



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Gelon de Freitas Leite

**ANÁLISE E PROJETO DE UMA TOPOLOGIA DE REDE CC COM FONTE DE
ALIMENTAÇÃO ININTERRUPTA PARA CARGAS CC COM CONTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Araranguá
2020

Gelon de Freitas Leite

ANÁLISE E PROJETO DE UMA TOPOLOGIA DE REDE CC COM FONTE DE ALIMENTAÇÃO ININTERRUPTA PARA CARGAS CC COM CONTRIBUIÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

Orientador: Prof. César Cataldo Scharlau, Dr.

Coorientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Araranguá
2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Leite, Gelon de Freitas

Análise e Projeto de Uma Topologia de Rede CC com Fonte de Alimentação Ininterrupta para Cargas CC com Contribuição de Energia Solar Fotovoltaica / Gelon de Freitas Leite ; orientador, César Cataldo Scharlau, coorientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2020.

90 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2020.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. UPS . 3. Microrredes CC. 4. Módulos Fotovoltaicos. 5. Energia de Fonte Renovável. I. Scharlau, César Cataldo. II. Rampinelli, Giuliano Arns. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. IV. Título.

Gelon de Freitas Leite

ANÁLISE E PROJETO DE UMA TOPOLOGIA DE REDE CC COM FONTE DE ALIMENTAÇÃO ININTERRUPTA PARA CARGAS CC COM CONTRIBUIÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Tiago Jackson May Dezuo, Dr.
Universidade do Estado de Santa Catarina

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

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

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

Coordenação do Programa de
Pós-Graduação

Prof. César Cataldo Scharlau, Dr.
Orientador

Araranguá, 2020.

AGRADECIMENTOS

À oficiala Albertina Bittencourt Ghizzo por disponibilizar o Primeiro Tabelionato de Notas e de Protestos e Ofício de Registro de Imóveis da comarca de Araranguá SC para a presente pesquisa. Aos meu colega de classe Douglas por me nortear a técnica de escrever este trabalho. Aos orientadores, pela sua disponibilidade, paciência, e pelo acompanhamento exercido durante a execução do trabalho. Também quero agradecer à Universidade Federal de Santa Catarina e a todos os professores da minha pós-graduação pela elevada qualidade do ensino oferecido. Às minhas filhas Luna e Lara e a minha companheira Manuela, pela compreensão neste período. E, por fim, à minha mãe pela paciência em corrigir este trabalho.

RESUMO

O recente estímulo em direção às tecnologias verdes, juntamente com o aumento atual das cargas eletrônicas com alimentação em Corrente Contínua (CC), trazem vantagens potenciais no uso de topologias de Microrrede em CC (MRCC). Entre as vantagens, pode-se citar a possibilidade de uma melhor eficiência energética, de um menor número de conversões e de uma maior atratividade econômica na alimentação de cargas CC com fontes de geração de energia elétrica em CC como, por exemplo, Módulos Fotovoltaicos (MF). No entanto, estas topologias, quando operadas no modo isolado, podem trazer desvantagens como, por exemplo, variações de tensão no barramento de distribuição em momentos de falta do recurso solar. Este problema pode ser contornado ao utilizar-se uma fonte complementar de energia. Ao adicionar a este cenário cargas CC que necessitem de alta disponibilidade, surgem possibilidades para o estudo e desenvolvimento de uma fonte de alimentação interrupta (UPS, do inglês *Uninterruptible Power Supply*) como uma alternativa de alta eficiência e de menor custo para disponibilizar energia proveniente de fonte de energia renovável (RES, do inglês *Renewable Energy Sources*) a cargas eletrônicas. Estas cargas, segundo projeções, estarão cada vez mais presentes nas edificações comerciais, cujo setor normalmente apresenta o consumo congruente com a geração fotovoltaica. Neste trabalho, serão apresentados o projeto e os resultados experimentais de dois cenários de uma Topologia de Microrrede Híbrida (TMH) para a alimentação de cargas com necessidade de UPS. Estes cenários foram implementados em uma edificação na qual funciona um Ofício de Registro de Imóveis, localizado no sul de Santa Catarina, e a alimentação utiliza MF. A análise dos resultados experimentais de um dos cenários demonstra que a carga pode ser alimentada 80% do tempo com energia proveniente dos MFs. O estudo verificou que a topologia proposta pode obter uma eficiência de até 91% ao alimentar as cargas CC com energia proveniente dos MFs e possibilitar um aumento na eficiência de até 55% em relação a adoção de uma topologia de Microrredes CA com UPS. A análise financeira indicou que o custo da topologia proposta nesta dissertação possui uma redução de até 54% em comparação ao de uma UPS tradicional em Corrente Alternada (CA). Esta análise considerou 8 horas diárias de utilização, com 245 dias por ano e durante 25 anos. Com essas premissas, os equipamentos e o consumo de energia da topologia proposta apresentaram uma estimativa de custo de R\$ 7.813,40, enquanto que da UPS CA foi de R\$ 14.897,92. A análise financeira também indicou que a TMH possui uma taxa interna de retorno de 5,6%, um retorno simples de 20,5 anos e de capital próprio de 14,8 anos.

Palavras-chave: UPS. Microrredes CC. Módulos Fotovoltaicos. Energia de Fonte Renovável.

