma como foi feito para o mês de abril (“pior”) e para o mês de outubro (“melhor”), as Figuras 3.13 e 3.14 mostram, respectivamente, a curva de carga e geração de energia e o balanço de energia entre o carregamento do BB e curva de carga resultante.

Figura 3.13 – Curva de carga em consumo junto a rede, e curva de geração FV para um dia médio anual.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.14 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/descarregamento do BB e curva de carga resultante para um dia médio anual.



Fonte: Elaboração própria.

Nas Figuras 3.13 e 3.14, em comparação à simulação dos dias médios do mês de abril (“pior” mês) e do mês de outubro (“melhor” mês), nota-se a produção de energia em valores médios anualizados. No balanço de energia, o carregamento completo do BB se dá dentro da faixa das 11h, o que deve ocorrer na maioria dos meses. A partir da segunda metade da faixa das 11h a inserção de energia para a carga produz uma queda média na curva de carga resultante. Para maior exatidão, a Tabela 3.4 demonstra os valores aferidos em função do carregamento do BB para o dia médio anualizado.

Tabela 3.4 - Valores aferidos em simulação para um dia médio anual, para o carregamento do BB.

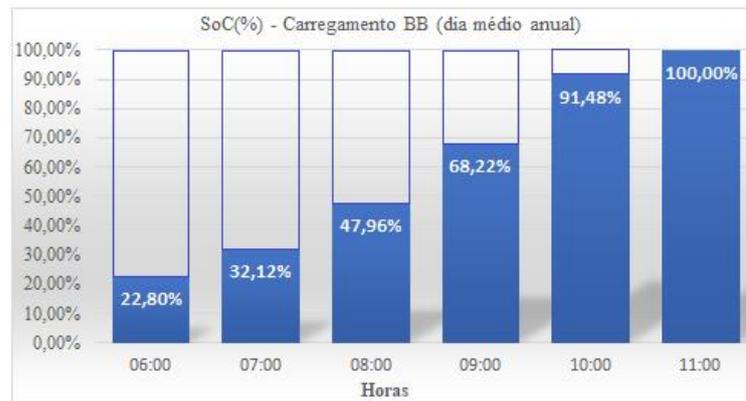
Faixa (h)	Gi(W/m <sup>2</sup> )	Tcell (°C)	E (Wh)	E (%)	SoC(%)	F%
06:00	58	25,2	1610	2,80%	20%	22,80%
07:00	205	30,5	5370	9,32%	22,80%	32,12%
08:00	374	36,4	9125	15,84%	32,12%	47,96%
09:00	519	41,8	11670	20,26%	47,96%	68,22%
10:00	633	46,1	13400	23,26%	68,22%	91,48%
11:00	697	48,8	14320	24,86%	91,48%	100,00%
12:00	694	49,3	14270	24,77%	-	-
13:00	637	47,9	13440	23,33%	-	-
14:00	513	44,2	11560	20,07%	-	-
15:00	372	39,5	9077	15,76%	-	-
16:00	201	33,9	5282	9,17%	-	-
17:00	60	28,9	1668	2,90%	-	-
18:00	0	26,2	0,0	0,00%	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Sob o mesmo método de análise feito para os meses de abril e outubro, o momento estimado em que o BB atinge 100% de carregamento em um dia médio anual ocorrerá aproximadamente às 11:20h. A Figura 3.15 demonstra de forma gráfica o carregamento das

baterias descrito na Tabela 3.4 demonstrando os percentuais que o SoC atinge com a contribuição da produção de energia de cada faixa de hora em média anualizada.

Figura 3.15 – Carregamento do BB em um dia médio anualizado.



Fonte: Elaboração própria.

### 3.3.2.3 Simulação e análise do dia de maior irradiância no ano

As simulações realizadas em ambiente computacional visam estimar o comportamento do sistema proposto nos diferentes cenários conforme mudam os meses, ou seja, procura-se dimensionar a produção do SFCR no mês de menor irradiação, como também no mês de maior irradiação e em um cenário que é a média entre os dois, onde se pressupõe o comportamento mais frequente ao longo do ano.

Entretanto, tratar de valores médios, sejam eles médias de meses e/ou média anual, não demonstra os cenários extremos de irradiação que porventura venham a ocorrer: melhor dia do ano e o pior dia do ano. Para esses dias é necessário obter a base de dados meteorológicos cujas medições sejam realizadas pelo menos uma vez a cada hora do dia e por todos os dias do ano. Bases de dados como *Meteonorm* ou *Radiasol* podem oferecer tais informações, ou seja, dados de irradiação e temperatura ambiente de todos os dias do ano por até 10 anos. Trabalhar com dados diários ao invés de apenas médias mensais possibilita conhecer os dias atípicos que acabam tendo seus dados encobertos em valores médios.

Na base de dados utilizada neste trabalho, foi possível identificar o dia de maior irradiação dentre os 365 dias do ano, ou seja, um dia de intensa radiação solar direta e com altas temperaturas. O dia de maior irradiação, em sua totalidade somada ao final do dia, foi o dia 01 de novembro. A Tabela 3.5 mostra os dados ao longo desse dia em base horária.

Tabela 3.5 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, calculados em função da irradiância e temperatura em 01/nov.

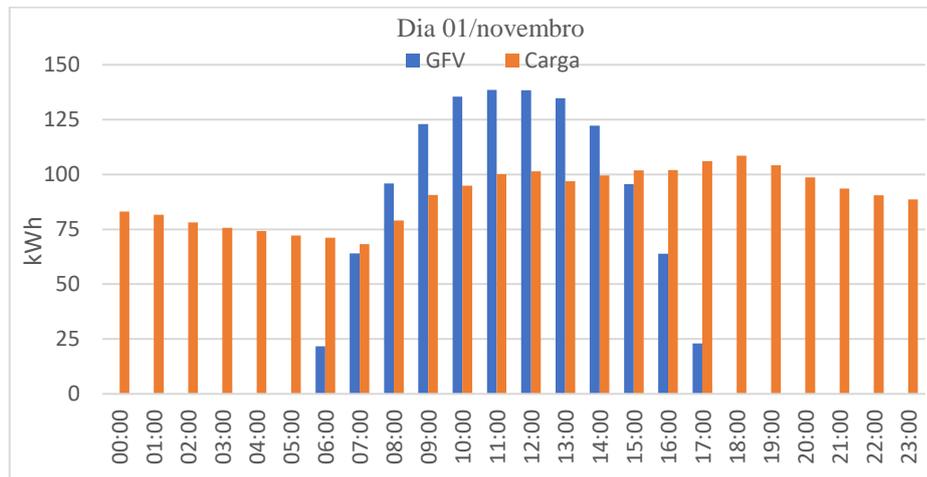
Horas	Local: Macapá-AP		$T_{amb}$ (°C)	$T_{CEL}$ (°C)	Dia: 01/novembro		$P_{mpT}$ (W)
	$G_i$ (W/m <sup>2</sup> )	$P_{mpo}$ (W)			$I_{mpT}$ (A)	$V_{mpT}$ (V)	
06:00	114	2713,20	25,2	28,4	1,04	37,10	2675,31
07:00	375	8925,00	26,9	37,4	3,42	36,05	8469,54
08:00	654	15565,20	28,4	46,8	6,00	34,97	14174,38
09:00	916	21800,80	30,7	56,5	8,44	33,84	18988,58
10:00	1121	26679,80	32	63,5	10,36	33,02	22465,32
11:00	1233	29345,40	33,7	68,4	11,43	32,46	24126,31
12:00	1233	29345,40	34,8	69,5	11,43	32,33	23993,96
13:00	1121	26679,80	34,4	65,9	10,38	32,74	22202,79
14:00	916	21800,80	34,1	59,9	8,45	33,45	18684,68
15:00	654	15565,20	32,8	51,2	6,01	34,45	13893,59
16:00	375	8925,00	30,8	41,3	3,43	35,60	8326,83
17:00	121	2879,80	28,7	32,1	1,10	36,67	2795,93
18:00	0	0,00	27,5	27,5	0,00	0,00	0,00
<i>Integral</i>	8833 (Wh/m <sup>2</sup> )	210225,40 (Wh/m <sup>2</sup> )					180797,21 (Wh/m <sup>2</sup> )

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que a integral no tempo da irradiância (irradiação) alcança 8.833 Wh/m<sup>2</sup>, o que dá 8,83 HSP. Para fazer um comparativo, o mês de outubro que detém a melhor média mensal, tem irradiação no seu dia médio chegando ao valor de 6.287 Wh/m<sup>2</sup> ou 6,287 HSP.

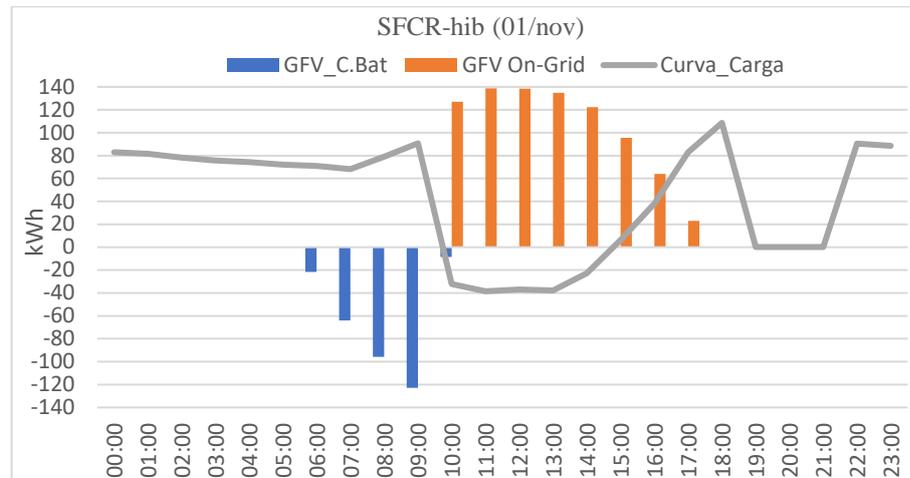
Realizando a simulação deste dia, tem-se seus resultados nas Figuras 3.16 e 3.17.

Figura 3.16 – Curva de carga em consumo junto a rede, e curva de geração FV para o dia 01/novembro.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.17 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/descarregamento do BB e curva de carga resultante para o dia 01/novembro.



Fonte: Elaboração própria.

