

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

Julio Ziviani Pochmann

Análise de Viabilidade do Uso de Sistemas de Armazenamento de Energia em
Sistemas Fotovoltaicos Residenciais em Horário de Ponta Aplicado a Belo Horizonte

Belo Horizonte

2018

Julio Ziviani Pochmann

Análise de Viabilidade do Uso de Sistemas de Armazenamento de Energia em
Sistemas Fotovoltaicos Residenciais em Horário de Ponta Aplicado a Belo Horizonte

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia da Energia, Em Associação Ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del-Rei, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof^o. Dr^o. José Henrique Martins Neto

Belo Horizonte

2018

P739a Pochmann, Julio Ziviani
Análise de viabilidade do uso de sistemas de armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos residenciais em horário de ponta aplicado a Belo Horizonte. / Julio Ziviani Pochmann. -- Belo Horizonte, 2018.
xv, 222 f. : il.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia em associação ampla com a Universidade Federal de São João Del Rei, 2018.

Orientador: Prof. Dr. José Henrique Martins Neto

Bibliografia

1. Sistemas de Energia Fotovoltaica. 2. Energia - Armazenamento. 3. Estudos de Viabilidade. I. Martins Neto, José Henrique. II. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. III. Título

CDD 621.3126

Julio Ziviani Pochmann

Análise de Viabilidade do Uso de Sistemas de Armazenamento de Energia em
Sistemas Fotovoltaicos Residenciais em Horário de Ponta Aplicado a Belo Horizonte

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia da Energia, Em Associação Ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del Rei, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

Aprovado em ____ de _____ de ____.

Banca Examinadora

Prof^o. Dr^o. _____
José Henrique Martins Neto

Prof^o. Dr^o. _____
Frederico Romagnoli Silveira Lima

Prof^o. Dr^o. _____
Luís Guilherme Monteiro Oliveira

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família, namorada, orientador e todas as pessoas que, de alguma forma, contribuíram para a sua elaboração.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Gerson e Maria Inês, por tudo que fizeram pela minha educação, pelo amor infinito, pelos ensinamentos, pela paciência e por estarem sempre por perto, em momentos bons e ruins. Agradeço também ao meu irmão, Juliano, pelo amor, torcida e pelo companheirismo. Não menos importante, agradeço a minha namorada, Rafaela, pela paciência nas incontáveis reclamações, pelo carinho e amor dedicados e, principalmente, pelo exemplo de esforço e dedicação.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. José Henrique Martins Neto, por estar sempre disponível, pela paciência, compreensão e exigência, sempre prezando pela excelência da pesquisa acadêmica. Agradeço também aos professores Dr. Frederico Romagnoli Silveira Lima e Dr. Luís Guilherme Monteiro Oliveira pelas correções e sugestões para melhoria do trabalho.

Agradeço a todos meus amigos pelo apoio, especialmente e nominalmente ao Fernando e ao Wilson pela inestimável ajuda na elaboração do trabalho e ao Victor pelos conselhos universitários.

Agradeço à CEMIG pelo apoio e disponibilização de dados. Agradeço também à PRODABEL pelos dados fornecidos, principalmente ao Felipe Antônio Carneiro, pela disponibilidade e pela presteza em ajudar.

Agradeço ao secretário executivo do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, Marcos Lins de Oliveira, pela ajuda e compreensão. Agradeço também aos professores do Programa pelos ensinamentos compartilhados.

Por fim, agradeço à CAPES pelo auxílio financeiro proporcionado.

RESUMO

Sistemas residenciais de geração de energia fotovoltaica tem vivenciado significativa popularização. Apesar dos benefícios já conhecidos, como economia mensal em contas de luz, alguns questionamentos ainda são levantados, como intermitência da geração e desencontro entre o pico de geração e o horário de ponta de consumo residencial. Um possível solução para esses questionamentos é a utilização de armazenadores de energia, em especial as baterias. O objetivo principal do presente trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica de um sistema híbrido, composto por um gerador fotovoltaico e uma bateria, utilizado para atendimento da carga residencial em horário de ponta de casas típicas de Belo Horizonte/MG. Uma extensa revisão bibliográfica é realizada para sistemas de armazenamento de energia, principalmente baterias, e módulos fotovoltaicos baseados em Silício, de maneira a caracterizá-los e mostrar a evolução tecnológica dos mesmos. A partir da obtenção e elaboração de um extenso banco de dados, quatro casos específicos, relativos a diferentes alimentadores e suas respectivas regiões de atendimento, são analisados em detalhe. Para cada caso, são realizados os dimensionamentos do gerador fotovoltaico, do inversor e da capacidade de armazenamento da bateria, baseada na sua profundidade de descarga. Os sistemas híbridos dimensionados são então simulados no *software* SAM (System Advisor Model), fornecido gratuitamente pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory). Os resultados obtidos indicam viabilidade técnica para todos os casos e viabilidade econômica para um deles dentro do cenário base adotado, sem financiamentos ou incentivos governamentais e/ou da concessionária de energia. Para o caso economicamente viável, o Valor Presente Líquido do sistema híbrido é de US\$ 31. Todos os casos analisados possuem *Payback* inferior ao período de análise de 25 anos. Além disso, análises paramétricas indicam que a viabilidade econômica pode ser obtida para todos os casos estudados desde que haja incentivo financeiro governamental e/ou da concessionária de energia local igual a 30% do custo inicial do sistema híbrido.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. Sistema Armazenamento por Baterias. Sistema Híbrido. SAM. Horário de Ponta. Viabilidade Técnica. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

Residential photovoltaic systems have experienced significant spread. Despite the well-known benefits of those systems, e.g. electricity bill reduction, some issues are still raised, e.g. generation intermittency and mismatch between generation and consumption peaks. A possible solution for those issues is the use of energy storage system, mainly batteries. The main goal of this study is to evaluate the technical and economic feasibility of a hybrid system, composed by a photovoltaic generator and a battery, which must provide energy to a typical house of Belo Horizonte/MG during the consumption peak time. Extensive literature reviews of energy storage systems, mainly batteries, and of silicon-based photovoltaic modules are made to characterize them and to show their technological evolution over the last years. Four specific cases are selected and analyzed in detail, from the achievement of an extensive and complete database. The sizing of the photovoltaic generator, the inverter and the battery capacity (based on its Depth of Discharge) are made for each case. Then, the dimensioned hybrid systems are simulated in SAM (System Advisor Model), a software provided without costs by NREL (National Renewable Energy Laboratory). The results show technical feasibility for all the cases and economic feasibility for just one of them considering the base scenario adopted in this study, which has no financing or government/power distribution company incentives. For the economically feasible case, the Net Present Value is equal a US\$ 31. All the analyzed cases have Payback beneath the period of analysis, 25 years. Parametric analyses show that economic feasibility can be achieved for all the studied cases if the incentives are equal to 30% of the hybrid system initial costs.

Keywords: Photovoltaic System. Energy Storage System by Battery. Hybrid System. SAM. Peak Time. Technical Feasibility. Economic Feasibility.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Sistemas de Armazenamento de Energia Eletromecânico Utilizando Bomba D'Água.....	6
Figura 2 - Sistemas de Armazenamento de Energia Eletromecânico Utilizando Volante de Inércia.....	7
Figura 3 – Sistema de Armazenamento de Energia Eletromagnético - Supercapacitores.....	8
Figura 4 - Sistema de Armazenamento de Energia por Células de Combustível - Esquemático Célula de Hidrogênio.....	9
Figura 5 - Sistema de Armazenamento de Energia Térmico - Tanque de Sal Fundido	10
Figura 6 - Diagrama Esquemático Básico do Funcionamento de uma Bateria.....	15
Figura 7 - Conjunto de Baterias Chumbo-Ácido em Chino, Califórnia	20
Figura 8 - Sistema de Bateria de Lítio-Íon, 1,5 MWh, Electrovaya	21
Figura 9 - Sistema de Baterias de Sal Fundido, 50 MW, 300 MWh.....	25
Figura 10 - Diagrama Esquemático de uma Bateria de Fluxo/Redução	26
Figura 11 - Células Fotovoltaicas de Primeira Geração – Silício Monocristalino (esq.) e Silício Policristalino (dir.).....	32
Figura 12 - Células Fotovoltaicas de Segunda Geração - Silício Amorfo (esq.) e Baseada em Selênio (dir.)	33
Figura 13 - Células Fotovoltaicas de Terceiro Geração - Célula Orgânica (esq.) e Células CPV (dir.).....	34
Figura 14 - Associação de Células em Série em um Módulo Fotovoltaico	39
Figura 15 - Associação de Células em Paralelo em um Módulo Fotovoltaico	40
Figura 16 - Estrutura de um Módulo Fotovoltaico.....	40
Figura 17 - Curva Característica I_{sc} - V_{oc}	41
Figura 18 – Curva Característica P-V	42
Figura 19 - Inversor de Frequência de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	44
Figura 20 - Medidor de Energia Bidirecional	44
Figura 21 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	45
Figura 22 - Sistema Fotovoltaico Desconectado da Rede.....	46
Figura 23 - Módulo Solar com Células Mono-Si.....	47
Figura 24 - Módulo Solar com Células Poli-Si.....	49
Figura 25 - Painel Solar com Células a-Si.....	50
Figura 26 - Fluxograma: Resumo Metodologia do Trabalho.....	66
Figura 27 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSE06	69
Figura 28 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHGT10	69
Figura 29 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSN38	70

Figura 30 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSN28	70
Figura 31 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHPM08.....	70
Figura 32 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSO11	71
Figura 33 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSN07	71
Figura 34 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHPM11	71
Figura 35 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHHR10.....	72
Figura 36 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHBN20	72
Figura 37 - Região de Atendimento dos Alimentadores BHSN07 (Azul), BHSN28 (Verde) e BHSN38 (Rosa).....	73
Figura 38 - Região de Atendimento do Alimentador BHSE06 (Laranja)	74
Figura 39 - Região de Atendimento do Alimentador BHGT10 (Azul Claro)	74
Figura 40 - Região de Atendimento dos Alimentadores BHPM08 (Vermelho) e BHPM11 (Verde)	75
Figura 41 - Região de Atendimento dos Alimentadores BHSO11 (Laranja) e BHHR10 (Vermelho).....	75
Figura 42 - Região de Atendimento dos Alimentadores BHBN20 (Verde).....	76
Figura 43 - Exemplo de Horas de Sol Pleno (HSP) – Perfil de Irradiância do Dia (dir.), Perfil Normalizado de HSP do dia (esq.).....	100
Figura 44 - Diagrama Esquemático do Sistema FV com Baterias Não Conectado à Rede Investigado	105
Figura 45 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Composição Percentual do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia – Ano 1.....	132
Figura 46 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Verão (21/12) – Ano 1	133
Figura 47 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Verão (21/12) – Ano 1	135
Figura 48 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Inverno (21/06) – Ano 1.....	137
Figura 49 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Inverno (21/06)	138
Figura 50 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 9.....	139
Figura 51 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Percentual Anual de Atendimento da Carga Residencial pela Bateria – Anos 1 a 25	142
Figura 52 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Composição Percentual do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1	146

Figura 53 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1	148
Figura 54 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1	149
Figura 55 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1.....	151
Figura 56 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1	152
Figura 57 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 9.....	153
Figura 58 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Percentual Anual de Atendimento da Carga Residencial pela Bateria – Anos 1 a 25	156
Figura 59 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Composição Percentual do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1	160
Figura 60 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1	161
Figura 61 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1	162
Figura 62 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1.....	163
Figura 63 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1	165
Figura 64 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 9.....	166
Figura 65 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Percentual Anual de Atendimento da Carga Residencial pela Bateria – Anos 1 a 25	169
Figura 66 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Composição Percentual do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1	173
Figura 67 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1	174
Figura 68 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1	176
Figura 69 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1.....	177
Figura 70 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1	178

Figura 71 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 9.....	179
Figura 72 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Percentual Anual de Atendimento da Carga Residencial pela Bateria – Anos 1 a 25	182
Figura 73 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%, Critério de Reposição a 40%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 12	189
Figura 74 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%, Critério de Reposição a 40%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 12	191
Figura 75 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%, Critério de Reposição a 40%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 12	193
Figura 76 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%, Critério de Reposição a 40%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 12	195
Figura 77 - Variação do Valor Presente Líquido de Cada Caso de Acordo com a Taxa de Incentivo	203
Figura 78 - Variação Taxa de Incentivo e Dias de Autonomia: BHPM08, Li-íon, DoD = 80%	204
Figura 79 - Variação Taxa de Incentivo e Dias de Autonomia: BHSO11, Li-íon, DoD = 80%	206
Figura 80 - Variação Taxa de Incentivo e Dias de Autonomia: BHHR10, Li-íon, DoD = 80%	207
Figura 81 - Variação Taxa de Incentivo e Dias de Autonomia: BHBN20, Li-íon, DoD = 80%	208

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características Técnicas das Tecnologias de Baterias.....	28
Tabela 2 - Aspectos Econômicos, Tecnológicos e Ambientais de Baterias.....	28
Tabela 3 - Características Técnicas das Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício ...	52
Tabela 4 - Síntese de Informações de Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício.....	53
Tabela 5 - Alimentadores e Tipo de Cargas Atendidas	68
Tabela 6 - Consumidores Residenciais Atendidos por Alimentadores	76
Tabela 7 - Composição da Região de Atendimento dos Alimentadores por Unidade Construída.....	77
Tabela 8 - Composição da Região de Atendimento dos Alimentadores por Tipo de Construção	79
Tabela 9 - Composição Residencial da Região de Atendimento dos Alimentadores por Unidade Construída.....	80
Tabela 10 - Área Média Construída por Tipo de Construção Residencial de Acordo com Alimentadores.....	80
Tabela 11 - Coeficientes da Regressão da Curva de Carga e Coeficiente de Determinação do Alimentador BHPM08	84
Tabela 12 - Coeficientes da Regressão da Curva de Carga e Coeficiente de Determinação do Alimentador BHSO11	84
Tabela 13 - Coeficientes da Regressão da Curva de Carga e Coeficiente de Determinação do Alimentador BHHR10	85
Tabela 14 - Coeficientes da Regressão da Curva de Carga e Coeficiente de Determinação do Alimentador BHBN20.....	85
Tabela 15 - Consumo Diário Total Típico de Cada Alimentador de Acordo com Software Utilizado.....	86
Tabela 16 - Consumo Residencial Diário de Cada Alimentador.....	87
Tabela 17 - Consumo Residencial Diário de Cada Alimentador Incluindo Perdas na Distribuição.....	87
Tabela 18 - Consumo Residencial Diário de Cada Alimentador Incluindo Fator de Potência	88
Tabela 19 - Consumo Residencial Diário Médio por Consumidor de Cada Alimentador	89
Tabela 20 - Consumo Residencial Mensal Médio por Consumidor de Cada Alimentador	90
Tabela 21 - Resumo Variáveis Relativas aos Alimentadores Analisados	91
Tabela 22 - Área Residencial Típica (ART) por Alimentador	92
Tabela 23 - Variáveis para Cálculo do Consumo Residencial Mensal Médio por Tipo Construtivo	93

Tabela 24 - Consumo Residencial Mensal Médio por Tipo Construtivo (CRMTC) de Acordo com Região de Atendimento dos Alimentadores	94
Tabela 25 - Consumo Residencial Diário Médio de Casas (CRDCA) de Acordo com Região de Atendimento dos Alimentadores	95
Tabela 26 - Consumo Residencial Diário Médio de Casas em Horário de Ponta (CRDCA, HP) de Acordo com Região de Atendimento dos Alimentadores	95
Tabela 27 - Energia a ser Fornecida pela Bateria para a Carga (L)	97
Tabela 28 - Capacidade Calculada das Baterias (C_{bat}) para Atendimento do Consumo em Horário de Ponta de Acordo com Profundidade de Descarga e Tecnologia Utilizada.....	98
Tabela 29 – Irradiação Diária Média Mensal no Plano Inclinado de Belo Horizonte/MG	100
Tabela 30 - Rendimentos e Perdas do Sistema Fotovoltaico (FV)	101
Tabela 31 - Dimensionamento dos Módulos Fotovoltaicos de Acordo com a Bateria Utilizada	102
Tabela 32 - Dimensionamento do Inversor pelo Procedimento CEPEL (2014)	103
Tabela 33 - Dimensionamento do Inversor com FDI = 95%	103
Tabela 34 – Análise de Sensibilidade entre Banco de Dados	106
Tabela 35 - Capacidade de Armazenamento da Bateria Chumbo-Ácido de Acordo com Profundidade de Descarga e Número de Ciclos	108
Tabela 36 - Capacidade de Armazenamento da Bateria Lítio-Íon de Acordo com Profundidade de Descarga e Número de Ciclos	109
Tabela 37 - Valores Calculados e Simulados do Banco de Baterias	110
Tabela 38 - Modelos de Módulos Fotovoltaicos Analisados	113
Tabela 39 - Quantidade e Potência dos Módulos Utilizados na Simulação	114
Tabela 40 - Modelos de Inversores Adotados na Simulação.....	116
Tabela 41 - Resumo Módulos e Inversores para Simulações	117
Tabela 42 - Custos Diretos do Sistema.....	118
Tabela 43 - Parâmetros Utilizados para a Simulação.....	120
Tabela 44 - Variáveis de Entrada Utilizadas na Simulação de Acordo com os Alimentadores	121
Tabela 45 - Parâmetros do SAM Utilizados na Simulação	122
Tabela 46 – Resultados Básicos das Simulações.....	125
Tabela 47 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Energia Mensal Carregada e Descarregada pela Bateria – Ano 1.....	130
Tabela 48 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia – Ano 1	131

Tabela 49 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Anual por Fontes de Energia – Anos 1 a 25	141
Tabela 50 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Energia Mensal Carregada e Descarregada pela Bateria - Ano 1.....	144
Tabela 51 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1	145
Tabela 52 – BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Anual por Fontes de Energia – Anos 1 a 25	155
Tabela 53 – BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Energia Mensal Carregada e Descarregada pela Bateria - Ano 1.....	158
Tabela 54 – BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1	159
Tabela 55 – BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Anual por Fontes de Energia – Anos 1 a 25	168
Tabela 56 - BHBN20, Li-íon, DoD, = 80%: Energia Mensal Carregada e Descarregada pela Bateria - Ano 1.....	171
Tabela 57 – BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1	172
Tabela 58 – BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Anual por Fontes de Energia – Anos 1 a 25	181
Tabela 59 - Resultados Básicos para Sobredimensionamento das Baterias.....	185
Tabela 60 - Variação do Critério de Reposição da Bateria: BHPM08, Li-íon, DoD = 80%..	187
Tabela 61 - Variação do Critério de Reposição da Bateria: BHSO11, Li-íon, DoD = 80%..	190
Tabela 62 - Variação do Critério de Reposição da Bateria: BHHR10, Li-íon, DoD = 80%..	192
Tabela 63 - Variação do Critério de Reposição da Bateria: BHBN20, Li-íon, DoD = 80% ..	194
Tabela 64 - Variação do Número de Dias de Autonomia	197
Tabela 65 - Variação da Taxa de Incentivo: BHPM08, Li-íon, DoD = 80%.....	199
Tabela 66 - Variação da Taxa de Incentivo: BHSO11, Li-íon, DoD = 80%	200
Tabela 67 - Variação da Taxa de Incentivo: BHHR10, Li-íon, DoD = 80%	201
Tabela 68 - Variação da Taxa de Incentivo: BHBN20, Li-íon, DoD = 80%	202

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Justificativa.....	3
1.2. Objetivos.....	4
1.2.1. Objetivo Geral	4
1.2.2. Objetivos Específicos	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. Introdução aos Sistemas de Armazenamento de Energia	5
2.1.1. Fundamentos de Baterias	14
2.1.1.1. Princípio de Funcionamento das Baterias	14
2.1.1.2. Conceitos Importantes para o Estudo das Baterias	16
2.1.2. Tipos de Baterias.....	18
2.1.2.1. Baterias de Chumbo-Ácido (Pb-Ácido)	18
2.1.2.2. Baterias de Lítio-Íon/Íon de Lítio (Li-Íon).....	20
2.1.2.3. Baterias de Níquel-Cádmio (Ni-Cd).....	22
2.1.2.4. Baterias de Sal Fundido (Na-S/Sódio-Enxofre).....	24
2.1.2.5. Baterias de Fluxo.....	25
2.1.2.6. Análise dos Tipos de Baterias	27
2.1.2.7. Conclusões sobre as Baterias.....	30
2.2. Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos (SFV)	30
2.2.1. Fundamentos de Geradores Fotovoltaicos	37
2.2.1.1. Conceitos Importantes para o Estudo	37
2.2.1.2. Módulos Fotovoltaicos	39
2.2.1.3. Geradores Fotovoltaicos.....	42
2.2.1.3.1. Equipamentos	42
2.2.1.3.2. Modos de Conexão do Sistema Fotovoltaico à Rede	45
2.2.2. Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício	46
2.2.2.1. Silício Monocristalino (Mono-Si).....	47
2.2.2.2. Silício Policristalino (Poli-Si).....	48
2.2.2.3. Silício Amorfo (a-Si).....	50
2.2.2.4. Análise de Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício	51
2.2.2.5. Conclusões sobre Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício.....	54
2.3. Sistemas Fotovoltaicos (FV) com Armazenamento de Energia por Baterias	54

3. MATERIAIS E MÉTODOS	66
3.1. Materiais	67
3.1.1. Banco de Dados	68
3.1.2. Softwares Utilizados	81
3.1.2.1. MATLAB – Versão R2015a – MathWorks	81
3.1.2.2. SAM (System Advisor Model) – Versão 2017.9.5 – NREL	81
3.1.2.3. Origin Pro – Versão 2017 Trial – OriginLab	82
3.1.2.4. GeoGebra – Versão Classic 6.0.394.0	82
3.2. Métodos	82
3.2.1. Obtenção do Consumo Diário Residencial Típico dos Alimentadores	83
3.2.2. Obtenção do Consumo Residencial Diário por Tipo Construtivo Residencial	89
3.2.3. Dimensionamento do Sistema de Baterias para Atendimento da Carga Residencial em Horário de Ponta	94
3.2.4. Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico (FV) e do Inversor	99
3.2.5. Simulação do Sistema Dimensionado no SAM	104
3.3. Resumo de Materiais e Métodos	122
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	123
4.1. BHPM08, Li-íon, DoD = 80%	130
4.2. BHSO11, Li-íon, DoD = 80%	144
4.3. BHHR10. Li-íon, DoD = 80%	157
4.4. BHBN20, Li-íon, DoD = 80%	170
4.5. Análises Paramétricas	183
4.5.1. Sobredimensionamento da Bateria	184
4.5.2. Critério de Reposição das Baterias	187
4.5.3. Número de Dias de Autonomia	196
4.5.4. Variação de Taxa de Incentivo	198
4.6. Resumo dos Resultados	209
5. CONCLUSÕES	212
5.1. Sugestões de Trabalhos Futuros	215
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	217

1. INTRODUÇÃO

As políticas de incentivo, a regulamentação da micro e minigeração distribuída da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2015) - e as políticas de redução de emissão de gases poluentes da Organização das Nações Unidas - ONU (2015) - foram importantes fatores de alavancagem da popularização do uso da energia solar fotovoltaica (FV). Em escala mundial, este cenário trouxe benefícios como a redução dos custos envolvidos tanto na fabricação quanto na instalação de módulos fotovoltaicos, graças à economia de escala.

Diante deste contexto, estima-se que em 2030 a capacidade de geração de energia elétrica por painéis fotovoltaicos atinja 1805 GWp no mundo, com custos de energia chegando a 5 centavos de dólar por kWh em países como a China (IEA, 2015). Em 2015, a capacidade total de geração fotovoltaica no mundo era de 177 GWp, sendo 60% proveniente de sistemas de geração distribuída (GD) e 40% proveniente de sistemas de grande porte (IEA, 2015). Ainda segundo o mesmo documento, para o ano de 2030 espera-se que o percentual de geração de energia elétrica pelos sistemas fotovoltaicos residenciais se mantenha em um patamar próximo ao atual.

Os dados apresentados mostram a grande inserção de sistemas fotovoltaicos residenciais no mercado, uma vez que eles compõem a maior parte dos sistemas descentralizados de micro e minigeração. Tais sistemas podem estar conectados (*"grid connected"* ou *"on grid"*) ou desconectados (*"stand-alone"* ou *"off grid"*) à rede da distribuidora de energia local. Em uma definição simplificada, sistemas conectados à rede são projetados para operar em paralelo e interconectados à rede de distribuição, enquanto sistemas desconectados operam de maneira isolada e independente da rede (IEA, 2015).

A popularização de sistemas fotovoltaicos residenciais, no entanto, trouxe à tona algumas questões sobre sua viabilidade. Dentre elas destacam-se a intermitência da geração, fortemente dependente de condições climáticas; o desencontro entre picos de geração e de consumo em sistemas residenciais; e, por fim, a dificuldade de distribuição da energia fotovoltaica micro e minigerada para outros alimentadores da rede.

Pelo estudo de TOLEDO, FILHO e DINIZ (2010) percebe-se que, em regiões com perfil de ocupação comercial, o pico de geração de energia de sistemas FV e o pico de consumo ocorrem concomitantemente, uma vez que a curva de carga dessas regiões apresenta característica diurna. Em regiões com perfil de ocupação residencial, cujas curvas de carga apresentam horário de ponta tipicamente noturno, devido, principalmente, ao retorno dos moradores após horário de trabalho e conseqüente maior demanda de energia

para iluminação e equipamentos elétricos, ocorre um desencontro entre o pico de geração de energia FV e a ponta do consumo residencial. O estudo realizado por TOLEDO, FILHO e DINIZ (2010) analisa ainda sistemas fotovoltaicos de geração conectados diretamente a alimentadores, de maneira a evitar a questão da dificuldade de distribuição de energia elétrica entre eles. Sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede de distribuição podem fornecer energia para as concessionárias. Entretanto, a rede elétrica atual não é capaz de distribuir essa energia gerada pelos sistemas FV para regiões abastecidas por outros alimentadores. Dessa forma, a energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos residenciais pode ser usada somente dentro da área de atendimento do alimentador que abastece a residência fornecedora de energia, caracterizando uma limitação desses sistemas e a dificuldade de distribuição de energia elétrica entre alimentadores.

Com o objetivo de atenuar tais questões, estudos sobre a viabilidade da utilização de sistemas de armazenamento de energia em sistemas FV têm sido realizados, seja para sistemas de grande porte, como em LUPANGU e BANSAL (2017) e em RUDOLF e PAPASTERGIU (2013), ou sistemas residenciais, como em ZHANG et al. (2016) e em CUCHIELLA, D'ADAMO e GASTALDI (2016). Esses estudos foram avaliados e descritos no Capítulo 2, indicando principalmente o uso de baterias eletroquímicas, dada sua ampla utilização e estudo.

As baterias têm a capacidade de deslocar a geração (*"generation shifting"*), visando balancear a potência gerada e demandada em um período de tempo, além de mitigarem a intermitência (*"intermittency mitigation"*) da geração, garantindo a estabilidade da rede (RUDOLF e PAPASTERGIU, 2013). No caso de regiões de perfil residencial, essa é uma característica de extrema importância devido à possibilidade de deslocar a energia gerada no período diurno pelo sistema FV para o horário de maior consumo, que ocorre no período noturno.

Tendo em vista que estudos recentes sobre a utilização de sistemas fotovoltaicos residenciais com armazenamento de energia foram realizados para cidades localizadas no hemisfério norte e em países desenvolvidos como Suécia e Alemanha, o objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade de tais sistemas em uma cidade brasileira. Belo Horizonte apresenta maiores níveis de disponibilidade de irradiação solar global (i.e. soma das radiações direta e difusa) anual do que esses países, além de fornecer um contexto socioeconômico diferente daqueles abordados nessas literaturas.

1.1. Justificativa

A popularização de sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração gerou benefícios como economia nas contas de luz e obtenção de créditos pela geração de energia FV, mas também surgiram questionamentos quanto à viabilidade técnica e econômica desses sistemas. Questões como a intermitência da geração, o desencontro entre os picos de geração e de consumo residencial, além das dificuldades na distribuição da energia gerada para outros alimentadores da rede foram levantadas a partir da difusão de tais sistemas.

Uma das maneiras encontradas para atenuar ou até mesmo eliminar esses questionamentos foi a realização de estudos de integração de sistemas de armazenamento de energia aos sistemas fotovoltaicos residenciais. Questionamentos quanto ao custo desses sistemas emergiram, mas RUDOLF e PAPASTERGIOU (2013) mostraram que o tempo de vida, ciclos de carga e descarga e preço das baterias são menos relevantes no custo da energia do que os preços de mercado da eletricidade. Além disso, outros questionamentos, como por que não utilizar a energia excedente no período da madrugada para carregamento dos sistemas de armazenamento, poderiam ser feitos.

No contexto brasileiro, além de garantir uma diversificação da matriz energética do país, o uso de sistemas fotovoltaicos para o carregamento de baterias traria outro benefício: o aumento da capacidade de armazenamento das fontes convencionais (sistemas de geração de energia elétrica tradicionais e consolidados, como a hidrelétrica ou fontes não renováveis, como as termelétricas). Ao se realizar o atendimento da carga residencial em horário de ponta através das baterias carregadas pelo sistema FV, atenua-se a necessidade de utilização das reservas de fontes convencionais, aumentando a capacidade de reservatórios hidrelétricos, por exemplo. Além disso, o uso de sistemas fotovoltaicos para carregamento das baterias torna o sistema proposto no presente trabalho independente de fontes tradicionais.

A realização de estudos sobre a viabilidade desses sistemas em países europeus, como Alemanha e Suécia, com menor irradiação solar anual do que o Brasil e, conseqüentemente, menor capacidade de geração, indicam cenários de viabilidade, sendo este um fator motivador para a realização da investigação proposta neste trabalho. Além disso, a análise de um caso nacional torna-se interessante.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

Investigar um sistema híbrido (fotovoltaico residencial com armazenamento de energia por bateria) não conectado à rede elétrica da concessionária para atendimento da carga residencial no horário de ponta, que ocorre durante o período noturno.

O sistema híbrido não é conectado à rede, pois ele deve operar como um sistema independente, cuja função principal é fornecer energia para abastecimento da carga residencial durante o horário de ponta. Espera-se que o excedente de geração de energia FV, quando houver, seja suficiente para atenuar a carga residencial e insuficiente a ponto de transferir energia elétrica para a rede. Além disso, um sistema isolado é mais simples que um sistema conectado à rede.

A viabilidade técnica e econômica desse sistema híbrido, composto pelo sistema FV e o banco de baterias, foi analisada para cargas residenciais na região de Belo Horizonte, capital do estado de Minas Gerais.

1.2.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos estabelecidos para essa dissertação são:

- Realizar uma revisão bibliográfica das tecnologias de armazenamento de energia, com ênfase nas baterias eletroquímicas;
- Realizar uma revisão bibliográfica das tecnologias dos módulos fotovoltaicos;
- Analisar o consumo de energia elétrica de residências de bairros selecionados da cidade de Belo Horizonte/MG e verificar a viabilidade do uso de sistemas de armazenamento de energia para atendimento da carga em horário de ponta;
- Dimensionar e simular um sistema de geração fotovoltaica residencial com armazenamento de energia de acordo com as tecnologias de módulos FV, inversores e baterias mais adequadas para a situação;
- Avaliar a viabilidade técnica e econômica desse sistema híbrido;
- Realizar análises paramétricas para verificar a sensibilidade de variáveis técnicas e econômicas na viabilidade do sistema proposto.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O objetivo deste capítulo é apresentar estudos de outros autores que embasem a proposta deste trabalho. Para melhor entendimento, este capítulo apresenta, em seções distintas, revisões sobre sistemas de armazenamento de energia, principalmente baterias (seção 2.1.), e tecnologias de módulos fotovoltaicos (seção 2.2.). A seção 2.3. traz estudos que mixam tais áreas, apresentando trabalhos que abordam o uso de baterias em sistemas fotovoltaicos, seja em instalações industriais ou residenciais.

A revisão de sistemas de armazenamento de energia e tecnologias de módulos fotovoltaicos em seções diferentes tem como benefício o maior detalhamento de cada um destes temas. Assim, é possível apresentar informações suficientes para a escolha do tipo de bateria e de módulo FV mais adequados para o estudo proposto neste trabalho. Por outro lado, a revisão de trabalhos que versam sobre o uso de baterias em sistemas fotovoltaicos na última seção traz o estado da arte do tema. Ao analisar tais estudos, é possível verificar a adequação da bateria e tecnologia de módulo solar escolhidas para o presente trabalho a aquelas utilizadas em outros estudos.

2.1. Introdução aos Sistemas de Armazenamento de Energia

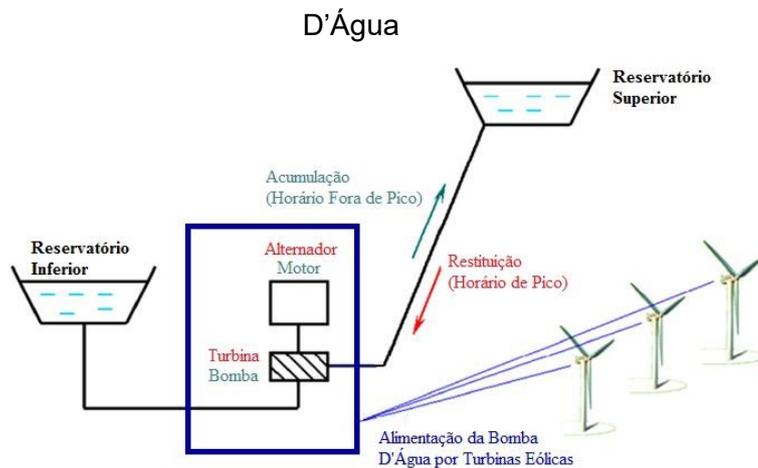
Em uma definição simplificada, sistemas de armazenamento de energia são aqueles capazes de reter alguma forma de energia (térmica, cinética, elétrica, química, etc.) durante determinado intervalo de tempo e entregá-la, sob a mesma ou outra forma de energia, a outro sistema. Neste trabalho, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é armazenada sob a forma de energia eletroquímica em acumuladores, sendo entregue posteriormente como energia elétrica c.a., através do inversor, para atender uma carga residencial padrão.

Uma classificação de tais sistemas é apresentada pela Agência Internacional de Energia (IEA – International Energy Agency) (IEA, 2011). Nela, os sistemas são categorizados de acordo com o método de armazenamento, que, por sua vez, depende essencialmente da fonte de energia utilizada. Segundo a IEA, sistemas de armazenamento de energia podem ser classificados como (i) eletromecânicos, (ii) eletromagnéticos, (iii) células a combustível, (iv) térmicos e (v) eletroquímicos.

Sistemas de armazenamento de energia eletromecânicos armazenam energia mecânica e entregam-na sob a forma de energia elétrica. Exemplos de tais sistemas são: a bomba d'água e o volante de inércia. O primeiro trabalha com a diferença de energia potencial entre dois reservatórios de água, sendo um superior e outro inferior. Uma bomba d'água é colocada entre eles e, durante o horário em que a demanda de energia da carga é baixa, transporta água do reservatório inferior para o superior. Durante o horário de ponta da

demanda, a água flui em sentido contrário pela força gravitacional e o motor da bomba d'água passa a atuar como turbo gerador. Este sistema já é amplamente utilizado em sistemas elétricos de grande porte devido a sua capacidade de armazenar muita energia, sendo esta sua principal vantagem. Entretanto, há fatores limitantes dessa tecnologia, como necessidade de terrenos desnivelados e grandes áreas para construção de reservatórios, que muitas vezes não são obtidos facilmente. Um esquemático da bomba d'água é apresentado na Figura 1, adaptada de IBRAHIM, ILINCA e PERRON (2008).

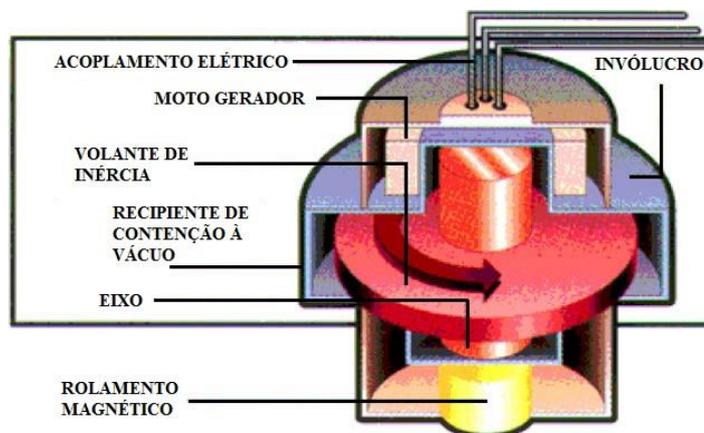
Figura 1 - Sistemas de Armazenamento de Energia Eletromecânico Utilizando Bomba D'Água



Por sua vez, o volante de inércia armazena energia mecânica cinética e entrega na forma de energia elétrica. Neste dispositivo, o volante, que é uma peça de formato cilíndrico, é acoplado a um moto gerador com suportes especiais (geralmente ímãs). Este conjunto, por sua vez, é colocado dentro de um invólucro evacuado a fim de diminuir perdas, como aquelas por fricção. Durante o período em que esse conjunto recebe energia de outra fonte, o volante passa a ganhar velocidade e armazenar a energia recebida na forma de energia cinética de giro. Uma analogia pode ser feita com uma roda de bicicleta suspensa girada por uma mão: a roda da bicicleta ganha velocidade à medida que é girada, da mesma maneira que o volante de inércia aumenta sua velocidade à medida que recebe energia de outra fonte através do moto gerador. Ao parar de ser girada, a roda suspensa da bicicleta tende a parar devido às forças de atrito dos acoplamentos mecânicos e do ar. No caso do volante de inércia, o cilindro diminui muito mais lentamente sua velocidade, uma vez que está inserido em um encapsulamento evacuado (sem atrito do ar) e sem acoplamento mecânico (sem atrito mecânico). Assim, mesmo ao retirar a fonte que lhe entregava energia, o volante de inércia consegue armazenar a energia cinética entregue a ele de maneira eficiente por certo período de tempo.

Ainda utilizando a analogia da roda de bicicleta, imagine que o usuário aperte o freio. Além das forças de atrito inerentes ao giro da roda, passa a atuar agora uma outra força que faz com que o giro da roda perca velocidade ainda mais rapidamente. No caso do volante de inércia, quando a fonte de energia é retirada e coloca-se uma carga nos terminais do sistema, a energia cinética presente no giro do cilindro passa a ser utilizada para geração de energia elétrica a ser entregue para a carga pelo moto gerador. Essa transformação da energia cinética em energia elétrica faz com que o cilindro vá perdendo sua velocidade de giro gradualmente, e a carga pode ser entendida como o freio utilizado na roda de bicicleta suspensa. Tal tecnologia é utilizada em sistemas que requerem muita potência, em aplicações em que se faz necessária a entrega de grande quantidade de energia em um intervalo curto de tempo, como regulação de frequência de sistemas elétricos. Sua limitação se deve principalmente a fatores econômicos, como o custo envolvido na sua construção devido à tecnologia utilizada. A grande vantagem desse sistema é a sua longevidade, sendo possível realizar mais ciclos de carregamento e descarregamento do que a maioria dos outros sistemas. O seu diagrama esquemático é apresentado na Figura 2, adaptada de HADJIPASCHALIS, POULLIKKAS e EFTHIMIOU (2009).

Figura 2 - Sistemas de Armazenamento de Energia Eletromecânico Utilizando Volante de Inércia



Sistemas de armazenamento de energia eletromagnéticos armazenam energia em um campo elétrico e/ou magnético entregando energia elétrica. O exemplo mais proeminente de tais sistemas são os supercapacitores. A sua composição é semelhante à dos capacitores comuns, exceto pela presença de um eletrólito condutor (solução iônica que permite a transferência de elétrons associados aos seus íons) entre as placas paralelas em vez de um dielétrico (um material dielétrico é também conhecido como isolante, possuindo propriedades que impedem a transferência de elétrons). As suas características principais são a rapidez de carregamento, a possibilidade de muitos ciclos de carregamento e descarregamento completos e a sua elevada eficiência, além de poucas perdas térmicas.

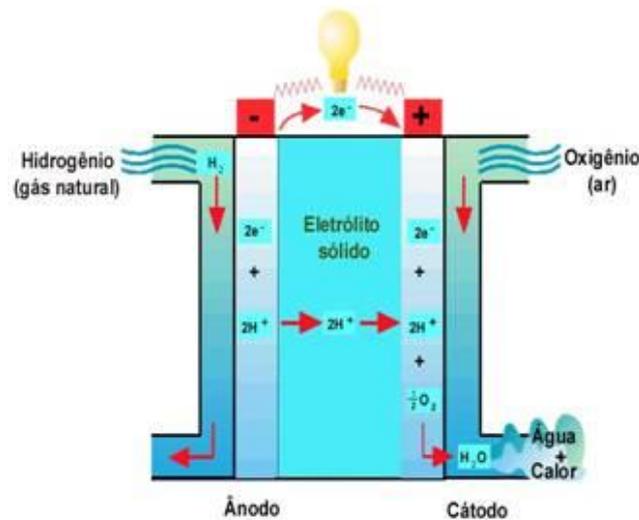
Supercapacitores são indicados para aplicações com tempo de descarga não superior a alguns segundos, e com realizações de ciclos de carga e descarga recorrentes. As desvantagens dos supercapacitores são o seu alto custo e uma elevada taxa de auto descarregamento (definição encontrada no item 2.1.1.2.) quando comparada a outros sistemas de armazenamento. Supercapacitores conectados em série, retirados de IBRAHIM, ILINCA e PERRON (2008), são exibidos na Figura 3.

Figura 3 – Sistema de Armazenamento de Energia Eletromagnético - Supercapacitores



Sistemas de armazenamento de energia por células a combustível realizam o armazenamento de energia em um combustível, sendo o hidrogênio o mais comumente utilizado. A energia armazenada pelo combustível é convertida em calor e eletricidade através de um processo eletroquímico, sem que haja combustão. A sua composição é semelhante à de baterias, exceto pelo fato de que nas células de combustível os reagentes são continuamente injetados, enquanto que nas baterias os reagentes estão encapsulados. Dessa forma, assim como as baterias, as células de combustível possuem terminais formados por eletrodos com cargas opostas, havendo diferença de potencial entre eles. Além dessa, outra semelhança entre os dois é a presença de elétrons livres formados após a reação entre eletrodos no eletrólito, responsáveis pela corrente elétrica que flui pela carga. Por serem sistemas relativamente novos, ainda enfrentam obstáculos relativos à pouca maturidade tecnológica como custo, pouca utilização comercial e menor eficiência do que outros sistemas. Espera-se que, quando estiverem consolidados, tais sistemas sejam utilizados em aplicações residenciais e em veículos elétricos. O esquemático de uma célula de combustível, mostrando reagentes, reações e produtos envolvidos é exibido na Figura 4, presente em ELECTROCELL (2017).

Figura 4 - Sistema de Armazenamento de Energia por Células de Combustível -
Esquemático Célula de Hidrogênio



Sistemas de armazenamento de energia térmicos são aqueles que armazenam energia na forma de calor (latente ou sensível) e que conseguem convertê-lo em energia elétrica. Um exemplo de tais sistemas é o uso de tanques de sal fundido em usinas solares heliotérmicas, que trabalham num ciclo termodinâmico de potência. Em tais usinas, o sal fundido é utilizado como fluido de transporte de calor sendo aquecido ao fluir em coletores concentradores solares, que concentram e utilizam a radiação solar como fonte quente do ciclo termodinâmico. Este sal fundido aquecido é, então, usado como fonte de calor para geração de vapor que, por sua vez, é entregue a uma turbina que gera energia elétrica.

Por se tratar de um fluido, o sal fundido aquecido pode ser armazenado em grandes tanques para ser utilizado posteriormente. Dessa forma, é possível utilizar este sistema em períodos do dia em que não há radiação solar disponível ou durante à noite, transformando a energia térmica armazenada em energia elétrica despachável. Tal tecnologia de armazenamento é adequada para geração de energia elétrica em usinas heliotérmicas de grande porte e para atender processos industriais que necessitam de calor. As suas vantagens são a grande capacidade de armazenamento de energia e o fato de ser uma tecnologia já comercial, com muitas pesquisas e desenvolvimento. Entretanto, os custos envolvidos na construção e manutenção de tal sistema ainda são altos. Na Figura 5, publicada na SCIENTIFIC AMERICAN (2009), são exibidos reservatórios de sal fundido de uma usina heliotérmica, podendo-se observar a presença de dois tanques, sendo um deles para armazenar o sal fundido aquecido (sal quente) a ser utilizado e outro usado para armazenar o sal fundido de menor temperatura (sal frio) já utilizado.

Figura 5 - Sistema de Armazenamento de Energia Térmico - Tanque de Sal Fundido



Sistemas de armazenamento de energia eletroquímicos são capazes de armazenar energia em forma de potencial eletroquímico entre dois reagentes contidos em um recipiente, havendo conversão direta para energia elétrica. O fato de os reagentes químicos estarem contidos em um mesmo recipiente é que difere tais sistemas daqueles que utilizam células de combustível. A tecnologia mais utilizada de tais sistemas são as baterias, nas quais uma reação eletroquímica ocorre entre os reagentes através de um meio chamado eletrólito. Essa reação gera uma diferença de potencial nos terminais da bateria que é entregue na forma de energia elétrica.

As baterias podem ser utilizadas em uma larga faixa de aplicações, desde sistemas elétricos pequenos como brinquedos até sistemas industriais e elétricos de grande porte. Além disso, algumas tecnologias de baterias são amplamente comercializadas e possuem maturidade tecnológica avançada. As baterias de Chumbo-ácido (Pb-ácido), Níquel-Cadmio (Ni-Cd), Lítio-Íon (Li-íon/Íon de Lítio), de Sal Fundido (NaS) e de Fluxo (ou redução) são abordadas nos itens da subseção 2.1.2, onde são analisadas e ilustradas.

A seguir, são revisados alguns trabalhos que tratam dos sistemas de armazenamento de energia abordados até aqui. Eles servem de base para a escolha das baterias como o sistema de armazenamento de energia utilizado neste trabalho.

No contexto do presente trabalho, a presença de sistemas de armazenamento de energia se torna essencial devido a um fator: a intermitência da geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos. Essa intermitência pode ser entendida como a variação da quantidade de energia produzida em módulos fotovoltaicos devido a fatores ambientais e técnicos como, por exemplo, sombreamento por nuvens, ausência de radiação solar direta

em dias chuvosos, variação da eficiência dos módulos (que depende da temperatura ambiente), velocidade do vento, poeira, entre outros. O papel dos sistemas de armazenamento de energia é, portanto, prover estabilidade e continuidade na entrega da energia fotovoltaica gerada para atender a carga. Dessa forma, é possível transformar uma fonte de energia intermitente em uma fonte despachável.

Além disso, uma importante vantagem do uso de sistemas de armazenamento de energia dentro do estudo proposto neste trabalho é a possibilidade de se utilizar a energia fotovoltaica gerada durante o dia no período noturno, quando a demanda de uma residência é maior do que aquela durante o período diurno. Dessa maneira, sistemas de armazenamento possibilitam que a energia excedente gerada durante o dia seja armazenada e utilizada no horário noturno, que coincide com o período de ponta das concessionárias de energia elétrica.

Os estudos que compõem a revisão bibliográfica de sistemas de armazenamento de energia são apresentados de maneira cronológica, com o objetivo de apresentar ao leitor a evolução histórica e tecnológica de tais sistemas. Dessa maneira, pode se observar a mudança com relação às conclusões dos estudos ao longo do tempo. O uso de armazenadores de energia como elemento chave para alavancagem do uso de fontes de energias renováveis já era discutido no início dos anos 2000. DELL e RAND (2001) apresentam uma discussão sobre o papel do armazenamento de energia em redes elétricas de grande e pequeno porte devido à intermitência da geração de energia elétrica por fontes renováveis, bem como a descrição de algumas das tecnologias de armazenamento citadas anteriormente. As baterias, responsáveis pelo armazenamento de energia na forma eletroquímica, são mais detalhadas do que as outras tecnologias devido a sua variabilidade de tamanhos (i.e. dimensões físicas e capacidade de armazenamento) e versatilidade para diferentes aplicações. Dentre as conclusões desse estudo, destaca-se a previsão de que somente as baterias de chumbo-ácido seriam economicamente viáveis em sistemas elétricos. Como será visto posteriormente, atualmente essa conclusão está defasada devido aos avanços tecnológicos e de redução de custos ocorridos ao longo dos anos.

Por sua vez, o estudo realizado por NOURAI (2002) busca identificar sistemas de armazenamento de energia de grande porte apropriados para o gerenciamento de energia em aplicações de redes elétricas. Novamente, a tecnologia de armazenamento revisada e detalhada são as baterias, indicando critérios de seleção das mesmas de acordo com a aplicação, além de suas características. Baseando-se em critérios e revisão bibliográfica, o autor seleciona as baterias de fluxo, de sal fundido (NaS) e supercapacitores para aplicações de nivelamento de carga.

Em um estudo mais detalhado, IBRAHIM, ILINCA e PERRON (2008) estabelecem comparações e caracterizam diferentes sistemas de armazenamento de energia. Por se tratar de um estudo mais amplo, o autor descreve e explica, além das baterias, exemplos de sistemas de armazenamento eletromecânicos, eletromagnéticos e térmicos. Além disso, são apresentadas definições e conceitos importantes para a compreensão das características de tais sistemas como: eficiência, auto descarregamento e densidade mássica/volumétrica de energia/potência de baterias, entre outros. Tais conceitos são abordados no item 2.1.1.2.

Para concluir o estudo, o autor estabelece comparações entre os sistemas de armazenamento de acordo com suas eficiências de operação e conversão de energia, custos de investimento e tamanho físico. Ao final, o autor novamente relata a importância dos sistemas de armazenamento para fontes alternativas e intermitentes de energia e estabelece que as baterias de Lítio-íon (Li-íon) e Chumbo-Ácido são as mais adequadas em sistemas de geração de energia elétrica descentralizados. Uma definição interessante oferecida pelo autor é a de que “armazenamento é o elo mais frágil nos domínios da energia, mas é um elemento chave para o crescimento das energias renováveis”.

O artigo de HALL e BAIN (2008) oferece uma análise mais simplificada das tecnologias de armazenamento de energia e a sua relação com a geração de eletricidade. Além de trazer algumas características dos sistemas de armazenamento, o autor apresenta também suas perspectivas de desenvolvimento para o futuro e alguns exemplos de suas aplicações em sistemas de energia elétrica. Assim como nos estudos anteriores, as baterias se destacam entre as tecnologias de armazenamento de energia.

Outro estudo sobre novas tecnologias e possíveis avanços no armazenamento de energia é realizado por BAKER (2008). Neste trabalho é possível encontrar várias características de diferentes tipos de baterias, dentre as quais se destacam as baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio (Ni-Cd), sal fundido (NaS), e Lítio-íon (Li-íon). Outras tecnologias de sistemas de armazenamento são discutidas em BAKER (2008), porém de maneira mais sucinta. O autor ressalta a tecnologia de baterias como a mais promissora, além de mencionar que os avanços devem se concentrar no desenvolvimento técnico e científico das mesmas, principalmente nas baterias de Li-íon.

O trabalho de HADJIPASCHALIS, POULLIKKAS e EFTHIMIOU (2009) mostra uma visão geral das tecnologias de armazenamento de energia presentes e futuras em aplicações de sistemas elétricos de potência. Apesar de apresentar um contexto diferente do tema proposto por esta dissertação, o estudo traz uma revisão detalhada de diferentes tipos de baterias, indicando a aplicabilidade das mesmas em sistemas elétricos de menor porte, como os de geração descentralizada. A conclusão do autor é semelhante a de outros

estudos, enfatizando que a definição da tecnologia de armazenamento de energia a ser usada depende de muitos fatores, dentre os quais a quantidade de energia ou potência a ser armazenada, a finalidade, a disponibilidade de espaço, entre outros. Entretanto, as baterias são a tecnologia dominante graças a sua variedade de tamanhos e possibilidades de aplicação em sistemas elétricos de diferentes portes. Dentre as baterias, o autor destaca a bateria de Lítio-Íon, indicando sua crescente importância no contexto de armazenamento de energia.

Em um contexto diferente daquele apresentado por HADJIPASCHALIS, POULLIKKAS, EFTHIMIOU (2009) e focando somente no uso de baterias como armazenadores de energia, LEADBETTER e SWAN (2012) analisam a seleção de tecnologias de baterias para integração de fontes renováveis de energia à rede elétrica de distribuição. Este estudo apresenta três partes principais: a descrição do papel do armazenamento de energia em sistemas elétricos conectados à rede, a apresentação dos tipos de baterias e suas respectivas características e, por fim, critérios de seleção das mesmas de acordo com suas aplicações. A conclusão mais importante do autor é que as baterias de Li-Íon e chumbo-ácido são as mais adequadas para aplicações em geração distribuída de energia.

Aproximando-se do escopo da presente dissertação no que tange ao contexto de aplicação, o trabalho de CHATZIVASILEIADI, AMPATZI e KNIGHT (2013) caracteriza tecnologias de armazenamento de energia e apresenta suas aplicações em edificações. Neste estudo, são apresentadas tabelas muito importantes que quantificam as características de diferentes tipos de tecnologias de armazenamento de energia. Além disso, é feita uma análise das oportunidades de integração de sistemas de armazenamento de energia a ambientes já construídos, a disponibilidade dos metais usados nas baterias de acordo com seu consumo atual e capacidade de reciclagem, e do atual mercado de armazenadores de energia e tendências de mercado.

O trabalho de MARTÍNEZ (2011) apresenta um tema que possui grande interface com esta dissertação: o uso de baterias em sistemas fotovoltaicos. Neste trabalho é possível encontrar uma revisão detalhada sobre as tecnologias de baterias e dos tipos de módulos fotovoltaicos. Entretanto, apesar de abordar muitos aspectos como segurança e reciclagem das baterias, suas vantagens e desvantagens, o autor não realiza a integração entre as baterias e os sistemas fotovoltaicos de maneira prática. O escopo do trabalho se limita a caracterizar as baterias e os módulos FV, sem realizar um estudo sobre a utilização dos dois sistemas concomitantemente.

De maneira geral, as referências abordadas trazem revisões que caracterizam e exibem as aplicações das tecnologias de armazenamento de energia, principalmente

baterias, em sistemas elétricos de diferentes portes. Apesar de tratarem, em quase sua maior parte, do uso de baterias em sistemas elétricos de grande porte, as caracterizações das baterias trazidas por estes estudos indicam quais delas são mais adequadas para o contexto da presente dissertação: o uso em residências com geração fotovoltaica.

Uma outra observação interessante resultante desta revisão bibliográfica é a percepção de como a tecnologia de baterias lítio-íon teve ganho de importância no tema de armazenamento de energia. Considerada uma tecnologia cara e inacessível nos primeiros estudos, sua aplicação em dispositivos eletrônicos já é extremamente popular atualmente e, à medida que novas pesquisas surgem, podem ser vistas novas aplicações dessa tecnologia em sistemas elétricos mais complexos e de maior porte.

A escolha de baterias como sistemas de armazenamento de energia para o trabalho se deve ao fato das mesmas apresentarem uma grande variedade de capacidade de armazenamento e de dimensões físicas, e, conseqüentemente, apresentarem possibilidades de aplicação em sistemas elétricos. As subseções 2.1.2.1. até 2.1.2.5. visam caracterizar os principais tipos de bateria de acordo com o encontrado na literatura, sendo eles: Chumbo-ácido (Pb-Ácido), Níquel-Cadmio (Ni-Cd), Lítio-Íon (Li-íon), Sal Fundido (NaS) e Baterias de Fluxo, respectivamente.

Para uma melhor compreensão das características dessas baterias, a subseção 2.1.1. e seus subitens trazem os seus fundamentos, abordando seu princípio de funcionamento e buscando explicar seus principais parâmetros e variáveis. A subseção seguinte (2.1.2.) trata especificamente de cada um dos tipos de baterias citados anteriormente, apresentando suas características e parâmetros. A subseção 2.1.3. busca resumir em tabelas as características de cada uma das baterias, definindo, posteriormente, aquelas mais indicadas para o estudo da presente dissertação.

2.1.1. Fundamentos de Baterias

Esta subseção apresenta o princípio de funcionamento geral e conceitos que são importantes para a compreensão dos tipos de baterias a serem apresentados.

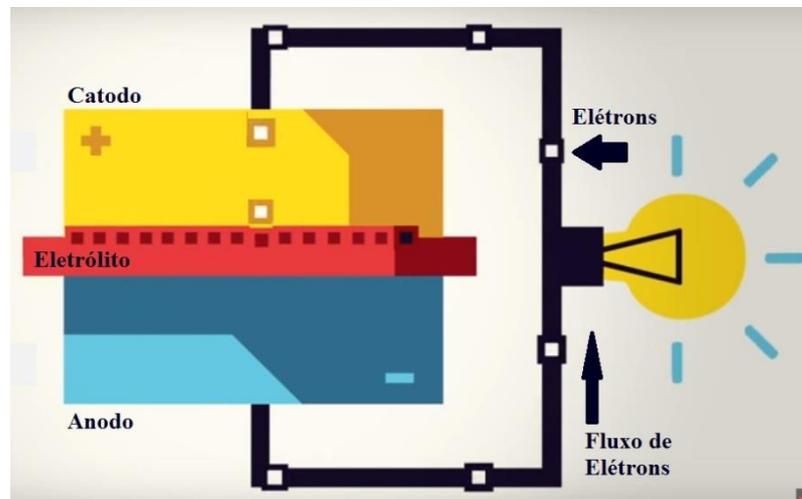
2.1.1.1. Princípio de Funcionamento das Baterias

O princípio básico de funcionamento de uma bateria consiste na Oxidação de um material e na Redução de outro. Oxidação é um processo no qual um material cede elétrons para outro, tornando-se eletricamente positivo, uma vez que deixa de ser neutro (ter a mesma quantidade de cargas positivas e negativas) e passa a ter mais cargas positivas que negativas. Por outro lado, a Redução é um processo no qual o material recebe elétrons de

outro e, conseqüentemente, passa a ter carga elétrica negativa. Os materiais que são oxidados e reduzidos, no caso de baterias, são chamados de eletrodos. O eletrodo negativo recebe o nome de anodo, enquanto que o eletrodo positivo é chamado de catodo.

Os eletrodos devem ser separados por um meio, caso contrário a transferência de elétrons se daria de maneira direta entre eles e não seria possível aproveitar a corrente gerada pelo fluxo de seus elétrons. Nas baterias, esse meio é chamado eletrólito e suas funções principais são: evitar a transferência de elétrons diretamente entre os eletrodos e possibilitar a reação entre os íons positivos e negativos dos elementos que compõem o catodo e o anodo respectivamente. Como só ocorre a reação entre íons dos eletrodos no eletrólito, a transferência dos elétrons liberados na reação não ocorre através dele. Como os eletrodos passam a ficar carregados com cargas opostas, a bateria apresenta uma diferença de potencial entre seus terminais, além de elétrons livres, liberados pela reação entre os materiais dos catodos e anodos. Assim, ao conectar-se uma carga nos terminais da bateria através de fios/cabos condutores, os elétrons passam a circular por ela, gerando a corrente elétrica. Na Figura 6 é possível identificar os componentes da bateria citados e uma lâmpada representa a carga a ser abastecida.

Figura 6 - Diagrama Esquemático Básico do Funcionamento de uma Bateria



As baterias utilizadas como sistemas de armazenamento de energia possuem uma estrutura básica e comum. Elas se constituem de células únicas ou múltiplas, dispostas em um arranjo em série ou paralelo dependente da tensão de saída desejada. Uma célula é um conjunto composto por eletrodos e eletrólito cuja saída é uma diferença de potencial. Para as baterias estudadas no presente trabalho, os eletrodos, geralmente, têm forma de placas, exceto para as baterias de fluxo, enquanto que o eletrólito é um meio líquido.

Cada tipo de bateria possui uma reação química própria, que depende dos materiais que compõem os seus eletrodos. Entretanto, todas as reações químicas que ocorrem em

baterias utilizadas em sistemas de armazenamento ocorrem em dois sentidos: reagentes gerando produtos e vice-versa. Esta propriedade das reações faz com que as baterias tenham capacidade de serem carregadas e descarregadas, uma característica essencial para o contexto de aplicação das mesmas no presente estudo. As baterias que possuem a habilidade de serem recarregáveis são chamadas de secundárias, enquanto que baterias primárias não possuem essa capacidade.

2.1.1.2. Conceitos Importantes para o Estudo das Baterias

Este item apresenta definições e conceitos que são comumente encontrados nos estudos de baterias e que são necessários para melhor entendimento das características das mesmas.

- Definições e Conceitos:

- Bateria de Alta Energia: bateria com capacidade de entregar grande quantidade de energia durante um intervalo de tempo prolongado.
- Bateria de Alta Potência: aquela com capacidade de entregar grande quantidade de energia em um intervalo de tempo pequeno. Da equação (1)

$$Potência = Energia/tempo \quad (1)$$

Tem-se que a diminuição do intervalo de tempo a uma quantidade de energia fixa gera uma potência elevada.

- Capacidade da Bateria: quantidade de energia que pode ser armazenada na bateria. No presente trabalho é especificada diretamente em kWh/unidade de bateria.
- Ciclo: processo completo de carregamento e descarregamento de uma bateria.
- Densidade Mássica/Volumétrica de Energia: é a quantidade máxima de energia que pode ser armazenada uma unidade de massa/volume da bateria. Em algumas literaturas é encontrada como Energia Específica.
- Efeito de Memória: perda de capacidade de armazenamento quando a bateria é carregada antes de ser completamente descarregada. Popularmente conhecido como 'bateria viciada', esse efeito ocorre devido à perda progressiva da capacidade das moléculas dos eletrodos de se reorganizarem após ciclo de carga e descarga.
- Eficiência (η): a eficiência da bateria, conforme Equação (2) é dada pela razão entre a energia elétrica entregue por ela durante seu descarregamento ($E_{elétrica,descarregada}$) e a energia armazenada por ela ($E_{química,inicial}$), representando a sua capacidade de transformar energia química em elétrica.

$$\eta = \frac{E_{elétrica,descarregada}}{E_{química,inicial}} \quad (2)$$

- Estado de Carregamento: representa a razão entre a energia total armazenada pela bateria após o seu carregamento e a energia total armazenada por ela inicialmente. Por exemplo, o estado de carregamento de uma bateria é 70% se, após o seu carregamento, ela recuperou 70% da sua capacidade inicial de armazenamento.
- Morte da Bateria: representa a perda da capacidade de carregamento da bateria devido à incapacidade dos seus reagentes se reorganizarem após a entrega de energia para a bateria, estando relacionada ao parâmetro 'Efeito de Memória' definido acima.
- Profundidade de Descarga/Descarregamento: é dada pela razão entre a energia restante na bateria após um descarregamento parcial e a energia inicialmente armazenada nela ($E_{química, inicial}$), ou seja, é a quantidade de energia fornecida pela bateria durante seu uso. Por exemplo, uma bateria com 100% da sua capacidade de armazenamento é utilizada e, após o uso, passa a ter 70% da capacidade de armazenamento. Nesse caso, a profundidade de descarga foi de 30%. Algumas baterias não podem se descarregar completamente (100% de profundidade de descarga) sob risco de morrerem.
- Sobrecarga: aplicação de energia além da capacidade de armazenamento da bateria durante o seu carregamento.
- Taxa de Auto Descarregamento: é a quantidade de energia inicialmente armazenada ($E_{química, inicial}$) que é dissipada pela bateria naturalmente quando ela não está em operação.
- Temperatura de Operação: temperatura necessária da bateria para que ela opere em condições nominais.
- Tempo de Descarga/Descarregamento: período de tempo necessário para o descarregamento da bateria, representando o intervalo de tempo em que a mesma fornece energia para o equipamento que ela alimenta.
- Tempo de Recarga: período de tempo necessário para carregamento total da bateria.
- Tempo de Resposta: tempo necessário para que a bateria comece a entregar a energia armazenada para o equipamento que ela alimenta. Este parâmetro depende da capacidade e velocidade da reação eletroquímica inerente à bateria.
- Tempo/Ciclo de Vida: expectativa de duração da bateria em operação sob condições normais, dado em anos ou ciclos de vida.
- Tensão Crítica: diferença de potencial mínima que a bateria pode atingir em seu descarregamento. Um descarregamento a uma tensão inferior à crítica causa a morte da bateria.

Uma vez apresentadas tais definições, torna-se possível compreender melhor as características das baterias abordadas na seção 2.1.2.. Nessa seção são apresentados itens que caracterizam, de maneira individualizada, os principais tipos de baterias, compilando as informações obtidas a partir da literatura consultada.

2.1.2. Tipos de Baterias

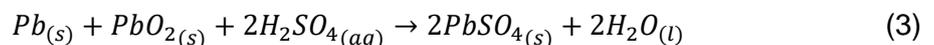
Conforme citado na seção 2.1, as principais tecnologias de baterias encontradas atualmente são Chumbo-ácido (Pb-ácido), Níquel-Cadmio (Ni-Cd), Lítio-Íon (Li-íon), Sal Fundido (NaS) e Baterias de Fluxo. As características de cada uma dessas tecnologias são apresentadas de maneira particular nessa subseção, a fim de fornecer informações suficientes para a definição de qual(is) tipo(s) de tecnologia de bateria é(são) mais adequado(s) para o tema do presente trabalho.

Uma análise qualitativa dos tipos de tecnologias de baterias citados é feita ao longo das subseções. A análise e apresentação de dados quantitativos é realizada na subseção 2.1.3 subsequente.

2.1.2.1. Baterias de Chumbo-Ácido (Pb-Ácido)

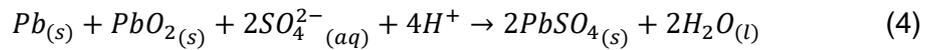
As baterias de chumbo-ácido são as mais antigas dentre as baterias secundárias, sendo datadas de meados do século XIX. O seu pioneirismo garante maior maturidade tecnológica e maior participação no mercado de baterias. Conseqüentemente, devido a sua larga escala de utilização, tais baterias apresentam o custo mais baixo dentre as tecnologias existentes. Entretanto, suas características mais marcantes são a baixa densidade de energia e o ciclo de vida limitado quando comparada aos outros tipos de baterias.

A reação química característica deste tipo de bateria, conforme (LEADBETTER e SWAN (2012)), é dada pela Eq. 3:

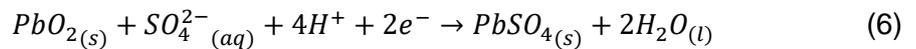
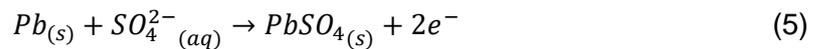


O eletrodo positivo (catodo) é representado pelo dióxido de chumbo (PbO₂), o eletrodo negativo (anodo) representado pelo chumbo (Pb) e o eletrólito é composto por uma solução de ácido sulfúrico (H₂SO₄). Os sub-índices (s), (aq) e (l) indicam os estados físicos sólido, aquoso e líquido, respectivamente. Como visto no item 2.1.1.1, as baterias secundárias possuem reações que ocorrem em dois sentidos, sendo que um deles indica a reação de carga e o outro indica a reação de descarga. No caso das baterias de chumbo-ácido, a reação indicada pela Eq. (2) é a de descarregamento, enquanto que a reação de carregamento ocorre no sentido oposto, da direita para a esquerda.

A reação representada pela Eq. (3) pode ser desmembrada separando-se os íons do ácido sulfúrico. A Equação (4) a seguir mostra a reação por este ponto de vista:



A Eq. (4) pode ser desmembrada ainda mais ao exibir as reações que ocorrem especificamente em cada eletrodo. As reações parciais indicadas pelas Equações (5) e (6) indicam as reações que ocorrem no eletrodo negativo (anodo) e no eletrodo positivo (catodo), respectivamente:



Como esperado, o anodo entrega os elétrons (e^-) da reação, enquanto o catodo os recebe. A soma das Equações (5) e (6), também conforme previsto, indica a reação mostrada pela Eq. (4). O desmembramento da Eq. (3) é realizado para mostrar os elétrons que dão origem à corrente elétrica que fluirá pela carga abastecida pela bateria. Da mesma maneira que na Eq. (3), as reações indicadas nas Equações. (4), (5) e (6) ocorrem durante o descarregamento das baterias. As reações que ocorrem no sentido contrário caracterizam o processo de carregamento.

O autor apresenta exemplos de instalações existentes que utilizam a tecnologia de baterias de chumbo-ácido, sendo a maior delas localizada em Chino, Califórnia, USA. Tal sistema de armazenamento, conforme visto em BATTERYVITAMIN (2017), é de grande porte, formado por um conjunto de baterias, com valores de potência e energia iguais a 10 MW e 40 MWh, respectivamente. De maneira prática, esses valores indicam que o sistema consegue fornecer uma potência de 10 MW por até 4 horas. Outro exemplo que utiliza sistema de armazenamento de energia com baterias de chumbo-ácido é a instalação de teste BEWAG na Alemanha, cujos valores de potência e energia são 17 MW e 14 MWh, respectivamente.

Figura 7 - Conjunto de Baterias Chumbo-Ácido em Chino, Califórnia



As principais vantagens das baterias de chumbo-ácido são a variedade de tamanhos, os custos mais baixos comparados aos outros tipos de baterias, melhor custo benefício e a possibilidade de reciclagem dos seus materiais constituintes. As baterias de chumbo-ácido podem apresentar valores de potência/energia que variam de dezenas de kW/kWh a dezenas de MW/MWh, indicando a sua variedade de tamanhos e disponibilidade para grande número de aplicações. Graças a sua maturidade tecnológica e grande utilização do mercado, essas baterias são as mais baratas e apresentam a melhor relação entre performance e custo, além de permitirem a reciclagem de mais de 97% do chumbo presente na bateria, indicando a grande capacidade de reciclagem das mesmas. Além de dados sobre a capacidade de reciclagem de tais baterias, (CHATZIVASILEIADI, AMPATZI e KNIGHT (2013) definem as baterias de chumbo-ácido como as mais adequadas até então para o armazenamento de energia para geração fotovoltaica devido ao seu melhor custo-benefício.

Dentre as desvantagens dessa tecnologia, destacam-se a baixa densidade de energia/potência e o ciclo de vida relativamente limitado. Como consequência do fato de apresentar pouca energia/potência em uma unidade de massa, a bateria de chumbo-ácido apresenta a necessidade de uma área relativamente grande para sua instalação. O ciclo de vida, com números de ciclos de carga/descarga relativamente baixos quando comparados aos de outras tecnologias, é afetado por fatores como a temperatura ambiente e a profundidade de descarga conforme mencionado por (HADJIPASCHALIS, POULLIKKAS e EFTHIMIOU (2009), tornando essa tecnologia adequada para aplicações com poucos ciclos diários de carga/descarga, como, por exemplo, uma carga residencial, cuja expectativa é de um único ciclo diário.

2.1.2.2. Baterias de Lítio-Íon/Íon de Lítio (Li-Íon)

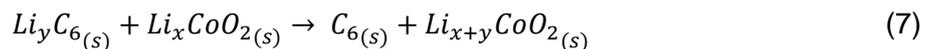
As baterias de lítio-íon se caracterizam principalmente pela elevada eficiência, alta densidade de energia e elevado ciclo de vida, quando comparada com os outros tipos de

bateria. Tais características tornam essa tecnologia a mais promissora dentre aquelas utilizadas em sistemas de armazenamento, porém seu alto custo ainda mantém sua aplicação restrita, quase em sua totalidade, ao mercado de eletrônicos. Entretanto, LEADBETTER e SWAN (2012) apresentam exemplos de sistemas de grande porte, como o de 1,5 MWh instalado pela Electrovaya em Ontario conforme mostrado pela Figura 8, e a disponibilização de 3 MWh de baterias de lítio pela empresa SAFT Batteries para integração de energias renováveis na França.

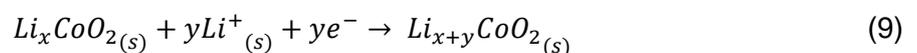
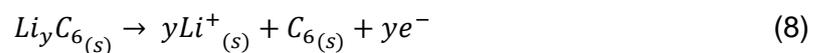
Figura 8 - Sistema de Bateria de Lítio-Íon, 1,5 MWh, Electrovaya



O autor apresenta também a reação química que ocorre na bateria Li-íon, conforme a Eq. (7):



Nesta reação, y e x são coeficientes que realizam seu balanceamento. Dessa forma, o catodo é constituído por um dióxido metálico de lítio e cobalto ($LiCoO_2$) e o anodo (eletrodo negativo) é composto por carbono na forma de grafite (C_6). Ao contrário da reação da bateria de chumbo-ácido (ver Equações (3) a (6)) é possível observar que o eletrólito não participa da reação na bateria de Li-íon. Sua função é somente a de transporte dos íons de lítio entre as camadas de eletrodos. Dessa forma, percebe-se que a reação envolve mais uma troca de íons entre as camadas de eletrodos do que uma reação química em si (BAKER, 2008). As Equações (8) e (9) a seguir mostram as reações parciais que ocorrem nos eletrodos negativo e positivo, respectivamente:



Conforme dito anteriormente, por se tratar de uma bateria secundária, a reação ocorre em dois sentidos. A reação mostrada pela Eq. (7), da esquerda para a direita, mostra o processo de descarga da bateria. Durante a descarga os coeficientes de balanceamento x e y valem, respectivamente, 0,5 e 6. A reação reversa, no sentido da direita para a esquerda, exhibe o carregamento de bateria. Assim como na Eq. (5), a equação (8) mostra a reação parcial que ocorre no anodo, na qual ocorre a liberação dos elétrons. A Eq. (9), por sua vez, mostra que o catodo recebe os elétrons e os íons positivos provenientes da oxidação do anodo. A soma das reações parciais das equações (8) e (9) é igual a Eq. (7), conforme esperado.

Dentre as vantagens dessa tecnologia, destacam-se suas principais características citadas anteriormente: elevada eficiência, alto ciclo de vida e elevada densidade de energia. Tais características fazem com que as baterias Li-íon sejam menores e mais compactas (quando comparadas com a bateria de chumbo-ácido). Conforme mencionado em (HALL e BAIN (2008) as baterias Li-íon são as mais promissoras e com maior potencial de desenvolvimento para várias áreas.

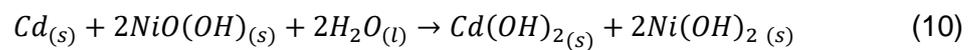
Dentre as desvantagens, o seu custo ainda é uma barreira a ser transposta, uma vez que o invólucro e circuitos de proteção desta bateria são fatores que elevam bastante o seu valor. Uma vez que esta tecnologia de armazenamento possui ciclo de vida dependente da temperatura e profundidade de descarga segundo (HADJIPASCHALIS, POULLIKKAS e EFTHIMIOU (2009), um circuito auxiliar de proteção contra sobrecarga/profundidade de descarga e superaquecimento torna-se necessário e, conseqüentemente, aumenta seu custo. Este circuito eletrônico é responsável por monitorar as condições de carga, descarga e temperatura da bateria a fim de evitar danos à bateria causados por condições adversas dessas variáveis. Entretanto, deve-se recordar que este ainda é um tipo de bateria relativamente recente, datado do final da década de 80 e início dos anos 90, e que, conseqüentemente, ainda há muitas possibilidades de desenvolvimento das mesmas, incluindo redução dos custos dos materiais e melhorias nos circuitos de proteção.

2.1.2.3. Baterias de Níquel-Cádmio (Ni-Cd)

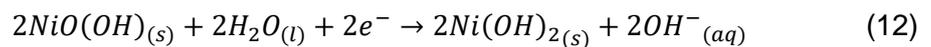
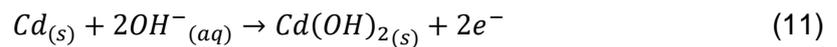
Uma outra tecnologia de baterias cujo aparecimento data do início do século XX é a de níquel-cádmio e, assim como as baterias de chumbo-ácido, esse fator faz com que sua maturidade tecnológica seja maior quando comparada aos demais tipos de baterias. Quando comparada com as baterias de chumbo-ácido, as de Ni-Cd apresentam maior densidade de energia e maior ciclo de vida em anos (maior vida útil desde que dentro do limite de ciclos de carga/descarga estabelecido para ambas), além de serem uma alternativa já provada e robusta.

Porém, conforme mencionado em BAKER (2008), a comparação entre tais tecnologias se mostra desvantajosa para as baterias de Ni-Cd quanto ao custo e reciclagem da mesma. Por se tratar de um elemento tóxico, o cádmio possui restrições quanto a sua reciclagem, o que acarreta questionamentos quanto à utilização dessas baterias e causou a perda de mercado pelas mesmas em um mercado que busca ser mais sustentável, como o de energia renováveis. Além disso, outro fator que diminui a sua participação no mercado é o seu elevado custo.

Sua reação química pode ser encontrada em MARTÍNEZ (2011), sendo dada pela Eq. (10):



As reações parciais que ocorrem nos eletrodos indicam o surgimento e a quantidade de elétrons livres obtidos na reação global, sendo apresentadas pelas Equações (11) e (12):



Por ser uma semi-reação que libera elétrons, a Eq. (11) indica o processo de oxidação do eletrodo negativo. Já a semi-reação da Eq. (12), que recebe os elétrons, indica o processo de redução do eletrodo positivo. A soma dessas reações parciais é igual à reação global indicada pela Eq. (10).

Como esperado para baterias secundárias, a reação é reversível, ocorrendo nos dois sentidos. Assim como nas reações das baterias de chumbo-ácido e lítio-íon, a reação indicada pela Eq. (10) representa o descarregamento da bateria. A reação de carregamento ocorre no sentido contrário do indicado. Similarmente à reação das baterias de chumbo-ácido, o eletrólito (H₂O) participa da reação entre o eletrodo positivo (catodo) e o eletrodo negativo (anodo), respectivamente NiO(OH) e Cd.

Devido às desvantagens apresentadas anteriormente, e ao fato de ser a única das baterias abordadas que possui efeito de memória, são encontradas poucas aplicações das baterias Ni-Cd em sistemas elétricos de maior porte na literatura. Uma aplicação onde se utiliza baterias Ni-Cd, e que é citada por CHATZIVASILEIADI, AMPATZI e KNIGHT (2013), é um sistema de backup à rede elétrica no Alasca. Uma das características citadas do referido estudo e que é definitiva para a utilização desse sistema em um local tão extremo é o bom funcionamento das baterias níquel-cádmio em temperaturas muito baixas.