ABSTRACT

The recent green technologies stimulus, together with the ongoing increase in loads using Direct Current (DC), are bringing potential advantages to the use of *DC Microgrid* (DCMGs). These advantages include better energy efficiency, lower number of conversions and greater economic appeal when DC loads are supplied by sources of DC electric power generation, such as *Photovoltaic Modules* (PVMs). However, DCMGs can bring disadvantages when operated in isolated mode, such as voltage oscillations in the distribution bus caused by a lack of the solar resource. This problem can be overcome by using a complementary power source. When high-availability DC loads are added to this scenario, possibilities arise for the study and development of an uninterruptible power supply (UPS), as a higher-efficiency and lower-cost alternative when tapping into renewable energy sources (RES) for electronic loads. According to projections, these loads will be increasingly present in commercial buildings, which usually have its consumption congruent with the photovoltaic generation. In this work, the project and experimental results of two different *Hybrid Microgrid Topologies* (HMTs) scenarios for supplying high-availability DC loads are presented. These scenarios were implemented in a building housing a Property Registry Office, located in the south of Santa Catarina, in which the power supply is generated by PVMs. The analysis of the experimental results of one scenario shows that the load can be fed 80% of the time with energy from the PVMs. The results showed that the proposed topology can achieve up to 91% efficiency when feeding DC loads with energy from the MFs and can also increase the efficiency of up to 55% in comparison with the adoption of a topology of Alternating Current (AC) Microgrids with UPS. The financial analysis indicated a reduction cost of up to 54% when comparing the proposed topology with a traditional AC UPS. This analysis considered 8 hours of daily use, with 245 days a year and for 25 years. Under these assumptions, the equipment and energy consumption of the proposed topology presented an estimated cost of R\$ 7,813.40, while the UPS AC was R\$ 14,897.92. The financial analysis also indicated that HMT has an internal rate of return of 5.6%, a simple return of 20.5 years and equity of 14.8 years for the proposed HMT.

Keywords: UPS. DC Microgrid. Photovoltaic Modules. Renewable Energy Sources.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Configuração do terminal de atendimento em Corrente Alternada. . .	14
Figura 2 – Configuração do terminal de atendimento em CC.	14
Figura 3 – Cargas CC em UPS conectado à RCE em CA.	15
Figura 4 – Microrrede CA.	16
Figura 5 – Comparativo entre as etapas de conversão de energia entre Topologia de Microrrede com UPS em CA e a TMH.	17
Figura 6 – Diagrama topológico com componentes em série.	26
Figura 7 – Topologia CA existente e proposta CC.	26
Figura 8 – Diagrama de topologia de distribuição CA e CC com UPS.	27
Figura 9 – Diagrama topológico da arquitetura em C.	28
Figura 10 – Diagrama topológico da arquitetura em O.	28
Figura 11 – Diagrama topológico de uma MRCC, híbrida e com DG em baixa tensão.	29
Figura 12 – Diagrama topológico de uma MRCC, híbrida e com gerador.	30
Figura 13 – Diagrama topológico de uma MRCC, híbrida e com BESS.	30
Figura 14 – Diagrama topológico de MRCC híbrida com uma microrrede CA. . .	31
Figura 15 – Diagrama de uma MRCC, híbrida, residencial e comercial.	32
Figura 16 – Diagrama ilustrativo de funcionamento do conversor CC multi portas: a) com recurso solar disponível. b) com o recurso solar parcialmente disponível. c) com o recurso solar indisponível.	33
Figura 17 – Diagrama da TMH com varias fontes e cargas.	33
Figura 18 – Configuração básica da MRCC utilizada na modelagem.	35
Figura 19 – Estado de carga versus tensão de circuito aberto para uma bateria de chumbo-ácido.	42
Figura 20 – Numero de Ciclos de carga e descarga em uma bateria de chumbo-ácido em função da profundidade da descarga.	42
Figura 21 – TMH1 em funcionamento desde 2016.	46
Figura 22 – TMH2 implantada no presente estudo, em funcionamento a partir de novembro de 2019.	46
Figura 23 – Localização dos dados climáticos.	47
Figura 24 – Informação sobre o projeto.	48
Figura 25 – Sistema de produção de eletricidade do caso de referência.	48
Figura 26 – Características das cargas.	48
Figura 27 – Demanda de eletricidade.	48
Figura 28 – Informações sobre o sistema da bateria.	49
Figura 29 – Avaliação de recursos da geração.	49
Figura 30 – Avaliação de recursos dos MFs.	49

Figura 31 – Resumo.	50
Figura 32 – Terminal de atendimento com a necessidade do uso de UPS.	51
Figura 33 – MF das TMH1 e TMH2.	53
Figura 34 – Controladores MPPT da TMH1 e da TMH2.	54
Figura 35 – BB da TMH1 e TMH2.	54
Figura 36 – Diagramas das TMH1 e TMH2.	55
Figura 37 – Perdas no UPS CA com Cargas CC.	57
Figura 38 – Pontos de tomada do consumo CA e CC.	60
Figura 39 – Comportamento do SoC ao longo do tempo.	63
Figura 40 – Comportamento do SoC ao longo do tempo.	63
Figura 41 – Pontos de tomada do consumo CA e CC na TMH2.	64
Figura 42 – Conversões de energia na TMH1.	72
Figura 43 – Diagrama de Sankey da TMH1.	72
Figura 44 – Conversões de energia na TMH2.	73
Figura 45 – Diagrama de Sankey da TMH2.	74
Figura 46 – Conversões de energia em uma Microrrede CA com UPS CA.	75
Figura 47 – Diagrama de Sankey da MRCAUPS.	75
Figura 48 – Diagrama da fonte de alimentação dos terminais de atendimentos da TMH2.	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BB	Banco de Baterias
BDE	Barramento de Distribuição Externo
BDI	Barramento de Distribuição Interno
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BTU	<i>British Thermal Units</i>
CA	Corrente Alternada
CaC	Célula a Combustível
CC	Corrente Contínua
DCMGs	<i>DC Microgrid</i>
DG	<i>Distribution Grid</i>
EBT	Extra-Baixa Tensão
ETSI	<i>European Telecommunications Standards Institute</i>
HMTs	<i>Hybrid Microgrid Topologies</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IT	Impedância Terra
LED	<i>Light Emitting Diode</i>
MF	Módulos Fotovoltaicos
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MRCA	Microrrede CA
MRCAUPS	Microrrede CA com UPS em CA
MRCC	Microrredes CC
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PPGES	Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade
PVMs	<i>Photovoltaic Modules</i>
RCE	Rede Comercial de Energia
RES	<i>Renewable Energy Sources</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
SoCUPS	Percentual do SoC reservado para UPS
TI	Tecnologia da Informação
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMH	Topologia de Microrrede Híbrida
TN	Terra Neutro
TT	Terra Terra
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	15
1.2	HIPÓTESE	17
1.3	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	18
1.4	OBJETIVOS	19
1.4.1	Objetivo Geral	19
1.4.2	Objetivos Específicos	19
1.5	METODOLOGIA DE PESQUISA	19
1.6	ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO	20
2	ESTADO DA ARTE	21
2.1	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM MRCC	23
2.1.1	Perdas por conversão	23
2.1.2	Conversores e armazenamento	24
2.2	TOPOLOGIAS DE MRCC	25
2.2.1	Otimização	27
2.2.2	Estratégias de controle	29
2.2.3	Hardware	32
2.2.4	Panorama das pesquisas de MRCC no Brasil	35
2.3	PADRONIZAÇÃO EM MRCC	36
2.3.1	Barramento de Distribuição	37
2.4	ANÁLISE DE CUSTOS	38
2.5	CARGAS UPS EM MRCC	40
2.6	PROTEÇÃO EM MRCC	40
2.7	ESTADO DA CARGA DAS BATERIAS	41
2.8	NOMENCLATURA	44
3	METODOLOGIA	45
3.1	ANÁLISE DE UMA TMH	45
3.2	DIMENSIONAMENTO DE UMA TMH	47
3.2.1	Modelo energético	50
3.2.1.1	Caracterização das Cargas	50
3.2.1.2	Sistema de Eletricidade	51
3.3	ANÁLISE FINANCEIRA DAS TMHS	55
3.4	ANÁLISE DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	56
3.4.1	Análise do UPS	57
4	ANÁLISE DAS TMHS	58
4.1	RESULTADOS DA TMH1	58
4.1.1	Análise das simulações	58