Observando o gráfico da Figura 3.17, mais precisamente a curva de carga resultante influenciada pela inserção de energia solar, percebe-se a curva abaixo do eixo das abcissas, ou seja, pelas cinco horas consecutivas, das 10h às 14h a carga do HCA consumirá menos energia do que o GFV produz, resultando em excedente que irá para a rede pública, diminuindo ainda mais o consumo na fatura de energia elétrica. Descrevendo tais valores, tem-se a Tabela 3.6 demonstrando o carregamento do BB a cada faixa de hora.

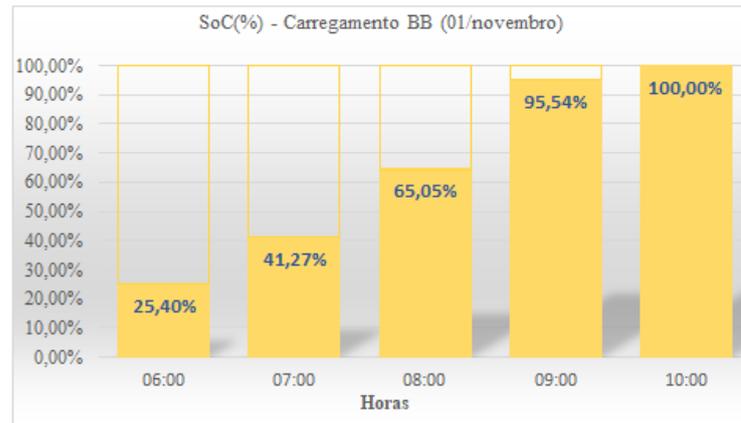
Tabela 3.6 - Valores aferidos em simulação para o dia 01/novembro, para o carregamento do BB.

Faixa (h)	Gi(W/m <sup>2</sup> )	Tcell (°C)	E (Wh)	E (%)	SoC(%)	F%
06:00	114	28,4	3108	5,40%	20%	25,40%
07:00	375	37,4	9141	15,87%	25,40%	41,27%
08:00	654	46,8	13700	23,78%	41,27%	65,05%
09:00	916	56,5	17560	30,49%	65,05%	95,54%
10:00	1121	63,5	19360	33,61%	95,54%	100,00%
11:00	1233	68,4	19800	34,38%	-	-
12:00	1233	69,5	19780	34,34%	-	-
13:00	1121	65,9	19260	33,44%	-	-
14:00	916	59,9	17470	30,33%	-	-
15:00	654	51,2	13660	23,72%	-	-
16:00	375	41,3	9130	15,85%	-	-
17:00	121	32,1	3294	5,72%	-	-
18:00	0	27,5	0,0	0,00%	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Neste dia, observando os dados da Tabela 3.6, o sistema carregará o armazenamento no horário aproximado de 10:07h. De forma gráfica, é notória a antecipação do carregamento, observando a Figura 3.18.

Figura 3.18 – Carregamento do BB no dia 01/novembro.



Fonte: Elaboração própria.

### 3.3.2.4 Simulação e análise do dia de menor irradiância no ano

O período de chuvas na região amazônica, conhecido como inverno amazônico, é caracterizado por altos índices pluviométricos, que vai dos meses de novembro a maio. Dias de chuvas prolongadas estão nesse período, e, por este motivo, acabam gerando baixas irradiâncias. Na base de dados usada aqui, o dia de menor irradiação no ano foi em 27 de janeiro e seus dados discretos estão reunidos na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 - Valores de corrente, tensão e máxima potência, calculados em função da irradiância e temperatura em 27/jan.

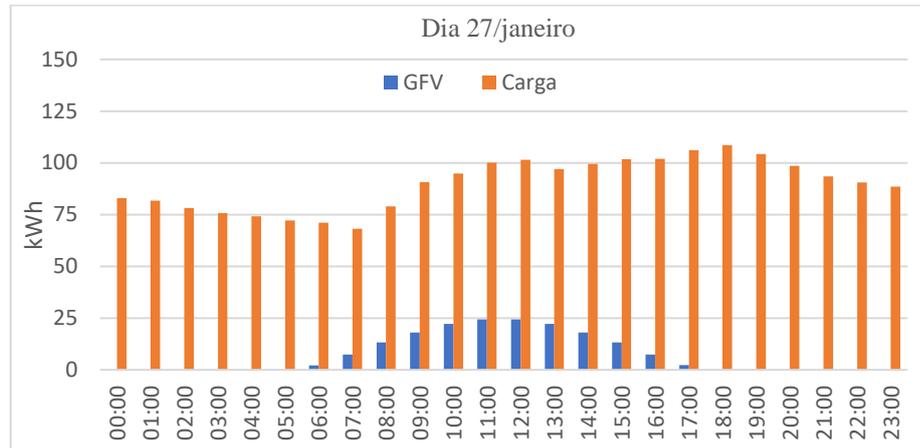
Horas	Local: Macapá-AP		$T_{amb}(^{\circ}C)$	$T_{CEL}(^{\circ}C)$	Dia: 27/janeiro		$P_{mpT}(W)$
	$G_i (W/m^2)$	$P_{mp0} (W)$			$I_{mpT}(A)$	$V_{mpT}(V)$	
06:00	11	261,80	25,8	26,1	0,10	37,36	260,61
07:00	38	904,40	25,9	27,0	0,34	37,26	897,10
08:00	68	1618,40	25,5	27,4	0,62	37,21	1602,39
09:00	94	2237,20	26	28,6	0,85	37,07	2203,78
10:00	116	2760,80	26,9	30,2	1,05	36,89	2702,36
11:00	128	3046,40	27	30,6	1,16	36,84	2976,45
12:00	128	3046,40	26,3	29,9	1,16	36,93	2985,20
13:00	116	2760,80	26,8	30,1	1,05	36,91	2703,50
14:00	94	2237,20	26,3	28,9	0,85	37,04	2201,03
15:00	68	1618,40	26	27,9	0,62	37,15	1599,07
16:00	38	904,40	25,7	26,8	0,34	37,29	897,84
17:00	12	285,60	26,3	26,6	0,11	37,30	283,68
18:00	0	0,00	25,7	25,7	0,00	0,00	0,00
<i>Integral</i>	911 (Wh/m <sup>2</sup> )	21681,80 (Wh/m <sup>2</sup> )					21313,02 (Wh/m <sup>2</sup> )

Fonte: Elaboração própria.

Como pode-se observar na Tabela 3.7, a integral no tempo da irradiância (irradiação) alcança apenas 911 Wh/m<sup>2</sup> ou 0,91 HSP. Para comparar com o “pior” mês, ou seja, com a média de abril, que alcançou 3926 Wh/m<sup>2</sup> ou 3,92 HSP, percebe-se como fica oculto em valores

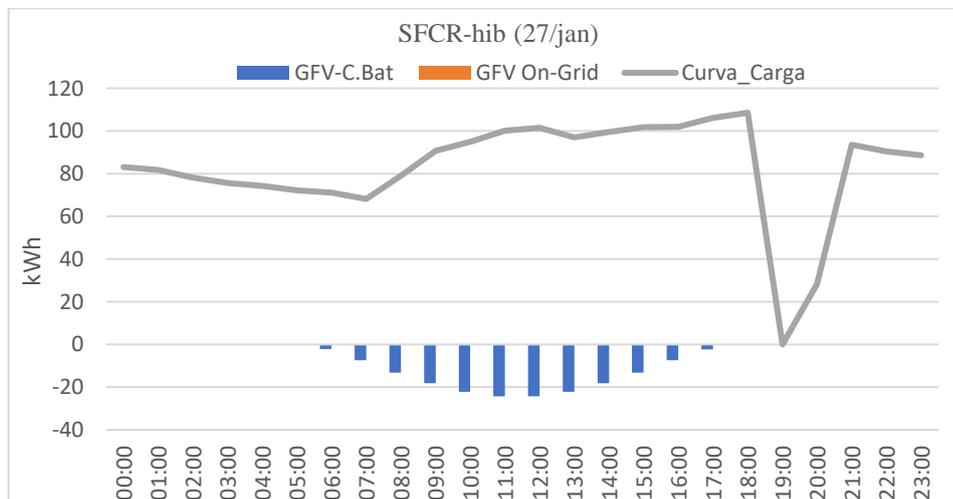
médios um dia em que a baixíssima irradiação irá prejudicar a produção de energia, e por consequência, não irá carregar o BB a contento. Simulando este dia tem-se o resultado nas Figuras 3.19 e 3.20.

Figura 3.19 – Curva de carga em consumo junto a rede, e curva de geração FV para o dia 27/janeiro.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.20 – Fluxo de energia entre geração FV, carregamento/descarregamento do BB e curva de carga resultante para o dia 27/janeiro.



Fonte: Elaboração própria.

Analisando a Figura 3.19 observa-se o quão baixo será a geração FV em dias como esse. Tal conclusão se confirma analisando o gráfico da Figura 3.20 cuja baixa produção solar não conseguirá influir na curva de carga e, de forma mais impactante, não conseguirá carregar o BB o suficiente para atender a demanda da carga durante os horários de ponta. Como feito nas simulações anteriores, a Tabela 3.8 demonstra o carregamento do BB neste dia.

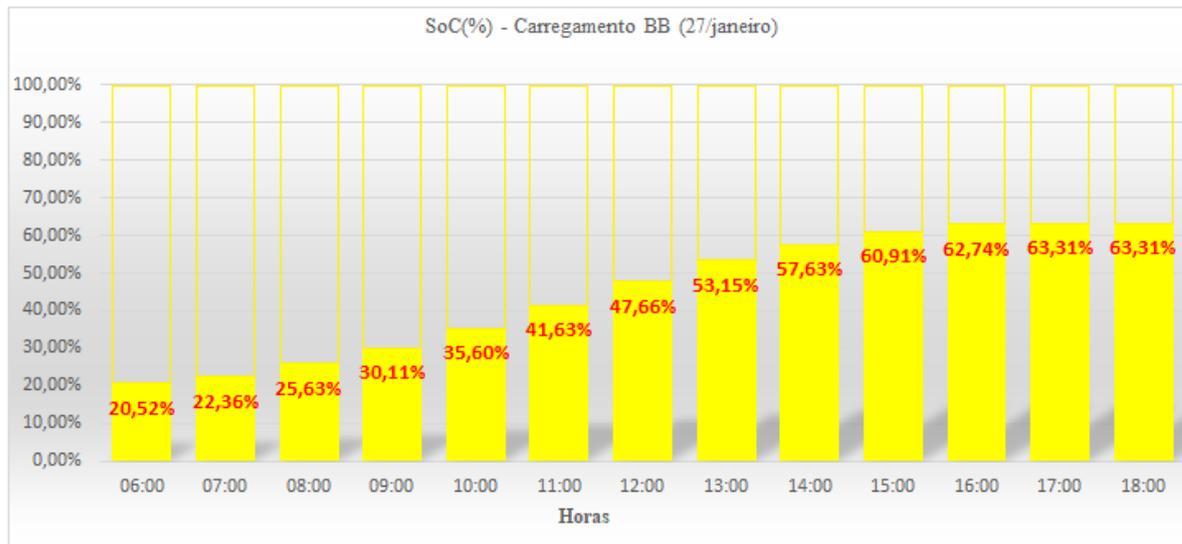
Tabela 3.8 - Valores aferidos em simulação para o dia 27/janeiro, para o carregamento do BB.