2.1.2.4. Baterias de Sal Fundido (Na-S/Sódio-Enxofre)

Outra tecnologia de bateria abordada pelas referências é a de sal fundido, sendo as características dessas baterias o seu alto ciclo de vida e a alta densidade de energia. O seu custo é moderado e sua característica específica é a elevada temperatura de operação (entre 300°C e 400°C) devido à necessidade de se manter o sódio (Na) no estado líquido, o que requer uma operação dessa bateria em altas temperaturas. Essa alta temperatura de operação pode ser obtida pelo próprio funcionamento da bateria ou através do uso de uma fonte de aquecimento externa. A sua reação química conforme LEADBETTER e SWAN (2012) é apresentada na Eq. (13):



As reações indicadas pelas Equações (14) e (15) exibem os processos de oxidação e redução que ocorrem no anodo e catodo, respectivamente:



As reações apresentadas, típicas das baterias secundárias, na qual o eletrodo positivo (catodo) é o enxofre fundido, S, e o eletrodo negativo é o sódio fundido, Na. O eletrólito é composto por uma cerâmica sólida de beta-alumina cuja função é separar os eletrodos. Quanto aquecido a altas temperaturas, o eletrólito apresenta alta condutividade de íons positivos de sódio (Na⁺), que fluem por ele em direção à solução de enxofre e produzem Na₂S₄. Este processo, que representa a reação que ocorre no sentido da esquerda para direita, caracteriza o descarregamento da bateria, uma vez que haverá elétrons excedentes na solução de sódio que serão responsáveis pelo fluxo de corrente na carga da bateria. O processo reverso, cujo sentido é da direita para a esquerda, representa o carregamento da bateria.

Uma questão importante sobre segurança envolvendo este tipo de bateria deve ser pontuada. Uma quebra do eletrólito cerâmico pode causar fogo na bateria, sendo que isto ocorre porque, quando em contato, as soluções de sódio e enxofre produzem ainda mais energia na forma de calor, que pode gerar a queima da bateria (DELL e RAND, 2001). Portanto, faz-se necessário a observação e manutenção periódica da mesma.

Apesar de suas aplicações serem, em sua maioria, para eliminação do pico de demanda a sua utilização não é aconselhada para instalações residenciais devido à elevada temperatura de operação. Sistemas de armazenamento com baterias de sal fundido têm sido usados principalmente no Japão, conforme mencionado por BAKER (2008), sendo um

deles na planta automotiva da Hitachi, com 8 MW de potência e 58 MWh de energia. O maior sistema de armazenamento do mundo utilizado em sistema de geração solar fotovoltaica reportado por NAS (2017) de baterias de Na-S encontra-se em Buzen City, Fukuoka JAP possuindo 50 MW de potência e 300 MWh de energia.

Figura 9 - Sistema de Baterias de Sal Fundido, 50 MW, 300 MWh



2.1.2.5. Baterias de Fluxo

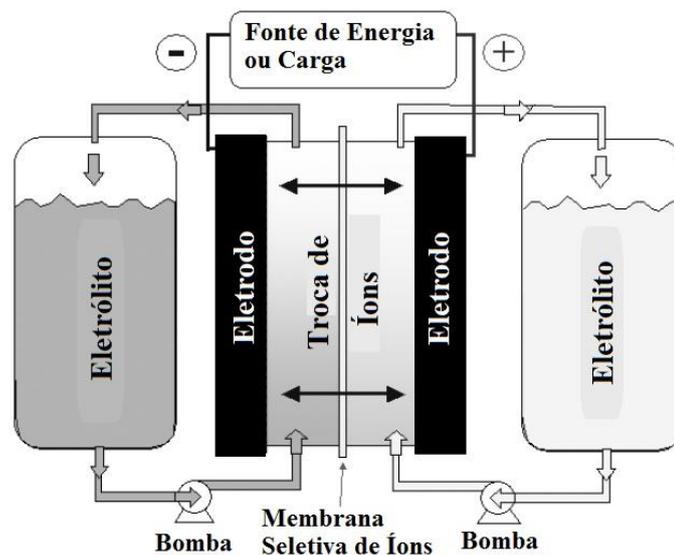
As baterias de fluxo, ao contrário das baterias abordadas nos itens 2.1.2.1. – 2.1.2.4, possuem reagentes e eletrólitos na forma líquida. O funcionamento das mesmas é baseado no fluxo de um eletrólito carregado entre os eletrodos. Em alguns casos, como a bateria do tipo Redução de Vanádio, ocorre somente o processo de redução dos eletrodos, que são compostos pelo mesmo material com cargas eletrônicas diferentes. Neste caso, tais baterias são também conhecidas como baterias de redução. A transferência de íons do eletrólito para os eletrodos é responsável pelo carregamento dos últimos, gerando a diferença de potencial da bateria. De maneira geral, a eficiência dessas baterias varia entre 75 – 85% dependendo do seu tipo, um rendimento inferior a quase todos os outros tipos de bateria analisados. Os tipos de bateria de fluxo mais comuns são: Brometo de Polissulfureto (PSB), Brometo de Zinco (ZnBr) e, principalmente, Redução de Vanádio (VRB – Vanadium Redox Battery). Por tratar da bateria de fluxo mais comum, a reação da bateria de Redução de Vanádio é utilizada para caracterização de tais baterias e suas reações parciais são indicadas pelas Equações (16) e (17), encontradas em DELL e RAND (2001):



Como trata-se de uma bateria de redução, a sua reação é descrita pelas semi-reações acima. A oxidação do anodo é representada pela Eq. (16), enquanto que a redução do catodo é representado pela Eq. (17). Nota-se ainda que ambos eletrodos são compostos por um único material, mas com cargas elétricas diferentes.

O esquemático de uma bateria de fluxo é descrito por NOURAI (2002) e apresentado na Figura 10. Neste esquemático, é possível perceber a presença de alguns componentes que não são comuns às baterias apresentadas anteriormente como, por exemplo, bombas e tanques de armazenamento de eletrólitos.

Figura 10 - Diagrama Esquemático de uma Bateria de Fluxo/Redução



O eletrólito, em fase líquida, é bombeado de dois tanques de armazenamento para tanque onde ocorre a reação de redução. A troca iônica da reação, além de ditada pela membrana seletiva de íons, é responsável pelo carregamento dos eletrodos e consequente criação de uma diferença de potencial a ser entregue à carga. Uma vantagem deste processo sobre aquele encontrado nas outras baterias abordadas, conforme mencionado por IBRAHIM, ILINCA e PERRON (2008) é a não há deposição de compostos sólidos no eletrodo durante a reação, de maneira que não há perda de capacidade de armazenamento de energia por aumento de massa do mesmo.

Outra vantagem abordada tanto por HALL e BAIN (2008) quanto por BAKER (2008) é a independência das grandezas energia e potência em baterias de fluxo. A densidade de energia das mesmas depende essencialmente do volume de eletrólito armazenado nos tanques, enquanto que a potência depende essencialmente da taxa de reação dos eletrodos, que é ditada principalmente pela membrana seletiva de íons. Outra característica vantajosa dessa tecnologia de baterias é a mitigação da taxa de auto descarregamento,

uma vez que o eletrólito é armazenado carregado e isolado nos tanques, conforme visto em HALL e BAIN (2008) e em HADJIPASCHALIS, POULLIKKAS e EFTHIMIOU (2009).

Em contrapartida, por se tratar de uma tecnologia imatura quando comparada às baterias abordadas anteriormente, as baterias de fluxo necessitam desenvolvimento e um alto custo de investimento e de operação. Sistemas de bombeamento são requeridos para controle de fluxo, além dos dois reservatórios para eletrólitos externos, sendo fontes de custos que ainda precisam ser mitigados (HALL e BAIN, 2008). A utilização deste tipo de bateria poderia ser aconselhável para utilização em usinas geradoras de energia elétrica conectadas à rede.

2.1.2.6. Análise dos Tipos de Baterias

Uma análise qualitativa individual de cada tipo de bateria foi apresentada pelos itens 2.1.2.1 ao 2.1.2.5. As características individuais e comuns das baterias foram abordadas, além de suas respectivas reações, vantagens, desvantagens e exemplos de instalações. O presente item apresenta tais informações por meio de tabelas que quantificam e classificam as características e variáveis das diferentes tecnologias de baterias abordadas anteriormente.

Uma revisão completa dos sistemas de armazenamento de energia é apresentada por CHATZIVASILEIADI, AMPATZI e KNIGHT (2013) nas Tabelas 1 e 2, que resumem os valores encontrados das características e variáveis das tecnologias dos diferentes tipos de baterias abordadas anteriormente. O destaque em negrito refere-se aos melhores valores/classificações de acordo com cada característica e aspecto. Percebe-se ainda que, em sua maioria, os valores são apresentados em intervalos, exibindo seus valores mínimos e máximos encontrados nas referências deste estudo.

As colunas das Tabelas 1 e 2 denominadas 'Potência Específica', 'Energia Específica', 'Densidade de Potência' e 'Densidade de Energia' correspondem respectivamente à Densidade Mássica de Potência, Densidade Mássica de Energia, Densidade Volumétrica de Potência e Densidade Volumétrica de Energia, conceitos abordados em 2.1.1.2. As baterias Li-íon apresentam os melhores valores de tais características, comprovando a análise qualitativa apresentando em 2.1.2.2.

A Tabela 2 apresenta dados que corroboram com a análise qualitativa de cada tecnologia realizada anteriormente. Ela trata de aspectos econômicos, tecnológicos e ambientais das baterias. Os valores atribuídos à bateria de fluxo apresentados nas Tabelas 1 e 2 são referentes ao tipo de Redução de Vanádio (VRB), devido ao fato deste tipo ser o mais representativo dentre as tecnologias de bateria de fluxo.

Tabela 1 – Características Técnicas das Tecnologias de Baterias

	Quantidade de Potência (MW)	Quantidade de Energia (kWh)	Potência Específica (W/kg)	Energia Específica (Wh/kg)	Densidade de Potência (kW/m ³)	Densidade de Energia (kWh/m ³)	Eficiência (%)	Tensão Crítica (V)	Tempo de Descarga	Tempo de Resposta	Tempo de Vida (anos)	Ciclo de Vida (ciclos)	Temp. de Operação (°C)	Taxa de Auto Descarregamento (%/dia)
Bateria Pb-Ácido	< 70	10 ² – 10 ⁵	75 – 300	30 – 50	90 – 700	75	80 – 90	1,75	s – horas	ms	3 – 15	2000	+25	0,1 – 0,3
Bateria Li-íon	0,1 – 5	0,01 – 10⁵	230 – 340	100 – 250	1300 – 10000	250 – 620	90 – 98	3,0	min – horas	ms – s	8 – 15	> 4000	- 10 a 50	0,1 – 0,3
Bateria Ni-Cd	< 40	0,01 – 1,5x10 ³	150 – 300	45 – 80	75 – 700	< 200	70 – 75	1,0	s – horas	ms	15 – 20	1500	-40 a 50	0,2 – 0,6
Bateria NaS	0,5 – 50	6x10 ³ – 6x10 ⁵	90 – 230	150 – 240	120 – 160	< 400	85 – 90	1,75 – 1,9	s – horas	ms	12 – 20	2000 – 4500	> 300	20
Bateria de Fluxo	0,03 – 7	10 – 10 ⁴	N/A	75	0,5 – 2	20 – 35	75	0,7 – 0,8	s – horas	< 1ms	10 – 20	> 13000	0 a 40	0 – 10

Tabela 2 - Aspectos Econômicos, Tecnológicos e Ambientais de Baterias

	Custo de Investimento por Potência (€/kW)	Custo de Investimento por Energia (€/kWh)	Uso comercial desde	Maturidade Tecnológica	Impacto Ambiental	Capacidade de Reciclagem	Manutenção	Efeito de Memória
Bateria Pb-Ácido	200 – 650	50 – 300	1870	Avançada	Médio	Excelente	Baixa	Não
Bateria Li-íon	700 – 3000	200 – 1800	1991	Avançada (celulares)	Muito Baixo	Muito Bom	Ausente	Não
Bateria Ni-Cd	350 – 1000	200 – 1000	1915	Avançada (dispositivos portáteis)	Médio	Muito Bom - Excelente	Alta	Sim
Bateria NaS	700 – 2000	200 – 900	1998	Média	Médio	Excelente	Baixa	Não
Bateria de Fluxo	2500	100 – 1000	1998	Média	Baixo	Excelente	Baixa	Não

Uma análise detalhada da Tabela 1 indica que as baterias de chumbo-ácido apresentam o maior intervalo de 'Quantidade de Potência', indicando sua aplicabilidade em sistemas de potência de pequeno a grande porte. Por sua vez, as baterias de lítio-íon apresentam o intervalo mais abrangente de 'Quantidade de Energia', sendo as mais indicadas para aplicações de menor potência.

As baterias de lítio-íon apresentam a maior eficiência dentre as baterias abordadas. As baterias de chumbo-ácido e sal fundido apresentam eficiências elevadas também. A bateria de níquel-cádmio, junto com a bateria de fluxo, é a pior neste quesito. Entretanto, elas possuem as menores tensões críticas dentre as tecnologias estudadas, o que constitui uma vantagem, uma vez que se tornam mais resistentes à profundidade de descarga. Baterias com tensões críticas elevadas apresentam, conseqüentemente, menores profundidades de descarga que, por sua vez, tornam as baterias mais susceptíveis à 'morte'. Para explicar essa vantagem, suponha haver um conjunto de baterias Pb-ácido, Li-íon, Ni-Cd, NaS e de fluxo, todas com 12 V nos seus terminais. As baterias de fluxo e Ni-Cd podem ter uma queda de tensão de até 11 V durante seu descarregamento sem causar dano irreparável à elas, como a 'morte'. A bateria de Li-íon, por sua vez, poderia ter uma queda de 9 V, menor que a queda das baterias de fluxo e níquel-cádmio, tornando-a mais susceptível a danos caso não houvesse um controle da tensão crítica.

As baterias de Pb-ácido, Ni-Cd, Na-S e de Fluxo possuem os maiores intervalos de descarga, sendo que a bateria de fluxo tem o menor de tempo de resposta. A bateria de níquel-cádmio apresenta, ainda, os maiores valores de tempo de vida (em anos) e de faixa de temperatura de operação. O efeito de memória, entretanto, faz com que seu ciclo de vida seja o menor dentre os analisados. A perda de capacidade de armazenamento causada pelo efeito de memória torna os ciclos de descarga cada vez menores, inutilizando a bateria.

No que tange ao ciclo de vida, a bateria de fluxo exibe o maior valor, podendo realizar mais de 13.000 ciclos. Analisando esse parâmetro do ponto de vista do objetivo do trabalho, de utilização de baterias como sistemas de armazenamento de energia em sistemas residenciais fotovoltaicos, é possível fazer algumas observações. Para este trabalho, é razoável assumir a taxa de um ciclo diário de carregamento/descarregamento para as baterias, com o carregamento durante o período diurno e o descarregamento no período noturno. A esta taxa de ciclos diários, as baterias de fluxo poderiam ter uma vida útil de mais de 35 anos para aplicação residencial. Entretanto, esse valor seria limitado pelo tempo de vida em anos da mesma. Já as baterias de íons de Lítio poderiam ser utilizadas por mais de 10 anos em aplicações residenciais, sem limitação da sua vida útil pelo seu tempo de vida.

Esse fator é de extrema importância quando da análise da viabilidade econômica do uso de baterias em sistemas fotovoltaicos. Para um tempo de operação médio de 25 anos de um sistema fotovoltaico, seriam necessárias, por exemplo, duas trocas do sistema de bateria caso as baterias fossem de íons de lítio. As baterias de Pb-ácido, por outro lado, precisariam de pouco mais de 5 anos para serem substituídas, necessitando de cerca de 4 a 5 trocas do sistema de baterias para o mesmo sistema fotovoltaico anterior.

As baterias de Pb-ácido e Ni-Cd, conforme demonstrado nas Tabelas 1 e 2, são as mais antigas em uso comercial, indicando a maior maturidade da tecnologia das mesmas, entretanto, devido à maior escala de utilização das baterias de chumbo-ácido, elas apresentam custo menor de investimento, seja por potência ou por energia. As baterias de chumbo-ácido e a bateria de Lítio-íon apresentam as menores Taxas de Auto Descarregamento, com valores máximos de 0,3%/dia.

As baterias de Li-íon são as menos nocivas ao meio ambiente e dispensam manutenção, ainda de acordo com a Tabela 2, enquanto que, as baterias com maior capacidade de reciclagem são as de chumbo-ácido, de sal fundido e de fluxo. A bateria de Ni-Cd, além de não ter destaque nesses quesitos, é a única que apresenta efeito de memória, uma característica extremamente desvantajosa.

2.1.2.7. Conclusões sobre as Baterias

Através da revisão bibliográfica de baterias apresentada ao longo desta seção 2.1, é possível destacar duas tecnologias como as mais promissoras e adequadas ao estudo proposto por este trabalho: as baterias Pb-ácido e Li-íon. As baterias de chumbo-ácido, apesar de um desempenho inferior quando comparada às de lítio-íon, são as mais indicadas atualmente pelo seu menor custo e maior maturidade e disponibilidade. As baterias de lítio-íon, cujo desempenho é o melhor dentre as tecnologias abordadas, são indicadas para cenários futuros, onde uma possível popularização desta tecnologia tornaria seus custos competitivos. As baterias de fluxo, apesar de interessantes do ponto de vista de vida útil, ainda são uma tecnologia em desenvolvimento, sem apelo comercial.

2.2. Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos (SFV)

Um sistema fotovoltaico (SFV) é um “conjunto de elementos que geram e fornecem eletricidade pela conversão da energia solar” (ABNT, 2013). Seus componentes podem incluir inversores, controladores de carga, dispositivos de controle, supervisão e proteção, armazenamento de energia elétrica, fiação, fundação e estrutura de suporte. O SFV sempre apresenta o gerador fotovoltaico, que é definido como “gerador que utiliza o efeito

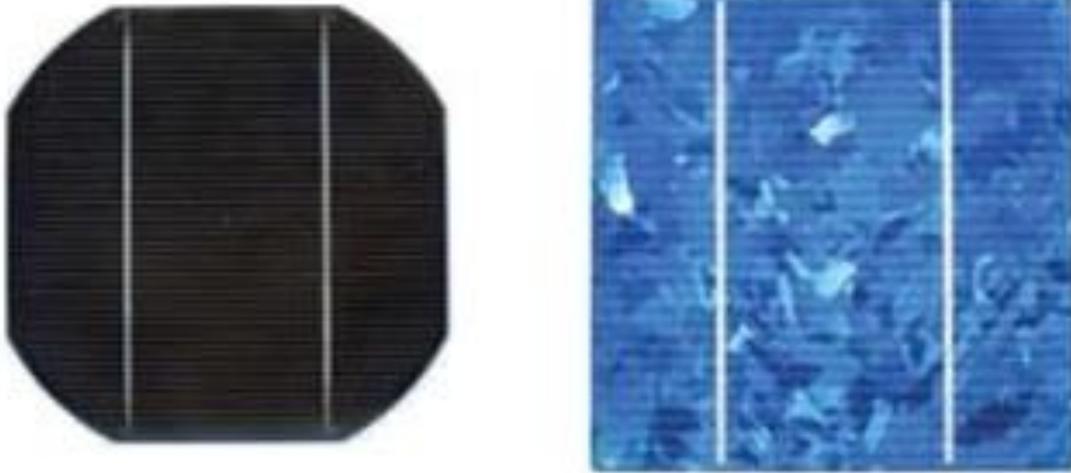
fotovoltaico para converter a luz do sol em eletricidade” e normalmente corresponde a uma célula, um módulo ou a um arranjo fotovoltaico.

Ainda de acordo com as definições em ABNT (2013), um arranjo fotovoltaico é um “conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte”. O módulo fotovoltaico, por sua vez, é definido como “unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica”. A célula fotovoltaica é um “dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica”.

As tecnologias de células fotovoltaicas podem ser classificadas em Primeira, Segunda e Terceira Gerações. Tal classificação não se refere somente à ordem cronológica de surgimento de cada uma das tecnologias, mas também às diferenças estruturais entre elas, como material utilizado e métodos de manufatura. Aspectos comuns a todas as classificações são a necessidade de utilização de materiais semicondutores na composição das células fotovoltaicas e uma eficiência de conversão de energia considerada baixa quando comparada a outras fontes de energia renovável, como a eólica. Algumas células recentes chegam a ter mais de 40% de eficiência em laboratório, entretanto, quando agrupadas nos painéis, têm uma queda vertiginosa desse valor. Assim, torna-se necessário esclarecer que as células e os módulos têm eficiências diferentes, sendo que os módulos apresentam sempre menor valor do que as células individualmente devido ao efeito de sobreposição das eficiências individuais (*mismatch losses*).

Células Fotovoltaicas de Primeira Geração são caracterizadas pela presença de silício cristalino como material semicondutor, sendo os dois exemplos dessas células as de silício monocristalino (mono-Si) e policristalino (poli-Si). Dentre as tecnologias comerciais, são as que apresentam maior maturidade tecnológica e maior fatia de mercado, representando cerca de 94% da tecnologia dos módulos fotovoltaicos disponíveis atualmente (FRAUNHOFER ISE, 2018). A eficiência dos módulos feitos de células mono-Si e poli-Si são as maiores encontradas dentre as tecnologias comerciais. Tais tecnologias são detalhadas de maneira individual nas subseções 2.2.2.1 e 2.2.2.2. e células de mono-Si e poli-Si são exibidas na Figura 11, adaptada de HOSSAM-ELDIN, REFAEY e FARGHLY (2015).

Figura 11 - Células Fotovoltaicas de Primeira Geração – Silício Monocristalino (esq.) e Silício Policristalino (dir.)



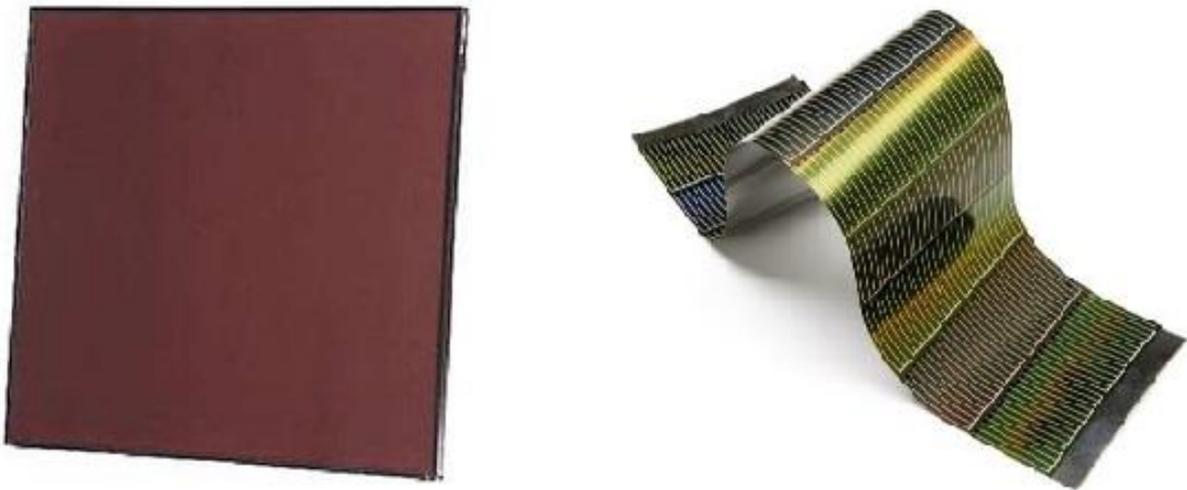
Células Fotovoltaicas de Segunda Geração têm como principal característica a deposição de um material semiconductor em substratos (vidros, polímeros, etc.) em formato de filme fino. Ao contrário das células de primeira geração, em que os lingotes de silício são cortados em placas de espessura da ordem de 100 a 200 μm (gerando perdas no recorte e uso de mais semiconductor), as células da segunda geração possuem semicondutores em camadas da ordem de nm a algumas unidades de μm (OGBOMO et al., 2017). Essa técnica de manufatura diferenciada permite a redução de custos devido à menor necessidade de material semiconductor e evita os desperdícios presentes na manufatura das células de primeira geração.

As principais tecnologias de células de segunda geração são Silício Amorfo (a-Si), Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS) e Telureto de Cádmio (CdTe). Uma vantagem dessas células por possuírem estrutura de filme fino é a maleabilidade, podendo se adaptar a diferentes formas e materiais de superfície (substrato). Ao se depositar a camada de filme fino em materiais mais leves obtém-se, conseqüentemente, módulos mais leves e fáceis de transportar. As vantagens de menor custo, maleabilidade e leveza são contrapostas pela menor eficiência de conversão de energia dos módulos fotovoltaicos compostos por essas células. Módulos feitos com células de silício cristalino possuem maior eficiência do que aqueles feitos com células de filme fino.

Individualmente, as células baseadas em Selênio (CIGS) e em Telureto de Cádmio (CdTe) apresentam eficiências próximas àquelas de módulos feitos de células de silício cristalino. Entretanto, quando colocadas juntas formando um módulo, a sua eficiência diminui devido ao efeito de sobreposição das eficiências individuais (PARIDA, INIYAN e

GOIC, 2011). As células a-Si, detalhadas na subseção 2.2.2.3., apresentam um efeito de sobreposição menor quando agrupadas em um módulo. As tecnologias CIGS e CdTe apresentam desvantagens como a toxicidade e raridade dos seus materiais semicondutores. O Cádmio, por exemplo, é um material tóxico para o ser humano. Entretanto, a eficiência média de módulos comerciais de CdTe aumentou de 9% para 16% nos últimos 10 anos (FRAUNHOFER ISE, 2018). Apesar da recente utilização dessas tecnologias, somente as baseadas em silício são abordadas de maneira individualizada no presente trabalho, devido a sua proeminência no mercado atual. Células de silício amorfo e baseada em Selênio são exibidas na Figura 12, adaptada de HOSSAM-ELDIN, REFAEY e FARGHLY (2015), a fim de ilustrar as células de segunda geração.

Figura 12 - Células Fotovoltaicas de Segunda Geração - Silício Amorfo (esq.) e Baseada em Selênio (dir.)

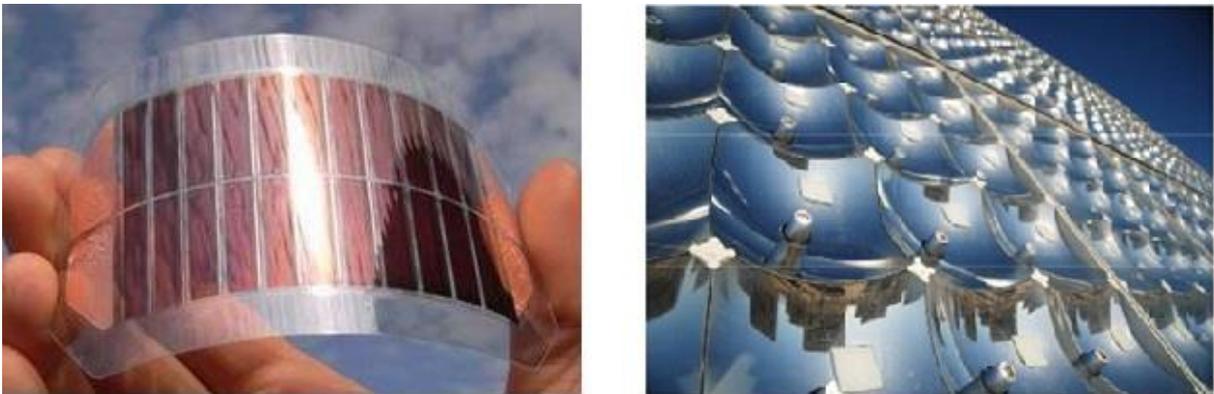


Células Fotovoltaicas de Terceira Geração são aquelas consideradas emergentes e que possuem pouca participação no mercado. Essas células podem ser feitas a partir de uma grande variedade de materiais semicondutores, como, por exemplo, materiais orgânicos. Outros exemplos de células de terceira geração são as células com concentrador (CPV), as células usadas em cogeração térmica (PVT), as células com concentração e cogeração térmica (CPVT) e as células de multi-junção (BYE e CECCAROLI, 2014). Essas tecnologias visam aumentar a eficiência das células/módulos e diminuir o seu custo através de utilização de novas técnicas de produção e operação, além da busca de materiais menos dispendiosos.

Os módulos com concentrador (CPV) utilizam lentes para direcionar os raios solares a uma pequena célula FV. Essa célula deve possuir tecnologia avançada, que garanta seu correto funcionamento em temperaturas elevadas devido à concentração de raios solares. Além disso, os módulos devem ter sistemas de rastreamento do Sol para garantir que o

direcionamento dos raios solares esteja focado na célula. Os módulos com cogeração de energia térmica (PVT) aproveitam o calor gerado nas placas solares ao colocar, abaixo delas, um sistema de aquecimento de algum fluido como, por exemplo, a água. Dessa forma, além de obter-se o aquecimento do fluido, ocorre um resfriamento do módulo solar, garantindo seu melhor funcionamento e rendimento. Os sistemas de concentração e cogeração (CPVT) abrangem os dois sistemas citados acima, utilizando células com concentradores e sistemas de aquecimento de fluidos inferiores aos módulos. Dois tipos de células de terceira geração, orgânica e de concentração, são mostrados na Figura 13, adaptada de HOSSAM-ELDIN, REFAEY e FARGHLY (2015) e de OGBOMO et al. (2017).

Figura 13 - Células Fotovoltaicas de Terceira Geração - Célula Orgânica (esq.) e Células CPV (dir.)



Apesar da nomenclatura das gerações de tecnologias de células fotovoltaicas sugerir uma sobreposição das últimas sobre as primeiras, isso não ocorre na prática. As células de silício cristalino, integrantes da primeira geração, são as mais amplamente utilizadas atualmente, sobrepondo as outras tecnologias no mercado.

No contexto do presente trabalho, o gerador fotovoltaico é a fonte de energia elétrica que irá carregar o sistema de armazenamento de energia. Para um melhor entendimento, foram estudadas referências que explicavam e caracterizavam as tecnologias fotovoltaicas existentes atualmente. Assim como na revisão de sistemas de armazenamento de energia, buscou-se apresentar tais estudos de maneira cronológica a fim de mostrar a evolução histórica e tecnológica da tecnologia FV. Essas referências são resumidas abaixo e, posteriormente, suas informações são usadas como base para a caracterização qualitativa e quantitativa das tecnologias abordadas mais detalhadamente neste trabalho.

No estudo de KATSILOUDIS, BONDI e DEAL (2009), os autores abordam tecnologias construtivas e características de sistemas fotovoltaicos baseados em silício. Além disso, o trabalho faz uma revisão histórica e trata de aspectos de projeto de sistemas FV, como a orientação dos módulos de acordo com a sua localização e a presença de

sistemas de rastreamento solar. O autor demonstra, ao longo do texto, certa predileção pelas células de silício amorfo para aplicações industriais.

Em CHAAR, IAMONT e ZEIN (2011) é possível encontrar um estudo mais abrangente sobre tecnologias fotovoltaicas, tanto em relação as suas aplicações quanto em relação à caracterização de tais tecnologias. Ao realizar uma revisão da história dos módulos fotovoltaicos, o autor mostra aplicações diversas da energia solar FV, desde a utilização em satélites espaciais até a utilização em brinquedos, não restringindo somente a aplicações residenciais e industriais. Por se tratar de um estudo mais abrangente, não só as tecnologias baseadas em silício são abordadas. Entretanto, as tecnologias de sistemas fotovoltaicos são descritas de uma maneira mais qualitativa, sem aprofundar em detalhes.

No trabalho de HOSSAM-ELDIN, REFAEY e FARGHLY (2015) é possível encontrar análises qualitativas mais profundas sobre tecnologias de Primeira, Segunda e Terceira gerações, além de uma análise quantitativa de suas respectivas eficiências. Entretanto, o autor se prende somente a essas análises, sem entrar no mérito de possíveis aplicações. Em suas conclusões é possível observar que as tecnologias baseadas em silício, seja ele cristalino ou amorfo, são as mais utilizadas no mercado. Atualmente sabe-se que as tecnologias de CdTe e CIGS vem conquistando mais espaço do que as de a-Si.

Um estudo mais aprofundado e completo é feito no artigo de (GUL, KOTAK e MUNEEER (2016). Além de revisar as tecnologias de sistemas fotovoltaicos existentes com tabelas e analisando suas características gerais, o autor explora políticas de incentivo e subsídios econômicos utilizados nos 5 países com maior participação no mercado de energia FV (China, Estados Unidos, Alemanha, Japão e Reino Unido). Mais de 140 companhias que trabalham com a geração de energia elétrica por sistemas FV são listadas e detalhadas de acordo com o seu país de origem, a sua capacidade, a sua tecnologia de módulos utilizada e a eficiência das mesmas.

Outro aspecto abordado pelo autor é o custo destes projetos. Em lugares como na China, o investimento necessário para cada Watt instalado pode chegar a centavos de libras (0,32 £/W). Em outros, como na África do Sul, esse valor de investimento/capacidade pode chegar até 4,29 £/W. Fatores que explicam essa diferença tão grande são a diferença no custo da mão-de-obra local e o tipo de tecnologia de módulos utilizada no empreendimento. Como conclusões o autor destaca a maciça presença de empreendimentos que utilizam módulos baseados em células de silício e que políticas de incentivo ambientais e econômicas devem se manter, expandindo-as para outros países, a fim de garantir a viabilidade de empreendimentos de grande porte.

O trabalho de ARNBERG, SABATINO e OVRELID (2012) é mais técnico, abordando as técnicas atuais e mais consolidadas de fabricação de células de silício mono e policristalino. Além delas, o autor trata de técnicas mais recentes, que têm como objetivo alcançar processos mais eficientes de manufatura de células cristalinas. O aumento da eficiência de tais processos pode ser obtido pela melhoria da qualidade do cristal de silício e aumento da produtividade. Para o autor, essas medidas tornariam as tecnologias de silício cristalino ainda mais dominante entre as tecnologias de células FV e mais proeminentes dentro do mercado de energia renovável.

O artigo de BYE e CECCAROLI (2014) segue a mesma linha, investigando as tecnologias de fabricação de silício cristalino do ponto de vista do mercado e da indústria. O autor explica os processos mais comuns, as características físicas, morfológicas e de pureza de cada uma das tecnologias baseadas em silício cristalino, além de aspectos econômicos como custo e investimento. A pesquisa é realizada tendo como base a consideração do autor de que a tecnologia de silício cristalino é a mais adequada para células solares residenciais e industriais.

PARIDA, INIYAN e GOIC (2011) escrevem um artigo de revisão em que analisam outros trabalhos de maneira a caracterizar as pesquisas desenvolvidas em cada área de sistemas FV. Os temas das pesquisas revisadas vão desde materiais semicondutores (principalmente silício e materiais orgânicos) até perspectivas futuras de aplicações fotovoltaicas, passando por métodos de dimensionamento e aspectos ambientais envolvidos na manufatura de células solares. Dentre os estudos de aplicações futuras é possível encontrar pesquisas de integração de baterias de chumbo-ácido com sistemas fotovoltaicos residenciais, que serão mais detalhados na seção 2.3.

O trabalho de MCINTYRE (2010) também caracteriza as células de primeira, segunda e terceira gerações de acordo com aspectos como eficiência, estrutura da célula, tempo de vida, custo, entre outros. O autor também aborda o funcionamento básico das células, identifica pesquisas em desenvolvimento que buscam eliminar os principais gargalos da tecnologia FV (custo e eficiência) e mostra o domínio das tecnologias baseadas em silício no mercado. Apesar de trazer características de células de todas as gerações, o autor dá ênfase àquelas de terceira geração feitas com material orgânico, expondo as dificuldades a serem superadas por essa tecnologia devido, principalmente, a sua imaturidade tecnológica.

Apesar de OGBOMO et al. (2017) focarem seu trabalho em um contexto específico (instalações fotovoltaicas em localizações de clima tropical), o artigo traz uma caracterização das principais tecnologias FV, desde a primeira até a terceira geração. Uma importante característica abordada pelo autor é a do efeito da temperatura na eficiência de

operação das células. Este efeito e o baixo custo das células fazem com que o autor conclua que, no contexto específico de seu trabalho, as células de CdTe sejam mais adequada, apesar de o próprio autor reconhecer que a toxicidade do Cádmio é um fator ambientalmente relevante.

Informações e características detalhadas tanto de células fotovoltaicas de todas as gerações quanto de sistemas fotovoltaicos completos, incluindo equipamentos elétricos, podem ser encontradas em (MARKVART e CASTANER (2012)). O livro aborda com profundidade temas deste a radiação solar, as tecnologias de células fotovoltaicas, os sistemas fotovoltaicos e suas conexões com a rede, testes, monitoramento e calibração desses sistemas, até a aspectos econômicos e ambientais envolvidos com sistemas FV. Trata-se de uma obra completa, que trata das especificidades de cada tema em detalhes e que pode ser considerada uma das melhores fontes de pesquisa no tema de energia fotovoltaica.

Um aspecto a ser destacado nessa revisão de tecnologias de células e módulos fotovoltaicos é a dominância da tecnologia de células baseadas em silício sobre as demais tecnologias. Apesar de relativamente mais caras, elas dominam o mercado devido a sua eficiência e também a sua estabilidade e maturidade tecnológica. Por esses motivos, as células baseadas em silício são detalhadas neste trabalho para que, posteriormente, seja possível se definir qual é a mais adequada aos seus propósitos. As subseções seguintes abordam os princípios gerais de funcionamento de módulos, conceitos importantes para compreensão do tema e especificam, separadamente, as características mais importantes das células baseadas em silício.

2.2.1. Fundamentos de Geradores Fotovoltaicos

O objetivo desta subseção é apresentar alguns conceitos e princípios de funcionamento relacionados a sistemas fotovoltaicos. A organização desta subseção se difere um pouco daquela apresentada em 2.1.1. para que o tema seja melhor compreendido. Dessa forma, primeiro são apresentados os conceitos importantes e, posteriormente, os princípios de funcionamento.

2.2.1.1. Conceitos Importantes para o Estudo

Neste item são apresentados alguns conceitos e definições de termos comumente encontrados em estudos relacionados à sistemas FV e que auxiliarão os leitores a ter um melhor entendimento sobre o tema.

- Definições e Conceitos:

- Buraco: espaço vazio na estrutura atômica de um elemento e que antes era ocupado por um elétron. Sua carga é positiva.
- Capacidade de Geração do Sistema Fotovoltaico: potência entregue pelo sistema FV quando este se encontra sob condições padrão de ensaio, dada normalmente em kWp (quilowatt pico).
- Célula Fotovoltaica: dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica (ABNT, 2013).
- Condições Padrão de Ensaio (*Standard Test Conditions - STC*): condições controladas nas quais uma célula ou módulo fotovoltaico é testado. São elas: temperatura de 25°C, irradiação de 1000 W/m² e massa de ar igual a 1,5.
- Dopagem: processo no qual um elemento com excesso ou falta de elétrons é adicionado a outro, de maneira a provocar um desequilíbrio de cargas sem alterar a estrutura do elemento dopado.
- Eficiência de Conversão Fotovoltaica: razão entre a potência máxima fornecida (P_{MP}) e o produto da área total do módulo (A_{MT}), ou da célula (A_{CT}), pela irradiância total (G_{TOT}), para valores preestabelecidos de temperatura, especificada na forma de porcentagem e calculada pela Equação (18)

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MP}}{(A_{MT} \text{ ou } A_{CT}) \cdot G_{TOT}} \cdot 100\% \quad (18)$$

- Massa de Ar (*Air Mass - AM*): razão entre o caminho ótico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção do zênite ao nível do mar (ABNT, 2013). Seu valor é igual a 1,5 ao nível do mar e com o sol em seu zênite. Esse valor aumenta à medida que o ângulo de incidência (θ_z) do Sol aumenta.

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z}, \quad \text{para } \theta_z \leq 70^\circ \quad (19)$$

- Módulo Fotovoltaico: unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (ABNT, 2013).
- Sistema Fotovoltaico: conjunto de elementos que geram e fornecem eletricidade pela conversão de energia solar. Seus componentes podem incluir inversores, controladores de carga, dispositivos de controle, supervisão e proteção, armazenamento de energia elétrica, fiação, fundação e estrutura de suporte. O Gerador Fotovoltaico compõe o sistema fotovoltaico independente da sua configuração (ABNT, 2013).

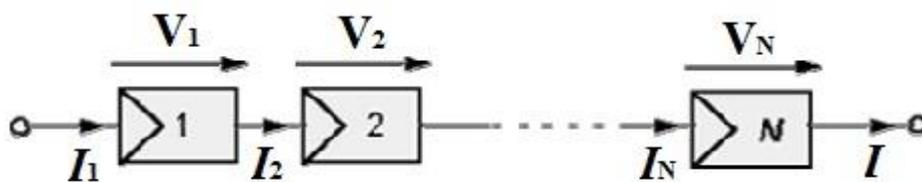
- Sistema Híbrido: no presente trabalho, é o conjunto formado pelo gerador fotovoltaico e seus equipamentos auxiliares, e por um sistema de armazenamento de energia por bateria.
- Tempo de Retorno de Energia (*Energy Payback Time*): tempo necessário para que a quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico seja igual àquela necessária para fabricação.
- Tempo de Retorno de Investimento (*Payback Time*): tempo necessário para que a economia obtida com a utilização de sistemas fotovoltaicos seja igual ao investimento feito.
- Tempo de Vida: tempo de vida útil do painel fotovoltaico, dado em anos.

A seguir, os itens 2.2.1.2 e 2.2.1.3 apresentam os princípios de funcionamento de painéis e geradores fotovoltaicos, respectivamente.

2.2.1.2. Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são formados por um conjunto células FV associadas em paralelo e/ou série, de acordo com a tensão e corrente de saída desejada, e por uma estrutura física que lhe garante proteção e sustentação. Quando colocadas em série, as células aumentam a tensão de saída do módulo, enquanto que, quando conectadas em paralelo, elas aumentam a sua corrente de saída. As possíveis conexões entre as células de um módulo, em série ou paralelo, são apresentadas respectivamente nas Figuras 14 e 15, adaptadas de JARDIM (2004).

Figura 14 - Associação de Células em Série em um Módulo Fotovoltaico

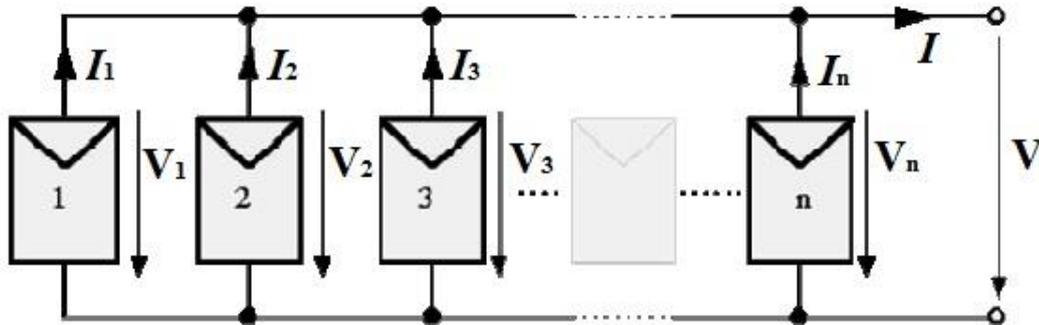


Da Figura 14, verifica-se de maneira ilustrada a relação de aumento da tensão de saída do módulo proporcionada pela associação em série das células. A tensão total (V_T) do módulo é dada pela soma das tensões individuais das células (V_1, V_2, \dots, V_N) e as correntes das mesmas são iguais (I_1, I_2, \dots, I_N e I). Tais relações são demonstradas pelas Equações (20) e (21).

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_N \quad (20)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_N = I \quad (21)$$

Figura 15 - Associação de Células em Paralelo em um Módulo Fotovoltaico



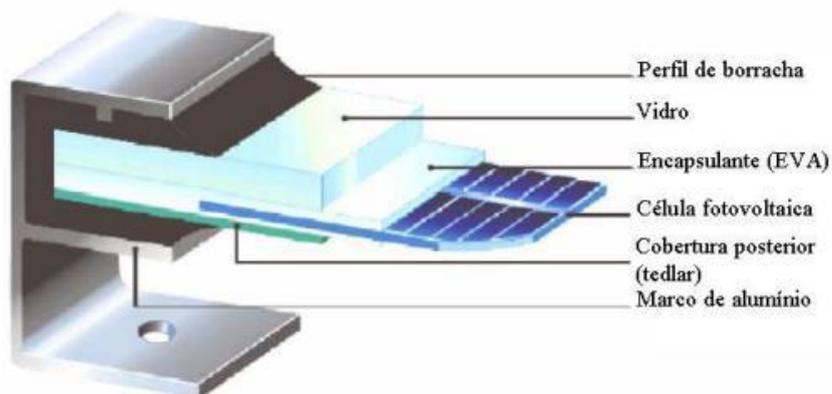
Da Figura 15, verifica-se a relação de aumento da corrente de saída do módulo com a associação em paralelo das células fotovoltaicas. A corrente total de saída do módulo (I) é dada pela soma das correntes individuais das células (I_1, I_2, \dots, I_N), sendo que as tensões individuais das células (V_1, V_2, \dots, V_N) são todas iguais à tensão do módulo (V). As equações (22) e (23) descrevem matematicamente essas relações.

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_N \quad (22)$$

$$V_1 = V_2 = \dots = V_N = V \quad (23)$$

A estrutura de um módulo fotovoltaico é apresentada pela Figura 16 (VARELLA, 2009). Os componentes e suas respectivas funções são analisados posteriormente.

Figura 16 - Estrutura de um Módulo Fotovoltaico



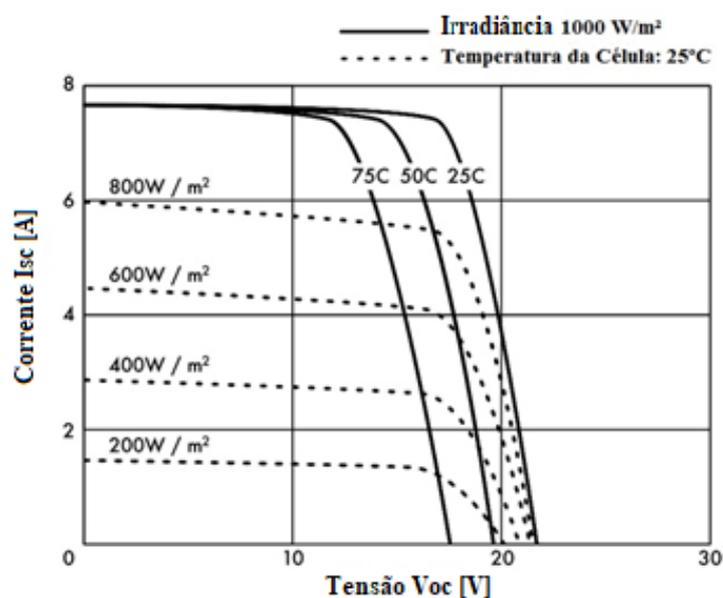
A célula fotovoltaica é inserida em uma estrutura que lhe garante proteção e sustentação. O vidro utilizado em um módulo possui uma fabricação especial, de tal maneira que permite que a maior parte dos raios solares seja absorvida, e não refletida. Além disso, ele tem função de proteger as células solares de intempéries climáticas, como chuva, granizo, poeira, entre outros.

O filme encapsulante de EVA (etil vinil acetato) também é produzido especialmente para módulos fotovoltaicos. Sua função é proteger a célula solar de envelhecimento pela exposição aos raios ultravioletas, umidade e temperaturas extremas, sem impedir que os raios solares a atinjam. A cobertura de Tedlar possui funções semelhantes de proteção, garantindo o bom funcionamento dos componentes internos do painel. Além disso, o Tedlar é um bom isolante elétrico, o que evita problemas como curto circuito entre as células e outros componentes.

A fim de prover sustentação mecânica, os módulos possuem camadas de borracha e alumínio em suas bordas. O alumínio é utilizado por ser um material resistente e leve, garantindo que não haja problemas com relação ao peso dos módulos. A borracha age como isolante térmico e não permite o contato entre o alumínio e o vidro, de maneira a evitar avarias prejudiciais ao conjunto.

Para finalizar a caracterização do funcionamento dos módulos, torna-se necessário apresentar suas duas curvas características. A primeira dessas curvas indica a relação entre Corrente de Curto Circuito (corrente de saída de um gerador fotovoltaico, na condição de curto-circuito e para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância (ABNT, 2013)) e Tensão de Circuito Aberto (tensão gerada através de um gerador FV sem carga (aberto), para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância (ABNT, 2013)), chamada Curva I_{sc} - V_{oc} , durante o funcionamento do módulo, de acordo com a irradiância solar e temperatura da célula. Uma curva I_{sc} - V_{oc} genérica é exibida na Figura 17.

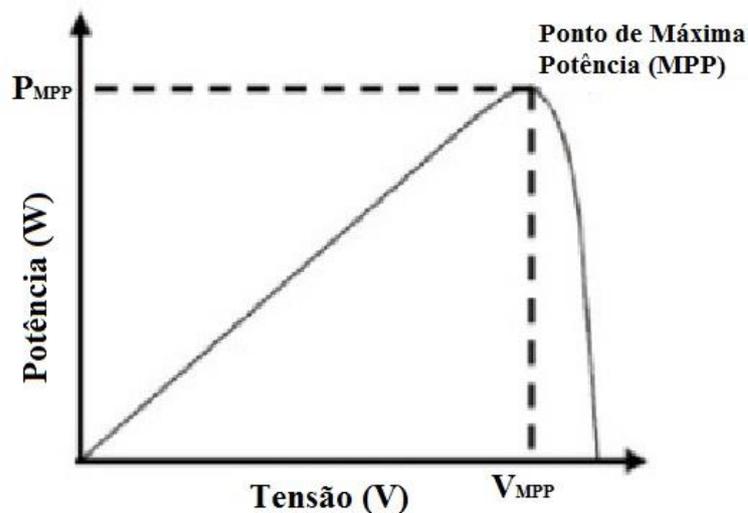
Figura 17 - Curva Característica I_{sc} - V_{oc}



A curva da corrente de saída de um módulo FV é proporcional à quantidade de irradiância solar e possui comportamento linear até determinado valor de tensão, após o qual passa a ter um decaimento rápido. Essa tensão limiar, por sua vez, decresce de acordo com o aumento da temperatura da célula, mostrando a influência negativa de temperaturas elevadas no funcionamento do módulo.

A segunda curva característica do módulo, conhecida como P-V e apresentada na Figura 18, ilustra um importante ponto de operação da célula: o Ponto de Máxima Potência (*MPP – Maximum Power Point*). Este ponto, dependente da tensão de máxima potência (V_{MPP}), é aquele em que o módulo entrega a maior potência em determinadas condições de irradiância solar e temperatura da célula. Apesar de serem pontos de inflexão, a tensão de máxima potência da Figura 18 e a tensão limiar Figura 17 não possuem o mesmo valor nas mesmas condições de operação. O *MPP* é abordado novamente no item 2.2.1.4.1.

Figura 18 – Curva Característica P-V



2.2.1.3. Geradores Fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos, conforme definição anterior, são compostos pelos geradores fotovoltaicos e pelos equipamentos que realizam a integração entre eles e a rede elétrica e/ou a carga. Esse item visa abordar de forma simplificada a função de cada equipamento e as possíveis formas de conexão dos sistemas FV à rede elétrica da concessionária de energia.

2.2.1.3.1. Equipamentos

Os módulos solares são os principais equipamentos de um sistema fotovoltaico, podendo ser entendidos como o seu gerador de energia. Para que haja conexão entre o gerador e a rede e/ou a carga, alguns outros equipamentos são essenciais como o inversor

de frequência, o medidor de energia e as caixas de proteção. No presente estudo, outro equipamento essencial é a bateria para armazenamento de energia.

O *inversor de frequência* é o equipamento que adequa a energia elétrica gerada pelos módulos de acordo com aquela que é requisitada pela rede e/ou pela carga. Um módulo FV gera energia elétrica em corrente contínua (c.c.), enquanto que aquela proveniente de rede elétrica e que é utilizada pela maior parte das cargas possui característica senoidal, sendo chamada de corrente alternada (c.a.). Inversor é um “conversor estático de potência que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada” (ABNT, 2013).

O inversor é um equipamento elaborado que, além da função de converter energia elétrica c.c. em c.a., é capaz de realizar algumas outras funções como conexão à rede e anti-ilhamento. O inversor de conexão à rede converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada apropriada para a utilização pela rede elétrica (ABNT, 2013). Ele adequa sua corrente elétrica alternada de saída de acordo com os parâmetros da corrente da rede elétrica, como frequência, a fim de evitar falta de sincronia entre elas. A falta de sincronia pode causar danos aos equipamentos alimentados por essas correntes. O inversor com função de anti-ilhamento deixa de fornecer energia à rede elétrica quando esta estiver fora das especificações normais de operação de tensão e/ou frequência (ABNT, 2013). A função anti-ilhamento é a capacidade do sistema de se desconectar no momento em que há falta de abastecimento de energia pela rede elétrica. Essa função é necessária para a proteção da pessoa que realiza a manutenção da rede. Se o sistema FV continuasse a injetar corrente na rede durante a queda de energia, o profissional responsável pela manutenção da rede estaria sujeito a choque elétrico. Outra função da função de anti-ilhamento é evitar que, após o religamento da rede, o sistema fotovoltaico injete perturbações na rede elétrica e é exigida por norma.

Além de estático, o inversor pode ser *off-grid*, híbrido ou micro inversor. O inversor *off-grid* opera em sistemas fotovoltaicos isolados da rede, realizando a conexão entre o gerador FV e a carga. O híbrido opera em sistemas que possuem o gerador FV e um sistema de armazenamento de energia, realizando a conexão entre eles e a carga a ser atendida em um único equipamento. Por fim, micro inversores são utilizados em sistemas cuja potência nominal do gerador FV é pequena, realizando as mesmas funções do inversor estático.

Um inversor de frequência utilizado em sistemas fotovoltaicos conectados à rede é exibido na Figura 19, adaptada de HERMENEGILDO (2010).

Figura 19 - Inversor de Frequência de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



Uma outra função que está associada ao inversor é a utilização de um algoritmo de Seguimento do Ponto Máximo de Potência (SPMP). Este algoritmo busca manter o módulo fotovoltaico operando sempre com o valor ótimo de tensão (V_{MPP}), a fim de manter a entrega da máxima potência possível sob as suas condições de operação. De acordo com a norma ABNT (2013), o SPMP é definido como estratégia de controle utilizada para maximizar a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em função das condições de operação, sendo *MPPT (Maximum Power Point Tracking)* o termo equivalente em inglês.

O *medidor de energia* é o equipamento que faz as medições da energia gerada pelo sistema fotovoltaico e da energia que é consumida da rede pela residência. Quando o sistema FV é conectado à rede de energia da concessionária, o medidor realiza as duas medições e é dito bidirecional. Quando o sistema é isolado da rede ou a residência não possui sistema FV, o medidor é responsável somente por uma medição, sendo chamado de unidirecional. O item 2.2.1.4.2. trata dos possíveis modos de conexão de sistemas fotovoltaicos à rede com mais detalhes. A Figura 20 apresenta um medidor bidirecional da Landis Gyr (LANDIS GYR, 2017),

Figura 20 - Medidor de Energia Bidirecional

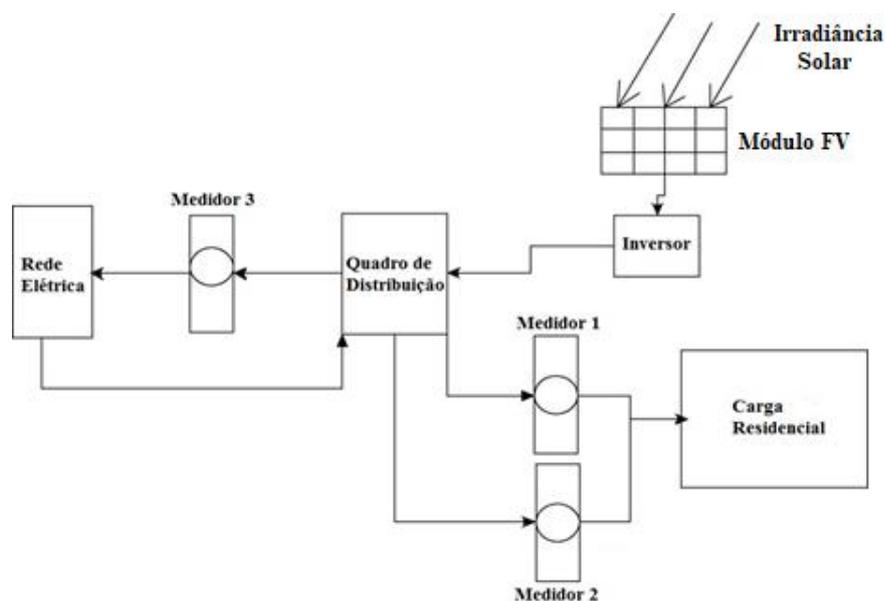


O inversor de frequência é um equipamento eletrônico sensível a perturbações elétricas, como sobretensões ou curto circuitos. Assim, de maneira a realizar a sua proteção, outros dois equipamentos são necessários ao sistema fotovoltaico: as *caixas de proteção a.c. e c.c.*. A caixa de proteção c.a. recebe esse nome por proteger o sistema contra perturbações em corrente alternada, sendo responsável pela desconexão do sistema fotovoltaico caso haja alguma perturbação da rede para o sistema como, por exemplo, sobrecorrentes e sobretensões. A caixa de proteção c.c., por sua vez, recebe esse nome por proteger o inversor de perturbações na corrente de saída contínua do módulo para o inversor, como surtos por descargas atmosféricas. O principal componente das caixas de proteção são os disjuntores, responsáveis pela desconexão do circuito em caso de condições anormais de operação.

2.2.1.3.2. Modos de Conexão do Sistema Fotovoltaico à Rede

Sistemas fotovoltaicos residenciais podem ser conectados ou não à rede. Residências que já são normalmente abastecidas pela rede de energia elétrica da concessionária, ao instalarem sistemas fotovoltaicos, utilizam a instalação antiga como sistema de back-up para o caso de falha do sistema FV ou para alimentação das cargas residenciais durante períodos sem insolação. Nessas instalações, a energia excedente produzida pelos módulos durante sua operação é entregue à rede da concessionária. Em caso de produção insuficiente de energia pelos módulos, a rede auxilia entregando a energia faltante para a residência. Um diagrama esquemático de um sistema FV conectado à rede, também chamado de *on-grid*, é exibido na Figura 21, adaptada de TOLEDO, FILHO e DINIZ (2010).

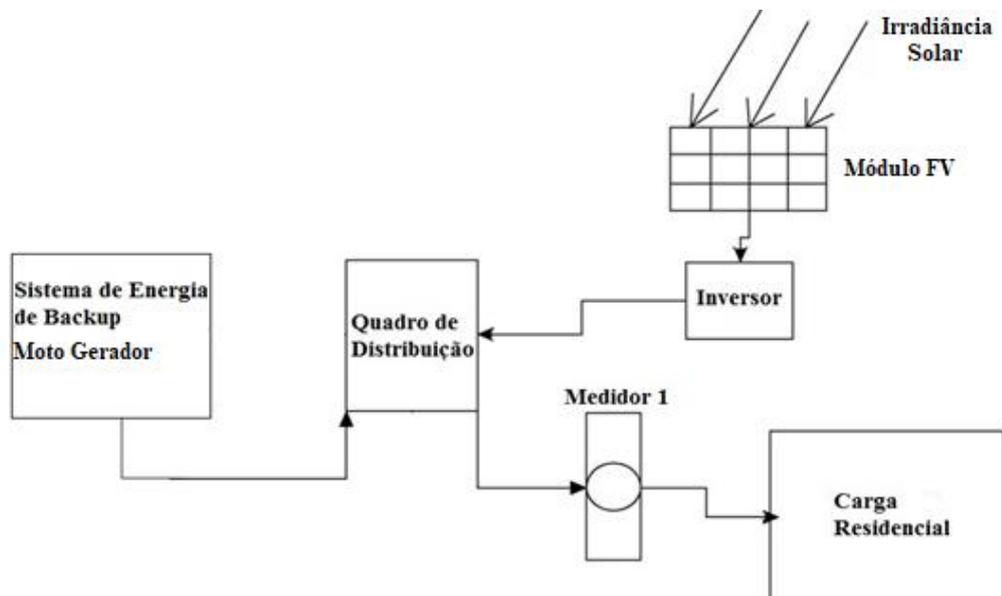
Figura 21 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



A energia gerada pelo módulo FV é entregue ao inversor que, por sua vez, transforma a energia de acordo com os parâmetros exigidos pela carga e pela rede, entregando-a ao Quadro de Distribuição. Quando há excesso de energia gerada, ela é entregue para a Rede Elétrica e o Medidor 3 quantifica esse excesso para que o usuário seja reembolsado pela concessionária através da sua política de incentivo específica. A energia gerada pelo módulo e que é entregue à carga residencial é aferida pelo Medidor 1. A soma da energia medida em 1 e 3 é igual a energia gerada pelo gerador fotovoltaico. Caso não haja geração pelo sistema FV ou ela seja insuficiente, a Rede Elétrica fornece energia diretamente para o Quadro de Distribuição, sendo o Medidor 2 responsável por essa medição. No diagrama ilustrado pela Figura 21, todos os medidores são do tipo unidirecional.

Em locais afastados, de difícil acesso à rede de energia elétrica da concessionária, normalmente são utilizados sistemas desconectados da rede. Nesse caso, a energia elétrica consumida é totalmente dependente da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos. Em casos onde não há presença de um moto gerador de energia como sistema de backup ou para abastecimento em períodos sem sol, pode ser utilizado um sistema com baterias. Um sistema desconectado da rede pode ser chamado também de *stand-alone*, *off-grid* e isolado. O sistema *stand-alone* apresentado na Figura 22, adaptada de TOLEDO, FILHO e DINIZ (2010) possui um sistema de back-up por moto gerador em corrente c.a..

Figura 22 - Sistema Fotovoltaico Desconectado da Rede



2.2.2. Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício

Esta subseção apresenta individualmente as três tecnologias fotovoltaicas baseadas em silício mais consolidadas. Inicialmente são feitas caracterizações qualitativas, assim

como as realizadas nos itens 2.1.2.1. ao 2.1.2.5. sobre as tecnologias de bateria. Posteriormente são apresentadas tabelas que indicam de maneira quantitativa as caracterizações individuais realizadas, para, por fim, definir-se qual a(s) tecnologia(s) será(ão) utilizada(s) no presente trabalho.

Somente os módulos feitos com tecnologia baseada em silício policristalino são responsáveis por cerca de 70% da produção de energia fotovoltaica mundial (FRAUNHOFER ISE, 2018). Devido à essa predominância mundial, as tecnologias baseadas em silício foram escolhidas para serem caracterizadas neste trabalho.

2.2.2.1. Silício Monocristalino (Mono-Si)

Dentre as tecnologias baseadas em silício, a de silício monocristalino é aquela que apresenta a maior eficiência. Sua fabricação é feita a partir da obtenção de lingotes de silício com alto grau de pureza, posteriormente recortados em lâminas (*wafers*) que dão origem às células, demandando elevado uso de energia durante sua manufatura. Outra característica marcante das células de mono-Si é o seu tempo de vida que varia entre 25 e 30 anos de operação. Um módulo solar formado pelo conjunto de células de silício monocristalino é ilustrado na Figura 23 (ENEL, 2016).

Figura 23 - Módulo Solar com Células Mono-Si



O valor recorde de eficiência das células mono-Si sob condições padrão de ensaio é de 26,7%, segundo GREEN et al. (2018). Em FRAUNHOFER ISE (2018), o valor recorde de eficiência registrado para módulos solares compostos por essas células é de 24,4% em testes de laboratório. Ainda de acordo com FRAUNHOFER ISE (2018), nos últimos 10 anos a eficiência média de módulos comerciais baseados em silício aumentou de 12% para 17%.

OGBOMO et al. (2017) classificam o processo de fabricação dessas células como complicado, sofisticado e caro. O formato octogonal das células é utilizado para evitar perdas no recorte das lâminas e otimizar a área ocupada nos módulos, segundo o autor, tornando o processo de fabricação mais eficiente e menos dispendioso. Alguns anos antes, KATSILOUDIS, BONDI e DEAL (2009) já indicavam que o uso de células circulares acarretava um menor aproveitamento da área do módulo. Além do processo sofisticado e caro, as células de silício monocristalino possuem espessura da ordem de centenas de μm , muito maior que as células de filme fino (entre centenas de nm e unidades de μm). Isso indica que mais material é necessário durante sua manufatura, outro fator que encarece essa tecnologia.

Por se tratarem das células com maior eficiência dentre as analisadas, as células de mono-Si são as que demandam menor área de instalação, significando que menos módulos serão necessários. Por serem as mais caras dentre as tecnologias abordadas, o uso de menos módulos não necessariamente acarreta menor custo de investimento. Essa análise econômica deve ser feita minuciosamente, conhecendo-se parâmetros como custo de investimento, eficiência e tempo de operação do sistema, para ser possível comparar com outra tecnologia.

2.2.2.2. Silício Policristalino (Poli-Si)

As células baseadas em silício policristalino têm como vantagens um processo de fabricação menos complexo e sofisticado do que aquele das células mono-Si, além de um melhor aproveitamento da área do módulo. Entretanto, o processo mais simples de manufatura faz com que a pureza do silício dessas células seja menor, acarretando perda de eficiência. Dessa forma, o menor custo e a menor eficiência, quando comparados aos valores das células mono-Si, são as características marcantes dessa tecnologia. Um módulo formado por células de poli-Si é apresentado na Figura 24, obtida em ENEL (2016).

Figura 24 - Módulo Solar com Células Poli-Si



Uma simples observação das Figuras 23 e 24 mostra como as células de silício policristalino utilizam melhor a área do módulo do que as células mono-Si. Um aspecto vantajoso do processo de fabricação mais simples das células poli-Si abordado por CHAAR, IAMONT e ZEIN (2011) é a redução do número de falhas por causa de contaminação do metal e da estrutura cristalina. Em um processo tão complexo quanto o de manufatura de células monocristalinas, qualquer pequena contaminação do metal ou falha na estrutura cristalina é fonte de retrabalho ou perdas. No caso de um processo mais simples, essas alterações não causam prejuízo significativo. KATSILOUDIS, BONDI e DEAL (2009) abordam um processo de fabricação de células policristalinas no qual o silício fundido é resfriado lentamente, criando lingotes quadrangulares que dão origem às células de poli-Si. Esse processo, por envolver menos recortes, apresenta menos perdas de material do que o processo de manufatura das células mono-Si. Quanto à largura das células, as células de silício mono e policristalino possuem tamanhos parecidos.

Em seu trabalho, GUL, KOTAK e MUNEER (2016) analisam 39 empreendimentos de geração de energia por módulos com células de silício policristalino. Desses 39 empreendimentos, a maior parte apresenta eficiência entre 15 e 16,9%, sendo que aquele com menor eficiência apresenta 14% e o de maior tem 16,9%, sendo todos esses valores comerciais. Nota-se, portanto, uma variação pequena quando comparada à variação das eficiências das células mono-Si, demonstrando maior estabilidade da tecnologia de poli-Si.

Por sua vez, OGBOMO et al. (2017) afirma que recentemente as tecnologias de silício policristalino tiveram acelerado aumento de eficiência e de diminuição de preço, podendo ser essa outra explicação para rendimentos tão bons. Tanto o autor quanto STATISTA

(2015) e FRAUNHOFER ISE (2018) indicam que essa tecnologia é a mais comum atualmente, com *market share* próximo a 70% das tecnologias FV.

Como são células mais baratas, que estão atingindo eficiências a nível da tecnologia de silício monocristalino e que também possuem um tempo de operação entre 25 e 30 anos, as células de silício policristalino já possuem grande importância no mercado de energia solar. Entretanto, torna-se necessário ainda realizar uma análise econômica similar àquela abordada para módulos de silício monocristalino. Afinal, menor eficiência indica maior necessidade de espaço para instalação e de quantidade de módulos, podendo apresentar um custo global mais elevado.

2.2.2.3. Silício Amorfo (a-Si)

As tecnologias de filme fino foram desenvolvidas com o objetivo de diminuir o custo do processo de fabricação e o uso de material semicondutor (no caso das células a-Si, o silício). Por possuírem um processo de fabricação onde há deposição de uma fina camada de semicondutor (KATSILOUDIS, BONDI e DEAL, 2009), as células de silício amorfo podem ser feitas sob estruturas mais leves, maleáveis e com formatos diversos, como plástico, vidro, cerâmica e metal. Entretanto, devido à fina camada de material semicondutor utilizada, essas células apresentam a menor eficiência dentre aquelas baseadas em silício. Suas características principais são o menor custo, a menor eficiência, a capacidade de se adaptar a diferentes materiais e superfícies, a maior robustez à variação de temperatura e, por fim, a maior propensão à degradação (CHAAR, IAMONT e ZEIN, 2011), (GUL, KOTAK e MUNEER, 2016), (OGBOMO et al., 2017). Um gerador fotovoltaico com módulos de silício amorfo é exibido na Figura 25 (ENERGIA TECSOLAR, 2017).

Figura 25 - Painel Solar com Células a-Si



Por possuírem um processo de fabricação mais simples, além de necessitarem de menor quantidade de material semicondutor, as células a-Si são as mais baratas dentre as destacadas neste trabalho (IRENA, 2017). Essa é uma vantagem que muitas vezes pode ser ofuscada pelo baixo rendimento dessas células. Segundo CHAAR, IAMONT e ZEIN (2011), os átomos de silício nessas células estão dispostos aleatoriamente, necessitando de mais energia para retirada dos seus elétrons da banda de condução. Uma vantagem dessa estrutura aleatória é o fato de que ela consegue absorver uma maior faixa do espectro da luz solar. Entretanto, o fato de possuir uma espessura muito menor do que das células de silício cristalino (as células a-Si possuem, no máximo, larguras da ordem de unidades de μm) faz com que as células de silício amorfo sejam menos eficientes.

CHAAR, IAMONT e ZEIN (2011), assim como GUL, KOTAK e MUNEER (2016), destacam a maior robustez dessa tecnologia frente a temperaturas mais elevadas. Uma possível explicação para essa robustez é a aleatoriedade da orientação dos átomos de silício na estrutura da célula. Em estruturas mais rígidas, menos aleatórias, a energia na forma de calor aumenta a desordem da estrutura, modificando a mesma. Em estruturas atômicas menos rígidas a variação da desordem não acarreta mudanças significativas, tornando-a mais robusta nesse aspecto. PARIDA, INIYAN e GOIC (2011) e (GUL, KOTAK e MUNEER (2016) ainda destacam uma desvantagem das células de silício amorfo: a sua maior propensão à degradação, que implica em um tempo de operação menor que aquele das células de silício cristalino. OGBOMO et al. (2017) afirmam que as células a-Si possuem tempo de vida de operação de 20 anos.

Assim como para as tecnologias de silício cristalino, GUL, KOTAK e MUNEER (2016) trazem uma análise de empreendimentos comercialmente ativos que utilizam módulos fotovoltaicos de silício amorfo. Das 49 instalações analisadas, a maior parte apresenta eficiência entre 5% e 9,9%. O melhor valor obtido foi de 13,8% (ainda abaixo da pior instalação de poli-Si) e o pior de 3,0%. Nota-se uma grande variação entre o maior e o menor valor, mostrando a menor estabilidade dessa tecnologia perante a de silício policristalino. Novamente é preciso destacar que o menor preço da célula não garante um empreendimento mais viável economicamente, tendo em vista os pequenos valores de eficiência que podem ser obtidos. Uma eficiência menor exige mais espaço para a instalação e maior quantidade de módulos fotovoltaicos, de maneira a tornar o empreendimento tão ou mais caro do que aqueles baseados em células de silício cristalino.

2.2.2.4. Análise de Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício

Após a caracterização individual e qualitativa de cada tecnologia fotovoltaica baseada em silício apresentada do item 2.2.2.1. ao 2.2.2.3., essa subseção apresenta dados

quantitativos que corroboram as informações anteriores. Tais dados foram retirados dos trabalhos de GUL, KOTAK e MUNEEER (2016) e OGBOMO et al. (2017). O primeiro aborda mais de 100 empreendimentos comerciais, sendo uma boa fonte de dados reais de módulos fotovoltaicos em condições de operação; o segundo é o trabalho mais recente da revisão bibliográfica, apresentando informações mais atualizadas dessas tecnologias. A Tabela 3, adaptada dos dois trabalhos citados acima e de IRENA (2017), apresenta dados como eficiências máxima e mínima, custo de investimento, área necessária de instalação, emissão de dióxido de carbono e tempo esperado de retorno de investimento.

Tabela 3 - Características Técnicas das Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício

	Eficiências Mínima/Máxima (%) ^(a)	Custo de Investimento (US\$/Wp) ^(b)	Área Necessária para 1kW de Potência (m ²) ^(c)	Emissão de Dióxido de Carbono (gCO ₂ - eq/kWh) ^(c)	Tempo Esperado de Retorno de Energia (anos) ^(c)	Tempo de Operação (anos)
Silício Monocristalino (Mono-Si)	13,0 – 20,4	0,697	7 – 9	45	4	25 – 30
Silício Policristalino (Poli-Si)	14 – 16,9	0,611	8 – 9	44	3	25 – 30
Silício Amorfo (a-Si)	3,0 – 13,8	0,503	13 – 20	50	3	20

^(a) (GUL, KOTAK e MUNEEER, 2016), ^(b) (IRENA, 2017), ^(c) (OGBOMO, AMALU, *et al.*, 2017)

Assim como nas Tabelas 1 e 2 (pág. 28), os melhores valores estão destacados em negrito. As eficiências mínima e máxima apresentam valores condizentes com o esperado de acordo com a caracterização anterior das tecnologias. As células de silício monocristalino apresentam os melhores valores de eficiência, porém as células de poli-Si apresentam valores relativamente próximos, incluídos dentro do intervalo de eficiências das células monocristalinas. Como esperado, as células de silício amorfo são as menos eficientes.

O custo de investimento também apresenta valores condizentes com a caracterização anterior. O valor dos módulos mono-Si é aproximadamente 40% maior que os a-Si e cerca de 15% maior que os de poli-Si. Comprova-se assim, o fato de que os módulos mais eficientes são também os mais caros. A maior eficiência também acarreta a necessidade de menos área para instalação. Novamente, é preciso se destacar a necessidade de uma análise econômica mais elaborada e a disponibilidade de espaço físico para instalação a fim de se definir qual a tecnologia de melhor custo benefício. Um outro aspecto econômico a ser destacado da Tabela 3 é o tempo esperado de retorno de investimento, que é o período necessário para que a economia proveniente da instalação do sistema fotovoltaico se iguale

ao custo de investimento da mesma. Nesse aspecto, as tecnologias de silício policristalino e amorfo possuem o menor tempo de retorno.

O aspecto ambiental destacado na Tabela 3 refere-se a emissão de dióxido de carbono dessas tecnologias. Por se tratar de uma fonte de energia limpa, esses valores referem-se principalmente à massa equivalente de CO₂ gerada para cada kWh durante o processo de fabricação dos módulos, uma vez que durante a operação dos mesmos não há emissão de gases poluentes. Nesse aspecto, a tecnologia menos agressiva ao meio ambiente é a de silício policristalino. Conforme esperado, as tecnologias com maior tempo de operação são as baseadas em silício cristalino.

A Tabela 4 apresenta resumidamente as vantagens e as desvantagens das tecnologias fotovoltaicas baseadas em silício, além de aspectos econômicos e ambientais. Novamente, os trabalhos de GUL, KOTAK e MUNEER (2016) e OGBOMO et al. (2017) foram utilizados como referência para elaboração da tabela.

Tabela 4 - Síntese de Informações de Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício

	Vantagens	Desvantagens	Disponibilidade Comercial
Silício Monocristalino (Mono-Si)	(1) Maior eficiência devido a maior pureza do Silício (2) Menor necessidade de espaço (3) Maior tempo de operação e melhor performance com pouca iluminação	(1) Mais cara	Alta disponibilidade e fácil acesso
Silício Policristalino (Poli-Si)	(1) Fácil instalação e manutenção (2) Menos perda de silício e consequentemente maior custo benefício	(1) Silício mais impuro que acarreta menor eficiência (2) Ocupa maior área	Alta disponibilidade e dominante, com maior participação de mercado
Silício Amorfo (a-Si)	(1) Menor custo de fabricação (2) Variedade de formatos e tamanhos (3) Menos sucessíveis a quebra durante o transporte (4) Maior robustez à temperaturas altas	(1) Menor eficiência que as células de silício cristalino (2) Tempo de operação menor do que o das células de silício cristalino	Menor disponibilidade que as células de silício cristalino

As Tabelas 3 e 4 apresentam uma síntese dos dados e das características das tecnologias fotovoltaicas baseadas em silício que foram abordadas ao longo dos itens 2.2.2.1., 2.2.2.2. e 2.2.2.3. Elas buscam quantificar e agrupar tais informações a fim de

facilitar o melhor entendimento e auxiliar na escolha da tecnologia a ser utilizada no presente trabalho. As conclusões estão apresentadas no item 2.2.2.5. a seguir.

2.2.2.5. Conclusões sobre Tecnologias Fotovoltaicas Baseadas em Silício

De acordo com a caracterização e dados apresentados das tecnologias de silício mono e policristalino e de silício amorfo, é possível concluir que a tecnologia mais indicada para o presente trabalho é a de poli-Si. Sua eficiência relativamente alta a um custo menor, além de ser a tecnologia dominante no mercado, são os fatores que a tornam a tecnologia escolhida. Entretanto, como destacado ao longo do capítulo, somente uma análise econômica aprofundada e baseada nas condições de instalação e eficiência dos módulos pode fornecer a indicação de qual a melhor tecnologia para o caso.

A conclusão de que o trabalho deve utilizar os módulos baseados em silício policristalino é um ponto de partida para o estudo, não impedindo que sejam feitas análises com outras tecnologias fotovoltaicas a fim de observar se a indicação pelos módulos poli-Si é realmente a de melhor custo benefício no contexto do presente trabalho.

2.3. Sistemas Fotovoltaicos (FV) com Armazenamento de Energia por Baterias

Uma revisão bibliográfica de estudos que abordam o uso de sistemas de armazenamento por baterias em associação com sistemas fotovoltaicos, procurando destacar quais as tecnologias foram utilizadas, é feita ao longo dessa seção. Além das tecnologias usadas, são descritos os parâmetros de avaliação e resultados obtidos no trabalho, bem como suas respectivas conclusões. Os trabalhos são apresentados em ordem cronológica, a fim de mostrar a evolução das tecnologias e dos temas abordados ao longo dos anos. O objetivo dessa revisão é verificar se as tecnologias de módulos fotovoltaicos e de baterias escolhidas nas conclusões das seções 2.1. e 2.2., respectivamente, estão de acordo com aquelas utilizadas nos estudos anteriores.

Com foco em um sistema fotovoltaico residencial de 4 pessoas isolado da rede elétrica, LAZOU e PAPATSORIS (2000) realizam simulações de dois tipos de sistemas conjugados FV-bateria, com e sem backup por gerador diesel, em diversas localidades da Europa e Mediterrâneo. A tecnologia fotovoltaica e a bateria utilizadas foram, respectivamente, silício monocristalino e chumbo-ácido. As latitudes das cidades analisadas variavam entre 33° (Tel-Aviv, Israel) e 56° (Edimburgo, Escócia) ao norte. O sistema considerado ótimo pela autora deveria fornecer o ângulo de inclinação e área do módulo ótimos, assim como o valor otimizado da capacidade do banco de baterias, de maneira a

minimizar o custo total de ciclo de vida e o custo levelizado/nivelado de energia (LCOE) do sistema.