4.1.1.1	Análise de Emissões	58
4.1.2	Análise dos dados experimentais	59
4.2	RESULTADOS DA TMH2	61
4.2.1	Análise das simulações	61
4.2.1.1	Análise de Emissões	61
4.2.2	Análise dos dados experimentais	62
4.3	ANÁLISE FINANCEIRA DAS TMHS	65
4.3.1	Análise financeira da TMH1	65
4.3.2	Análise financeira da TMH2	67
4.4	ANÁLISE DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	68
4.4.1	Análise das Cargas	69
4.4.2	Análise dos conversores CC-CC	70
4.4.3	Análise do conversor CA-CC presente entre o BDI das TMHs e a RCE	71
4.4.4	Análise da eficiência da TMH1	71
4.4.5	Análise da eficiência da TMH2	73
4.4.6	Análise da eficiência da MRCAUPS	75
4.5	COMPARATIVO ENTRE A EFICIÊNCIA DAS TMHS E A MRCAUPS .	76
4.6	ANÁLISE DA ESTABILIDADE TÉCNICA	77
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
5.1	PROPOSTAS DE ESTUDOS FUTUROS	80
5.2	TRABALHOS PUBLICADOS	81
	REFERÊNCIAS	82

1 INTRODUÇÃO

O uso de energias renováveis, segundo o panorama atual, cresce a uma taxa anual de aproximadamente 2,5%. Este crescimento permite projetar, para o ano de 2050, um aumento na participação da geração renovável de 18% para 31% no cenário energético interno dos Estados Unidos (EIA, 2019a). No mundo, a projeção para o mesmo período é um crescimento de 3% ao ano (EIA, 2019b). No Brasil, o uso de energia solar tem progredido a uma alta razão anual. Segundo dados publicados pela ANEEL (2017), a fonte solar fotovoltaica representou, para a geração distribuída em 2017, 99% do total de novas conexões com a rede, se considerado o número de conexões por tipo fonte. Corroborando, os dados sobre outorgas e registros de geração, publicados por ANEEL (2020), trazem um total de 71.301 novas conexões, destas 71.272 são de unidades de geração por fonte solar fotovoltaica. A análise dos dados da geração distribuída em 2020, realizada até a data de 18 de junho do ano em questão, permite observar que 99,9% das novas conexões são da fonte solar fotovoltaica. Isto indica a relevância do potencial da fonte solar fotovoltaica no país.

O Atlas Brasileiro de Energia Solar, publicado pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), por meio do seu laboratório de modelagem e estudos de recursos renováveis de energia, apresenta dados que confirmam o expressivo potencial para a geração fotovoltaica de energia elétrica. Por exemplo, a irradiação no plano inclinado na região sul é de 4,77 kWh/m² por dia, totalizando 1.743 kWh/m² por ano (INPE, 2017). Logo, fica evidente o papel que a energia solar pode exercer na expansão da matriz elétrica brasileira, o que aumenta sua resiliência com a diversificação das fontes e exploração de possíveis complementaridades (ANEEL, 2017). Como exemplo dessas complementaridades, é possível citar a interdependência entre o horário de disponibilidade do recurso solar, com a consequente geração da energia solar fotovoltaica, e o horário de consumo do setor comercial.

No estudo relacionado ao consumo de energia, o anuário estatístico de energia elétrica de 2019 traz o setor comercial como responsável por 18,7% do consumo total de energia elétrica no Brasil (EPE, 2019). No mesmo caminho, o setor comercial, nos Estados Unidos, consumiu em 2019 aproximadamente um total de 5 quatrilhões de Unidades Térmicas Britânicas, do inglês *British Thermal Units* (BTU) (EIA, 2020). EIA (2019b) confirma, ao projetar o consumo de energia no setor comercial, no mundo, em 2050 em aproximadamente 50 quatrilhões de BTU. No referido setor, a maior parte da demanda de energia elétrica ocorre durante o horário comercial. Portanto, a demanda de eletricidade nesse período do dia coincide com o período de maior disponibilidade do recurso solar (ANEEL, 2017), o que torna esse recurso energético uma opção natural. Os estudos de Zhang *et al.* (2015), Sannino, Postiglione e Bollen

(2003), Kaur, Krishnasamy e Kandasamy (2018), Shahidehpour *et al.* (2017), INPE (2017) e Dantas e Pompermayer (2018) ratificam que a energia solar fotovoltaica é atrativa economicamente.