Faixa (h)	Gi(W/m <sup>2</sup> )	Tcell (°C)	E (Wh)	E (%)	SoC(%)	F%
06:00	11	26,1	299,6	0,52%	20%	20,52%
07:00	38	27,0	1057	1,84%	20,52%	22,36%
08:00	68	27,4	1885	3,27%	22,36%	25,63%
09:00	94	28,6	2584	4,49%	25,63%	30,11%
10:00	116	30,2	3162	5,49%	30,11%	35,60%
11:00	128	30,6	3471	6,03%	35,60%	41,63%
12:00	128	29,9	3472	6,03%	41,63%	47,66%
13:00	116	30,1	3162	5,49%	47,66%	53,15%
14:00	94	28,9	2585	4,49%	53,15%	57,63%
15:00	68	27,9	1886	3,27%	57,63%	60,91%
16:00	38	26,8	1057	1,84%	60,91%	62,74%
17:00	12	26,6	327,6	0,57%	62,74%	63,31%
18:00	0	25,7	0,0	0,00%	63,31%	63,31%

Fonte: Elaboração própria.

Analisando os dados resultantes na simulação para este dia, descobre-se até onde o BB terá seu nível de carregamento, no caso, até os 63,31%, lembrando que o valor inicial é de 20%, ou seja, só conseguirá injetar 43,31% de energia no banco de baterias. Nota-se esse comportamento no gráfico da Figura 3.21.

Figura 3.21 – Carregamento do BB no dia 27/janeiro.



Fonte: Elaboração própria.

Certamente, um dia atípico como este, com o *status* de carga do BB atingindo apenas 63%, o sistema de armazenamento não conseguirá suprir a carga como o desejado. Dias como este, além de não ter injeção de potência na carga, não conseguirá suprir os horários de ponta, como demonstra o descarregamento do BB na Tabela 3.9.

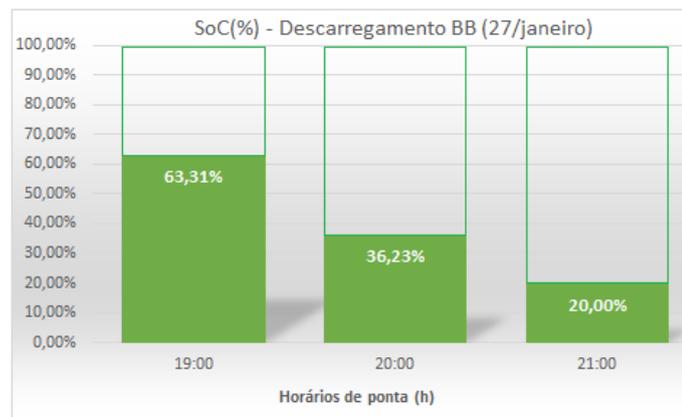
Tabela 3.9 - Valores aferidos em simulação para o descarregamento do BB em 27/janeiro.

faixa hora	Carga total (kWh)	Carga/inv (kWh)	E (Wh)	E (%)	SoCi(%)	SoCf(%)
19:00	104,27	14,895	15600	27,08%	63,31%	36,23%
20:00	98,62	14,088	14760	25,63%	36,23%	20,00%
21:00	93,53	13,361	13990	-	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Para o descarregamento, onde se tem os valores estimados que a carga vai consumir de energia durante as três horas de ponta, observa-se na Tabela 3.9 que na faixa das 20h só haverá 16,23% de energia disponível no BB enquanto a carga precisa nesta faixa de hora cerca de 25,63% da capacidade de energia armazenada. Portanto, realizando o cálculo usado no item 3.3.1, pode-se estimar que o sistema de armazenamento conseguirá suprir a carga até as 20:38h. Portanto, neste momento, o inversor reconecta a carga na rede da concessionária e volta a comprar energia. Dias como este o objetivo proposto neste trabalho não se executará. A Figura 3.22 demonstra o gráfico deste descarregamento.

Figura 3.22 – Descarregamento do BB em 27/janeiro.



Fonte: Elaboração própria.

### 3.4 Estimativa anual da energia produzida sob simulação

Para simular e aferir a energia produzida pelo SFCR em um ano, é necessário conhecer a radiação solar horária em cada dia do ano, como já descrito na Tabela 1.2. Porém, explica Macêdo (2006) que a energia real entregue à carga não é a mesma, em amplitude, à potência nominal do gerador, por motivos de perdas devido a vários fatores, como: efeito de altas temperaturas, estruturas de conexão e fiação, eficiência de módulos e inversores em condições reais, etc. O rendimento global do SFCR pode ser aferido pela equação de *Performance Ratio*

(PR) que indica a relação entre a produtividade real do sistema e a produtividade nominal do gerador, e é representado pela Equação 3.1:

$$PR = \frac{E}{P_{FV} \times HSP} \quad (3.1)$$

Sendo:

$E$  = Energia real entregue à carga [Wh/dia]

$P_{FV}$  = Potência nominal do gerador [Wp]

$HSP$  = Hora de sol pico incidente no painel por dia [h]

Para o sistema proposto aqui, após as simulações realizadas para todos os 365 dias do ano, pode-se aferir a estimativa de energia total a ser produzida em cada mês e para um ano, cujos dados são apresentados na Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Produção total mensal e anual (simulada) de energia do SFCR para inclinação de 6°.

Produção total mensal, sob simulação, de energia do SFCR													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
HSP	4,36	4,24	3,98	3,92	4,26	4,30	5,04	5,67	6,00	6,29	6,14	5,34	4,96
$E_{SFCR}$ [MWh]	20,89	18,70	19,53	18,84	20,82	20,46	23,64	26,28	26,74	28,54	27,26	24,98	23,05
Produção Anual [MWh]												<b>276,68</b>	

Fonte: Elaboração própria.

Os dados apresentados na Tabela 3.10 são resultados das simulações realizadas nos dados horários/diários que estão nos montantes mensais apresentados na Tabela 1.2. Para realizar um comparativo, realizando simulações com base nos dados de irradiação apresentados na Tabela 1.1 que são dados médios mensais, a Tabela 3.11 demonstra de forma similar seus resultados.

Tabela 3.11 - Produção média mensal e anual (simulada) de energia do SFCR para inclinação de 6°.

Produção média mensal, sob simulação, de energia do SFCR													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
HSP	4,36	4,24	3,99	3,93	4,26	4,30	5,04	5,67	6,00	6,29	6,14	5,34	4,96
$E_{SFCR}$ [MWh]	21,82	19,32	20,41	19,50	21,40	20,88	24,27	26,63	26,88	28,82	27,46	25,48	23,57
Produção Anual [MWh]												282,90	

Fonte: Elaboração própria.

Fazendo um comparativo entre os resultados finais das simulações apresentadas nas Tabelas 3.10 e 3.11, os valores finais da produção estimada de energia para um ano apresentou uma diferença de aproximadamente 2,2%. Portanto, os dados simulados de produção de energia anual que será utilizado para a análise financeira será o da Tabela 3.10 que resultou uma produção estimada em 276,68 MWh ao ano.

Foi medido e analisado o dia de menor irradiação, onde no mesmo o sistema conseguirá injetar apenas 43,31% de energia no banco de baterias, quando deveria atingir 80%. Neste dia será necessário acessar a energia da rede da concessionária por aproximadamente 1,37h ou 82 minutos das 3h do horário de ponta. Portanto, ao analisar a totalidade dos dias e que não será alcançado o objetivo de carregar o BB nos 80% necessários, foi identificado que tal quadro se dará em 22 dias ao longo do ano. Esses 22 dias equivalem a 6% do total dos dias do ano, e no total de horas desses dias, tem-se um total de 18h em que o sistema acessará a rede no horário de ponta, um valor aproximado de 1,64% das horas totais do horário de ponta ao longo de um ano.

## 4. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA

Após os estudos de dimensionamento, modelagem e simulação, os quais ensejam a viabilidade técnica do SFCR-Hib, este capítulo descreve a análise financeira, considerando o custo do projeto dimensionado, a energia gerada e as tarifas praticadas pela concessionária elétrica local.

### 4.1 Figuras de mérito econômico

Os estudos econômicos implementados em um projeto de geração de energia através de fonte fotovoltaica têm o intuito da percepção da aferição de lucros que o projeto pode trazer para o investidor. Esta análise é realizada através do conhecimento dos custos de investimento inicial do projeto e de operação e manutenção (O&M), vida útil dos equipamentos e figuras de mérito econômico-financeiro. Sendo algumas das figuras de mérito: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* Simples (PBS) e *Payback* Descontado (PBD).

Segundo Ferreira (2009), um dos fatores mais utilizados é o do Valor Presente Líquido (VPL), que faz uso da concentração de custos e receitas presentes no fluxo de caixa em determinado horizonte de planejamento, utilizando da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), esta é imposta pelo investidor como o retorno mínimo requerido. O VPL representa, então, o lucro de um investidor em determinado projeto submetido aos juros das operações do mercado financeiro, e pode ser calculado pela Equação 4.1 a seguir.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+TMA)^t} \quad (4.1)$$

Onde:

$R_t$  = receita no período t;

$C_t$  = custo no período t;

$n$  = horizonte de planejamento do projeto.

A aceitação do projeto através do critério do VPL para o horizonte de planejamento, utilizando-se da taxa mínima de atratividade, é determinada pelas relações: o projeto apresenta lucro econômico se  $VPL > 0$ , não terá lucro se  $VPL = 0$ , e apresenta prejuízo se  $VPL < 0$ .