O trabalho realiza as simulações de acordo com valores obtidos e projetados para os anos de 1998 e 2005, respectivamente. Entretanto, mais importante que os resultados obtidos, são as tendências que já podiam ser observadas à época. Sistemas fotovoltaicos com baterias, tivessem ou não backup por gerador a diesel, já mostravam um custo nivelado de energia atraente quando comparado a sistemas convencionais de geração de energia no contexto de abastecimento de cargas residenciais isoladas da rede elétrica. Além disso, mostra-se que à medida que se diminui a latitude, mais viáveis se tornam as instalações, indicando a maior viabilidade dos sistemas conjugados na região tropical.

No trabalho de YAMAGUCHI et al. (2004) é possível encontrar um estudo de caso no qual um sistema fotovoltaico residencial é combinado com um sistema de armazenamento de energia por baterias. Um método de previsão da geração de energia elétrica pelo sistema FV desenvolvido pelos autores é apresentado, bem como um método de dimensionamento do sistema de bateria, baseado na curva de geração da energia fotovoltaica e na curva de demanda de uma residência padrão. O sistema fotovoltaico utiliza módulos de silício monocristalino e o tipo de bateria utilizada é a de chumbo ácido, sendo que o sistema combinado é simulado para a região de Tokushima, Japão.

Apesar de utilizarem um programa de cálculo mais rudimentar, os autores concluem que a utilização de bateria traz benefícios como a redução do valor investido em módulos solares, tornando o sistema combinado mais atrativo do que o sistema fotovoltaico sozinho. Vale destacar que o resultado de economia de gastos igual ou maior a 20000 ienes/ano, foi obtido utilizando-se valores conservadores das variáveis como irradiação solar e eficiência dos módulos FV e das baterias, indicando que resultados ainda melhores podem ser obtidos.

O estudo de CELIK, MUNEER e CLARKE (2008) realiza a simulação de um sistema fotovoltaico residencial conjugado a um sistema de armazenamento com baterias de chumbo-ácido para um horizonte de 20 anos, em 5 cidades da Turquia. O autor procura verificar a viabilidade econômica e ambiental de tal sistema analisando o tempo de retorno de investimento (*Payback Time*) e de energia (*Payback Energy*) do mesmo, estabelecendo como variável de análise a Probabilidade de Perda de Carga (PPC), que quantifica percentualmente a possibilidade de a carga residencial não ser atendida pelo sistema FV-bateria.

Ao usar valores muito elevados de preço de energia e conservadores de tarifas remuneratórias, além de definir consumo diário médio alto para uma residência padrão com

4 pessoas (9 kWh/dia), o autor obtém valores muito elevados de tempo de retorno de investimento. Em contrapartida, os resultados relativos ao tempo de retorno de energia apresentam valores muito bons à época (menores que 6 anos), indicando a viabilidade ambiental da utilização dos sistemas conjugados.

LI et al. (2009) propõem três configurações de sistemas fotovoltaicos desconectados da rede com armazenamento de energia: (i) sistema FV associado a baterias chumbo-ácido, (ii) sistema FV associado a células de combustível a hidrogênio e (iii) sistema FV com armazenamento híbrido por baterias e células de combustível. O objetivo do autor é avaliar qual das três configurações apresenta, ao mesmo tempo, maior eficiência e menor custo. Os dados de irradiação e temperatura utilizados eram relativos a Xangai, China, e a tecnologia dos módulos fotovoltaicos usada foi a de silício policristalino.

A comparação foi realizada baseando-se em três parâmetros econômicos e três parâmetros técnicos de cada sistema e, de acordo com o autor, o sistema FV com armazenamento híbrido apresentou os melhores resultados. Entretanto, uma análise detalhada das variáveis utilizadas no trabalho indica que algumas delas relativas às baterias, como tempo de vida útil e custo, foram definidas com valores mais conservadores do que aqueles encontrados em outras referências. Uma adequação dos valores de tais variáveis pode levar a um resultado diferente e mais favorável ao sistema associado somente a baterias de chumbo-ácido.

Muitos trabalhos apresentados nessa seção tratam de processos de otimização de algum dos componentes dos sistemas conjugados FV-bateria. Um deles é o de (ARUN, BANERJEE e BANDYOPADHYAY (2009), que apresenta uma metodologia para otimização do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos residenciais associados a baterias que considera a incerteza inerente à irradiação solar. A fim de validar sua metodologia, o autor adota sistemas abordados em outros estudos e compara os seus resultados com aqueles obtidos nos trabalhos originais. Dessa forma, não é possível identificar quais as tecnologias de módulos fotovoltaicos e de baterias o autor utiliza em seus exemplos, apenas os parâmetros técnicos utilizados pelos outros estudos.

Como parâmetros de entrada para seu modelo, o autor utiliza a potência de saída dos módulos, a carga da bateria e uma demanda residencial pré-estabelecida. A variável de estudo é a irradiação solar, que influencia a potência de saída dos módulos que, por sua vez, influencia o comportamento de carga e descarga das baterias. Ao adicionar a incerteza à variável de estudo, o autor encontra resultados conservadores de dimensionamento, mas com alto grau de confiabilidade. Tais valores, ainda que conservadores, são menores do

que aqueles encontrados em modelos determinísticos já abordados na literatura, indicando que a metodologia proposta resulta em sistemas melhor dimensionados e mais econômicos.

Alguns estudos, como o de KALDELLIS et al. (2009), abordam outros sistemas de armazenamento além das baterias. Nele, o autor realiza uma análise a fim de determinar a viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos conjugados com sistemas de armazenamento de energia em pequenas ilhas gregas, cujo perfil de carga varia bruscamente em diferentes estações. Apesar de não especificar a tecnologia de módulos utilizada, o autor analisa a viabilidade de sistemas de armazenamento como baterias, baterias de fluxo, volantes de inércia, bombas d'água e células de combustível. As tecnologias de baterias analisadas são chumbo-ácido e NaS.

Nesse trabalho, o autor simula diferentes níveis de irradiação solar de acordo com a localização das ilhas, diferentes intervalos de autonomia do sistema, nos quais não há dependência da energia elétrica gerada por fontes convencionais, e diferentes graus de subsídios econômicos. Os resultados indicam que em quase todas as configurações, exceto aquelas sem subsídio e com intervalos de autonomia prolongados (maiores que 24 horas), o custo de geração da energia pelo sistema conjugado (fotovoltaico com sistemas de armazenamento) era menor que o custo de geração por fontes tradicionais a combustível.

Deve-se ressaltar que todos os sistemas de armazenamento se mostraram viáveis, sendo que os de melhores resultados foram as baterias de NaS e chumbo-ácido. De acordo com o autor, devido à maturidade da tecnologia de chumbo-ácido, seus valores de custo apresentam menor variação, sendo essa uma vantagem desse tipo de bateria.

Em outro estudo de otimização, KOLHE (2009) busca obter uma relação analítica entre o tamanho de um sistema fotovoltaico e a capacidade de armazenamento de um sistema de baterias, a fim de obter um dimensionamento otimizado do sistema conjugado. O sistema FV-bateria deve atender a uma demanda residencial típica de Nova Deli, na Índia. A fim de garantir uma maior proximidade do seu modelo com a realidade, o autor considera alguns níveis de não atendimento pleno da carga residencial pelo sistema conjugado.

O autor dimensiona um sistema genérico através de sua metodologia, sem especificar o tipo de módulo fotovoltaico ou de bateria, e compara os resultados obtidos com aqueles fornecidos para o mesmo sistema dimensionado pelo *software* HOMER. Os valores dos resultados obtidos são satisfatórios, segundo o autor, entretanto é importante enfatizar que o mesmo não aborda em seu modelo a situação em que o sistema FV gera mais energia do que a demandada pela carga residencial e na qual a bateria está totalmente carregada. Essa é uma situação que pode ser alcançada em alguns horários do dia e que não deveria ser negligenciada em um modelo de dimensionamento de um sistema FV-bateria.

Por sua vez, ASKARI e AMERI (2009) propõem um método simples para otimização do dimensionamento de um sistema fotovoltaico com baterias, de maneira a obter a configuração mais confiável e com menor custo. A configuração mais confiável é baseada na modelagem do sistema de acordo com a menor Probabilidade de Perda de Carga (PPC), enquanto que a configuração de menor custo é baseada na modelagem do sistema a fim de obter o menor Custo Nivelado de Energia.

O sistema FV-bateria é composto por módulos solares genéricos, dos quais somente as especificações elétricas foram fornecidas, por baterias de chumbo-ácido, devem atender a uma demanda de 50 residências rurais na região de Kerman, no Irã, e devem ter Probabilidade de Perda de Carga igual a 5% ou 1%. Os resultados indicam que, ao se determinar uma demanda fixa, o aumento indeterminado do número de painéis ou de horas de autonomia não garante a melhor opção. Observa-se que, para PPC igual a 5%, aumentar a autonomia de baterias acima de 15 horas não diminui a quantidade de módulos necessários para atender a demanda. Para PPC igual a 1%, a autonomia não deve ser maior que 24 horas. A metodologia apresentada fornece valores fixos de número de módulos e horas de autonomia das baterias que garantem a maior confiabilidade e o menor custo do sistema.

Um estudo que utiliza somente baterias do tipo lítio-íon é apresentado por BRAUN et al. (2009). Esse trabalho analisa o impacto da inserção de um sistema de baterias de íons de lítio em sistemas fotovoltaicos residenciais na Alemanha, observando o aumento do percentual da energia FV autoconsumida pelas casas. Além das baterias Li-íon, o autor caracteriza o sistema fotovoltaico simulado baseando-se em dados medidos de um módulo fotovoltaico de silício monocristalino real. A carga residencial é modelada de acordo com o padrão de consumo de uma casa com 4 pessoas.

Os parâmetros técnicos utilizados pelo trabalho são o padrão de demanda residencial anual, o comportamento dessa demanda de acordo com o perfil dos habitantes da casa e o envelhecimento da bateria. Os parâmetros econômicos são o preço da energia elétrica, o ano de instalação e o fator de regressão dos subsídios legais. Uma análise de sensibilidade desses parâmetros é feita e indica que os fatores econômicos influenciam muito mais a atratividade do empreendimento do que os parâmetros técnicos.

Além disso, o trabalho indica que sistemas FV com baterias de íons de lítio apresentam tempo de retorno igual a 15 anos de operação, dependendo dos custos de manutenção, ao se estabelecer os valores alemães atuais para os parâmetros técnicos e econômicos do sistema. O sistema conjugado FV-bateria é capaz de aumentar em 82% a

quantidade de energia autoconsumida pela residência quando comparado a um sistema fotovoltaico sem armazenamento de energia.

TOLEDO, FILHO e DINIZ (2010) apresentam um estudo que analisa a utilização de baterias como sistema de armazenamento de sistemas a nível industrial. Seu trabalho aborda a utilização de sistemas de bateria em conjunto com sistemas fotovoltaicos de geração distribuída para eliminação de pico de curvas de demanda sem, entretanto, realizar algum estudo de caso. A bateria escolhida como mais adequada para a integração de sistemas FV à rede elétrica foi a de sódio enxofre, baseando-se principalmente na sua capacidade de armazenamento e tempo de descarga. Não há definição de alguma tecnologia fotovoltaica específica que deve ser utilizada. A autora conclui que a aplicação de sistemas FV com baterias NaS é uma ferramenta que pode ser usada por concessionárias de energia para aumentar a confiança do sistema. Uma conclusão mais assertiva seria possível se fosse realizado um estudo de caso e se fossem utilizados mais parâmetros para escolha do tipo de bateria.

O trabalho de AVRIL et al. (2010), além de tratar da otimização do sistema conjugado FV-bateria, aborda um sistema híbrido de armazenamento de energia, assim como LI et al. (2009). Nele, o sistema conjugado é simulado a fim de se obter o menor valor do custo levelizado de energia (LCOE) e a menor dependência da energia da rede elétrica. O sistema fotovoltaico é baseado em módulos de silício policristalino, o sistema de armazenamento híbrido é composto por baterias de chumbo-ácido ou níquel-cádmio em associação com células de hidrogênio e a demanda a ser atendida é baseada no consumo de um pequeno vilarejo com 750 habitantes na ilha de La Réunion, na França. O sistema conjugado simulado deve ter índice de confiabilidade de 97%. Dessa forma, o sistema FV-bateria deve ser capaz de prover, no mínimo, 97% da demanda de energia do vilarejo.

Os resultados indicam que, a curto prazo, as baterias de chumbo-ácido sozinhas são mais indicadas para se obter o melhor LCOE e a menor dependência da rede elétrica da concessionária. Mesmo em sistemas de armazenamento híbrido com baterias chumbo-ácido e células de hidrogênio, as baterias são responsáveis pelo armazenamento de quase 90% da energia necessária. Já a médio prazo, a solução de baterias chumbo-ácido associada a células de hidrogênio é a mais adequada, mas ainda assim altamente dependente do armazenamento provido pelas baterias.

Buscando diminuir a probabilidade de falta de abastecimento de energia, aumentar o percentual de excesso de produção de energia e reduzir o custo do quilowatt-hora produzido, WISSEM, GUEORGUI e HÉDI (2012) propõem um método de dimensionamento e otimização de um sistema fotovoltaico autônomo para abastecimento de uma carga

residencial padrão localizada em Sfax, Tunísia. Um sistema autônomo é composto pelos módulos fotovoltaicos e pelo sistema de armazenamento de energia, além do sistema de controle de carga. Nesse trabalho, os módulos FV simulados eram de silício mono e policristalino e o sistema de armazenamento de energia era composto por baterias de chumbo-ácido.

Os resultados indicam que todas as configurações estudadas para o sistema autônomo eram viáveis, desde que a potência do sistema fotovoltaico fosse maior que 1,6 kWp. Dessa forma, o sistema autônomo é capaz de abastecer a residência sem que haja falta de energia e é capaz de carregar o sistema de armazenamento de energia por baterias somente pela energia elétrica gerada pelo sistema FV. Além disso, o custo da energia gerada pelo sistema autônomo apresentou valores razoáveis e compatíveis com o custo da energia gerada por outras formas de energia. O menor custo de energia, entretanto, foi obtido para sistemas fotovoltaicos baseados na tecnologia de silício monocristalino.

Assim como os estudos de LI et al. (2009) e AVRIL et al. (2010), (JALLOULI e KRICHEN (2012) utilizam um sistema de armazenamento de energia híbrido em seu trabalho, composto também por baterias e células de combustível à hidrogênio. Além de apresentar um método de dimensionamento e uma modelagem matemática para os componentes do sistema, como a bateria, a célula de combustível com seus tanques de armazenamento e seu sistema de eletrólise do hidrogênio, e também os módulos fotovoltaicos, os autores propõem um método de gerenciamento da energia desse sistema conjugado. Esse método de gerenciamento baseia-se na relação entre a energia gerada pelo sistema FV e uma demanda residencial padrão, estabelecendo prioridades para o carregamento ou descarregamento dos sistemas de armazenamento.

Apesar de apresentar resultados que mostram que o método de gerenciamento de energia proposto é eficiente e funcional, o autor peca pela não definição dos componentes e contexto da simulação. Exceto pela definição das baterias como sendo de chumbo-ácido, não são definidas a tecnologia dos módulos fotovoltaicos, a localização de onde foram retirados os dados meteorológicos nem para qual tipo de residência tomou-se a demanda utilizada. Além disso, o intervalo de simulação, menor que 3 minutos, pode não representar o comportamento do sistema a médio/longo prazo.

O trabalho de LIU et al. (2012) realiza uma análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental de um sistema fotovoltaico com baterias para 11 cidades de Queensland, na Austrália, através de simulações feitas no *software* HOMER, o mesmo programa computacional utilizado por KOLHE (2009). A viabilidade técnica é analisada pela quantidade de energia gerada, a ambiental é analisada pela redução da emissão de gases

de Efeito Estufa e a viabilidade técnica leva em consideração o custo nivelado de energia, o valor presente líquido e a taxa de retorno de investimento.

A demanda a ser atendida pelo sistema conjugado FV-bateria é residencial, com média altíssima de 23 kWh diários de consumo. O sistema fotovoltaico é composto por painéis de silício policristalino e a bateria utilizada é de chumbo-ácido. Não há metodologia de dimensionamento do sistema conjugado e, portanto, são simulados sistemas FV e baterias com valores padronizados. Como definições econômicas, a simulação utiliza as políticas de incentivo australianas, que englobam tarifas feed-in mais de duas vezes maiores que as tarifas de compra de eletricidade da rede.

Os resultados indicam que sistemas FV de 6 kW são capazes de reduzir em mais de 50% as contas de energia elétrica em todas as cidades analisadas. Além disso, é possível observar uma relação linear do valor presente líquido e da emissão de CO₂ com a irradiação solar incidente. As cidades com maiores índices de irradiação possuem o menor valor presente líquido e a menor taxa de emissão de gases de Efeito Estufa, sendo, portanto, as mais adequadas para implementação do sistema conjugado FV-bateria.

O objetivo do trabalho de SANTOS et al. (2012) é comparar economicamente dois modelos de uma instalação fotovoltaica residencial conectada à rede, utilizando como parâmetros a redução de gastos e receitas pela venda de energia, a taxa interna de retorno e o tempo de recuperação do investimento (*Payback*). O primeiro, chamado de modelo A, não possui armazenamento de energia, enquanto que o segundo, denominado modelo B, possui armazenamento de energia por baterias de chumbo-ácido. A localização escolhida para a realização do estudo é Madri, na Espanha, e o sistema fotovoltaico tem potência igual a 1 kWp, sem metodologia de dimensionamento nem tecnologia definida.

No modelo A, a energia fotovoltaica gerada pode estar em excesso ou ser insuficiente para atender a demanda residencial. Se em excesso, ela é vendida para a rede elétrica pelo mesmo valor que o consumidor pagaria caso utilizasse a energia da rede. Se insuficiente, a energia da rede elétrica é consumida concomitantemente, de maneira a atender a demanda da carga residencial. Já o modelo B prevê que o excesso de energia FV gerada seja primeiramente utilizado para carregamento das baterias e, caso haja carregamento completo das mesmas e ainda ocorra excesso de geração, ele é vendido para a rede elétrica. Em caso de geração insuficiente para atendimento da demanda, o modelo B estabelece que a bateria deve suprir o restante da demanda e, caso a energia fornecida por ela seja insuficiente, o sistema deve utilizar a energia fornecida pela rede elétrica. No caso do modelo B, a compra e venda de energia elétrica da rede obedece aos mesmos valores utilizados no modelo A.

Do ponto de vista de redução de gastos com energia elétrica e receitas provenientes da venda de energia, o modelo que possui armazenamento de energia é melhor do que o modelo A. Entretanto, devido à presença das baterias, esse sistema possui um tempo maior de *payback* e uma taxa interna de retorno menor do que o modelo sem armazenamento de energia. Uma análise mais detalhada dos resultados obtidos pelo estudo indica que as diferenças dos valores de *payback* e taxa de retorno dos dois modelos não é significativa para baterias com capacidade menor ou igual a 50% da potência do sistema fotovoltaico, sendo esse um bom indicativo para aplicações com uso de baterias.

O artigo de BATTKE et al. (2013), assim como de TOLEDO, FILHO e DINIZ (2010), apresenta um estudo de sistemas de armazenamento de energia por baterias a nível industrial e residencial. Nele, os autores analisam a aplicabilidade de quatro tecnologias de baterias em seis possíveis aplicações no sistema de elétrico, incluindo a variação dos valores de seus parâmetros encontrada nas referências bibliográficas. O objetivo do artigo é comparar o custo do ciclo de vida de cada tipo de bateria para cada aplicação. Os tipos de bateria analisados são chumbo-ácido, lítio-íon, sódio-enxofre e redução de vanádio. Dentre as seis aplicações estudadas pelos autores, a de maior interesse para o presente trabalho é a que aborda o uso de baterias em sistemas fotovoltaicos residenciais visando aumentar a autossuficiência do sistema FV. Os resultados indicam que as baterias de chumbo-ácido e íons de lítio possuem os menores valores de custo de ciclo de vida para tal aplicação.

O estudo de HOPPMANN et al. (2014) busca verificar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico residencial de silício cristalino associado a um sistema de bateria chumbo-ácido, tendo como variáveis de análise os preços de compra e venda de energia. Os cenários são analisados sem que haja subsídios ou políticas de incentivo à utilização de sistemas FV, sendo que o local utilizado para as simulações era Stuttgart, Alemanha, e a carga abastecida é a de uma residência com 3 pessoas.

O artigo aborda cenários futuros em que há redução ou aumento dos preços de compra e venda, além de variação no preço dos componentes principais do sistema, os módulos FV e as baterias de chumbo-ácido. Os resultados apontam para valores otimizados do dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e da bateria, além de fornecer um índice de rentabilidade do sistema conjugado (FV + Bateria). O autor conclui que, no caso de instalações pequenas, como as residências analisadas pelo estudo, o uso conjugado de baterias e sistemas fotovoltaicos já era viável em 2013. Além disso, em cenários futuros prováveis, em que há aumento do custo da energia e diminuição do custo dos componentes do sistema, essa viabilidade torna-se ainda maior.

Já YOSHIDA et al. (2016) analisam um sistema fotovoltaico residencial em Tóquio, Japão, associado a uma bateria de lítio-íon, assim como BRAUN et al. (2009). Trata-se de um problema de otimização, que busca avaliar as condições de operação e deterioração da bateria, para que ocorra a minimização do uso de energia primária ou do custo da energia para o consumidor. A tecnologia de módulos fotovoltaicos não é definida e o sistema fotovoltaico e a bateria possuem valores padronizados, sem que haja critério definido de dimensionamento. Além disso, subsídios e políticas de incentivo à geração fotovoltaica são adotados de acordo com as normas japonesas.

Uma diferença deste trabalho para os anteriores é que o horizonte de análise é de 10 anos, enquanto que nos demais trabalhos esse intervalo varia entre 20 e 30 anos. Isso se deve ao foco da análise na vida útil de operação da bateria, e não do sistema FV. Em suas conclusões, o autor afirma que a inclusão da bateria ao sistema fotovoltaico residencial reduz mais significativamente o uso da energia primária, aquela disponível antes de ser transformada em energia elétrica. A redução de custo da energia ocorre, porém em menor escala. Portanto, além de haver redução do valor pago pelo consumidor, há diminuição da demanda de energética pelo mesmo

No artigo de ZHANG et al. (2016) são feitas simulações em que sistemas de armazenamento de energia com baterias de lítio-íon e chumbo-ácido são associados a um sistema de geração fotovoltaico, a fim de verificar a viabilidade de sua instalação em um conjunto habitacional na Suécia. Os parâmetros para análise de viabilidade do sistema foram a sua taxa de autossuficiência (SSR – Self Sufficiency Rate) e seu custo de ciclo de vida. A taxa de autossuficiência é um parâmetro que mede o grau de independência do sistema com relação a energia da rede elétrica da concessionária, dado em percentual. Um valor de SSR igual a 100% indica que o sistema FV associado à bateria é totalmente autossuficiente, sem necessidade de utilizar energia elétrica da rede. O custo de ciclo de vida é dado pela razão entre o custo do investimento e a energia gerada pelo sistema ao longo do seu ciclo de vida. Quanto menor esse valor, mais viável é o empreendimento.

O autor conclui que, dentre as baterias analisadas e para os parâmetros de análise viabilidade utilizados, a de melhor resultado é a bateria de íons de lítio, mesmo ela sendo a mais cara. Além disso, o autor observa que as baterias devem ser utilizadas para aplicações recorrentes e que precisam de baixa capacidade de armazenamento, como para a atenuação do desencontro diário entre o período máxima produção de energia fotovoltaica e o de maior consumo residencial (mismatch effect).

Por fim, o trabalho de CUCHIELLA, D'ADAMO e GASTALDI (2016) tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos sem e com armazenamento de

energia por baterias através do critério do Valor Presente Líquido (NPV – Net Present Value). O estudo é realizado considerando um mercado já estabelecido para a tecnologia fotovoltaica (Itália) e utiliza módulos FV monocristalinos e baterias de chumbo-ácido. O foco do trabalho é analisar a viabilidade econômica e, dessa forma, o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e das baterias é feito de maneira arbitrária, utilizando valores padronizados, sem um modelo específico. Além disso, por ser idealizado para o contexto de um mercado desenvolvido, não foram atribuídos subsídios nem políticas de incentivo à utilização de sistemas de energia renováveis.

Os resultados encontrados apontam para a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico sem armazenamento de energia. Entretanto, pela análise de sensibilidade das variáveis feita no estudo, é possível ver que sistemas FV com armazenamento podem ser viáveis em regiões com maior irradiação solar diária média do que a Itália, como é o caso do Brasil. Nos sistemas conjugados também é possível observar que a inclusão das baterias aumenta o fator de autossuficiência do sistema, de maneira a torna-lo ainda mais viável.

Algumas conclusões relativas às tecnologias de baterias e módulos fotovoltaicos podem ser feitas a partir da revisão bibliográfica apresentada. No que tange às tecnologias de baterias, por exemplo, é possível observar que a maioria dos trabalhos utiliza baterias de chumbo-ácido como sistemas de armazenamento de energia. Pode-se observar também que os estudos mais recentes já começam a analisar a viabilidade das baterias de lítio-íon, indicando uma tendência de análise de viabilidade das mesmas. As tecnologias de baterias escolhidas na conclusão da seção 2.1. vão ao encontro das utilizadas nos trabalhos apresentados.

Quanto à tecnologia de módulos fotovoltaicos, alguns dos trabalhos apresentados apenas especificam parâmetros técnicos, sem dizer qual a tecnologia utilizada. Dentre os estudos que citam a tecnologia utilizada é interessante observar que somente módulos baseados em silício cristalino são abordados. Dentre os módulos de silício mono e policristalino, a maior parte dos estudos utiliza aqueles de mono-Si. Entretanto, pode-se observar uma tendência dos trabalhos mais recentes em utilizar módulos de poli-Si, provavelmente devido ao desenvolvimento tecnológico dessa tecnologia que possibilitou a obtenção de eficiências próximas às da tecnologia mono-Si com um custo menor. Assim como no caso das baterias, as conclusões da seção 2.2. estão de acordo com os trabalhos apresentados.

Outras observações podem ser feitas sobre o tipo de aplicação e a localização de instalação dos sistemas abordados nos estudos revisados. Os trabalhos de (TOLEDO, FILHO e DINIZ (2010) e BATTKE et al. (2013), citados pela revisão e que abordam a

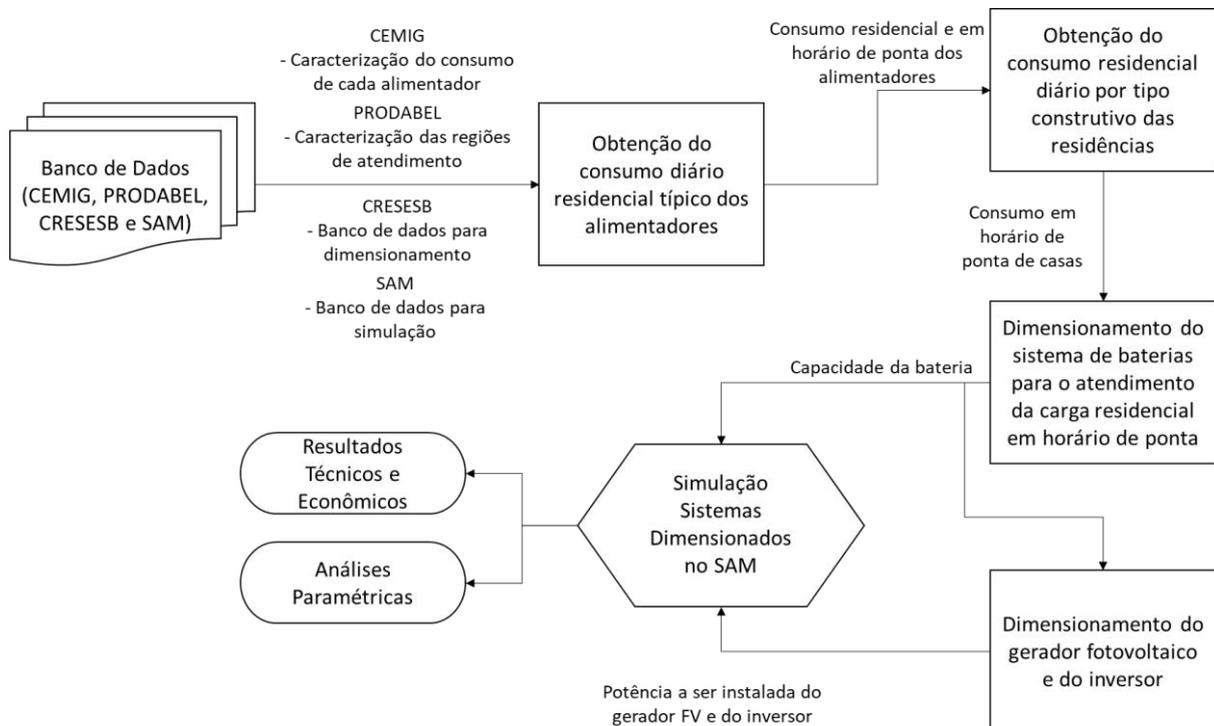
utilização de baterias em sistemas de grande porte, apresentam resultados não muito satisfatórios. Assim como observado ao longo da seção 2.1., as baterias são amplamente utilizadas e indicadas em estudos cujas aplicações englobam sistemas residenciais.

Além disso, a maioria dos estudos apresentados ao longo da revisão são realizados em locais situados no hemisfério norte, principalmente em países europeus e/ou desenvolvidos. A explicação para esse fato é que nesses países há um maior estímulo à utilização de sistemas fotovoltaicos, com melhores subsídios e políticas de incentivo mais consolidadas. Nesse aspecto, o presente trabalho difere dos apresentados nessa revisão, uma vez que é realizado no contexto de um país em desenvolvimento e localizado no hemisfério sul, como o Brasil, tornando-se um diferencial.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

O objetivo do capítulo é apresentar os materiais utilizados e suas respectivas finalidades, além de detalhar a metodologia aplicada durante a elaboração do trabalho. O capítulo está organizado em duas seções principais, 3.1. e 3.2., que abordam, respectivamente, os materiais e os métodos. A seção de materiais (3.1.) está subdividida de maneira a apresentar o banco de dados utilizado para o desenvolvimento do trabalho e introduzir os *softwares* utilizados, esclarecendo a função dos mesmos. A subdivisão da seção 3.2. (Métodos) buscou detalhar de maneira separada e sequencial a metodologia utilizada no presente estudo. As principais etapas da metodologia foram o dimensionamento da potência dos módulos fotovoltaicos, do inversor e da capacidade de armazenamento das baterias. Entretanto, esses dimensionamentos são dependentes do banco de dados obtido e da metodologia própria desenvolvida para análise dos dados. Dessa forma ressalta-se a importância do trabalho investigativo do banco de dados no andamento de todo o trabalho. Um fluxograma com o resumo do que se espera para o capítulo de Metodologia é apresentado na Figura 26.

Figura 26 - Fluxograma: Resumo Metodologia do Trabalho



Inicialmente, apresenta-se o banco de dados obtido junto à CEMIG (Companhia Energética do Estado de Minas Gerais) e à PRODABEL (Empresa de Informática e Informação do Município de Belo Horizonte). Os bancos de dados para dimensionamento do gerador FV e para a simulação do sistema híbrido proposto foram obtidos junto ao

CRESESB (Centro de Referência para as Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) e do próprio *software* de simulação, SAM (System Advisor Model), sendo utilizados posteriormente no trabalho.

Os dados obtidos junto à CEMIG possibilitaram a caracterização do consumo residencial e das regiões de atendimento. Os dados obtidos junto à PRODABEL caracterizaram as regiões de atendimento, sua composição residencial e área dos tipos construtivos. A partir dessas caracterizações, obteve-se o consumo diário residencial típico dos alimentadores.

Do consumo diário residencial típico e das informações do banco de dados, obteve-se o consumo residencial e em horário de ponta dos alimentadores. Esses consumos foram os dados de entrada para a obtenção do consumo residencial diário por tipo construtivo das residências, que são distinguidas entre apartamento, barracão e casa.

Uma vez obtido o consumo em horário de ponta das casas, pôde-se realizar o dimensionamento do sistema de baterias para o atendimento da carga residencial nesse horário. Esse dimensionamento resulta na capacidade de armazenamento da bateria utilizada, servindo como dado de entrada tanto para o dimensionamento do gerador FV e do inversor quanto para a simulação dos sistemas dimensionados no SAM.

A simulação dos sistemas depende também do dimensionamento do gerador FV e do inversor, que resulta na potência a ser instalada para cada um desses equipamentos. Uma vez realizada, a simulação retornou resultados técnicos e econômicos e também possibilitou a obtenção de análises paramétricas.

3.1. Materiais

A seção de materiais se inicia com a apresentação do banco de dados obtido e compilado devido a sua importância para o desenvolvimento do trabalho. O banco de dados foi utilizado como base para a caracterização do consumo de energia típico de uma casa em determinada região de Belo Horizonte/MG através de informações obtidas junto à CEMIG e à PRODABEL. A partir dos dados obtidos junto às duas empresas, estabeleceu-se uma metodologia para obtenção do consumo de um tipo de residência a partir da sua área construída.

Devido à natureza do presente trabalho, baseada em simulações computacionais, os outros materiais utilizados foram programas computacionais para realização de mapeamento de pontos, regressões de curva, cálculos de dimensionamento e simulações

de sistemas fotovoltaicos (FV) com armazenamento de energia por baterias. Esses *softwares* são apresentados na subseção 3.1.2..

3.1.1. Banco de Dados

O banco de dados utilizado no presente trabalho foi elaborado com informações obtidas junto à CEMIG e à PRODABEL.

A CEMIG é a concessionária de energia elétrica responsável pela rede de distribuição de energia de Belo Horizonte. Dentre as informações disponibilizadas pela empresa, encontram-se curvas de carga diárias típicas de alimentadores cujo atendimento é basicamente residencial. Além dessas curvas de carga, foram disponibilizados mapas que indicam a região atendida por cada um dos alimentadores. Os alimentadores e o percentual dos tipos de cargas atendidas por eles estão especificados na Tabela 5, fornecida pela própria CEMIG.

Tabela 5 - Alimentadores e Tipo de Cargas Atendidas

Alimentador	Percentual de Atendimento Residencial (%)	Percentual de Atendimento Comercial (%)	Percentual de Atendimento Industrial (%)	Percentual de Atendimento Rural (%)	Percentual de Atendimento de Iluminação Pública (%)	Percentual de Atendimento de Outras Cargas (%)
BHSE06	87,99	6,10	0,70	0,00	2,85	2,35
BHGT10	86,68	10,28	1,16	0,00	1,55	0,33
BHSN38	86,57	8,20	0,86	0,00	2,97	1,39
BHSN28	86,46	11,56	0,72	0,00	1,00	0,25
BHPM08	86,45	8,54	0,73	0,06	3,07	1,14
BHSO11	86,07	8,24	1,27	0,09	3,47	0,86
BHSN07	85,07	10,27	1,89	0,00	2,35	0,42
BHPM11	85,02	9,32	1,51	0,00	2,98	1,17
BHHR10	84,67	8,97	1,25	0,00	3,55	1,56
BHBN20	84,65	10,12	1,01	0,00	3,39	0,83

A Tabela 5 apresenta a subestação de origem do alimentador, a identificação dele e o percentual de atendimento de cada tipo de carga abastecida por ele. Nota-se que tais alimentadores atendem cargas predominantemente residenciais ao comparar o percentual de atendimento residencial com o percentual de atendimento de outros tipos de carga, como comercial, industrial, rural e iluminação pública.

Curvas de cargas diárias desses alimentadores, fornecidas pela CEMIG, são apresentadas entre as Figuras 27 e 36. De acordo com informações da concessionária, tais curvas apresentam comportamento similar durante todo o ano, exceto pelo deslocamento do horário de ponta durante o horário de verão, podendo ser utilizadas como curvas de carga diárias típicas. O eixo vertical dessas curvas representa a potência aparente em cada instante de tempo, sendo o kVA a sua unidade. Sua conversão para a unidade de interesse, kW, foi feita com a utilização do Fator de Potência e detalhada na seção de Métodos. O eixo horizontal representa o tempo, em horas, ao longo do dia. Uma vez que as curvas originais fornecidas pela CEMIG não estavam com boa qualidade, elas foram replicadas de maneira a melhorar a compreensão e visualização pelo leitor.

Figura 27 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSE06

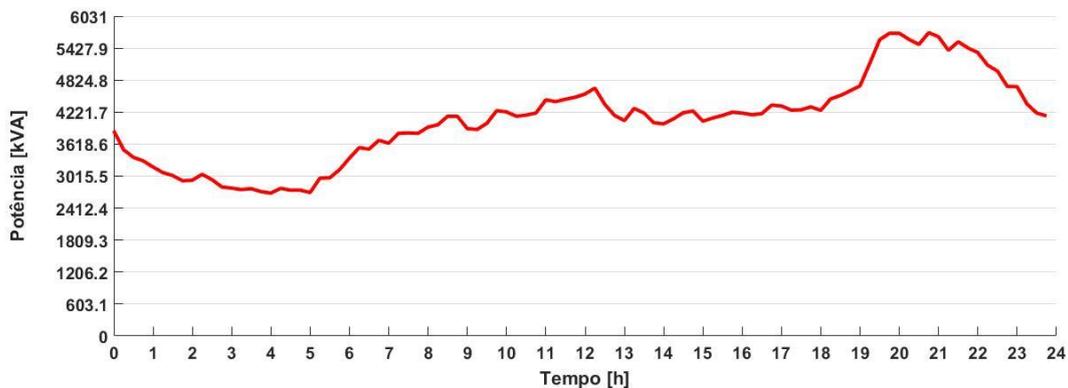


Figura 28 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHGT10



Figura 29 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSN38



Figura 30 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSN28



Figura 31 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHPM08

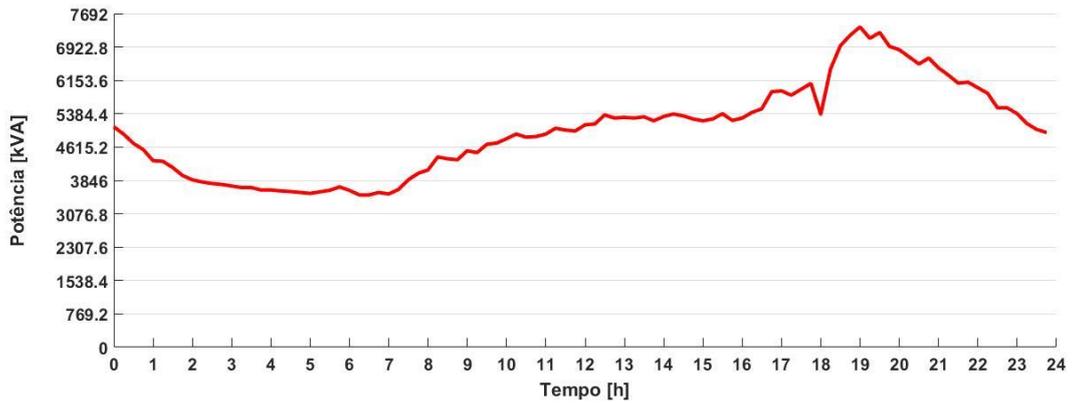


Figura 32 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSO11



Figura 33 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHSN07



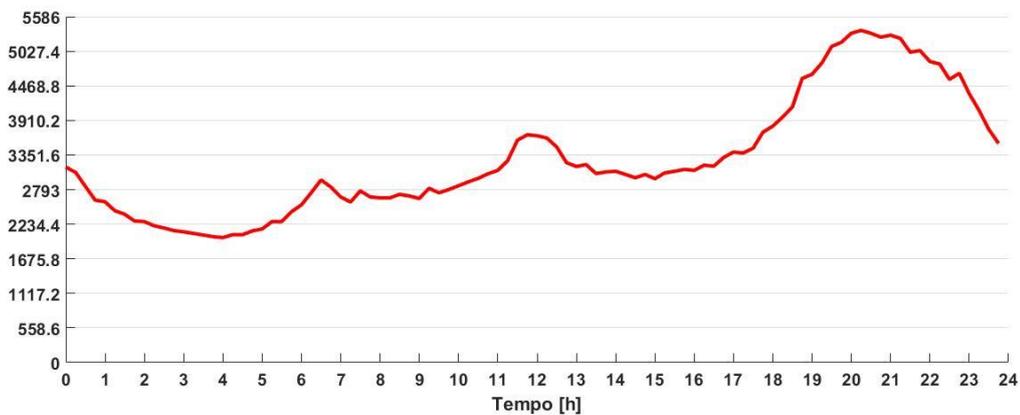
Figura 34 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHPM11



Figura 35 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHHR10



Figura 36 - Curva de Carga Diária Típica do Alimentador BHBN20



A análise das curvas indica algumas diferenças e semelhanças entre elas. Inicialmente foi possível perceber que a escala de tempo está dividida em intervalos horários. Nas imagens originais obtidas junto à CEMIG, esse intervalo é de 15 minutos, iniciando na hora 00:00 e terminando às 23:45. Isso ocorre uma vez que são feitas medidas da corrente do alimentador a cada 15 minutos e, como se sabe a tensão dos mesmos, é possível obter o valor de potência indicado em cada ponto das figuras acima.

Por se tratarem de curvas obtidas para dias aleatórios, foi possível perceber uma diferença entre elas. Na maior parte das curvas, o horário de ponta está localizado entre 19:00 e 22:00 horas, enquanto que os alimentadores BHGT10, BHPM08 e BHSO11 apresentaram horário de ponta entre 18:00 e 21:00 horas. Essa discrepância pode ser explicada tanto pela diferença na composição da carga desses alimentadores, como pela diferença de dias em que foram registradas.

No entanto, notou-se uma característica comum a todas: o horário de ponta é noturno, com duração de 3 horas, independentemente das diferenças entre as curvas ao longo do dia. Essa é uma característica típica do consumo residencial, uma vez que no período

noturno há uma tendência de maior consumo nas casas e apartamentos, devido a cargas como iluminação e eletrodomésticos, além da presença de mais pessoas na residência do que ao longo do dia.

Outra informação obtida junto a CEMIG e que compõe o banco de dados foram mapas indicativos das respectivas regiões de atendimento desses alimentadores. Os mapas representam o circuito elétrico cujo fornecimento de energia é realizado pelos alimentadores em média tensão (13,8 kV) através de uma rota. Como a alimentação residencial é realizada em baixa tensão (127 V), para que a região de atendimento fosse melhor caracterizada, foram solicitados junto à CEMIG as respectivas rotas em baixa tensão. Apesar de tais mapas não terem sido disponibilizados na sua íntegra por motivos de confidencialidade, um recorte de uma rota em baixa tensão disponibilizado para análise indicou que a diferença entre os mapas de baixa tensão e média tensão é muito pequena. Nesse caso, recorte de uma rota significa a ampliação de um curto trecho dela, especificando a sua alimentação em baixa tensão. Dessa forma, as rotas em média tensão foram utilizadas como referência para a região de atendimento dos alimentadores.

As rotas de média tensão dos alimentadores que foram disponibilizadas e podem ser divulgadas integralmente são apresentadas entre as Figuras 37 e 42. Elas indicam a região de atendimento de cada alimentador.

Figura 37 - Região de Atendimento dos Alimentadores BHSN07 (Azul), BHSN28 (Verde) e BHSN38 (Rosa)



Figura 38 - Região de Atendimento do Alimentador BHSE06 (Laranja)

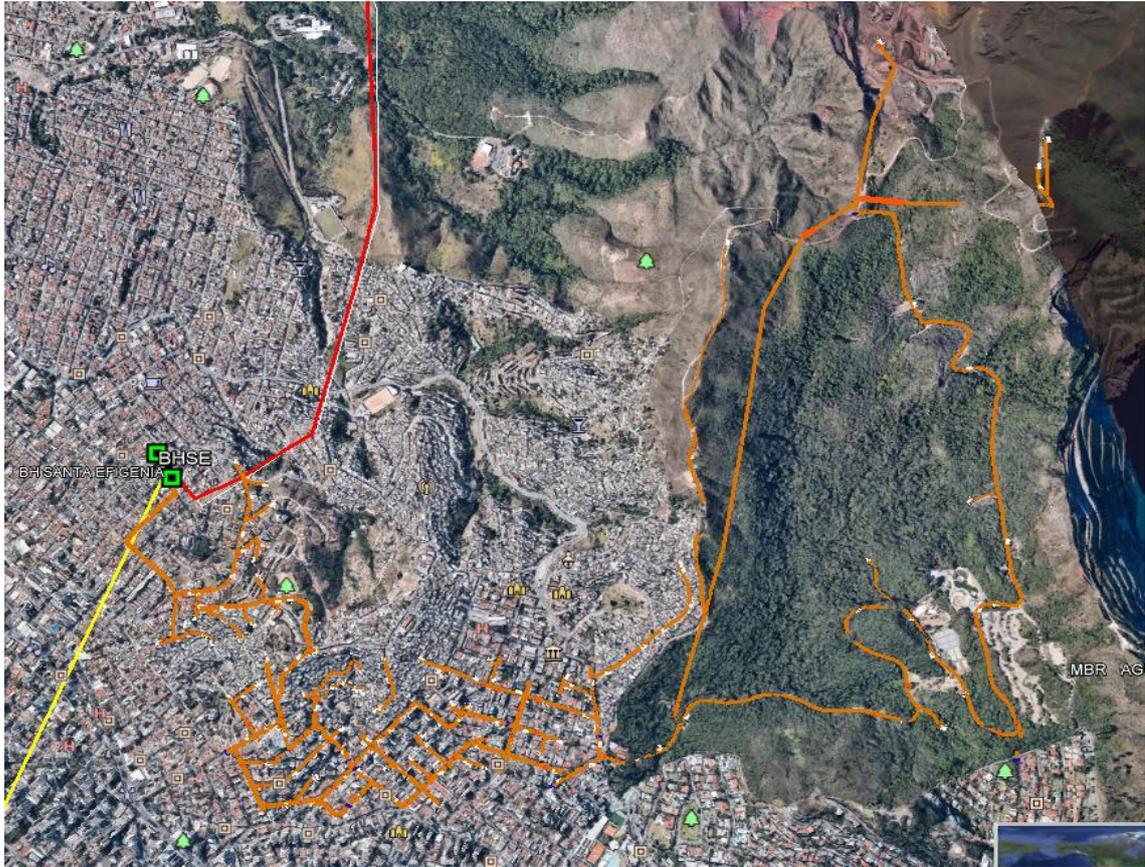


Figura 39 - Região de Atendimento do Alimentador BHGT10 (Azul Claro)



Figura 40 - Região de Atendimento dos Alimentadores BHPM08 (Vermelho) e BHPM11 (Verde)



Figura 41 - Região de Atendimento dos Alimentadores BHSO11 (Laranja) e BHHR10 (Vermelho)



Figura 42 - Região de Atendimento dos Alimentadores BHBN20 (Verde)



Em alguns dos mapas exibidos anteriormente é possível perceber linhas amarelas e/ou vermelhas que não são indicativas de rotas de atendimento dos alimentadores. Essas linhas são demarcações de bairros e regiões da cidade, não tendo relação com as rotas indicadas nas legendas das figuras.

A última informação obtida junto à CEMIG foi o número de consumidores residenciais atendidos por cada um dos alimentadores, apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Consumidores Residenciais Atendidos por Alimentadores

BHSE06	BHGT10	BHSN38	BHSN28	BHPM08
7.642	5.907	6.080	2.534	10.997
BHSO11	BHSN07	BHPM11	BHHR10	BHBN20
9.894	2.910	9.278	6.488	5.217

Os dados fornecidos pela CEMIG não fazem distinção entre esses consumidores com relação ao tipo construtivo da residência (apartamento, barracão ou casa). Uma vez que sistemas FV são mais viáveis para utilização em casas devido à essas habitações serem horizontais e possuírem áreas de telhado suficientes para instalação de módulos, esta distinção entre tipos construtivos foi considerada no presente trabalho.

Para realizar essa diferenciação, os mapas representados nas Figuras 37 a 42 foram replicados no Google Earth e encaminhados à PRODABEL, para realização de um

levantamento dos tipos de ocupação urbana presentes nos lotes englobados pela área de atendimento dos alimentadores. A partir das rotas apresentadas nos circuitos das Figuras 37 a 42, foram selecionados os lotes vizinhos a elas em até 20 metros de distância, nos dois sentidos da via pertencente ao circuito. Dessa forma, garantiu-se que todos os lotes que margeavam a rota de cada alimentador fossem selecionados.

Os dados fornecidos pela PRODABEL foram compilados a fim de se obter a caracterização completa da região de atendimento quanto à ocupação residencial. Os resultados dessa caracterização, levando-se em conta as ocupações residenciais e não residenciais, são apresentados nas Tabelas 7 e 8. A caracterização por unidades construídas dos tipos construtivos é mostrada na Tabela 7. Nesse caso, são contabilizados todos os apartamentos, salas comerciais e lojas, por exemplo. Por sua vez, uma caracterização similar, porém por tipo construtivo, agrupando unidades construídas de acordo com o seu tipo, é exibida na Tabela 8.

Tabela 7 - Composição da Região de Atendimento dos Alimentadores por Unidade Construída

Alimentador	Apartamentos (%)	Barracão (%)	Casa (%)	Galpão (%)	Vagas de Garagem (%)	Loja (%)	Salas (%)
BHSE06	81,61	0,54	12,81	0,54	1,97	2,27	0,25
BHGT10	78,75	0,76	9,78	1,02	2,99	3,57	3,14
BHSN38	85,55	0,16	5,99	0,12	3,91	3,94	0,33
BHSN28	86,34	0,04	3,77	0,21	6,20	1,90	1,55
BHPM08	35,11	4,76	49,10	1,31	0,38	9,08	0,26
BHSO11	13,35	5,56	63,35	2,15	0,18	13,71	1,70
BHSN07	84,04	0,14	4,08	0,39	7,03	3,06	1,27
BHPM11	58,10	1,99	31,34	2,09	0,17	5,76	0,55
BHHR10	34,60	8,09	47,15	1,61	1,18	7,11	0,26
BHBN20	24,04	3,64	60,28	1,79	0,59	9,63	0,03

Na região de abastecimento do alimentador BHSE06, 81,61% dos consumidores são apartamentos, 12,81% são casas, 2,27% lojas e assim por diante. Para melhor entendimento da tabela, são apresentadas a seguir as definições das unidades construídas de acordo com a PRODABEL:

- I. Apartamento: unidade de conjunto de residências, multifamiliar, vertical, com áreas comuns e acesso ao logradouro por uma saída comum;

- II. Barracão¹: construção não condominial, familiar, que apresenta um cômodo seguido linearmente por outro, sem corredores internos e que seja igual ou menor que 60 m² por unidade, podendo existir mais de um pavimento;
- III. Casa: construção residencial familiar que possui área de circulação interna;
- IV. Galpão: construção com um pavimento, admitindo a existência de mezanino ou jirau (estrado ou laje em piso à meia altura que permite a circulação de pessoas sobre e abaixo ele), de grandes vãos com pé-direito geralmente em torno de 5 metros ou vãos e pés-direitos menores, desde que abertos ou com meia parede e não se enquadrem na definição de loja;
- V. Vagas de Garagem: quando se constituir em unidade autônoma condominial de uso residencial ou não residencial; ou cobertas usadas para guarda de veículos quando for a única construção existente no lote; ou quando não existir tipo residencial lançado no lote;
- VI. Loja: imóvel não residencial localizado ou não em galeria, incluindo as construções destinadas a atividades como cinemas, teatros, templos religiosos, hospitais, hotéis, mercados, supermercados, hipermercados, instituições financeiras, clubes esportivos e sociais, colégios e creches, guaritas de estacionamento, hospitais, clínicas e similares;
- VII. Salas: unidade de conjunto não residencial, vertical, com áreas e entradas comuns, sem acesso direto ao nível do logradouro.

A Tabela 8 apresentada a seguir caracteriza as regiões de atendimento dos alimentadores de acordo com o tipo de construção. Nesse caso não há individualização por unidades construídas como na Tabela 7. Os apartamentos e as salas comerciais são agrupados em seus respectivos prédios, e as lojas que ocupam um mesmo lote compõem uma galeria. Portanto, um conjunto de apartamentos dentro de um mesmo lote caracteriza um prédio residencial, por exemplo.

¹ Em algumas regiões de Minas Gerais, Barracão pode ser entendido como Galpão. Para o presente estudo, a definição de Barracão é igual àquela fornecida pela PRODABEL.

Tabela 8 - Composição da Região de Atendimento dos Alimentadores por Tipo de Construção

Alimentador	Prédios Residenciais (%)	Barracão (%)	Casa (%)	Galpão (%)	Vagas de Garagem (%)	Galerias (%)	Prédios Comerciais (%)
BHSE06	30,90	2,29	56,66	2,18	1,09	6,33	0,55
BHGT10	31,72	3,69	47,63	4,32	0,95	10,85	0,84
BHSN38	45,85	0,92	45,19	0,92	1,45	5,01	0,66
BHSN28	49,52	0,32	34,19	1,28	4,47	7,99	2,24
BHPM08	1,23	7,40	76,87	2,06	0,18	12,11	0,14
BHSO11	2,72	6,49	73,95	2,30	0,21	13,91	0,42
BHSN07	51,07	0,80	31,02	2,67	2,94	9,89	1,60
BHPM11	4,73	4,63	76,18	4,73	0,15	9,31	0,26
BHHR10	2,95	11,79	71,91	2,45	0,10	10,59	0,20
BHBN20	1,88	4,65	79,12	2,35	0,17	11,78	0,04

Da Tabela 8 pôde-se observar 3 categorias diferentes com relação à Tabela 7. As definições dessas categorias são mostradas a seguir e foram definidas pelo próprio autor com base nas informações fornecidas pela PRODABEL:

- I. Prédios Residenciais: conjunto de apartamentos localizado em um mesmo lote de cadastro;
- II. Galerias: conjunto de lojas localizados em um mesmo lote de cadastro;
- III. Prédios Comerciais: conjunto de salas localizadas em um mesmo lote de cadastro.

Os dados apresentados pelas Tabelas 7 e 8 comprovam que a região de atendimento dos alimentadores destacados pela Tabela 5 (pág. 68) é majoritariamente composta por unidades residenciais. Entretanto, mostram também que algumas dessas regiões são compostas majoritariamente por apartamentos, unidades residenciais menos viáveis para implementação de um sistema FV do que as casas. Dessa forma, as Tabelas 7 e 8 apontam para uma maior viabilidade de instalação do sistema proposto pelo trabalho nas regiões atendidas pelos alimentadores BHPM08, BHSO11, BHPM11, BHHR10 e BHBN20, devido à maior participação das casas na composição das mesmas.

A composição residencial de cada região de atendimento dos alimentadores apresentados é exibida na Tabela 9. Todas as unidades construídas não residenciais como galpão, vagas de garagem, lojas e salas foram excluídas. Dessa forma foi possível estabelecer um peso para cada tipo residencial (apartamento, barracão e casa) de acordo com seu percentual de participação e concluir quais as áreas de abastecimento dos alimentadores eram mais propensas a serem utilizadas no trabalho.

Tabela 9 - Composição Residencial da Região de Atendimento dos Alimentadores por Unidade Construída

Alimentador	Apartamentos (%)	Barracão (%)	Casa (%)	Total (%)
BHSE06	85,94	0,57	13,49	100
BHGT10	88,20	0,85	10,95	100
BHSN38	93,30	0,17	6,53	100
BHSN28	95,78	0,04	4,18	100
BHPM08	39,47	5,35	55,18	100
BHSO11	16,23	6,75	77,02	100
BHSN07	95,22	0,16	4,62	100
BHPM11	63,55	2,18	34,27	100
BHHR10	38,51	9,01	52,48	100
BHBN20	27,33	4,14	68,53	100

As regiões atendidas pelos alimentadores BHPM08, BHSO11, BHHR10 e BHBN20 foram as únicas em que a participação das casas é maior do que a de apartamentos na composição residencial. Dessa forma, esses alimentadores foram definidos como aqueles de interesse para o restante do trabalho.

Na seção de métodos aborda-se uma hipótese para cálculo do consumo energia de uma casa típica abastecida por esses alimentadores baseada na área construída de cada unidade residencial. A região de atendimento e a área média construída de cada tipo residencial para as regiões de atendimento dos alimentadores BHPM08, BHSO11, BHHR10 e BHBN20 estão exibidas na Tabela 10, elaborada com dados fornecidos pela PRODABEL.

Tabela 10 - Área Média Construída por Tipo de Construção Residencial de Acordo com Alimentadores

	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20
Área Média das Casas (m ²)	181,2	217,7	213,1	199,9
Área Média dos Apartamentos (m ²)	54,2	136,8	81,2	84,2
Área Média dos Barracões (m ²)	97,9	125,2	76,3	94,7
Região de Atendimento	Pampulha	São Marcos	Horto	Barreiro

A área média das casas é maior do que a área média dos apartamentos nas regiões atendidas por todos os quatro alimentadores. Os barracões apresentam valores de área construída superiores ou próximos aos de área média dos apartamentos, apesar de limitados a 60 m² na definição da PRODABEL. Isso ocorre porque não há diferenciação das

áreas de barracões que ocupam o mesmo lote. Dessa forma, caso existam dois barracões em um mesmo lote ou um barracão com mais de um pavimento, eles são considerados como apenas uma área construída. Portanto, conclui-se que nas regiões abastecidas pelos alimentadores BHPM08, BHHR10 e BHBN20 há pelo menos dois barracões por lote, e na região do alimentador BHSO11 há pelo menos três barracões por lote.

Por fim, com base nos dados do Censo de 2010 – IBGE (2010), foi possível obter a média de habitantes por residência em Belo Horizonte/MG, igual a 3,11. Quando essa média está especificada por regiões administrativas, observou-se uma relação inversa entre renda e média de habitantes por domicílio: quando a média de rendimento é menor, a média de habitantes por residência tende a ser maior. Ainda de acordo com os dados do Censo IBGE (2010), os valores máximo e mínimo da média de habitantes por residência em Belo Horizonte são 3,30 e 2,76, respectivamente.

O fato de não haver dados que caracterizem as famílias ocupantes de imóveis residenciais junto à PRODABEL também teve que ser levado em consideração. Apesar de caracterizarem os lotes e o tipo de ocupação dos mesmos, não há dados que caracterizem a família ocupante desses imóveis. Portanto, para os devidos fins, esse trabalho adotou uma média de 3 habitantes por residência em Belo Horizonte.

3.1.2. Softwares Utilizados

3.1.2.1. MATLAB – Versão R2015a – MathWorks

O MATLAB é um poderoso *software* de cálculo computacional que possui diversas ferramentas, incluindo simulações e ferramentas para diversas áreas da engenharia. Sua licença é paga e para ter acesso a esse *software* foi preciso utilizar as instalações do Laboratório Computacional CCC (Centro de Computação Científica) do CEFET-MG.

No presente estudo, este *software* foi utilizado com as seguintes finalidades: (i) obtenção de equações das curvas de carga residenciais através de regressão de dados obtidos junto à concessionária de energia local; (ii) cálculo do consumo de energia através da integração das curvas de carga; e (iii) cálculos de dimensionamento do sistema FV e do banco de baterias a partir de equações e parâmetros fornecidos e apresentados ao longo da seção 3.2.

3.1.2.2. SAM (System Advisor Model) – Versão 2017.9.5 – NREL

O *software* SAM (System Advisor Model) é utilizado para realização de simulações de sistemas de energia renováveis, incluindo sistemas FV, sistemas eólicos, de concentração

solar, entre outros. Além disso, sua licença é gratuita, podendo ser obtido diretamente junto ao site do NREL (National Renewable Energy Laboratory).

A sua função no trabalho foi realizar as simulações dos sistemas FV residenciais com armazenamento de energia por baterias, dimensionados a partir dos dados e resultados dos cálculos obtidos na etapa de dimensionamento. Os resultados dessas simulações indicaram a viabilidade técnica e econômica do sistema simulado, sendo considerados os principais resultados do trabalho. Um maior detalhamento dos parâmetros e variáveis de entrada das simulações realizadas no SAM é encontrado na seção dos métodos do trabalho.

3.1.2.3. Origin Pro – Versão 2017 Trial – OriginLab

O Origin Pro é um *software* de análise de dados e de gráficos desenvolvido pela OriginLab. Apesar de ser um programa computacional cuja licença é paga, um período de teste é disponibilizado pelo desenvolvedor após um cadastro prévio em seu site.

No presente trabalho, este *software* foi utilizado para obtenção do consumo de energia das curvas de carga de maneira gráfica. Os valores encontrados através do Origin serviram como base de comparação para aqueles encontrados com o auxílio do MATLAB, a fim de verificar a validade do seu modelo de regressão utilizado.

3.1.2.4. GeoGebra – Versão Classic 6.0.394.0

O GeoGebra é um aplicativo de matemática dinâmica que combina conceitos de geometria e álgebra, sendo capaz de resolver equações, gerar gráficos a partir de funções, analisar dados, entre outras funcionalidades. A licença desse programa computacional é gratuita, sendo que ele pode ser utilizado online ou disponibilizado para download.

No presente trabalho, sua função foi auxiliar o mapeamento de pontos das curvas de carga diárias dos alimentadores que foram disponibilizadas pela CEMIG. Sua interface gráfica com eixos X e Y embutidos, facilitou o levantamento dos pontos das curvas.

3.2. Métodos

De acordo com a proposta do trabalho, a metodologia aplicada se dividiu nas seguintes etapas:

- 3.2.1. Obtenção do consumo diário residencial típico dos alimentadores;
- 3.2.2. Obtenção do consumo residencial diário por tipo construtivo das residências;
- 3.2.3. Dimensionamento do sistema de baterias para atendimento da carga residencial em horário de ponta;

- 3.2.4. Dimensionamento do gerador fotovoltaico (FV) e do inversor;
- 3.2.5. Simulação dos sistemas dimensionados no SAM.

A presente seção detalha as etapas citadas anteriormente, dedicando a cada uma delas uma subseção.

3.2.1. Obtenção do Consumo Diário Residencial Típico dos Alimentadores

As curvas de carga diárias típicas de alimentadores que atendem regiões residenciais selecionadas da cidade de Belo Horizonte/MG foram apresentadas entre as Figuras 27 e 36 (págs. 69 a 72). Entretanto, apesar de abastecerem majoritariamente cargas residenciais, como visto na Tabela 5 (pág. 68), esses alimentadores também fornecem energia elétrica para outros tipos de carga. Dessa forma, ao se integrar as curvas de carga, deve-se atentar que o consumo encontrado foi o total, e não apenas o residencial.

Para se obter o consumo de energia para um dado intervalo de tempo a partir das curvas de carga apresentadas nas Figuras 27 a 36 basta integrar a curva ao longo do respectivo intervalo de tempo. Uma análise dimensional dos eixos vertical e horizontal mostra que a integração das curvas retorna um valor em kVAh. Esse valor teve que ser corrigido por um fator de potência de tal maneira que a área abaixo da curva encontrada fosse representativa da energia realmente consumida em kWh. Essa conversão é detalhada mais adiante.

Uma vez que somente as imagens das curvas de carga foram disponibilizadas, fez-se necessário o mapeamento dos pontos das curvas para que se pudesse trabalhar com os dados fornecidos por elas. Esse mapeamento foi feito com o auxílio do *software* GeoGebra Classic. As imagens foram importadas para o programa computacional e ajustadas de maneira que o eixo horizontal da figura coincidissem com o eixo horizontal do *software*. Para o eixo vertical foi realizado um ajuste por escala. Dessa forma, foram mapeados 96 pontos nas curvas de carga diárias relativas aos alimentadores BHPM08, BHSO11, BHHR10 e BHBN20. De acordo com o levantamento realizado e mostrado ao longo da subseção 3.1.1., as regiões atendidas por esses alimentadores apresentaram as melhores composições com relação ao tipo residencial. A quantidade de pontos vem do fato de serem feitas 4 medições a cada hora do dia (uma a cada 15 minutos), totalizando 96 medições diárias.

De posse das medições obtidas pelo mapeamento dos pontos das curvas de carga, foram utilizadas duas ferramentas computacionais para realizar a integração das curvas de carga diárias dos alimentadores. Uma das ferramentas foi o *software* MATLAB. Nele, as medições obtidas pelo mapeamento foram inseridas como vetores e geraram as curvas de carga diárias replicadas. A partir dessas curvas, foi feita uma regressão das mesmas pelo

Método de Regressão por Soma de Senos de 8 Termos. Nesse método de regressão as curvas são aproximadas a uma soma de 8 termos senoidais, conforme a Equação (24):

$$f(x) = a_1 \cdot \sin(b_1 \cdot x + c_1) + a_2 \cdot \sin(b_2 \cdot x + c_2) + a_3 \cdot \sin(b_3 \cdot x + c_3) + a_4 \cdot \sin(b_4 \cdot x + c_4) + a_5 \cdot \sin(b_5 \cdot x + c_5) + a_6 \cdot \sin(b_6 \cdot x + c_6) + a_7 \cdot \sin(b_7 \cdot x + c_7) + a_8 \cdot \sin(b_8 \cdot x + c_8) \quad (24)$$

Esse método foi escolhido por apresentar os melhores *Coefficientes de Determinação* (R^2) dentre os métodos de regressão disponibilizados pela ferramenta de regressão de curvas do MATLAB. O *coeficiente de determinação* é uma medida de ajustamento de um modelo matemático em relação aos valores fornecidos por um banco de dados, no caso do presente trabalho os pontos mapeados. O coeficiente R^2 varia entre 0 e 1, indicando percentualmente o quanto o modelo matemático consegue explicar os valores observados. Quanto maior o seu valor, mais próximo o modelo matemático se aplica aos valores fornecidos e melhor é a regressão realizada. Das regressões realizadas para cada curva de carga diária, a que obteve maior coeficiente de determinação foi a curva regredida do alimentador BHBN20, com R^2 igual a 99,58%. Os valores dos coeficientes a_x , b_x e c_x obtidos após a regressão das curvas de carga dos alimentadores BHPM08, BHSO11, BHHR10 e BHBN20 e os seus respectivos valores de coeficiente de determinação são apresentados nas Tabelas 11 a 14.

Tabela 11 - Coeficientes da Regressão da Curva de Carga e Coeficiente de Determinação do Alimentador BHPM08

	i = 1	i = 2	i = 3	i = 4	i = 5	i = 6	i = 7	i = 8	R^2
a_i	9373	5318	735,6	3882	3880	63,02	77,46	63,89	0,9859
b_i	0,1289	0,2172	0,512	1,109	1,108	1,772	2,375	2,663	
c_i	0,2019	2,647	2,587	4,14	1,007	-1,293	0,2861	0,5889	

Tabela 12 - Coeficientes da Regressão da Curva de Carga e Coeficiente de Determinação do Alimentador BHSO11

	i = 1	i = 2	i = 3	i = 4	i = 5	i = 6	i = 7	i = 8	R^2
a_i	9821	6662	424,4	925,9	111,3	72,31	151,5	918,5	0,9893
b_i	0,0714 7	0,126	0,6136	1,801	1,262	2,412	0,9334	1,817	
c_i	1,572	4,387	1,846	-5,113	-3,402	0,5987	-3,807	-2,044	

Tabela 13 - Coeficientes da Regressão da Curva de Carga e Coeficiente de Determinação do Alimentador BHR10

	i = 1	i = 2	i = 3	i = 4	i = 5	i = 6	i = 7	i = 8	R ²
a _i	6916	1350	9025	155,5	-16,17	111,5	49,31	18,52	0,9948
b _i	0,1638	0,2791	0,3215	0,88	1,847	1,427	2,291	2,594	
c _i	0,0207	2,143	4,88	2,786	0,8634	-2,196	-0,3363	-3,392	

Tabela 14 - Coeficientes da Regressão da Curva de Carga e Coeficiente de Determinação do Alimentador BHBN20

	i = 1	i = 2	i = 3	i = 4	i = 5	i = 6	i = 7	i = 8	R ²
a _i	6524	4764	1653	547,4	223,7	137,5	58,53	58,37	0,9958
b _i	0,1312	0,2281	0,4565	0,5635	0,9369	1,449	1,88	2,3329	
c _i	0,4271	2,818	3,839	0,0277 7	2,265	3,73	3,466	-0,9394	

Após a regressão das curvas de carga diárias dos alimentadores, foi possível a integração das mesmas. Para se obter o consumo diário, a integração foi feita ao longo de todo o período da curva, ou seja, 24 horas. A fim de se obter a relação entre o consumo em horário de ponta e o consumo diário, foi realizada também a integração das curvas de carga nos seus respectivos horários de ponta.

A outra ferramenta computacional utilizada para obtenção da integral das curvas de carga diárias foi o *software* Origin. Os pontos mapeados a partir do GeoGebra Classic foram inseridos em uma tabela dentro do Origin. A partir dessa tabela, as curvas de carga diárias dos alimentadores foram replicadas dentro do ambiente do *software*. Entretanto, nesse programa não houve a necessidade de realizar a regressão das curvas para calcular a integral das mesmas. O Origin possui uma ferramenta que fornece o valor da área sob a curva de maneira direta, selecionando-se os pontos inicial e final de integração. Assim como no MATLAB, foram calculados os valores de área ao longo do dia e durante o horário de ponta.

Os valores da integral das curvas de carga obtidos para os alimentadores de acordo com a ferramenta computacional utilizada são exibidos na Tabela 15. O valor da razão entre os consumos em horário de ponta (HP) e diário serviu como referência para o dimensionamento do sistema de bateria necessário.

Tabela 15 - Consumo Diário Total Típico de Cada Alimentador de Acordo com *Software* Utilizado

Alimentador	Horário de Ponta Analisado	Consumo Total Diário (MATLAB) [kVAh/dia]	Consumo Total em HP (MATLAB) [kVAh/HP]	Razão Consumo HP/Diário (MATLAB) [%]	Consumo Total Diário (Origin) [kVAh/dia]	Consumo Total em HP (Origin) [kVAh/HP]	Razão Consumo HP/Diário (Origin) [%]
BHPM08	18:00 – 21:00	118.470,00	20.535,00	17,33	118.450,57	20.479,95	17,29
BHSO11	18:00 – 21:00	94.999,00	17.141,00	18,04	95.074,59	17.201,90	18,09
BHHR10	19:00 – 22:00	61.137,00	11.781,00	19,27	61.078,11	11.781,67	19,29
BHBN20	19:00 – 22:00	77.928,00	15.442,00	19,82	77.954,44	15.423,60	19,79

Os resultados para o consumo total diário, consumo total em horário de ponta e a razão entre eles para cada alimentador de acordo com a ferramenta computacional utilizada mostraram resultados muito próximos, independente da ferramenta. Isso prova que as regressões são bem ajustadas pelo Método da Soma de Senos. Observou-se também que o consumo em horário de ponta representa entre 17 e 20% do consumo diário dos alimentadores. Portanto, cerca de 1/5 da energia consumida em um dia típico é necessária ao longo do horário de ponta, que representa somente 1/8 do dia.

Para se obter o consumo diário residencial de cada alimentador, utilizou-se o dado de Percentual de Atendimento Residencial da Tabela 5. Esse valor teve que ser multiplicado pelo valor do consumo total de cada alimentador exibido na Tabela 15. Apesar da similaridade entre os valores de consumo total diário encontrados pelo MATLAB e pelo Origin, o cálculo do consumo residencial foi feito apenas com os dados do Origin. A explicação para isso é que a regressão, por melhor coeficiente de determinação que possua, ainda apresenta erros de aproximação. Como o cálculo da área pelo Origin se deu diretamente pelo gráfico e não pela equação obtida após a regressão (como no MATLAB), a incerteza do Origin era menor.

O percentual de atendimento de carga residencial de cada alimentador, bem como os consumos total e residencial diários de cada um deles, são apresentados na Tabela 16. O consumo de horário de ponta também foi multiplicado pelo percentual de atendimento residencial do alimentador.

Tabela 16 - Consumo Residencial Diário de Cada Alimentador

Alimentador	Consumo Total Diário (Origin) [kVAh/dia]	Consumo Total em HP (Origin) [kVAh/HP]	Razão Consumo HP/Diário (Origin) [%]	Percentual de Atendimento Residencial [%]	Consumo Residencial Diário [kVAh/dia]	Consumo Residencial em HP [kVAh/HP]
BHPM08	118.450,57	20.479,95	17,29	86,45	102.400,52	17.704,92
BHSO11	95.074,59	17.201,90	18,09	86,07	81.830,70	14.805,67
BHHR10	61.078,11	11.781,67	19,29	84,67	51.714,84	9.975,54
BHBN20	77.954,44	15.423,60	19,79	84,65	65.988,43	13.056,08

Deve-se ressaltar que nem toda a energia fornecida pelos alimentadores é utilizada pelos consumidores finais da rede de distribuição. Uma parcela dela é desperdiçada devido a perdas em transformadores e em fraldes e roubos, popularmente chamados de “gatos”. Segundo o Balanço Energético de Minas Gerais de 2016 – CEMIG (2016), as chamadas “Perdas na Distribuição” possuem valor igual a 9,65% em Belo Horizonte.

O cálculo do consumo médio residencial deve levar essa perda em consideração uma vez que ele é feito com base em dados reais de alimentadores. As perdas de distribuição são inerentes ao processo de fornecimento de energia por eles. A inclusão do sistema FV com baterias proposto pelo trabalho é uma etapa posterior a do cálculo do consumo residencial médio, não tendo influência no mesmo. Se viável, esse sistema híbrido diminuiria as perdas de distribuição no horário de ponta, uma vez que as casas que os possuem não são vistas como carga do respectivo alimentador durante o horário de ponta. Entretanto, o alimentador fornece energia pela rede de distribuição para várias outras cargas e, portanto, essas perdas ainda existirão. No horário fora de ponta, essas perdas ainda existem. O consumo residencial diário com a inclusão de tais perdas é exibido na Tabela 17.

Tabela 17 - Consumo Residencial Diário de Cada Alimentador Incluindo Perdas na Distribuição

Alimentador	Consumo Residencial Diário sem Perdas [kVAh/dia]	Consumo Residencial em HP sem Perdas [kVAh/HP]	Perdas na Distribuição [%]	Consumo Residencial Diário com Perdas [kVAh/dia]	Consumo Residencial em HP com Perdas [kVAh/HP]	Razão Consumo HP/Diário [%]
BHPM08	102.400,52	17.704,92	9,65	92.518,97	15.996,40	17,29
BHSO11	81.830,70	14.805,67	9,65	73.934,04	13.376,92	18,09
BHHR10	51.714,84	9.975,54	9,65	46.724,36	9.012,90	19,29
BHBN20	65.988,43	13.056,08	9,65	59.620,55	11.796,17	19,79

Como citado anteriormente, a energia que é cobrada do consumidor baseia-se na potência ativa (kW) consumida ao longo do tempo pelo consumidor. A transformação de potência aparente em potência ativa se faz através da multiplicação entre um fator de potência e a potência aparente. O fator de potência (FP) possui valor entre 0 e 1, indicando o percentual da potência aparente que é realmente útil para realização de trabalho, potência ativa, e o percentual que é desperdiçado na forma de potência reativa. Por exemplo, se uma carga possui fator de potência igual a 0,6, significa que ela tem 60% da potência aparente entregue na forma de potência ativa, gerando trabalho. Os outros 40% representam a parcela de potência reativa, que não produz trabalho e, nesse caso, é entendida como perda por reativo.

O fator de potência residencial apresenta comportamento variável durante o dia. Trabalhos realizados por BANDINI (2010) e DIAS (2014) fizeram medições do fator de potência residencial em intervalos de 15 minutos durante um dia. Nesses trabalhos foi possível perceber que o fator de potência pode variar entre 0,55 e 0,95 durante um dia. Para melhor caracterizar o fator de potência residencial diário, os autores utilizaram uma média ponderada com os valores encontrados ao longo do dia, encontrando FP iguais a 0,86 e 0,83, respectivamente. Para o presente trabalho, um valor de FP igual a 0,85 foi adotado para realização dos cálculos de consumo residencial diário médio.

Os valores de consumo residencial após a inclusão do fator de potência residencial adotado são mostrados na Tabela 18. A transformação foi realizada fazendo a multiplicação do fator de potência igual a 0,85 pelos valores de consumo exibidos na Tabela 17.

Tabela 18 - Consumo Residencial Diário de Cada Alimentador Incluindo Fator de Potência

Alimentador	Consumo Residencial Diário [kVAh/dia]	Consumo Residencial em HP [kVAh/HP]	Fator de Potência [-]	Consumo Residencial Diário com FP = 0,85 [kWh/dia]	Consumo Residencial em HP com FP = 0,85 [kWh/HP]	Razão Consumo HP/Diário [%]
BHPM08	92.518,97	15.996,40	0,85	78.641,04	13.596,94	17,29
BHSO11	73.934,04	13.376,92	0,85	62.843,93	11.370,38	18,09
BHHR10	46.724,36	9.012,90	0,85	39.715,70	7.660,97	19,29
BHBN20	59.620,55	11.796,17	0,85	50.677,47	10.026,74	19,79

Dos dados originais fornecidos pela CEMIG, foram incluídos os percentuais de participação residencial na carga total do alimentador, as perdas na distribuição e um fator de potência residencial. A partir deste ponto do trabalho, quando for feita referência ao consumo residencial diário, deve-se considerar que já foram incluídas as perdas na distribuição e o fator de potência residencial.

3.2.2. Obtenção do Consumo Residencial Diário por Tipo Construtivo Residencial

O passo inicial para se obter o consumo residencial diário médio das regiões abastecidas pelos alimentadores foi definir quais os tipos construtivos se enquadravam na definição de residência. O presente trabalho tratou como residencial os tipos construtivos apartamento, barracão e casa, cujas definições foram abordadas anteriormente. Apesar das diferenças estruturais e econômicas entre os tipos construtivos adotados, todos são construções residenciais e familiares, não devendo haver qualquer tipo de exclusão de algum deles durante o cálculo do consumo. Essas diferenças foram levadas em consideração posteriormente, ao se estabelecer uma relação entre o consumo residencial diário médio e a área construída média de cada tipo construtivo residencial.

O consumo residencial diário médio para cada alimentador foi calculado pela razão entre o consumo residencial diário (CRD) do alimentador incluindo as perdas na distribuição e o FP (Tabela 18) e o número de consumidores residenciais dentro da área de atendimento do alimentador (Tabela 6, pág. 76). Define-se consumidor residencial como uma unidade de apartamento (AP), de barracão (BA) ou de casa (CA). A Equação (25) demonstra matematicamente o cálculo do consumo residencial diário médio (\overline{CRD}) para cada alimentador:

$$\overline{CRD}_{alimentador} = \frac{CRD_{alimentador}}{\sum(AP+BA+CA)_{alimentador}} \quad (25)$$

O sub índice alimentador indica que o cálculo foi realizado para cada um dos alimentadores separadamente. O somatório de apartamentos, barracões e casas também refere-se à área de atendimento de cada um dos alimentadores e representa o número de consumidores residenciais atendidos por cada um deles, tendo sido apresentado na Tabela 6. O resultado obtido para o consumo residencial diário médio de cada um dos alimentadores está exibido na Tabela 19.