Com relação ao perfil das cargas em edifícios comerciais, o atual desenvolvimento de dispositivos que operam em Corrente Contínua (CC), como Módulos Fotovoltaicos (MF), baterias, diodos emissores de luz, do inglês *Light Emitting Diode* (LED), computadores e equipamentos eletrônicos, faz com que as Microrredes CC (MRCC) sejam uma plataforma natural para integrar esses dispositivos de uma maneira mais eficiente. O conceito de MRCC consiste em uma rede de distribuição de baixa tensão em CC capaz de operar de forma isolada ou conectada à rede convencional, integrando unidades de geração distribuída, sistemas de armazenamento e cargas, podendo inclusive compreender várias edificações no mesmo conjunto. De fato, esse é um assunto recente, com uma série de desafios técnicos. Conforme foi observado por Kumar, Zare e Ghosh (2017), no passado recente, ocorreu um aumento no trabalho de pesquisa na área de MRCC. Neste contexto, novas topologias são uma questão de suma importância no desenvolvimento de MRCCs em aplicações práticas (GUERRERO; TAN, 2017).

Dentre as cargas do setor comercial, a presença do computador atualmente tem uma participação em destaque. Dados da Fundação Getúlio Vargas, em sua pesquisa anual do uso de Tecnologia da Informação (TI), apontam um total de 180 milhões de computadores em uso no Brasil, inclusos *desktops*, *notebooks* e *tablets* (MEIRELLES, 2019). O computador é um equipamento eletrônico de uso nos setores residencial, comercial e industrial e que, portanto, tem um papel a desempenhar quanto à conservação de energia (SÁ, 2010). Neste processo, a TI Verde auxilia a diminuir o desperdício e a tornar eficaz os processos relacionados nas organizações (RIVEROS; MÜLLER; WONZOSKI, 2017). A redução do consumo de energia possibilita também uma menor quantidade de calor gerado pelos computadores. Essa menor quantidade de calor, por sua vez, exige menos trabalho dos sistemas de refrigeração, o que resulta em economia elétrica no processo de resfriamento. Desta forma, a TI Verde atua no intuito de reduzir os gastos com energia elétrica oriundos de computadores e incentiva a adoção de tecnologias limpas (REIS, 2009).

Investigando o perfil de carga do computador, Justo *et al.* (2013) apresenta valores típicos de tensão e corrente de alimentação em CC de 20 V e 4,5 A, respectivamente, correspondendo a uma potência de 90 W em um *Laptop*. No entanto, Leite (2016) mensurou o consumo instantâneo de um terminal de atendimento, computador *desktop*, que necessita de sistemas de fonte de alimentação interrupta, do inglês *Uninterruptible Power Supply* (UPS), obtendo o valor de 67 VA, em uma configuração baseada em um processador Intel I3 de terceira geração, monitor, *nobreak* e impressora térmica, ilustrado na Figura 1, aferido entre o *nobreak* e a Rede Comercial de

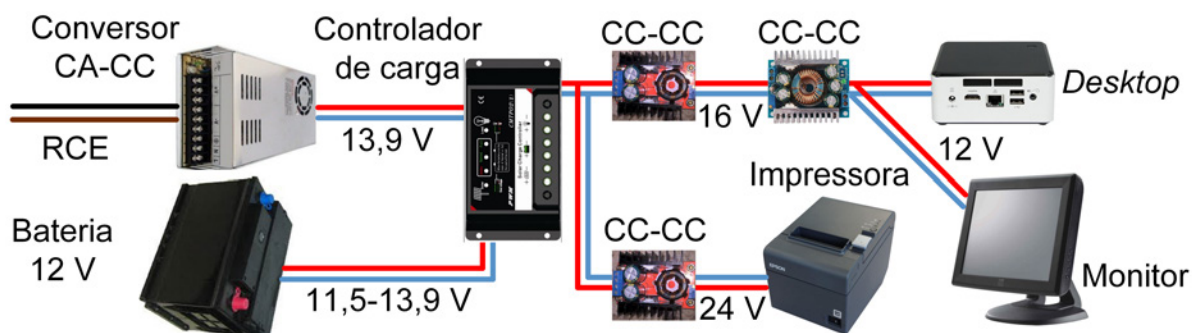
Energia (RCE).

Figura 1 – Configuração do terminal de atendimento em Corrente Alternada.



Este *hardware* foi utilizado para o gerenciamento de fila implantado no 1º Tabelionato de Notas, Protesto e Ofício do registro de Imóveis de Araranguá, SC, sendo posteriormente substituído por um *hardware* com fonte de alimentação em CC com consumo instantâneo de 42 VA, ilustrado na Figura 2. Esse valor foi medido entre a fonte chaveada, conversor de Corrente Alternada (CA) para CC, e a RCE. A substituição permitiu uma redução no consumo em 38%.

Figura 2 – Configuração do terminal de atendimento em CC.