Outro critério utilizado na análise econômica de projetos é o da Taxa Interna de Retorno (TIR), que fornece os indicativos sobre os riscos de sua implantação (PINHO; *et al.*, 2008). A TIR é encontrada quando se iguala o VPL a 0, como mostra a Equação 4.2. Portanto, esta etapa

da análise do projeto é realizada por meio do confronto entre a TIR e a TMA e só deve ser continuada caso a TIR seja maior que a TMA definida para o empreendimento.

$$VPL = 0 = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+TIR)^t} \quad (4.2)$$

Seguindo o estudo, Ferreira (2009) aponta o *payback* como o critério de avaliação econômica de mais fácil interpretação, determinando o período de recuperação do capital investido. Pinho, *et al.* (2008) analisa o *payback* como um bom indicador de risco, afirmando que quanto mais próximo este for do final do horizonte de planejamento, mais risco o investidor corre. O período do *payback* simples de um projeto é encontrado quando a soma dos lucros operacionais ( $L_t$ ), período a período, se iguala ao investimento inicial do projeto ( $I_0$ ), como mostrado na Equação 4.3.

$$I_0 = \sum_{t=1}^{t=PBS} L_t \rightarrow t = PBS \quad (4.3)$$

Em contrapartida, o critério do *payback* descontado é definido pela soma algébrica dos lucros operacionais no horizonte de planejamento ( $L_t$ ), descontados para a data inicial do projeto, com o investimento inicial do projeto ( $I_0$ ) e encontrado quando esta soma se iguala a zero, ou seja, período em que o VPL se anula, como pode se observar na Equação 4.4.

$$VPL_{(TMA)} = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=PBD} \frac{L_t}{(1+TMA)^t} = 0 \rightarrow t = PBD \quad (4.4)$$

Portanto, neste projeto, a utilização das figuras de mérito citada anteriormente deve objetivar a adequada tomada de decisão no que diz respeito à viabilidade econômica bem como a rentabilidade do projeto.

## 4.2 Orçamento estimativo

Após o dimensionamento de todos os componentes básicos para a instalação e funcionamento do SFCR-Hib, chega o momento de realizar o orçamento estimativo a fim de se proceder com uma análise financeira para respaldar a viabilidade econômica do empreendimento. Sendo assim, é necessário realizar pesquisa de preços nas empresas especializadas situadas nos grandes centros econômicos como nas regiões Sudeste e Sul do país, e, se necessário, pesquisar também junto a fornecedores no exterior. Grande parte dessas

empresas oferecem seus produtos em seus sítios eletrônicos e através de outros canais de comunicação como e-mail e telefone.

Assim, foi feita a cotação, durante os meses de outubro e novembro de 2021, dos insumos junto as seguintes empresas:

- Minha Casa Solar – L&F Comércio, Projetos e Consultoria Ltda (www.minhacasasolar.com.br);
- Neosolar Energia (www.neosolar.com.br/loja);
- Energy Shop (www.energyshop.com.br);
- Sun Home Energia Solar (www.sunhome.com.br);
- Aldo Componentes Eletrônicos Ltda (www.aldo.com.br);
- AliExpress (www.aliexpress.com);
- RedEnergy Solar Solutions (https://redenergybr.com.br/loja/);
- Alltomatic - Soluções em Energia e Automação (https://sosolar.com.br/);
- MadeiraMadeira Comércio Eletrônico S/A. (www.madeiramadeira.com.br);

Com os preços pesquisados, foi possível elaborar o orçamento conforme a Tabela 4.1:

Tabela 4.1 - Orçamento Estimativo para a instalação deste SFCR-Hib.

It	Discriminação	Und	Quant.	P.Unit.(R\$)	Subtotal (R\$)
01	<i>Sistema Fotovoltaico Conectado à Redes - SFCR</i>				
1.1	Painel Solar de 340Wp Amerisolar AS-6P-340W	und	588,00	624,00	366.912,00
1.2	Inversor Híbrido 20kW SAJ - H1-20K-T2	und	7,00	25.000,00	175.000,00
1.3	Estrutura Painel Solar Romagnole RS-326 Pratic Lite p/ 4 painéis	und	147,00	279,00	41.013,00
1.4	String Box CLAMPER - 4 Strings C.C.+C.A. 2 Saídas 1040V 32A	und	7,00	999,00	6.993,00
1.5	Cj. Quadro de Proteção CA-Solar (50A Dj. AC) Trifásico 380V - QDCA/44	und	7,00	800,00	5.600,00
1.6	Cabo Solar 4mm 1KV Flexível	m	2950,00	3,79	11.180,50
1.7	Cabo Solar 6mm 1KV Flexível	m	530,00	4,99	2644,70
1.8	Conector MC4 MKC4X-B2 Par (macho/fêmea)	Und	60,00	11,50	690,00
	<i>Subtotal</i>				<i>610.033,20</i>
02	<i>Sistema de Armazenamento de Energia</i>				
2.1	Bateria de lítio LiFePO4 DYNESS F-10.0 9,6kWh 48V	und	42,00	26.966,11	1.132.576,62
	<i>Subtotal</i>				<i>1.132.576,62</i>
03	<i>Frete</i>	%	10%		<i>174.260,98</i>
04	<i>Mão-de-Obra*</i>				
4.1	Engenheiro Eletricista com encargos complementares	h	56,00	137,36	7.692,16
4.2	Eletricista 1 com encargos complementares	h	56,00	22,35	1.251,60
4.3	Eletricista 2 com encargos complementares	h	56,00	22,35	1.251,60
4.4	Auxiliar de Eletricista 1	h	56,00	16,50	924,00
4.5	Auxiliar de Eletricista 2	h	56,00	16,50	924,00
4.6	Auxiliar de Eletricista 3	h	56,00	16,50	924,00
	<i>Subtotal</i>				<i>12.967,36</i>
	<b>Total global (R\$)</b>				<b>1.929.838,16</b>

Fonte: Elaboração própria.

(\*) os valores de mão-de-obra tiveram composição de preços baseada na tabela SINAPI, da Caixa Econômica Federal – CEF (Composição AP ref. Set/2021). A execução dos serviços estima-se ser concluída em 7 dias, trabalhando 8 horas/dia, utilizando-se de 1 Eng.º eletricista, 2 eletricistas e 3 auxiliares de eletricista.

### 4.3 Parâmetros de avaliação econômica

A instalação de sistemas fotovoltaicos solicita despesas durante todo o período de funcionamento destes, sendo o investimento inicial o custo de maior significância no projeto, seguido por reposição de equipamentos e custos de operação e manutenção do sistema. A viabilização da implantação de um sistema fotovoltaico no Brasil é dada pela análise da economia que este sistema proporciona na fatura de energia do consumidor.

Portanto, a análise econômica é realizada por meio da comparação entre os custos e receitas advindos com a empregabilidade do sistema fotovoltaico. Em resumo, fatores como a durabilidade e produtividade do sistema, custos de investimentos, manutenção e reposição de equipamentos, tarifas de energia, impostos e reajustes tarifários são dados necessários de conhecimento para a aplicação nos cálculos dos índices econômicos responsáveis pela tradução da atratividade de um projeto.

#### 4.3.1 Despesas com investimentos e manutenção

O custo de instalação do SFCR-Hib para o prédio do HCA, de potência igual a 199,92 kWp, composto por módulos, inversores híbridos, banco de baterias, estrutura para instalação dos módulos em telhado metálico, cabeamento, equipamento de proteção, frete e serviços de instalação, com base no orçamento apresentado na Tabela 4.1 é estimado em R\$ 1.929.838,16. A partir dos valores citados, pode-se calcular o custo do *watt*-pico instalado para o sistema fotovoltaico *on-grid*, com armazenamento de energia, pela relação entre o investimento inicial e a potência total do sistema, obtendo-se assim um valor de R\$ 9,65/Wp. Caso o SFCR não fosse orçado com o banco de baterias, o valor do *watt*-pico seria de R\$ 3,42/Wp.

Para a análise da viabilidade econômica da implantação do sistema fotovoltaico, faz-se necessária a previsão dos custos advindos, além do investimento inicial, durante todos os anos do horizonte de planejamento do projeto. O período em anos em que será realizada esta análise foi escolhido pela vida útil do equipamento de maior durabilidade e significativa participação no custo do empreendimento, sendo este o módulo fotovoltaico com garantia de rendimento pelo fabricante de 25 anos. Logo, durante este período são previstos custos anuais com operação e manutenção (O&M), que foram estimados em 1% do investimento inicial do sistema, e as reposições de equipamentos, consistidos pelos inversores com uma vida útil estimada de 15 anos, e pelas baterias que suportam 6.000 ciclos com DoD até 80% (~16 anos com 1 ciclo/dia).

#### 4.3.2 Receitas sobre a energia gerada

As receitas a serem geradas anualmente são dadas pela economia de energia utilizada da concessionária e não propriamente por recompensa em dinheiro. Dessa forma, o consumidor, através do sistema de compensação de energia vigente, deixa de pagar certa quantia em dinheiro determinada pelas tarifas de energia incidentes por kWh consumido, seja no horário de ponta como também no horário fora de ponta. Logo, as receitas são apuradas pelo produto entre a energia gerada anualmente pelo sistema e as tarifas de energia praticadas pela concessionária em tal período.

Destaca-se que, com o advento da Lei 14.300/2022, que institui o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, os consumidores que utilizam Geração Distribuída (GD) de energia paguem pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) do chamado “fio B”, que remunera as distribuidoras de energia. Assim os créditos gerados pela GD deixam de ser descontados sobre essa parcela da tarifa de energia. Portanto, as receitas geradas pela inserção da GD terão redução para o lado do consumidor.

Embora o Marco Legal da GD estipule tais mudanças, o texto legal estabelece um tempo de carência onde os sistemas de GD em operação só serão submetidos às mudanças a partir de 31/12/2045. O texto também garante essa permanência nas atuais regras para os sistemas que entrarem na GD até 12 meses após a publicação da Lei 14.300/2022, ou seja, permanecerá nas regras atuais quem ativar sua GD até 06/01/2023. Para os novos consumidores, que entrarem na GD a partir de 07/01/2023, a proposta é que comecem a pagar dentro de uma transição de seis anos, que vai de 15% a partir de 2023 e alcançará 90% em 2028.

Diante do exposto no parágrafo anterior, para fins de análise econômica deste estudo, as receitas sobre a energia gerada serão calculadas conforme regras atuais, ou seja, neste trabalho não serão levadas em consideração as mudanças propostas pelo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída.

Conforme exposto anteriormente no item 3.4, a energia estimada que deverá ser gerada, após simulação, realizada para todos os dias do ano, isto é, a incluir perdas por fatores climáticos, eficiência dos equipamentos, entre outros, é 276,68 MWh/ano.