Tabela 19 - Consumo Residencial Diário Médio por Consumidor de Cada Alimentador

Alimentador	Consumo Residencial Diário (Tab. 18) (CRD) [kWh/dia]	Nº Consumidores (Tab. 6) (\sum (Apartamentos + Barracões + Casas))	Consumo Residencial Diário Médio (\overline{CRD}) [kWh/consumidor/dia]
BHPM08	78.641,04	10.997	7,15
BHSO11	62.843,93	9.894	6,35
BHHR10	39.715,70	6.488	6,12
BHBN20	50.677,47	5.217	9,71

Para se obter o consumo residencial mensal médio (\overline{CRM}) multiplicou-se o consumo residencial diário médio (\overline{CRD}) por 30, número de dias de um mês típico. O \overline{CRM} de uma residência genérica pertencente aos circuitos dos alimentadores está mostrado na Tabela 20. Como residência genérica entende-se que não há diferenciação entre apartamentos, barracões e casas. O método de distinção do consumo dos diferentes tipos construtivos residenciais é apresentado posteriormente à tabela.

Tabela 20 - Consumo Residencial Mensal Médio por Consumidor de Cada Alimentador

Alimentador	Consumo Residencial Diário Médio (\overline{CRD}) [kWh/consumidor/dia]	Nº Dias do Mês Típico	Consumo Residencial Mensal Médio (\overline{CRM}) [kWh/consumidor/mês]
BHPM08	7,15	30	214,53
BHSO11	6,35	30	190,55
BHHR10	6,12	30	183,64
BHBN20	9,71	30	291,42

Tendo em vista que há diferenças estruturais e econômicas entre apartamentos, barracões e casas, foi necessário diferenciar o consumo entre os tipos construtivos. O presente trabalho realizou essa diferenciação a partir da área média construída de cada um dos tipos residenciais referente à região de atendimento dos alimentadores. Portanto, tornou-se necessário o estabelecimento de uma área típica de construções residenciais atendidas por cada alimentador.

Essa área residencial típica foi definida a partir de uma média ponderada que inclui a quantidade de unidades habitacionais de cada tipo (i.e., apartamentos (AP), barracões (BA) e casas (CA)) e suas respectivas áreas médias (AM_{TC}), onde o subscrito “TC” representa o tipo construtivo residencial, apresentadas na Tabela 10 (pág. 80). A Equação (26) mostra a relação matemática que descreve a obtenção da área residencial típica ($ART_{alimentador}$) das regiões atendidas por cada alimentador:

$$ART_{alimentador} = \frac{(APs * AM_{AP} + BAs * AM_{BA} + CAs * AM_{CA})_{alimentador}}{\sum (APs + BAs + CAs)_{alimentador}} \quad (26)$$

Na Equação (26), APs, BAs e CAs representam o número de apartamentos, barracões e casas, respectivamente. Da mesma forma, AM_{AP} , AM_{BA} e AM_{CA} representam as áreas médias respectivas aos três tipos construtivos apresentadas anteriormente na Tabela 10. O sub índice alimentador indica que as variáveis são dependentes da região de atendimento de cada alimentador.

Ao multiplicar o número total de residências dado na Tabela 6 (pág. 76) pelo percentual de cada tipo de residência da Tabela 9 obteve-se, respectivamente, o número de

apartamentos, barracões e casas, além do percentual de cada tipo de residência, para cada região de atendimento. Dessa forma, o número de apartamentos (APs) é igual ao percentual do tipo construtivo apartamento na região de atendimento ($AP\%$) multiplicado pelo número total de clientes (NT) da região, conforme apresentado na Eq. (27).

$$APs = (AP\% \times NT)_{alimentador} \quad (27)$$

O procedimento para obtenção do número de barracões e casas foi similar ao apresentado pela Eq. (27). O percentual de cada tipo construtivo ($BA\%$ e $CA\%$) na região de atendimento é multiplicado pelo número total de clientes (NT) da região em questão. As Equações (28) e (29) mostram o cálculo do número de barracões (BAs) e casas (CAs).

$$BAs = (BA\% \times NT)_{alimentador} \quad (28)$$

$$CAs = (CA\% \times NT)_{alimentador} \quad (29)$$

Uma substituição simples de APs, BAs e CAs e suas respectivas as Eqs. (27), (28) e (29) na Equação (26) resultaram na Equação (30) final para cálculo da área residencial típica da região de atendimento dos alimentadores:

$$ART_{alimentador} = \frac{(AP\% \times NT \times AM_{AP} + BA\% \times NT \times AM_{BA} + CA\% \times NT \times AM_{CA})_{alimentador}}{(NT)_{alimentador}} \quad (30)$$

Um resumo das variáveis relativas aos alimentadores utilizados no trabalho, já apresentadas Tabelas 6, 9 e 10 é mostrado na Tabela 21. O cálculo da área residencial típica da região de atendimento do alimentador BHPM08 é apresentado posteriormente para facilitar a compreensão.

Tabela 21 - Resumo Variáveis Relativas aos Alimentadores Analisados

	Nº Total de Clientes (NT) [Unidades]	Percentual Apartamentos ($AP\%$) [%]	Percentual de Barracões ($BA\%$) [%]	Percentual de Casas ($CA\%$) [%]	Área Média dos Apartamentos (AM_{AP}) [m^2]	Área Média dos Barracões (AM_{BA}) [m^2]	Área Média das Casas (AM_{CA}) [m^2]
BHPM08	10.997	39,47	5,35	55,18	54,2	97,9	181,2
BHSO11	9.894	16,23	6,75	77,02	136,8	125,2	217,7
BHHR10	6.488	38,51	9,01	52,48	81,2	76,3	213,1
BHBN20	5.217	27,33	4,14	68,53	84,2	94,7	199,9
Referência	Tabela 6 (Pág. 76)	Tabela 9 (Pág. 80)	Tabela 9 (Pág. 80)	Tabela 9 (Pág. 80)	Tabela 10 (Pág. 80)	Tabela 10 (Pág. 80)	Tabela 10 (Pág. 80)

Substituindo as variáveis relativas ao alimentador BHPM08 na Equação (30), tem-se:

$$ART_{BHPM08} = \frac{(0,3947 \times 10997 \times 54,2 + 0,0535 \times 10997 \times 97,9 + 0,5518 \times 10997 \times 181,2)_{BHPM08}}{10997} = 126,6 \text{ m}^2 \quad (31)$$

Da Equação (31) tem-se que a área residencial típica na região de atendimento do alimentador BHPM08 é igual a 126,6 m². Portanto, essa é a área média de uma unidade habitacional genérica (sem distinção entre apartamento, barracão ou casas) localizada na região de atendimento do alimentador BHPM08. Essa unidade habitacional genérica possui consumo residencial mensal médio (\overline{CRM}) igual a 214,53 kWh/mês, segundo a Tabela 20.

Os valores calculados de áreas residenciais típicas dos alimentadores analisados utilizando-se as variáveis exibidas na Tabela 20 e Equação (30) são exibidos na Tabela 22.

Tabela 22 - Área Residencial Típica (ART) por Alimentador

	Área Média dos Apartamentos (AM _{AP}) [m ²]	Área Média dos Barracões (AM _{BA}) [m ²]	Área Média das Casas (AM _{CA}) [m ²]	Área Residencial Típica (ART) [m ²]
BHPM08	54,2	97,9	181,2	126,6
BHSO11	136,8	125,2	217,7	198,3
BHHR10	81,2	76,3	213,1	150,0
BHBN20	84,2	94,7	199,9	151,1

Devido à ponderação da ART, que levou em conta o número de apartamentos, barracões e casas, notou-se que o valor da ART é tão mais próximo da área das casas quanto maior à participação das mesmas na composição residencial da região de atendimento dos alimentadores. No caso do alimentador BHSO11, cujo percentual de casas na sua região de atendimento é igual a 77,02%, a ART tende a estar mais próxima da área média de casas (217,7 m²) do que da média simples entre as áreas de apartamentos, barracões e casas (159,9 m²).

O presente estudo adotou a hipótese de que o consumo de uma unidade habitacional é proporcional à sua área construída. As Tabelas 20 e 22 apresentam, respectivamente, o consumo médio mensal e a área residencial típicos de acordo com a região de atendimento do alimentador. Entretanto, esses dois parâmetros dizem respeito a unidades habitacionais genéricas. Para especificá-los de acordo com o tipo construtivo residencial, foi utilizada a transformação exibida pelas Equações (32), (33) e (34) que se referem, respectivamente, aos apartamentos, barracões e casas. As variáveis \overline{CRM} e AM referem-se ao consumo residencial mensal médio e área média relativos ao tipo construtivo respectivamente.

$$\overline{CRM}_{AP} = \frac{AM_{AP}}{ART_{alimentador}} \times \overline{CRM}_{alimentador} \quad (32)$$

$$\overline{CRM}_{BA} = \frac{AM_{BA}}{ART_{alimentador}} \times \overline{CRM}_{alimentador} \quad (33)$$

$$\overline{CRM}_{CA} = \frac{AM_{CA}}{ART_{alimentador}} \times \overline{CRM}_{alimentador} \quad (34)$$

As variáveis $\overline{CRM}_{alimentador}$ e $ART_{alimentador}$ referem-se ao consumo residencial médio mensal e à área residencial típica de uma unidade habitacional genérica na região de atendimento do alimentador, respectivamente. Seus valores são encontrados nas Tabelas 20 e 22.

As áreas médias por tipo construtivo, a área residencial típica e o consumo residencial mensal médio por alimentadores, além das suas regiões de atendimento, são exibidos na Tabela 23.

Tabela 23 - Variáveis para Cálculo do Consumo Residencial Mensal Médio por Tipo Construtivo

	Área Média dos Apartamentos (AM_{AP}) [m ²]	Área Média dos Barracões (AM_{BA}) [m ²]	Área Média das Casas (AM_{CA}) [m ²]	Área Residencial Típica ($ART_{alimentador}$) [m ²]	Consumo Residencial Mensal Médio ($\overline{CRM}_{alimentador}$) [kWh/mês]
BHPM08	54,2	97,9	181,2	126,6	214,53
BHSO11	136,8	125,2	217,7	198,3	190,55
BHHR10	81,2	76,3	213,1	150,0	183,64
BHBN20	84,2	94,7	199,9	151,1	291,42

O cálculo do consumo residencial mensal médio por tipo construtivo da região de atendimento do alimentador BHPM08 é exibido a fim de exemplificar e esclarecer o processo.

Para se calcular o consumo residencial mensal médio de apartamentos (\overline{CRM}_{AP}), utilizou-se os valores de AM_{AP} (54,2 m²), $ART_{alimentador}$ (126,6 m²) e $\overline{CRM}_{alimentador}$ (214,53 kWh). Substituindo-se os valores na Equação (32), tem-se:

$$\overline{CRM}_{AP,BHPM08} = \frac{54,2}{126,6} \times 214,53 = 91,84 \text{ kWh/mês} \quad (35)$$

Da Equação (35) conclui-se que um apartamento localizado na região de atendimento do alimentador BHPM08 possui um consumo residencial mensal médio de 91,84 kWh. As Equações (36) e (37) mostram, respectivamente, os cálculos do consumo residencial médio de barracões e casas para a mesma região de atendimento:

$$\overline{CRM}_{BA,BHPM08} = \frac{97,9}{126,6} \times 214,53 = 165,90 \text{ kWh/mês} \quad (36)$$

$$\overline{CRM}_{CA,BHPM08} = \frac{181,2}{126,6} \times 214,53 = 307,05 \text{ kWh/mês} \quad (37)$$

Deve-se lembrar que, de acordo com a definição de barracão fornecida pela PRODABEL e pela área média dos mesmos encontrada para a região de atendimento, há no mínimo dois barracões nos lotes analisados. Dessa forma, o consumo fornecido pela Equação (36) refere-se a, no mínimo, dois barracões. Portanto, o consumo residencial mensal médio para barracões teve que ser dividido em, no mínimo, 2, situação que indica o maior consumo possível para uma unidade desse tipo construtivo. Assim, $\overline{CRM}_{BA,BHPM08}$ é igual a 82,95 kWh/mês. Essa observação é aplicável ao \overline{CRM}_{BA} de todos os alimentadores.

Os valores de \overline{CRM} por tipo construtivo para todos alimentadores analisados é exibido na Tabela 24. Como as casas foram o foco do trabalho, o valor do consumo residencial mensal médio das casas das regiões dos alimentadores está destacado em negrito.

Tabela 24 - Consumo Residencial Mensal Médio por Tipo Construtivo (\overline{CRM}_{TC}) de Acordo com Região de Atendimento dos Alimentadores

	Consumo Residencial Mensal Médio dos Apartamentos (\overline{CRM}_{AP}) [kWh/mês]	Consumo Residencial Mensal Médio dos Barracões (\overline{CRM}_{BA}) [kWh/mês]	Consumo Residencial Mensal Médio das Casas (\overline{CRM}_{CA}) [kWh/mês]
BHPM08	91,84	82,95	307,05
BHSO11	131,45	60,15	209,19
BHHR10	99,41	46,71	260,89
BHBN20	162,39	91,32	349,47

Para verificar a validade do modelo de obtenção do consumo residencial típico dos tipos construtivos a partir da área construída, obteve-se junto à CEMIG o consumo médio mensal por consumidor residencial entre 2013 e 2016. Nesses anos, o consumo médio residencial para a cidade de Belo Horizonte foi de 154,8 kWh/mês. Uma média simples dos valores apresentados na Tabela 24 indica um consumo médio residencial de 157,74 kWh/mês de acordo com o modelo. Observa-se uma diferença de 2,94 kWh de consumo entre os valores analisados, uma variação de 1,9% entre o valor calculado e o real.

3.2.3. Dimensionamento do Sistema de Baterias para Atendimento da Carga Residencial em Horário de Ponta

Uma vez encontrado o Consumo Residencial Mensal Médio de Casas (\overline{CRM}_{CA}) das regiões de atendimento dos alimentadores, foi possível encontrar a carga residencial em horário de ponta e, conseqüentemente, realizar o dimensionamento do sistema de baterias para atendimento dessa carga.

O primeiro passo foi encontrar o Consumo Residencial Diário Médio de Casas (\overline{CRD}_{CA}). Uma vez que o cálculo do \overline{CRM}_{CA} utilizou como base 30 dias para um mês típico, foi feita a divisão dos valores calculados de Consumo Residencial Mensal Médio de Casas pelo número de dias do mês. Os valores de \overline{CRD}_{CA} e de \overline{CRM}_{CA} para cada região de atendimento são exibidos na Tabela 25.

Tabela 25 - Consumo Residencial Diário Médio de Casas (\overline{CRD}_{CA}) de Acordo com Região de Atendimento dos Alimentadores

	Consumo Residencial Mensal Médio de Casas (\overline{CRM}_{CA}) [kWh/mês]	Nº de Dias do Mês Típico	Consumo Residencial Diário Médio de Casas (\overline{CRD}_{CA}) [kWh/dia]
BHPM08	307,05	30	10,24
BHSO11	209,19	30	6,97
BHHR10	260,89	30	8,70
BHBN20	349,47	30	11,65

Para o cálculo do consumo residencial diário médio de casas em horário de ponta ($\overline{CRD}_{CA,HP}$), assumiu-se que a participação do HP no consumo diário é igual ao percentual representativo do HP da Tabela 16 (pág. 87). O \overline{CRD}_{CA} , o percentual do HP e o $\overline{CRD}_{CA,HP}$ são apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 - Consumo Residencial Diário Médio de Casas em Horário de Ponta ($\overline{CRD}_{CA,HP}$) de Acordo com Região de Atendimento dos Alimentadores

	Consumo Residencial Diário Médio de Casas (\overline{CRD}_{CA}) [kWh/dia]	Razão Consumo HP/Diário [%]	Consumo Residencial Diário Médio de Casas em HP ($\overline{CRD}_{CA,HP}$) [kWh/HP]
BHPM08	10,24	17,29	1,77
BHSO11	6,97	18,09	1,26
BHHR10	8,70	19,29	1,68
BHBN20	11,65	19,79	2,31

Faz-se necessária uma observação sobre o uso de chuveiro elétrico nas residências. Apesar de ainda ser amplamente utilizado em residências, o uso de energia solar fotovoltaica para atendimento da carga desse eletrodoméstico não é aconselhável devido ao seu elevado consumo energético. O uso de aquecimento solar de água é mais indicado, principalmente em unidades habitacionais do tipo casa, que é o analisado pelo trabalho.

Dessa forma, poderia se buscar uma maneira de retirar o consumo por chuveiro elétrico dos \overline{CRD}_{CA} no presente trabalho.

Entretanto, adotando uma visão a médio/longo prazo, percebe-se uma tendência da inclusão da carga de aparelhos de ar-condicionado nas casas de Belo Horizonte/MG. Valores de benchmarking indicam que um aparelho com potência nominal de resfriamento de 1,76 kW (6000 Btu/h) atende a um cômodo de 10 m² com até duas pessoas como, por exemplo, um quarto de casal (ZOOM, 2017). Sabendo-se que a média de pessoas por residência adotada no trabalho é 3, supõe-se a inclusão de até 3 aparelhos de ar-condicionado nas casas no futuro, cuja potência de resfriamento demandada seria igual a 5,28 kW.

Deve-se ressaltar que a potência de 5,28 kW é térmica do aparelho e não a potência elétrica requisitada por ele. Para obtê-la, faz-se necessária a divisão da potência térmica pelo Coeficiente de Performance (COP) do aparelho, sendo que este foi admitido como sendo igual a 3. Dessa forma, a potência elétrica requisitada seria igual a 1,76 kW. Uma comparação entre a energia elétrica consumida diariamente por chuveiros e a consumida por aparelhos de ar-condicionado a fim de mostrar a equivalência entre essas cargas no consumo residencial foi feita.

A energia elétrica consumida pelos três aparelhos de ar condicionado ligados durante 3 horas (intervalo igual ao do horário de ponta) seria de 5,28 kWh (3h x 1,76 kW). A energia elétrica consumida por um chuveiro elétrico de potência igual a 7,5 kW, considerando-se que cada uma das três pessoas gasta 15 minutos (45 minutos ou 0,75 horas) para o banho, é igual a 5,625 kWh (0,75 h x 7,5 kW).

Portanto, o consumo de energia elétrica devido ao ar-condicionado é praticamente o mesmo que o do chuveiro elétrico. Dessa forma, o presente trabalho não considerou a carga de chuveiros elétricos, mas não a retirou dos cálculos de consumo porque assumiu que a médio/longo prazo essa carga será substituída pela carga de aparelhos de ar condicionado.

O consumo residencial diário médio de casas em horário de ponta ($\overline{CRD}_{CA,HP}$) representa a carga que deve ser atendida pela bateria durante este período. Além dele, outras três variáveis afetaram o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia: a profundidade de descarga (*Depth of Discharge* – DoD), a eficiência da bateria ($\eta_{bateria}$) e a eficiência do inversor (η_{inv}). De maneira geral, como visto no capítulo de Revisão Bibliográfica, quanto menor a profundidade de descarregamento, maior o número de ciclos de carga/descarga que a bateria realiza e, conseqüentemente, maior o seu tempo de vida útil. O presente trabalho analisa cenários em que a DoD é igual a 50% e 80%.

Dessa forma, estes foram os valores utilizados para esta variável para o dimensionamento da bateria, independente do seu tipo.

A eficiência das baterias ($\eta_{bateria}$) é uma variável dependente da tecnologia das mesmas. Conforme definido ao longo do capítulo de Revisão Bibliográfica, os tipos de baterias analisados no presente trabalho foram chumbo-ácido e íons de lítio. De acordo com os dados apresentados na Tabela 1 (pág. 28), a eficiência dessas tecnologias não possui um valor único, sendo representada por intervalos. A eficiência das baterias adotada foi a média dos valores apresentados na Tabela 1. Portanto, a eficiência da bateria de chumbo ácido ($\eta_{bateria,Pb-ácido}$) foi igual a 85% e a da bateria de lítio-íon ($\eta_{bateria,Li-ion}$) foi 94%.

Como a energia fornecida pela bateria é entregue através do inversor, a eficiência do inversor (η_{inv}) teve que ser considerada durante o dimensionamento da capacidade da bateria. No presente trabalho, η_{inv} foi definida igual a 0,95, valor comumente utilizado em projetos residenciais fotovoltaicos. A energia a ser fornecida pela bateria para a carga (L), dependente da eficiência do tipo de bateria e da eficiência do inversor, foi calculada de acordo com a Equação (38), adaptada de CEPEL (2014).

$$L = \frac{\overline{CRD}_{CA,HP}}{\eta_{bateria} \cdot \eta_{inv}} \quad (38)$$

Da Equação (38), percebe-se que a energia a ser fornecida pela bateria para a carga (L) é maior que o consumo residencial diário médio das casas em horário de ponta ($\overline{CRD}_{CA,HP}$), uma vez que os valores da eficiência da bateria e do inversor estão entre 0 e 1. Os valores de L calculados a partir da Equação (38) e dos valores das variáveis apresentadas no trabalho são mostrados na Tabela 27.

Tabela 27 - Energia a ser Fornecida pela Bateria para a Carga (L)

Alimentador	$\overline{CRD}_{CA,HP}$	L [kWh/dia]	
		Pb-Ácido ($\eta = 85\%$)	Li-íon ($\eta = 94\%$)
BHPM08	1,77 kWh/dia	2,192	1,982
BHSO11	1,26 kWh/dia	1,560	1,411
BHHR10	1,68 kWh/dia	2,080	1,881
BHBN20	2,31 kWh/dia	2,861	2,587

Como esperado, devido à maior eficiência das baterias de Li-íon, a energia a ser fornecida para a carga residencial é mais próxima ao consumo residencial diário médio das casas em horário de ponta nesses casos.

Com o valor de L , foi possível dimensionar a capacidade de armazenamento necessária da bateria (C_{bat}) de acordo com a Equação (39).

$$C_{bat} = \frac{L \cdot N}{DoD} \quad (39)$$

N é a quantidade de dias de autonomia da bateria. Para as simulações dos casos base, esse valor foi igual a 1. Dessa forma, a bateria possui um dia de autonomia, podendo atender a carga residencial em horário de ponta somente durante um dia, se não for recarregada. Para o cenário base, portanto, caso a bateria não seja carregada devido à irradiação insuficiente em dias chuvosos, por exemplo, o sistema híbrido não atinge o objetivo de abastecer a carga residencial em horário de ponta. Uma análise paramétrica variando o valor de N e, conseqüentemente, de C_{bat} foi realizada no capítulo de Resultados.

A profundidade de descarga da bateria (DoD), conforme citado anteriormente, possui valores iguais a 50% e 80%. Os resultados das capacidades de armazenamento das baterias calculadas de acordo com a Equação (39) são exibidos na Tabela 28.

Tabela 28 - Capacidade Calculada das Baterias (C_{bat}) para Atendimento do Consumo em Horário de Ponta de Acordo com Profundidade de Descarga e Tecnologia Utilizada

Alimentador	$\overline{CRD}_{CA,HP}$	C_{bat} [kWh/dia]			
		DoD = 50%		DoD = 80%	
		Pb-Ácido ($\eta = 85\%$)	Li-íon ($\eta = 94\%$)	Pb-Ácido ($\eta = 85\%$)	Li-íon ($\eta = 94\%$)
BHPM08	1,77 kWh/dia	4,38	3,97	2,74	2,47
BHSO11	1,26 kWh/dia	3,12	2,82	1,95	1,77
BHHR10	1,68 kWh/dia	4,16	3,76	2,60	2,35
BHBN20	2,31 kWh/dia	5,73	5,17	3,58	3,23

A capacidade necessária das baterias de acordo com a profundidade de descarga e com a sua tecnologia é apresentada na Tabela 28. Os valores de L utilizados nos cálculos são apresentados na Tabela 27. Para casas localizadas na região de atendimento do alimentador BHPM08, cujo $\overline{CRD}_{CA,HP}$ é igual a 1,77 kWh, foram necessárias baterias de chumbo-ácido de 4,38 kWh e 2,74 kWh para profundidades de descarga iguais a 50% e 80%, respectivamente. Para o mesmo caso, o uso de baterias com tecnologia de íons de

lítio fez com que as capacidades fossem de 3,97 kWh e 2,47 kWh para DoD de 50% e 80%, respectivamente.

Os valores apresentados na Tabela 28 representam o dimensionamento inicial do sistema de armazenamento de energia por baterias utilizado no trabalho. Especificações mais detalhadas das baterias, como quantidade, capacidade em Ah e tensão de operação, utilizadas nas simulações, estão na subseção 3.2.5., durante a caracterização do sistema de baterias simulado.

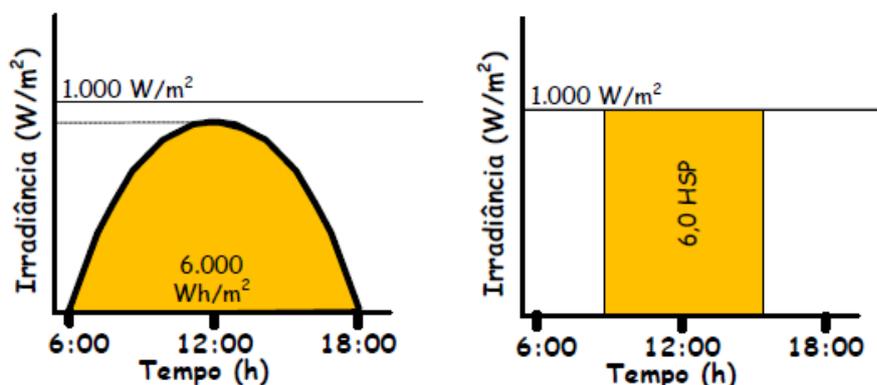
3.2.4. Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico (FV) e do Inversor

O dimensionamento do gerador FV utilizado para carregamento das baterias foi baseado no procedimento de projetos de sistemas FV isolados pelo Método do Mês Crítico, descrito em CEPEL (2014). Entretanto, a carga a ser atendida não foi baseada no consumo residencial total, mas sim na energia a ser fornecida pela bateria para a carga (L) em horário de ponta, conforme objetivo do presente trabalho. Dessa forma, a Equação (40) possui uma simplificação da fórmula comumente usada para o dimensionamento do gerador FV (P_{FV}), dada em kW_p (kWatt-pico). $L_{bateria}$ é a energia a ser fornecida para a carga dependente do tipo de bateria utilizada, exibida na Tabela 27; HSP a quantidade de Horas de Sol Pleno e η_{PV} a eficiência do sistema fotovoltaico. As variáveis independentes, HSP e η_{PV} , estão explicadas após a equação.

$$P_{FV} = \frac{L_{bateria}}{HSP \cdot \eta_{FV}} \quad (40)$$

- Horas de Sol Pleno (HSP): de acordo com CEPEL (2014), esta grandeza reflete o número de horas de um dia em que a irradiância solar global no plano horizontal deve permanecer igual a 1 kW/m², de forma que a radiação solar diária seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão. Um exemplo gráfico de obtenção de HSP para uma localidade cuja irradiação é igual a 6 kWh/m² é ilustrado na Figura 43, adaptada do mesmo documento.

Figura 43 - Exemplo de Horas de Sol Pleno (HSP) – Perfil de Irradiância do Dia (dir.), Perfil Normalizado de HSP do dia (esq.)



A fórmula geral para obtenção do número de Horas de Sol Pleno (HSP) de determinada localidade é dada pela Equação (41), onde $I_{diária}$ representa a irradiação média diária do local:

$$HSP = \frac{I_{diária}}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (41)$$

O projeto de sistemas FV pelo Método do Mês Crítico utiliza como $I_{diária}$ o pior valor da irradiação diária média mensal da localidade do projeto. No presente trabalho, o site CRESESB Sun Data – CRESESB (2018) foi usado como banco de dados para os valores de irradiação diária média mensal da região de Belo Horizonte/MG, os quais são apresentados na Tabela 29. Vale ressaltar que tais valores são relativos ao ângulo de inclinação do módulo igual à latitude local, condição adotada no presente trabalho e que obtém melhor média de irradiação diária média anual. Também para essa condição, os meses de inverno são favorecidos, uma vez que a inclinação dos módulos faz com que a irradiação solar seja melhor aproveitada nessa estação devido ao posicionamento do Sol.

Tabela 29 – Irradiação Diária Média Mensal no Plano Inclinado de Belo Horizonte/MG

Irradiação Diária Média Mensal ($I_{diária}$) [kWh/m²/dia]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Irradiação Diária Média Anual 5,40 kWh/m²/dia
	5,33	5,80	5,38	5,39	5,06	5,08	
	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
	5,34	5,95	5,84	5,51	4,99	5,11	

Pela Equação (41), o número de Horas de Sol Pleno do dia médio dos meses é igual aos respectivos valores apresentados na Tabela 29, com unidade igual a h/dia. Além disso, observa-se que o mês de Novembro, destacado em negrito, foi o que apresenta o menor valor de irradiação diária média mensal para Belo Horizonte. Consequentemente, o valor adotado de HSP para a Equação (40) foi igual a 4,99 h/dia.

- Eficiência do Sistema Fotovoltaico (η_{FV}): na etapa de projeto e dimensionamento de um sistema FV, sua eficiência é calculada a partir das perdas causadas por variáveis que afetam o funcionamento do sistema. As seguintes perdas foram consideradas no trabalho: por elevação de temperatura dos módulos (γ_{temp}), por incompatibilidade elétrica entre os módulos fotovoltaicos (γ_{incomp}), por sujeira nos módulos ($\gamma_{sujeira}$), perdas nos cabearmentos CC (γ_{CC}) e CA (γ_{CA}), e eficiência do inversor (η_{inv}). A Equação (42) mostra o modelo matemático de cálculo do rendimento do sistema FV.

$$\eta_{FV} = (1 - \gamma_{temp}) \cdot (1 - \gamma_{incomp}) \cdot (1 - \gamma_{sujeira}) \cdot (1 - \gamma_{CC}) \cdot (1 - \gamma_{CA}) \cdot \eta_{inv} \quad (42)$$

A definição dos valores dos rendimentos dessas variáveis de perdas baseou-se nas melhores práticas de dimensionamento presentes em CEPEL (2014) e são apresentadas na Tabela 30. Além disso, também é apresentado o valor da eficiência do sistema FV a ser adotada no trabalho. Todos os valores apresentados baseiam-se nas seguintes condições de referência: temperatura ambiente de 25°C, irradiância de 1 kW/m² e AM = 1,5 (i.e., Air Mass).

Tabela 30 - Rendimentos e Perdas do Sistema Fotovoltaico (FV)

	Tempera- tura	Incompatibili- dade Elétrica	Sujeira	Cabeamen- -to CC	Cabeamen- -to CA	Inversor	Sistema FV
Rendimento (η) [%]	89	98	95	99	99	95	77,15
Perda (γ) [%]	11	2	5	1	1	5	22,85

O valor de eficiência do Sistema FV destacado na Tabela 30 possui valor próximo aos 80% normalmente utilizados em projetos reais (NVOLT, 2018). Nota-se ainda que não há influência do valor da eficiência do próprio módulo FV no cálculo, uma vez que a potência de pico especificada pelos seus fabricantes é aquela gerada já considerando a eficiência dos mesmos. Uma vez calculada a potência de pico necessária, o módulo FV a ser utilizado foi definido baseando-se no valor da sua potência de pico fornecida pelo fabricante. A escolha do módulo utilizado no trabalho é detalhada na subseção seguinte.

Observa-se ainda a não inclusão da eficiência da bateria ($\eta_{bateria}$) durante o dimensionamento do sistema FV. Da mesma forma que o dimensionamento de um sistema FV residencial não leva em conta a eficiência da carga residencial atendida, não se considerou a eficiência da bateria no contexto do presente trabalho. Assim como a eficiência das cargas residenciais já está incluída nos seus respectivos valores de potência nominal, a eficiência da bateria já está incluída na etapa de dimensionamento do sistema de armazenamento de energia.

Uma vez definidos os valores de HSP e η_{PV} , foi possível dimensionar o gerador FV para cada um dos casos analisados utilizando-se a Equação (40). A Tabela 31 apresenta o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos de acordo com a tecnologia da bateria.

Tabela 31 - Dimensionamento dos Módulos Fotovoltaicos de Acordo com a Bateria Utilizada

	Bateria Pb-ácido HSP = 4,99 h/dia, $\eta_{PV} = 77,15\%$				Bateria Li-íon HSP = 4,99 h/dia, $\eta_{PV} = 77,15\%$			
	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20
$\overline{CRD}_{CA,HP}$ [kWh]	1,77	1,26	1,68	2,31	1,77	1,26	1,68	2,31
$L_{bateria}$ [kWh]	2,192	1,560	2,080	2,861	1,982	1,411	1,881	2,587
P_{FV} [kW _p]	0,569	0,405	0,540	0,743	0,515	0,367	0,489	0,672

Da Tabela 31 e da Equação (40), observa-se que o dimensionamento do gerador FV não considerou a profundidade de descarga (DoD) da bateria. A quantidade de energia que deve ser carregada diariamente na bateria depende somente da sua eficiência e do inversor, como visto na Equação (38), e essa é a energia que precisa ser produzida diariamente pelo gerador FV.

A quantidade e tipo de módulos FV utilizados no trabalho, bem como outras características relativas as suas especificações estão detalhadas na subseção relativa à simulação do sistema híbrido.

De acordo com o procedimento de dimensionamento do inversor de CEPEL (2014), a sua potência deve ser igual ou maior que a potência máxima requerida pela carga. No presente trabalho, esse valor é igual ao valor da potência de pico da curva de carga residencial diária. Entretanto, trabalhos como o de MACÊDO e ZILLES (2007) sugerem o dimensionamento do inversor a partir de um Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), no qual a potência nominal do inversor deve estar entre 60% e 100% do valor da potência máxima do módulo FV.

Os valores da potência de pico em horário de ponta ($P_{pico,HP}$), da potência dimensionada do inversor (P_{inv}) pelo procedimento de CEPEL (2014) e o FDI relativo a cada caso são apresentados na Tabela 32.

Tabela 32 - Dimensionamento do Inversor pelo Procedimento CEPEL (2014)

	Bateria Pb-ácido HSP = 4,99 h/dia, $\eta_{PV} = 77,15\%$				Bateria Li-íon HSP = 4,99 h/dia, $\eta_{PV} = 77,15\%$			
	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20
$\overline{CRD}_{CA,HP}$ [kWh]	1,77	1,26	1,68	2,31	1,77	1,26	1,68	2,31
$L_{bateria}$ [kWh]	2,192	1,560	2,080	2,861	1,982	1,411	1,881	2,587
P_{PV} [kW _p]	0,569	0,405	0,540	0,743	0,515	0,367	0,489	0,672
$P_{pico,HP}$ [kW _p]	0,6206	0,5194	0,3496	0,4596	0,6206	0,5194	0,3496	0,4596
P_{inv} [kW]	0,6206	0,5194	0,3496	0,4596	0,6206	0,5194	0,3496	0,4596
FDI [%]	109,1	128,2	64,74	61,86	120,5	141,5	71,49	68,39

Da Tabela 32 observa-se que o dimensionamento do inversor de acordo com o procedimento CEPEL (2014) apresentou alguns casos de sobredimensionamento (BHPM 08 e BHHR10), utilizando-se como critério o valor de FDI entre 60% e 100% do valor da potência do módulo FV (MACÊDO e ZILLES, 2007). O sobredimensionamento de um inversor faz com que ele não trabalhe perto da potência nominal, de maneira que haja uma ociosidade durante sua operação que pode ser prejudicial ao seu funcionamento.

Um novo dimensionamento foi feito levando-se em consideração um Fator de Dimensionamento do Inversor igual a 95% e os valores calculados da potência do inversor (P_{inv}) estão exibidos na Tabela 33. A potência nominal do inversor, portanto, foi definida igual a 95% da potência do gerador FV. Essa valor foi escolhido para que a pequena sobrecarga sobre o inversor não influenciasse negativamente seu funcionamento.

Tabela 33 - Dimensionamento do Inversor com FDI = 95%

	Bateria Pb-ácido HSP = 4,99 h/dia, $\eta_{PV} = 77,15\%$				Bateria Li-íon HSP = 4,99 h/dia, $\eta_{PV} = 77,15\%$			
	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20
$\overline{CRD}_{CA,HP}$ [kWh]	1,77	1,26	1,68	2,31	1,77	1,26	1,68	2,31
$L_{bateria}$ [kWh]	2,192	1,560	2,080	2,861	1,982	1,411	1,881	2,587
P_{FV} [kW _p]	0,569	0,405	0,540	0,743	0,515	0,367	0,489	0,672
FDI [%]	95	95	95	95	95	95	95	95
P_{inv} [kW]	0,541	0,385	0,513	0,706	0,489	0,349	0,465	0,638

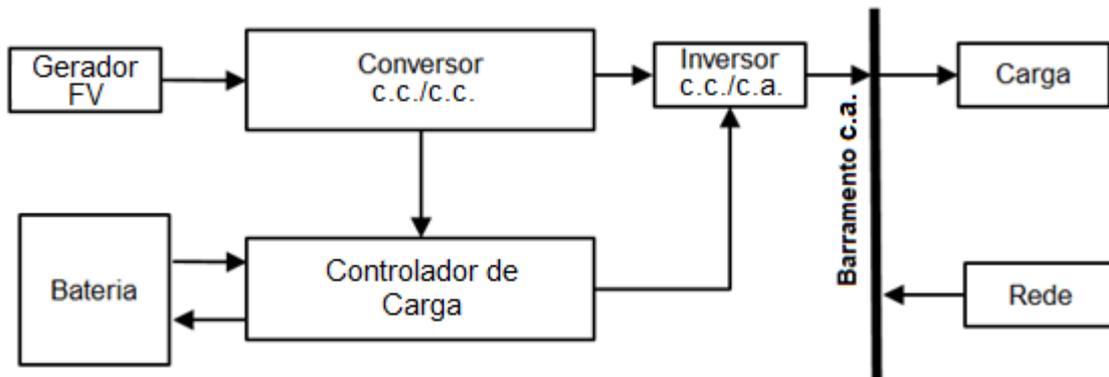
Assim como no dimensionamento das baterias e do gerador FV, um maior detalhamento dos inversores utilizados na simulação é encontrado na subseção 3.2.5..

3.2.5. Simulação do Sistema Dimensionado no SAM

Conforme mencionado na seção 3.1. (Materiais), o *software* SAM (System Advisor Model) foi definido como o programa de simulação utilizado no presente estudo. Além de ser disponibilizado gratuitamente, ele permite que o usuário defina os parâmetros e as variáveis técnicas e econômicas do projeto como, por exemplo, dimensão dos geradores FV e de armazenadores de energia, perdas, custos, taxa de inflação, impostos incidentes, entre outros. Esta subseção apresenta os parâmetros e variáveis de entrada e seus respectivos valores, de maneira a evitar que o *software* seja visto como uma “caixa preta”. Inicialmente, especificou-se o projeto como fotovoltaico residencial com armazenamento de energia. As outras variáveis e parâmetros de entrada estão detalhadas ao longo dessa subseção.

A operação do sistema residencial fotovoltaico com armazenamento de energia simulado baseou-se no fato de que a energia armazenada pelas baterias seria responsável por atender a demanda de energia elétrica da residência durante o período noturno, exclusivamente no horário de ponta. Mesmo que a energia armazenada pela bateria exceda a energia demandada durante o horário de ponta, a bateria só deveria ser utilizada nesse período, não sendo descarregada em nenhum outro horário do dia. O sistema fotovoltaico alimenta prioritariamente o banco de baterias, ou seja, a sua energia gerada foi utilizada em primeiro lugar para o carregamento das baterias do banco. Somente se houvesse produção de energia excedente àquela demandada para o carregamento da bateria, ela poderia ser utilizada para atendimento da carga residencial. A energia excedente gerada pelo sistema FV só poderia ser entregue à carga residencial, não sendo possível que ela “devolvesse” energia para a rede. Esse modo de funcionamento caracteriza a não conexão do sistema híbrido à rede. Caso a energia gerada ao longo do dia não fosse suficiente para o carregamento do banco de bateria, o abastecimento da carga residencial em horário de ponta seria realizado pela rede elétrica da concessionária. O diagrama esquemático do sistema híbrido (fotovoltaico e baterias) simulado no presente trabalho é exibido na Figura 44, adaptada do *software* SAM.

Figura 44 - Diagrama Esquemático do Sistema FV com Baterias Não Conectado à Rede Investigado



O sistema FV entrega a sua energia elétrica gerada ao conversor c.c./c.c., cuja função é transformar a tensão de saída do módulo fotovoltaico na tensão de entrada do sistema de controle da bateria e do inversor. Por sua vez, o controlador de carga é responsável pelo gerenciamento do carregamento e descarregamento da bateria. Sua função é, portanto, determinar o sentido da energia de ou para a bateria. Durante o período de carregamento da bateria, o sistema híbrido FV com baterias se limita a esses componentes, enquanto a carga residencial é atendida pela rede elétrica da concessionária.

Durante o período de insolação, caso a bateria esteja totalmente carregada, o controlador de carga impede que a energia excedente gerada pelos módulos seja entregue à bateria. A energia elétrica excedente gerada passa do conversor c.c./c.c. diretamente para o inversor c.c./c.a., que realiza a transformação da tensão contínua para alternada, permitindo que a carga gerada pelos módulos fotovoltaicos seja utilizada para o atendimento da carga residencial. Caso essa energia excedente proveniente dos módulos fotovoltaicos não seja suficiente para atendimento da carga residencial total, a energia elétrica proveniente da concessionária auxilia o atendimento da mesma, em um processo de complementação relativamente simples. Como o sistema FV é dimensionado apenas para o carregamento da bateria, não espera-se nenhum momento em que a energia gerada por ele seja superior a energia requerida pela carga residencial. Dessa forma, a rede de distribuição de energia da concessionária sempre vê uma carga a ser atendida, exceto durante o horário de ponta, quando a carga residencial deve ser totalmente atendida pela bateria. A energia excedente produzida é entendida como uma carga “negativa”, ou seja, atenuará a carga solicitada pela residência para a rede. Esse é um processo natural, sem necessidade de controle externo.

Durante o período de descarregamento da bateria, correspondente ao horário de ponta, o controlador de carga da bateria retira a energia da bateria e a entrega para o

inversor c.c./c.a., que então a disponibiliza para o abastecimento da carga residencial. Caso o carregamento da bateria tenha sido insuficiente ao longo do dia devido à indisponibilidade de radiação solar, a rede elétrica novamente auxilia no atendimento da carga residencial.

Nota-se ainda que o sentido da energia da rede é sempre para o barramento c.a., indicando a característica do sistema de que a energia excedente gerada pelo sistema FV não é entregue para a rede, mas somente para a carga. Isso caracteriza também a desconexão do sistema à rede.

Apesar de a rede poder atuar concomitantemente ao sistema FV com bateria, não há entrega de energia do sistema híbrido para ela. Dessa forma, a energia entregue pelo sistema híbrido para a carga residencial pode ser entendida como uma carga “negativa” pela rede quando atuarem ao mesmo tempo. Como também não há entrega de energia do sistema híbrido para a rede, pode-se concluir que o sistema proposto é isolado e desconectado à rede, ao contrário da residência.

O banco de dados meteorológicos do SAM utilizado durante a simulação foi retirado do NREL NSRDB (National Solar Radiation Database) e referia-se a um ano típico. Dessa forma, os bancos de dados utilizados para simulação (NREL NSRDB) e para o dimensionamento do gerador FV do sistema híbrido (CRESESB Sun Data) não foram iguais.

Com o objetivo de avaliar a influência dessa diferença no dimensionamento do gerador FV e nos resultados da simulação, foi feita uma análise de sensibilidade entre os bancos de dados NREL e CRESESB. Além deles, foram analisados dados solarimétricos do INPE (Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais). Nessa análise, foram comparados os valores de irradiação diária média mensal no plano horizontal dos três bancos de dados, observando a variação máxima com relação aos valores SAM (Tabela 34) e a influência da substituição de um banco de dados pelo outro nos resultados econômicos da simulação.

Tabela 34 – Análise de Sensibilidade entre Banco de Dados

	Irradiância Diária Média Mensal no Plano Horizontal (IDIÁRIA)												Anual
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
SAM	6,03	6,03	5,3	5,14	4,49	4,33	4,53	5,3	5,65	5,78	5,62	5,68	5,32
CRESESB	5,86	6,08	5,27	4,86	4,22	4,05	4,32	5,13	5,52	5,66	5,41	5,68	5,17
INPE	5,75	5,94	5,49	5,16	4,35	4,20	4,45	5,22	5,74	5,85	5,50	5,33	5,25
Variação Máxima [%]	4,87	1,52	-3,46	5,76	6,40	6,91	4,86	3,31	2,36	2,12	3,88	6,57	2,90

Os valores referentes ao banco de dados CRESESB diferem daqueles apresentados na Tabela 29 devido à mudança de posicionamento do plano do módulo. Na Tabela 29 o plano considerado tem inclinação igual à latitude da cidade de Belo Horizonte, já na Tabela 34 o plano considerado é horizontal. A comparação foi feita com valores de irradiância diária média mensal no plano horizontal devido ao fato de esses valores estarem disponíveis para todos os bancos de dados.

Os valores de $I_{DIÁRIA}$ no plano horizontal do SAM foram utilizados como referência para a análise devido ao fato de terem sido usados como dados da simulação. Na Tabela 34, os valores em negrito são aqueles que apresentaram maior delta com relação aos valores SAM. Entende-se como delta a diferença (subtração) entre os valores. De acordo com a Tabela 34, as variações entre os bancos estiveram entre -3,46% e 6,91%. Observa-se que, em média, a variação é de 3,76% entre os valores mensais, de 2,90% para a média anual e de 3,88% para Novembro, utilizado como mês de referência para o dimensionamento do gerador FV. Esses percentuais não afetaram significativamente o dimensionamento e não mudaram o gerador FV simulado.

Uma vez que eram necessários outros dados além de $I_{DIÁRIA}$ para se importar um banco de dados solarimétrico como do CRESESB e do INPE para o SAM, foi utilizado um quarto banco de dados para análise de sensibilidade dos resultados econômicos. Esse último banco de dados era referente a Belo Horizonte e já estava presente no *software*, entretanto não utilizava valores de um ano típico, como os utilizados nas simulações feitas no trabalho. Os valores de irradiação diária média de Belo Horizonte para um ano não típico eram inferiores aos do CRESESB e do próprio SAM para um ano típico. Do ponto de vista de simulação e resultados econômicos esse quarto banco de dados, referente a um ano não típico, pôde ser entendido como um caso pior do que os outros banco de dados, uma vez que possuía valores inferiores de irradiação.

Os resultados econômicos obtidos pelas simulações com o banco de dados referente a um ano não típico variaram menos de 5% daqueles obtidos utilizando o banco de dados do SAM referente ao ano típico de Belo Horizonte. Dessa forma, pela análise de sensibilidade, conclui-se que a variação entre os bancos de dados utilizados para dimensionamento (CRESESB) e simulação (SAM, ano típico) seria ainda menos significativa para os resultados econômicos.

Além de possibilitar a inclusão de baterias no projeto fotovoltaico residencial, o SAM permite uma caracterização completa das mesmas. O *software* possui 3 tipos de baterias de chumbo-ácido e 6 tipos de baterias de lítio-íon, além de possibilitar a utilização de um modelo customizado para cada uma das tecnologias. Para a realização das simulações,

cada uma das tecnologias de bateria teve um tipo definido de acordo com a adequação dos seus parâmetros aos valores apresentados na Tabela 1 (pág. 28). Os tipos de bateria definidos e a evolução de suas capacidades de armazenamento de acordo com a profundidade de descarga (DoD) e número de ciclos realizados estão apresentados nas Tabelas 35 e 36, adaptadas do próprio *software*. Cabe lembrar que a profundidade de descarga (DoD) é definida como a razão entre a energia restante na bateria após um descarregamento parcial e a energia inicialmente armazenada nela, ou seja, é a quantidade de energia fornecida pela bateria durante seu uso. Por exemplo, uma bateria com 100% da sua capacidade de armazenamento é utilizada e, após o uso, passa a ter 70% da capacidade de armazenamento. Nesse caso, a profundidade de descarga (DoD) foi igual a 30%.

Tabela 35 - Capacidade de Armazenamento da Bateria Chumbo-Ácido de Acordo com Profundidade de Descarga e Número de Ciclos

Bateria Chumbo-Ácido: Inundada		
Profundidade de Descarga (%)	Ciclos Realizados	Capacidade de Armazenamento (%)
30	0	100
30	1100	90
30	1200	50
50	0	100
50	400	90
50	500	50
100	0	100
100	100	90
100	150	50

Como visto no capítulo de Revisão Bibliográfica, o funcionamento das baterias (quantidade de ciclos de carga e descarga realizados e capacidade de armazenamento) está intimamente ligado à profundidade de descarga das mesmas. Utilizando a bateria de chumbo-ácido inundada da Tabela 35 como exemplo, percebe-se que quando ela opera com uma profundidade de descarga (DoD) de 30% e ainda não realizou ciclos (0 ciclos realizados), sua capacidade de armazenamento é total (100%). Mantendo-se a DoD em 30% durante a sua utilização, após 1100 ciclos realizados, a capacidade de armazenamento cai a 90%. Numa relação não linear, após a realização de mais 100 ciclos após os primeiros 1100, a capacidade de armazenamento cai a 50% do valor inicial. Percebe-se que quanto maior for a profundidade de descarga, menor é a quantidade de ciclos de carga e descarga realizados pela bateria até perder sua capacidade de armazenamento a 90% e 50% do seu valor inicial.

Tabela 36 - Capacidade de Armazenamento da Bateria Lítio-Íon de Acordo com Profundidade de Descarga e Número de Ciclos

Bateria Lítio-Íon: Óxido Lítio Manganês		
Profundidade de Descarga (%)	Ciclos Realizados	Capacidade de Armazenamento (%)
20	0	100
20	2500	92
20	5000	84
80	0	100
80	500	92
80	1000	84

O funcionamento da bateria de lítio-íon (quanto a sua quantidade de ciclos e capacidade de armazenamento) e a profundidade de descarga das mesmas é apresentada na Tabela 36. A bateria de íons de lítio, quando utilizada para ter uma profundidade de descarga de 20% e ainda sem operar (0 ciclos realizados), possui capacidade de armazenamento igual a 100%. Isso significa que a energia que ela contém é igual ao seu valor nominal de capacidade de armazenamento. Atuando com DoD de 20%, a capacidade de armazenamento cai a 92% após a realização de 2500 ciclos de carga e descarga. Realizando-se mais 2500 ciclos, a capacidade de armazenamento cai a 84%. No caso dessa bateria, há uma relação linear entre o número de ciclos e o decaimento da capacidade de armazenamento: a cada 2500 ciclos realizados, com DoD igual a 20%, há uma queda de 8% na capacidade de armazenamento. Caso a profundidade de descarga fosse igual a 80%, a cada 500 ciclos realizados, haveria uma queda de 8% na capacidade de armazenamento, mantendo uma relação linear.

A capacidade de armazenamento foi definida como o critério de reposição das baterias neste trabalho. O valor da capacidade de armazenamento que teria que ser atingido para reposição da bateria foi arbitrado em 60%, de acordo com definição do próprio SAM. Em outras palavras, quando a capacidade de armazenamento caísse a 60% do seu valor inicial, ela deveria ser substituída, caracterizando seu período de vida útil. Apesar de existirem modelos de envelhecimento das baterias de lítio-íon, devido à ausência de tais modelos para as baterias de chumbo-ácido no SAM, esse aspecto não foi incluído na simulação, a fim de manter o equilíbrio na comparação entre os tipos de baterias.

O *software* permite a especificação do banco de baterias pela sua capacidade total. Conforme dados apresentados na Tabela 28 (pág. 98), a simulação foi realizada definindo-se a capacidade do banco de baterias e tensão de saída da bateria igual a 12 V, independente do seu tipo, para atendimento das especificações dos inversores. O valor de tensão nominal da célula ($V_{\text{nom,célula}}$) dependia do tipo de bateria utilizado, sendo igual a 3,6 V

para as baterias de Li-íon e 2V para as de Pb-ácido, valores padronizados do *software*. O mesmo ocorria para os valores de capacidade nominal das células ($C_{nom,célula}$, em Ah), sendo iguais a 1,5 Ah e 20 Ah para baterias de íons de Lítio e de Chumbo-ácido, respectivamente. Essas variáveis, além da quantidade de células em série e de strings em paralelo, e da capacidade nominal da bateria ($C_{nom,bat}$, em Ah), são levadas em consideração para o cálculo da capacidade simulada do banco de baterias. Um resumo dessas variáveis e dos valores calculados e simulados do banco de baterias encontra-se na Tabela 37.

Tabela 37 - Valores Calculados e Simulados do Banco de Baterias

		C_{bat} Calculada [kWh]	$V_{nom,célula}$ [V]	$C_{nom,célula}$ [Ah]	Nº Células em Série [-]	Nº Strings em Paralelo [-]	$C_{nom,bat}$ [Ah]	C_{bat} Simulada [kWh]
BHPM08 307,05 kWh/mês HP: 1,77 kWh/HP	Li-íon, DoD 50%	3,97	3,6	1,5	4	184	276	3,974
	Li-íon, DoD 80%	2,47	3,6	1,5	4	114	171	2,462
	Pb-ácido, DoD 50%	4,38	2	20	6	18	360	4,32
	Pb-ácido, DoD 80%	2,74	2	20	6	11	220	2,64
BHSH11 209,19 kWh/mês HP: 1,26 kWh/HP	Li-íon, DoD 50%	2,82	3,6	1,5	4	131	196,5	2,829
	Li-íon, DoD 80%	1,77	3,6	1,5	4	82	123	1,771
	Pb-ácido, DoD 50%	3,12	2	20	6	13	260	3,12
	Pb-ácido, DoD 80%	1,95	2	20	6	8	160	1,92
BHHR10 260,89 kWh/mês HP: 1,68 kWh/HP	Li-íon, DoD 50%	3,76	3,6	1,5	4	174	261	3,758
	Li-íon, DoD 80%	2,35	3,6	1,5	4	109	163,5	2,354
	Pb-ácido, DoD 50%	4,16	2	20	6	17	340	4,08
	Pb-ácido, DoD 80%	2,60	2	20	6	11	220	2,64
BHBN20 349,47 kWh/mês HP: 2,31 kWh/HP	Li-íon, DoD = 50%	5,17	3,6	1,5	4	239	358,5	5,162
	Li-íon, DoD = 80%	3,23	3,6	1,5	4	150	225	3,24
	Pb-ácido, DoD 50%	5,73	2	20	6	24	480	5,76
	Pb-ácido, DoD 80%	3,58	2	20	6	15	300	3,6

Os valores padronizados pelo SAM de $V_{\text{nom,célula}}$ e $C_{\text{nom,célula}}$ são exibidos na sexta e sétima colunas da Tabela 37 e variam quanto ao tipo de bateria utilizado. Como a tensão nominal da bateria adotada no presente trabalho é de 12 V, foram necessárias 4 células em série de baterias Li-íon ($4 \times 3,6 \text{ V} = 14,4 \text{ V}$) e 6 células em série de baterias Pb-ácido ($6 \times 2 \text{ V} = 12 \text{ V}$). O número de strings em paralelo depende da capacidade calculada de energia da bateria (C_{bat} Calculada) e, ao ser multiplicado por $C_{\text{nom,célula}}$, resulta na capacidade nominal da bateria ($C_{\text{nom,bat}}$, em Ah). No caso BHPM08, Li-íon, DoD = 50%, 184 strings em paralelo multiplicados pela $C_{\text{nom,célula}}$ de 1,5 Ah resultam em uma $C_{\text{nom,bat}}$ igual a 276 Ah. A capacidade da bateria simulada (C_{bat} Simulada) é dada pela multiplicação da tensão de saída da bateria pela sua $C_{\text{nom,bat}}$. Para o mesmo caso BHPM08, Li-íon, DoD = 50%, C_{bat} simulada era igual a 14,4 V (tensão de saída das baterias Li-íon) multiplicado por 276 Ah ($C_{\text{nom,bat}}$ em Ah do caso em análise), resultando em uma capacidade simulada da bateria de 3,974 kWh.

Com relação à quantidade de baterias, o SAM realizou as simulações considerando um sistema único de armazenamento com as especificações de células em série, strings em paralelo e capacidades das baterias de acordo com as apresentadas na Tabela 37. Além disso, não existe um banco de dados com fabricantes e modelos de baterias, como ocorre, por exemplo, com módulos FV. Dessa forma, as baterias simuladas foram genéricas, não necessariamente seguindo especificações de baterias comerciais. Os valores simulados ficaram bem próximos dos valores calculados, mesmo utilizando os valores padronizados do SAM relativos às células.

Outra etapa que tange a caracterização das baterias na etapa de simulação foi a definição do modo de despacho da sua energia. De acordo com a proposta do trabalho, as baterias deveriam ser carregadas pelo sistema FV ao longo do dia e a energia armazenada por elas era responsável pelo atendimento da carga residencial em horário de ponta. Nos outros horários, a demanda residencial era atendida pela própria rede elétrica. Em dias cuja irradiância fosse insuficiente para o carregamento completo do banco de baterias, a própria rede elétrica da concessionária era responsável pelo atendimento da carga residencial, conforme diagrama destacado na Figura 44.

As últimas caracterizações relativas às baterias foram com relação aos seus custos de reposição e variação de preço. Os custos de reposição se basearam nos preços atuais das baterias (definidos posteriormente nesta subseção), levando em consideração a influência do tempo no custo das baterias, uma vez que a simulação foi realizada ao longo de um período de análise de 25 anos. Além da variação da própria moeda (deflação ou inflação), constantes avanços tecnológicos e ganhos de fatias de mercado (economia de escala) foram considerados, fazendo com que os preços atuais tendam a diminuir com o passar dos

anos, como visto no capítulo de Revisão Bibliográfica. Dessa forma, atribuiu-se um valor percentual de deflação para cada tipo de bateria utilizado no trabalho.

Segundo BNEF (2017) e ELECTREK (2017), entre 2010 e 2016 o custo das baterias de Li-íon teve uma queda de mais de 70%, principalmente ao aumento do mercado de automóveis elétricos à bateria. Essa queda representa uma deflação de aproximadamente 18% ao ano no preço de tais baterias. Considerando a diferença entre os intervalos de tempo analisados (6 anos nas referências, 25 anos no trabalho) e que, a partir de determinado instante dentro desse período de análise de 25 anos, os avanços tecnológicos e de economia de escala terão certa saturação, definiu-se para o presente trabalho que a taxa de deflação para a bateria de Li-íon utilizada na simulação seria de 5%. Ao final do período de 25 anos, isso representaria uma queda de quase $\frac{3}{4}$ no valor atual dessas baterias.

Devido a sua maior maturidade tecnológica e à grande utilização no mercado atual, as baterias de chumbo-ácido tiveram sua taxa de deflação arbitrada em 1%. Ao final do período de análise, seu valor será aproximadamente 80% do valor atual das mesmas.

O *software* SAM possibilita também a definição do horário de ponta do consumo residencial. A fim de estabelecer uma coerência com os valores definidos pela Tabela 15 (pág. 86) esse horário foi definido de acordo com o alimentador analisado. Para BHPM08 e BHSO11, o horário de ponta foi definido entre 18:00 e 21:00 horas, enquanto que para BHHR10 e BHBN20 foi estabelecido entre 19:00 e 22:00 horas.

Com relação à caracterização dos módulos fotovoltaicos, o SAM oferece uma extensa lista de modelos de diversos fabricantes. A fim de aproximar a simulação do contexto do mercado brasileiro, foram avaliadas quatro marcas comumente usadas em projetos nacionais de sistemas FV residenciais e presentes na listagem do SAM: Canadian Solar, Yingli Solar, Jinko Solar e Kyocera.

De acordo com os valores calculados e apresentados na Tabela 31, levando em consideração o fato de que, geralmente, a potência nominal dos módulos fotovoltaicos é padronizada e considerando-se também a disponibilidade de oferta e preços dos modelos, foi elaborada a Tabela 38. Nela estão apresentados um modelo de cada uma das marcas citadas acima, a sua potência de pico nominal, o tipo de fabricação do silício, a eficiência, a área dos módulos e a tensão de máxima potência (V_{mp}), fornecidos pelo catálogo do SAM. Vale ressaltar que o valor de eficiência dos módulos fornecidos pelas empresas é baseado em condições de operação de temperatura da célula de 25°C, irradiância igual a 1 kW/m² e AM = 1,5 (i.e., Air Mass).

Tabela 38 - Modelos de Módulos Fotovoltaicos Analisados

Marca	Modelo	Potência Nominal [W _p]	Área do Módulo [m ²]	Tipo de Silício	Eficiência (η_{FV}) [%]	Tensão de Máxima Potência (V_{mp}) [V]
Canadian	Canadian Solar CS6K-270P	270	1,621	poli-Si	16,63	30,8
Yingli	Yingli Energy YL275-30b	275	1,624	mono-Si	16,94	31,2
Jinko	Jinko Solar JKM315P-72	315	1,835	poli-Si	17,19	37,2
Kyocera	Kyocera Solar KD315GX-LPB	315	2,126	poli-Si	14,83	39,8

Todos os modelos apresentados na Tabela 38 estão presentes na tabela de Eficiência Energética – Sistema de Energia Fotovoltaica – Módulos (INMETRO, 2017). A definição do modelo de módulo disponível no SAM utilizado na simulação levou em consideração o dimensionamento dos módulos apresentado na Tabela 31, os valores potência nominal de pico, de eficiência e área do módulo, optando-se pela realização da simulação com o módulo FV da marca chinesa Jinko, destacado em negrito na Tabela 38. Além disso, a tensão de máxima potência também foi critério de escolha a partir da definição dos inversores utilizados, como pode ser visto adiante. Em um primeiro momento, o fato de a eficiência de um módulo de silício policristalino ser maior que a do módulo de mono-Si pode ser surpreendente, uma vez que tradicionalmente a tecnologia monocristalina, por possuir maior teor de pureza, se mostra mais eficiente. Entretanto, recordando o capítulo de revisão bibliográfica, sabe-se que atualmente a tecnologia de silício policristalino é mais usada e vem, conseqüentemente, evoluindo mais que a de silício monocristalino. Isso explica porque o módulo escolhido, apesar de composto por células de poli-Si, apresenta maior eficiência que o da marca Yingli.

A escolha de um único modelo de módulo para todos os casos buscou equilibrar as simulações, tanto do ponto de vista técnico quanto do econômico. Além disso, possibilitou que um mesmo gerador FV fosse utilizado nas simulações de acordo com a região de atendimento dos alimentadores, independentemente do tipo de bateria utilizado.

A quantidade de módulos necessários para as simulações a partir das potências definidas pela Tabela 31 e pelo modelo escolhido a partir da Tabela 38 para cada caso analisado é exibida na Tabela 39. Além disso, pela quantidade de módulos necessários, foi possível obter a área necessária para instalação dos módulos do sistema FV dimensionado.

Tabela 39 - Quantidade e Potência dos Módulos Utilizados na Simulação

	Bateria Pb-ácido HSP = 4,99 h/dia, $\eta_{PV} = 77,15\%$				Bateria Li-íon HSP = 4,99 h/dia, $\eta_{PV} = 77,15\%$			
	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20
$\overline{CRD}_{CA,HP}$ [kWh]	1,77	1,26	1,68	2,31	1,77	1,26	1,68	2,31
P_{FV} Calculado [kW _p]	0,569	0,405	0,540	0,743	0,515	0,367	0,489	0,672
Nº de Módulos	2	2	2	3	2	2	2	3
Área Necessária [m ²]	3,67	3,67	3,67	5,51	3,67	3,67	3,67	5,51
P_{FV} Simulado [kW _p]	0,630	0,630	0,630	0,945	0,630	0,630	0,630	0,945

O consumo em horário de ponta e o valor de P_{FV} calculado apresentados na Tabela 39 foram calculados anteriormente e destacados novamente. O cálculo do número de módulos necessários para compor o gerador FV foi baseado na potência do módulo calculada ($P_{FV,calculada}$) necessária para o carregamento da bateria ao longo do dia e na potência nominal ($P_{nom,FV}$) do módulo escolhido, apresentada na Tabela 38 e igual a 315 W_p. A Equação (43) mostra a fórmula matemática de cálculo do número de módulos ($N_{módulos}$).

$$N_{módulos} = \frac{P_{FV,calculada}}{P_{nom,FV}} \quad (43)$$

Para o caso de uma casa localizada na região de atendimento do alimentador BHPM08 com bateria do tipo Pb-ácido, a Eq. (43) é igual a

$$N_{módulos,BHPM08,Pb-ácido} = \frac{569}{315} \cong 1,806 \quad (44)$$

O número de módulos só pode ser inteiro, por se tratar de uma unidade que não pode ser fracionada na compra. Dessa forma, usar apenas um módulo não seria suficiente para o carregamento da bateria para alimentar a casa em horário de ponta. Para o caso exemplificado na Equação (44), o número de módulos necessários foi igual a 2, como visto na Tabela 39. Uma vez que o gerador FV era composto por dois módulos cuja potência nominal é 315 W_p, a potência do gerador simulada foi de 630 W_p. O cálculo se aplica às demais casas pertencentes a outras regiões de atendimento de alimentadores e para os dois tipos de bateria analisados.

A área de necessária ($A_{necessária}$) apresentada na Tabela 39 foi calculada com base no número de módulos ($N_{módulos}$) e a área de um único módulo ($A_{módulo}$), apresentada na Tabela 38. A relação matemática para obtenção da área necessária é dada pela Equação (45).

$$A_{necessária} = N_{módulos} \times A_{módulo} \quad (45)$$

Para uma casa localizada na região de atendimento do alimentador BHPM08 com bateria de Pb-ácido, o valor da área necessária é igual a

$$A_{necessária, BHPM08, Pb-ácido} = 2 \times 1,835 = 3,67 \text{ m}^2 \quad (46)$$

Da Tabela 39, pôde-se observar uma quantidade reduzida de área e de número de módulos necessários para cada simulação, um dos objetivos do trabalho ao restringir o atendimento da carga somente ao horário de ponta. Esse é um fator positivo, uma vez que os módulos podem ser dispostos sem que haja sombreamento entre eles. A ausência dessa de perda foi também incluída na simulação. Além disso, a orientação dos módulos foi fixada, possuindo inclinação igual ao ângulo de latitude da cidade e voltada para o norte geográfico. Essa configuração garante melhores condições para geração de energia pelos módulos fotovoltaicos.

Destacam-se ainda duas características dos módulos FV que foram adotadas na simulação do SAM. O seu tempo de vida foi definido em 25 anos, um valor comumente encontrado nas referências bibliográficas, e a degradação do módulo teve uma taxa de 0,64%/ano, típica de módulos poli-Si (NREL, 2016). Como o SAM realiza a simulação para cada ano do período de análise, ele contabiliza, a partir do segundo ano, a taxa de degradação do módulo como uma queda da energia anual produzida pelo mesmo. Ou seja, a cada ano a energia gerada pelo módulo FV caía 0,64% com relação ao valor do ano anterior devido à perda de performance do mesmo.

A escolha do inversor a ser utilizado na simulação baseou-se em três critérios: a compatibilidade com sistemas híbridos, a adequação da sua potência nominal e tensão de máxima potência à potência, e a tensão de saída do gerador FV simulado, apresentadas nas Tabelas 38 e 39. A tensão de saída dos módulos deveria estar dentro da faixa tensões máxima e mínima de operação do SPMP, abordado no Capítulo 2.

O inversor deveria ser compatível com sistemas híbridos, podendo operar ao mesmo tempo com a bateria e o gerador FV. Normalmente, esses conversores são chamados de conversores híbridos e uma extensa pesquisa sobre eles mostra que, geralmente, suas potências são da ordem de unidades de kW, por serem utilizados em aplicações nas quais a carga residencial total deve ser atendida (envolvendo, conseqüentemente, maiores geradores FV e baterias). Uma vez que inversores híbridos de menor potência são menos frequentes, a escolha dos modelos utilizados na simulação não se restringiu apenas ao mercado nacional.

Uma vez que o número de módulos já foi calculado e o modelo adotado foi igual para todos os casos, foi possível estabelecer a tensão de saída do módulo de cada caso de acordo com o tipo de conexão entre eles. A quantidade de módulos utilizados em residências localizadas nas áreas de atendimento dos alimentadores BHPM08, BHSO11 e BHHR10 foi a mesma. O inversor híbrido escolhido para esses casos foi o modelo MicroGT 500 ME-GT500, da Magnum Energy, cuja potência nominal é 500 W e sua faixa de tensão de entrada para o SPMP é de 22 - 55 V. Nesses casos, os módulos FV foram conectados em paralelo, de acordo com a tensão de máxima potência exibida na Tabela 38.

O gerador FV utilizado nas residências típicas da área de atendimento do alimentador BHBN20 foi maior do que o utilizado nas outras regiões de atendimento, uma vez que possuía três módulos. Conseqüentemente, sua potência era maior (945 W_p). A utilização de dois inversores híbridos iguais ao adotado nos casos anteriores acarretaria um superdimensionamento, com o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) maior do que 100%. Portanto, para o caso BHBN20 o inversor híbrido utilizado foi o modelo AX-K1000-12, da Axpert. Esse inversor possui potência nominal de 800 W e sua faixa de tensão para o SPMP é 90 - 280 V. Para esse caso, a conexão entre os módulos foi em série, de modo que a tensão de saída deles (3 x 37,2 V = 111,6 V) estivesse dentro da faixa do SPMP do inversor utilizado.

Os modelos de inversores híbridos não estão listados no banco de dados do SAM. Dessa forma, foi necessário inserir seus dados manualmente no programa. As principais características dos modelos de inversores híbridos adotados para a simulação são exibidas na Tabela 40, sendo obtidas de WHOLESale SOLAR (2018) e CCBS ENERGIA (2018).

Tabela 40 - Modelos de Inversores Adotados na Simulação

Marca	Modelo	Potência Nominal [W _p]	Faixa de Tensão do SPMP [V]	Eficiência (η_{inv}) [%]	Tensão da Bateria [V]	Quantidade Necessária	Alimentador(es) Atendido(s)
Magnum Energy	MicroGT 500 ME-GT500	500	22 - 55	95,5	12	1	BHPM08, BHSO11, BHHR10
Axpert	AX-K1000-12	800	90 - 280	93	12	1	BHBN20

A Tabela 41 foi elaborada com o objetivo de resumir as informações relativas ao módulo e inversores para as simulações que foram apresentadas. São exibidos seus respectivos modelos, quantidades e potências de acordo com a região de atendimento dos alimentadores. O modo de conexão entre os módulos e o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) de acordo com as potências dos inversores e geradores fotovoltaicos também são exibidos.

Tabela 41 - Resumo Módulos e Inversores para Simulações

	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20
Modelo dos Módulos	Jinko Solar JKM315P-72	Jinko Solar JKM315P-72	Jinko Solar JKM315P-72	Jinko Solar JKM315P-72
Quantidade de Módulos	2	2	2	3
Modo de Conexão entre os Módulos	Paralelo	Paralelo	Paralelo	Série
Potência do Gerador FV ($P_{FV,gerador}$) [W _p]	630	630	630	945
Modelo do Inversor	MicroGT 500 ME-GT500	MicroGT 500 ME-GT500	MicroGT 500 ME-GT500	AX-K1000-12
Quantidade de Inversores	1	1	1	1
Potência do Inversor [W]	500	500	500	800
FDI [%]	83,33	83,33	83,33	84,66

O valor do FDI ficou um pouco abaixo daquele definido na Tabela 33. Essa diferença ocorre devido a utilização de valores de potência de módulos e inversores comerciais, geralmente padronizadas. Entretanto, o FDI ainda ficou dentro da faixa de 60% a 100%, considerada como satisfatória por MACÊDO e ZILLES (2007).

Até aqui, a presente subseção detalhou a definição dos dados meteorológicos da cidade de Belo Horizonte e de parâmetros que podem ser considerados técnicos, como o modelo do módulo e dos inversores utilizados, as perdas e o banco de baterias. Todos eles foram definidos de acordo com o dimensionamento realizado anteriormente, como no caso dos módulos, inversor e banco de baterias, ou de acordo com valores padronizados, como no caso das perdas.

Além dos parâmetros técnicos, o SAM possibilita a edição de parâmetros econômicos, como custos do sistema FV, impostos, inflação, custo da energia elétrica e até possíveis incentivos governamentais. Tais parâmetros são definidos a seguir.

A primeira observação que deve ser feita relacionada aos parâmetros econômicos é que o SAM utiliza o dólar americano como moeda padrão. Dessa forma, todos os valores de custo e taxas de eletricidade foram convertidos de real para a moeda americana. A fim de estabelecer um valor único para realizar a conversão monetária, o valor do dólar americano foi fixado em R\$ 3,20 no presente trabalho. Esse valor é um pouco menor que o valor médio

da moeda americana nos últimos 6 meses, calculado em R\$ 3,22, de acordo com as cotações diárias do Banco Central.

No SAM, os custos do sistema são divididos entre diretos, indiretos, e de operação e manutenção (O&M). Os custos diretos englobam o preço dos módulos, do inversor e do banco de baterias, além da mão de obra para instalação do sistema. Os custos indiretos são representados por gastos com estudos e permissões ambientais, pela interconexão com a rede, com a área ocupada pelo sistema FV e com o imposto sobre vendas. No presente trabalho, os custos indiretos foram considerados nulos. Isso se deve ao fato de não haver interconexão entre o sistema FV e a rede elétrica, diante da configuração do sistema híbrido proposta no trabalho, nem ser necessário comprar novas áreas para a instalação do sistema, uma vez que a mesma é feita no telhado das residências. O imposto sobre vendas para o caso brasileiro é igual a 17% (ECONOMICS, 2018). Ele representa a fração do valor de venda dos equipamentos do sistema que é revertida em impostos a serem pagos ao governo brasileiro. Entretanto, uma política de incentivo governamental não cobra os impostos nacionais, ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) e IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), em sistemas FV.

Os custos diretos foram representados pelo valor de compra dos módulos, dos inversores, do banco de baterias e mão de obra. Os custos de equipamentos como cabos, sustentadores mecânicos para os módulos, entre outros, conhecidos como “Balance of System - BOS” (Balanço do Sistema) foram inseridos dentro do valor de mão de obra, definido em R\$ 130,00 (US\$ 40,65) por painel (NVOLT, 2018).

Tabela 42 - Custos Diretos do Sistema

	Módulo (Jinko Solar JKM315P)	Inversor (MicroGT 500 ME-GT500)	Inversor (AX-K1000- 12)	Bateria Chumbo-Ácido (Moura Clean 12MF150)	Bateria Lítio-ion (Tesla Powerwall)	O&M
Custo em Real	R\$ 698,00/ módulo	R\$ 912,00/ unidade	R\$ 1.539,70/ unidade	R\$ 499,45/ kWh	R\$ 1564,50/ kWh	R\$ 64,00/ kW/ano
Custo em Dólar	US\$ 218,15/ módulo	US\$285,00/ unidade	US\$ 481,15/ unidade	US\$ 156,10/ kWh	US\$ 488,90/ kWh	US\$ 20,00/ kW/ano
Ref.	(MINHA CASA SOLAR, 2018)	(WHOLESALE SOLAR, 2018)	(CCBS ENERGIA, 2018)	(NEOSOLAR, 2018)	(TESLA, 2018)	SAM

Os valores destacados em negrito foram retirados de sites nacionais e internacionais especializados em venda de equipamentos de sistemas. Os inversores e a bateria de lítio-ion tiveram seus preços retirados de sites internacionais devido à dificuldade de se encontrar tais equipamentos para venda em sites nacionais. O valor da mão de obra foi obtido de um orçamento realizado com a empresa especializada NVolt. Deve-se atentar

para as unidades referentes ao custo de cada equipamento, pois as mesmas foram utilizadas para inserção dos valores no *software* de simulação. Por exemplo, cada módulo fotovoltaico possui o custo de R\$ 698,00 (ou US\$ 218,15), ou seja, o valor é dado em US\$/unidade. Já a bateria, por exemplo, tem seu custo dado em US\$/kWh de capacidade de armazenamento da mesma, já incluídos os custos dos equipamentos auxiliares.

No que tange aos parâmetros financeiros, o cenário base do presente trabalho consistia na aquisição do sistema híbrido sem a necessidade de financiamento. Para retratar essa situação no SAM, a variável Fração da Dívida (Debt Fraction) foi ajustada para 0%. Além disso, o período de análise financeira escolhido foi de 25 anos, mesmo período de análise dos módulos fotovoltaicos.

A inflação máxima até 2019, segundo o Relatório de Inflação de Setembro de 2017 do Banco Central - BANCO CENTRAL DO BRASIL (2017), deve permanecer no máximo em 4,25%. Este valor foi utilizado no cenário base do estudo do presente trabalho. Além disso, são incorporados à simulação os valores de taxa básica de juros e imposto de renda federal. De acordo com ECONOMICS (2018), esses valores eram 7,0% a.a. e 27,5% a.a. para a taxa básica de juros e o valor do imposto de renda de pessoa física, respectivamente.

Com relação aos custos com energia elétrica, três parâmetros foram definidos para o cenário base: o valor fixo de cobrança, representando a taxa de iluminação pública, o valor cobrado pelo kWh de energia pela concessionária e o valor mínimo da conta de energia, representado pelo custo de disponibilidade cobrado pela concessionária. Uma estimativa de taxa de iluminação pública a cerca de R\$ 25,00 (US\$ 7,85) é conservadora e atende aos propósitos do trabalho.

A energia elétrica consumida custa R\$ 0,52414/kWh (US\$ 0,1637/kWh) para o consumidor residencial, quando a bandeira do sistema elétrico é vermelha e possui patamar de consumo 1 (CEMIG, 2018). Ao se incluir os impostos (ICMS, PASEP e COFINS), o preço do kWh de energia chega a quase R\$ 0,75. O valor com impostos foi adotado no presente trabalho a fim de caracterizar melhor a economia obtida com o sistema proposto e é equivalente a US\$ 0,2344 pela conversão adotada no presente trabalho.

O custo de disponibilidade é o valor cobrado pela concessionária de energia pela disponibilização da rede elétrica para a residência. Ele é cobrado com base na quantidade de fases disponibilizadas, estabelecendo um valor mínimo de conta de luz a ser cobrado ao cliente. Em uma casa com uma instalação trifásica, o valor mínimo cobrado é baseado em um consumo de 100 kWh (ANEEL, 2018). Dessa forma, o valor mínimo de conta de energia elétrica definido para as simulações é igual R\$ 52,414 (US\$16,37). Não foram incluídos

impostos por se tratar de uma taxa mínima cobrada mesmo quando não há consumo/serviço.

As potências horárias foram inseridas no SAM a fim de garantir que a curva de carga residencial simulada tivesse o mesmo comportamento da curva de carga do seu respectivo alimentador. Para obter os valores das potências horárias inseri-los no SAM, foi necessário normalizar a curva de carga regredida de cada alimentador (Tabelas 11 a 14, págs. 84 e 85) pela razão entre o consumo residencial diário do alimentador (Tabela 18) e o consumo diário da casa típica (Tabela 24).