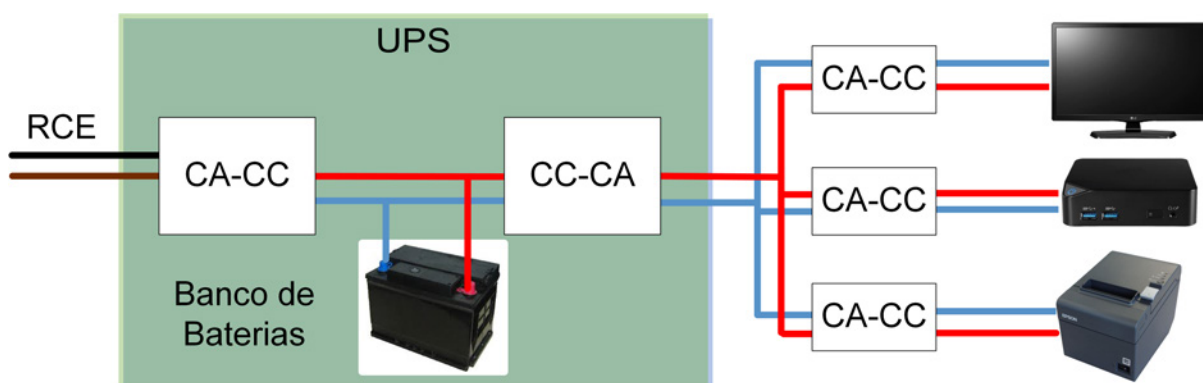


Na pesquisa conduzida por Fregosi *et al.* (2015), é apresentada uma análise comparativa entre MRCC e microrredes em CA em edifícios comerciais com diferentes perfis operacionais e climáticos, empregando energia de fonte renovável, do inglês *Renewable Energy Sources* (RES). Este estudo concluiu que a MRCC apresentada usa a energia solar fotovoltaica de 6% a 8% com mais eficiência, em perfis operacionais nos quais o consumo das cargas é diurno.

Atualmente, ocorre um aumento no número de dispositivos que necessitam de alta disponibilidade no seu funcionamento. Exemplos são os terminais de atendimento ao público, caixas, *data centers*, torres de telecomunicações, equipamentos hospitalares e sistemas de iluminação de locais com concentração de público, dentre outros.

Para atender esta demanda, a topologia de UPS comumente empregada é conectada à rede CA. Estes sistemas de UPS CA trazem a desvantagem de múltiplas perdas de conversão ao fornecer energia ininterrupta para equipamentos CC (KUMAR; ZARE; GHOSH, 2017; GHAI *et al.*, 2013; SALOMONSSON; SANNINO, 2007). Por exemplo, uma topologia de UPS para cargas em CC, com o fornecimento de energia em CA através da RCE, e a representação de suas múltiplas conversões CA-CC e CC-CA presente neste sistema, está ilustrada na Figura 3.

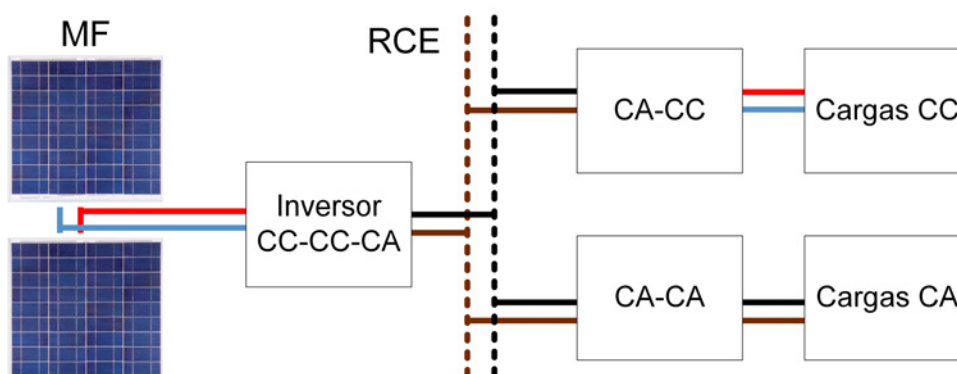
Figura 3 – Cargas CC em UPS conectado à RCE em CA.



1.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Os sistemas fotovoltaicos conectados à RCE tornaram-se um segmento com expressivo crescimento no mercado de energias renováveis. Esse crescimento ocorreu principalmente a partir da aprovação da resolução normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012, que regulamentou a conexão de sistemas fotovoltaicos à RCE, elevando consideravelmente o número de novos sistemas instalados no Brasil (ANEEL, 2017). A topologia de microrrede empregada, no Brasil, geralmente é a CA. No entanto, devido ao fato das tensões fornecidas por MF serem basicamente em CC e a RCE em CA, a topologia de Microrrede CA (MRCA) utiliza equipamentos (inversores) para conversão, permitindo o consumo *in loco* e/ou a injeção do excedente na RCE. Em momentos em que não ocorra produção de energia solar fotovoltaica, o consumidor resgatará a energia injetada à rede, utilizando-a na carga da instalação. As conversões internas presentes no inversor CC-CC-CA apresentam eficiências da ordem de 97% (FREGOSI *et al.*, 2015; CHEN; LIANG; HU, 2013; KERKES *et al.*, 2011). A topologia de MRCA encontra-se ilustrada na Figura 4.

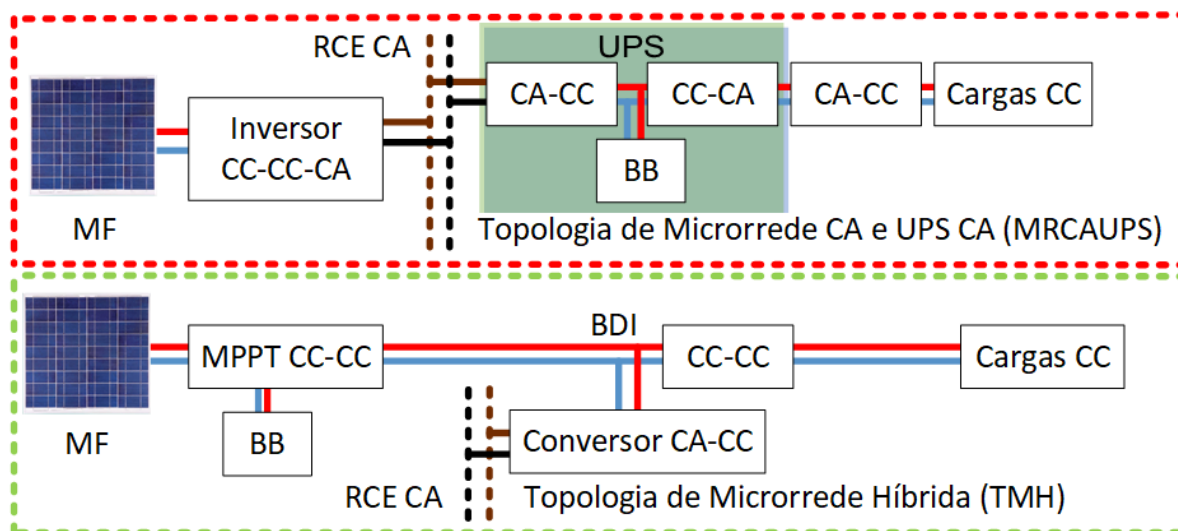
Figura 4 – Microrrede CA.