#### 4.3.3 Tarifas de energia

As atuais tarifas de energia (2º semestre/2021), ponta e fora de ponta, incidentes sobre o grupo A4 na estrutura horo sazonal verde, o qual está classificado o perfil de consumo do HCA, identificadas através de consulta no site da Concessionária de Energia do Amapá (CEA

Equatorial), são de R\$/kWh 1,577270 (ponta) e R\$ 0,380370 (fora de ponta), sem a incidência de tributos. Os tributos que incidem sobre estas tarifas são as contribuições federais PIS e COFINS, visto que o HCA é isento de ICMS por se tratar de um prédio público estadual. Como estes tributos variam mensalmente, decidiu-se por adotar os valores obtidos também através de consulta ao site da concessionária de energia, a qual determina os valores de 0,30% para o PIS e 1,37% para o COFINS, usados nos últimos 3 meses. Sendo assim, as tarifas de energia base, com a incidência de tributos, calculada pela Equação 4.5, utilizadas na análise econômica serão de R\$/kWh 1,604058 e R\$/kWh 0,386830 (ponta e fora de ponta, respectivamente).

$$\text{Tarifa com tributos} = \frac{\text{Tarifa de energia}}{1 - (\text{PIS}\% + \text{COFINS}\%)} \quad (4.5)$$

Para este estudo, optou-se pela não adoção das tarifas com incidência de bandeira amarela e vermelha. Uma vez que a inclusão de tais tarifas é resultante dos custos de geração de energia que dependem de condições climáticas, níveis de reservatórios das hidrelétricas e acionamento de usinas termoeletricas.

A determinação da tarifa de energia para um longo período é de difícil projeção, pois está sujeita a reajustes anuais determinados pelos custos de transmissão e distribuição da energia, e índices de inflação. Logo, para o presente estudo preferiu-se determinar uma taxa de reajuste anual para a tarifa através da média aritmética dos últimos dez anos do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), conforme Tabela 4.2, aferido pela Fundação Getúlio Vargas, o qual é parte componente do cálculo do reajuste anual tarifário presente nos contratos de concessão.

Assim a projeção média estimada da tarifa de energia ao decorrer dos 25 anos do projeto será dada por um reajuste anual de 8,54%.

Tabela 4.2 - IGP-M dos últimos 10 anos.

Ano	IGP-M
2012	7,81%
2013	5,52%
2014	3,67%
2015	10,54%
2016	7,19%
2017	-0,53%
2018	7,34%
2019	7,11%
2020	21,10%
2021*	15,70%

Fonte: <http://www.portalbrasil.net/igpm.htm>

\*Acumulado até o mês de outubro

Portanto, a análise financeira deste SFCR-Hib, no fluxo de caixa a seguir, será feita sob dois aspectos: com variação da tarifa e sem a variação da tarifa. Embora, a tendência é de que a análise mais real possível é aquela que será feita com a variação da tarifa.

#### **4.4 Fluxos de caixa**

O que se interessa em saber sobre um projeto é se este trará retorno igual ou superior ao que foi investido e o tempo em que se dará o retorno, sendo este nomeado de *payback*. Como observado no item 4.1, os métodos utilizados serão o do *payback* simples e do *payback* descontado. Enquanto o primeiro é caracterizado pela facilidade de seu cálculo, o segundo faz a aferição dos fluxos de caixas, receitas e custos verificados a cada ano de vida do projeto, trazidos ao presente. Para tal, uma taxa de desconto, ou taxa mínima de atratividade (TMA), definida pelo empreendedor é aplicada de modo a descontar o fluxo de caixa, isto se deve ao fato de o dinheiro futuro ter menor valor do que o dinheiro presente.

A TMA escolhida nesta análise foi fixada utilizando-se da taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, taxa básica da economia no Brasil fixada pelo Comitê de Política Monetária do Banco Central – COPOM, em 27/10/2021, pelo sítio do Banco Central do Brasil, e tem seu valor determinado em 7,75% ao ano. Embora a taxa atual, abril/2022 está em 11,75% ao ano, a média das doze últimas fixações dessa taxa está calculada em 5,62% ao ano. Portanto, opta-se neste trabalho em manter a taxa de 7,75% pois nas medições dos últimos 12 meses, há forte instabilidade com valor mínimo de 2% e o atual valor de 11,75%, refletindo incertezas no cenário financeiro nacional e internacional motivado por crises nos preços dos combustíveis de matriz petrolífera, comércio internacional pós pandemia e guerra no Leste Europeu.

Em resumo, a Tabela 4.3 a seguir, mostra os principais dados a serem utilizados na análise econômica do empreendimento.

Tabela 4.3 - Dados a serem aplicados para análise de viabilidade econômica do SFCR-Hib.

Dados	Valor
Potência instalada GFV	199,92kW
Investimento inicial	R\$ 1.929.838,16
Custo de instalação	R\$ 9,65/Wp
Horizonte de planejamento	25 anos
O&M ao ano	1% do investimento inicial
Reposição de inversores	15 anos
Reposição de baterias	16 anos
Energia gerada	276,68 MWh/ano
Taxa de reajuste anual da tarifa	8,54% a.a.
Tarifa de energia sem tributação (ponta)	R\$ 1,577270/kWh
Tarifa de energia sem tributação (f. ponta)	R\$ 0,380370/kWh
PIS	0,30%
COFINS	1,37%
Taxa mínima de atratividade (TMA)	7,75% a.a.

Fonte: Elaboração própria

#### 4.4.1 Análise sem variação das tarifas: PBS e PBD

Utilizando dos parâmetros apresentados na Tabela 4.3, as receitas e os custos anuais sem a variação das tarifas de energia ao decorrer do horizonte de planejamento são expostos na Tabela 4.4, em *payback* simples, a seguir. O saldo do projeto, sem a aplicação de taxa de juros, custo de oportunidade ou inflação pode então ser encontrado de maneira simples através do cumulativo das receitas e custos do projeto ao decorrer dos anos.

Tabela 4.4 - Dados anuais de receitas e custos com tarifa de energia fixa ao longo dos anos (*payback* simples).  
(continua)

Ano	Investimento inicial (R\$)	Custos com reposição (R\$)	O&M (R\$)	E. Gerada (kWh/ano)		Tarifas*(R\$/kWh)		Receitas (R\$)	Custos (R\$)	Lucro (R\$)	Saldo VPL (R\$)
				Ponta	F. Ponta	Ponta (R\$)	F. Ponta (R\$)				
0	1.929.838,16	-	12.967,36					0,00	1.929.838,16	-1.929.838,16	-1.929.838,16
1	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-1.710.656,96
2	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-1.491.475,76
3	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-1.272.294,55
4	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-1.053.113,35
5	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-833.932,15
6	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-614.750,95
7	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-395.569,74
8	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-176.388,54
9	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	42.792,66
10	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	261.973,87
11	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	481.155,07
12	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	700.336,27
13	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	919.517,47
14	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	1.138.698,68

Tabela 4.4 - Dados anuais de receitas e custos com tarifa de energia fixa ao longo dos anos (*payback* simples).  
(conclusão)

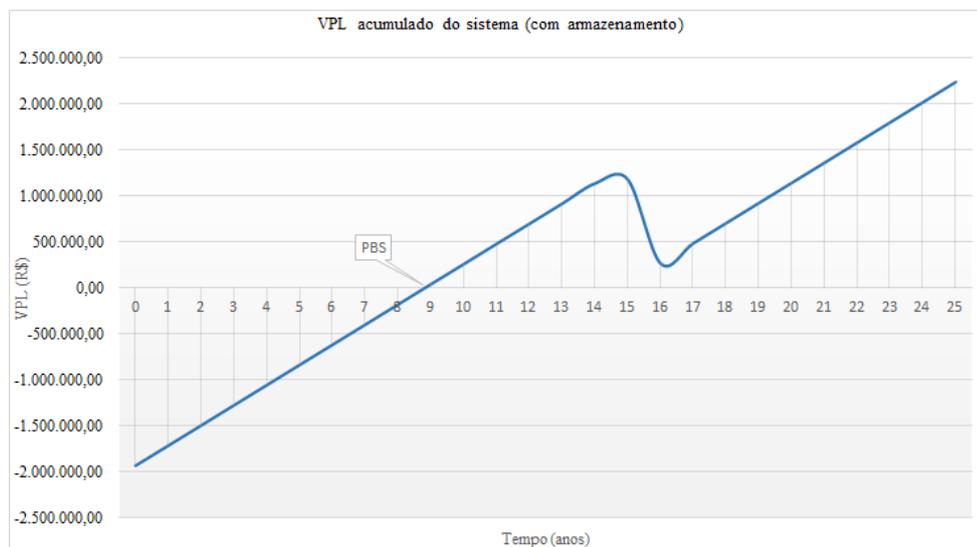
Ano	Investimento inicial (R\$)	Custos com reposição (R\$)	O&M (R\$)	E. Gerada (kWh/ano)		Tarifas*(R\$/kWh)		Receitas (R\$)	Custos (R\$)	Lucro (R\$)	Saldo VPL (R\$)
				Ponta	F. Ponta	Ponta (R\$)	F. Ponta (R\$)				
15	-	175.000,00	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	194.298,38	44.181,20	1.182.879,88
16	-	1.132.576,62	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	1.151.875,00	-913.395,42	269.484,46
17	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	488.665,67
18	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	707.846,87
19	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	927.028,07
20	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	1.146.209,27
21	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	1.365.390,48
22	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	1.584.571,68
23	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	1.803.752,88
24	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	2.022.934,08
25	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	2.242.115,29

Fonte: Elaboração própria.

(\*) com incidência de tributos: PIS e COFINS.

Assim, o *payback* simples, calculado pela Equação 4.3, é equivalente a 8,8 anos ou 8 anos e 9 meses. A Tabela 4.4 pode ser melhor compreendida pela curva gráfica apresentada na Figura 4.1 a seguir.

Figura 4.1 – Gráfico do VPL para o *payback* simples (PBS).



Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, considerando taxas e custo de oportunidade e de posse dos custos e receitas anuais previstos do sistema e da taxa de juros empregada (TMA) com o mesmo valor

de 7,75% a.a., o VPL é calculado, ainda sem reajuste anual das tarifas de energia, conforme Equação 4.1 e seus valores podem ser observados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - VPL do sistema com aplicação de taxa de juros (TMA).

Ano	Lucro (R\$)	VPL (R\$)	Saldo VPL (R\$)
0	-1.929.838,16	-1.929.838,16	-1.929.838,16
1	219.181,20	203.416,43	-1.726.421,73
...	...	...	...
23	219.181,20	39.373,67	-9.936,36
24	219.181,20	36.541,69	26.605,33
25	219.181,20	33.913,40	60.518,73

Fonte: Elaboração própria.