Tabela 43 - Parâmetros Utilizados para a Simulação

Parâmetros Técnicos			
	Descrição	Referência	
Cidade	Belo Horizonte/MG	Ver Tabela 34	
Módulo	Jinko Solar JKM315P-72	Ver Tabela 38	
Perdas	Incompatibilidade elétrica, sujeira, cabeamento CC e CA	Ver Tabela 30	
Degradação do Módulo	Perda anual de energia produzida pelo módulo	0,64%/ano	
Parâmetros Econômicos - Cotação do Dólar: R\$ 3,20			
	Valor em Real	Valor em Dólar	Referência
Módulo	R\$ 698,00/módulo	US\$ 218,15/módulo	Ver Tabela 42
Mão de Obra	R\$ 130,00/painel	US\$ 40,65/painel	Ver Tabela 42
Operação e Manutenção	R\$ 64/kW/ano	US\$ 20/kW/ano	Ver Tabela 42
Parâmetros Financeiros			
	Valor	Referência	
Fração da Dívida	0%	N.A.	
Período de Análise	25 anos	N.A.	
Inflação	4,25%/ano	(BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2017)	
Taxa Básica de Juros	7%/ano	(ECONOMICS, 2018)	
Imposto de Renda	27,5%/ano	(ECONOMICS, 2018)	
Parâmetros de Energia Elétrica			
	Valor em Real	Valor em Dólar	Referência
Taxa de Iluminação Pública	R\$ 25,00	US\$ 7,85	N.A.
Valor da Energia Elétrica	R\$ 0,75	US\$ 0,2344	(CEMIG, 2018)
Custo de Disponibilidade	R\$ 52,414	US\$ 16,37	(ANEEL, 2018)

Os parâmetros utilizados nas simulações independiam de qual o alimentador analisado, representando os dados de entrada comuns a todos eles. As variáveis de entrada, cujos valores eram dependentes dos alimentadores analisados, são discutidas a seguir.

Conforme visto ao longo do capítulo, os dados de entrada que dependiam do alimentador que tem seu consumo típico de uma casa analisado, foram: horário de ponta, quantidade de módulos FV necessários, modelo de inversores utilizados, tecnologia e profundidade de descarga das baterias. Os valores dessas variáveis de acordo com o caso analisado estão exibidos na Tabela 44, além da indicação das tabelas que fazem referência e explicam esses valores.

Tabela 44 - Variáveis de Entrada Utilizadas na Simulação de Acordo com os Alimentadores

	BHPM08	BHSO11	BHHR10	BHBN20	Referência
Horário de Ponta	18:00 - 21:00	18:00 - 21:00	19:00 - 22:00	19:00 - 22:00	Ver Tabela 15 (Pág. 86)
Quantidade de Módulos FV	2	2	2	3	Ver Tabela 39 (Pág. 114)
Tipo de Inversor	Magnum Energy	Magnum Energy	Magnum Energy	Axpert	Ver Tabela 40 (Pág. 116)
Quantidade de Inversor(es)	1	1	1	1	Ver Tabela 40 (Pág. 116)
Tipos de Baterias	Pb-ácido, Li-íon	Pb-ácido, Li-íon	Pb-ácido, Li-íon	Pb-ácido, Li-íon	Ver Tabela 35 e Tabela 36 (Pág. 108)
Profundidade de Descarga (DoD) das Baterias	50%, 80%	50%, 80%	50%, 80%	50%, 80%	Ver Tabela 35 e Tabela 36 (Pág. 108)

Apesar de dependentes dos casos analisados, os valores de horário de ponta, quantidade de painéis FV, tipo e quantidade de inversores são únicos. Se as simulações levassem em conta somente essas variáveis, seria necessário somente uma simulação por caso. Entretanto, os tipos de bateria e seus valores de profundidade de descarga possuem mais de um valor, acarretando em 4 simulações para cada casa típica dos alimentadores analisados. Cada uma dessas simulações necessitou um tamanho de bateria específico, variando de acordo com a tecnologia e DoD da bateria, conforme visto na Tabela 34 (pág. 106). Um total de dezesseis simulações foi realizado, variando-se o tipo de bateria, a profundidade de descarga das mesmas e, conseqüentemente, suas capacidades.

Os parâmetros cujos valores são padronizados pelo SAM estão apresentados na Tabela 45, indicando seus valores ou tabelas de referência.

Tabela 45 - Parâmetros do SAM Utilizados na Simulação

Parâmetro	Valor/Referência
Critério de Reposição da Bateria	60% da Capacidade de Armazenamento
Capacidade de Armazenamento da Bateria de Acordo com DoD e Ciclos Realizados	Ver Tabela 35 e Tabela 36 (Pág. 108)
Capacidade Simulada da Bateria de Acordo com Valor Dimensionado	Ver Tabela 37 (Pág. 110)

3.3. Resumo de Materiais e Métodos

Os materiais e a metodologia utilizados para elaboração do trabalho foram abordados ao longo do capítulo. Na seção de Materiais (3.1.), o banco de dados de consumo residencial para a região de Belo Horizonte/MG foi detalhado. Os *softwares* utilizados para elaboração do trabalho também foram descritos, bem como as suas respectivas funções.

A metodologia, por sua vez, foi subdividida em 5 etapas descritas em ordem sequencial: (i) obtenção do consumo diário residencial típico de cada alimentador a partir das suas curvas de carga diárias típicas; (ii) a partir do consumo residencial diário típico dos alimentadores encontrados, calcular o consumo residencial médio das casas abastecidas por eles (consumidores); (iii) do consumo residencial mensal médio encontrado para casas, realizar o dimensionamento do sistema de baterias necessário para o atendimento da carga residencial em horário de ponta; (iv) dimensionamento do gerador FV e dos inversores necessários para o carregamento do sistema de baterias previamente dimensionado, e (v) simulações necessárias dos sistemas dimensionados para obtenção dos resultados.

A obtenção das curvas de carga foi necessária para que se pudesse encontrar o consumo residencial de acordo com o tipo construtivo para cada um dos alimentadores estudados, além da participação do horário de ponta no consumo diário. A partir do consumo residencial médio das casas em horário de ponta de cada alimentador, foi possível realizar o dimensionamento da capacidade de armazenamento necessária para o banco de baterias de acordo com as profundidades de descarga definidas. Uma vez definida a capacidade necessária de energia do banco de baterias, foi possível realizar o dimensionamento do sistema FV responsável pelo seu carregamento.

A partir dos cálculos e resultados obtidos na etapa de dimensionamento dos sistemas de armazenamento e FV, foram definidos os parâmetros e variáveis utilizados como valores de entrada para a simulação do sistema proposto no SAM. Essa simulação forneceu os valores que caracterizaram a viabilidade ou não do sistema proposto para cada um dos casos.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O objetivo do presente capítulo é apresentar e discutir os resultados obtidos das simulações realizadas utilizando o SAM. Os resultados estão apresentados na forma gráfica e tabular, e utilizados para embasar as conclusões sobre a viabilidade técnica e econômica do sistema híbrido proposto.

Conforme mencionado ao final da seção 3.2.5., os casos analisados totalizaram dezesseis simulações. Cada casa típica das regiões de atendimento dos alimentadores foi analisada variando-se o tipo de bateria (íons de Lítio ou chumbo-ácido) e a profundidade de descarga (50% ou 80%) de cada uma delas.

Os resultados básicos de cada uma das simulações são apresentados na Tabela 46. Esses resultados são exibidos por consumidor, ou seja, para cada casa típica abrangida na região de atendimento do seu alimentador, e para um período de análise de 25 anos. Por resultados básicos, entende-se aqueles que podem ser representados por um único valor ao longo do período de análise. Dentre esses resultados, destacam-se:

- *Payback*: tempo de retorno do investimento inicial, dado em anos. Período, em anos, para que a economia obtida pelo sistema pague o investimento inicial do projeto. Essa economia obtida se deve à redução do custo da energia paga à concessionária, uma vez que o sistema híbrido proposto atende total ou parcialmente a carga residencial em horário de ponta e também em alguns períodos diurnos, caso a energia produzida pelo sistema FV exceda aquela necessária para carregar a bateria. O *payback* não leva em consideração a variação do dinheiro ao longo do tempo.
- LCOE (Levelized Cost Of Energy): o custo nivelado de energia representa o custo em dólares do kWh de energia gerado pelo sistema proposto levando-se em conta o fluxo de caixa ao longo do período de análise.
- Nº Reposições Baterias: quantidade de trocas de baterias ao longo do período de análise levando-se em consideração o critério de reposição adotado. Conforme visto no capítulo de Materiais e Métodos, esse critério é a redução da capacidade de armazenamento da bateria a 60% do seu valor inicial.
- Percentual de Carregamento das Baterias pelo Gerador FV: valor percentual da energia armazenada pela bateria proveniente do gerador FV dimensionado. Indica percentualmente quanto da energia necessária para carregar a bateria é entregue pelo gerador fotovoltaico. A quantidade de energia necessária para o carregamento da bateria está relacionada ao seu descarregamento no dia anterior.

- Economia Utilizando o Sistema (Ano 1): economia na conta de energia obtida pelo consumidor ao utilizar o sistema híbrido proposto ao longo do primeiro ano, dada em dólares.
- Custo Inicial do Sistema: custo em dólares a ser pago inicialmente para realização e implementação do sistema híbrido proposto.
- Valor Presente Líquido (VPL): valor de saída da simulação capaz de determinar o valor monetário presente do projeto descontados os pagamentos e economias futuros a uma taxa de juros apropriada. Assim como no caso do *payback*, a economia obtida se deve à redução do custo da energia paga à concessionária, uma vez que o sistema híbrido proposto atende total ou parcialmente a carga residencial em horário de ponta e também em alguns períodos diurnos, caso a energia produzida pelo sistema FV exceda aquela necessária para carregar a bateria. O VPL é dado em dólares e leva em consideração a depreciação (inflação) do dinheiro ao longo do tempo. O Valor Presente Líquido é o valor total do projeto (despesas e receitas) trazidos para o instante inicial, sendo que um VPL positivo indicam a viabilidade econômica do projeto.

Na Tabela 46, a primeira coluna mostra a designação de cada alimentador seguido pelos valores dos consumos médios mensal e diário no horário de ponta (HP) das suas casas típicas atendidas. A segunda coluna indica os quatro casos possíveis simulados para cada casa, dependentes do tipo de bateria e profundidade de descarga (DoD) utilizados. A terceira coluna apresenta os valores das capacidades simuladas das baterias para cada caso analisado, provenientes da Tabela 37 (pág. 110). Como o SAM utiliza o dólar americano como moeda padrão, os resultados monetários estão apresentados nessa moeda. A conversão adotada pelo trabalho foi de US\$ 1 igual a R\$ 3,20.

Tabela 46 – Resultados Básicos das Simulações

		Capacidade Armazenamento da Bateria [kWh]	Payback [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Nº Reposições Baterias [-]	Percentual de Carregamento das Baterias pelo Gerador FV [%]	Economia Utilizando o Sistema (Ano 1) [US\$]	Custo Inicial do Sistema [US\$]	Valor Presente Líquido [US\$]
BHPM08 307,05 kWh/mês HP: 1,77 kWh/HP	Li-íon, DoD 50%	3,97	12,0	0,3147	1	99,99	232,00	2.948,00	-978,00
	Li-íon, DoD 80%	2,46	12,0	0,2662	3	99,99	231,00	2.208,00	-448,00
	Pb-ácido, DoD 50%	4,32	15,5	0,2866	7	99,97	232,00	1.761,00	-673,00
	Pb-ácido, DoD 80%	2,64	23,7	0,3282	18	99,97	232,00	1.417,00	-1.097,00
BHSH11 209,19 kWh/mês HP: 1,26 kWh/HP	Li-íon, DoD 50%	2,83	9,9	0,2550	1	99,99	232,00	2.388,00	-329,00
	Li-íon, DoD 80%	1,77	8,0	0,2220	3	99,99	231,00	1.870,00	31,00
	Pb-ácido, DoD 50%	3,12	9,8	0,2318	7	99,97	233,00	1.492,00	-76,00
	Pb-ácido, DoD 80%	1,92	14,5	0,2613	18	99,97	233,00	1.304,00	-399,00
BHHR10 260,89 kWh/mês HP: 1,68 kWh/HP	Li-íon, DoD 50%	3,76	11,6	0,3009	1	99,99	232,00	2.842,00	-829,00
	Li-íon, DoD 80%	2,35	11,7	0,2594	3	99,99	231,00	2.156,00	-374,00
	Pb-ácido, DoD 50%	4,08	14,8	0,2701	7	99,97	232,00	1.641,00	-495,00
	Pb-ácido, DoD 80%	2,64	22,6	0,3273	18	99,97	232,00	1.418,00	-1.116,00
BHBN20 349,47 kWh/mês HP: 2,31 kWh/HP	Li-íon, DoD 50%	5,16	11,5	0,2969	1	99,99	337,00	4.084,00	-1.185,00
	Li-íon, DoD 80%	3,24	11,6	0,2581	3	99,99	336,00	3.144,00	-525,00
	Pb-ácido, DoD 50%	5,76	14,7	0,2723	7	99,98	337,00	2.460,00	-754,00
	Pb-ácido, DoD 80%	3,6	21,5	0,3203	18	99,98	337,00	2.122,00	-1.513,00

O *Payback* apresentou alguns comportamentos recorrentes. Quase todos os casos utilizando bateria chumbo-ácido tiveram um período de *payback* maior do que os respectivos casos equivalentes com bateria de Li-íon. Isso ocorre devido ao elevado número de reposições das baterias chumbo-ácido ao longo do período de análise (no mínimo 7). A exceção desse comportamento é o caso 'BHSO11, Pb-ácido, DoD 50%', cujo *payback* foi de 9,8 anos (contra 9,9 anos do caso 'BHSO11, Li-íon, DoD 50%'). A bateria de Pb-ácido desse caso foi a menor dentre as dimensionadas para 'Pb-ácido, DoD 50%' e, conseqüentemente, a mais barata. Dessa forma, o maior número de reposições não impede um menor tempo de retorno do investimento.

Outro comportamento que pôde ser observado na coluna *Payback* foi o de um tempo de retorno próximo para os casos 'Li-íon, DoD = 80%' e 'Li-íon, DoD = 50%'. Os casos 'Li-íon, DoD = 80%', apesar de possuírem baterias com menor capacidade de armazenamento (conseqüentemente mais baratas uma vez que seu custo é dado em US\$/kWh de capacidade), possuem mais reposições (3) do que os casos 'Li-íon, DoD = 50%' (1 reposição). Esse comportamento condiz com as informações apresentadas na Tabela 36 (pág. 108) e na Equação (38), que mostraram que quanto maior o DoD e menor a capacidade de armazenamento necessária da bateria, menor a quantidade de ciclos que a bateria consegue realizar considerando uma mesma perda de capacidade de armazenamento. Quanto menor a quantidade de ciclos realizados, menor a vida útil da bateria. Essa diferença de custo e número de reposições entre as baterias devido à relação entre ciclos e capacidade de armazenamento faz com que o tempo de *payback* fique nivelado entre esses casos.

O nivelamento do tempo de *Payback* entre os casos com baterias 'Li-íon, DoD 50%' e 'Li-íon, DoD = 80%' pode ser exemplificado para uma casa típica da região de atendimento do alimentador BHPM08. Para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 50%', o custo inicial da bateria foi de US\$ 1.943,08 (3,9744 kWh x 488,90 US\$/kWh) e a única reposição ocorreu durante o Ano 15, com um custo de US\$ 947,59, já incluídas a inflação da moeda e a deflação do custo das baterias. No total, o gasto relativo à bateria para esse caso foi de US\$ 2.890,67.

Para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', o custo inicial da bateria foi de US\$ 1.203,87 (2,4624 kWh x 488,90 US\$/kWh) e as três reposições ocorreram nos Anos 8, 15 e 23, com custos de US\$ 798,67, US\$ 557,74 e US\$ 370,02, respectivamente. Esses custos já incluem a inflação da moeda e a deflação do preço das baterias ao longo do tempo. No total, os custos relativos à bateria desse caso foram de US\$ 2.930,30.

Como ambos os casos possuem um mesmo gerador FV e mesmo inversor, que não são repostos durante o período de análise, o custo de ambos os casos, ao final do período de análise foi muito próximo. O caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%' possui um custo total com bateria apenas 1,4% maior do que o 'BHPM08, Li-íon, DoD = 50%', explicando períodos de *Payback* tão próximos. Uma explicação similar se aplica aos respectivos casos das casas típicas das regiões de atendimento dos alimentadores BHHR10 e BHBN20.

A diferença entre o período de *payback* dos casos 'BHSO11, Li-íon, DoD = 50%' e 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' é um pouco maior do que a observada para os mesmos casos dos outros alimentadores. Como é visto adiante neste capítulo, a perda de capacidade de armazenamento da bateria pela realização de ciclos de carga e descarga influencia o atendimento da carga residencial ao longo dos anos. As baterias de Li-íon para uma casa típica da região de atendimento do alimentador BHSO11 possuem as menores capacidades de armazenamento e, dessa forma, foram as mais afetadas por essa perda. Como no caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 50%' só houve uma reposição, durante boa parte do período de análise a carga residencial em horário de ponta não foi atendida plenamente. O mesmo ocorre para o casos 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%', porém durante um período de tempo reduzido, uma vez que ocorrem três reposições. Assim, o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 50%' foi o mais afetado, diminuindo a eficiência do sistema de armazenamento para o que ele foi proposto e, conseqüentemente, a economia proporcionada pelo sistema ao longo dos anos. Os outros casos, por possuírem baterias com maior capacidade, foram menos afetados por esse comportamento.

O custo nivelado de energia (LCOE) foi sempre menor para os casos 'Li-íon, DoD = 80%' do que para os casos 'Li-íon, DoD = 50%' de cada alimentador, sem exceções. O cálculo do LCOE envolve a razão entre os custos e a quantidade de energia gerada e aproveitada ao longo dos anos do projeto. Como visto anteriormente, os custos relativos aos dois casos durante o período de análise foram próximos. Entretanto, os casos de 'Li-íon, DoD = 50%' tiveram apenas uma reposição, fato que aumentou o período em que a bateria era incapaz de atender plenamente a carga residencial em horário de ponta quando comparado aos casos 'Li-íon, DoD = 80%'. Essa redução da capacidade de atendimento do consumo em horário de ponta resulta na diminuição do aproveitamento da energia gerada e, conseqüentemente, torna o LCOE dos casos 'Li-íon, DoD = 50%' maior.

Para os casos 'Pb-ácido, DoD = 50%' e 'Pb-ácido, DoD = 80%' a diferença entre os valores de custo nivelado de energia ocorreu principalmente devido ao custo envolvido nas baterias. Nesses casos, o número de reposições foi muito discrepante, fazendo com que os custos dos casos 'Pb-ácido, DoD = 80%' fossem maiores do que dos casos 'Pb-ácido, DoD

= 50%'. Além disso, como o número de reposições foi alto para ambos os casos, a questão do aproveitamento de energia abordada para os casos das baterias Li-íon foi menos significativa.

O SAM retorna como resultado quais os anos em que houve reposição das baterias ao longo do período de análise. A partir desse resultado foi possível saber a quantidade de vezes que a bateria foi reposta. Para calcular em que ano a bateria deveria ser reposta, o SAM utiliza duas informações já apresentadas ao longo do texto: as características de funcionamento das baterias de acordo com seu tipo e condições de uso (Tabelas 35 e 36) e o critério de reposição (quando a bateria atinge 60% do seu valor de capacidade nominal, por definição do próprio *software*). Para exemplificar, vejamos o caso das baterias de Li-íon com profundidade de descarga de 80%. De acordo com a Tabela 36, observa-se que para DoD igual a 80%, a capacidade de armazenamento da bateria cai 8% a cada 500 ciclos de carga e descarga. Após 500 ciclos, a bateria consegue armazenar 92% da sua energia inicial; após 1000 ciclos a capacidade de armazenamento da bateria cai a 84% e assim por diante até que após 2500 ciclos, a bateria atinge a capacidade de armazenamento igual a 60%. A partir desse momento a bateria tem que ser reposta.

O número de reposições das baterias comprovou duas características estudadas ao longo da revisão bibliográfica. A primeira delas foi o maior tempo de vida útil das baterias de Li-íon quando comparadas às baterias de Pb-ácido para uma mesma profundidade de descarga e para um mesmo critério de reposição. Enquanto as baterias de íons de lítio precisaram de 3 reposições em 25 anos (1 reposição a cada 8,3 anos em média) para profundidade de descarga igual a 80%, as baterias de chumbo-ácido precisariam de 18 reposições (1 reposição a cada 1,4 anos em média). Baterias de Li-íon com DoD de 50% precisaram de apenas 1 reposição, enquanto que as de Pb-ácido precisaram de 7, no mínimo.

A segunda característica comprovada pelos resultados foi a de que baterias do mesmo tipo com maiores profundidades de descarga possuem menor vida útil, ou seja, mais reposições devido a capacidade de realizarem menos ciclos de carga e descarga. Como visto nas Tabelas 35 e 36, baterias do mesmo tipo possuem menor capacidade de realização de ciclos quando sujeitas a maiores profundidades de descarga. Como explicado no capítulo de revisão, baterias sujeitas a profundidades de descarga maiores, estressam mais seus reagentes eletroquímicos. Esse estresse, faz com que esses reagentes percam mais rapidamente suas propriedades e, assim, consigam realizar menos ciclos de carga e descarga do que quando sujeitos a menores DoD. Baterias de íons de Lítio com DoD igual a 50% só precisaram ser repostas 1 vez, enquanto que as mesmas baterias com DoD igual a

80% precisaram de 3 reposições ao longo do período de análise. As baterias de chumbo-ácido apresentaram o mesmo comportamento, sendo necessárias 7 reposições para baterias de Pb-ácido com DoD de 50%, e 18 reposições para as mesmas baterias com DoD de 80%.

Os percentuais de carregamento das baterias pelo gerador FV foram sempre maiores que 99,9%. Esses valores indicam que os geradores FV foram projetados corretamente e eram capazes de atender ao objetivo de carregar as baterias ao longo dos dias durante o período de análise de 25 anos. Em outras palavras, o gerador FV foi capaz de fornecer mais de 99,9% da energia necessária para carregar a bateria ao longo do seu período de uso.

O custo inicial do sistema foi afetado principalmente pela capacidade de armazenamento e tipo de bateria. Como visto na Tabela 41 (pág. 117), os geradores FV dos casos BHPM08, BHSO11 e BHHR10 possuíam o mesmo tipo e número de módulos e inversores (2 módulos, 1 inversor), apresentando o mesmo custo. A capacidade e o tipo de bateria são os fatores que causaram a diferença do valor do investimento inicial entre eles. No caso do alimentador BHBN20, a configuração do sistema FV foi diferente (3 módulos e 1 inversor de maior potência), sendo mais caro que os demais. Nota-se que o custo inicial de cada um dos seus casos foi maior que o custo inicial dos respectivos casos dos outros alimentadores.

A economia obtida ao se utilizar o sistema híbrido proposto ao longo do primeiro ano depende da energia produzida pelo gerador FV. Como os geradores FV dos casos BHPM08, BHSO11 e BHHR10 eram iguais, a economia proporcionada nesses casos foi a mesma. O que variou entre os casos foi a quantidade de energia que era direcionada para o carregamento da bateria e a quantidade de energia excedente transferida para a carga residencial fora do horário de ponta, de acordo com o tipo de bateria e sua profundidade de descarga. A soma dessas duas parcelas de energia, entretanto, foi sempre constante para o primeiro ano uma vez que as simulações possuem a mesma configuração e número de módulos FV para geração de energia, foram realizadas para uma mesma cidade (mesmos dados meteorológicos) e ainda não havia perda de capacidade armazenamento de energia pela bateria. O gerador FV implementado para a casa típica do alimentador BHBN20 era maior e, conseqüentemente, capaz de produzir mais energia e gerar uma economia maior. Observou-se ainda que dentro dos 4 casos de cada alimentador a economia foi praticamente a mesma. Um maior detalhamento das parcelas de energia é realizado posteriormente neste capítulo.

A última coluna da Tabela 46 mostra que o Valor Presente Líquido (VPL) de quase todos os casos foi negativo, exceto para o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD 80%'. No mercado de

investimentos, valores negativos de VPL indicam inviabilidade econômica do projeto. Nota-se ainda que os melhores valores dentro de uma mesma região de atendimento dos alimentadores foram aqueles em que o sistema de armazenamento era baseado em baterias do tipo íons de Lítio com profundidade de descarga igual a 80%.

Os casos com sistema de armazenamento por baterias de Li-íon e profundidade de descarga igual a 80% estão destacados em negrito e sombreados de azul na Tabela 46. Esses casos foram definidos como os mais viáveis do sistema híbrido proposto do ponto de vista econômico devido aos melhores valores de VPL e ao LCOE mais barato, e têm seus resultados detalhados em tabelas e gráficos anuais, mensais e diários a seguir

4.1. BHPM08, Li-íon, DoD = 80%

Para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', o consumo calculado de energia elétrica mensal de uma casa típica localizada na região de atendimento do alimentador BHPM08 foi de 307,05 kWh/mês e o consumo em horário de ponta diário igual a 1,77 kWh/HP-dia.

Os dados mensais da energia entregue à bateria pelo gerador FV e da energia entregue pela bateria para a carga residencial durante o primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido proposto são mostrados na Tabela 47. A razão entre esses valores fornece a eficiência do sistema de armazenamento de energia, que inclui as baterias, o conversor e o controlador de carga, como visto na Figura 44.

Tabela 47 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Energia Mensal Carregada e Descarregada pela Bateria – Ano 1

Mês	Energia do Gerador FV para a Bateria [kWh/mês]	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/HP-mês]	Eficiência do Sistema de Armazenamento [%]
Janeiro	53,0221	50,8827	95,97
Fevereiro	50,2637	46,7331	92,98
Março	55,5796	51,5594	92,77
Abril	54,5455	50,6755	92,91
Mai	55,4265	51,4201	92,77
Junho	54,5812	50,69	92,87
Julho	55,3542	51,318	92,71
Agosto	55,6336	51,602	92,75
Setembro	53,8552	50,0318	92,90
Outubro	54,8779	50,9452	92,83
Novembro	54,2324	50,3445	92,83
Dezembro	53,3606	49,547	92,85
Total	650,7325	605,7493	93,09

A Tabela 47 mostra a eficiência do sistema de armazenamento ao longo dos meses do primeiro ano, através da razão entre a energia que foi usada para atendimento da carga residencial mensal durante o horário de ponta e a energia elétrica gerada pelos módulos FV que foi entregue à bateria. O valor médio da eficiência do sistema de baterias simulado foi de 93,09%, um pouco menor que o valor de 94% adotado para o dimensionamento do sistema de armazenamento. A eficiência do sistema de armazenamento é uma variável de saída do SAM e não pôde ser definida pelo usuário, sendo este o motivo da diferença entre o valor selecionado para o dimensionamento e o valor simulado.

A discriminação das fontes mensais de energia elétrica utilizadas para atender a carga mensal total de uma casa típica do caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%' ao longo do Ano 1 de simulação está apresentada na Tabela 48. As colunas mostram a energia entregue para a carga residencial mensal pelas baterias, pelo excedente de geração dos módulos FV e pela rede elétrica. A quarta coluna apresenta a soma da quantidade de energia entregue pela bateria e pelo excedente produzido pelos módulos FV a fim de ilustrar a energia total produzida pelo sistema híbrido. O consumo total foi obtido com a soma da energia fornecida pelo sistema híbrido e pela rede elétrica da concessionária.

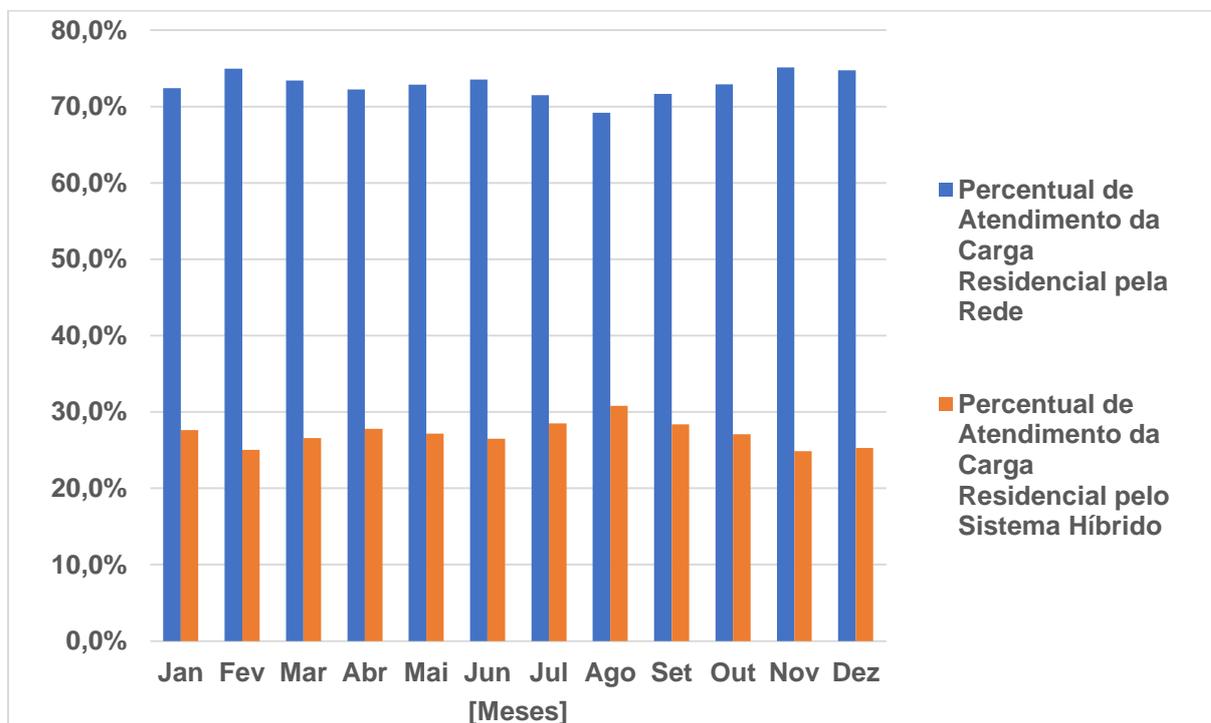
Tabela 48 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia – Ano 1

Mês	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/mês]	Energia do Gerador FV para a Carga Residencial [kWh/mês]	Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para Carga Residencial [kWh/mês]	Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial [kWh/mês]	Consumo Mensal Total [kWh/mês]
Janeiro	50,8827	33,9067	84,7894	222,2610	307,0504
Fevereiro	46,7331	30,1449	76,8780	230,1720	307,0500
Março	51,5594	30,0350	81,5944	225,4560	307,0504
Abril	50,6755	34,6101	85,2856	221,7640	307,0496
Mai	51,4201	31,9312	83,3513	223,6990	307,0503
Junho	50,6900	30,6224	81,3124	225,7370	307,0494
Julho	51,3180	36,2499	87,5679	219,4820	307,0499
Agosto	51,6020	42,9561	94,5581	212,4920	307,0501
Setembro	50,0318	37,0462	87,0780	219,9720	307,0500
Outubro	50,9452	32,2071	83,1523	223,8980	307,0503
Novembro	50,3445	25,9979	76,3424	230,7070	307,0494
Dezembro	49,5470	28,0262	77,5732	229,4770	307,0502
Total	605,7493	393,7337	999,4830	2.685,117	3.684,600

Na Tabela 48 observa-se que, em média, 16,44% da carga residencial mensal foi atendida pela bateria. Esse valor está bem próximo do valor obtido da razão entre o consumo do horário de ponta e o consumo diário de 17,29%, apresentada na Tabela 16 (pág. 87), indicando um atendimento de mais de 95% do total do consumo em HP pela bateria. Conforme mencionado anteriormente, a eficiência da bateria utilizada para o dimensionamento é maior que a eficiência do sistema simulado, sendo essa a causa para o não atendimento total da carga em horário de ponta pela bateria. Nota-se ainda que nos meses de Julho e Agosto, período de inverno cuja nebulosidade, quantidade de chuvas e temperatura são menores, a produção de energia pelo sistema híbrido (FV + bateria) foi maior do que nos outros meses para a cidade de Belo Horizonte/MG.

Os valores de energia do sistema híbrido para a carga residencial e energia da rede elétrica, oriundos da Tabela 48, são apresentados na Figura 45 de maneira percentual, a fim identificar a participação dessas fontes de energia na composição do consumo mensal médio. Os dados são válidos para o Ano 1.

Figura 45 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Composição Percentual do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia – Ano 1

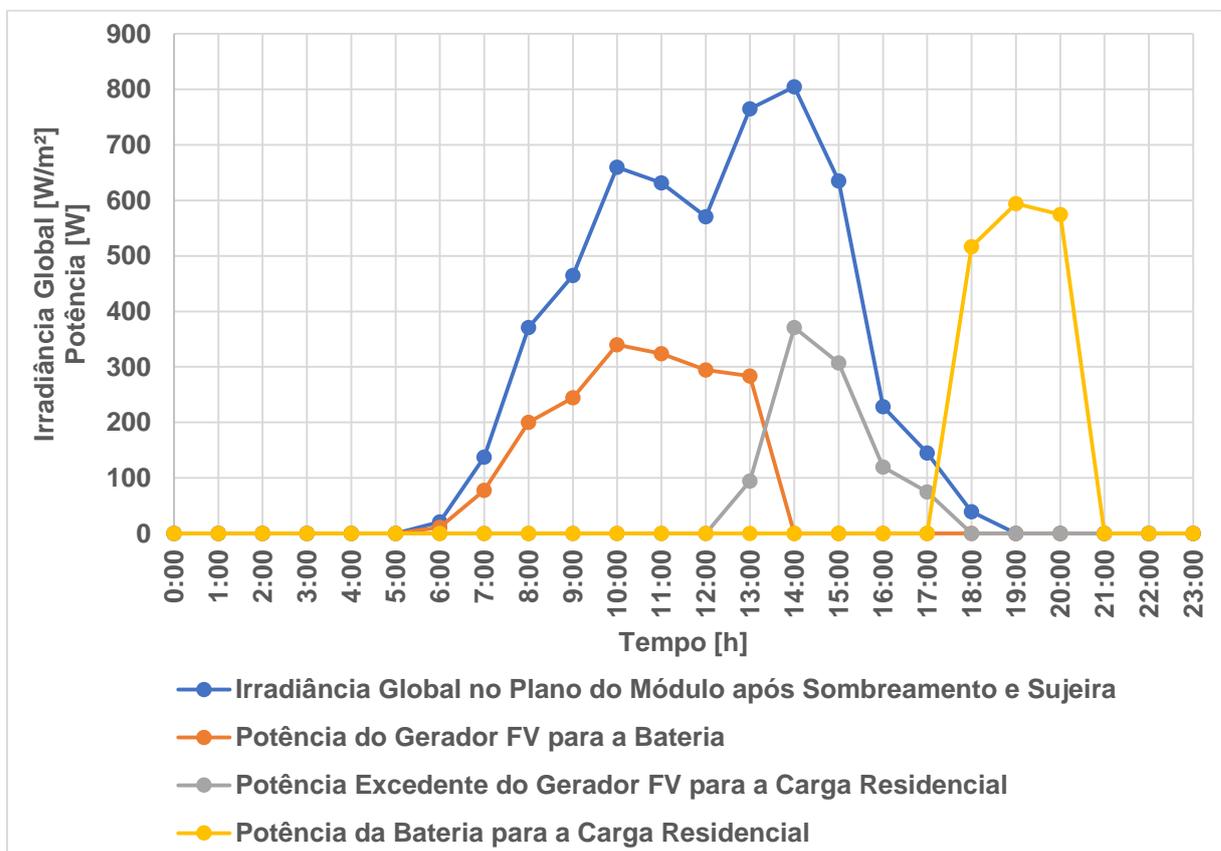


Observa-se que a energia entregue pelo sistema híbrido (FV + bateria) para a carga residencial variou ao longo do primeiro ano. Isso ocorre devido às diferentes condições climáticas de cada mês e estações do ano. Nos meses de inverno (Julho, Agosto, Setembro) há menor ocorrência de chuvas e de índices de nebulosidade em Belo Horizonte, além das temperaturas mais amenas. Aliado a essas condições, a definição da inclinação

dos módulos igual à latitude local também favoreceu a maior produção de energia nesse período. Nesses meses o percentual de participação da energia gerada pelo sistema híbrido no atendimento da carga residencial foi de 28,52%, 30,80% e 28,36%, respectivamente. O mês em que houve menor produção de energia pelo sistema híbrido foi Novembro, representando 24,86 % da carga residencial atendida. Esse resultado é condizente com os valores de irradiação diária média mensal apresentados na Tabela 29 (pág. 100), dentre os quais o menor valor de $I_{DIÁRIA}$ do ano medida para o plano inclinado ocorre em Novembro.

O comportamento do sistema simulado e da carga residencial para os dias de solstício de verão (21/12) e inverno (21/06) durante o primeiro ano de funcionamento do sistema são exibidos nas Figuras 46 e 47, respectivamente. Nos gráficos sobre o comportamento do sistema estão exibidas a irradiância total no plano do módulo, a potência elétrica entregue pelo gerador FV para a baterias, a potência elétrica excedente produzida pelos módulos FV utilizada para atendimento da carga durante parte do período fora da ponta e a potência da bateria para a carga residencial ao longo do dia em períodos horários. Os gráficos que descrevem o comportamento da carga residencial exibem a potência fornecida pela rede, pela bateria e pelo gerador FV ao longo do dia.

Figura 46 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Verão (21/12) – Ano 1



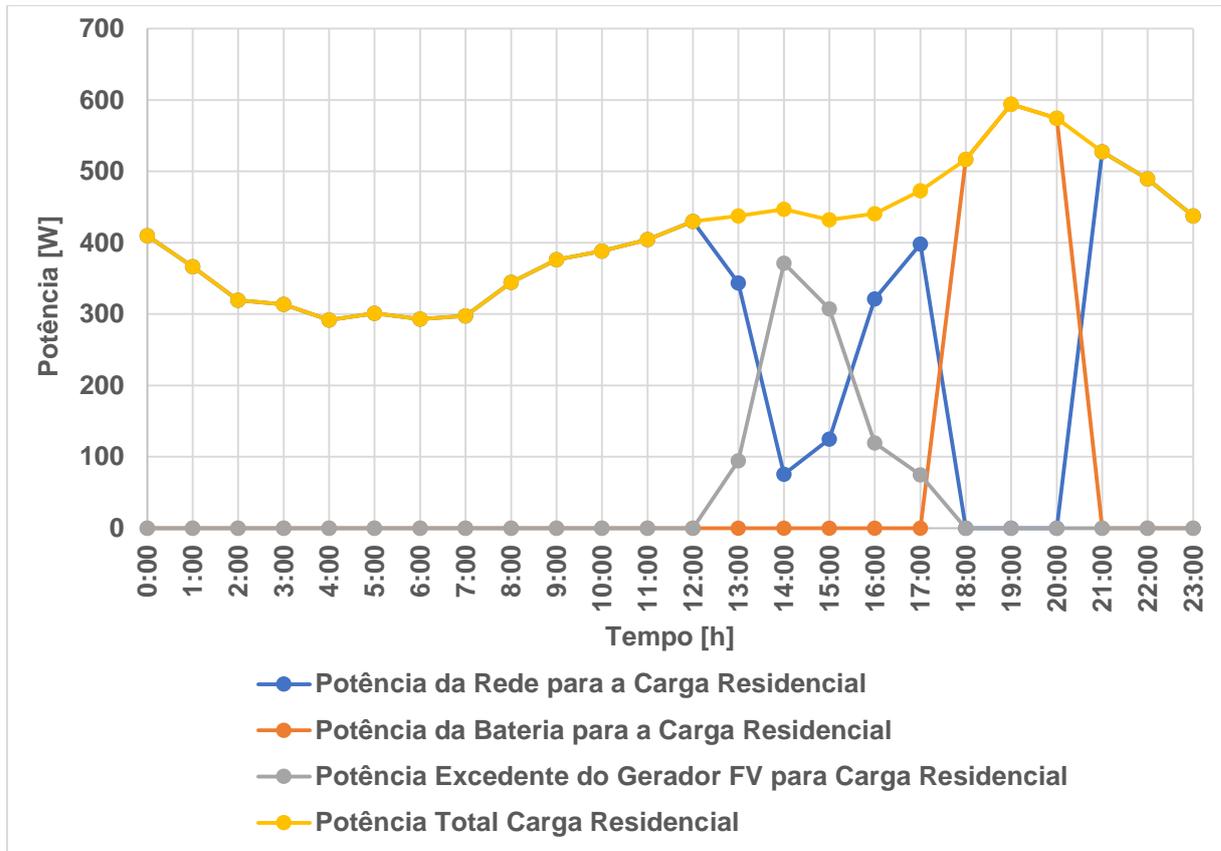
Para o dia em análise, os valores de irradiância indicam que havia radiação solar desde o período entre 05:00 e 06:00 horas até o período de 18:00 a 19:00 horas, ou seja, com mais horas de dia do que de noite, como esperado para o solstício de verão. Além disso, a irradiância global no plano dos módulos apresentou maiores valores entre 12:00 e 15:00. Observa-se também que, se somadas, as curvas de potência do gerador FV para a bateria e a de excedente para a carga residencial apresentariam um perfil similar ao da curva da irradiância global.

No período entre 13:00 e 14:00 a bateria foi carregada completamente e, neste período, começou a ocorrer excedente de energia produzida pelo gerador FV, indicado pela linha cinza. Esse excedente perdurou até intervalo entre 18:00 e 19:00 horas, quando ainda havia irradiância e, conseqüentemente, geração de energia pelo gerador FV. Entretanto, às 18:00 horas começou a ocorrer o descarregamento da bateria, sendo esta a única fonte de energia disponível. Portanto, mesmo havendo irradiância nesse horário, não houve produção de energia pelo gerador FV. A energia excedente foi entregue para a carga residencial e proporcionou economia além daquela proveniente do uso das baterias.

A bateria foi descarregada entre 18:00 e 21:00, de acordo com o horário de ponta definido no Capítulo 3 a partir da curva de carga do alimentador BHPM08. Esse processo está indicado pela linha amarela, sendo identificado como 'Potência da Bateria para a Carga Residencial' na Figura 46. As curvas laranja e amarela representam, respectivamente, o carregamento e o descarregamento do banco de baterias ao longo do dia.

O comportamento da carga residencial ao longo do solstício de verão do Ano 1 é apresentado na Figura 47. No gráfico são exibidas a potência horária fornecida para a carga residencial pela rede, pela bateria e pelo excedente de produção do sistema FV ao longo do dia para a carga residencial. O consumo total é obtido pela somatória dessas potências ('Potência Total Carga Residencial') e indica a curva de carga diária da casa típica da região de atendimento do alimentador BHPM08.

Figura 47 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Verão (21/12) – Ano 1



Na Figura 47, a linha amarela representa a curva de carga residencial diária sendo formada pela soma das potências fornecidas pela rede elétrica, pela bateria e pelo excedente produzido pelo gerador FV. Uma comparação com a curva de carga apresentada na Figura 31 (Curva de Carga do Alimentador BHPM08, pág. 70) indica um mesmo comportamento, validando a curva de carga da casa simulada. Pequenas variações se devem ao fato da curva representada pela Figura 31 ser baseada em dados coletados em intervalos de 15 minutos, enquanto que, a curva da Figura 47 foi reproduzida a partir de dados coletados a cada hora. Essa diferença entre as resoluções das curvas de carga obtida e simulada também é uma fonte de incerteza no cálculo do percentual de consumo residencial atendido pela bateria, sendo uma das explicações para a diferença dos percentuais de energia residencial atendida pela bateria (16,44%) e de consumo em horário da ponta (17,29%).

A linha azul, representando a potência transferida da rede para a carga residencial, deixa de seguir a curva de carga residencial a partir de 13:00, intervalo horário em que começou a existir excedente de produção do gerador FV, indicado pela linha cinza. Durante o intervalo do horário de ponta, a linha azul apresentou valores muito pequenos, dado que a energia necessária para o abastecimento da casa em horário de ponta passou a ser

entregue pela bateria, representada pela linha laranja. A diferença entre as eficiências de dimensionamento e da simulação fizeram com que ainda existisse um consumo ínfimo abastecido pela rede elétrica em horário de ponta.

Durante o primeiro ano de funcionamento, percebe-se que a bateria foi capaz de suprir corretamente a carga residencial durante o horário de ponta. Entretanto, ao realizar ciclos de carga e descarga, a bateria perde sua capacidade de armazenamento, como visto anteriormente. Dessa forma, em determinado período anterior à reposição da bateria, a rede deve começar a compensar essa perda de capacidade de armazenamento da bateria e sua consequente incapacidade de abastecer toda a carga em HP. No presente caso analisado, quando a bateria de 2,35 kWh chega a 60% da sua capacidade (1,41 kWh), com uma profundidade de descarga de 80%, ela consegue abastecer 1,13 kWh dos 1,77 kWh de consumo em HP. Portanto, essa diferença de cerca de 0,6 kWh deve ser compensada pela rede elétrica da concessionária. A influência do critério de reposição de 60% utilizado pelo SAM foi analisada posteriormente.

Uma outra observação da Figura 46, revela que no período de 15:00 às 19:00 a irradiância total incidente no plano do módulo decresceu e, concomitantemente, conforme mostrado na Figura 47, ocorreu a diminuição do excedente produzido pelo gerador FV. Consequentemente, houve um aumento da potência entregue pela rede elétrica à carga residencial. Portanto, as duas figuras mostram um comportamento coerente entre os dados meteorológicos, os comportamentos do sistema proposto e a carga residencial.

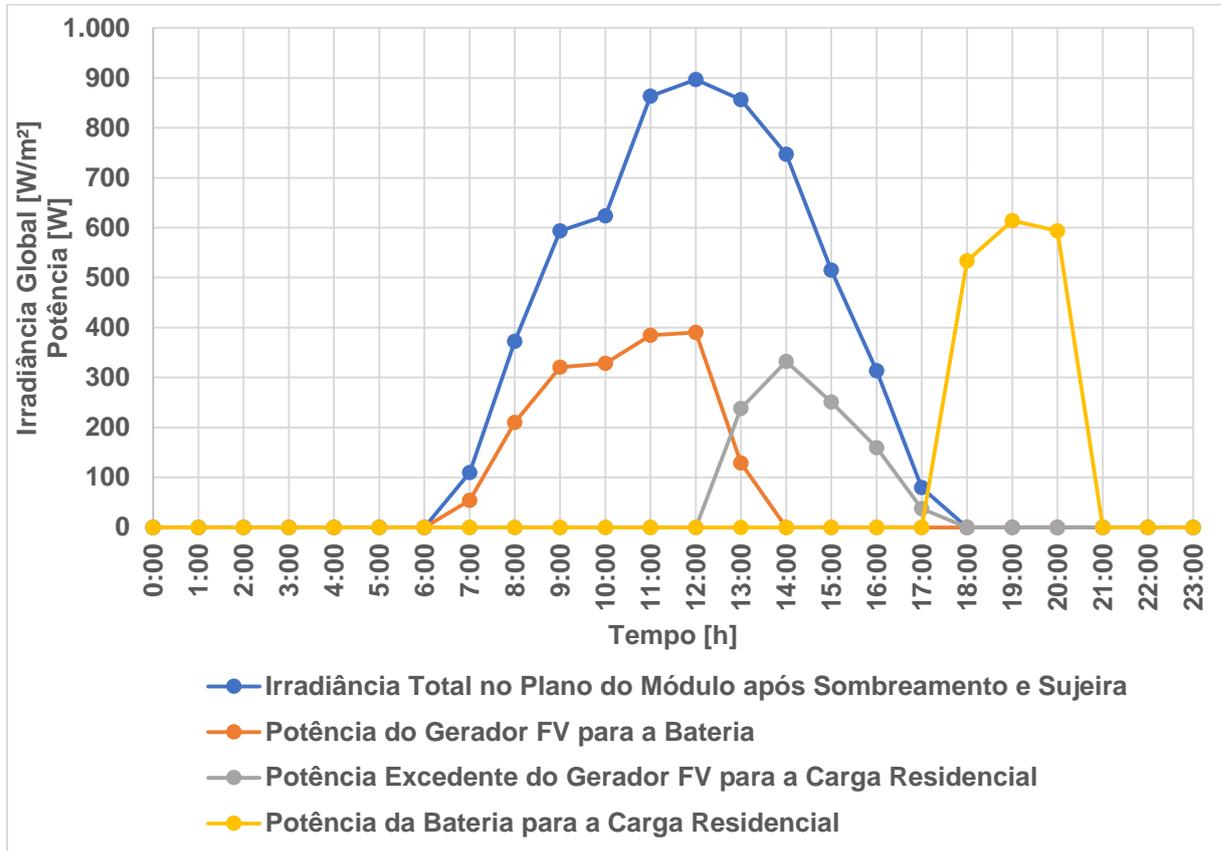
O solstício de verão é, teoricamente, o dia com maior número de horas de Sol do ano. Na prática há variações climáticas como nebulosidade que podem variar o número de horas de Sol ao longo do dia. Entretanto, para o presente trabalho, o solstício de verão foi considerado o dia com maior disponibilidade de horas de Sol do ano e, consequentemente, o caso mais favorável.

Os comportamentos do sistema e da carga residencial ao longo do solstício de inverno durante o Ano 1 são apresentados nas Figuras 48 e 49, assim como feito para o solstício de verão. O solstício de inverno foi escolhido por se tratar do dia, teoricamente, com menor quantidade de horas de Sol. Assim como no caso do solstício de verão, variações climáticas podem alterar essa quantidade de horas de Sol, mas o presente trabalho adotou o solstício de inverno como o caso menos favorável para o sistema.

Na Figura 48 são apresentadas a irradiância global no plano dos módulos incluindo perdas por sombreamento e sujeira, a potência do gerador FV para a bateria, a potência excedente gerada pelos módulos FV ('Potência excedente do Gerador FV para a Carga

Residencial') e a descarga da bateria ('Potência da Bateria para a Carga Residencial') ao longo do solstício de inverno durante o primeiro ano de funcionamento do sistema.

Figura 48 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Inverno (21/06) – Ano 1



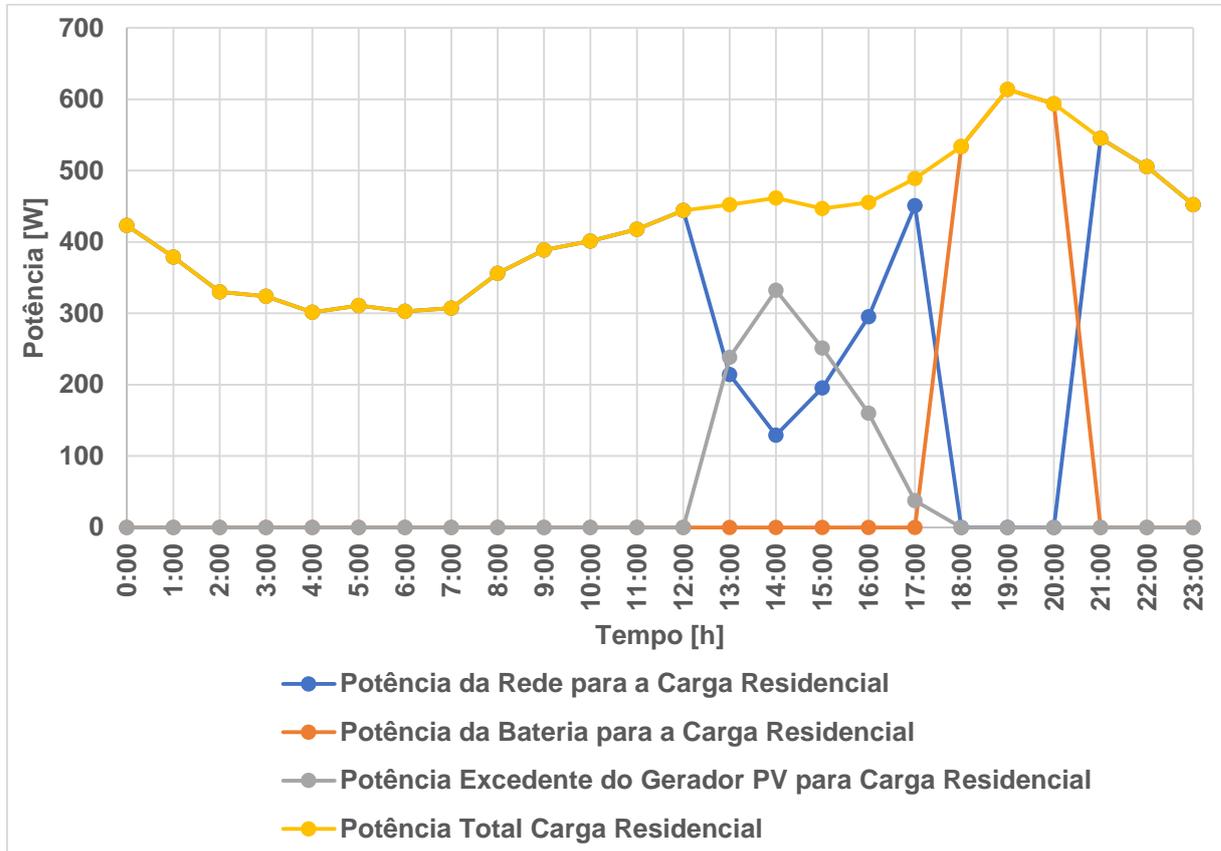
Da Figura 48, observa-se que a irradiância total no plano do módulo, incluindo perdas, possui valores não nulos entre 7:00 e 17:00. Esse período com radiação solar foi menor do que o exibido na Figura 46, como esperado, e caracteriza o solstício de inverno uma vez que o número de horas de dia é inferior ao de horas de noite. Percebe-se ainda um perfil da irradiância mais bem definido ao longo do dia quando comparado ao exibido na Figura 46.

A potência entregue pelo gerador FV, representada pela soma das linhas laranja (potência entregue à bateria) e cinza (potência excedente gerada), possui um perfil semelhante ao da irradiância global. Nota-se ainda que a bateria só foi carregada completamente após 14:00, enquanto que durante o solstício de verão já havia excedente de potência entregue pelo gerador FV para a carga desde 13:00.

O comportamento da carga residencial ao longo do solstício de inverno durante o Ano 1 de funcionamento do sistema é exibido na Figura 49. Novamente são exibidas as potências fornecidas pela rede ('Potência da Rede para a Carga Residencial'), pela bateria ('Potência da Bateria para a Carga Residencial') e pelo gerador FV ('Potência Excedente do

Gerador FV para a Carga Residencial), sendo a carga residencial diária composta pela soma dessas três parcelas.

Figura 49 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Inverno (21/06)



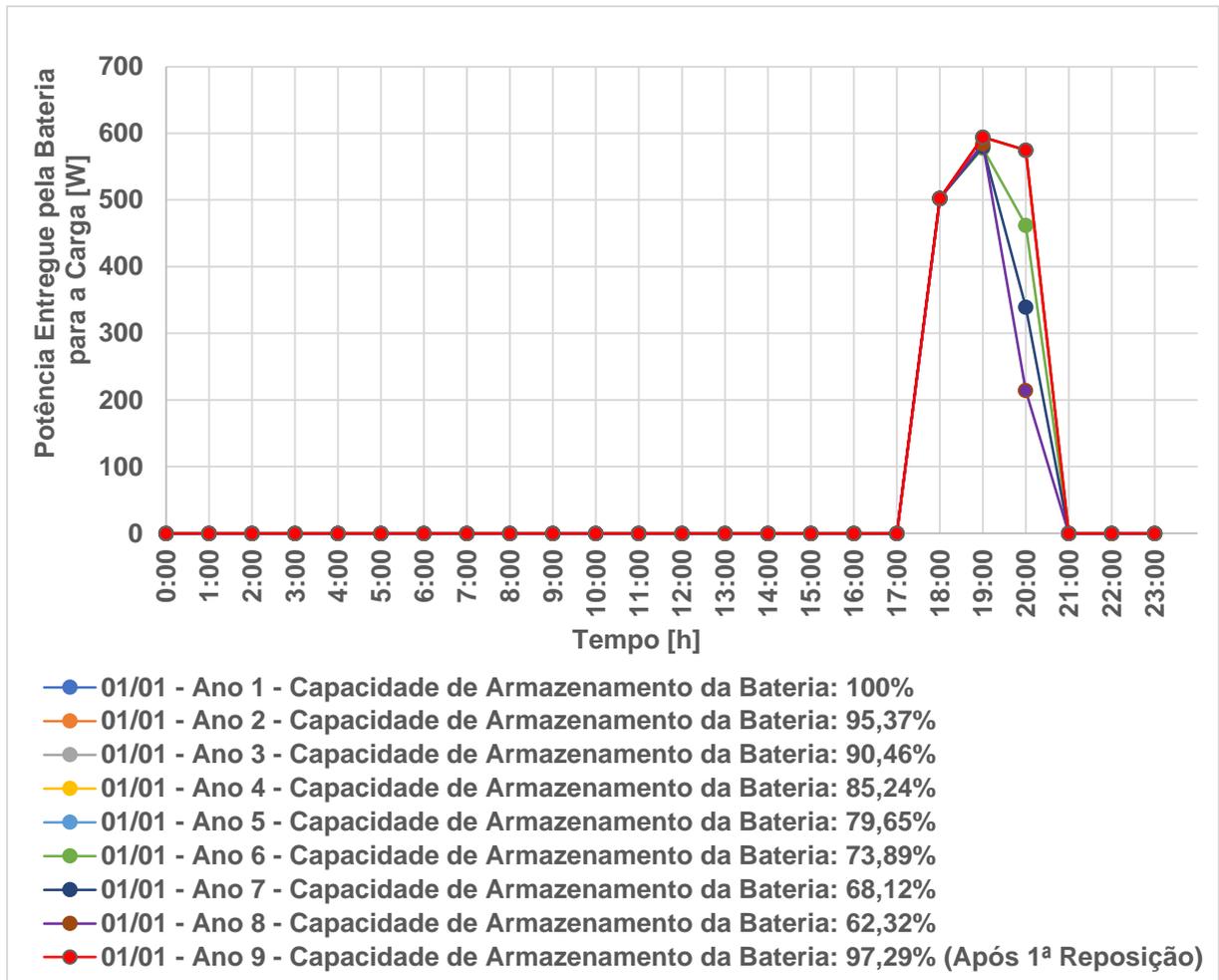
Assim como exibido na Figura 47, a curva de carga residencial apresenta comportamento similar à curva de carga mostrada na Figura 31 (pág. 70). Como a bateria demorou mais tempo para ser carregada, a potência entregue pela rede à carga foi igual ao consumo residencial até 12:00, como indicado pela linha azul. Nota-se o mesmo comportamento quando ocorreu a diminuição da irradiância: a potência fornecida pela rede elétrica aumentou e o excesso produzido pelo sistema FV, representado pela linha cinza, diminuiu. Esse comportamento foi observado entre 14:00 e 17:00.

A potência elétrica entregue pela bateria para atendimento da carga durante o horário de ponta é representada pela linha laranja, sendo a potência entregue pela rede para a carga praticamente nula nesse intervalo. O processo de descarregamento está condizente com aquele visto na Figura 48.

Conforme explicado anteriormente, o sistema de baterias perde sua capacidade de armazenamento à medida que realiza ciclos de carga e descarga. Para compensar essa perda, a rede elétrica passa a ter que atender a energia requerida em horário de ponta, uma

vez que a energia armazenada pela bateria passa a não ser suficiente. Esse comportamento é exibido na Figura 50, mostrando a potência entregue pela bateria para a carga residencial durante o dia 01 de Janeiro para os primeiros 9 anos de funcionamento do sistema, representando a influência da perda de capacidade de armazenamento da bateria. Esse período foi selecionado por ser capaz de ilustrar a perda de capacidade de armazenamento de energia pela bateria e incluir a sua primeira reposição.

Figura 50 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 9



Da Figura 50, observa-se uma sobreposição das curvas referentes aos Anos 1 a 5, indicando que nesse período a carga residencial em horário de ponta ainda era suprida somente pela potência entregue pela bateria. Mesmo com a perda de capacidade de armazenamento da bateria, observa-se que ela conseguia fornecer a energia necessária para o atendimento total da carga de horário de ponta da residência. Ressalta-se ainda que as condições meteorológicas para os dias analisados foi a mesma, uma vez que o SAM utiliza valores de um ano típico durante a simulação.

Do Ano 5 para o Ano 6 (linha verde), a perda de capacidade de armazenamento de energia pela bateria se tornou significativa a ponto de ela não conseguir suprir toda a carga residencial em horário de ponta. Esse comportamento acentua-se à medida que passam-se os anos e a capacidade de armazenamento da bateria decresce pela realização de ciclos de carga e descarga, implicando na maior necessidade da utilização da energia proveniente da rede elétrica da concessionária.

Entre os Anos 8 (linha roxa) e 9 (linha vermelha), a bateria atingiu a sua capacidade de armazenamento limite de 60% sendo necessária sua reposição. Dessa forma, o sistema de armazenamento de energia retornou a condições próximas das iniciais e conseguiu novamente suprir a carga residencial em horário de ponta, conforme exibido pela linha vermelha. Nota-se ainda que essa linha também se sobrepõe às linhas referentes aos Anos 1 a 5. Durante o período anterior à próxima reposição, o comportamento da potência entregue pela bateria deveria ser igual ao exibido pelas linhas da Figura 50.

Na seção de Análises Paramétricas foi feita uma investigação do sistema proposto levando em conta essa influência da perda de capacidade durante o dimensionamento da bateria. Dessa forma, espera-se que não haja necessidade de complementação da energia elétrica da rede durante o horário de ponta com o passar dos anos. Entretanto, espera-se um sobredimensionamento das baterias, que torna o sistema proposto mais caro.

A energia entregue pela bateria e a energia excedente do gerador FV que foram entregues à carga residencial para cada um dos anos do período de análise de acordo com resultados do SAM são exibidas na Tabela 49. A quarta coluna, referente à energia do sistema híbrido entregue para a carga residencial, foi obtida pela soma da segunda e terceira colunas, energia da bateria e energia dos módulos FV para a carga residencial, respectivamente. A quinta coluna, 'Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial', foi obtida como resultado da simulação. A última coluna representa o consumo anual, que pôde ser obtido pela multiplicação do consumo mensal pelo número de meses do ano (307,05 kWh x 12 meses) ou pela soma da quarta e quinta colunas da Tabela 49.

Tabela 49 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Anual por Fontes de Energia – Anos 1 a 25

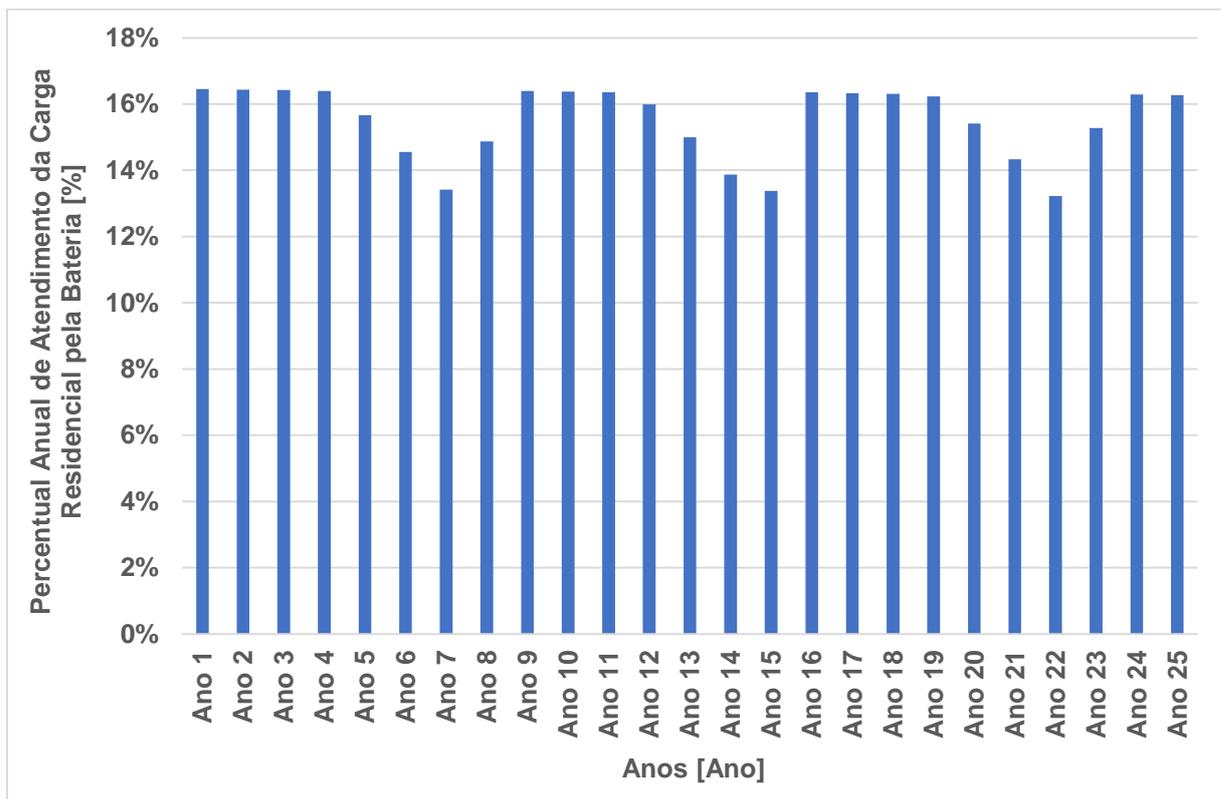
Ano	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/ano]	Energia do Gerador FV para a Carga Residencial [kWh/ano]	Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para Carga Residencial [kWh/ano]	Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial [kWh/ano]	Consumo Anual Total [kWh/ano]
Ano 1	606,094	390,296	996,390	2.688,210	3.684,600
Ano 2	605,672	381,518	987,190	2.697,410	3.684,600
Ano 3	605,143	375,077	980,220	2.704,380	3.684,600
Ano 4	603,927	368,583	972,510	2.712,090	3.684,600
Ano 5	577,137	389,143	966,280	2.718,320	3.684,600
Ano 6	536,226	424,914	961,140	2.723,460	3.684,600
Ano 7	494,221	462,179	956,400	2.728,200	3.684,600
Ano 8	547,911	403,719	951,630	2.732,970	3.684,600
Ano 9	604,055	339,435	943,490	2.741,110	3.684,600
Ano 10	603,410	333,350	936,760	2.747,840	3.684,600
Ano 11	602,746	326,804	929,550	2.755,050	3.684,600
Ano 12	589,299	333,591	922,890	2.761,710	3.684,600
Ano 13	552,517	365,303	917,820	2.766,780	3.684,600
Ano 14	511,059	402,061	913,120	2.771,480	3.684,600
Ano 15	492,747	414,973	907,720	2.776,880	3.684,600
Ano 16	602,678	298,812	901,490	2.783,110	3.684,600
Ano 17	601,481	293,389	894,870	2.789,730	3.684,600
Ano 18	600,859	287,631	738,150	2.796,110	3.684,600
Ano 19	598,093	282,907	733,560	2.803,600	3.684,600
Ano 20	567,784	308,476	729,630	2.808,340	3.684,600
Ano 21	528,197	343,363	725,960	2.813,040	3.684,600
Ano 22	487,122	379,868	722,070	2.817,610	3.684,600
Ano 23	562,922	300,138	720,820	2.821,540	3.684,600
Ano 24	600,153	255,227	716,790	2.829,220	3.684,600
Ano 25	599,347	249,813	712,610	2.835,440	3.684,600

Observa-se que a participação da energia da bateria para a carga residencial decresceu com o passar dos anos. Entretanto, após as reposições (por exemplo entre os Anos 8 e 9, como visto na Figura 50), a energia entregue pela bateria à carga retornava a um patamar próximo das condições iniciais. Como houve um sobredimensionamento do gerador FV, à medida que a participação da bateria diminuía, ocorria um aumento da entrega de energia excedente do gerador FV para a carga residencial. Uma vez que a capacidade de armazenamento da bateria diminui com o passar dos anos, o gerador FV passava a ter que carregar uma quantidade menor de energia da bateria e,

consequentemente, havia um maior excedente de produção pelo gerador FV. Entretanto, a participação do sistema híbrido (FV + bateria) diminuiu com o passar dos anos uma vez que os módulos FV também estavam sujeitos à queda de rendimento (i.e., taxa de deterioração anual). Por esse motivo, o gerador FV não conseguiu balancear a queda da participação de entrega de energia pela bateria para a carga residencial e, assim, houve uma queda da energia entregue por todo o sistema híbrido e um aumento da entrega de energia pela rede elétrica para a carga residencial ao longo do período de análise.

A participação percentual da energia entregue pela bateria com relação à energia total requisitada pela residência anualmente está exibida no gráfico da Figura 51. Ela foi obtida a partir da razão entre os valores da segunda ('Energia Entregue pela Bateria para a Carga Residencial') e última ('Consumo Anual Total') colunas da Tabela 49.

Figura 51 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%: Percentual Anual de Atendimento da Carga Residencial pela Bateria – Anos 1 a 25



As informações apresentadas pela Figura 50 e pela Tabela 49 corroboram o gráfico da Figura 51. Durante a vida útil da bateria, ela apresentou perda de capacidade de armazenamento devido à realização de ciclos de carga e descarga e, consequentemente, passava a ter menor participação no atendimento da carga residencial. Do oitavo para o nono ano ocorreu uma reposição, indicada pela mudança do comportamento de queda da participação da energia entregue pela bateria. Após a reposição, a participação da bateria

no atendimento da carga residencial retornou a um patamar próximo ao das condições iniciais de funcionamento do sistema. Nota-se ainda que esse comportamento cíclico se repetia até que ocorressem novas reposições.

Ainda da Figura 51, observa-se que do Ano 1 ao 4 o percentual de atendimento pela bateria manteve-se em um patamar quase constante, com uma queda de 0,06% entre esses anos. Isso ocorreu porque nesse período, mesmo com a queda da capacidade de armazenamento da bateria, a energia restante armazenada pela bateria ainda era capaz de abastecer a residência em horário de ponta. No dia 01/01 do Ano 4, por exemplo, quando a capacidade de armazenamento da bateria era de 85,24%, a bateria armazenava ainda 2,1 kWh ($0,8524 \times 2,4624$ kWh, onde 2,4624 kWh foi a capacidade de armazenamento inicial simulada). Como a profundidade de descarga é de 80%, nesse dia a bateria conseguia entregar 1,68 kWh de energia, apenas 0,9 kWh a menos do que o consumo em horário de ponta. Entre os anos 5 e 7, as quedas percentuais de atendimento da carga pela bateria foram de 1,01% entre os anos 5 e 6 e de 1,13% entre os anos 6 e 7. Nesses casos, a capacidade de armazenamento restante da bateria já não era mais suficiente para atender a carga residencial em horário de ponta. Como a bateria teve uma queda de capacidade de armazenamento quase linear durante um ano, como visto na Figura 50, o mesmo ocorreu com a queda na sua participação no percentual de atendimento da carga residencial em horário de ponta nesse intervalo entre os anos 5 e 7.

As tabelas e gráficos apresentados nessa seção mostraram o comportamento do sistema FV com bateria proposto em períodos de análise diário, mensal e anual. Além disso, os dados apresentados foram capazes de caracterizar o comportamento do sistema proposto e também da bateria e da carga elétrica residencial ao longo do Ano 1, além da influência da perda de capacidade de armazenamento da bateria no comportamento da carga do sistema ao longo do período de análise completo.

Os dias escolhidos para a análise diária do sistema foram aqueles em que havia mais e menos horas de Sol ao longo do primeiro ano, de maneira a mostrar o funcionamento do sistema simulado nos respectivos casos mais e menos favoráveis do ponto de vista de disponibilidade de radiação solar. Apesar de possuir perfis de irradiância incidente no plano do módulo e de carregamento/descarregamento da bateria distintos para os solstícios de verão e inverno, o sistema de armazenamento de energia foi capaz de atender a carga residencial em horário de ponta, conforme esperado. Além disso, nas duas situações analisadas, houve excedente de geração de energia pelo gerador FV, indicando seu correto dimensionamento e atendimento do seu propósito principal de carregar o sistema de armazenamento de energia.

A perda da capacidade de armazenamento por parte das baterias fez com que ao longo dos anos a participação delas no atendimento da carga residencial diminuísse, até que ela fosse repostas. Uma análise paramétrica da influência do critério de reposição das baterias e do sobredimensionamento das baterias foi realizada posteriormente.

4.2. BHSO11, Li-íon, DoD = 80%

Dentre as 16 simulações realizadas e cujos “Resultados Básicos” foram expostos na Tabela 46 (pág. 125), o caso ‘BHSO11, Li-íon, DoD = 80%’ foi aquele que obteve melhores resultados, sendo o único com Valor Presente Líquido (VPL) positivo no cenário base. Neste caso, uma casa típica da região de atendimento tinha consumo médio mensal calculado de 209,19 kWh/mês e consumo em horário de ponta de 1,26 kWh/HP. As tabelas e os gráficos referentes ao caso ‘BHSO11, Li-íon, DoD = 80%’ são apresentados na mesma ordem daqueles exibidos na seção 4.1..

Os dados de energia entregue pelo gerador FV para a bateria (energia carregada) e de energia da bateria para a carga residencial (energia descarregada) são apresentados na Tabela 50. A razão entre a energia descarregada e a energia carregada forneceu a eficiência do sistema de armazenamento para essa simulação.

Tabela 50 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Energia Mensal Carregada e Descarregada pela Bateria - Ano 1

Mês	Energia do Gerador FV para a Bateria [kWh/mês]	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/HP-mês]	Eficiência do Sistema de Armazenamento [%]
Janeiro	38,1505	36,5165	95,72
Fevereiro	38,5335	35,7904	92,88
Março	40,2628	37,2226	92,45
Abril	40,1718	37,2225	92,66
Mai	40,2548	37,2226	92,47
Junho	40,241	37,2225	92,50
Julho	40,3022	37,2226	92,36
Agosto	40,2349	37,2226	92,51
Setembro	39,799	36,8888	92,69
Outubro	40,1788	37,1666	92,50
Novembro	40,1288	37,2225	92,76
Dezembro	39,657	36,6775	92,49
Total	477,9151	443,5977	92,82

A eficiência média do sistema de armazenamento simulado para o primeiro ano foi de 92,82%. Assim como no caso ‘BHPM08, Li-íon, DoD = 80%’ esse valor é um pouco menor

que o valor de eficiência utilizado para o dimensionamento da bateria (94%). Novamente, ressalta-se que a eficiência do sistema de armazenamento é um dado de saída do SAM que não pôde ser definido pelo usuário, sendo essa a explicação para a diferença entre o valor utilizado para o dimensionamento e na simulação.

A composição do consumo mensal médio da casa típica do caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' de acordo com a fonte de energia para o primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido simulado é apresentada na Tabela 51. A primeira e a segunda colunas indicam a quantidade de energia fornecida pela bateria e o excedente de energia produzido pelo gerador FV (que foi transferido para a carga residencial) respectivamente. A soma dessas parcelas é indicada na terceira coluna, que representa a energia total do sistema híbrido para a carga residencial. A penúltima coluna representa a energia que a rede elétrica da concessionária deve fornecer para a carga residencial e a última coluna apresenta o consumo mensal total, dado pela soma das energias do sistema híbrido e da rede elétrica da concessionária para a carga residencial.

Tabela 51 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1

Mês	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/mês]	Energia do Gerador FV para a Carga Residencial [kWh/mês]	Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para Carga Residencial [kWh/mês]	Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial [kWh/mês]	Consumo Mensal Total [kWh/mês]
Janeiro	36,5165	32,5319	69,0484	140,1414	209,1898
Fevereiro	35,7904	32,3839	68,1743	141,0159	209,1902
Março	37,2226	33,2431	70,4657	138,7239	209,1896
Abril	37,2225	34,8660	72,0885	137,1019	209,1904
Maio	37,2226	32,7778	70,0004	139,1897	209,1901
Junho	37,2225	33,5052	70,7277	138,4627	209,1904
Julho	37,2226	33,6444	70,8670	138,3235	209,1905
Agosto	37,2226	36,8116	74,0342	135,1555	209,1897
Setembro	36,8888	35,6938	72,5826	136,6073	209,1899
Outubro	37,1666	32,9097	70,0763	139,1140	209,1903
Novembro	37,2225	29,9206	67,1431	142,0474	209,1905
Dezembro	36,6775	30,3550	67,0325	142,1573	209,1898
Total	443,5977	398,6430	842,2407	1.668,0405	2.510,2812

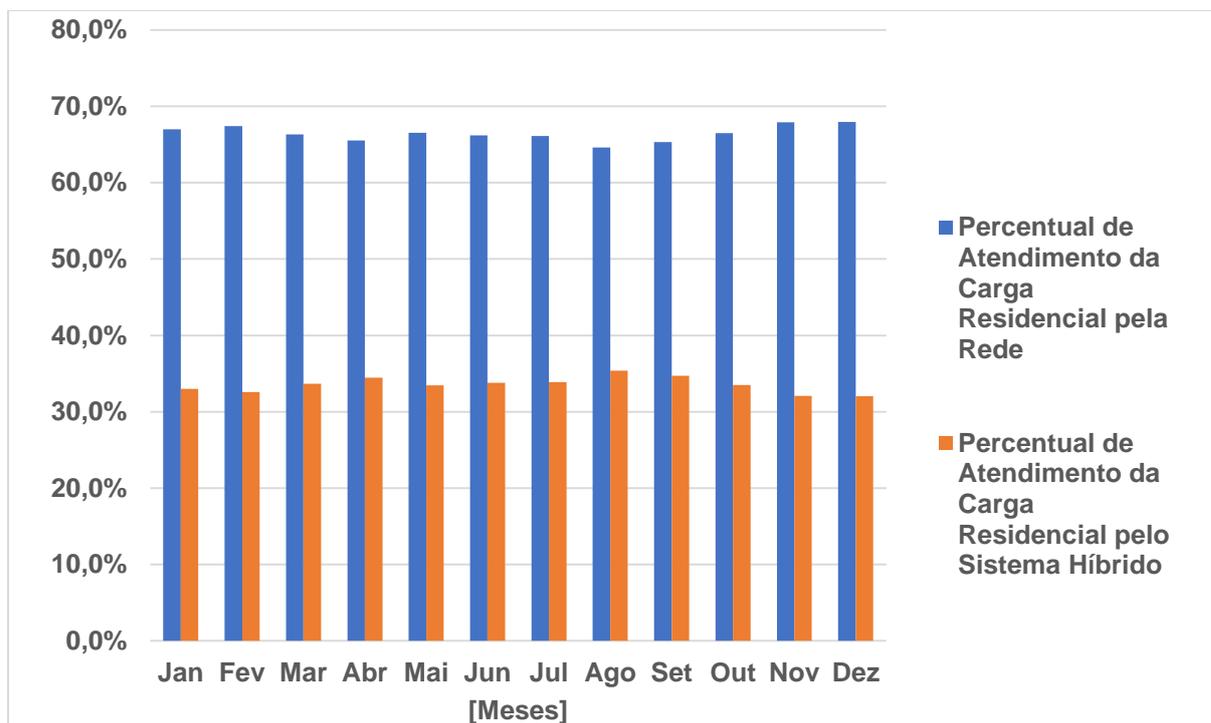
De acordo com os dados apresentados na Tabela 51, a bateria foi responsável pelo atendimento de 17,67% da carga residencial no Ano 1 de funcionamento do sistema híbrido proposto. Esse valor está bem próximo ao valor da razão entre o consumo em horário de ponta e o consumo diário apresentado na Tabela 16 (pág. 87) de 18,09%, indicando um

atendimento de quase 98% do total do consumo em horário de ponta pela bateria. Ressalta-se novamente que a diferença entre as eficiências utilizadas para o dimensionamento e do sistema simulado são a causa para o não atendimento total da carga em HP pela bateria.