Este método apresentou-se como a solução convencional na geração fotovoltaica, o qual implica, no mínimo, em duas conversões: uma CC-CC e outra CC-CA para injeção de energia na RCE. Podem ocorrer múltiplas conversões no momento da utilização da energia injetada na RCE, bem como perdas no barramento de distribuição e no retorno ao usuário. No uso de cargas com necessidade de UPS estes sistemas necessitam de um número maior de conversões.

Uma solução alternativa na inserção da geração fotovoltaica envolve o emprego de topologias de MRCC. Além de permitir uma melhor integração do recurso renovável, a MRCC possibilita uma redução do número de conversões, em particular para o caso de necessidade de UPS. A comparação das conversões de energia entre a topologia de Microrrede CA com UPS em CA (MRCAUPS) e uma MRCC com UPS e MF, denominada nesse trabalho Topologia de Microrrede Híbrida (TMH), encontra-se ilustrada Figura 5. Neste trabalho, o termo híbrida refere-se a microrrede que opera conectada a uma fonte CC (nesse caso, um arranjo de MF) e também a uma fonte CA (RCE na topologia proposta). O termo híbrida é encontrado na literatura nos trabalhos de Liu, Wang e Loh (2011), Shahidehpour *et al.* (2017) e Silva e C. M. D. S. (2017).

Figura 5 – Comparativo entre as etapas de conversão de energia entre Topologia de Microrrede com UPS em CA e a TMH.



Adicionalmente, existem vários tópicos de pesquisa relacionados a MRCCs que ainda precisam ser melhor estudados. Por exemplo, novas proteções de alta eficiência são questões não triviais, importantes no desenvolvimento de MRCCs (GUERRERO; TAN, 2017). Essas topologias em CC possuem um sistema de proteção mais complexo que o sistema de proteção de MRCA (KAKIGANO; MIURA; UCHIDA *et al.*, 2010; MAQSOOD; CORZINE, 2016). Além disso, as MRCC necessitam de padronização (BECKER; SONNENBERG, 2011; JHUNJHUNWALA; LOLLA; KAUR, 2016; KUMAR; ZARE; GHOSH, 2017; TAHIM, 2015; GUERRERO; TAN, 2017). Também são relatados problemas relacionados ao aterramento e a corrosão nas MRCC (KUMAR; ZARE; GHOSH, 2017; JUSTO *et al.*, 2013), pois a corrente de terra causa a corrosão de linhas de tubulação e outros objetos de metal soterrados.

1.2 HIPÓTESE

Com base na contextualização exposta, a hipótese que influencia o estudo supõe que o desenvolvimento de uma metodologia de projeto e análise para TMH permite reduzir perdas no uso da energia, proveniente de RES, no processo de alimentação de cargas CC com UPS. O diferencial da alegação proposta consiste em possibilitar uma maior eficiência energética no processo, suprir cargas CC com necessidade de alimentação ininterrupta, aumentar a vida útil do banco de baterias, prover o máximo possível de utilização de energia proveniente de fonte renovável e apresentar viabilidade técnica e econômica.

1.3 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A análise desenvolvida nesse estudo servirá como base para trabalhos posteriores, colaborará com o desenvolvimento acadêmico, científico e tecnológico, na área de estudos das MRCC e possibilitará maior participação destas em edificações comerciais. A pesquisa também contribuirá para o aprimoramento profissional do proponente. O desenvolvimento acadêmico foi obtido através da integração entre alunos dos cursos de graduação e pós-graduação, com o desenvolvimento de um trabalho de conclusão de curso, do qual o proponente desta foi coorientador (BACK, 2019). A pesquisa também contribuirá com a divulgação do Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade (PPGES) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) através da publicação de artigos científicos.

O desenvolvimento científico e tecnológico será alcançado mediante a comprovação da viabilidade técnica e econômica da TMH proposta. A ampliação da participação das MRCC em edifícios comerciais poderá ser obtida com a redução dos custos de implantação e comprovação do aumento da eficiência. A capacidade em desenvolver soluções que tenham um diferencial na atratividade do serviço oferecido, como o emprego de energia proveniente de MF em computadores com necessidade de UPS, torna o sistema mais sustentável e eficiente energeticamente. O aumento da eficiência energética, que implica na redução no consumo de energia e, conseqüentemente, nos gastos pode gerar um diferencial, patentes, lucros e impostos que, ao final contribuem ao enriquecimento da nação. A pesquisa pode também impulsionar o uso de RES em aplicações de TI, comuns ao dia a dia da sociedade, mitigando o impacto causado ao consumir energia de fonte não renovável.

A TMH proposta pode alimentar diversas cargas eletrônicas, destacando dispositivos de TI, responsáveis por uma participação crescente no consumo de energia mundial, sendo que este equipamentos estão presentes em diversas aplicações. Podem-se destacar alguns dos possíveis cenários para aplicação das TMHs, conforme disposto abaixo.

- Escritórios;
- Setor público;
- Escolas;
- Supermercados;
- Sistemas de iluminação de edifícios, onde o *backup* de energia pode dispensar sistemas auxiliares de iluminação de emergência;
- Equipamentos hospitalares;

- *Data Centers*;
- Torres de telecomunicações;
- Terminais de auto atendimento.