O saldo VPL demonstra o lucro que compensa gradativamente o investimento inicial e demais custos trazidos ao valor presente num horizonte de 25 anos para projeto do SFCR. Observando os resultados na Tabela 4.5, o cálculo do *payback* descontado dado pela Equação 4.4 é determinado em mais de 23 anos (23 anos e 3 meses), o que tornaria o investimento de baixa atratividade economicamente.

Conforme Equação 4.2, a TIR, taxa que iguala o investimento inicial com os lucros do sistema para o horizonte de planejamento, tem seu valor apurado em 8,17%. Como visto anteriormente, para apresentar boa atratividade no investimento a taxa TIR deve ser maior que a TMA, o que demonstrou a primeira pouco maior que segunda, tornando-o pouco atrativo. Fica demonstrado que, para se considerar um PBD mantendo sem reajustes anuais as tarifas de energia, levando o lucro futuro a desvalorizar seu acumulado, o investidor poderá também repensar em uma menor TMA, diminuindo sua imposição de lucro, caso queira “pagar” o empreendimento dentro dos 20 anos, nesta hipótese por exemplo.

#### 4.4.2 Análise com variação das tarifas em PBD

A consideração da variação das tarifas de energia ao decorrer do horizonte de planejamento proporciona significativa diferença nos resultados da análise econômica do sistema. A Tabela 4.6 exhibe o fluxo de caixa deste projeto, agora variando a tarifa de energia elétrica através de uma taxa de crescimento de 8,54% ao ano.

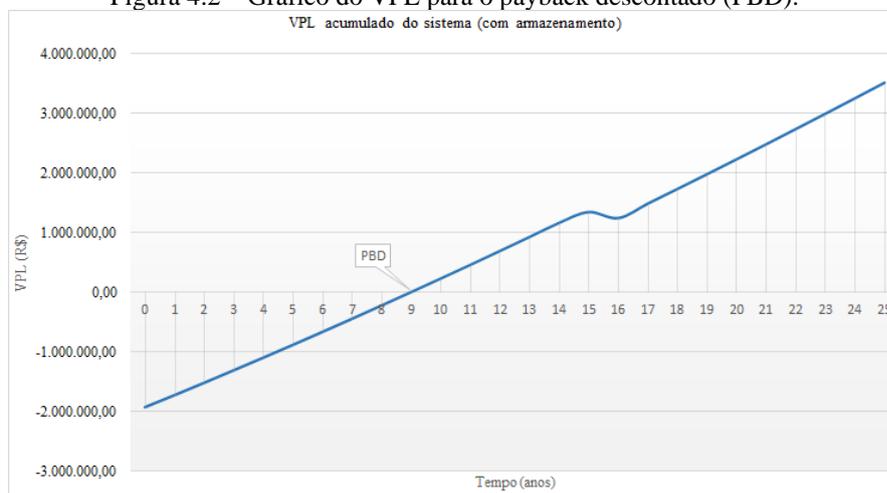
Tabela 4.6 - Dados anuais de receitas e custos com reajuste tarifário e taxa de juros ao longo dos anos.

Ano	Investimento inicial (R\$)	Custos com reposição (R\$)	O&M (R\$)	E. Gerada (kWh/ano)		Tarifas* (R\$/kWh)		Receitas (R\$)	Custos (R\$)	Lucro (R\$)	Saldo VPL (R\$)
				Ponta	F. Ponta	Ponta (R\$)	F. Ponta (R\$)				
0	1.929.838,16	-	12.967,36					0,00	1.929.838,16	-1.929.838,16	-1.929.838,16
1	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,604058	0,386830	238.479,58	19.298,38	219.181,20	-1.726.421,73
2	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,741044	0,419865	258.845,74	19.298,38	239.547,36	-1.520.094,37
3	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	1,889729	0,455722	280.951,17	19.298,38	261.652,79	-1.310.936,83
4	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	2,051112	0,494640	304.944,40	19.298,38	285.646,02	-1.099.023,12
5	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	2,226277	0,536883	330.986,65	19.298,38	311.688,27	-884.420,97
6	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	2,416401	0,582733	359.252,91	19.298,38	339.954,53	-667.192,30
7	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	2,622762	0,632498	389.933,11	19.298,38	370.634,72	-447.393,58
8	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	2,846746	0,686513	423.233,39	19.298,38	403.935,01	-225.076,27
9	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	3,089858	0,745142	459.377,53	19.298,38	440.079,14	-287,16
10	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	3,353732	0,808777	498.608,37	19.298,38	479.309,98	226.931,34
11	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	3,640141	0,877846	541.189,52	19.298,38	521.891,14	456.540,84
12	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	3,951009	0,952814	587.407,11	19.298,38	568.108,72	688.506,72
13	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	4,288425	1,034184	637.571,67	19.298,38	618.273,29	922.797,86
14	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	4,654656	1,122504	692.020,29	19.298,38	672.721,91	1.159.386,38
15	-	175.000,00	19.298,38	109.500,00	162.436,34	5,052164	1,218366	751.118,83	194.298,38	556.820,44	1.341.128,67
16	-	1.132.576,62	19.298,38	109.500,00	162.436,34	5,483619	1,322414	815.264,37	1.151.875,00	-336.610,63	1.239.163,61
17	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	5,951920	1,435348	884.887,95	19.298,38	865.589,57	1.482.506,29
18	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	6,460214	1,557927	960.457,38	19.298,38	941.159,00	1.728.063,10
19	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	7,011916	1,690974	1.042.480,44	19.298,38	1.023.182,06	1.975.819,35
20	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	7,610734	1,835383	1.131.508,27	19.298,38	1.112.209,89	2.225.762,46
21	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	8,260690	1,992125	1.228.139,08	19.298,38	1.208.840,70	2.477.881,83
22	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	8,966153	2,162252	1.333.022,16	19.298,38	1.313.723,78	2.732.168,70
23	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	9,731863	2,346909	1.446.862,25	19.298,38	1.427.563,87	2.988.616,00
24	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	10,562964	2,547335	1.570.424,29	19.298,38	1.551.125,90	3.247.218,29
25	-	-	19.298,38	109.500,00	162.436,34	11,465041	2,764877	1.704.538,52	19.298,38	1.685.240,14	3.507.971,59

Fonte: Elaboração própria.

(\*) Reajuste anual tarifário de 8,54%.

Logo, o cálculo do *payback* descontado, dado pela Equação 4.4, resulta em um valor igual a 9 anos. A TIR, encontrada pela Equação 4.2, tem seu valor igual a 18,55%. Comparando o gráfico da Figura 4.1 com o da Figura 4.2, pode-se observar que o prazo do PBD é praticamente igual com a diferença de 3 meses a mais.

Figura 4.2 – Gráfico do VPL para o *payback* descontado (PBD).

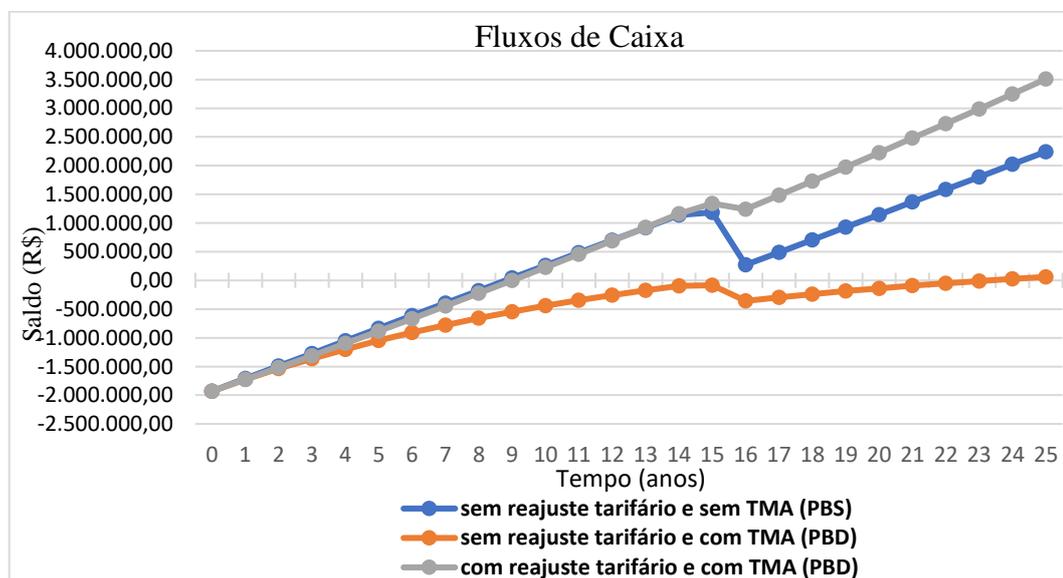
Fonte: Elaboração própria.

Outra diferença marcante é a oscilação das curvas nos anos 15 e 16 do período. A oscilação para o PBS é mais acentuada, chegando ao valor do VPL bem mais baixo em comparação com a curva do PBD, em virtude da troca de inversores e do banco de baterias. Já na curva do gráfico PBD essa oscilação é mais discreta, mantendo-se o lucro do VPL e em consequência um maior lucro ao final dos 25 anos.

#### 4.4.3 Análise dos fluxos de caixa

A partir da construção dos fluxos de caixas apresentados anteriormente e resultados obtidos, é possível observar que a tradução da atratividade econômica de um projeto depende dos critérios de avaliação utilizados e da interpretação de tais métodos. Em resumo, a Figura 4.3, traz a projeção em forma gráfica dos saldos em caixa ao fim de cada ano do período definido para a durabilidade do sistema nas três configurações consideradas anteriormente. Deste modo, é de fácil observação o *payback* de cada situação no tempo em que o saldo se iguala a zero.

Figura 4.3 - Saldo líquido durante a vida útil do SFCR.



Fonte: Elaboração própria.

Analisando os três casos, fica evidente que o menor período de retorno é encontrado no caso onde não é considerada variação da tarifa de energia e feito uso do critério *payback* simples (curva azul), resultando em um saldo positivo aos 8,8 anos de vida do empreendimento, o que tornaria o projeto mais atrativo. Entretanto, este método tem como desvantagem o fato de ignorar o valor do dinheiro no tempo, o que o torna sem credibilidade para projetos de longo

prazo. Por outro lado, o *payback* descontado, método considerado nos outros dois casos, faz uso da TMA para descontar as receitas e custos no período futuro. Assim, no caso mais atrativo (curva cinza), com a variação da tarifa de energia no tempo, é apresentado um *payback* de 9 anos, o que não é um valor muito discrepante ao encontrado no primeiro caso.