Ainda da Tabela 51, nota-se que os meses de Agosto e Setembro foram os que apresentaram maior geração de energia pelo sistema híbrido, assim como no caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%'. Apesar de serem meses de inverno, quando a distância do Sol para o hemisfério sul é maior, a inclinação dos módulos do gerador FV igual a latitude local favoreceu a maior produção de energia nesses meses.

A composição percentual do consumo residencial mensal médio de acordo com a fonte de energia para o Ano 1 de funcionamento do sistema é apresentada no gráfico de barras da Figura 52. As barras azuis representam o percentual de atendimento da carga residencial pela rede, enquanto que as barras laranjas representam o percentual de atendimento da carga residencial pelo sistema híbrido (FV + bateria).

Figura 52 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Composição Percentual do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1



Assim como na Figura 45 (pág. 132), referente ao caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', observa-se uma variação da energia entregue pelo sistema híbrido para a carga residencial ao longo do primeiro ano de funcionamento do sistema. Os meses de Julho, Agosto e Setembro, que possuem as melhores condições climáticas para geração de energia por

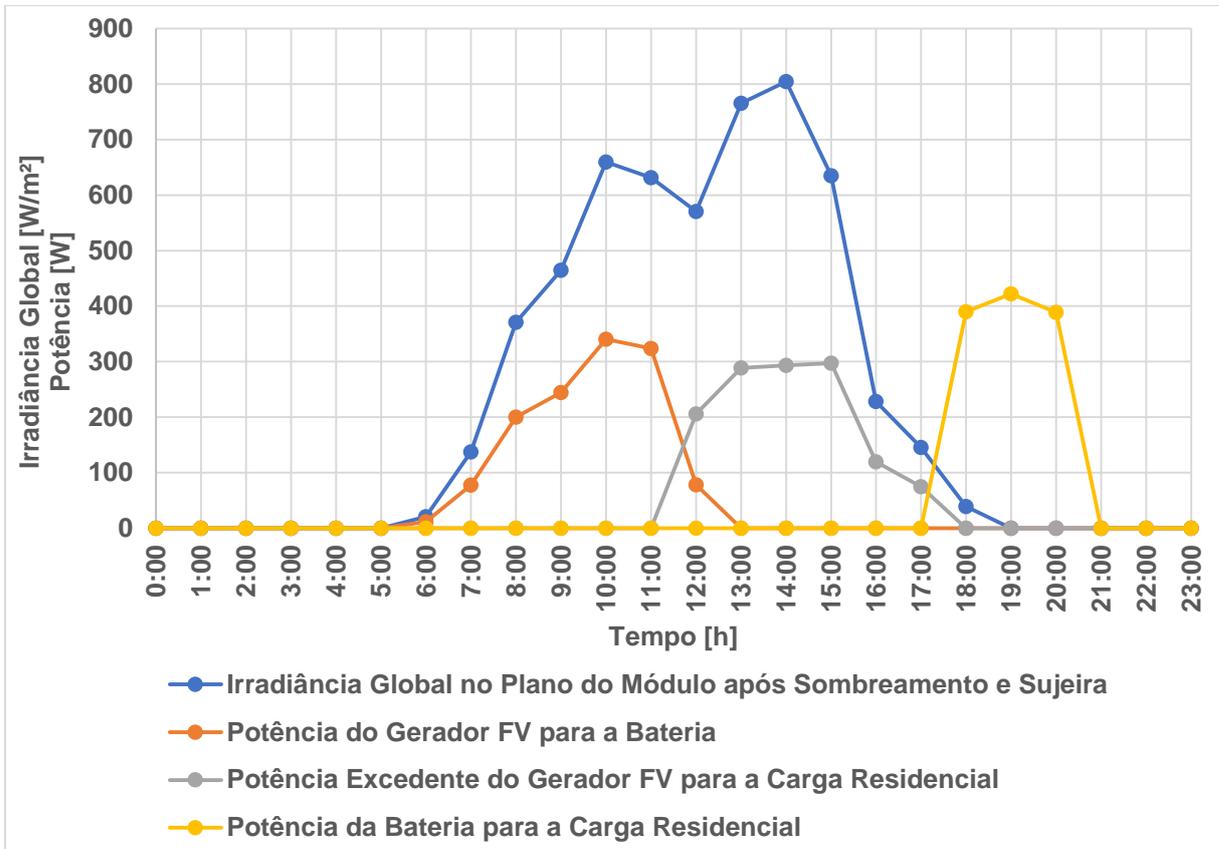
geradores FV foram aqueles em que houve maior participação do sistema híbrido no atendimento da carga residencial.

Ainda com relação à Figura 45, observa-se que o sistema híbrido do presente caso ('BHSO11, Li-íon, DoD = 80%') apresentou maiores percentuais de atendimento do que o caso anterior ('BHPM08, Li-íon, DoD = 80%'). Nos meses de Julho, Agosto e Setembro, por exemplo, esse percentual foi igual a 33,88%, 35,39% e 34,70%, respectivamente, contra 28,52%, 30,80% e 28,36% para os mesmos meses do caso anterior. Essa diferença ocorreu devido à menor capacidade de armazenamento calculada da bateria do caso BHSO11. Como o gerador FV dos dois casos era igual (Tabela 44, pág. 121), a bateria do presente caso era carregada mais rapidamente e havia mais excedente de energia produzida pelo gerador FV para ser transferida para a carga residencial, aumentando a participação do sistema híbrido no atendimento da carga residencial total.

Outro comportamento similar observado tanto na Figura 45 quanto na Figura 52 foi o fato de Novembro ser o mês com menor participação percentual do sistema híbrido no atendimento da carga residencial total, com 32,10%. Isso ocorre devido ao fato de Novembro ser o mês com menor irradiação diária média mensal do ano quando os módulos possuem inclinação igual à latitude de Belo Horizonte, conforme visto na Tabela 29.

Assim como no caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', foram verificados os comportamentos do sistema híbrido simulado e da carga residencial para os dias de solstício de verão (21/12) e inverno (21/06) durante o primeiro ano. O comportamento do sistema híbrido para o solstício de verão está exibido no gráfico da Figura 53. A irradiância global no plano do módulo com perdas incluídas é representada pela linha azul, a potência do gerador FV para a bateria pela linha laranja, a potência excedente do gerador FV para a carga residencial pela linha cinza e a potência da bateria para a carga residencial pela linha amarela.

Figura 53 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1



Como o banco de dados meteorológicos do SAM utilizou valores de irradiância para um ano típico, o perfil da irradiância global no plano do módulo com perdas incluídas (linha azul) apresentado na Figura 53 é igual ao da Figura 46 (pág. 133), por se tratar do mesmo dia e local de análise. Da mesma forma, observa-se que houve radiação solar desde o período entre 05:00 e 06:00 horas até o período entre 18:00 e 19:00 horas, característica típica do solstício de verão.

A potência do gerador FV para a bateria (linha laranja) pode ser entendida como o período de carregamento da bateria. O gerador FV do presente caso era o mesmo de 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%' e a bateria possuía menor capacidade de armazenamento, fazendo com que o carregamento completo da bateria fosse realizado mais rapidamente. De acordo com a Figura 53, o carregamento foi completado entre 12:00 e 13:00 horas, enquanto na Figura 46 o término do carregamento ocorre entre 13:00 e 14:00 horas.

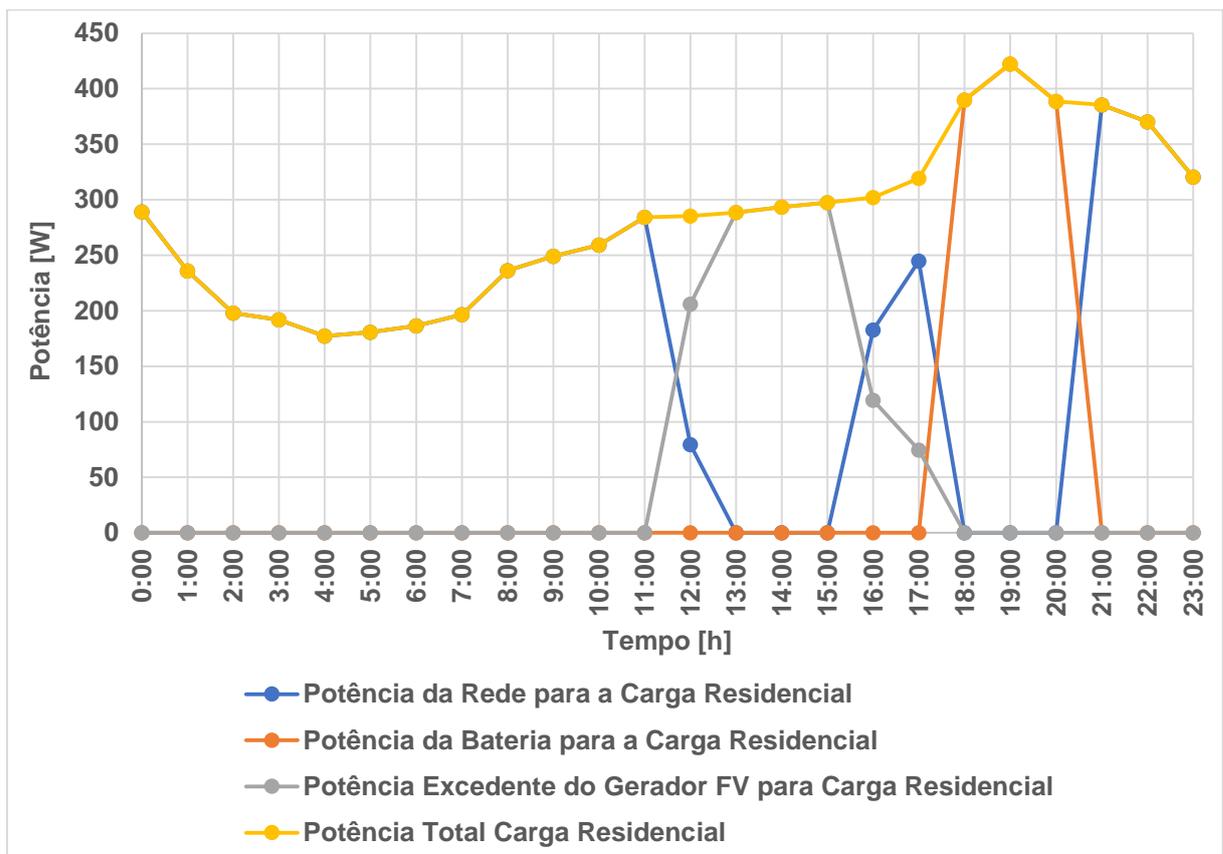
O perfil resultante da soma das curvas de potência do gerador FV para a bateria e de potência excedente do gerador FV para a carga residencial (linha cinza) possui comportamento similar ao da curva de irradiância global. Quando comparado ao da Figura 46, o excedente de potência do gerador FV da Figura 53 foi maior, comprovando a análise

da Figura 52. Observa-se que, mesmo com irradiância entre 18:00 e 19:00 horas, não houve geração de energia pelos módulos, já que nesse horário a fonte de energia preferencial era a bateria.

A potência da bateria para a carga residencial (linha amarela) pode ser entendida como o período de descarregamento da bateria. Como o consumo diário e em horário de ponta eram menores, a sua curva é menor do que aquela apresentada na Figura 46. Entretanto, o atendimento pleno do consumo em HP foi garantido pela bateria.

O comportamento da carga residencial durante o solstício de verão do Ano 1 está exibido na Figura 54. A potência total da carga residencial é representada pela linha amarela, a potência excedente do gerador FV para a carga residencial pela linha cinza, a potência da bateria e a da rede elétrica para a carga residencial pelas linhas laranja e azul, respectivamente.

Figura 54 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1



A curva da potência total da carga residencial da Figura 54, dada pela soma das outras três curvas, apresenta um perfil próximo ao da curva exibida na Figura 32 (Curva de Carga do Alimentador BHSO11, pág. 71). A diferença entre elas ocorreu devido a quantidade de pontos para elaboração das curvas. Enquanto na Figura 32 os pontos foram

obtidos a cada 15 minutos, na Figura 54 eles foram horários, havendo uma perda de resolução da curva. Essa perda de resolução é uma das causas da diferença entre os percentuais de atendimento da carga residencial pela bateria (17,67%) e do horário de ponta com relação ao consumo diário (18,09%). A área abaixo da curva de carga no horário de ponta é afetada pela perda de resolução, afetando os percentuais citados anteriormente.

A potência entregue pela rede elétrica da concessionária acompanhou a curva de carga residencial até 12:00 horas, horário em que a bateria passou a estar totalmente carregada e começou a haver potência excedente do gerador FV para a carga residencial. No caso em análise, esse excedente foi capaz de atender completamente a carga residencial entre 13:00 e 15:00 horas no solstício de verão do Ano 1. Nesse intervalo e durante o horário de ponta, os valores de potência fornecida pela rede elétrica eram praticamente nulos. Entre 15:00 e 18:00 horas a irradiância global no plano do módulo decresceu (Figura 53) e, conseqüentemente, a geração de energia pelos módulos FV também (Figura 54). Nesse período, o excedente produzido pelo gerador FV foi incapaz de atender completamente a carga residencial e houve complementação do consumo residencial pela potência da rede elétrica da concessionária.

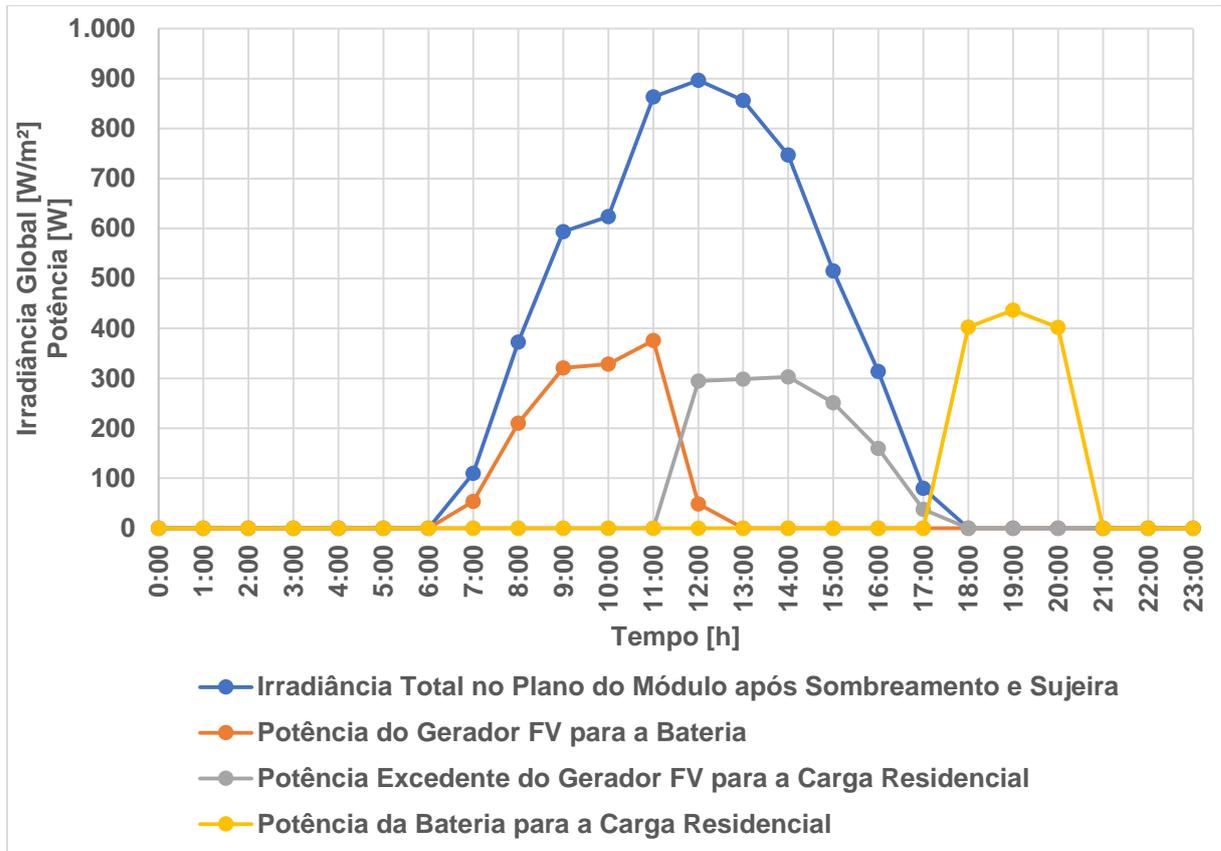
O descarregamento da bateria, representado pela potência da bateria para a carga residencial, é exibido pela curva laranja. Como esperado, a carga residencial em horário de ponta foi suprida pela bateria durante o primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido. Uma análise da influência da perda da capacidade de armazenamento da bateria ao longo dos anos e a consequência dessa perda para o funcionamento do sistema foi feita posteriormente, assim como aquela apresentada na Figura 50.

Conforme mencionado na seção 4.1., o solstício de verão é, teoricamente, o dia com maior disponibilidade de horas de radiação solar no ano. Apesar da ocorrência de variações climáticas ao longo do dia, o solstício de verão foi considerado como o melhor caso para o presente trabalho.

De maneira antagônica, considera-se que o solstício de inverno, no dia 21/06, é o pior caso, devido à menor disponibilidade de horas de Sol ao longo do dia. Uma análise similar àquela feita para o solstício de verão foi realizada, investigando o funcionamento do sistema híbrido e da carga residencial ao longo do solstício de inverno.

O comportamento do sistema híbrido ao longo do solstício de inverno (21/06) do Ano 1 de funcionamento é apresentado na Figura 55. A irradiância total no plano do módulo com perdas incluídas, a potência do gerador FV para a bateria, a potência excedente do gerador FV para a carga residencial e a potência da bateria para a carga residencial são representadas pelas linhas azul, laranja, cinza e amarela, respectivamente.

Figura 55 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1



O perfil da irradiância total no plano do módulo com perdas incluídas da Figura 55 apresentou o mesmo comportamento daquele exibido na Figura 48 (pág. 137). Novamente, isso ocorre porque o SAM utilizou um banco de dados meteorológicos que usa valores de um ano típico e a simulação foi feita para uma mesma localidade. Observa-se ainda que a quantidade de horas de irradiância ao longo do dia foi menor do que aquela apresentada para o solstício de verão (Figura 53).

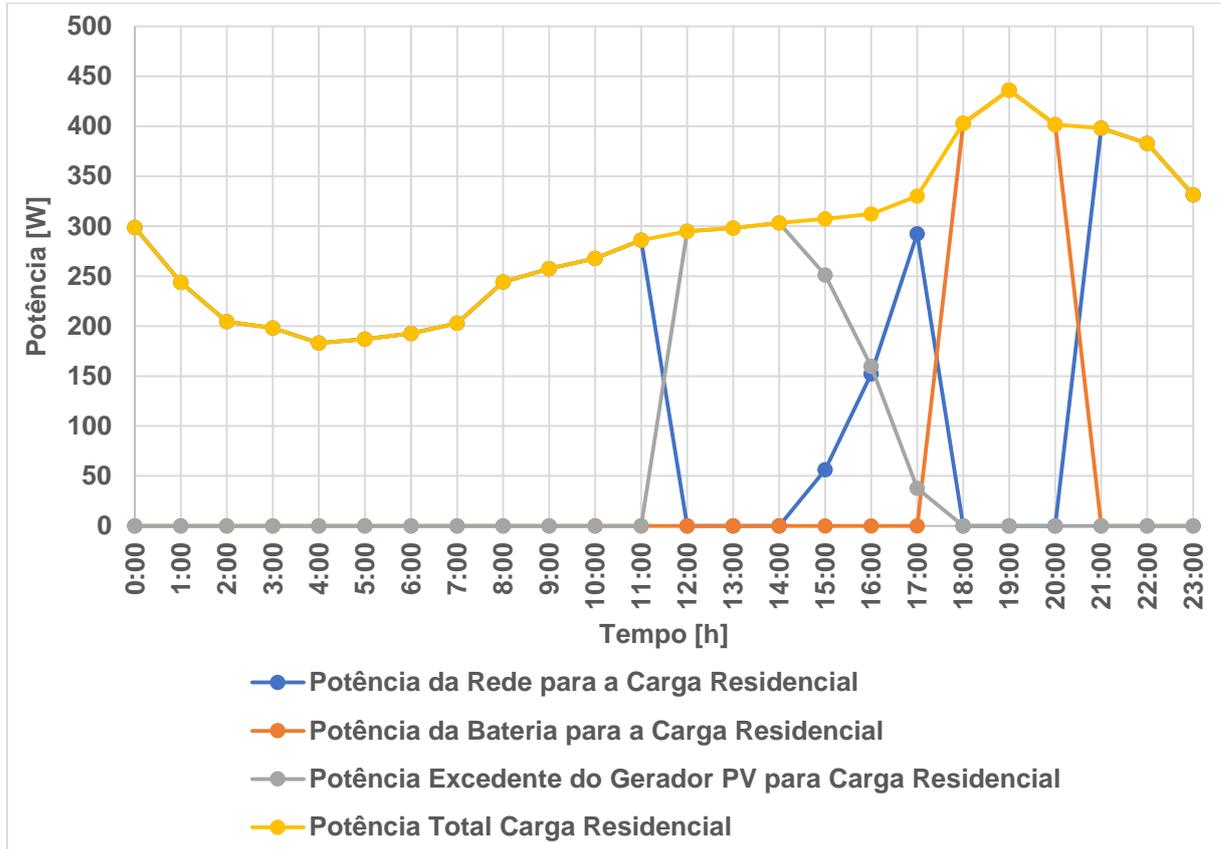
Assim como no solstício de verão, a bateria foi completamente carregada até 12:00 horas quando passa a ocorrer excedente de produção do gerador FV, que era transferido para a carga residencial. A soma dessas duas curvas indica a produção total de energia pelo gerador FV ao longo do dia e seu perfil seria similar ao perfil da irradiância total no plano do módulo.

O descarregamento da bateria foi caracterizado pela potência da bateria para a carga residencial. Conforme esperado, ele ocorreu somente durante o horário de ponta, entre 18:00 e 21:00 horas, atendendo o consumo residencial nesse intervalo.

O comportamento da carga residencial durante o solstício de inverno do Ano 1 é apresentado na Figura 56. A curva de carga residencial, dada pela linha amarela (potência

total da carga residencial), foi obtida pelo somatória da potência das 3 possíveis fontes de energia do sistema: bateria (linha laranja), excedente do gerador FV (cinza) e a rede elétrica da concessionária (linha azul).

Figura 56 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1



Da mesma forma que na Figura 54, a curva de carga residencial da Figura 56 possui o mesmo perfil da curva apresentada na Figura 32 (Curva de Carga do Alimentador BHSO11, pág. 71), com pequenas diferenças relativas à menor resolução de pontos da Figura 56.

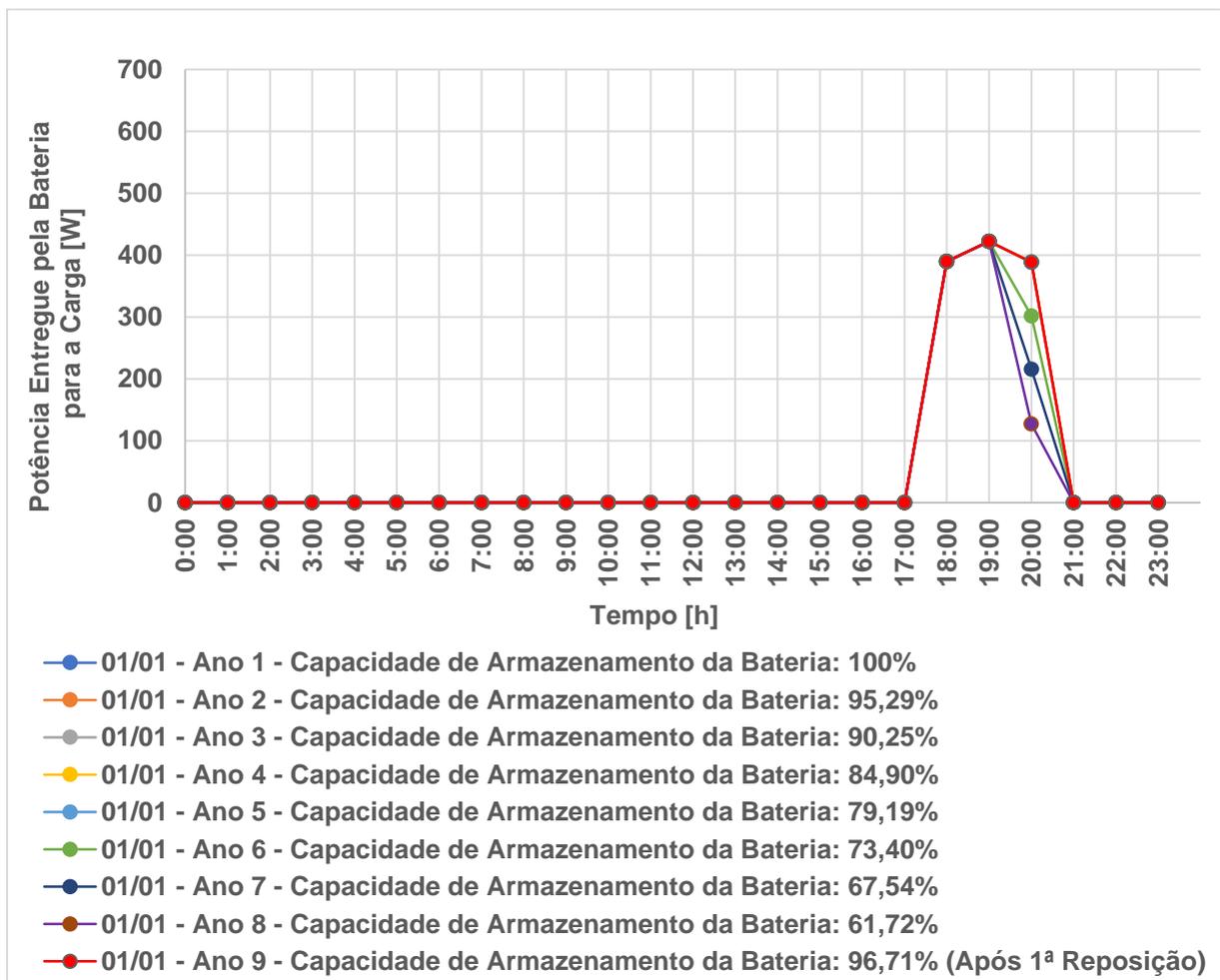
A potência da rede elétrica da concessionária foi responsável pelo abastecimento da carga residencial até 11:00 horas. A partir das 12:00 horas, começou a ocorrer excedente de produção do gerador FV (linha cinza) e, assim como na Figura 54, ele foi capaz de suprir completamente o consumo da carga residencial. Entretanto, enquanto no solstício de verão o excedente gerado pelos módulos FV foi capaz de atender a carga residencial entre 13:00 e 15:00 horas, durante o solstício de inverno ele foi capaz de atender a carga residencial entre 12:00 e 14:00 horas. Nesse intervalo, a potência entregue pela rede elétrica era praticamente nula.

O decréscimo da potência excedente produzida pelo gerador FV entre 15:00 e 17:00 horas ocorreu devido à diminuição da irradiância total no plano do módulo no mesmo

período, de acordo com a Figura 55. Nesse intervalo, a potência fornecida pela rede elétrica complementava o consumo residencial. Durante o horário de ponta, conforme esperado, a carga residencial foi atendida somente pela bateria no solstício de inverno do primeiro ano de funcionamento do sistema.

A influência da perda da capacidade de armazenamento da bateria no atendimento da carga residencial em horário de ponta ao longo dos anos está exibida na Figura 57. A potência entregue pela bateria para a carga residencial é exibida ao longo de 9 anos, período em que ocorreu a primeira reposição da bateria do sistema simulado. A perda da capacidade de armazenamento da bateria ocorre devido aos ciclos de carga e descarga contínuos aos quais a bateria foi exposta, que causaram estresse e alteração dos reagentes da bateria, levando à redução da capacidade de armazenamento da mesma.

Figura 57 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 9



Para o dia 01/01 dos anos 1 ao 5, a perda da capacidade de armazenamento de energia pela bateria, de 100% a 79,19%, ainda não afetava o atendimento da carga residencial em horário de ponta, conforme Figura 57. Dessa forma, a bateria ainda foi capaz

de suprir o consumo residencial em horário de ponta sem auxílio da rede elétrica da concessionária.

Entre os Anos 5 e 6 (linha verde), a perda de capacidade de armazenamento da bateria passou a ser significativa a ponto de afetar o atendimento da carga residencial em horário de ponta. O dia 01/01 do Ano 6 foi o primeiro da Figura 57 em que não houve atendimento pleno da carga residencial em horário de ponta pela bateria. A perda da capacidade se mantém nos Anos 7 (linha azul) e 8 (linha lilás), diminuindo a capacidade da bateria de atender a demanda residencial em horário de ponta progressivamente. Nota-se ainda que essa perda afetou a última hora do horário de ponta, entre 20:00 e 21:00 horas.

Entre os Anos 8 e 9 (linha vermelha) ocorreu a primeira reposição da bateria, uma vez que ela atingiu a capacidade de armazenamento igual a 60% do valor nesse período. Com a capacidade de armazenamento de 96,71% no dia 01/01 do Ano 9, a bateria recuperou sua capacidade de atender plenamente a carga residencial em horário de ponta.

Espera-se que durante os anos posteriores da simulação a potência entregue pela bateria para a carga residencial em horário de ponta repita o comportamento apresentado na Figura 57. Conforme citado durante a análise da Figura 50, um estudo paramétrico sobre a capacidade de armazenamento para a reposição foi realizado posteriormente.

Assim como na Tabela 49, a energia entregue pela bateria e a energia excedente do gerador FV que foram entregues para a carga residencial durante os 25 anos de análise são apresentadas na Tabela 52. Uma coluna intermediária, referente à energia do sistema híbrido entregue para a carga residencial foi obtida ao somar-se a energia entregue pela bateria em horário de ponta e a energia excedente gerada pelos módulos FV. A quinta coluna, referente à energia entregue pela rede elétrica para a carga residencial, é um resultado disponibilizado pela simulação, bem como os valores das colunas 2 e 3. A última coluna apresenta o consumo anual, dado pela multiplicação do número de meses do ano pelo consumo residencial mensal médio da casa típica da região de atendimento do alimentador BHSO11 (12 meses x 209,19 kWh/mês = 2510,28 kWh/ano).

Tabela 52 – BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Anual por Fontes de Energia – Anos 1 a 25

Ano	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/ano]	Energia do Gerador FV para a Carga Residencial [kWh/ano]	Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para Carga Residencial [kWh/ano]	Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial [kWh/ano]	Consumo Anual Total [kWh/ano]
Ano 1	444,345	393,942	838,287	1.671,993	2.510,280
Ano 2	444,062	396,039	840,101	1.670,179	2.510,280
Ano 3	443,817	394,786	838,603	1.671,677	2.510,280
Ano 4	440,646	394,939	835,585	1.674,695	2.510,280
Ano 5	416,727	408,983	825,710	1.684,570	2.510,280
Ano 6	385,391	427,209	812,600	1.697,680	2.510,280
Ano 7	353,524	443,570	797,094	1.713,186	2.510,280
Ano 8	411,413	408,462	819,875	1.690,405	2.510,280
Ano 9	444,139	386,815	830,954	1.679,326	2.510,280
Ano 10	443,822	385,357	829,179	1.681,101	2.510,280
Ano 11	442,771	383,794	826,565	1.683,716	2.510,280
Ano 12	424,908	393,061	817,969	1.692,312	2.510,280
Ano 13	394,489	414,476	808,965	1.701,315	2.510,280
Ano 14	362,841	435,203	798,044	1.712,236	2.510,280
Ano 15	381,087	421,297	802,384	1.707,896	2.510,280
Ano 16	443,810	375,231	819,041	1.691,239	2.510,280
Ano 17	443,399	373,562	816,961	1.693,319	2.510,280
Ano 18	442,927	371,248	814,175	1.696,105	2.510,280
Ano 19	432,105	376,434	808,539	1.701,741	2.510,280
Ano 20	403,709	394,347	798,056	1.712,224	2.510,280
Ano 21	372,289	417,938	790,227	1.720,053	2.510,280
Ano 22	351,537	432,451	783,988	1.726,292	2.510,280
Ano 23	443,048	361,582	804,630	1.705,650	2.510,280
Ano 24	442,559	359,977	802,536	1.707,744	2.510,280
Ano 25	442,006	357,759	799,765	1.710,515	2.510,280

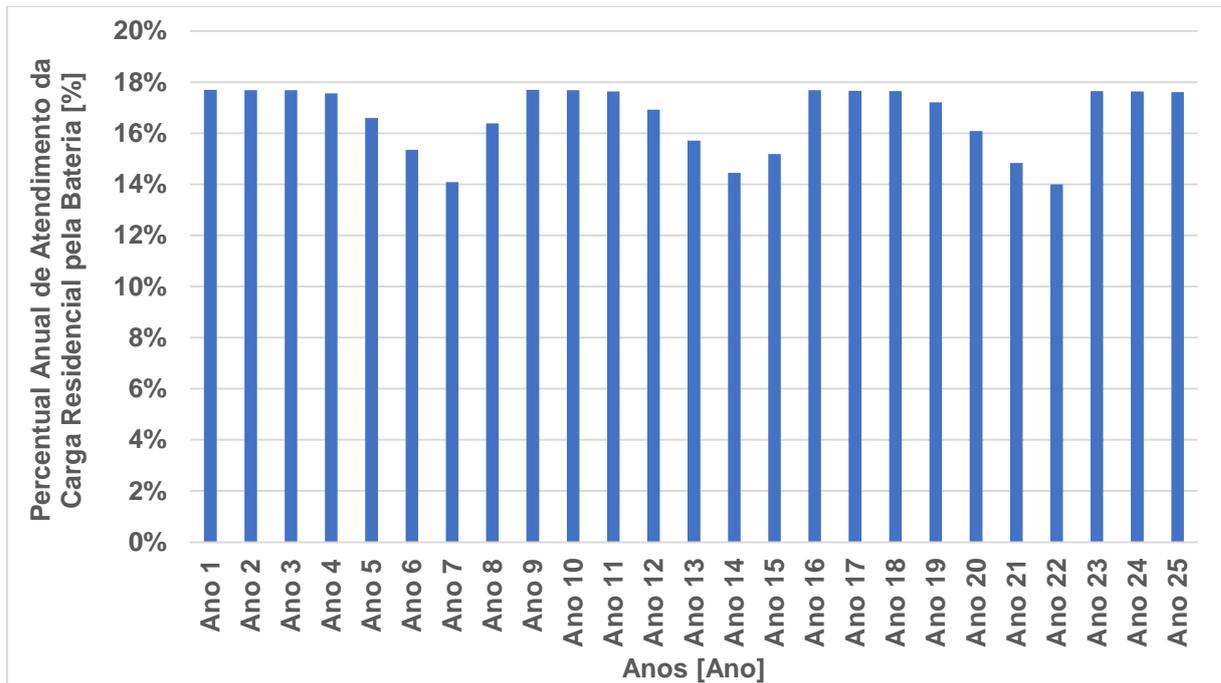
A participação da energia entregue pela bateria para a carga residencial foi praticamente constante durante os primeiros 4 anos (variação menor que 1%). Entre os Anos 5 e 7, observa-se a influência da perda da capacidade de armazenamento da bateria a partir da diminuição mais acentuada da energia fornecida pela bateria para a carga residencial. Em compensação, o sobredimensionamento do gerador FV fez com que a energia excedente aumentasse. Conforme explicado na análise da Tabela 49, à medida que ocorre perda da capacidade de armazenamento da bateria, o gerador FV precisa repor menos energia para a bateria, aumentando o excedente gerado. Para o caso em análise,

nos Anos 6 e 7 essa energia excedente gerada pelos módulos FV chegou a ser superior à energia da bateria para a carga residencial. O comportamento descrito acima é cíclico, reiniciando-se a cada reposição da bateria (a primeira reposição ocorreu entre os Anos 8 e 9).

Da Tabela 52, é possível observar ainda que o consumo anual total é dado pela soma das colunas de energia do sistema híbrido e de energia da rede elétrica para a carga residencial. A energia do sistema híbrido, por sua vez, foi obtida pela soma das colunas de energia da bateria para a carga residencial e da energia excedente gerada pelos módulos FV conforme citado anteriormente.

A participação percentual da energia entregue pela bateria no consumo residencial total ao longo dos 25 anos do período de análise é exibida na Figura 58. O gráfico foi obtido ao se dividir os valores das colunas 'Energia da Bateria para a Carga Residencial' e 'Consumo Anual Total' da Tabela 52.

Figura 58 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%: Percentual Anual de Atendimento da Carga Residencial pela Bateria – Anos 1 a 25



O comportamento cíclico da participação da energia entregue pela bateria para a carga residencial é evidenciado na Figura 58. Conforme visto anteriormente, entre os Anos 1 e 4, houve pouca influência da perda de capacidade armazenamento da bateria na energia entregue por ela para a carga residencial. A partir do Ano 5 evidencia-se essa influência, mostrando a queda do percentual de atendimento da carga residencial pela bateria até o Ano 7. Entre os Anos 8 e 9, ocorreu a primeira reposição da bateria. No gráfico da Figura

58, essa reposição é indicada pela mudança do comportamento decrescente, uma vez que, após repostada, a bateria voltou a atender a carga residencial em patamares próximos aos das condições iniciais.

A participação da bateria no atendimento da carga residencial, quando ainda não sujeita a influência da perda da capacidade de armazenamento, está próxima a 18%. De acordo com a Tabela 16 (pág. 87), esse valor foi bem próximo ao percentual do horário de ponta com relação ao consumo diário de 18,09%.

Assim como na seção 4.1., os resultados apresentados nesta seção buscaram apresentar a viabilidade técnica do sistema híbrido proposto para o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%'. Resultados como a eficiência da bateria durante a simulação, a composição do consumo residencial mensal e anual médios, bem como o comportamento do sistema híbrido e da carga residencial nos dias de solstício de verão e inverno foram analisados de forma a se obter indícios sobre a viabilidade técnica do sistema. Além disso, o comportamento da bateria e a influência da sua perda de capacidade de armazenamento devido aos ciclos de carga e descarga também foi analisado de maneira a subsidiar o estudo sobre viabilidade técnica do sistema híbrido proposto.

4.3. BHHR10. Li-íon, DoD = 80%

Assim como nos casos analisados nas seções 4.1. e 4.2., a presente seção detalha os resultados obtidos para o caso 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%'. De acordo com os dados encontrados na Tabela 46, o presente caso possui uma casa típica com consumo mensal médio calculado de 260,89 kWh/mês, consumo diário em horário de ponta igual a 1,68 kWh/HP e a sua bateria possui capacidade de 2,3544 kWh. Devido aos seus valores de consumo mensal e em horário de ponta e da capacidade da bateria, esse caso pôde ser considerado como intermediário entre os casos 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%' e 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%'. Além disso, o gerador FV e o inversor utilizados nesse caso eram iguais aos dos casos analisados nas seções 4.1. e 4.2. (Tabela 44, pág. 121).

Assim como nos casos analisados anteriormente, o primeiro dado de saída analisado foi a eficiência do sistema de armazenamento de energia ao longo do primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido. A eficiência do conjunto armazenador de energia foi obtida pela razão entre a energia entregue pelo gerador FV para a bateria e a energia entregue pela bateria para a carga residencial. Esses valores são exibidos na Tabela 53.

Tabela 53 – BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Energia Mensal Carregada e Descarregada pela Bateria - Ano 1

Mês	Energia do Gerador FV para a Bateria [kWh/mês]	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/HP-mês]	Eficiência do Sistema de Armazenamento [%]
Janeiro	50,4943	48,4742	96,00
Fevereiro	48,5764	45,1341	92,91
Março	52,3003	48,5334	92,80
Abril	51,0633	47,4523	92,93
Maio	52,2678	48,5296	92,85
Junho	51,1227	47,4605	92,84
Julho	52,2171	48,4312	92,75
Agosto	52,3597	48,6116	92,84
Setembro	50,5047	46,9359	92,93
Outubro	52,0304	48,2582	92,75
Novembro	51,0087	47,368	92,86
Dezembro	52,3777	48,62	92,83
Total	616,3231	573,809	93,10

De acordo com os dados apresentados na Tabela 53, a eficiência média do sistema de armazenamento de energia ao longo do primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido proposto foi de 93,10%. Esse valor foi o mais próximo ao valor de eficiência utilizado para dimensionamento (de 94%) dentre os casos analisados. Deve-se ressaltar, novamente, que a eficiência do sistema de bateria era uma variável de saída da simulação, não tendo sido selecionada pelo usuário.

Ainda para o Ano 1, a composição do consumo residencial mensal médio de acordo com as fontes de energia está exibida na Tabela 54. As possíveis fontes de energia para a carga residencial eram a bateria (durante o horário de ponta), o excedente gerado pelos módulos FV (após o carregamento da bateria) e a energia da rede elétrica da concessionária. A energia do sistema híbrido é composta pela soma entre a energia entregue pela bateria e a energia excedente do gerador FV.

Tabela 54 – BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1

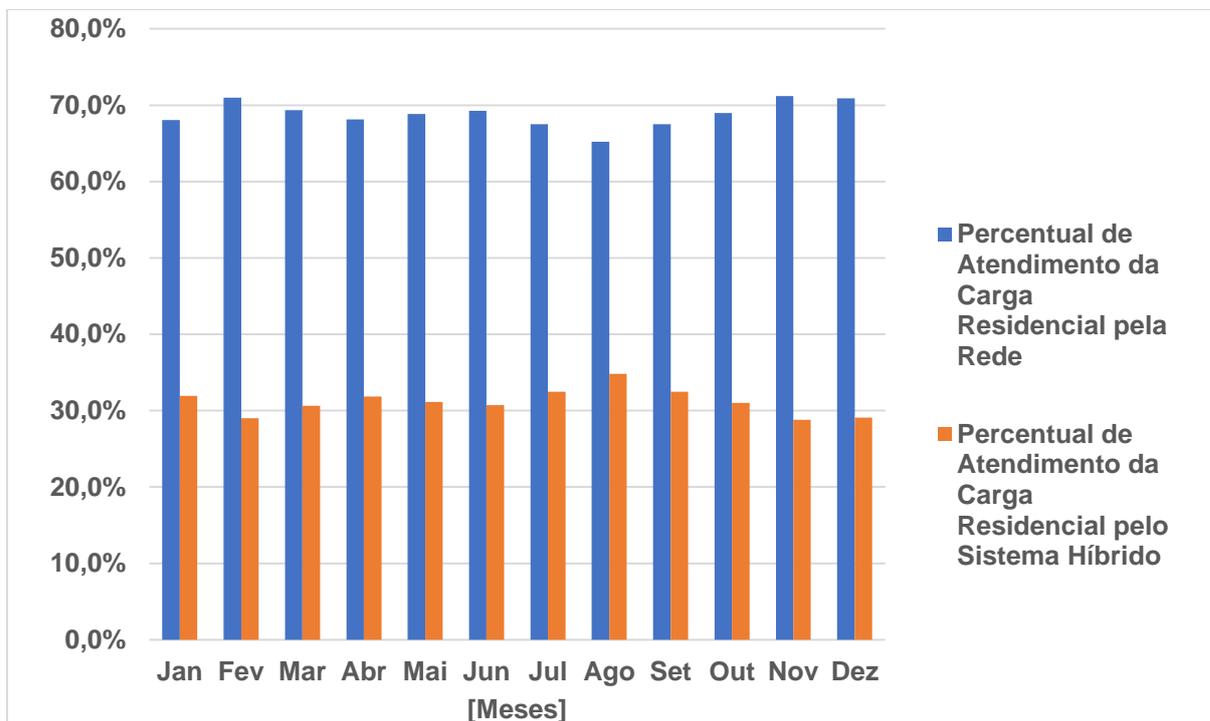
Mês	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/mês]	Energia do Gerador FV para a Carga Residencial [kWh/mês]	Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para Carga Residencial [kWh/mês]	Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial [kWh/mês]	Consumo Mensal Total [kWh/mês]
Janeiro	48,4742	34,8097	83,2839	177,6060	260,8899
Fevereiro	45,1341	30,5717	75,7058	185,1840	260,8898
Março	48,5334	31,4380	79,9714	180,9190	260,8904
Abril	47,4523	35,6757	83,1280	177,7620	260,8900
Maio	48,5296	32,7588	81,2884	179,6020	260,8904
Junho	47,4605	32,6803	80,1408	180,7490	260,8898
Julho	48,4312	36,2960	84,7272	176,1630	260,8902
Agosto	48,6116	42,1811	90,7927	170,0980	260,8907
Setembro	46,9359	37,8431	84,7790	176,1110	260,8900
Outubro	48,2582	32,6597	80,9179	179,9720	260,8899
Novembro	47,368	27,7953	75,1633	185,7270	260,8903
Dezembro	48,62	27,2942	75,9142	184,9760	260,8902
Total	573,809	402,0036	975,8126	2.154,869	3.130,6816

De acordo com os dados da Tabela 54, a bateria foi responsável pelo atendimento de 18,33% da carga residencial, em média, durante o primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido. De acordo com a Tabela 16 (pág. 87), a razão entre o consumo em horário de ponta e consumo diário para o presente caso era de 19,29%. Dessa forma, durante o primeiro ano, a bateria atendeu cerca de 95% do consumo em horário de ponta. Assim como nos casos anteriores, isso ocorre devido à diferença entre as eficiências utilizadas para o dimensionamento e para a simulação, além da diferença de resolução entre as curvas de carga obtida e simulada.

Novamente, durante os meses de Julho, Agosto e Setembro ocorreu a maior produção de energia pelo sistema híbrido proposto. Isso ocorre devido ao fato de serem meses de inverno, nos quais a nebulosidade e quantidade de chuvas são menores para a cidade de Belo Horizonte/MG, além do fato de a inclinação dos módulos FV ser igual à latitude local, favorecendo a geração de energia pelos módulos FV.

A partir dos dados apresentados na Tabela 54, um gráfico de barras indicando o percentual de atendimento do consumo mensal das casas típicas da região de atendimento do alimentador BHHR10 de acordo com as fontes de energia é mostrado na Figura 59. As fontes de energia consideradas foram o sistema híbrido (bateria e excedente do gerador FV), em laranja, e a rede elétrica, em azul.

Figura 59 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Composição Percentual do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1



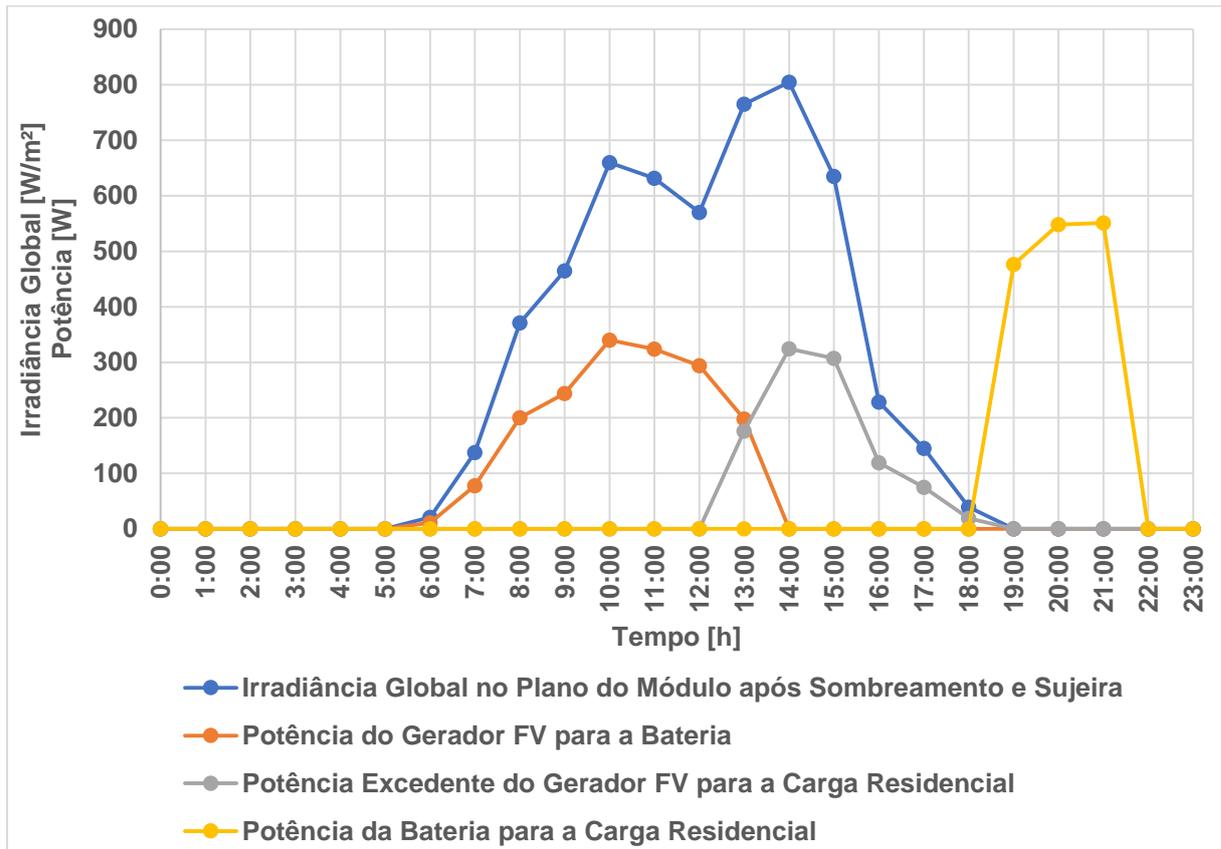
O percentual da carga residencial suprida pela energia gerada pelo sistema híbrido variou ao longo do Ano 1. Isso ocorre devido às variações climáticas que ocorrem ao longo dos meses do ano típico, de acordo com as estações do ano. A partir da Figura 59 comprova-se que os meses de inverno (Julho, Agosto e Setembro) foram aqueles nos quais houve maior geração e aproveitamento da energia gerada pelo sistema híbrido. Nesses meses o percentual de atendimento da carga residencial pelo sistema híbrido atingiu percentuais de 32,48% (Julho), 34,80% (Agosto) e 32,50% (Setembro).

Novamente, o mês em que houve menor participação percentual do sistema híbrido no atendimento da carga residencial total foi Novembro, com 28,81%. Como explicado anteriormente, isso se deve à menor irradiação diária média mensal desse mês para a cidade de Belo Horizonte e para a condição de instalação dos módulos com inclinação igual à latitude local, conforme exibido na Tabela 29.

Assim como nos casos anteriores ('BHPM08, Li-íon, DoD = 80%' e 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%'), apresenta-se o comportamento do sistema híbrido e da carga residencial nos dias de solstício de verão e inverno para o primeiro ano do caso em análise. Esses casos são, em teoria, os casos em que haveria mais (solstício de verão) e menos (solstício de inverno) tempo de horas de Sol no ano. Eles foram adotados como os casos mais e menos favoráveis, respectivamente, pelo presente trabalho.

O comportamento do sistema híbrido proposto ao longo do solstício de verão (21/12) do Ano 1 é apresentado na Figura 60. O perfil da irradiância total no plano do módulo está representado pela linha azul, a potência do gerador FV para a bateria pela linha laranja, a potência excedente do gerador FV pela linha cinza e a potência da bateria para a carga residencial pela linha amarela.

Figura 60 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1



O perfil de irradiância global no plano do módulo é igual aos apresentados nas Figuras 46 e 53, uma vez que tratava-se do mesmo dia de análise e de valores meteorológicos obtidos para um ano típico. O intervalo de horas de Sol é típico do solstício de Verão, possuindo mais horas de dia do que de noite.

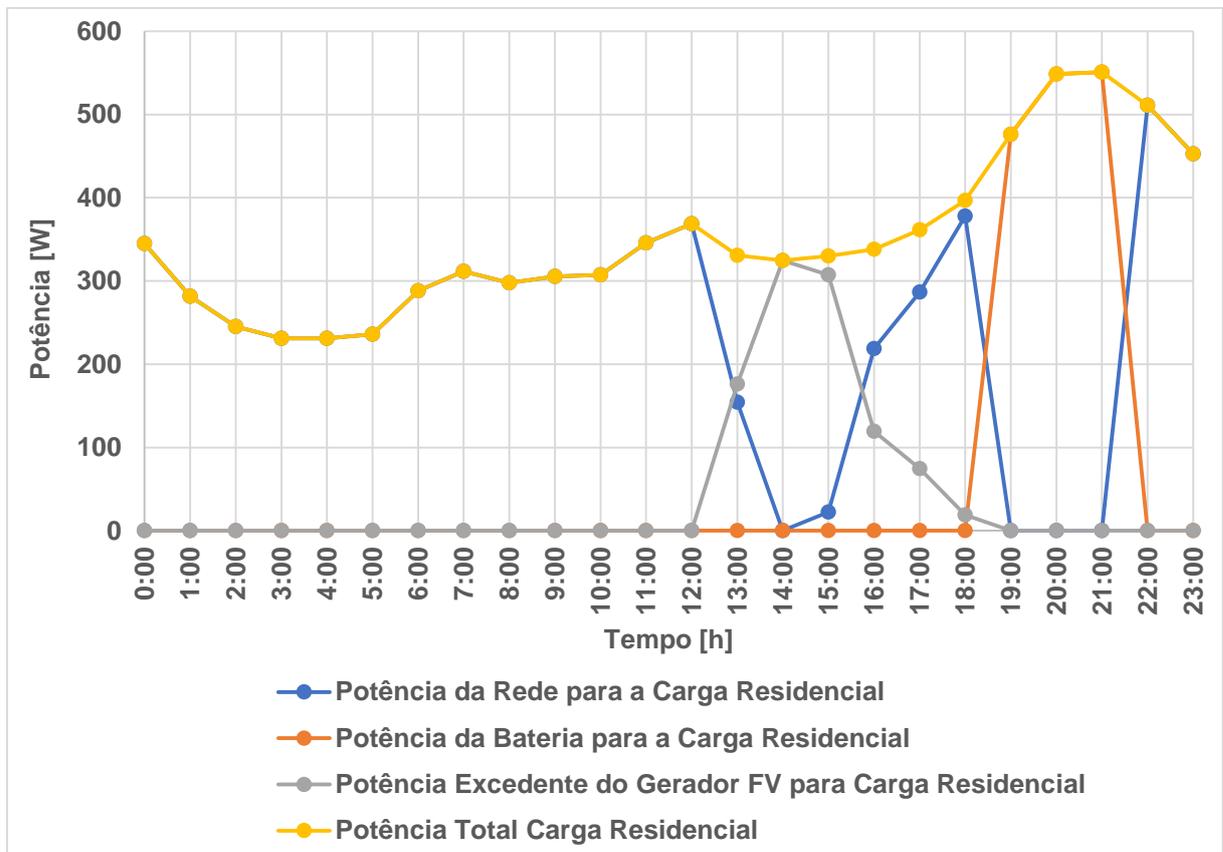
A potência do gerador FV entregue pela bateria representa o período de carregamento do sistema de armazenamento de energia. Uma vez que a bateria do presente caso possuía maior capacidade de armazenamento que a bateria do caso anterior ('BHSS11, Li-íon, DoD = 80%') e o gerador FV era o mesmo, a bateria levou mais tempo para ser carregada. O término do carregamento da bateria ocorre entre 13:00 e 14:00 horas, conforme visto na Figura 60. Nesse mesmo período iniciou-se o excedente de produção de energia pelo gerador FV, que persistiu até 18:00 horas. Como no presente caso o horário de ponta

estava entre 19:00 e 22:00 horas (Tabela 15), ainda pôde haver produção de excedente de energia às 18:00 horas. Além disso, uma soma entre as linhas laranja e cinza resultaria em uma curva cujo perfil é similar ao da linha azul, indicando que a produção total de energia pelo gerador FV seguiu o comportamento da irradiância global no plano do módulo.

De acordo com a Tabela 15, o horário de ponta para o alimentador BHHR10 era entre 19:00 e 22:00 horas. Pela Figura 60 é possível observar que o descarregamento da bateria ('Potência da Bateria para a Carga Residencial') ocorreu nesse período, diferentemente dos alimentadores analisados anteriormente, nos quais o HP era entre 18:00 e 21:00 horas.

O comportamento da carga residencial ao longo do solstício de verão do Ano 1 para o presente caso é exibido na Figura 61. A potência entregue pela rede elétrica da concessionária para a carga residencial é representada pela linha azul e as potências da bateria e excedente do gerador FV para a carga residencial são representadas pelas linhas laranja e cinza, respectivamente. A curva de carga diária foi obtida pelo somatório das três parcelas de potência anteriores e é representada pela linha amarela.

Figura 61 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1



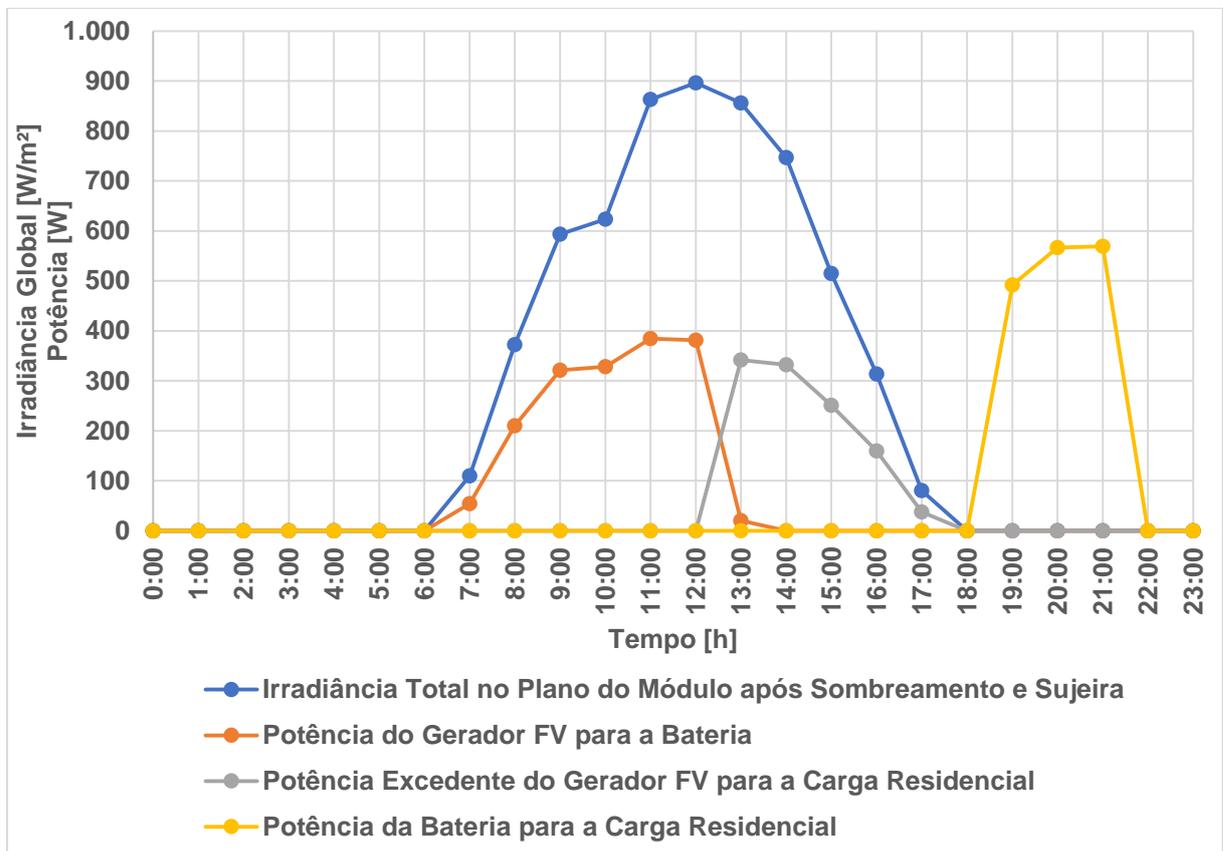
A potência total da carga residencial apresentou o mesmo comportamento da curva de carga do alimentador BHHR10 exibida na Figura 35. Ressalta-se que, devido às diferenças

de resolução dos pontos das curvas explicada nos casos anteriores, ocorreram pequenas diferenças entre as curvas da Figura 61 e da Figura 35. Esse fator também foi um dos responsáveis pela diferença entre os percentuais de atendimento da carga residencial pela bateria (18,33%) e da razão entre o consumo em horário de ponta e diário (19,29%).

Assim como no caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%', o excedente de energia produzido pelo gerador FV foi capaz de atender o consumo residencial em determinado momento (14:00 horas). Nos outros momentos do intervalo entre 12:00 e 18:00 horas, o consumo residencial foi atendido parcialmente pelo excedente produzido pelo gerador FV e pela rede elétrica da concessionária. A rede elétrica da concessionária, por sua vez, foi responsável pelo atendimento pleno da carga residencial até 12:00 horas e a partir das 22:00 horas, quando acabou o horário de ponta. O descarregamento da bateria ocorreu entre 19:00 e 22:00 horas, conforme horário de ponta estabelecido para o alimentador BHHR10.

O comportamento do sistema híbrido proposto para o solstício de inverno durante o Ano 1 é exibido na Figura 62. Foram apresentados os perfis da irradiância total no plano do módulo com perdas incluídas, das potências do gerador FV para a bateria, do excedente do gerador FV para a carga residencial e da bateria para a carga.

Figura 62 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1



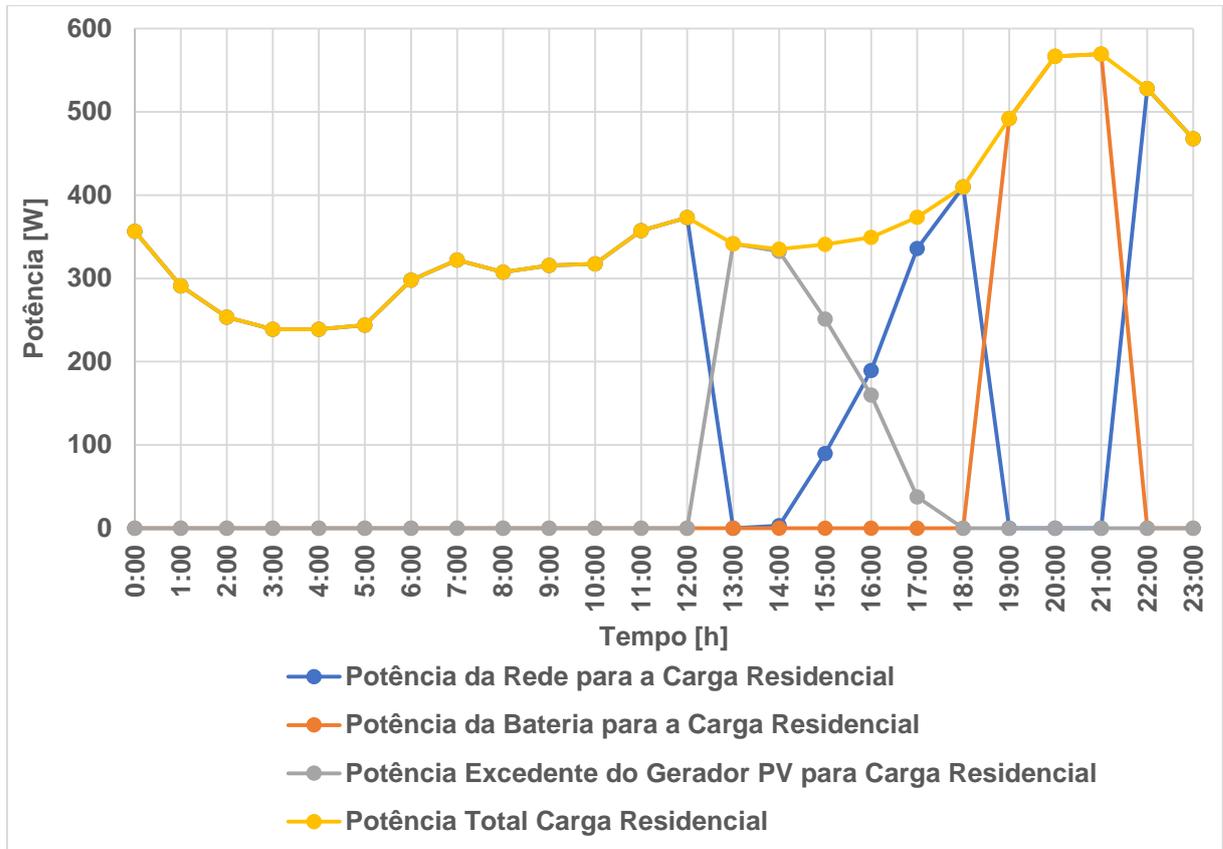
Da Figura 62 observa-se o mesmo perfil de irradiância global no plano do módulo daqueles apresentados nas Figuras 48 e 55. Esse fato é explicado pelo uso de dados meteorológicos de um ano típico para a simulação, realizada para uma mesma localidade e em um mesmo dia (21/06). Além disso, observa-se novamente o número reduzido de horas de radiação solar (entre 7:00 e 17:00 horas) quando comparado ao número de horas sem radiação solar (14 horas totais).

Com relação ao carregamento da bateria, representado pela linha laranja, observa-se a necessidade de um tempo maior para o carregamento total da bateria do que aquele visto na Figura 55. Isso ocorre devido ao fato de a bateria do presente caso ter maior capacidade de energia do que a bateria utilizada em 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' e, conseqüentemente, necessitar de mais energia para ser carregada. A bateria foi quase completamente carregada às 13:00 horas na Figura 62.

O excedente de energia gerado pelos módulos FV é representado pela linha cinza e indica que entre 13:00 e 17:00 horas o consumo residencial foi atendido também pelo gerador FV. O descarregamento da bateria, representado pela linha amarela, obedeceu a premissa de que deveria ser realizado somente no horário de ponta, entre 19:00 e 22:00 horas.

O comportamento da carga residencial durante o solstício de inverno do Ano 1 é apresentado na Figura 63. As possíveis fontes de potência para a carga residencial representadas foram: a potência da rede elétrica da concessionária, a potência da bateria para a carga residencial que deve ser utilizada somente durante o horário de ponta e a potência excedente produzida pelo gerador FV após carregamento total da bateria. O somatório dessas potências horárias resultou na curva de carga diária da casa típica da região de atendimento do alimentador BHHR10 e é representada pela potência total da carga residencial na Figura 63.

Figura 63 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1



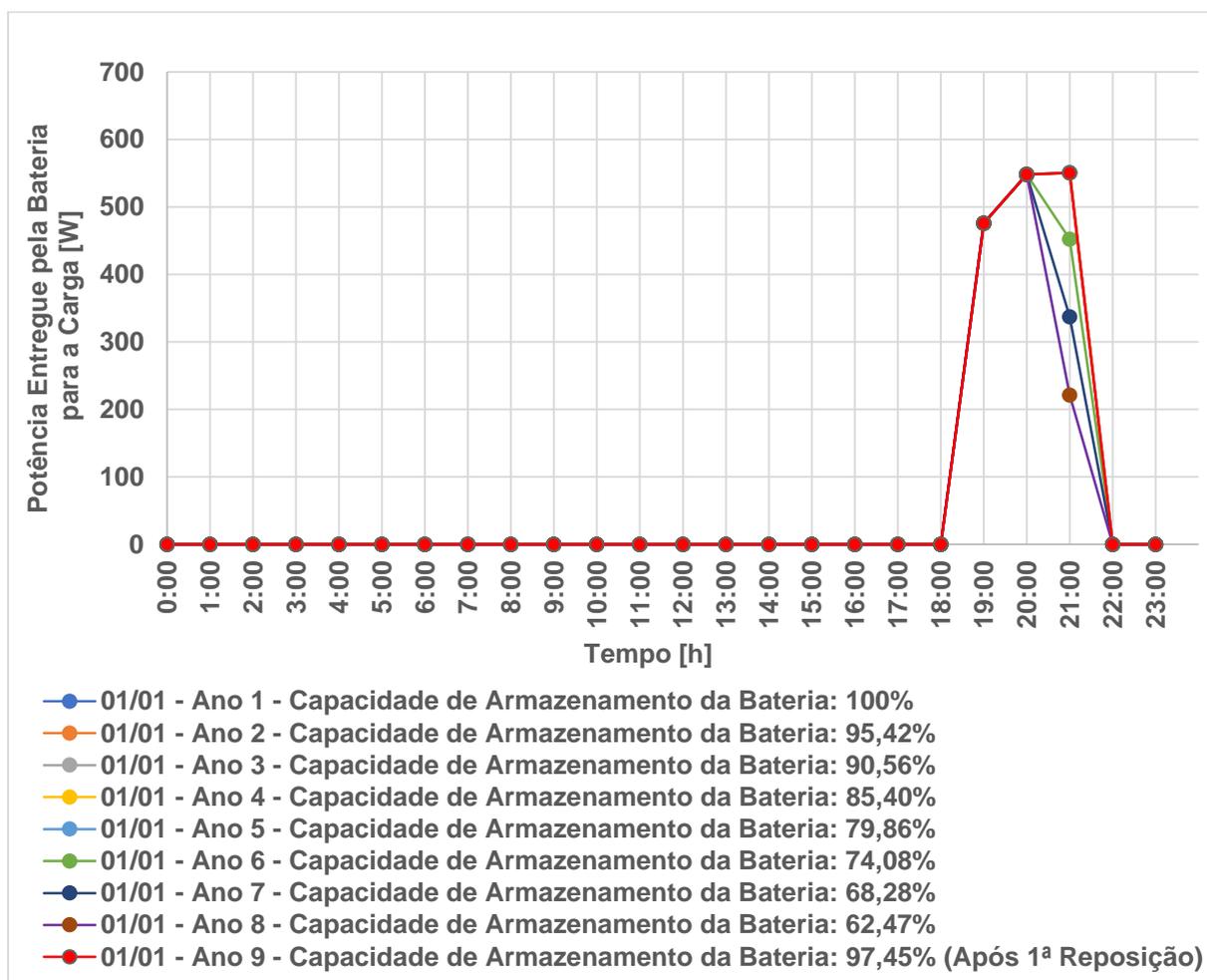
Assim como na Figura 61, a potência total da carga residencial (curva de carga diária) da Figura 63 apresentou o mesmo comportamento da curva de carga típica do alimentador BHHR10 exibida na Figura 35. Esse fato mostra que a curva de carga utilizada na simulação estava coerente com a obtida pelo banco de dados apresentado no Capítulo 3. Além disso, as pequenas variações entre as curvas das Figuras 63 e 35 também podem ser explicadas pela diferença de resolução dos pontos que geraram ambas, conforme explicado anteriormente.

Nota-se ainda que durante o solstício de inverno do primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido, a carga residencial foi abastecida quase que completamente pelo excedente de geração de energia dos módulos FV (linha cinza) às 13:00 e 14:00 horas. À medida que o excedente do gerador FV diminuiu, no intervalo entre 15:00 e 18:00 horas, a carga residencial passou a ser atendida também pela rede elétrica da concessionária.

Durante o horário de ponta, entre 19:00 e 22:00 horas, o consumo residencial foi atendido basicamente pela bateria para o solstício de inverno do Ano 1. O processo de descarregamento da bateria (potência da bateria para a carga residencial) foi condizente com aquele apresentado na Figura 62.

Conforme mostrado nas Figuras 50 e 57 das respectivas seções 4.1. e 4.2., à medida que a bateria realizava ciclos de carga e descarga, ela perdia capacidade de armazenamento. A potência entregue pela bateria para a carga residencial no dia 01/01 ao longo dos primeiros 9 anos de funcionamento do sistema híbrido simulado para o presente caso é exibida na Figura 64.

Figura 64 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 9



A partir da Figura 64 é possível observar que as curvas referentes ao dia 01/01 dos Anos 1 ao 5 se sobrepuseram. Nesse intervalo, a bateria foi capaz de suprir a demanda residencial em horário de ponta sem o auxílio da rede elétrica da concessionária. Entre o Ano 5 e o Ano 6 (linha verde), a perda de capacidade de armazenamento da bateria devido aos ciclos de carga e descarga passou a influenciar o atendimento da carga residencial em horário de ponta. Nos Anos 6, 7 e 8 a energia armazenada pela bateria não conseguia atender completamente a última hora (21:00) do período de ponta de consumo. Essa perda foi progressiva, sendo o Ano 8 o pior caso da Figura 64.

Entre os Anos 8 e 9 ocorreu a primeira reposição da bateria, uma vez que ela atingiu 60% da sua capacidade de armazenamento inicial. Após essa reposição, o sistema de armazenamento retornou a condições próximas das iniciais (capacidade de armazenamento próxima a 100%) e a bateria conseguiu atender o consumo residencial em horário de ponta novamente. O comportamento descrito através da análise da Figura 64 é cíclico, uma vez que espera-se que a potência entregue pela bateria para a carga residencial possua comportamento similar a cada 9 anos.

Uma vez realizadas análises de resultados relativos ao primeiro ano e à influência da perda de capacidade de armazenamento das baterias ao longo dos primeiros anos, são apresentados resultados referentes ao período total de análise do sistema de 25 anos. A composição do consumo anual da casa típica da região de atendimento do alimentador BHR10 de acordo com a fonte de energia é apresentada na Tabela 55. Como possíveis fontes de energia destacam-se a energia da bateria para a carga residencial (somente disponível em horário de ponta), a energia excedente produzida pelo gerador FV após o carregamento completo da bateria e a energia da rede elétrica para a carga residencial. O somatório da energia da bateria para a carga residencial e do excedente de energia do gerador FV para a carga residencial resultou na energia total produzida pelo sistema híbrido, indicada na coluna intermediária 'Energia do Sistema Híbrido para a Carga Residencial'.

Além das fontes de energia, o consumo anual total também é exibido na Tabela 55 e pôde ser obtido pela multiplicação do número de meses pelo consumo médio mensal (12 meses x 260,89 kWh/mês = 3130,68 kWh/ano) ou pela soma da energia proveniente do sistema híbrido com a energia entregue pela rede elétrica da concessionária para a carga residencial. As colunas 'Energia da Bateria para a Carga Residencial', 'Energia do Gerador FV para a Carga Residencial', assim como a coluna 'Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial', foram obtidas como resultados da simulação. A coluna 'Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para a Carga Residencial' foi obtida pela soma dos valores das colunas 2 e 3.

Tabela 55 – BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Anual por Fontes de Energia – Anos 1 a 25

Ano	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/ano]	Energia do Gerador FV para a Carga Residencial [kWh/ano]	Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para Carga Residencial [kWh/ano]	Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial [kWh/ano]	Consumo Anual Total [kWh/ano]
Ano 1	574,091	397,769	971,860	2.158,820	3.130,680
Ano 2	574,018	390,972	964,990	2.165,690	3.130,680
Ano 3	573,512	385,818	959,330	2.171,350	3.130,680
Ano 4	574,358	378,652	953,010	2.177,670	3.130,680
Ano 5	554,358	391,952	946,310	2.184,370	3.130,680
Ano 6	515,278	424,262	939,540	2.191,140	3.130,680
Ano 7	474,519	458,401	932,920	2.197,760	3.130,680
Ano 8	517,158	415,192	932,350	2.198,330	3.130,680
Ano 9	573,437	355,993	929,430	2.201,250	3.130,680
Ano 10	572,827	350,953	923,780	2.206,900	3.130,680
Ano 11	572,240	345,570	917,810	2.212,870	3.130,680
Ano 12	566,622	344,718	911,340	2.219,340	3.130,680
Ano 13	532,157	373,383	905,540	2.225,140	3.130,680
Ano 14	492,182	408,128	900,310	2.230,370	3.130,680
Ano 15	468,220	428,260	896,480	2.234,200	3.130,680
Ano 16	572,519	321,421	893,940	2.236,740	3.130,680
Ano 17	571,964	316,256	888,220	2.242,460	3.130,680
Ano 18	570,951	311,809	882,760	2.247,920	3.130,680
Ano 19	571,202	305,128	876,330	2.254,350	3.130,680
Ano 20	548,490	321,910	870,400	2.260,280	3.130,680
Ano 21	509,302	356,108	865,410	2.265,270	3.130,680
Ano 22	469,207	391,833	861,040	2.269,640	3.130,680
Ano 23	525,571	333,009	858,580	2.272,100	3.130,680
Ano 24	570,961	237,929	808,890	2.321,790	3.130,680
Ano 25	569,781	277,249	847,030	2.283,650	3.130,680

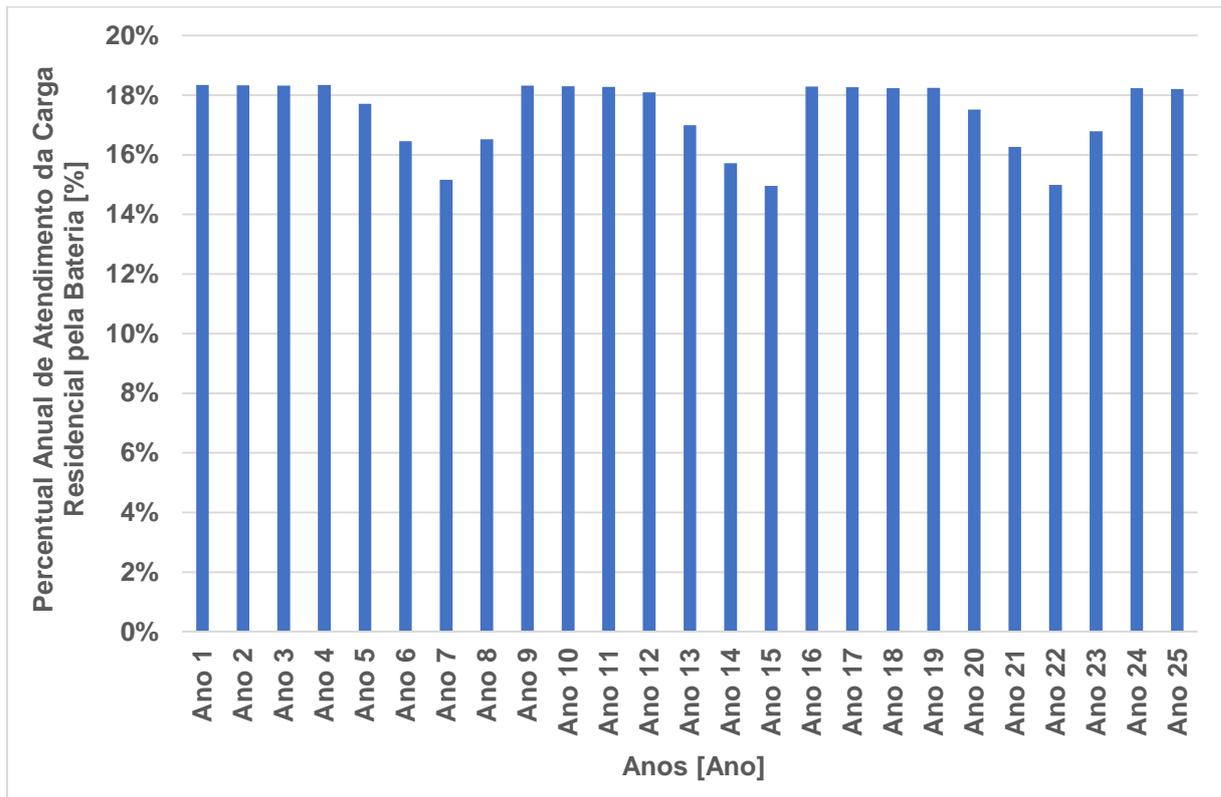
Os dados apresentados na Tabela 55 corroboram a análise da Figura 64 no que tange à reposição da bateria entre os Anos 8 e 9 e o comportamento cíclico da energia entregue pela bateria para a carga residencial. Além disso, a energia da bateria para a carga residencial apresentou um patamar praticamente constante nos primeiros 4 anos. No Ano 5 a perda de capacidade de armazenamento da bateria começou a afetar o atendimento da carga residencial em horário de ponta, sendo essa perda acentuada nos Anos 6 e 7. Durante o Ano 8 ocorreu a reposição da bateria e no Ano 9, com uma nova bateria após a

primeira reposição, os valores de energia da bateria para a carga residencial atingiram valores próximos ao das condições iniciais (Anos 1 ao 4).