1.4 OBJETIVOS

Nesta seção serão apresentados os objetivos geral e específicos do trabalho.

1.4.1 Objetivo Geral

A proposta desta pesquisa tem, como objetivo geral, a análise científica e a apresentação de uma TMH, utilizada na alimentação de cargas CC com necessidade de UPS, empregada no setor comercial. Este estudo analisará dois cenários da TMH proposta. O primeiro cenário, denominado TMH1, encontra-se em funcionamento desde 2016, conta com uma potência de pico na carga de $210 W_{\text{pico}}$ e uma potência de pico na geração fotovoltaica de $630 W_{\text{pico}}$. O segundo cenário, denominado TMH2, está em funcionamento desde novembro de 2019, conta com uma potência de pico na carga de $250 W_{\text{pico}}$ e uma potência de pico na geração fotovoltaica de $1080 W_{\text{pico}}$. Este estudo visa analisar a eficiência, apresentar a verificação da viabilidade econômica e averiguar experimentalmente os dois protótipos implementados.

1.4.2 Objetivos Específicos

- i Estabelecer uma metodologia de projeto para TMH e implementar duas estruturas;
- ii Analisar a contribuição da TMH1 e TMH2 em termos de eficiência energética, estado do BB, de geração e consumo;
- iii Estimar investimentos necessários na implementação da TMH1 e TMH2 e comparar com os empregados no UPS tradicional em CA, utilizando indicadores financeiros;
- iv Desenvolver uma topologia eficiente, como contribuição ao desenvolvimento científico e tecnológico brasileiro.

1.5 METODOLOGIA DE PESQUISA

O presente projeto de pesquisa pode ser enquadrado como um estudo de caso. Conforme Severino (2016), um estudo de caso é definido como: *“pesquisa que se concentra no estudo de um caso em particular, considerado representativo de um conjunto de casos análogos, por ele significativamente representativo”*. Com referência

à natureza das fontes empregadas para a abordagem e tratamento do objeto, esta pesquisa pode ser enquadrada como pesquisa de campo, onde a coleta de dados será feita em condições naturais, sem intervenções por parte do pesquisador. A pesquisa terá uma abordagem quantitativa, pois os resultados dos dados analisados serão expressos em relação quantitativa. Segundo Triola (2011), o estudo estatístico a ser aplicado na presente pesquisa pode ser classificado como um estudo observacional retrospectivo. Os procedimentos metodológicos propostos à realização da pesquisa estão relatados na lista abaixo.

- i Revisão da literatura acerca das topologias existentes de MRCC com geração por MF e com necessidade de UPS;
- ii Descrição da metodologia de dimensionamento da TMH, com a modelagem executada no *software RETScreen Clean Energy Management*;
- iii Implementação experimental dos cenários da TMH;
- iv Análise das cargas e eficiências dos cenários da TMH;
- v Análise dos dados de simulações e experimentais dos cenários da TMH;
- vi Estudo comparativo entre os custos dos cenários da TMH e um sistema de UPS CA tradicional;
- vii Estudo comparativo da eficiência entre os cenários da TMH e uma topologia de MRCA com um sistema de UPS CA.

1.6 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

No presente capítulo foi realizada a contextualização do tema abordado, definindo a motivação e destacando a justificativa para a realização deste trabalho. Também foi deliberada a hipótese e definidos os objetivos e a metodologia da pesquisa. O segundo capítulo compreende uma revisão sistemática da literatura acerca das principais publicações na temática de MRCC. O Capítulo 3 detalha a metodologia da presente pesquisa e o dimensionamento de uma TMH. O quarto capítulo traz a descrição da análise experimental dos dois cenários da THM. O Capítulo 5 expõe a discussão e os resultados obtidos na presente pesquisa. Por fim, as conclusões do trabalho são apresentadas no sexto capítulo.

2 ESTADO DA ARTE

No presente capítulo, é apresentado o estado atual das pesquisas na área de redes de corrente contínua com alimentação por módulos fotovoltaicos. As pesquisas foram classificadas de acordo com as sub-áreas de estudo e estão sub-divididas em: eficiência energética em MRCC, topologias de MRCC, padronização em MRCC, análise de custos, cargas UPS em MRCC, proteção em MRCC, estado da carga das baterias e nomenclatura. Na sequência, o estado da arte dos temas supracitados são contextualizados, tornando possível a apresentação de um panorama dos tópicos considerados relevantes.

A pesquisa do estado da arte foi realizada por meio de uma revisão sistemática da literatura. As expressões de busca utilizadas na pesquisa foram *MICROGRID OR NANOGRID OR PICOGRID AND DC AND (PHOTOVOLTAIC OR SOLAR)*. Os critérios de inclusão foram artigos e revistas qualificados, além de *surveys* de 2009 a 2020. Essa busca retornou um total de 73 artigos no *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE). Os critérios de exclusão foram as pesquisas relacionadas a *power point tracking, inverter topology, redox flow battery e distributed generation systems*. A definição do objeto da exploração, direcionado à topologias de MRCC de pequeno porte, com fontes de geração por módulos fotovoltaicos e cargas com necessidade de UPS, teve como base essa revisão.

Atualmente, as cargas comuns usadas em edifícios comerciais, são inerentemente baseadas em componentes eletrônicos alimentados em CC de baixa tensão (EIA, 2012). As projeções futuras, para 2035, também indicam essa tendência. Além disso, as unidades comuns de armazenamento de energia e de cargas eletrônicas usam tensão CC, como computadores (JUSTO *et al.*, 2013; KHORSANDI; ASHOUR-LOO; MOKHTARI, 2014).