Os três casos considerados, utilizando diferentes parâmetros e critérios de avaliação devido as incertezas na previsão de alguns dados para o futuro, apontam atratividade do sistema em termos monetários, pois, em ambas as situações, o investimento inicial é pago durante o período de vida útil do projeto. A tendência é que o investimento se torne mais atrativo futuramente com o aumento da tarifa de energia elétrica e redução dos custos de aquisição dos equipamentos, tornando a curva mais vertical (maior lucro e menor tempo).

#### **4.5 Análise dos resultados com sensibilidade econômica**

Quando pequenas mudanças em valores de variáveis podem acarretar mudança na escolha da decisão ou opção analisada, se está diante de uma decisão sensível. Neste projeto de SFCR-Hib, pode-se apontar como variáveis que sensibilizam significativamente a decisão do consumidor: o valor do custo da potência instalada (R\$/Wp) e a taxa de variação da tarifa de energia cobrada pela concessionária. Na primeira, como projeção, pode-se considerar a hipótese em que o custo dos equipamentos (GFV e baterias, por exemplo) sofra queda ao longo do tempo em virtude de incentivos fiscais e flutuações no câmbio de moeda estrangeira. Na segunda variável, pode-se considerar como hipótese de predição, um aumento gradativo e/ou acentuado da tarifa de energia, considerando o cenário instável dos grandes reservatórios hídricos que abastecem a maioria das usinas hidrelétricas do país, acarretando o uso de energia de fonte termelétrica e a consequente mudança no sistema de bandeiras tarifárias, além dos reajustes de *database* anuais estabelecidos pela ANEEL, que levam em consideração os índices de inflação, investimentos, despesas, e *etc.* das distribuidoras.

Devido às incertezas futuras, considerou-se uma margem de redução do preço do Wp instalado para este projeto de 9,65 R\$/Wp à 5,80 R\$/Wp, ou seja, uma escala de redução de até 40%. Por outro lado, a fim de averiguar o impacto que diferentes variações tarifárias acarretam no *payback* descontado do sistema, foi realizada junto a CEA Equatorial pesquisa dos reajustes anuais e revisões periódicas tarifárias nos últimos dez anos.

Os valores expostos na Tabela 4.7 a seguir, são reajustes aplicadas à classe A4, em que se encontra o perfil de consumo do HCA. É feita uma comparação com os índices anuais do

IGP-M (já descritos na Tabela 4.3) e do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Tabela 4.7 - Histórico de reajustes e revisões tarifários de energia elétrica.

Ano	CEA	IGP-M	IPCA
2011	0,00%	5,09%	6,50%
2012	0,00%	7,81%	5,87%
2013	28,67%	5,52%	5,91%
2014	8,82%	3,67%	6,41%
2015	-8,41%	10,54%	10,67%
2016	49,75%	7,19%	6,26%
2017	38,59%	-0,53%	2,95%
2018	2,22%	7,34%	3,75%
2019	-9,13%	7,11%	4,31%
2020	1,65%	21,10%	4,52%
Acumul.	112,16%	74,84%	57,15%
média	11,22%	7,48%	5,72%

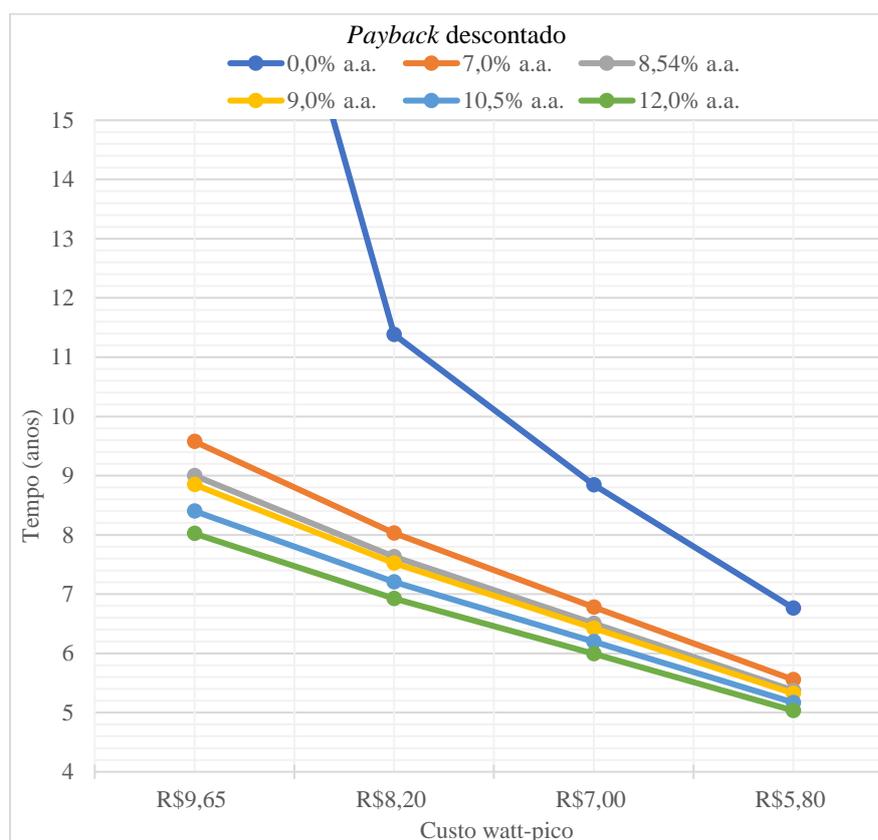
Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 4.7 nota-se que, tanto no acumulado quanto na média, os reajustes executados pela concessionária amapaense superaram os valores do IGP-M e IPCA.

Desse modo, para se ter um limite de variação próximo e acima do valor médio das correções das tarifas de energia da distribuidora citada, optou-se por adotar o reajuste anual tarifário máximo utilizado nessa análise de sensibilidade igual a 12%. Os outros cinco valores de reajustes utilizados serão decrescidos em aproximadamente 1,50% do valor anterior, dentre eles estão o valor padrão obtido neste trabalho através da média do IGP-M igual a 8,54% e o caso sem reajuste anual tarifário ou 0% de reajuste ao ano, para que se tenha uma amostragem abrangente dos possíveis cenários de perspectivas futuras.

Conforme a Figura 4.4, na análise de sensibilidade variando-se o custo da potência instalada para diferentes reajustes tarifários, pode-se observar a redução do *payback* descontado diretamente proporcional à redução do custo, além de se tornar menos atrativo para menores reajustes tarifários.

Figura 4.4 - Gráfico de sensibilidade da variação custo e do reajuste anual tarifário.



Fonte: Elaboração própria.

O impacto que a variação das condições custo do Wp instalado e taxa de variação da tarifa de energia, mantendo as demais condições constantes para este projeto de minigeração, causa no tempo de retorno do investimento, é considerável. Como pode-se observar na Figura 4.4, no melhor caso (curva verde), considerando-se o custo do investimento equivalente à 5,80 R\$/Wp instalado e o reajuste tarifário de 12% ao ano, o *payback* apresentado pelo sistema seria em torno de 5 anos e 3 meses. Em contrapartida, no pior caso, com o custo de 9,65 R\$/Wp instalado e sem reajuste tarifário, o *payback* seria obtido aos 23,27 anos; o que já seria sem atratividade.

O comportamento do *payback* nas diferentes curvas demonstram sua sensibilização às variáveis alteradas, o que causa ampla influência na avaliação da atratividade financeira. Conforme demonstrado neste projeto, já existem condições favoráveis para a implementação de minigeração com sistemas fotovoltaicos, e as perspectivas futuras são que não somente as variáveis aqui alteradas, mas outras condições além delas, venham a sensibilizar as decisões tomadas pelo consumidor em favor da geração fotovoltaica.

Por outro lado, considerando a Agenda 2030 das Organizações das Nações Unidas (ONU) que aponta os objetivos do desenvolvimento sustentável, “são um apelo global à ação

para acabar com a pobreza, proteger o meio ambiente e o clima e garantir que as pessoas, em todos os lugares, possam desfrutar de paz e de prosperidade”, este estudo está de acordo com os objetivos 7 (energia limpa e acessível), 9 (indústria, inovação e infraestrutura) e 11 (cidades e comunidades sustentáveis).

## CONCLUSÃO

O presente trabalho procurou elaborar um projeto de um SFCR com armazenamento de energia, baseado no estudo da tecnologia fotovoltaica na revisão literária, previsão de normas para a configuração de SFCR, estudo de caso para o empreendimento do HCA com levantamento da carga, bem como levou em consideração um orçamento estimativo composto por preços de mercado e na atual tarifa de energia, embasando a análise econômica de viabilidade em função do percurso do tempo. Todo esse estudo objetivou demonstrar a viabilidade técnica para a configuração desejada, bem como apresentar uma alternativa econômica referente aos gastos com energia, através de uma forma de geração distribuída, renovável e com menor impacto ambiental.

No que tange à viabilidade técnica, como requisito, foi feita a análise da radiação solar especificamente para a localização da cidade de Macapá-AP, tanto no plano horizontal como no plano inclinado trazendo ao estudo o valor mais aproximado possível da capacidade de geração de energia fotovoltaica no prédio avaliado. De posse desses dados, foi feito um dimensionamento dos equipamentos que compõem um SFCR, com capacidade de geração limitada na demanda contratada atual do empreendimento de forma a respeitar a norma vigente, com a vantagem de poder armazenar energia para poder usá-la em momento mais oportuno.

Ficou demonstrado a possibilidade de dimensionar um sistema de geração com estrutura de armazenamento para que o usuário, utilizando um inversor de geração atual, possa gerenciar a geração e armazenamento de energia, com possibilidade de utilizá-la de forma a buscar maior economia junto à concessionária fornecedora. Embora demonstrada a viabilidade técnica, sob simulação dos perfis dos diversos dias do ano, foi possível observar que haverá dias em que o GFV não conseguirá acumular a quantidade de energia mínima para cumprir o planejado. Dias de baixa geração ocasionarão na antecipação horária do consumo comercial de energia junto à concessionária, dentro do período de ponta. Os inversores que atuam nesses moldes podem também carregar o BB, frente a um dia de má irradiação, durante o dia com energia da rede cujo preço está sob tarifa fora de ponta, opção esta não abordada neste trabalho.

A respeito da viabilidade econômica, o trabalho procurou compor um orçamento levando em consideração todos os equipamentos e insumos, levando em conta também o custo de transporte. De posse desse orçamento estimativo, foi realizado um estudo econômico utilizando as devidas figuras de mérito, considerando todas as despesas e receitas envolvidas no projeto, resultando no retorno do investimento no prazo em torno de 9 anos. Mesmo enquadrando no médio prazo e comportando um banco de baterias moderno, o projeto se

demonstrou atrativo e viável economicamente, pois o sistema é de tempo de vida útil superior a 20 anos e seus gastos serão pagos com recursos públicos.