Durante os Anos 5, 6 e 7 ocorreu um aumento da energia excedente do gerador FV para a carga residencial. Conforme explicado anteriormente, nesses anos a capacidade de armazenamento da bateria era menor, fazendo com que fosse necessário menos energia para realizar seu carregamento. Dessa forma, o excedente de energia gerado pelos módulos FV tendia a ocorrer mais cedo, aumentando a parcela dessa fonte de energia na composição anual do consumo residencial.

A partir da razão entre os valores das colunas 'Energia da Bateria para a Carga Residencial' e 'Consumo Anual Total' da Tabela 55 foi possível elaborar o gráfico da Figura 65. O percentual de atendimento da carga residencial pela bateria ao longo dos 25 anos de análise do sistema é exibido por esse gráfico de barras.

Figura 65 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%: Percentual Anual de Atendimento da Carga Residencial pela Bateria – Anos 1 a 25



Assim como nas Figuras 51 e 58, o comportamento cíclico do atendimento da carga residencial pela bateria é explicitado pelo gráfico da Figura 65. Durante os primeiros 4 anos o percentual de atendimento da carga residencial pela bateria se manteve em um patamar praticamente constante, enquanto que entre os Anos 5 e 7 esse percentual apresentou uma redução quase linear. No Ano 8, durante o qual houve a primeira reposição da bateria, esse

percentual experimentou um decréscimo e durante os 4 anos seguintes (Anos 9 ao 12) ele se manteve constante novamente. O comportamento se repetiu ao longo dos 25 anos de análise do sistema híbrido proposto.

Nota-se ainda que, enquanto a perda da capacidade de armazenamento da bateria ainda não influenciava o percentual de atendimento da carga residencial pela bateria (Anos 1 ao 4), esse percentual estava próximo a 18,33%, mencionado durante a análise da Tabela 54. Esse valor, apesar de abaixo dos 19,29% da Tabela 15, garantiu que cerca de 95% do consumo em horário de ponta fosse atendido ao longo desses anos.

Os resultados apresentados na presente seção buscaram dar subsídio à verificação da viabilidade técnica do sistema híbrido proposto e simulado. Resultados relativos ao comportamento do sistema híbrido e da carga residencial ao longo do Ano 1 e aos consumos mensal e anual de energia de acordo com as fontes disponíveis permitiram a análise da viabilidade do sistema proposto.

As tabelas e gráficos apresentados ao longo da seção mostraram o comportamento do sistema híbrido dentro de um cenário diário, mensal e anual. Além disso, uma caracterização do sistema de armazenamento também foi realizada a fim de exibir o comportamento da bateria ao longo do período de análise, desde as suas reposições até a influência da perda da sua capacidade armazenamento no atendimento da carga em horário de ponta.

4.4. BHBN20, Li-íon, DoD = 80%

De acordo com a Tabela 44 (pág. 121), o caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%' era o único dos casos analisados que possuía gerador FV e inversor diferentes daqueles utilizados nos casos anteriores (seções 4.1. a 4.3.). Neste caso, o gerador FV era composto pelo mesmo modelo de módulo, entretanto foram utilizados 3 módulos em vez de 2, como nos casos 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' e 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%'.

Assim como nas seções anteriores desse capítulo, são apresentados gráficos e tabelas que buscam caracterizar o sistema híbrido durante intervalos diários, mensais e anuais. Essa caracterização tem como objetivo subsidiar a análise da viabilidade técnica do sistema híbrido proposto. Uma casa típica da região de atendimento do alimentador BHBN20 possui consumo mensal médio calculado de 349,47 kWh/mês, consumo diário em horário de ponta igual a 2,31 kWh/HP e, para o caso específico desta seção, uma bateria com capacidade de armazenamento igual a 3,24 kWh (Tabela 46, pág. 125). Nota-se que

esse caso possuía os maiores valores de consumo e capacidade de armazenamento da bateria, motivo pelo qual precisou de um gerador FV diferenciado dos demais casos.

Assim como nos casos apresentados entre as seções 4.1. e 4.3., o primeiro resultado apresentado aborda a eficiência do sistema de armazenamento simulado. Através da razão entre a energia entregue pela bateria para a carga residencial e a energia entregue pelo gerador FV para a bateria, dados exibidos na Tabela 56, foi possível obter a eficiência do sistema de armazenamento.

Tabela 56 - BHBN20, Li-íon, DoD, = 80%: Energia Mensal Carregada e Descarregada pela Bateria - Ano 1

Mês	Energia do Gerador FV para a Bateria [kWh/mês]	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/HP-mês]	Eficiência do Sistema de Armazenamento [%]
Janeiro	70,4276	65,8289	93,47
Fevereiro	67,4578	61,1275	90,62
Março	72,8134	65,8553	90,44
Abril	71,2882	64,4655	90,43
Mai	72,7659	65,8362	90,48
Junho	71,2689	64,4747	90,47
Julho	72,7067	65,7062	90,37
Agosto	72,8548	65,8812	90,43
Setembro	70,5941	63,8089	90,39
Outubro	72,5828	65,57	90,34
Novembro	71,3925	64,5824	90,46
Dezembro	72,9572	65,921	90,36
Total	859,1099	779,0578	90,69

De acordo com a Tabela 56, o presente caso foi o que apresentou menor eficiência do sistema de armazenamento durante o primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido. A eficiência média de 90,69% é menor do que o valor de 94% adotado para o dimensionamento da bateria. Essa diferença pode vir a influenciar o atendimento pleno da carga residencial pela bateria durante o horário de ponta. Ressalta-se ainda que a eficiência do sistema de armazenamento era um dado de saída da simulação, não sendo possível ser definido pelo usuário.

A carga residencial podia ser atendida pela energia entregue pela bateria em horário de ponta, pelo excedente produzido pelo gerador FV após o carregamento da bateria e pela rede elétrica da concessionária. A composição do consumo mensal médio de acordo com as possíveis fontes de energia durante o Ano 1 é exibida na Tabela 57.

Tabela 57 – BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1

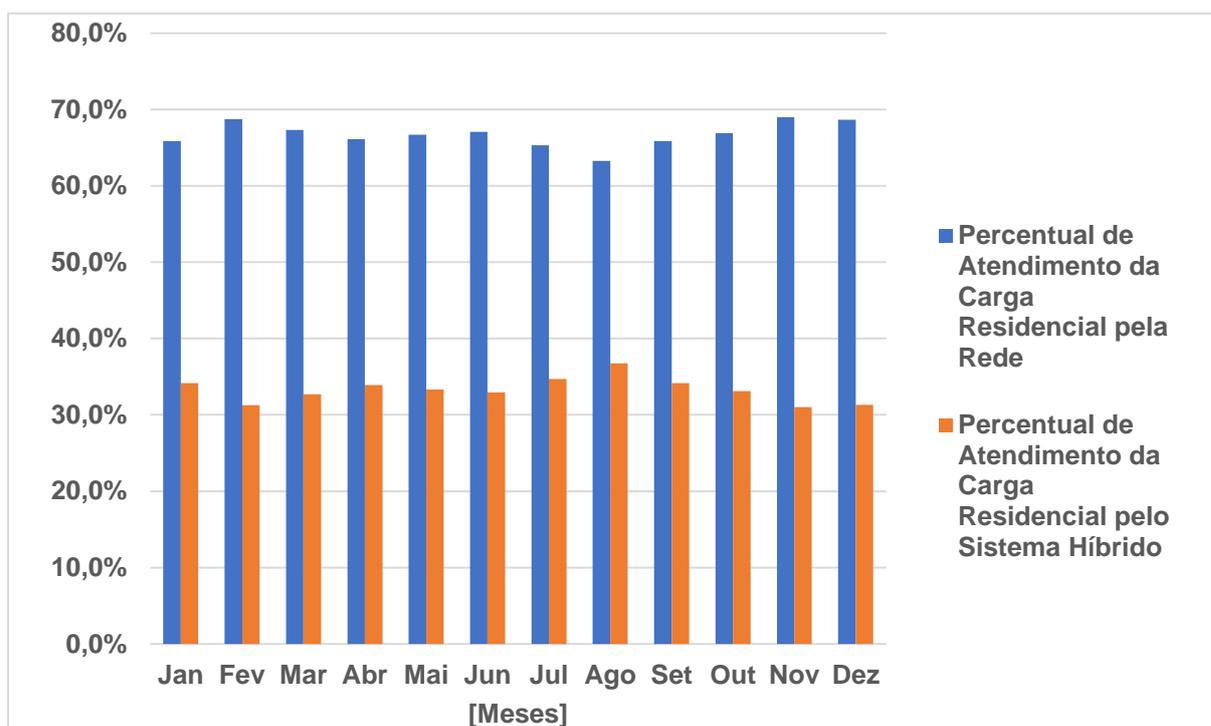
Mês	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/mês]	Energia do Gerador FV para a Carga Residencial [kWh/mês]	Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para Carga Residencial [kWh/mês]	Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial [kWh/mês]	Consumo Mensal Total [kWh/mês]
Janeiro	65,8289	53,5881	119,4170	230,0530	349,4700
Fevereiro	61,1275	48,1862	109,3137	240,1560	349,4697
Março	65,8553	48,3862	114,2415	235,2290	349,4705
Abril	64,4655	53,9871	118,4526	231,0180	349,4706
Maio	65,8362	50,6298	116,4660	233,0040	349,4700
Junho	64,4747	50,6178	115,0925	234,3780	349,4705
Julho	65,7062	55,6050	121,3112	228,1590	349,4702
Agosto	65,8812	62,5595	128,4407	221,0290	349,4697
Setembro	63,8089	55,5983	119,4072	230,0630	349,4702
Outubro	65,57	50,1877	115,7577	233,7130	349,4707
Novembro	64,5824	43,7491	108,3315	241,1390	349,4705
Dezembro	65,921	43,5741	109,4951	239,9750	349,4701
Total	779,0578	616,6689	1.395,7267	2.797,9160	4.193,6427

A partir dos dados apresentados na Tabela 57 observa-se que a bateria foi responsável pelo atendimento de 18,58% em média do consumo residencial durante o primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido proposto. Assim como nos casos anteriores, esse valor é inferior ao percentual de consumo em horário de ponta com relação ao consumo total, de 19,79% (Tabela 16, pág. 87). Essa foi a maior diferença entre esses valores em todos os casos analisados, ocorrendo devido à diferença mais acentuada entre as eficiências do sistema de armazenamento simulado e da bateria utilizada para o seu dimensionamento. Entretanto, mesmo diante desse contexto, a bateria foi capaz de suprir quase 94% do consumo residencial em horário de ponta ao longo do Ano 1.

Com relação aos dados apresentados nas Tabelas 48, 51 e 54 (págs. 131, 145, 159, respectivamente), observou-se uma maior produção de energia pelo sistema híbrido ao longo do primeiro ano. Esse fato se explica devido à maior quantidade de módulos que compõem o gerador FV do presente caso. Observa-se ainda que a energia excedente gerada pelos módulos FV não foi maior que a fornecida pela bateria para a carga residencial em nenhum mês. Se a energia excedente fosse superior à energia da bateria, significaria que mais de uma bateria poderia ser carregada e, conseqüentemente, haveria um sobredimensionamento do gerador FV. Esse comportamento também foi observado em todos os outros casos.

O atendimento percentual da carga residencial no Ano 1 pelo sistema híbrido e pela rede elétrica da concessionária é exibido na Figura 66. O objetivo desse gráfico é mostrar a influência do sistema híbrido, incluindo o fornecimento de energia pela bateria e pelo excedente gerado pelos módulos FV, no abastecimento da carga residencial total.

Figura 66 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Composição Percentual do Consumo Mensal Médio por Fontes de Energia - Ano 1



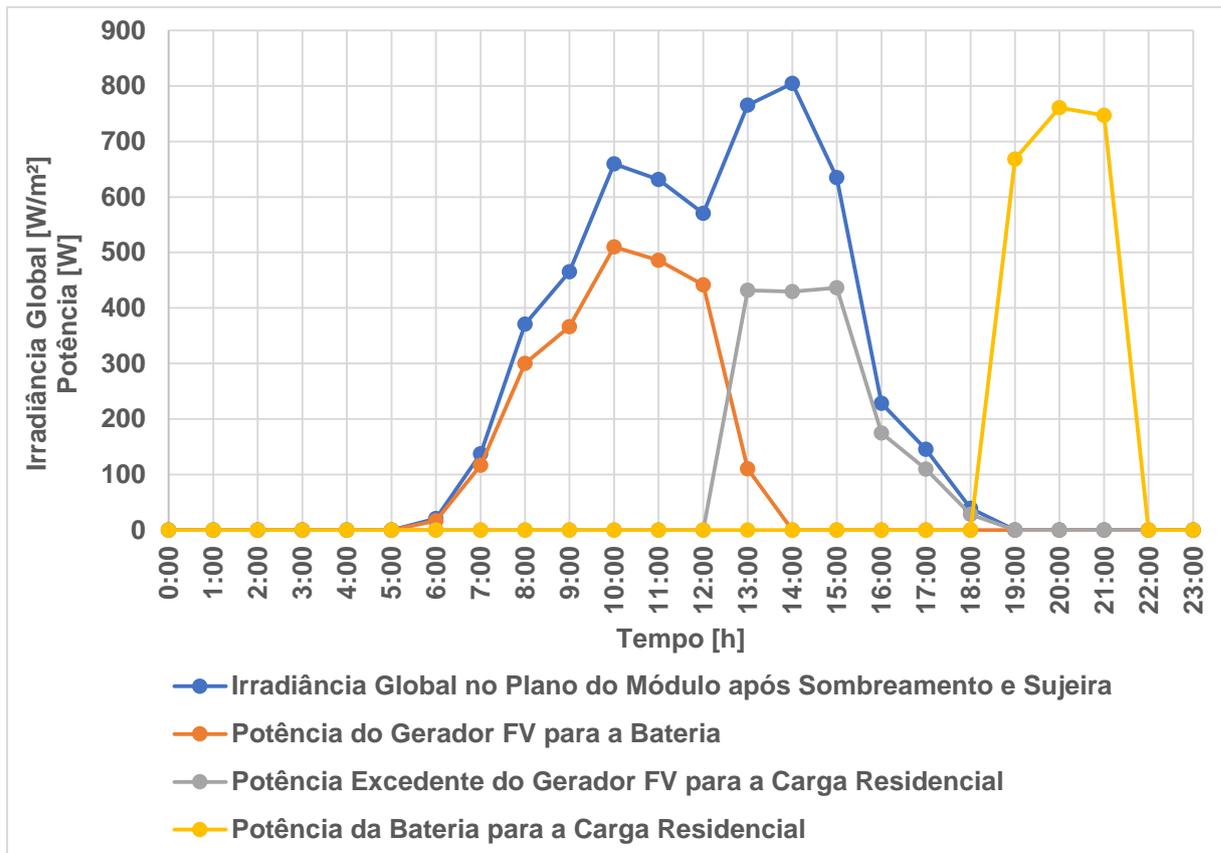
O fato de o gerador FV possuir mais módulos do que nos outros casos analisados fez com que o percentual de atendimento da carga residencial pelo sistema híbrido fosse levemente superior aos apresentados nas Figuras 45, 52 e 59. A superioridade não foi proporcional ao aumento do número de módulos porque a capacidade de armazenamento da bateria do presente caso era a maior dentre os casos analisados. Dessa forma, mesmo que houvesse maior geração de energia pelo um módulo excedente, haveria maior necessidade dessa energia para carregamento da bateria.

Observa-se ainda o mesmo comportamento sazonal da variação do percentual de atendimento da carga residencial pelo sistema híbrido presente nas Figuras 45, 52 e 59. Os meses de inverno (Julho, Agosto e Setembro), por possuírem melhores condições climáticas para a região de Belo Horizonte/MG (menor nebulosidade e ocorrência de chuvas), foram os que apresentam maiores valores percentuais. Para o mês de Julho, o percentual de atendimento da carga residencial foi de 34,71%, enquanto que esse percentual foi de 36,75% e 34,17% para os meses de Agosto e Setembro, respectivamente.

Assim como em todos os outros casos analisados anteriormente, o mês de Novembro foi aquele em que o percentual de participação do sistema híbrido no atendimento da carga residencial era menor, com 31% para o presente caso. Conforme visto na Tabela 29, Novembro é o mês com menor irradiação diária média mensal do ano na condição de inclinação do módulo FV igual à latitude local, causando a menor produção de energia e, conseqüentemente, a menor participação do sistema híbrido no atendimento da carga residencial total.

Uma análise tanto do comportamento do sistema híbrido quanto da carga residencial dentro de um período diário foi realizada. Para isso, foram escolhidos os dias de solstício de verão (21/12) e de inverno (21/06) para tais análises, buscando investigar esses comportamentos nos dias, teoricamente, com mais e menos horas de Sol respectivamente. O comportamento do sistema híbrido durante o solstício de verão do Ano 1 é exibido na Figura 67.

Figura 67 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1



Com relação às curvas apresentadas nas Figuras 46, 53 e 60, observa-se que as potências do gerador FV para a bateria e excedente dos módulos FV para a carga residencial apresentaram maiores amplitudes. Esse aumento foi decorrente da presença de

um módulo a mais no gerador FV do presente caso do que no gerador dos casos anteriores. Observa-se ainda que as duas curvas se complementaram e, se somadas, resultariam em uma curva com perfil similar ao da irradiância global no plano do módulo com perdas incluídas.

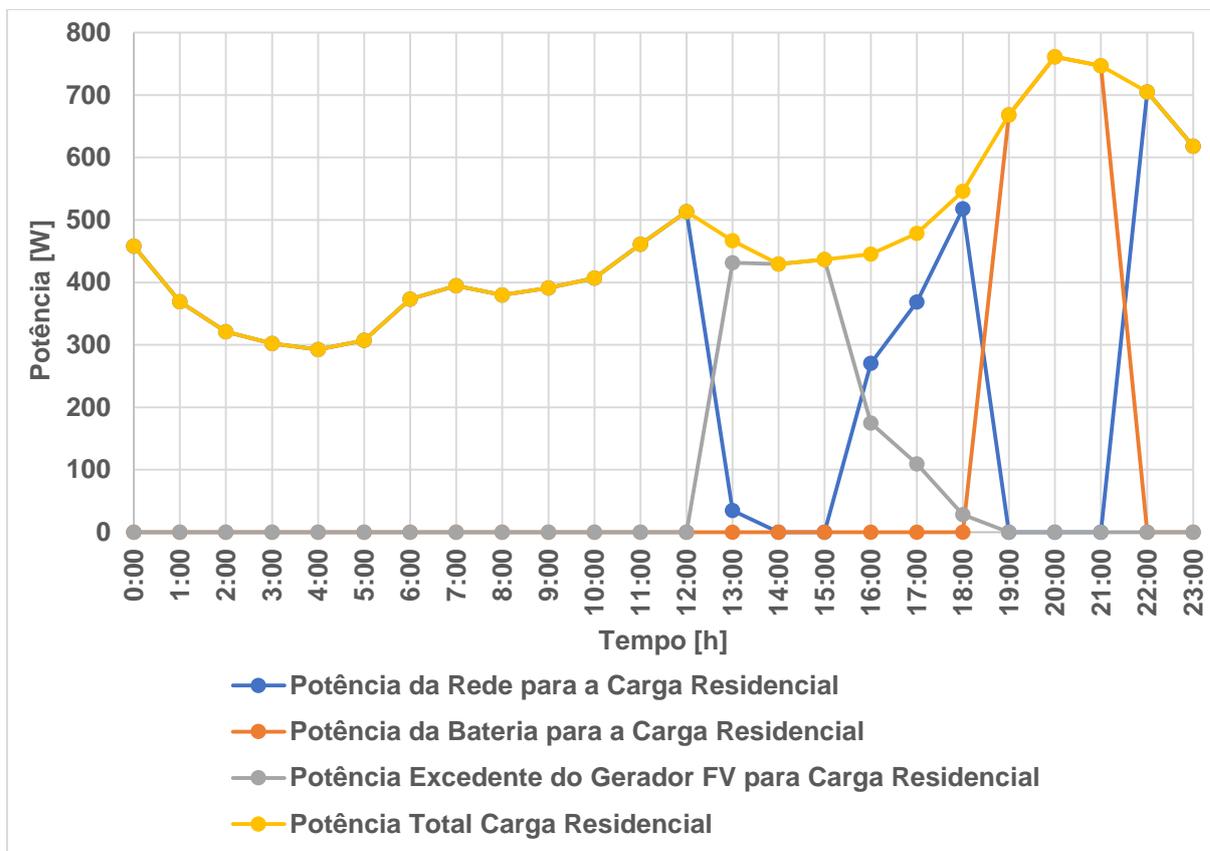
O carregamento da bateria, representado pela potência do gerador FV para a bateria, foi finalizado antes das 14:00 horas. A partir do carregamento completo da bateria, passou a ocorrer entrega de energia do gerador FV para a carga residencial, representado pela linha cinza.

Por sua vez, o perfil da irradiância global no plano dos módulos não se alterou quando comparado aos mesmos perfis exibidos Figuras 46, 53 e 60. Como explicado anteriormente, o dia definido para a simulação foi o mesmo dos casos anteriores, possuindo valores iguais de dados meteorológicos devido ao uso de valores de um ano típico. O solstício de verão se caracteriza pela maior diferença entre os números de horas de dia e de noite do ano, fato ilustrado pela curva de irradiância.

O descarregamento da bateria, ilustrado pela potência da bateria para a carga residencial, ocorreu durante o horário de ponta do alimentador, entre 19:00 e 22:00 horas, de acordo com a Tabela 15. Nota-se também que a amplitude dessa curva foi maior que a das curvas das Figuras 46, 53 e 60. Isso se deve ao fato de a casa típica da região de atendimento do alimentador BHBN20 possuir o maior consumo diário e em horário de ponta dos casos analisados.

O comportamento da carga residencial durante o solstício de verão do Ano 1 está exibido na Figura 68. Além da curva de carga residencial, representada pela linha amarela, são apresentadas as curvas de potência da bateria (descarregamento), da potência excedente do gerador FV e da potência da rede elétrica, sendo todas essas parcelas entregues para a carga residencial ao longo do dia.

Figura 68 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Verão (21/12) - Ano 1



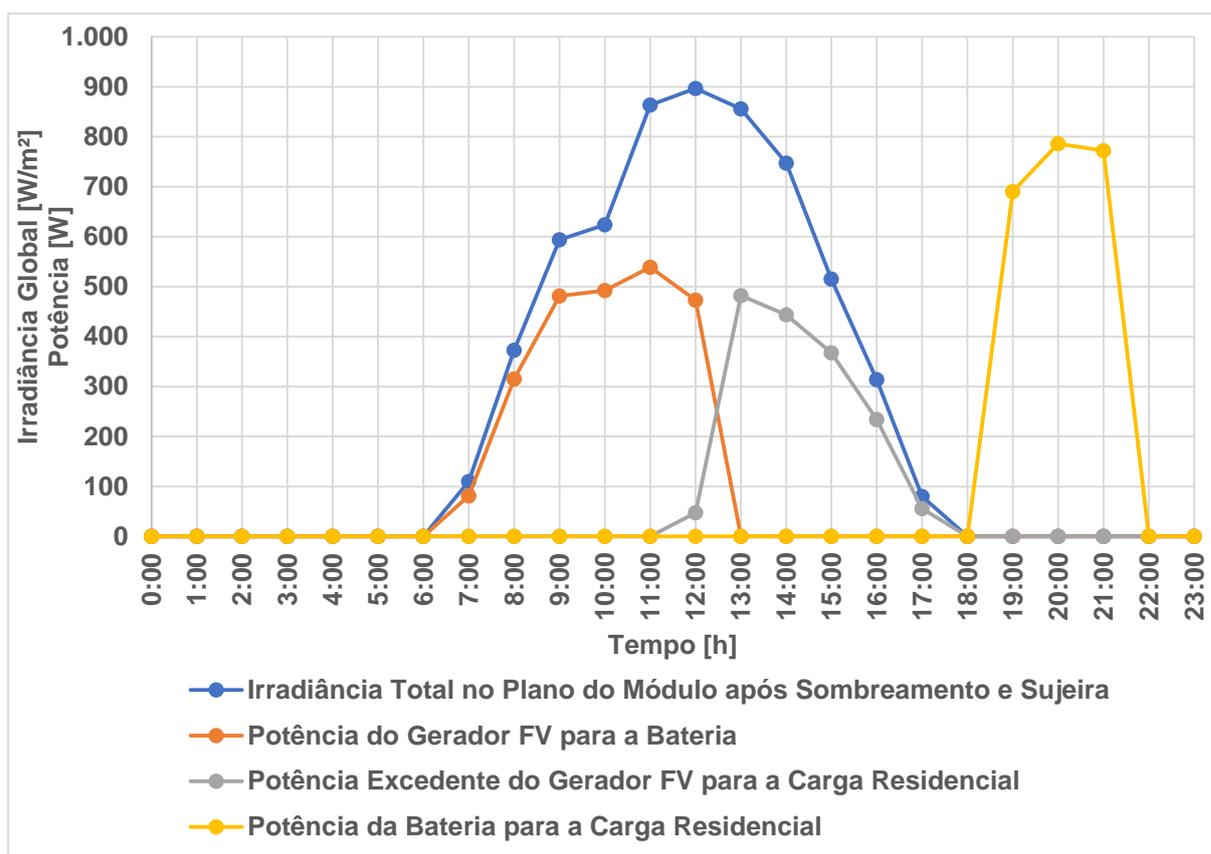
Assim como as curvas de potência total da carga residencial apresentadas nas Figuras 47, 54 e 61, a potência total da carga residencial da Figura 68 apresentou perfil similar ao da curva de carga do seu respectivo alimentador (BHBN20), exibida na Figura 36. Novamente, destaca-se a perda de resolução da curva devido ao fato de a curva da Figura 68 ter sido elaborada a partir de pontos horários, enquanto que a curva da Figura 36 foi elaborada a partir de medições a cada 15 minutos.

Assim como nos casos 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' e 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%', o excedente de energia gerada pelos módulos FV foi capaz de atender plenamente a carga residencial durante alguns momentos. No presente caso, esse atendimento total ocorreu nas horas 14:00 e 15:00. Nos outros pontos horários do intervalo entre 13:00 e 18:00 horas, a potência excedente precisou ser complementada pela potência da rede elétrica.

Durante o horário de ponta, a potência requisitada pela carga residencial foi entregue basicamente pela potência da bateria, conforme exibido pela curva laranja e estabelecido para o presente trabalho. Nos intervalos entre 00:00 e 12:00 e entre 22:00 e 23:00 horas, a carga residencial foi atendida somente pela rede elétrica da concessionária.

O comportamento do sistema híbrido durante o dia 21/06 (solstício de inverno) do Ano 1 está exibido na Figura 69. Novamente foram destacadas as curvas de irradiância global no plano do módulo já incluídas as perdas por sombreamento e sujeira, de carregamento da bateria, de excedente gerado pelos módulos FV e de descarregamento da bateria.

Figura 69 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento do Sistema Híbrido Proposto no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1



Assim como ocorreu na Figura 67, as curvas de potência do gerador FV para a bateria e de excedente do gerador para a carga residencial apresentam maior amplitude do que as mesmas curvas nas Figuras 48, 55 e 62. A explicação para essa diferença se baseia na presença do módulo a mais na composição do gerador FV do presente caso quando comparado ao gerador dos casos anteriores. Percebe-se também que ambas as curvas exibem o mesmo comportamento da curva de irradiância total no plano dos módulos.

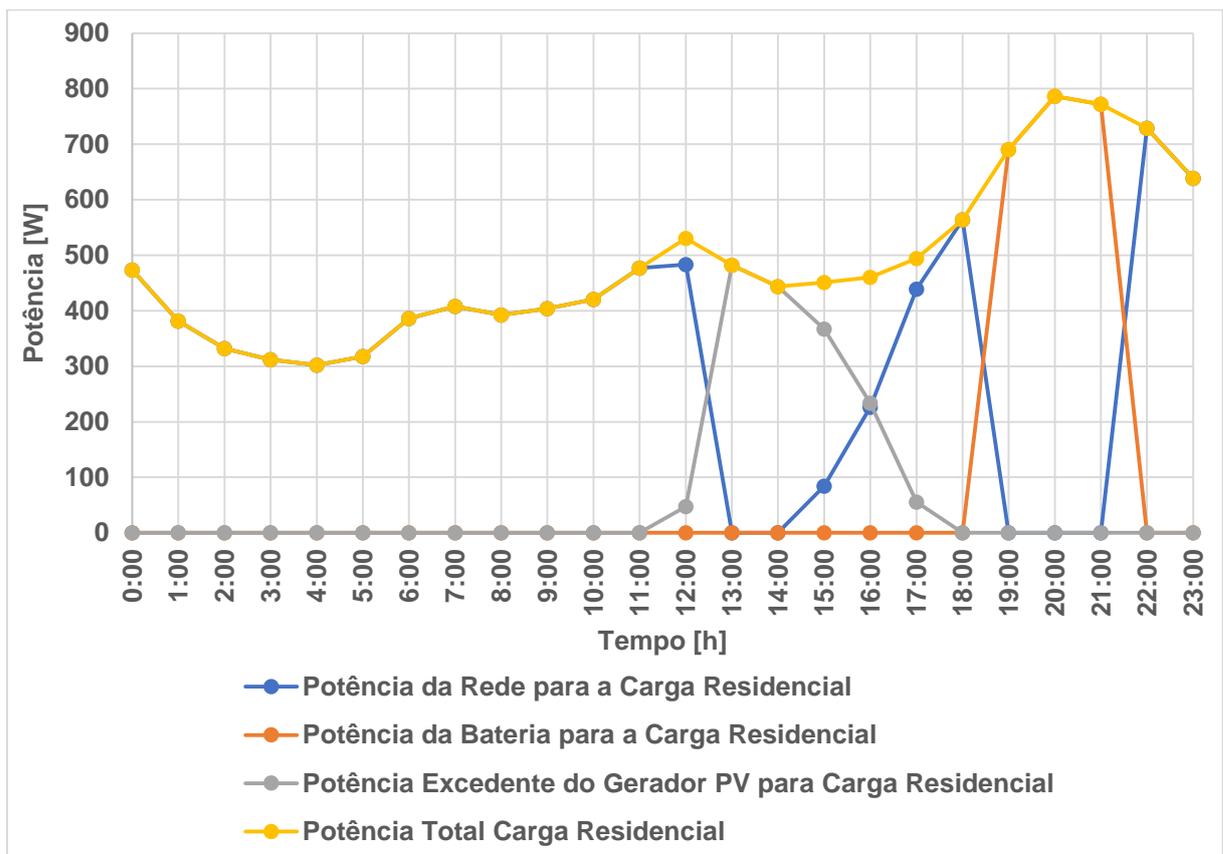
Com relação ao solstício de verão, representado na Figura 67, percebe-se que o carregamento da bateria pelo gerador FV foi mais rápido. Esse fato é explicado pela diferença entre os perfis de irradiância diária dos dois dias de solstício. Durante o solstício de inverno, a irradiância entre 10:00 e 13:00 horas é maior do que a irradiância para o mesmo período durante o solstício de verão. Dessa forma, garante-se uma maior geração de energia pelos módulos FV, carregando a bateria mais rapidamente.

Uma vez que a bateria foi carregada em um período menor durante o solstício de inverno do Ano 1, o excedente gerado pelos módulos FV e que é entregue para a carga residencial foi maior. Entretanto, como trata-se do dia do ano em que há mais horas de noite do que de dia, esse excedente não ocorreu entre 18:00 e 19:00 horas, como no solstício de verão (Figura 67).

O descarregamento da bateria, representado pela curva da potência da bateria para a carga residencial, ocorreu no horário de ponta estabelecido pela Tabela 15, entre 19:00 e 22:00 horas. Seu perfil é similar ao da curva de descarregamento apresentada na Figura 67.

O comportamento da carga residencial durante o solstício de inverno do primeiro ano de funcionamento do sistema também foi investigado. Assim como na Figura 68, foram apresentadas as potências da bateria e excedente do gerador FV para a carga residencial, bem como a potência da rede elétrica na Figura 70.

Figura 70 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Comportamento da Carga Residencial no Solstício de Inverno (21/06) - Ano 1



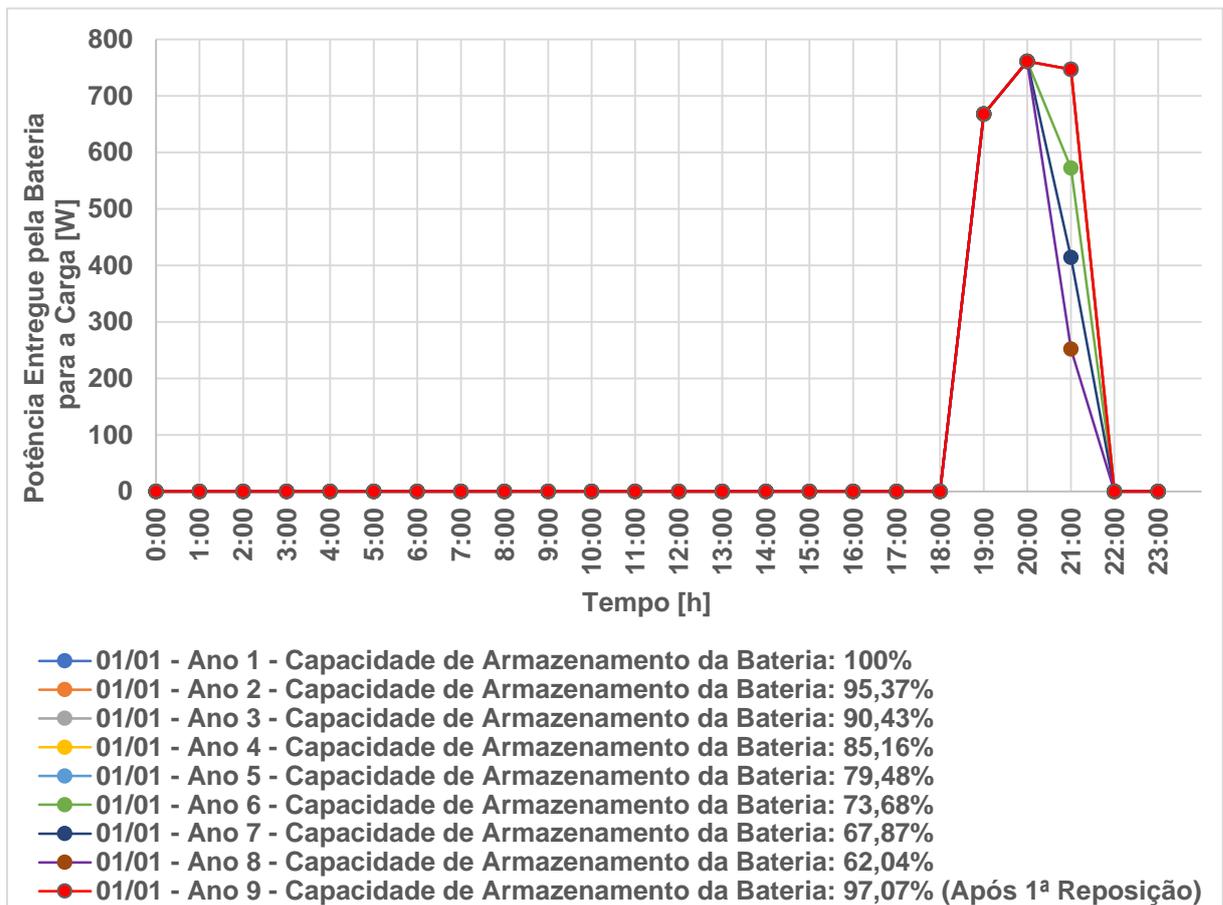
Conforme esperado, a curva da potência total da carga residencial, obtida pela soma das outras parcelas de potência da Figura 70, apresentou um perfil similar ao da curva de carga do alimentador BHBN20 da Figura 36. A explicação desse fato foi detalhada na análise da Figura 68.

Assim como ocorreu durante o solstício de verão, o excedente de energia produzida pelo gerador FV foi capaz de atender a carga residencial total durante certo intervalo de tempo. Entretanto, para o solstício de inverno esse intervalo é composto pelas horas 13:00 e 14:00, enquanto que para o solstício de verão esse intervalo ocorria às 14:00 e 15:00 horas.

Da Figura 70, observa-se ainda que, durante o solstício de inverno do primeiro ano, a bateria foi capaz de suprir a carga residencial em horário de ponta sem a necessidade do auxílio da rede elétrica. À medida que a bateria realizava ciclos de carga e descarga e começava a sofrer perda de capacidade de armazenamento, a rede elétrica passava a complementar o atendimento da carga residencial em horário de ponta.

A influência da perda de capacidade de armazenamento da bateria ao longo dos anos é ilustrada na Figura 71. Como mencionado, a realização de ciclos de carga e descarga pela bateria faz com que a sua capacidade de armazenamento diminua. A partir de determinado momento, essa diminuição fez com que a bateria não conseguisse atender a carga residencial em horário de ponta. O objetivo da Figura 71 é mostrar esse processo, utilizando o dia 01/01 dos primeiros 9 anos como data de referência.

Figura 71 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 9



Para o dia 01/01 de referência, as curvas dos Anos 1 ao 5 estão sobrepostas, indicando que nesse período a carga residencial em horário de ponta foi atendida pela bateria. Assim como nas Figuras 50, 57 e 64, foi possível observar que a diminuição da capacidade de armazenamento de energia da bateria começou a influenciar o atendimento da carga residencial em horário de ponta entre os Anos 5 e 6.

À medida que a perda de capacidade de armazenamento da bateria progredia, a partir do Ano 6, observa-se que o atendimento da carga residencial pela bateria era cada vez mais afetado na última hora do horário de ponta. Consequentemente, a complementação do atendimento da carga em HP pela rede elétrica se tornava mais significativa à medida que os Anos 6, 7 e 8 passavam.

A bateria atingiu seu valor de capacidade de armazenamento de reposição (60%) entre os Anos 8 e 9. Para o dia 01/01 do Ano 9, a nova bateria possuía capacidade de armazenamento de 97,07%, próxima das condições iniciais do Ano 1. Nesse momento, ela recuperou a sua capacidade de atendimento da carga residencial em horário de ponta, conforme comprovado pela sobreposição da curva do Ano 9 às curvas dos Anos 1 ao 5.

Para o período de 25 anos de análise do sistema híbrido proposto, o primeiro resultado apresentado é a composição do consumo residencial anual de acordo com as fontes de energia do sistema, dado pela Tabela 58. Como fontes de energia entende-se o sistema híbrido (bateria e o excedente gerado pelos módulos FV) e a rede elétrica. Os valores de energia da bateria, excedente do gerador FV e da rede elétrica para a carga residencial, respectivamente na segunda, terceira e quinta colunas, foram obtidos como resultado da simulação. O valor de energia do sistema híbrido foi obtido pela soma dos valores da segunda e terceira colunas. Já o consumo anual total pôde ser obtido pela multiplicação do número de meses do ano (12) pelo consumo residencial mensal ou pela soma entre os valores das colunas 4 e 5.

Tabela 58 – BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Composição do Consumo Anual por Fontes de Energia – Anos 1 a 25

Ano	Energia da Bateria para a Carga Residencial [kWh/ano]	Energia do Gerador FV para a Carga Residencial [kWh/ano]	Energia do Sistema Híbrido (FV + Bateria) para Carga Residencial [kWh/ano]	Energia da Rede Elétrica para a Carga Residencial [kWh/ano]	Consumo Anual Total [kWh/ano]
Ano 1	779,341	613,409	1.392,750	2.800,890	4.193,640
Ano 2	779,912	603,208	1.383,120	2.810,520	4.193,640
Ano 3	780,833	595,077	1.375,910	2.817,730	4.193,640
Ano 4	783,018	584,632	1.367,650	2.825,990	4.193,640
Ano 5	743,381	613,999	1.357,380	2.836,260	4.193,640
Ano 6	688,760	657,520	1.346,280	2.847,360	4.193,640
Ano 7	632,898	703,042	1.335,940	2.857,700	4.193,640
Ano 8	712,503	628,497	1.341,000	2.852,640	4.193,640
Ano 9	778,964	558,106	1.337,070	2.856,570	4.193,640
Ano 10	779,316	549,824	1.329,140	2.864,500	4.193,640
Ano 11	782,241	538,049	1.320,290	2.873,350	4.193,640
Ano 12	760,544	550,906	1.311,450	2.882,190	4.193,640
Ano 13	707,930	594,540	1.302,470	2.891,170	4.193,640
Ano 14	653,127	640,163	1.293,290	2.900,350	4.193,640
Ano 15	653,022	635,878	1.288,900	2.904,740	4.193,640
Ano 16	778,056	509,844	1.287,900	2.905,740	4.193,640
Ano 17	778,013	502,337	1.280,350	2.913,290	4.193,640
Ano 18	778,619	493,641	1.272,260	2.921,380	4.193,640
Ano 19	773,468	489,622	1.263,090	2.930,550	4.193,640
Ano 20	726,597	529,073	1.255,670	2.937,970	4.193,640
Ano 21	672,857	575,193	1.248,050	2.945,590	4.193,640
Ano 22	617,590	622,640	1.240,230	2.953,410	4.193,640
Ano 23	758,776	481,984	1.240,760	2.952,880	4.193,640
Ano 24	776,694	454,846	1.231,540	2.962,100	4.193,640
Ano 25	776,549	446,851	1.223,400	2.970,240	4.193,640

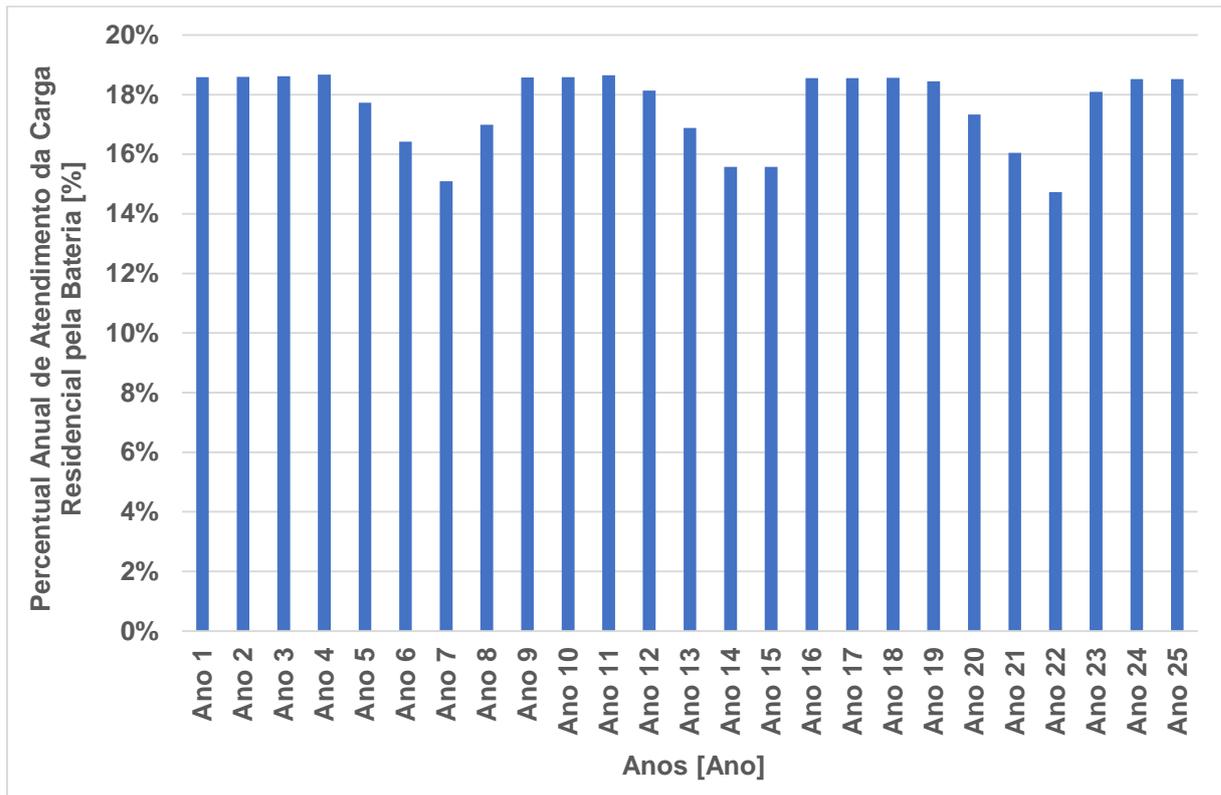
Conforme observado já na Tabela 57, observa-se que a energia gerada pelo sistema híbrido foi maior para o presente caso do que para os casos anteriores. Esse é um efeito da presença de um módulo a mais no gerador FV do presente caso. Da Tabela 58, observa-se ainda que a energia excedente do gerador FV para a carga residencial não excedeu a energia da bateria para a carga residencial. Se excedesse, significaria que outra bateria poderia ser carregada e que o gerador FV estaria sobredimensionado.

Ainda da Tabela 58, percebe-se um comportamento similar da energia da bateria para a carga residencial daquele apresentado nas Tabelas 49, 52 e 55 (págs. 141, 155, 168, respectivamente). Durante os primeiros 4 anos essa energia se manteve em um patamar praticamente estável, decrescendo a partir do Ano 5, quando a perda de capacidade de armazenamento da bateria começou a influenciar o atendimento da carga residencial em horário de ponta. À medida que a energia da bateria decrescia, ocorria um comportamento contrário da energia excedente do gerador FV para a carga residencial. Esse processo ocorria devido ao fato de o gerador FV necessitar carregar menos energia da bateria (que possui menor capacidade de armazenamento) e, conseqüentemente, passasse a gerar mais excedente de energia para a carga residencial.

Entre os Anos 8 e 9, quando ocorreu a primeira reposição da bateria, a energia armazenada pela bateria e que era entregue para a carga residencial aumentou, retornando a um patamar próximo das condições iniciais a partir do Ano 9. Esse processo era cíclico.

A partir da razão entre a energia da bateria entregue para a carga residencial e a energia total consumida pela casa, apresentadas anteriormente na Tabela 58, obteve-se o percentual de atendimento da carga residencial pela bateria. Esse percentual ao longo dos 25 anos de análise do sistema híbrido proposto é exibido na Figura 72.

Figura 72 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%: Percentual Anual de Atendimento da Carga Residencial pela Bateria – Anos 1 a 25



O gráfico da Figura 72 possui comportamento similar aos gráficos apresentados nas Figuras 51, 58 e 65. Durante os 4 primeiros anos, quando a perda de capacidade de armazenamento da bateria não era significativa a ponto de influenciar o abastecimento da carga residencial em horário de ponta, o percentual de atendimento da carga residencial pela bateria se manteve em um patamar praticamente constante, próximo a 18,58%.

Nos Anos 5, 6 e 7, a perda de capacidade de armazenamento de energia pela bateria se tornou significativa, como já visto na análise da Tabela 58, e o abastecimento da carga residencial pela bateria foi reduzido. A redução apresentada pelo gráfico da Figura 72 foi praticamente linear, assim como a redução da capacidade de armazenamento de energia da bateria ao longo dos anos, observada na Figura 71.

Entre os Anos 8 e 9, ocorreu a primeira reposição da bateria, conforme mencionado anteriormente. Essa reposição é representada pelo crescimento do percentual de atendimento da carga residencial para o Ano 8 da Figura 72. No Ano 9, conforme já observado na análise da Figura 71, a capacidade de armazenamento da bateria se aproximou das condições iniciais (Ano 1, capacidade de armazenamento de 100%), fazendo com que o comportamento do percentual de atendimento da carga residencial pela bateria observado para o período anterior à primeira reposição se reiniciasse. Ao longo dos 25 anos de análise do sistema, foi possível observar a presença de 3 períodos parecidos, caracterizando a existência de 3 reposições da bateria, conforme visto na Tabela 46 (pág. 125).

4.5. Análises Paramétricas

O objetivo das análises paramétricas é verificar a influência de determinados parâmetros de entrada nos resultados finais de uma equação, processo ou simulação. No presente trabalho, a análise paramétrica investigou como os resultados das simulações seriam afetados ao se variar alguns parâmetros de entrada. Nessa seção, os resultados de interesse foram aqueles considerados básicos, já explicados e apresentados para os casos em cenário base na Tabela 46.

Os resultados apresentados nas seções 4.1. a 4.4. são considerados específicos e não foram detalhados na análise paramétrica. Entretanto, esses resultados nortearam os parâmetros que foram variados nessa seção. Nas Figuras 50, 57, 64 e 71, por exemplo, observa-se que a perda de capacidade de armazenamento da bateria fazia com que, antes de ser reposta, ela não conseguisse atender plenamente a carga residencial em horário de ponta, necessitando auxílio da rede elétrica para atendimento da carga. Dessa forma, um sobredimensionamento das baterias dos casos analisados nas seções 4.1. a 4.4. foi

investigado, de maneira que ao chegarem a 60% da sua capacidade de armazenamento inicial ainda sejam capazes de atender completamente a carga em horário de ponta.

Além do sobredimensionamento das baterias, outro parâmetro que teve sua influência sobre os resultados básicos investigada foi o critério de reposição das baterias, padronizado em 60% pelo SAM. Uma variação desse critério de 0% a 90%, em passos de 10%, foi feita e os resultados básicos foram detalhados para cada um dos 4 casos analisados previamente.

Outro parâmetro analisado foi o número de dias de autonomia do sistema híbrido para os casos analisados. Os resultados apresentados nas seções 4.1. a 4.4. referem-se a um único dia de autonomia, sendo N igual a 1 na Equação (39), página 97. Na presente seção, os resultados básicos foram obtidos para 2 e 3 dias de autonomia.

Por fim, realizou-se uma análise de um parâmetro financeiro: a inclusão de taxas de incentivo governamentais e da concessionária para subsídio do investimento do sistema. Nos casos base analisados essa taxa era de 0%, significando que tanto governo quanto concessionária não contribuíam para a alavancagem do uso do sistema híbrido proposto. Na presente seção, esse parâmetro foi variado de 0% a 100%, com passos de 10%, para análise da influência desse parâmetro nos resultados básicos.

4.5.1. Sobredimensionamento da Bateria

O dimensionamento das baterias realizado na seção 3.2.3., não levou em consideração a perda de capacidade de armazenamento da bateria ao longo dos anos devido aos ciclos de carga e descarga realizados por ela. Conforme visto nas Figuras 50, 57, 64 e 71, essa perda resultou em um atendimento incompleto da carga residencial em horário de ponta nos anos que antecederiam a reposição das baterias.

Tal comportamento pode ser atenuado a partir de um novo dimensionamento da bateria que leva em consideração o critério de reposição da mesma, quando ela atinge 60% da sua capacidade de armazenamento inicial. Para esse novo dimensionamento, os valores calculados de capacidade de bateria (apresentados na Tabela 28, pág. 98) foram divididos por 60%. Isso garantiu que, quando a bateria atingisse 60% da sua capacidade de armazenamento e, conseqüentemente, fosse repostada, ela ainda fosse capaz de atender plenamente a carga residencial em horário de ponta calculada para cada caso. Esse novo método resultou em um aumento da capacidade de armazenamento das baterias em 66,67% ($1/0,6 = 1,6667$) e, por isso, foi chamado de sobredimensionamento.

Os resultados básicos dos casos destacados na Tabela 46 (pág. 125), bem como as novas capacidades de armazenamento recalculadas e simuladas, são apresentados na

Tabela 59. Seu objetivo é analisar a influência que o aumento da capacidade de armazenamento da bateria (e, conseqüentemente, do seu custo) teve para os resultados básicos dos casos destacados entre as seções 4.1. e 4.4..

Tabela 59 - Resultados Básicos para Sobredimensionamento das Baterias

	Capacidade de Armazenamento Recalculada (Simulada) da Bateria [kWh]	<i>Payback</i> [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Nº Reposições Baterias [-]	Economia Utilizando o Sistema (Ano 1) [US\$]	Custo Inicial do Sistema [US\$]	Valor Presente Líquido [US\$]
BHPM08, Li-íon, DoD 80%	4,12 (4,1256)	12,3	0,3259	2	232,00	3.021,00	-1.099,00
BHSO11, Li-íon, DoD 80%	2,95 (2,9592)	10,2	0,2693	2	232,00	2.451,00	-485,00
BHHR10, Li-íon, DoD 80%	3,92 (3,9096)	11,9	0,3144	2	232,00	2.916,00	-975,00
BHBN20, Li-íon, DoD 80%	5,38 (5,3784)	11,8	0,3103	2	337,00	4.190,00	-1.353,00

De acordo com os resultados da Tabela 59, o sobredimensionamento das baterias para os casos analisados acarretou na diminuição do número de reposições das mesmas no período de análise. Pelo novo dimensionamento, foram necessárias duas reposições das baterias, enquanto que pelo dimensionamento anterior eram necessárias três reposições. Essa redução ocorre devido ao menor estresse que a bateria sobredimensionada sofreu, uma vez que a energia descarregada diariamente foi a mesma para os dois dimensionamentos (o consumo residencial em horário de ponta). Por exemplo, pelo dimensionamento da seção 3.2.3. uma bateria de 2,47 kWh foi requerida para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', enquanto que pelo dimensionamento proposto nesta seção a capacidade de armazenamento da bateria foi de 4,12 kWh. O consumo residencial em horário de ponta (1,77 kWh) representa uma profundidade de descarga de 71,66% (i.e., 1,77kWh/2,47kWh) da bateria no primeiro dimensionamento e de 42,96% (i.e., 1,77kWh/4,12kWh) da bateria sobredimensionada. Como visto ao longo do trabalho, quanto menor a profundidade de descarga que uma bateria é submetida, maior a sua capacidade de realização de ciclos e menor a sua perda de capacidade de armazenamento. Dessa forma, explica-se o menor número de reposições para as baterias sobredimensionadas.

Com relação ao *Payback*, ao LCOE e ao custo inicial do sistema, os valores dos resultados básicos para o novo dimensionamento foram maiores do que os apresentados na

Tabela 46. O aumento do custo inicial do sistema se relaciona diretamente com o aumento da capacidade de armazenamento das baterias e, conseqüentemente, do custo delas. O mesmo motivo explica o aumento do LCOE. Uma vez que esse parâmetro leva em consideração o custo do sistema (que aumenta devido ao maior custo da bateria) e a quantidade de energia gerada por ele, o LCOE também aumentou de acordo com o novo dimensionamento.

O *payback* foi o parâmetro que sofreu aumento menos significativo quando comparado aos resultados da Tabela 46. Esse é um parâmetro afetado não só pelo aumento da capacidade de armazenamento das baterias, mas também pela redução do número de reposições das baterias. Entretanto, a redução do número de reposições das baterias não foi capaz de equilibrar o aumento dos custos do projeto para nenhum dos casos analisados.

O percentual de carregamento das baterias pelo gerador FV se manteve praticamente estável, indicando resultados satisfatórios assim como os apresentados na Tabela 46. O mesmo ocorreu para a economia obtida com o sistema para o Ano 1. Como não houve mudança no dimensionamento do gerador FV, não se alterou a quantidade de energia produzida por ele e, conseqüentemente, não se alterou a economia promovida pelo sistema híbrido.

Por sua vez, o Valor Presente Líquido foi fortemente afetado pela elevação dos custos do sistema causada pelo aumento da capacidade de armazenamento da bateria e a não alteração da economia obtida pelo sistema híbrido (devido a não alteração do dimensionamento do gerador FV). O VPL de todos os 4 casos analisados apresentou grande redução devido ao aumento dos custos do sistema.

Duas observações podem ser feitas a partir dos resultados apresentados pela Tabela 59: a forte influência do custo das baterias nos resultados econômicos do sistema e, por conseqüência, a melhor adequação do dimensionamento realizado na seção 3.2.3. aos objetivos do trabalho. Ainda da Tabela 46 foi possível observar a influência da capacidade de armazenamento da bateria nos resultados econômicos dos casos simulados, quando a menor bateria dimensionada e simulada (referente ao caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%) resultou no único sistema híbrido com VPL positivo. Os resultados apresentados na Tabela 59 corroboraram essa influência. Ao se sobredimensionar a bateria para evitar a perda de capacidade de atendimento da carga residencial em horário de ponta nos anos anteriores às reposições, aumentou-se demasiadamente o custo do sistema, de maneira que eles se tornaram menos viáveis economicamente. Por fim, observa-se que, do ponto de vista econômico, o dimensionamento realizado na seção 3.2.3. foi mais viável que o apresentado nessa subseção.

4.5.2. Critério de Reposição das Baterias

O objetivo da presente seção é analisar a influência do critério de reposição das baterias nos resultados básicos dos casos analisados nas seções 4.1. a 4.4.. Conforme mencionado ao longo do trabalho, o critério de reposição adotado foi o utilizado como padrão pelo SAM: quando a bateria atinge 60% da sua capacidade de armazenamento inicial, ela deve ser reposta.

A variação do critério de reposição das baterias não afetou alguns dos resultados básicos apresentados na Tabela 46 (pág. 125), como a capacidade de armazenamento calculada da bateria, a economia obtida pela instalação do sistema no Ano 1 e o seu custo inicial. Por isso, tais resultados não foram apresentados nas tabelas ao longo dessa subseção. Todos os casos analisados tiveram o critério de reposição variado de 90% a 0%, com decréscimos de 10%.

Os resultados obtidos para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%' são apresentados na Tabela 60. Para este caso, a capacidade simulada da bateria foi de 2,4624 kWh, a economia obtida pelo sistema durante o Ano 1 foi de US\$ 231,00 e o custo inicial do sistema foi de US\$ 2.208,00.

Tabela 60 - Variação do Critério de Reposição da Bateria: BHPM08, Li-íon, DoD = 80%

Critério de Reposição da Bateria [%]	<i>Payback</i> [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Nº Reposições Baterias [-]	Valor Presente Líquido [US\$]
90	N.A.	0,4431	11	-2.370,00
80	18,3	0,3353	6	-1.198,00
70	14,3	0,2877	4	-682,00
60	12,0	0,2662	3	-448,00
50	9,3	0,2519	2	-293,00
40	9,3	0,2470	2	-241,00
30	9,3	0,2393	1	-157,00
20	9,3	0,2359	1	-119,00
10	9,3	0,2344	1	-104,00
0	9,3	0,2322	1	-80,00

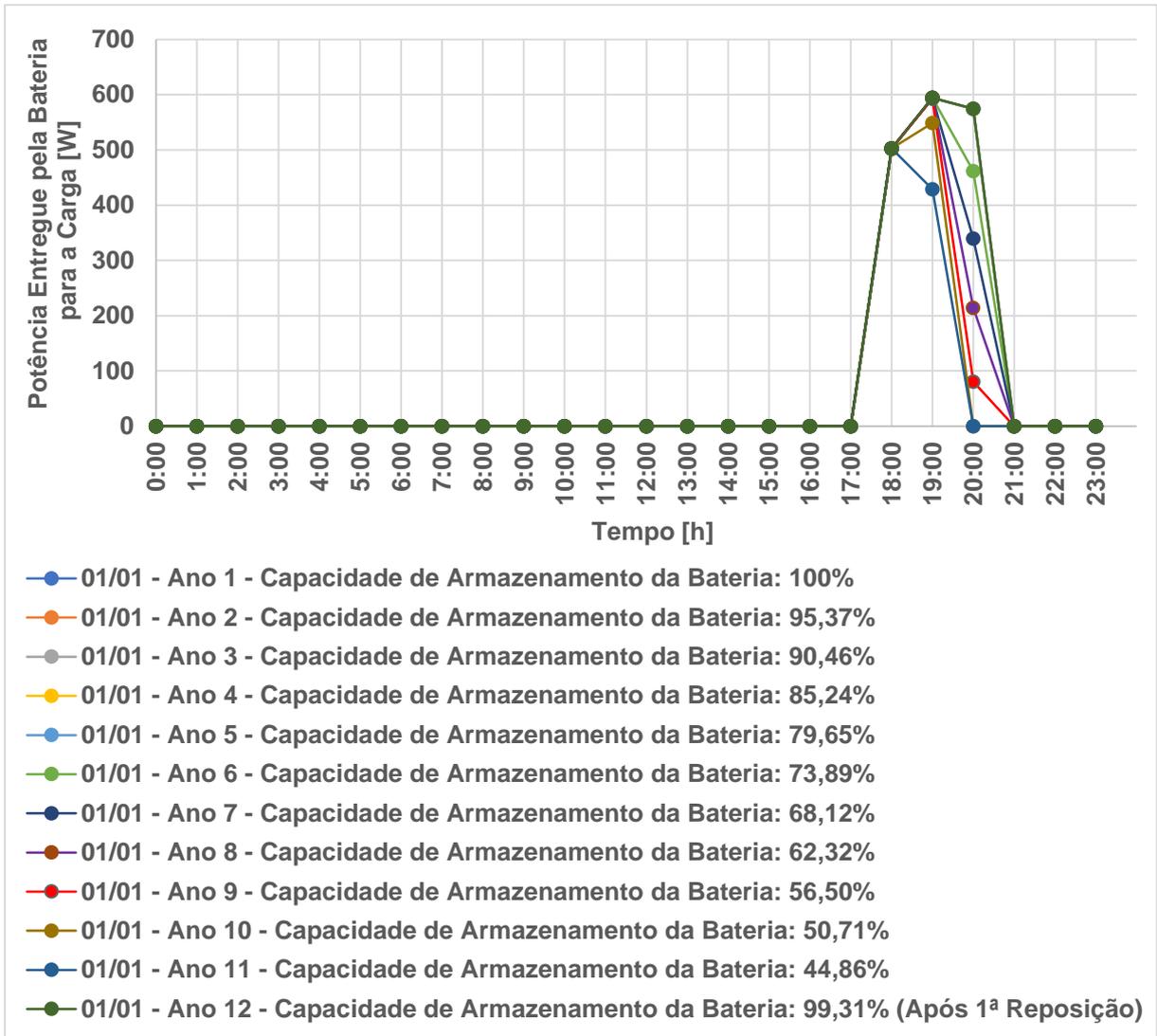
O valor de *Payback* não decresceu mais a partir do critério de reposição igual a 50%. Ao se reduzir o critério de reposição, o comportamento observado nas Figuras 50, 57, 64 e 71 se acentuou nos anos anteriores às reposições. Assim, apesar de se utilizar a bateria por mais tempo e precisar de menos reposições, o sistema passou a requerer mais energia da

rede elétrica para complementar o atendimento do consumo residencial em horário de ponta. Nesses casos, a economia do sistema nos anos anteriores às reposições ocorreu devido ao excedente de energia produzida pelo gerador FV, limitado ao consumo residencial.

Essa necessidade de maior complementação do consumo residencial em horário de ponta pela rede provocou a redução menos acentuada do LCOE a partir do critério de reposição de 50%. Para uma redução de 50% para 0% do critério de reposição, o LCOE variou menos de 8%.

À medida que o critério de reposição diminuía, o número de reposições também diminuía, até se estagnar em 1. Conforme explicado anteriormente e ilustrado na Figura 73, a diminuição do critério de reposição acarretou maior necessidade da rede elétrica para complementar o atendimento da carga residencial em horário de ponta nos anos anteriores à reposição da bateria. Assim, a redução de reposições não necessariamente foi um fato positivo do ponto de vista técnico, embora tenha sido o principal fator para a melhoria do VPL.

Figura 73 - BHPM08, Li-íon, DoD = 80%, Critério de Reposição a 40%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 12



Na Figura 73, o critério de reposição era de 40% para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%'. Diferentemente do comportamento apresentado na Figura 50, a primeira reposição ocorre entre os Anos 11 e 12 na Figura 73. Essa diferença entre o momento da primeira reposição das figuras fez com que houvesse maior necessidade da complementação do consumo em horário de ponta pela energia da rede elétrica no caso da Figura 73. No caso da Figura 50 só havia perda de capacidade de atendimento na última hora do período de ponta. No caso com critério de reposição de 40%, durante os Anos 10 e 11 houve perda de capacidade de atendimento nas duas últimas horas do horário de ponta.

Os resultados referentes a variação do critério de reposição para o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' são apresentados na Tabela 61. Nesse caso, a capacidade simulada da bateria foi de 1,7712 kWh, a economia obtida pelo sistema durante o Ano 1 foi de US\$ 231,00 e o custo inicial do sistema foi de US\$ 1.870,00.

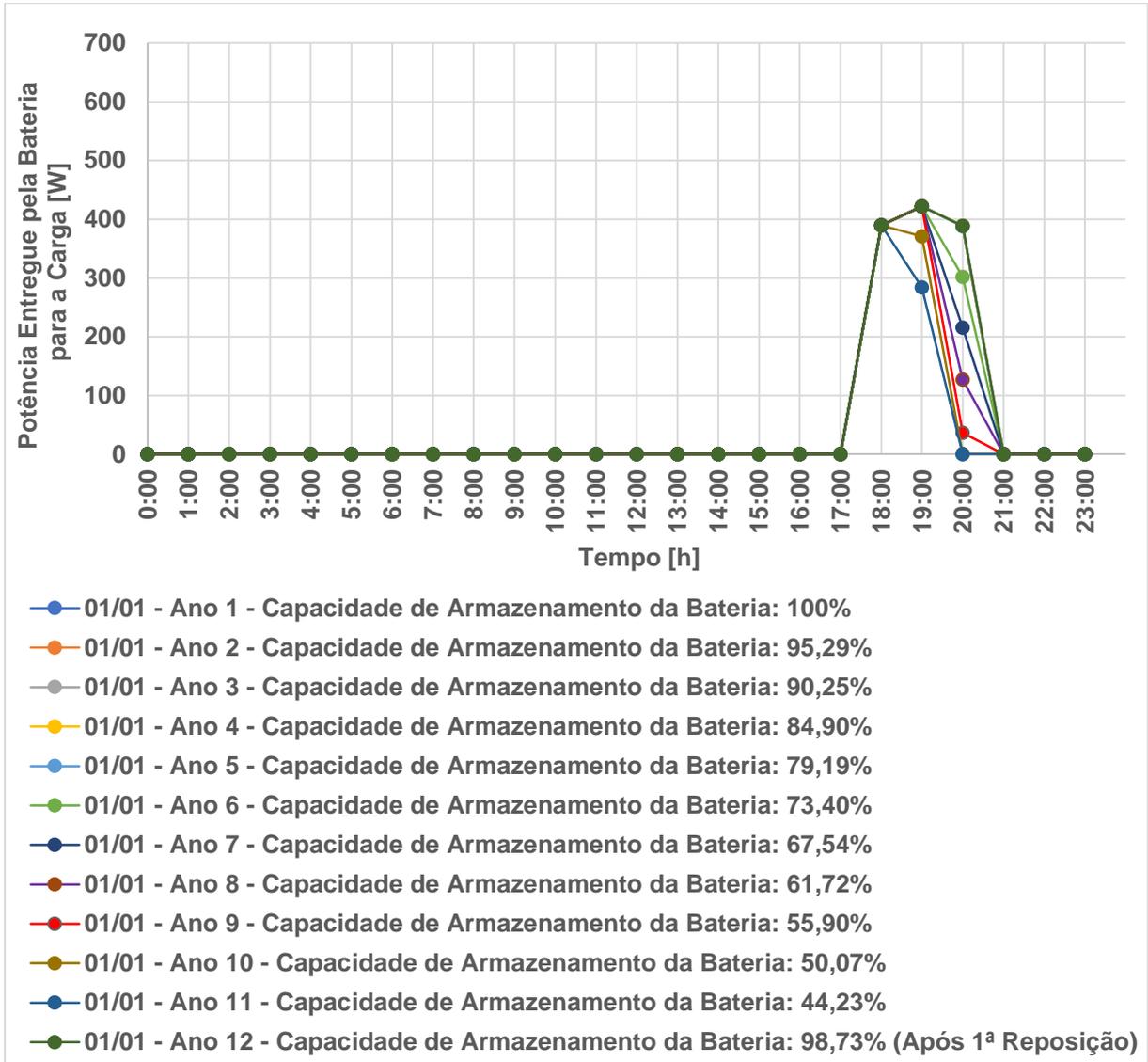
Tabela 61 - Variação do Critério de Reposição da Bateria: BHSO11, Li-íon, DoD = 80%

Critério de Reposição da Bateria [%]	<i>Payback</i> [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Nº Reposições Baterias [-]	Valor Presente Líquido [US\$]
90	21,6	0,3492	12	-1.354,00
80	13,8	0,2713	6	-505,00
70	10,2	0,2378	4	-142,00
60	8,0	0,2220	3	31,00
50	8,0	0,2115	2	146,00
40	8,0	0,2080	2	184,00
30	8,0	0,2025	2	244,00
20	8,0	0,2000	1	271,00
10	8,0	0,1990	1	282,00
0	8,0	0,1974	1	300,00

Os resultados apresentados na Tabela 61 apresentaram o mesmo comportamento daqueles apresentados na Tabela 60, exceto pelo fato de a estabilização do *Payback* ocorrer a partir do critério de reposição igual a 60%. Para a variação do critério de reposição entre 60% e 0%, a variação do LCOE foi de cerca 11%.

O caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' foi o único da Tabela 46 a apresentar VPL positivo devido, principalmente, ao fato de possuir a bateria com menor capacidade de armazenamento dentre os casos analisados. Dessa forma, à medida que se diminui o critério de reposição das baterias e, conseqüentemente, diminui-se o número de reposições e dos custos do sistema ao longo do período de análise, aumentava-se o seu Valor Presente Líquido. Entretanto, deve se ponderar que, apesar dos bons resultados do VPL à medida que se diminuía o critério de reposição das baterias, eles eram acompanhados pela maior dependência da rede elétrica para complementação do atendimento da carga residencial em horário de ponta, como visto na Figura 74. Essa maior dependência da rede elétrica fez com que o resultado do trabalho se distanciasse da sua proposta, que é utilizar a energia do sistema de armazenamento durante o horário de ponta.

Figura 74 - BHSO11, Li-íon, DoD = 80%, Critério de Reposição a 40%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 12



Assim como na Figura 73, o critério de reposição da bateria utilizado na Figura 74 foi de 40% do valor da sua capacidade de armazenamento inicial. Quando comparada à Figura 57, a primeira reposição da Figura 74 ocorreu somente entre os Anos 11 e 12. Nota-se que houve necessidade de complementação da carga residencial em horário de ponta pela rede elétrica por um período mais longo na Figura 74 do que na Figura 57. Além dessa necessidade de complementação ter sido mais longa, observa-se que ela se fez presente em um período maior do horário de ponta ao longo dos Anos 10 e 11, quando a rede elétrica começou a complementar o atendimento da carga residencial na penúltima e última horas do horário de ponta.

Os resultados do caso 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%' relativos à variação do critério de reposição da bateria são apresentados na Tabela 62. Para esse caso, a capacidade de

armazenamento da bateria foi de 2,3544 kWh, a economia obtida pelo sistema no Ano 1 foi de US\$ 231,00 e o custo inicial do sistema de US\$ 2.156,00.

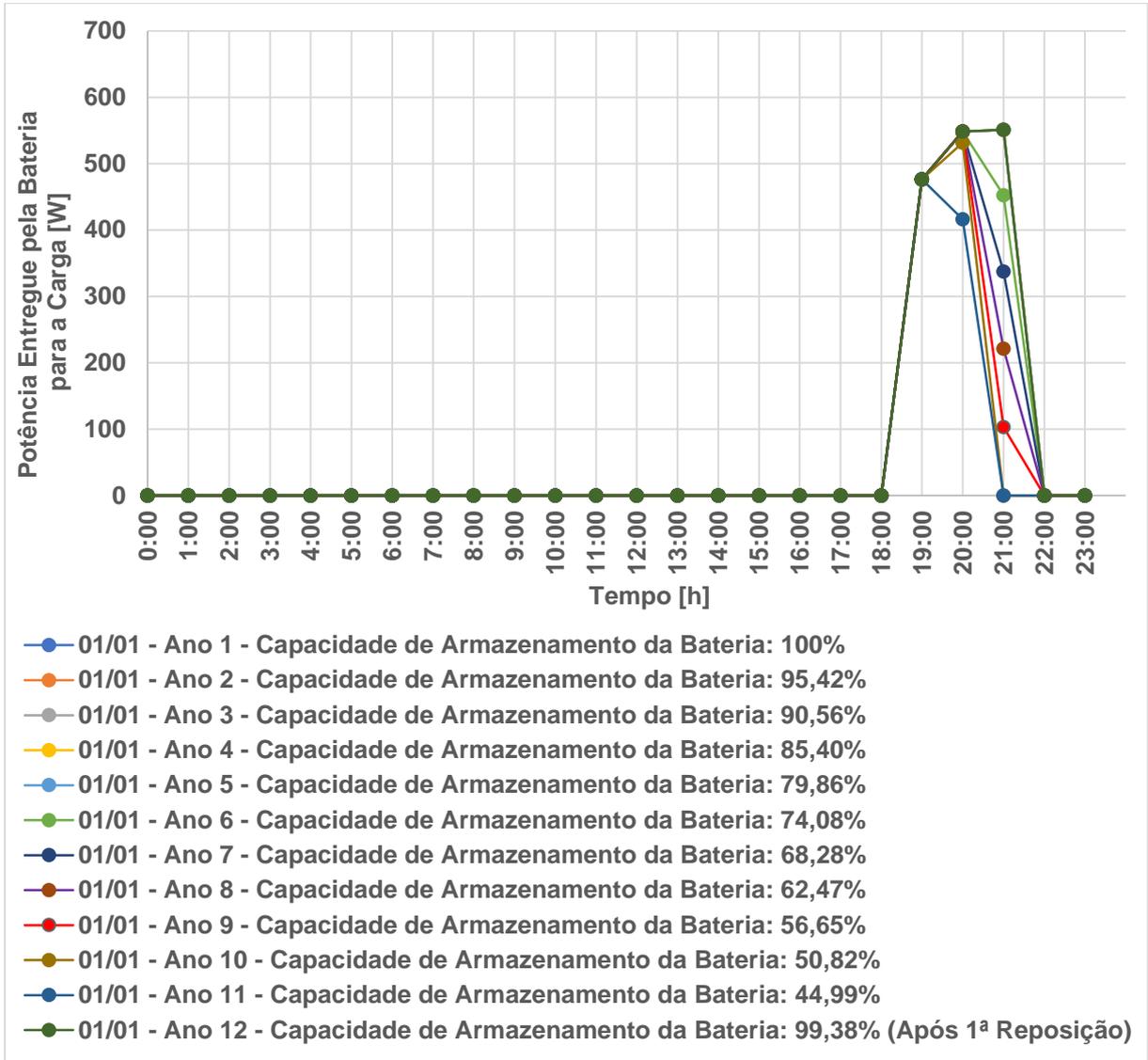
Tabela 62 - Variação do Critério de Reposição da Bateria: BHHR10, Li-íon, DoD = 80%

Critério de Reposição da Bateria [%]	<i>Payback</i> [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Nº Reposições Baterias [-]	Valor Presente Líquido [US\$]
90	N.A.	0,4274	11	-2.202,00
80	17,8	0,3252	6	-1.089,00
70	12,0	0,2798	4	-596,00
60	11,7	0,2594	3	-374,00
50	9,1	0,2455	2	-224,00
40	9,1	0,2409	2	-174,00
30	9,1	0,2335	1	-94,00
20	9,1	0,2302	1	-58,00
10	9,1	0,2288	1	-43,00
0	9,1	0,2267	1	-20,00

Os resultados apresentados na Tabela 62 possuem o mesmo comportamento daqueles apresentados nas Tabelas 60 e 61, incluindo a estabilização do tempo de *Payback* a partir de determinado percentual de critério de reposição da bateria, no caso de 50%. Apesar da melhora, os resultados de VPL continuaram negativos para todos os percentuais de critério de reposição, incluindo 0%.

Novamente, pondera-se que a redução do número de reposições foi acompanhada da maior necessidade da rede elétrica para complementação do atendimento da carga residencial em horário de ponta. A potência entregue pela bateria para a carga residencial no caso 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%' com critério de reposição da bateria igual a 40% é exibido na Figura 75.

Figura 75 - BHHR10, Li-íon, DoD = 80%, Critério de Reposição a 40%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 12



Quando comparado com a Figura 64, percebe-se que o período em que houve necessidade de complementação do atendimento da carga residencial em horário de ponta pela rede elétrica foi maior na Figura 75. Enquanto no primeiro caso a complementação ocorreu entre os Anos 6 e 7, com a reposição ocorrendo no Ano 8, no segundo caso a complementação ocorreu entre os Anos 6 ao 11, sempre aumentando progressivamente até que a bateria fosse reposta perto do Ano 12. Da Figura 75, percebe-se que a redução do critério de reposição da bateria aumentou a dependência da rede elétrica nos anos anteriores às reposições.

Os resultados do caso 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%' relativos à variação do critério de reposição da bateria são apresentados na Tabela 63. Para esse caso, a capacidade de armazenamento da bateria foi de 3,24 kWh, a economia obtida pelo sistema no Ano 1 foi de US\$ 336,00 e o custo inicial do sistema de US\$ 3.144,00.

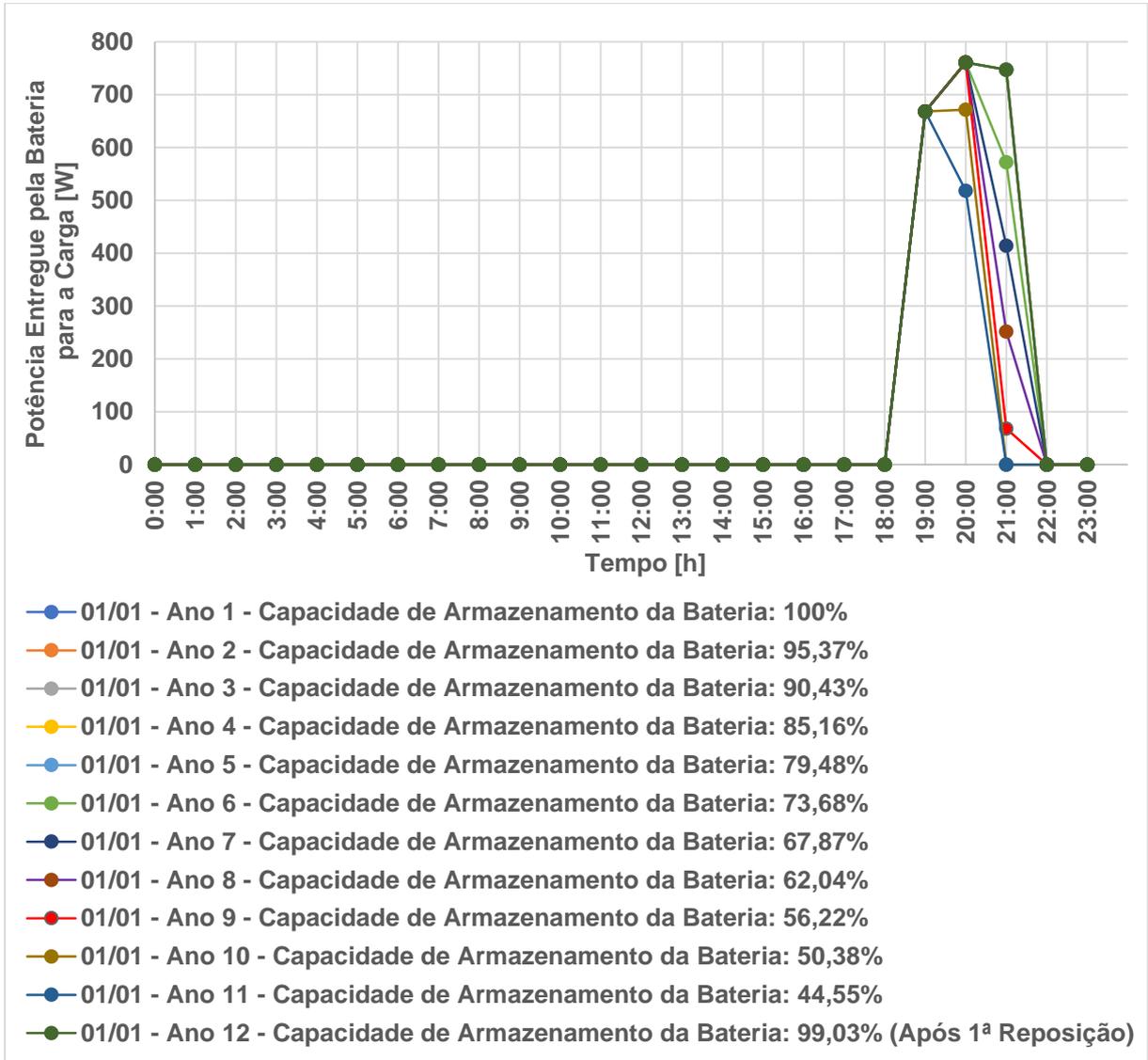
Tabela 63 - Variação do Critério de Reposição da Bateria: BHBN20, Li-íon, DoD = 80%

Critério de Reposição da Bateria [%]	<i>Payback</i> [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Nº Reposições Baterias [-]	Valor Presente Líquido [US\$]
90	N.A.	0,4188	11	-3.066,00
80	17,4	0,3206	6	-1.512,00
70	11,9	0,2785	4	-847,00
60	11,6	0,2581	3	-525,00
50	9,1	0,2452	2	-321,00
40	9,1	0,2408	2	-252,00
30	9,1	0,2339	1	-143,00
20	9,1	0,2307	1	-92,00
10	9,1	0,2294	1	-72,00
0	9,1	0,2274	1	-40,00

Os resultados apresentados na Tabela 63 apresentam o mesmo comportamento daqueles apresentados pela Tabela 62, incluindo a estabilização do tempo de *Payback* a partir do percentual de 50%, coincidentemente, em 9,1 anos para os dois casos. Os resultados do Valor Presente Líquido também se mantiveram negativos para todos os percentuais de critério de reposição analisados, incluindo 0%.

Como já observado nas Figuras 73, 74 e 75, a diminuição do critério de reposição das baterias reduziu o número de reposições ao longo do período de análise. Entretanto, essa redução foi acompanhada pelo aumento da dependência do sistema da rede elétrica para complementação do atendimento da carga residencial em horário de ponta, o que fugiu do objetivo do presente trabalho. Assim como nas figuras anteriores, a potência entregue pela bateria para a carga residencial em horário de ponta foi analisada para o dia 01/01 ao longo dos 12 primeiros anos de funcionamento do sistema híbrido proposto para o caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%' com critério de reposição igual a 40%. Essa análise é mostrada na Figura 76.

Figura 76 - BHBN20, Li-íon, DoD = 80%, Critério de Reposição a 40%: Potência Entregue pela Bateria para a Carga Residencial - Dia 01/01 - Anos 1 ao 12



Assim como nas Figuras 73, 74 e 75, observa-se da Figura 76 que a bateria precisou de complementação da energia da rede elétrica entre os Anos 6 e 11, um período de tempo maior do que aquele necessário na Figura 71. Além disso, observa-se novamente que para os Anos 10 e 11 essa complementação não foi feita somente para a última hora do período de ponta, mas também para a penúltima. Nota-se também que a primeira reposição da bateria ocorreu somente próximo ao Ano 12, enquanto que na Figura 71 essa reposição ocorreu entre os Anos 8 e 9.

De maneira geral, para os 4 casos analisados, a variação do critério de reposição das baterias influenciou diretamente os resultados de Valor Presente Líquido, tornando-os melhores que os apresentados na Tabela 46 (pág. 125). Do ponto de vista econômico,

portanto, seria vantajoso utilizar menores valores de percentuais de critério de reposição do que o de 60% utilizado nos casos base.

Entretanto, do ponto de vista técnico, essa redução não seria interessante. Conforme explicado anteriormente e visto entre as Figuras 73 e 76, o sistema híbrido proposto necessitaria de maior auxílio da rede elétrica para abastecimento da carga residencial em horário de ponta à medida que se diminuísse o percentual do critério de reposição. Essa relação, apesar de resultar em um menor número de reposições da bateria, fazia com que ocorresse um distanciamento dos resultados ao propósito do trabalho.

Das Tabelas 60, 61, 62 e 63, observou-se uma estabilização dos resultados a partir do critério de reposição de 50%. Esse é, portanto, o valor limite para que a necessidade de complementação da carga residencial em horário de ponta pela rede elétrica não se torne prejudicial do ponto de vista técnico. Esse percentual pode ser entendido como o melhor caso, enquanto que o critério de reposição de 60% pode ser entendido como um caso conservador do melhor caso de acordo com a variação percentual adotada na análise paramétrica.

4.5.3. Número de Dias de Autonomia

O terceiro parâmetro avaliado foi o número de dias de autonomia do sistema, ou seja, a quantidade de dias que o sistema híbrido conseguiria atender a carga residencial em horário de ponta caso não houvesse geração de energia FV suficiente. Os casos analisados no cenário base consideravam apenas um dia de autonomia. Dessa forma, o atendimento da carga residencial em horário de ponta diário estava fortemente relacionado à produção de energia diária do gerador FV e sua capacidade de carregar ou não a bateria adequadamente.

Conforme mencionado no início da seção 4.5., foram analisados cenários em que o dimensionamento da bateria foi feito para 2 e 3 dias de autonomia. Dessa forma, o valor de N na Equação (39) era igual a 2 e 3, respectivamente. A Tabela 64 indica o caso analisado, o número de dias de autonomia da bateria e a respectiva capacidade de armazenamento de acordo com os dias autonomia, além dos resultados básicos. Novamente, resultados que não foram afetados pela variação do parâmetro analisado, não estão exibidos.

Tabela 64 - Variação do Número de Dias de Autonomia

	Nº Dias de Autonomia [-]	Capacidade Armazenamento Calculada (Simulada) da Bateria [kWh]	Payback [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Nº Reposições Baterias [-]	Custo Inicial do Sistema [US\$]	Valor Presente Líquido [US\$]
BHPM08, Li-íon, DoD = 80% 307,05 kWh/mês HP: 1,77 kWh/HP	1	2,47 (2,4624)	12,0	0,2662	3	2.208,00	-448,00
	2	4,94 (4,9464)	13,7	0,3593	1	3.423,00	-1.462,00
	3	7,41 (7,4088)	17,6	0,4603	1	4.627,00	-2.562,00
BHSS011, Li-íon, DoD = 80% 209,19 kWh/mês HP: 1,26 kWh/HP	1	1,77 (1,7712)	8,0	0,2220	3	1.870,00	31,00
	2	3,54 (3,5424)	11,2	0,2896	1	2,736,00	-706,00
	3	5,31 (5,3136)	14,2	0,3647	1	3.602,00	-1.527,00
BHHR10, Li-íon, DoD = 80% 260,89 kWh/mês HP: 1,68 kWh/HP	1	2,35 (2,3544)	11,7	0,2594	3	2.156,00	-374,00
	2	4,7 (4,7088)	13,3	0,3471	1	3.307,00	-1.331,00
	3	7,05 (7,0416)	17,0	0,4426	1	4.447,00	-2.371,00
BHBN20, Li-íon, DoD = 80% 349,47 kWh/mês HP: 2,31 kWh/HP	1	3,23 (3,24)	11,6	0,2581	3	3.144,00	-525,00
	2	6,46 (6,4584)	13,1	0,3406	1	4.718,00	-1.833,00
	3	9,69 (9,6984)	16,7	0,4320	1	6.302,00	-3.281,00

Como já visto na Tabela 59, página 185, baterias com maior capacidade de armazenamento, quando sujeitas a uma mesma profundidade de descarga que baterias de menor capacidade, apresentam menor perda da capacidade de armazenamento, e conseqüentemente, maior capacidade realização de ciclos de carga e descarga, além da necessidade de menos reposições. Esse comportamento também foi observado na Tabela 64, uma vez que o aumento do número de dias de autonomia pode ser entendido como um novo método de sobredimensionamento. Enquanto baterias com um dia de autonomia (casos base) precisavam de 3 reposições, baterias com dois e três dias de autonomia precisaram de apenas uma.

Apesar do aumento do número de dias de autonomia da bateria resultar em aumento do custo inicial do sistema e do LCOE e na piora do VPL, devido ao aumento do custo das

baterias, percebe-se que todos os casos ainda tiveram período de *Payback* inferior a 25 anos. Isso ocorre devido à redução do número de reposições necessárias da bateria à medida que aumentava-se a sua autonomia (e sua capacidade de armazenamento). Como houve redução dos custos de reposição, apesar do aumento do custo inicial do sistema, ocorreu um balanceamento que permitiu obter períodos de *Payback* inferiores ao período de análise.

Pela Tabela 64, observa-se novamente a grande influência do custo das baterias nos resultados econômicos. Em um efeito cascata, o aumento da capacidade de armazenamento da bateria gerou a elevação do seu custo que, por sua vez, aumentou o custo inicial do sistema. Quanto maior o custo inicial, maior o LCOE e pior o VPL dos casos analisados.

Do ponto de vista econômico, a variação do número de dias de autonomia da bateria se mostrou desvantajosa com relação à variação do critério de reposição, conforme resultados mostrados entre as Tabelas 60 e 64. Entretanto, do ponto de vista técnico, o aumento do número de dias de autonomia da bateria foi mais interessante do que a redução do percentual do critério de reposição das baterias para o objetivo do trabalho. Enquanto a redução do número de reposições acarretou maior necessidade de complementação da carga residencial em horário de ponta pela energia da rede elétrica no caso da diminuição do critério de reposição da bateria, no caso do aumento do número de dias de autonomia essa redução de reposições ocorreu sem que houvesse maior necessidade da rede elétrica, uma vez que as baterias conseguiam suprir, com excesso, a carga residencial em horário de ponta.

4.5.4. Variação de Taxa de Incentivo

Todos os casos analisados, seja na Tabela 46 (pág. 125) ou nas seções 4.1. a 4.4., não possuíam taxa de incentivo, seja governamental ou da concessionária de energia. Essa configuração resultou em um contexto no qual o proprietário do sistema híbrido arcava com todo o custo do projeto sem nenhum subsídio. Uma vez que a implementação do sistema híbrido garante economia não só para o proprietário, mas também para a concessionária de energia e governo, foram analisados cenários nos quais incentivos financeiros eram dados por estes órgãos.

Na presente subseção, cada um dos casos analisados nas seções 4.1. a 4.4. teve a sua taxa de incentivo variada entre 0% e 100%, com acréscimos de 10%. Apesar de o SAM possibilitar a diferenciação dos incentivos governamentais (estaduais e/ou federais) e da concessionária de energia elétrica, a análise paramétrica foi realizada utilizando-se uma

única taxa de incentivo. Essa taxa única era igual ao somatório dos possíveis incentivos dados por órgãos governamentais e concessionária de energia, além de representar o percentual do custo inicial do sistema que seria pago por terceiros, e não pelo proprietário do sistema híbrido.

Os resultados básicos apresentados nos casos analisados nessa subseção foram os mesmos já apresentados e explicados na Tabela 46. Novamente, os resultados que não foram influenciados pela variação do parâmetro em análise não estão exibidos. Os resultados para variação das taxa de incentivo referentes ao caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%' são apresentados na Tabela 65.

Tabela 65 - Variação da Taxa de Incentivo: BHPM08, Li-íon, DoD = 80%

Taxa de Incentivo [%]	<i>Payback</i> [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Custo Inicial do Sistema [US\$]	Valor Presente Líquido [US\$]
0	12,0	0,2662	2.208,00	-448,00
10	11,3	0,2458	1.988,00	-227,00
20	7,7	0,2255	1.767,00	-7,00
30	6,8	0,2051	1.546,00	214,00
40	6,0	0,1847	1.325,00	435,00
50	5,1	0,1644	1.104,00	656,00
60	4,1	0,1440	833,00	877,00
70	3,1	0,1237	663,00	1.098,00
80	2,1	0,1033	442,00	1.318,00
90	1,1	0,0829	221,00	1.539,00
100	0,0	0,0626	0	1.760,00

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 65, a inclusão da taxa de incentivo foi muito importante para o sistema híbrido proposto sob o ponto de vista da sua viabilidade econômica. Todos os resultados econômicos apresentados melhoraram à medida que aumentou-se a taxa de incentivo.

A redução do custo inicial do sistema foi proporcional ao aumento da taxa de incentivo, conforme esperado. Se o sistema tivesse seu custo dividido igualmente entre proprietário, governo e concessionária de energia (taxa de incentivo igual a 50%), o custo inicial do sistema para o proprietário cairia pela metade do seu valor original e o Valor Presente Líquido elevaria de -US\$448,00 para US\$ 656,00. Essas condições tornariam o sistema híbrido proposto muito mais atrativo economicamente.

Ainda na Tabela 65, observa-se que o investimento se tornou financeiramente viável, ou seja, tem seu VPL positivo, a partir de uma taxa de incentivo entre 20 e 30% para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%'. Nesse intervalo, o tempo de *Payback* foi de cerca de 7 anos e o LCOE por volta de 21 centavos de dólar. Nota-se ainda que, para uma taxa de incentivo de 100%, não houve período de *Payback* nem Custo Inicial do Sistema para o usuário, uma vez que todo o sistema seria pago pelo governo e pela concessionária de energia.

O caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' foi o único dos casos analisados da Tabela 46 que possui Valor Presente Líquido positivo mesmo no contexto onde não havia taxa de incentivo. Os resultados da variação da taxa de incentivo para esse caso são apresentados na Tabela 66.

Tabela 66 - Variação da Taxa de Incentivo: BHSO11, Li-íon, DoD = 80%

Taxa de Incentivo [%]	<i>Payback</i> [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Custo Inicial do Sistema [US\$]	Valor Presente Líquido [US\$]
0	8,0	0,2220	1.870,00	31,00
10	7,3	0,2048	1.683,00	218,00
20	6,6	0,1877	1.496,00	405,00
30	5,8	0,1705	1.309,00	592,00
40	5,1	0,1533	1.122,00	779,00
50	4,3	0,1361	935,00	966,00
60	3,5	0,1189	748,00	1.153,00
70	2,6	0,1017	561,00	1.340,00
80	1,8	0,0845	374,00	1.527,00
90	0,9	0,0674	187,00	1.714,00
100	0,0	0,0502	0	1.901,00

Assim como no caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', a variação da taxa de incentivo tornou o investimento cada vez mais atrativo do ponto de vista econômico para o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%'. O período de *Payback*, o LCOE e o custo inicial do sistema reduziram cada vez mais, enquanto o VPL aumentou consideravelmente.

Como não havia Valor Presente Líquido negativo para o sistema proposto no caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%', não houve um valor do percentual da taxa de incentivo que fez com que o investimento deixasse de ser inviável (VPL negativo) e se tornasse viável (VPL positivo). Percebe-se ainda que, para taxa de incentivo com valores acima de 80%, o LCOE possuía valores próximos ao LCOE de fontes convencionais de energia no Brasil, como a hidroelétrica.

O caso 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%' possuía valores intermediários de consumo residencial e em horário de ponta quando comparado aos casos 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%' e 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%'. Os resultados da variação da taxa de incentivo para esse caso são apresentados na Tabela 67.

Tabela 67 - Variação da Taxa de Incentivo: BHHR10, Li-íon, DoD = 80%

Taxa de Incentivo [%]	Payback [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Custo Inicial do Sistema [US\$]	Valor Presente Líquido [US\$]
0	11,7	0,2594	2.156,00	-374,00
10	11,0	0,2395	1.940,00	-159,00
20	7,5	0,2196	1.724,00	57,00
30	6,7	0,1997	1.509,00	272,00
40	5,8	0,1799	1.293,00	488,00
50	4,9	0,1600	1.078,00	703,00
60	4,0	0,1401	862,00	919,00
70	3,1	0,1203	647,00	1.134,00
80	2,1	0,1004	431,00	1.350,00
90	1,1	0,0805	216,00	1.566,00
100	0,0	0,0606	0	1.781,00

Os resultados apresentados na Tabela 67 mostram a mesma tendência daqueles apresentados na Tabela 65, quando o aumento da taxa de incentivo resultou em VPL positivo a partir de determinado percentual. A diferença foi que, de acordo com a Tabela 67, o Valor Presente Líquido do sistema já se tornou positivo para uma taxa de incentivo de 20%, enquanto que no caso da Tabela 65 esse percentual de taxa de incentivo teve que ser um pouco maior.

A relação entre o aumento da taxa de incentivo e a diminuição do LCOE foi aproximadamente linear. A cada acréscimo de 10% da taxa de incentivo, o LCOE diminui cerca de 2 centavos de dólar. O mesmo ocorre com o Valor Presente Líquido, que foi acrescido de cerca de 215 dólares a cada incremento de 10% da taxa de incentivo.

O caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%' foi o único dos casos analisados que possuía um gerador FV diferente, com um módulo a mais com relação aos casos anteriores. Além disso, ele era o caso em que a bateria possuía maior capacidade de armazenamento necessária dentre os quatro casos analisados. Os seus resultados básicos de acordo com a variação da taxa de incentivo são apresentados na Tabela 68.

Tabela 68 - Variação da Taxa de Incentivo: BHBN20, Li-íon, DoD = 80%

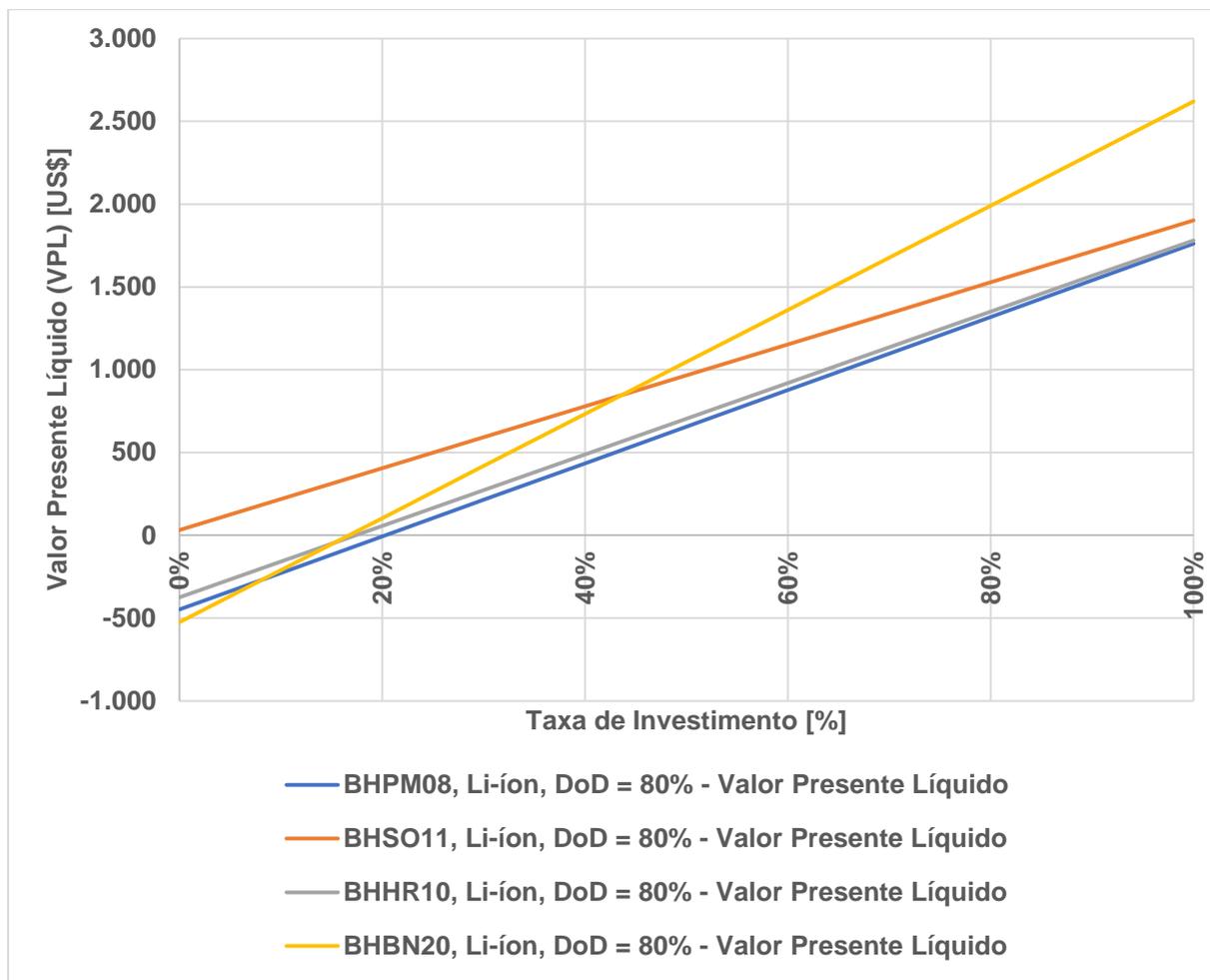
Taxa de Incentivo [%]	Payback [Anos]	LCOE [US\$/kWh]	Custo Inicial do Sistema [US\$]	Valor Presente Líquido [US\$]
0	11,6	0,2581	3.144,00	-525,00
10	10,9	0,2382	2.830,00	-211,00
20	7,5	0,2183	2.516,00	104,00
30	6,7	0,1984	2.201,00	418,00
40	5,9	0,1785	1.887,00	732,00
50	5,0	0,1586	1.572,00	1.047,00
60	4,0	0,1386	1.258,00	1.361,00
70	3,1	0,1187	943,00	1.676,00
80	2,1	0,0988	629,00	1.990,00
90	1,1	0,0789	314,00	2.305,00
100	0,0	0,0590	0	2.619,00

Assim como na Tabela 67, os resultados apresentados na Tabela 68 mostram que o VPL se tornou positivo no caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%' para uma taxa de incentivo de 20%. Nota-se também a mesma relação linear entre o aumento da taxa de incentivo e a queda do LCOE, quando um aumento de 10% da taxa resultou na queda de cerca de 2 centavos de dólar do LCOE.

Alguns comportamentos podem ser generalizados para as Tabelas 65, 66, 67 e 68. O primeiro e mais claro de todos é a influência que a taxa de incentivo tem sobre a viabilidade econômica do sistema híbrido. Ao longo das subseções 4.5.1. a 4.5.3. foram analisados parâmetros como dimensionamento e critério de reposição de reposição das baterias, além do número de dias de autonomia das mesmas. Nenhum deles teve influência tão significativa para a viabilidade econômica do sistema como a taxa de incentivo.

Outro comportamento observado foi a relação linear entre a taxa de incentivo e o custo inicial do projeto, conforme esperado. Uma vez que a taxa de incentivo representa um aporte financeiro de terceiros para o proprietário no custeio do sistema híbrido proposto, esperava-se que um aumento da taxa de incentivo de 10% diminuísse o custo inicial do sistema pelo mesmo percentual, e assim sucessivamente. Entretanto, é interessante observar que essa redução do custo inicial foi igual ao acréscimo do VPL de cada caso, causando uma relação linear também entre o VPL e a variação taxa de incentivo, conforme pode ser visto na Figura 77.

Figura 77 - Variação do Valor Presente Líquido de Cada Caso de Acordo com a Taxa de Incentivo



Para exemplificar essa relação linear entre a variação da taxa de incentivo e o VPL observada na Figura 77, observa-se da Tabela 68 que a variação da taxa de incentivo de 0% para 10% causou uma diminuição de 314 dólares do custo inicial do sistema, valor igual a 10% do custo original. Esse valor de 314 dólares foi acrescido então ao VPL, da maneira que ele deixou de ser -525 dólares no caso original e passou a ser -211 dólares para o caso em que a taxa de incentivo foi de 10%. Esse comportamento foi validado para sucessivos aumentos da taxa de incentivo e para todos os casos, como mostrado pela Figura 77.

A inclinação das retas da Figura 77 é proporcional à economia obtida pela variação da taxa de incentivo. A economia obtida, por sua vez, foi proporcional ao custo inicial do sistema híbrido. O caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%' era o que possuía maior custo inicial dentre os casos analisados e, conforme esperado, foi o que teve a curva com maior inclinação. Uma variação de 10% da taxa de incentivo significa um acréscimo de US\$ 314 ao seu VPL. Também por esse motivo, o caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%' foi o mais

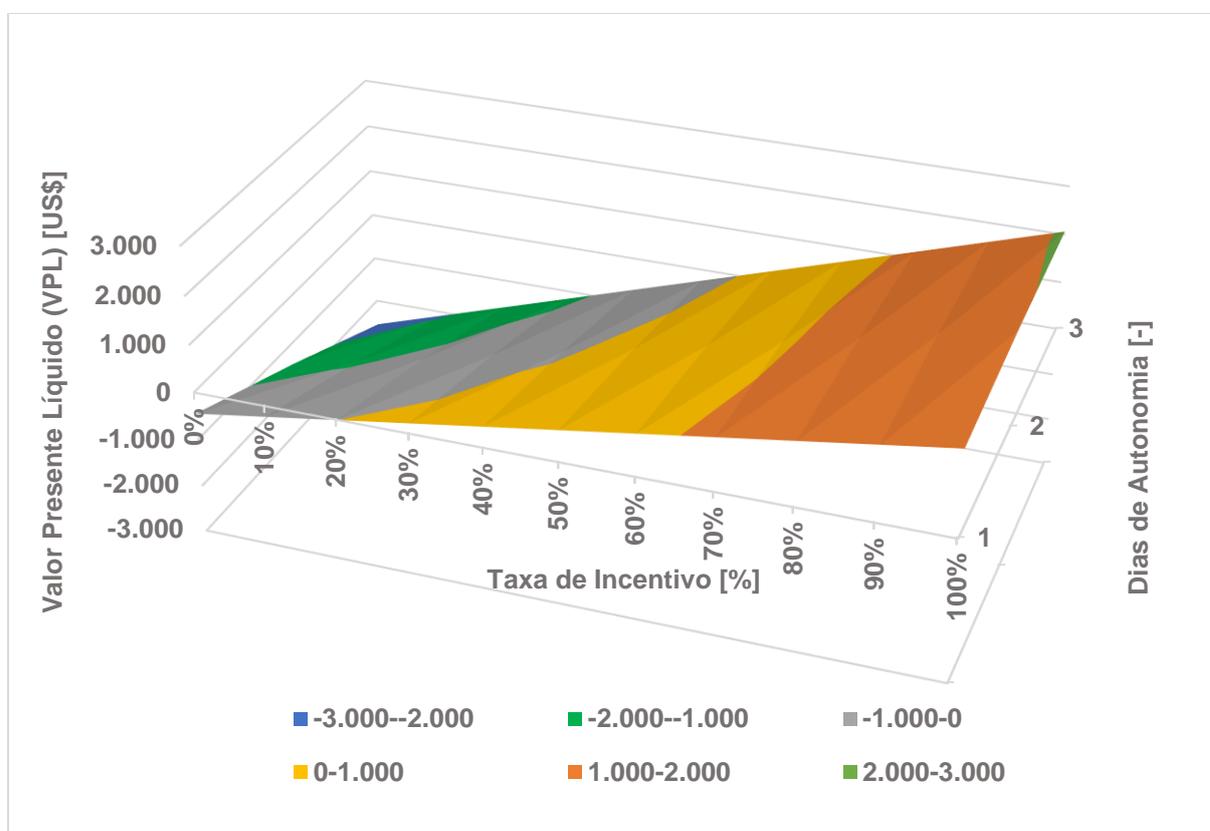
sensível à variação da taxa de incentivo, possuindo menor percentual de taxa de incentivo que torna o VPL positivo.

O último comportamento abordado é a relação linear que também ocorre entre o acréscimo da taxa de incentivo e o LCOE. À medida que aumentou-se 10% da taxa, diminuiu-se cerca de 2 centavos de dólar no valor do LCOE.

Por fim, de acordo com os resultados apresentados nas Tabelas 65, 66, 67 e 68 e na Figura 77, pode-se concluir que uma taxa de incentivo de 30% já garantia a viabilidade de todos os 3 casos analisados em detalhes no presente trabalho que possuíam VPL negativo para o caso base. Esse pode ser um valor a ser adotado em um cenário básico onde há subsídios na forma de incentivo financeiro aos usuários.

A influência da variação da taxa de incentivo e dos dias de autonomia diferentes sobre o VPL do sistema híbrido também foi analisada. Para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', um gráfico 3D cujo eixo X representa a variação da taxa de incentivo, o eixo Y representa o número de dias de autonomia e o eixo Z representa o Valor Presente Líquido do sistema híbrido é apresentado na Figura 78.

Figura 78 - Variação Taxa de Incentivo e Dias de Autonomia: BHPM08, Li-íon, DoD = 80%



Como visto na subseção 4.5.3., o aumento do número de dias de autonomia pode ser entendido como um método de sobredimensionamento. Além disso, da Figura 77, conclui-se

que quanto maior a capacidade de armazenamento e custo da bateria, maior o custo do sistema híbrido e maior a inclinação da reta do VPL à medida que se varia a taxa de incentivo. O gráfico apresentado na Figura 78 é a junção desses comportamentos.

Para 1 dia de autonomia, tem-se um sistema com menor capacidade de armazenamento era mais barato do que para 2 e 3 dias de autonomia. Essas características do sistema com 1 dia de autonomia fizeram com que ele tivesse o VPL menos negativo para taxa de incentivo nula quando comparado aos sistemas com 2 e 3 dias de autonomia e a menor inclinação de reta.

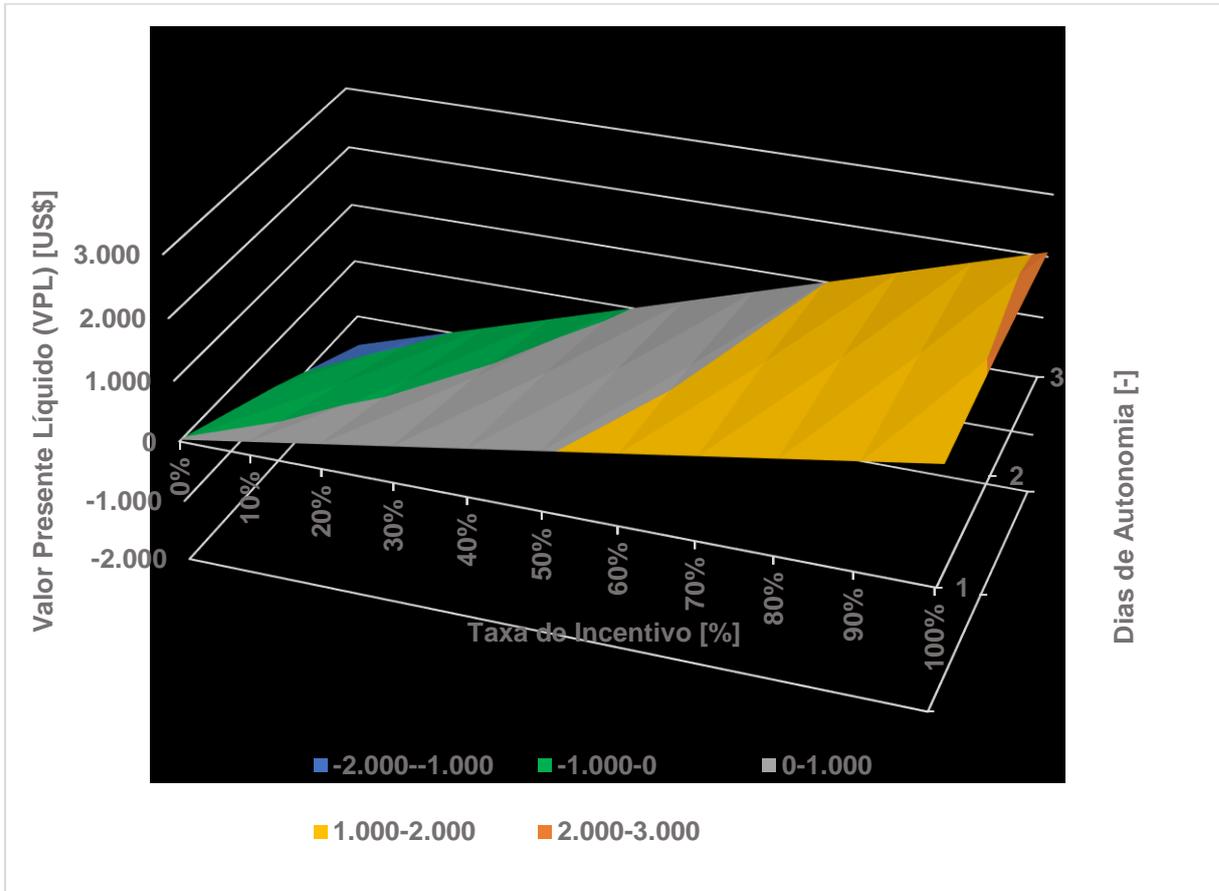
No outro extremo, para o sistema com 3 dias de autonomia, ocorreu o comportamento contrário. Por possuir o sistema de armazenamento com maior capacidade e, conseqüentemente, mais caro, o sistema com 3 dias de autonomia tinha o VPL mais negativo para taxa de incentivo nula, mas apresentou a reta com maior inclinação dos dias de autonomia analisados.

Portanto, o gráfico exibido na Figura 78 é uma superfície resultante das retas de cada um dos três dias de autonomia. Como as retas tenderam a se tornar mais inclinadas à medida que aumentou-se o número de dias de autonomia devido ao comportamento analisado anteriormente, a superfície resultante teve um aspecto retorcido.

Para o caso 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', o Valor Presente Líquido do sistema se tornou positivo para taxa de incentivo entre 20% e 30% para 1 dia de autonomia, entre 40% e 50% para 2 dias de autonomia e entre 50% e 60% para 3 dias de autonomia. À medida que se aumentava a quantidade de dias de autonomia, aumentava-se a capacidade de armazenamento da bateria e o custo do sistema híbrido e, por isso, maiores taxas de incentivo foram necessárias para que o sistema híbrido se tornasse economicamente viável.

A análise da influência conjunta da variação da taxa de incentivo e do número de dias de autonomia sobre o Valor Presente Líquido do sistema híbrido também foi realizada para o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%'. O gráfico 3D da Figura 79 possui eixo X representando a taxa de incentivo, o eixo Y representando a quantidade de dias de autonomia e o eixo Z representando o VPL do sistema.

Figura 79 - Variação Taxa de Incentivo e Dias de Autonomia: BHSO11, Li-íon, DoD = 80%



O caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' foi o único cujo VPL era positivo para taxa de incentivo nula dentre os casos analisados. De acordo com o gráfico da Figura 79, percebe-se que para 1 dia de autonomia não houve valores negativos de VPL, comprovando o resultado esperado.

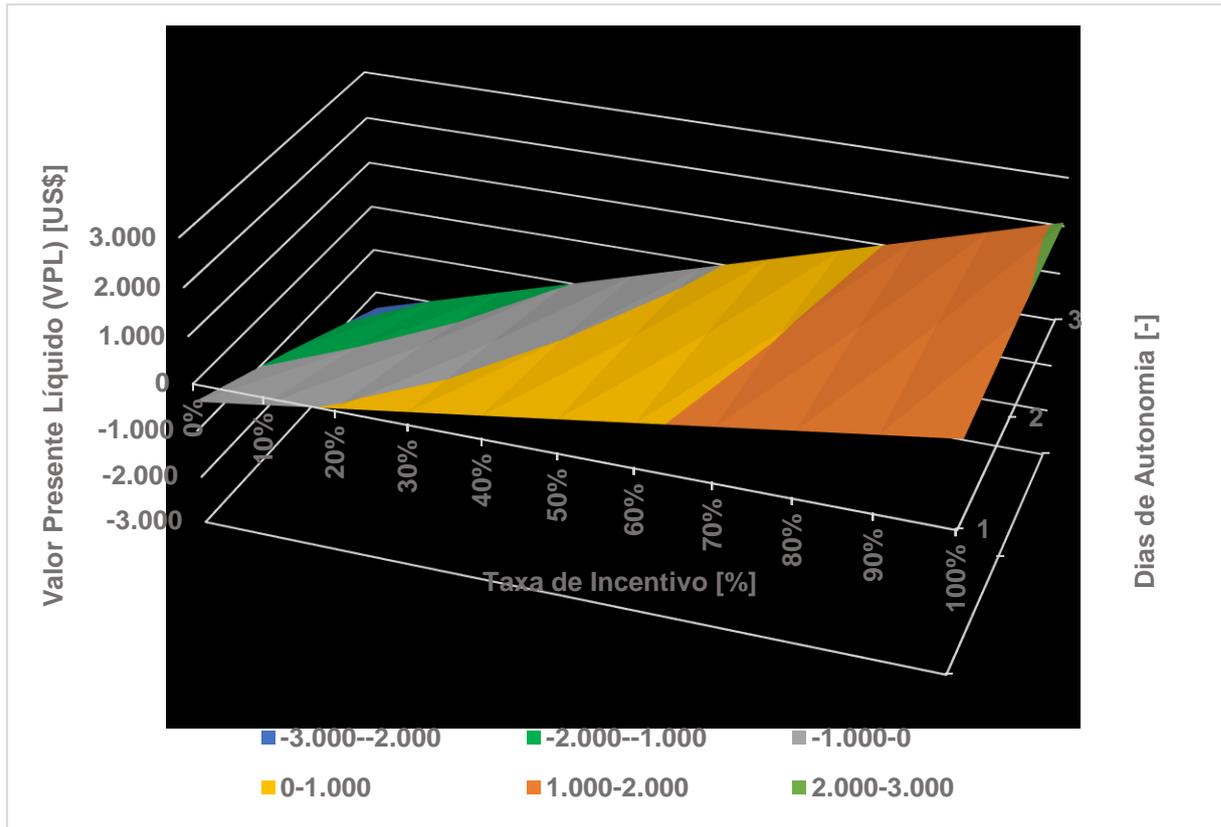
Além disso, o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' era o que possuía bateria com menor capacidade de armazenamento. Essa característica fez com que o sobredimensionamento da bateria para aumentar o número de dias de autonomia desse caso fosse o menor dentre os casos analisados. Esse fato, aliado à presença do mesmo comportamento das retas associadas à cada número de dias de autonomia já observado na Figura 78, fez com que a superfície da Figura 79 fosse menos retorcida que a anterior.

Para 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%', o VPL se tornou positivo para taxas de incentivo entre 20% e 30% para 2 dias de autonomia e entre 40% e 50% para 3 dias de autonomia. Conforme mencionado, para 1 dia de autonomia o VPL desse caso já foi positivo mesmo para taxa de incentivo nula.

O caso 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%', devido às suas características de consumo residencial e de dimensionamento do sistema de armazenamento, foi considerado um caso

intermediário aos dois primeiros. A variação da taxa de incentivo e do número de dias de autonomia, bem como a influência delas sobre o VPL do sistema híbrido do caso 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%' é apresentada na Figura 80. Assim como nas Figuras 78 e 79, o eixo X representa a taxa de incentivo, o eixo Y representa o número de dias de autonomia e o eixo Z representa o VPL do sistema híbrido.

Figura 80 - Variação Taxa de Incentivo e Dias de Autonomia: BHHR10, Li-íon, DoD = 80%



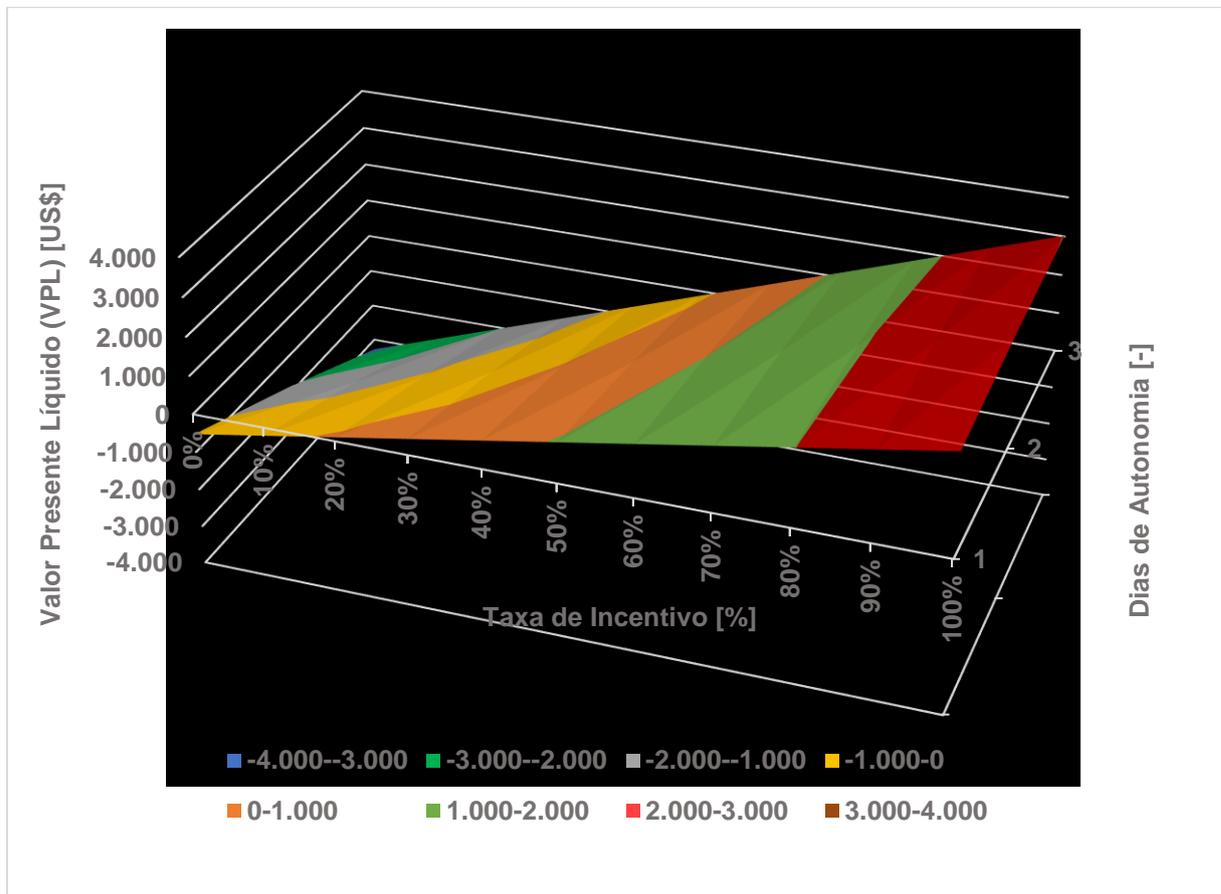
O gráfico da Figura 80 apresenta comportamento geral similar ao da Figura 78. Para o caso com 1 dia de autonomia, o sistema era mais barato devido à menor capacidade de armazenamento da bateria e seu menor custo. Isso fez com que, para 1 dia de autonomia, o sistema híbrido proposto possuísse o menor VPL para taxa de incentivo nula. Além disso, como o custo do sistema foi menor, a relação linear entre taxa de incentivo e acréscimo do VPL foi menor, resultando em uma reta menos inclinada do que as retas para 2 e 3 dias de autonomia. Para 1 dia de autonomia, como já visto anteriormente, o VPL se tornou positivo para taxa de incentivo próxima a 20%. Para 2 dias de autonomia, o VPL se tornou positivo para taxa de incentivo superior a 40%.

Para 3 dias de autonomia, ocorreu um sobredimensionamento da bateria quando comparado a 1 e 2 dias de autonomia, de maneira que o sistema híbrido se tornasse mais caro devido às características da bateria. Esse aumento de custo tornou o VPL para 3 dias de autonomia o mais baixo dentre os analisados. Entretanto, quanto maior o custo do

sistema, maior o acréscimo ao seu VPL pela variação da taxa de incentivo. Esse comportamento fez com que a reta relacionada aos 3 dias de autonomia tivesse a maior inclinação dentre as 3 possíveis. Como a superfície do gráfico é resultado das retas de cada um do número de dias de autonomia analisados, o resultado foi uma superfície retorcida. Para 3 dias de autonomia, o VPL se tornou positivo para taxa de incentivo entre 50% e 60%.

Por fim, foi realizada a análise da influência da variação da taxa de incentivo e do número de dias de autonomia sobre o VPL do sistema para o caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%'. Um gráfico 3D cujo eixo X representa a variação da taxa de incentivo, o eixo Y representa o número de dias de autonomia e o eixo Z representa o Valor Presente Líquido do sistema híbrido é apresentado na Figura 81.

Figura 81 - Variação Taxa de Incentivo e Dias de Autonomia: BHBN20, Li-íon, DoD = 80%



O comportamento do VPL do sistema híbrido do caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%' variando-se a taxa de incentivo e dias de autonomia, apresentado na Figura 81, foi similar ao visto nas Figuras 78, 79 e 80. Como esse caso foi o mais caro dentre todos analisados devido à maior capacidade de armazenamento e custo da bateria, ele foi o que apresentou uma superfície resultante mais retorcida, devido à diferença entre as inclinações das retas para 1, 2 e 3 dias de autonomia.

Para o caso 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%', o VPL do sistema híbrido proposto se tornou positivo para taxas de incentivo entre 20% e 30% para 1 dia de autonomia, entre 30% e 40% para 2 dias de autonomia e entre 50% e 60% para 3 dias de autonomia.

4.6. Resumo dos Resultados

O ponto de partida do capítulo de Resultados e Análises foram os resultados básicos apresentados na Tabela 46 (pág. 125), que deram suporte a análise da viabilidade econômica dos casos simulados. A partir deles, definiu-se o melhor caso de cada uma das regiões de atendimento dos alimentadores para ser analisado com mais detalhes em seções específicas. Coincidentemente, os melhores casos foram aqueles cuja bateria utilizada era do tipo Li-íon com profundidade de descarga (DoD) igual a 80%. Dos 16 casos da Tabela 46 analisados, apenas um deles (BHSO11, Li-íon, DoD = 80%) apresentou Valor Presente Líquido positivo.

O melhor caso de cada região de atendimento dos alimentadores foi analisado em detalhe entre as seções 4.1. e 4.4.. Para cada um desses casos, foram exibidas 3 tabelas e 7 figuras (gráficos de barras e linhas), que buscaram mostrar a viabilidade técnica do sistema ao longo de dias específicos, meses do primeiro ano e ao longo dos 25 anos do período de análise.

Alguns comportamentos comuns às tabelas e figuras relativas a cada seção puderam ser observados. O primeiro deles foi de que a eficiência média do sistema de armazenamento durante o Ano 1 de todos os casos foi menor que a eficiência da bateria utilizada para realização do seu dimensionamento, de 94%. Essa diferença ocorreu porque o cálculo da eficiência do sistema de armazenamento levou em consideração também as eficiências dos equipamentos auxiliares. Ainda devido à diferença entre as eficiências, o atendimento da carga residencial em horário de ponta pelas baterias não foi pleno. Entretanto, esse atendimento sempre foi superior a 95%. Cabe salientar que, como a eficiência do sistema simulado era uma saída da simulação, ela não pôde ser escolhida conforme a eficiência utilizada para o dimensionamento.

O percentual de atendimento da carga residencial pelo sistema híbrido como um todo, gerador FV e baterias, variou ao longo dos meses no seu primeiro ano de funcionamento. O comportamento comum a todos os casos foi que durante os meses de inverno, Julho, Agosto e Setembro, a participação do sistema híbrido no atendimento do consumo residencial total era maior do que nos outros meses. Além disso, essa participação esteve quase sempre por volta de 30%, sendo que no melhor caso o atendimento da carga residencial total pelo sistema híbrido atingiu cerca de 38%.

Os perfis de irradiância diário dos solstícios de verão (21/12) e de inverno (21/06) foram iguais para todos os casos, uma vez que se utilizou dados meteorológicos de um ano típico de Belo Horizonte/MG. Foi interessante notar o acompanhamento da curva da potência produzida pelo gerador FV, seja durante o carregamento da bateria, seja durante a produção do excedente de energia. Em todos os casos foi possível observar que o descarregamento da bateria coincidia com o horário de ponta proposto e a produção de excedente de energia tanto para o solstício de verão quanto para o solstício de inverno.

As curvas de carga diárias das casas típicas de cada região de atendimento obtidas após as simulações apresentaram perfil semelhante às curvas de carga diárias originais dos seus respectivos alimentadores em todos os casos, indicando a precisão dos valores de consumo obtidos durante a metodologia e inseridos no *software* de simulação. A diferença entre as curvas simuladas e originais ocorreu devido à diferença na resolução delas. Enquanto nas curvas originais os pontos foram obtidos a cada 15 minutos, nas curvas simuladas eles foram obtidos a cada hora. Essa diferença de resolução das curvas obtida e simulada também é um fator que causa a diferença entre os percentuais de atendimento da carga residencial pela bateria e da razão entre o consumo em horário de ponta e diário.

De acordo com a Tabela 46, os quatro casos analisados precisavam de 3 reposições de baterias ao longo do período de análise de 25 anos. Nas seções 4.1. a 4.4., foi possível observar que entre os anos 5 e 8, a perda de capacidade da bateria interferia no atendimento da carga residencial em horário de ponta, de maneira que esse atendimento passava a ser complementado pela rede elétrica da concessionária durante a última hora do período de ponta.

Para o período de 25 anos analisado, observou-se que o atendimento da carga residencial pela bateria possuía um comportamento cíclico. Durante os 4 primeiros anos do período anterior às reposições, a bateria atendia um percentual praticamente constante do consumo residencial. Após esses anos, o atendimento da carga residencial reduzia de maneira aproximadamente linear a cada ano, devido à perda de capacidade de armazenamento da bateria pela realização de ciclos de carga e descarga. Essa queda terminava assim que a capacidade de armazenamento da bateria atingia 60% e ela era repostada, recomeçando o ciclo.

A análise global das tabelas e figuras apresentadas ao longo das seções 4.1. a 4.4., mostra que do ponto de vista técnico, o sistema proposto era viável. Apesar da necessidade do auxílio da rede para atendimento da carga residencial em horário de ponta em alguns momentos, o sistema proposto foi capaz de suprir plenamente a carga residencial em horário de ponta durante 14 dos 25 anos de análise.

A seção 4.5. apresentou algumas análises paramétricas relacionadas ao sobredimensionamento da bateria, à variação do critério de reposição das baterias, ao número de dias de autonomia do sistema de armazenamento e, por fim, à variação da taxa de incentivo para custeio do sistema híbrido proposto.

O sobredimensionamento das baterias, realizado a fim de se evitar que a perda de capacidade de armazenamento afetasse o abastecimento da carga residencial em horário de ponta, se mostrou pouco eficiente. Apesar da diminuição do número de reposições, os resultados econômicos foram menos satisfatórios do que aqueles apresentados pelos casos base. O aumento da capacidade da bateria tornou o sistema mais caro sem aumentar muito sua eficiência, inviabilizando ainda mais o sistema do ponto de vista econômico.

A variação do percentual de reposição das baterias teve efeito contrário ao do sobredimensionamento: obteve melhores resultados econômicos, mas causou uma queda de performance do sistema proposto a ponto de torna-lo praticamente inutilizado durante os anos anteriores à reposição da bateria. A bateria era utilizada por mais tempo, mas com o custo de se tornar menos importante para o atendimento da carga em horário de ponta do que a rede elétrica em alguns momentos. Esse comportamento foge do objetivo do trabalho.

A análise do sistema híbrido proposto com autonomia de 2 e 3 dias apresentou resultados intermediários com relação às duas análises paramétricas anteriores. Apesar de ocorrer um sobredimensionamento da bateria e, conseqüentemente, aumento de custos do sistema, houve melhora significativa da performance do sistema. Já para uma autonomia igual a 2 dias, a bateria passou a necessitar somente de uma reposição, sem perder a capacidade de atendimento da carga residencial em horário de ponta.

Por fim, a análise da variação da taxa de incentivo foi a que apresentou resultados mais significativos no que tange a viabilidade econômica do sistema proposto. Para os 4 casos analisados, observou-se que uma taxa de incentivo de 30% já era suficiente para tornar todos os sistemas financeiramente viáveis. Em outras palavras, caso governo e concessionária arcassem com 30% do custo inicial do sistema, ele se tornaria viável economicamente também. Para o caso de sistemas com 3 dias de autonomia, observou-se que um percentual de 60% de taxa de incentivo garantiria que todos os casos analisados fossem viáveis econômica e tecnicamente. Além disso, o sistema proposto pode promover algum grau de independência ao consumidor em um cenário futuro de mercado, no qual há possibilidade do consumidor escolher a concessionária que lhe conferir uma melhor taxa de incentivo.

5. CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema híbrido composto por um gerador FV e um sistema de armazenamento de energia por bateria para atendimento de uma carga residencial em horário de ponta de casas típicas de Belo Horizonte/MG. Os primeiros passos envolveram a caracterização e definição dos tipos de módulos fotovoltaicos baseados em silício e dos diferentes tipos de baterias através de uma revisão bibliográfica individualizada de cada um desses componentes. As revisões buscaram não só caracterizar tais componentes, mas também mostrar a evolução histórica das suas tecnologias.

Com relação aos módulos fotovoltaicos de silício policristalino, que foram definidos como ponto de partida, observou-se que o modelo escolhido para o presente estudo obteve resultados satisfatórios. As baterias, cujas tecnologias utilizadas foram de Pb-ácido para um cenário presente e Li-íon para um cenário futuro, também se mostraram adequadas para o contexto analisado no presente trabalho. As diferenças das características dessas tecnologias puderam ser percebidas tanto na revisão das mesmas quanto nos resultados obtidos.

O passo seguinte foi a obtenção do consumo residencial de casas típicas de algumas regiões de Belo Horizonte/MG. Para que o estudo fosse condizente com a realidade, de 10 alimentadores cujas regiões de atendimento foram disponibilizadas e analisadas, apenas 4 foram escolhidos para o estudo devido ao fato de suas composições serem prioritariamente residencial com maioria de casas. Para esses 4 alimentadores estabeleceu-se uma casa típica com consumos mensais, diários e em horário de ponta típicos. Esse passo pôde ser realizado uma vez que um extenso banco de dados foi obtido junto à PRODABEL e à CEMIG.

Uma vez obtidos os consumos das casas típicas das 4 regiões de atendimento estudadas, foram dimensionados os sistemas de armazenamento de energia, de geração fotovoltaica e inversores utilizados no trabalho. Tais dimensionamentos foram realizados com sucesso, sem que houvesse sobre ou subdimensionamentos dos mesmos. Os resultados obtidos para cada caso comprovaram que o gerador FV foi capaz de carregar a bateria ao longo do dia, ocorrendo excedente de geração em alguns momentos. Esse excedente, entretanto, nunca foi suficiente para carregar outro sistema de bateria similar. Os inversores dimensionados foram capazes de atender a demanda de potência do sistema sem trabalharem em região ociosa da zona de operação.

Dos 16 casos analisados inicialmente (4 casos por região de atendimento de cada alimentador), os que tiveram melhores resultados econômicos foram aqueles cuja bateria utilizada era de Li-íon e possuíam profundidade de descarga da bateria (DoD) igual a 80%. Esses casos foram analisados em detalhe ao longo do Capítulo 4.

Os casos 'BHPM08, Li-íon, DoD = 80%', 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%', 'BHHR10, Li-íon, DoD = 80%' e 'BHBN20, Li-íon, DoD = 80%' foram escolhidos para serem analisados com mais detalhamento e os resultados apresentados e analisados no Capítulo 4 serviram para subsidiar a avaliação da viabilidade técnica e econômica de cada um deles. Para o cenário base, no qual não havia taxa de incentivo governamental e todo o sistema era pago pelo usuário, apenas o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' se mostrou viável economicamente, possuindo Valor Presente Líquido positivo. Os outros 3 casos se mostraram inviáveis do ponto de vista econômico, uma vez que resultaram em VPL negativo.

Os casos analisados pelas seções 4.1. a 4.4. apresentaram viabilidade técnica ao longo do seu primeiro ano de funcionamento. Tanto para o solstício de verão quanto para o solstício de inverno, os comportamentos do sistema híbrido proposto e da carga residencial estiveram de acordo com o esperado: a bateria foi completamente carregada pelo gerador FV e atendeu a carga residencial em horário de ponta plenamente. Ainda no primeiro ano de funcionamento do sistema híbrido, ele foi capaz de atender, em média, cerca de 30% da carga residencial total, graças ao excedente de energia produzido pelo gerador FV.

A viabilidade técnica do sistema ao longo dos anos foi afetada pela perda de capacidade de armazenamento da bateria devido à realização de ciclos de carga e descarga pela mesma. Em anos anteriores às reposições das baterias, o sistema híbrido teve que ser complementado pela rede elétrica para que conseguisse atender plenamente a carga residencial em horário de ponta. Essa complementação cessava a partir do momento em que havia a reposição da bateria. Entretanto, para o cenário base analisado, cujo critério de reposição da bateria era de 60%, a sua perda de capacidade de armazenamento de energia fez com que somente na última hora do intervalo de ponta fosse necessária a complementação da carga pela rede elétrica. Além disso, em 5 dos 8 anos até a reposição, a carga residencial em horário de ponta era plenamente atendida pela bateria. Dessa forma, conclui-se que, apesar da influência da perda de carga pela bateria ao longo dos anos, o sistema apresentou viabilidade técnica.

Para o cenário base utilizado no trabalho, apenas o caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' pôde ser considerado viável do ponto de vista técnico e econômico. Os demais casos eram tecnicamente viáveis, mas inviáveis economicamente. Algumas análises paramétricas

foram feitas em busca de cenários que tornassem os casos analisados economicamente viáveis.

Além do sobredimensionamento da bateria, foram variados os seguintes parâmetros: percentual do critério de reposição da bateria, o número de dias de autonomia do sistema e o percentual das taxas de incentivo. O sobredimensionamento da bateria foi realizado a fim de evitar que a sua perda de capacidade de armazenamento influenciasse o atendimento pleno da carga residencial em horário de ponta. A análise paramétrica mostrou que o sobredimensionamento da bateria era pouco eficiente. Os ganhos técnicos foram pequenos quando comparados às perdas econômicas de maneira que os casos analisados se mostraram ainda menos atrativos do ponto de vista econômico.

O critério de reposição da bateria também foi variado em outro tópico da análise paramétrica. No cenário base, o critério adotado foi de 60%, ou seja, a bateria era repostada sempre que alcançava 60% da sua capacidade de armazenamento inicial. Ao contrário do sobredimensionamento da bateria, a diminuição do critério de reposição teve resultados econômicos melhores do que os apresentados pelo cenário base. Entretanto, foi visto que essa melhora dos resultados econômicos era decorrente da piora dos resultados técnicos. Portanto, a análise paramétrica do critério de reposição da bateria indicou cenários mais viáveis economicamente, mas inviáveis tecnicamente em decorrência da maior dependência da rede elétrica para atendimento da carga residencial em horário de ponta do que da energia da própria bateria.

A inclusão de cenários nos quais o sistema híbrido tinha 2 e 3 dias de autonomia resultou em baterias com capacidade de armazenamento maiores. Como visto ao longo do trabalho, esse fato torna o sistema mais caro, de maneira a aumentar a inviabilidade econômica do sistema. Entretanto, o ganho de performance do sistema para esses cenários foi maior do que para o sobredimensionamento da bateria, de maneira que, apesar da elevação dos custos, a variação do parâmetro dias de autonomia da bateria obteve resultados regulares.

A última análise paramétrica realizada foi relacionada à variação de possíveis taxas de incentivo governamentais e/ou da concessionária de energia. Essas taxas eram entendidas como subsídios ao usuário na forma de desconto do valor do custo inicial do sistema. De acordo com os resultados, uma taxa de incentivo de 30% tornou todos os casos analisados em detalhe viáveis economicamente para o cenário base, com 1 dia de autonomia. Para 3 dias de autonomia, uma taxa de incentivo de 60% foi suficiente para tornar o sistema híbrido economicamente viável.

Como conclusão geral do trabalho, determina-se que, para o cenário atual, apenas o sistema híbrido do caso 'BHSO11, Li-íon, DoD = 80%' seria viável técnica e economicamente para Belo Horizonte/MG. Os outros três casos analisados eram viáveis do ponto de vista técnico, mas ainda não eram viáveis economicamente. Quanto menor o consumo residencial e a capacidade de armazenamento de energia da bateria necessária, maior a viabilidade econômica do projeto.

Em cenários cujos incentivos governamentais e/ou da concessionária de energia elétrica local ultrapassam 30% do custo inicial do projeto, os sistemas híbridos aqui simulados se tornaram economicamente viáveis. Portanto, nesse cenário, o sistema híbrido proposto pelo trabalho era viável técnica e economicamente em casas cujo consumo de energia elétrica fosse de até 350 kWh/mês, com baterias do tipo Li-íon com profundidade de descarga de 80% e capacidade de armazenamento de até 2,3 kWh.

5.1. Sugestões de Trabalhos Futuros

O presente trabalho analisou o sistema híbrido proposto dentro do contexto do mercado de energia elétrica residencial mais comum no Brasil, no qual a tarifa cobrada pelo kWh de energia consumida é única. Entretanto, algumas concessionárias estão começando a implementar tarifas variáveis de acordo com o horário de consumo. Durante o horário de ponta, cobra-se a maior tarifa de energia. Na primeira hora anterior e na primeira posterior ao horário de ponta, cobra-se uma tarifa intermediária. Nos outros horários, cobra-se a tarifa mais barata para o consumo de energia. Essa cobrança variável visa alterar o padrão de consumo do usuário e aliviar a carga do sistema no horário de ponta. Esse cenário de cobrança de tarifas variáveis é ainda mais interessante para o sistema híbrido proposto, uma vez que ele atuaria durante o horário de maiores tarifas, aumentando a economia proporcionada para o usuário e tornando o sistema mais viável economicamente. Um estudo análogo ao realizado, em um contexto de cobrança de tarifas variáveis pela concessionária de energia, torna-se interessante.

Outra sugestão de trabalho futuro é utilizar a metodologia aplicada neste trabalho a outras cidades do Brasil, verificando a viabilidade de implementação do sistema híbrido proposto nessas localidades. Após caracterizar as casas de regiões específicas dessas cidades quanto ao consumo mensal, diário e em horário de ponta e dimensionar o sistema híbrido, realiza-se uma comparação indicando quais são as cidades mais propícias para a utilização do sistema proposto.

O sistema híbrido analisado neste trabalho foi definido como *off-grid* de acordo com as condições de operação estabelecidas para ele. No contexto brasileiro atual, de forte

regulação do setor elétrico por concessionárias de energia, um estudo de integração entre o sistema híbrido proposto e a rede elétrica pode torna-lo mais atrativo para essas empresas, além de possibilitar a inclusão desse tipo de sistema em políticas regulatórias ou resoluções normativas.

A utilização de sistemas fotovoltaicos residenciais para o carregamento de baterias pode ser estendida para um contexto mais abrangente. Por exemplo, as casas de um bairro podem carregar um único grande sistema de armazenamento de energia ao longo do dia, de maneira que a energia armazenada por esse sistema seja entregue para a concessionária e, posteriormente, distribuída para outras regiões. Uma espécie de “carregamento coletivo” de uma grande bateria, deslocando a geração fotovoltaica para outra região. Os usuários dos geradores fotovoltaicos poderiam receber contrapartidas econômicas da concessionária que, por sua vez, teria um alívio de carga.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT. ABNT NBR 10899:2013 Energia solar Fotovoltaica Terminologia ABNT. [S.l.], p. 6. 2013.
- ANEEL. Resolução Normativa N° 447/2015. [S.l.], p. 154. 2010.
- ANEEL. Resolução Normativa N° 647/2015 Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.]. 2015.
- ANEEL. Conteúdo Educativo - ANEEL. ANEEL, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHT/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false>. Acesso em: 23 Março 2018.
- ARNBERG, L.; SABATINO, M. D.; OVRELID, E. J. State-of-the-art growth of silicon for PV applications. *Journal of Crystal Growth*, 160, p. 56 - 60, Março 2012.
- ARUN, P.; BANERJEE, R.; BANDYOPADHYAY, S. Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach. *Solar Energy* v. 83, p. 1013 - 1025, Fevereiro 2009.
- ASKARI, I. B.; AMERI, M. Optimal sizing of photovoltaic-battery power systems in a remote region in Kerman, Iran (2009). *Journal of Power and Energy* 23, Agosto 2009.
- AVRIL, S. et al. Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems. *Energy* v. 35, p. 5300 - 5308, Setembro 2010.
- BAKER, J. New technology and possible advances in energy storage. *Energy Policy* November 2008. 4368 - 4373.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. Relatório de Inflação Banco Central do Brasil. [S.l.], p. 76. 2017. (ISSN 1517-6576).
- BANDINI, A. C. Avaliação do Fator de Potência em Instalações Elétricas Residenciais. Congresso de Bolsistas CNPq da Unicamp. São Paulo: [s.n.]. 2010.
- BATTERYVITAMIN. Chino Installation | Batteryvitamin. Batteryvitamin, 2017. Disponível em: <<http://www.batteryvitamin.net/node/45>>. Acesso em: 02 Maio 2017.
- BATTKE, B. et al. A review and probabilistic model of lifecycle costs stationary batteries in multiple applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25, p. 240 - 250, Maio 2013.
- BNEF. Bloomberg New Energy Finance. Lithium ion battery costs & market. 2017. Disponível em: <<https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>>. Acesso em: 17 Fevereiro 2018.
- BRAUN, M. et al. Photovoltaic Self-Consumption in Germany Using Lithium Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy. European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburgo: [s.n.]. 2009. p. 3121 - 3127.
- BYE, G.; CECCAROLI, B. Solar grade silicon: Technology status and industrial trends. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 130, p. 634 - 646, Novembro 2014.
- CCBS ENERGIA. Híbridos: Axpert AX-K1000-12. CCBS Energia, 2018. Disponível em: <<https://www.ccbs-energia.pt/loja/inversores-microinversores/h%C3%ADbridos/effekta-axpert-ax-k-1000-12-info>>. Acesso em: 23 Março 2018.

- CELIK, A. N.; MUNEEER, T.; CLARKE, P. Optimal Sizing and Life Cycle Assessment of Residential Photovoltaic Energy Systems with Battery Storage. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 16, p. 69 - 85, Agosto 2008.
- CEMIG. 31º Balanço Energético do Estado de Minas Gerais Companhia Energética de Minas Gerais. Belo Horizonte, p. 175. 2016.
- CEMIG. Valores de Serviços e Tarifas. CEMIG 2018. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx>. Acesso em: 23 Março 2018.
- CEPEL. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, p. 530. 2014.
- CHAAR, L. E.; IAMONT, L. A.; ZEIN, N. E. Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 2165 - 2175, Janeiro 2011.
- CHATZIVASILEIADI, A.; AMPATZI, E.; KNIGHT, I. Characteristics of electrical energy storage technologies and their applications in buildings. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 2013, p. 814 - 830.
- CRESESB. CRESESB Sun Data. CRESESB Centro de Referência para as Energias Renováveis Sérgio de S. Brito, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#localidade_38>. Acesso em: 05 Fevereiro 2018.
- CUCHIELLA, F.; D'ADAMO, I.; GASTALDI, M. Photovoltaic energy systems with battery storage for residential áreas: an economic analysis. *Journal of Cleaner Production*, v. 113, p. 460 - 474, Maio 2016.
- DELL, R. M.; RAND, D. A. J. Energy storage - a key technology for global energy sustainability. *Journal of Power Sources*, v. 2001, p. 2 -17.
- DIAS, F. S. R. O Fator de Potência em Unidades Consumidoras Residenciais. E-xact Belo Horizonte, p. 11, Maio 2014.
- ECONOMICS, T. Trading Economics. Brasil- Indicadores Econômicos 2018. Disponível em: <<https://pt.tradingeconomics.com/brazil/indicators>>. Acesso em: 07 Fevereiro 2018.
- ELECTREK. Electric vehicle battery costs dropped in 6 years. *Electrek*, 2017. Disponível em: <<https://electrek.co/2017/01/30/electric-vehicle-battery-cost-dropped-80-6-years-227kwh-tesla-190kwh/>>. Acesso em: 17 Fevereiro 2018.
- ELECTROCELL. Electrocell - Como funciona a célula de combustível? *Electrocell*, 2017. Disponível em: <http://www.electrocell.com.br/oqueeacc_pt.htm>. Acesso em: 26 Maio 2017.
- ENEL. Tudo Sobre Energia: Painéis Fotovoltaicos Monocristalino e Policristalino. Blog Enel Soluções 2016. Disponível em: <<http://www.enelsolucoes.com.br/blog/2016/04/tudo-sobre-energia-paineis-fotovoltaicos-monocristalino-e-policristalino/>>. Acesso em: 21 Junho 2017.
- ENERGIA TECSOLAR. Tipos de Painel Solar Fotovoltaicos. Energia Tecsolar, 2017. Disponível em: <<http://energiatecsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico/#sthash.4KxQn2Bd.dpbs>>. Acesso em: 22 Junho 2017.
- ENERGY Storage Systems | Residential, Commercial, Utility | Electrovaya. *Electrovaya*, 2017. Disponível em: <<http://electrovaya.com/systems/stationary-power/#battery-racks>>. Acesso em: 03 Maio 2017.

- FRAUNHOFER ISE. Photovoltaics Report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. Freiburg, p. 45. 2018.
- GREEN, M. A. et al. Solar Cell efficiency tables (version 5.1) 2018.
- GUL, M.; KOTAK, Y.; MUNEER, T. Review on recent trend of solar photovoltaic technology. Energy Exploration & Exploitation 34, p. 485 - 526, 2016.
- HADJIPASCHALIS, I.; POULLIKKAS, A.; EFTHIMIOU, V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. Renewable & Sustainable Energy Reviews 2005, 1513 - 1522.
- HALL, P. J.; BAIN, E. J. Energy-storage technologies and electricity generation. Energy policy October 2008. 4352 - 4355.
- HERMENEGILDO, A. Princípio de Funcionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede Elétrica[S.I.]: Tese de Mestrado - Universidade Eduardo Mondlane, 2010.
- HOPPMANN, J. et al. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. Renewable and Sustainable Energy Reviews 39, p. 1101 - 1118, Agosto 2014.
- HOSSAM-ELDIN, A. A.; REFAEY, M.; FARGHLY, A. A Review on Photovoltaic Solar Energy Technology and its Efficiency. 17th International Middle East Power System Conference (IMEPS) Dezembro 2015.
- IBGE. Censo Demográfico Brasil 2010. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. [S.I.]. 2010.
- IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems - Characteristics and comparisons. Renewable & Sustainable Energy Reviews 2008, 1221 - 1250.
- IEA. Guide to Reporting Energy RD&D Budget/Expenditure Statistics. International Energy Agency. [S.I.]. 2011.
- IEA. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy. International Energy Agency. [S.I.]. 2015.
- INMETRO. Tabela de Eficiência Energética Sistema de Energia Fotovoltaica Módulos Edição 2017 INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. [S.I.], p. 30. 2017.
- IRENA. Data and Statistics - IRENA Resource. IRENA- International Renewable Energy Agency 2017. Disponível em: <<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3&subTopic=32>>. Acesso em: 23 Junho 2017.
- JALLOULI, R.; KRICHEN, L. Sizing, techno-economic and generation management analysis of a stand-alone photovoltaic power unit including storage devices. Energy 40, p. 196 - 209, Março 2012.
- JARDIM, C. O potencial dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em áreas urbanas: dois estudos de caso. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.
- KALDELLIS, J. K. et al. Cost benefit analysis of a photovoltaic-energy storage electrification solution for remote islands. Renewable Energy 34, p. 1299 - 1311, Novembro 2009.
- KATSILOUDIS, P. J.; BONDI, S.; DEAL, W. F. Energy from the Skies: Empowering Future Generations. The Technology Teacher 11 - 18, Março 2009.

- KOLHE, M. Techno-Economic Optimum Sizing of a Stand-Alone Solar Photovoltaic System. IEEE Transactions on Energy Conversion, n. 24, p. 511 - 519, Junho 2009.
- LANDIS GYR. Landis Gyr. Landis Gyr 2017. Disponível em: <<http://www.landisgyr.com.br/>>. Acesso em: 20 Junho 2017.
- LAZOU, A. A.; PAPATSORIS, A. D. The economics of photovoltaic stand-alone residential households: A case study for various European and Mediterranean locations. Solar Energy Materials & Solar Cells v. 62, p. 411 - 427, Maio 2000.
- LEADBETTER, J.; SWAN, L. G. Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity. Journal of Power Sources, 2012. 376 - 386.
- LI, C.-H. et al. Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology. Renewable Energy, v. 34, p. 815 - 826, Junho 2009.
- LIU, G. et al. Techno-economic simulation and optimization of residential grid-connected PV system for the Queensland climate. Renewable Energy, 45, p. 146 - 155, Março 2012.
- LUPANGU, C.; BANSAL, R. C. A Review of Technical Issues on the Development of Solar Photovoltaics Systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.
- MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Operational Results of Grid-Connected Photovoltaic System With Different Inverter's Sizing Factors (ISF). Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2007, 337-352.
- MARKVART, T.; CASTANER, L. Practical Handbook of Photovoltaics Fundamentals and Applications. 2ª. ed. [S.l.]: Elsevier, 2012.
- MARTÍNEZ, J. B. M. Monografia Batteries in PV Systems [S.l.]: [s.n.], 2011.
- MCINTYRE, R. A. State of the art of photovoltaic technologies. Science Progress, 93, p. 361 - 392, 2010.
- MINHA CASA SOLAR. Jinko Solar JKM315P | Minha Casa Solar. Minha Casa Solar 2018. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/busca?busca=Jinko+Solar+JKM315P>>. Acesso em: 23 Março 2018.
- NAS. Buzen City, Fukuoka, Japan | Case Studies | NAS. NAS, 2017. Disponível em: <https://www.ngk.co.jp/nas/case_studies/buzen/>. Acesso em: 04 Maio 2017.
- NEOSOLAR. Bateria Estacionária Moura Clen 12MF150 (150Ah). NeoSolar 2018. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-moura-clean-12mf150-150ah.html>>. Acesso em: 23 Março 2018.
- NOURAI, A. Large-Scale Electricity Storage Technologies for Energy Management. American Electric Power Service Corporation, 2002. 310 - 315.
- NREL. Best Practice in Photovoltaic System Operations and Maintenance. National Renewable Energy Laboratory. [S.l.], p. 128. 2016.
- NVOLT. NVOLT. NVOLT, 2018. Disponível em: <NVOLT>. Acesso em: 23 Março 2018.
- OGBOMO, O. O. et al. A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 75, p. 1225 - 1238, Janeiro 2017.

- OLGA MORAES TOLEDO, D. O. F. A. S. A. C. D. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, p. 506 - 511, 2010.
- ONU. Adoption of the Paris Agreement Draft Decision. Paris: [s.n.], 2015.
- PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, p. 1625 - 1636, Janeiro 2011.
- RUDOLF, V.; PAPASTERGIOU, K. D. Financial Analysis of Utility Scale Photovoltaic Plants with Battery Energy Storage. *Energy Policy*, 73, 2013.
- SALAMONI, I. T. Metodologia para Cálculo de Geração Fotovoltaica em Áreas Urbanas Aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte. Dissertação de Mestrado. Florianópolis: [s.n.], 2004.
- SANTOS, A. C. et al. Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency. *Energy Policy*, 51, p. 749 - 764, Outubro 2012.
- SCIENTIFIC AMERICAN. How to User Solar Energy at Night - Scientific American. Scientific American 2009. Disponível em: <<https://www.scientificamerican.com/article/how-to-use-solar-energy-at-night/>>. Acesso em: 29 Maio 2017.
- STATISTA. Solar PV market share globally by technology 2015 | Statistic. Statista, 2015. Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/492724/solar-pv-global-market-share-by-cell-technology/>>. Acesso em: 21 Junho 2017.
- TESLA. Powerwall | The Tesla Home Battery. Tesla 2018. Disponível em: <<https://www.tesla.com/powerwall?redirect=no>>. Acesso em: 23 Março 2018.
- TOLEDO, O. M.; FILHO, D. O.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, p. 506 - 511, Agosto 2010.
- TOMÉ, M. D. C. Análise do impacto do chuveiro elétrico em redes de distribuição no contexto da tarifa horossazonal. São Paulo: Unicamp, 2014.
- VARELLA, F. K. O. M. Estimativa do Índice de Nacionalização dos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2009.
- WHOLESALE SOLAR. Magnum Energy MicroGT 500 ME-GT500 500W Micro Inverter - Wholesale Solar. Wholesale Solar 2018. Disponível em: <<https://www.wholesalesolar.com/2955000/magnum-energy/inverters/magnum-energy-microgt-500-me-gt500-500w-micro-inverter>>. Acesso em: 23 Março 2018.
- WISSEM, Z.; GUEORGUI, K.; HÉDI, K. Modelling and technical-economic optimization of an autonomous photovoltaic system. *Energy*, 37, p. 263 - 272, Janeiro 2012.
- YAMAGUCHI, M. et al. A Study of the Merits of a Battery Combined Photovoltaic Generation System for a Residential House. *Electrical Engineering in Japan*, v. 147, n. 4, p. 402 - 411, Março 2004.
- YOSHIDA, A. et al. Impact of electric battery degradation on cost- and energy-saving characteristics of a residential photovoltaic system. *Energy and Buildings*, 124, p. 265 - 272, Janeiro 2016.
- ZHANG, Y. et al. Employing Battery Storage to Increase Photovoltaic Self-Sufficiency in a Residential Building of Sweden. *Energy Procedia*, 88, p. 455 - 461, 2016.

ZOOM. Ar condicionado para quarto: veja como calcular a potência certa. Zoom, 2017. Disponível em: <<https://www.zoom.com.br/ar-condicionado/deumzoom/qual-a-potencia-do-ar-condicionado-para-um-quarto>>. Acesso em: 01 Fevereiro 2018.