Fazendo um comparativo com esse mesmo SFCR sem sistema de armazenamento, ou seja, sem contemplar o banco de baterias e com a substituição do inversor carregador para inversor *on-grid* convencional, tem-se um orçamento global em torno de 67% menor e com a compensação tarifária ocorrendo apenas em horário fora de ponta. Neste cenário o retorno do investimento seria no prazo em torno de 6,43 anos (6 anos e 5 meses). Demonstrando ainda ser mais atrativo economicamente do que o sistema analisado neste estudo, considerando os atuais preços dos equipamentos. Entretanto, sua desvantagem seria o não alívio do sistema de distribuição em horário de pico.

No geral, pode-se considerar que mesmo com os pontos negativos envolvidos nesse projeto, como os custos dos equipamentos, este demonstrou que é possível e salutar a instalação de um sistema de geração distribuída utilizando a matriz solar. A análise de sensibilidade procurou mostrar que pode ser ainda mais promissor este empreendimento, com possibilidade de retorno em menor tempo. O SFCR projetado para o HCA pode ser um modelo para demais prédios públicos ou para empreendimentos privados que são do grupo A de consumo de energia, como indústrias, supermercados e *shopping centers*.

Para consumidores de baixa tensão, ou seja, consumidores residenciais, um SFCR provavelmente poderá ser mais vantajoso, levando em consideração que sua tarifa de consumo é mais cara do que as praticadas para o grupo A, e utilizando os critérios econômicos adotados aqui, o tempo de retorno do investimento cairia para aproximadamente 7 anos sob *payback* descontado.

Assim, um sistema fotovoltaico conectado à rede, com possibilidade de armazenamento de energia, se apresenta como uma alternativa segura e confiável na complementação da matriz energética sendo uma alternativa viável em tempos de crises energéticas e ampliando o uso de fontes de energia limpa e renovável de forma distribuída, além, é claro, de criar um mercado técnico promissor incentivando o desenvolvimento e qualificação de profissionais da engenharia.

O dimensionamento e simulação desenvolvidos neste trabalho torna-se uma relevante ferramenta para estudos futuros, propondo-se como continuidade e aprofundamento deste trabalho, os seguintes temas: estudo e análise de outras estratégias de operação do inversor híbrido, como por exemplo o uso da energia disponibilizada pela rede para complementar o carregamento do BB nos dias em que a geração FV não conseguir carregá-lo; a utilização do sistema *backup* diesel para suprir a carga no horário de ponta quando o BB cessar seu

fornecimento; remodelar o SFCR-Hib analisando técnico e economicamente sua viabilidade para um modelo *retrofit* autossuficiente, considerando o fornecimento da rede pública como um sistema secundário (*backup*) de energia; avaliar economicamente sob condições de incentivos políticos fiscais, como alívio do sistema de distribuição no horário de ponta, bem como sua análise sob condições de tarifas submetidas às políticas estabelecidas pelo novo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída.

## **PUBLICAÇÃO RELACIONADA AO TRABALHO**

### **Artigo submetido e aprovado**

**ARAÚJO, R. S.; RODRIGUES, M. J. S.; BRITO, A. U.; MACÊDO, W. N.** Dimensionamento, Simulação e Análise Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com Armazenamento de Energia, para um Hospital em Macapá. In: **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 2022**, Florianópolis.

## REFERÊNCIAS

ALVES, Gustavo. *et al.* Energia Solar no Brasil. **Revista O Setor Elétrico**, n. 104, set. 2014. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/energia-solar-no-brasil/>. Acesso em: 10 out. 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistemas de Informações de Geração da Aneel - SIGA**, Brasília, abr. 2020. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 22 jul. 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – **PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**, Diretoria Geral, Brasília, mar. 2016. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf). Acesso em: 04 nov. 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n.º 482/2012**, Diretoria Geral, Brasília, abr. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 04 mar. 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n.º 517/2012**, Diretoria Geral, Brasília, dez. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. Acesso em: 04 mar. 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n.º 687/2015**, Diretoria Geral, Brasília, nov. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 04 mar. 2022.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 5410**: instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR ISO 8528-3**: Grupos geradores de corrente alternada acionados por motores alternativos de combustão interna. Rio de Janeiro, 2014.

CEA Equatorial – Companhia de Eletricidade do Amapá. **NTD – 08: Norma Técnica de Distribuição para Conexão de Acessantes à Rede de Distribuição da CEA Equatorial. Conexão em Baixa Tensão**, Diretoria de Planejamento e Expansão, Macapá, dez. 2013. Disponível em: <https://cea.amapa.gov.br/det2.php?id=3169>. Acesso em: 18 nov. 2021.

CEA Equatorial – Companhia de Eletricidade do Amapá. **NTD – 09: Norma Técnica de Distribuição para Conexão de Acessantes à Rede de Distribuição da CEA Equatorial. Conexão em Média Tensão**, Diretoria de Planejamento e Expansão, Macapá, dez. 2013. Disponível em: <https://cea.amapa.gov.br/det2.php?id=3169>. Acesso em: 18 nov. 2021.

FAÇANHA, Weverton. Sudam no Amapá: Governo apresenta projetos para o desenvolvimento com recursos naturais. **Portal de notícia do Governo do Amapá**, Macapá-AP, 21 set. 2021. Disponível em: <https://www.portal.ap.gov.br/noticia/2109/sudam-no-amapa-governo-apresenta-projetos-para-o-desenvolvimento-com-recursos-naturais>. Acesso em: 03 mai. 2022.

FERREIRA, Roberto G. **Engenharia Econômica e Avaliação de Projetos de Investimento**. 1.Ed. São Paulo: Atlas, 2009.

INMETRO. **Conheça o Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE**. [2021]. Disponível em: <https://www.gov.br/inmetro/pt-br/assuntos/avaliacao-da-conformidade/programa-brasileiro-de-etiquetagem/conheca-o-programa>. Acesso em: 07 fev. 2022.

KURZWEIL, P.; BRANDT, K.; **Chapter 3 - Overview of Rechargeable Lithium Battery Systems**. In: *Electrochemical power sources: fundamentals, systems and applications*. Elsevier, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444637772000037>. Acesso em: 21 out. 2021.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2006, 201f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa de interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo. Disponível em: [www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Doutorado\\_Wilson\\_Macedo.pdf](http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Doutorado_Wilson_Macedo.pdf). Acesso em: 21 ago. 2021.

MARQUES, D. D.; BRITO, A. U.; CUNHA, A. **Estudo da Variação da Radiação Solar no Amapá: Análise Comparativa entre os municípios de Macapá, Pacuí e Oiapoque em 2007**. In: XV CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA – CBMET: A meteorologia e as cidades, São Paulo, 2008.

MASTERS, Gilbert M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. Second Edition. United States of the America: Wiley, 2013.

MOCELIN, A. R. **Qualificação Profissional e Capacitação Laboratorial em Sistemas Fotovoltaicos**. 2014, 300f. Tese (Doutorado em Ciências) - Curso de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. Disponível em: [http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Tese\\_Andre\\_Mocelin.pdf](http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Tese_Andre_Mocelin.pdf). Acesso em: 25 jul. 2021.

PEREIRA, Filipe A. S.; OLIVEIRA, Manuel Ângelo S. **Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica**. 1.Ed. Porto - Portugal: Publindústria, 2011.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro. CEPEL - CRESESB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro>. Acesso em: 04 jul. 2021.

PINHO, João Tavares. *et al.* **Manual de implantação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico – Eólico – Diesel para geração de energia elétrica**. Belém. MME-PNUD-UFPA-FADESP, 2008. Disponível em: <http://www.ufpa.br/inct-ereea/ManualSistemasHibridos.pdf>. Acesso em: 04 jul. 2019.

RASHID, Muhammad H. **Eletrônica de Potência – Dispositivos, circuitos e aplicações**. 4.Ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2015.

RODRIGUES, M. A.; ROMANELI, E. F. R.; JUNIOR, J. U. **Modos de Operação do Inversor Bidirecional Aplicáveis ao Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com Armazenamento**

**de Energia.** In: XII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – CBPE: Online, 2020. Disponível em: [https://utfpr-ct-static-content.s3.amazonaws.com/labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2020/11/27.CBPE\\_MODOS-DE-OPERACAO-DO-INVERSOR-BIDIRECIONAL-APLICAVEIS-AO-SISTEMA-FOTOVOLTAICO-CONECTADO-A-REDE-COM-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA.pdf](https://utfpr-ct-static-content.s3.amazonaws.com/labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2020/11/27.CBPE_MODOS-DE-OPERACAO-DO-INVERSOR-BIDIRECIONAL-APLICAVEIS-AO-SISTEMA-FOTOVOLTAICO-CONECTADO-A-REDE-COM-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA.pdf). Acesso em: 19 ago. 2021.

ROVERSI, K.; RAMPINELLI, G. A.; **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.** In: VIII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR – CBENS: Fortaleza, 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/836>. Acesso em: 20 dez. 2021.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos.** 1.Ed. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004.

SCARABELOT, Letícia Toretí. **Influência do Fator de Dimensionamento de Inversor no Desempenho Termoenergético de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída.** 2020, 153f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/219475>. Acesso em: 30 jan. 2021.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações.** 2.Ed. São Paulo: Érica, 2015.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Tecnologias de Baterias Elétricas.** Revista Canal Solar. N.º 2 – Edição Temática, p. 7-20, fev. 2021.

YANG, Renata Lautert *et al.*; **Análise do Fator de Dimensionamento de Inversores em Sistemas Fotovoltaicos de Filmes Finos.** In: 13<sup>th</sup> SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL – CEPOC 2021: Santa Maria-RS, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/21827>. Acesso em: 15 mar. 2022.

ZHANG, X.; GAO, Q.; GUO, Z.; ZHANG, H.; LI, M.; LI, F.; **Coordinated control strategy for a PV-storage grid-connected system based on a virtual synchronous generator.** ScienceDirect, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096511720300256>. Acesso em: 23 out. 2021.

ZHANG, Shirong; TANG, Yuling; **Optimal schedule of grid-connected residential PV generation systems with battery storages under time-of-use and step tariffs.** Journal of Energy Storage. Elsevier, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X18308454>. Acesso em: 08 set. 2021.

ZILLES, Roberto.*et al.* **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** 1.Ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.