Uma maior eficiência dos sistemas de geração e transmissão de energia pode ser obtida com o uso de sistemas de redes CC, devido ao fato de realizar um menor número de conversões (HAKALA; LÄHDEAHO, 2015). A utilização de microrredes híbridas entre CA e CC reduz os processos de múltiplas conversões CC-CA-CC ou CA-CC-CA (LIU; WANG; LOH, 2011). O uso de baterias e MF na topologia traz uma melhoria na eficiência (NAGARAJAN; AYYANAR, 2015). A eficiência tem um papel importante para coletar a máxima energia renovável disponível de fontes CC ou CA (SERBAN; SERBAN, 2010).

Uma TMH norteada nas evidências supracitadas, que permita utilizar energia renovável em cargas com duas ou três conversões e gerada localmente, sem as ineficiências da distribuição, e viável economicamente, possibilita a oportunidade da investigação, que poderá comprovar ou não a hipótese de uma maior eficiência energética no processo de forma mais acessível. Recentemente, a empresa Bosch desenvolveu

e apresentou um moderno sistema de microrrede CC que maximiza a eficiência da energia solar fotovoltaica gerada localmente, oferece maior confiabilidade, segurança, redundância e custo reduzido, em comparação com os sistemas equivalentes de CA (FREGOSI *et al.*, 2015).

Ghai *et al.* (2013) apresentam um estudo no qual uma melhoria, em MRCC com carga em fonte de alimentação ininterrupta e uso de energias renováveis, foi averiguada, através de um controlador que identifica a fonte de suprimento, diminuindo as perdas de conversão, podendo resultar em uma redução de 30% no consumo de energia. A capacidade de suprir cargas com necessidade de UPS advém da topologia de MRCC isolada possuir nativamente um Banco de Baterias (BB) e a possibilidade deste banco poder ser usado como uma das fontes de energia para as cargas em momentos de falta de energia. Este uso complementar do BB permite simplificar o projeto e consequentemente reduzir o custo. A ideia consiste em reservar determinado percentual da carga do BB para uso como fonte de *backup*, sendo apoiada por trabalhos que citam os benefícios de topologias que se beneficiam da natureza CC do sistema. O uso de microrrede CC aumenta a estabilidade, a confiabilidade e a qualidade de energia do sistema durante faltas de energia ou perturbações na rede (KUMAR; ZARE; GHOSH, 2017).

O pressuposto de aumentar a vida útil do BB está diretamente ligado a profundidade da descarga a que este banco é submetido. Minimizar esta descarga, com uma estratégia de conexão com a RCE que permita manter a carga do BB em 80% do estado da carga da bateria, do inglês *State of Charge* (SoC), permitirá um ciclo de vida de aproximadamente 5 anos para o mesmo. O controle do SoC sobre sistemas de armazenamento é de importância vital para aumentar a vida útil do BB (MAO, 2018; STRUNZ; ABBASI; HUU, 2014). Segundo Khorsandi, Ashourloo e Mokhtari (2014), o SoC das baterias é uma das estratégias a serem consideradas para a maximização da vida útil destas. Portanto, regras de controle devem ser aprimoradas para a extensão da vida útil do BB em uma MRCC (CHEN; LIANG; HU, 2013).

A conjectura de utilizar o máximo possível de energia proveniente de fonte renovável provém da combinação das estratégias citadas anteriormente. A escolha destas estratégias irá determinar a participação da fonte renovável na alimentação das cargas. Analisar o perfil das cargas, a geração e as características técnicas da TMH irá trazer um aprimoramento a este objetivo. Nos estudos apresentados por Serban e Serban (2010), a eficiência do sistema tem um papel importante para coletar a máxima energia renovável disponível de fontes CC ou CA. Fontes de energia renováveis e a interação dentro de uma estrutura de microrrede foram utilizadas, com sucesso, em instalações residenciais e comerciais, visando priorizar o uso da fonte renovável e aumentar a eficiência do sistema. O uso de energias renováveis em edificações com cargas eletrônicas tem o potencial de economizar 30% em uma arquitetura de MRCC

(BECKER; SONNENBERG, 2011).

A presunção que, financeiramente, o presente projeto seja viável em comparação a topologias CA existentes está associada ao uso de energia renovável, a minimização dos componentes empregados, as complementariedades entre fonte de geração CC e carga CC, o uso do BB da MRCC para *backup* de energia e seu consequente menor custo financeiro na implementação. A hipótese de menor custo deve ser investigada, pois é o argumento de maior impacto na tomada de decisão na instalação de novos projetos. Essa hipótese está embasada na ideia de que o uso de BB e MF pode trazer os benefícios da redução de carga no pico do consumo e redução de faturas de energia elétrica (RAJASEKHARAN; KOIVUNEN, 2014; KHORSANDI; ASHOURLOO; MOKHTARI, 2014). Um estudo de caso que atesta este caminho, para armazenamento de energia no local da carga CC com necessidades de UPS, realizado por Ghai *et al.* (2013), comprova que MRCC são uma opção atrativa financeiramente.

O conjunto das vantagens citadas acima traz a possibilidade da criação de um sistema diferenciado, no qual cargas utilizem o máximo possível de energia renovável, sem comprometer a estabilidade e o *backup* de energia.

2.1 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM MRCC

A eficiência energética é tema constantemente abordado atualmente e sua justificativa é a necessidade de reduzir o consumo de energia sem prejuízo ao desempenho ou qualidade do trabalho realizado. Esta justificativa pode ser embasada, dentre outras, por questões ambientais e/ou financeiras. Recentemente, as MRCC surgiram como um novo paradigma que pode melhorar a eficácia do sistema de distribuição de energia (KINHEKAR *et al.*, 2016; HWANG *et al.*, 2013).

2.1.1 Perdas por conversão

Liu, Wang e Loh (2011) estudaram, por modelagem computacional, as reduções do número de conversões em uma TMH com as redes CA e CC conectadas por conversores bidirecionais. Na pesquisa, as cargas e fontes CC estão conectadas na rede CC e cargas e fontes CA estão conectadas na rede CA. Foi analisado o modo conectado e desconectado da RCE, concluindo-se que a operação é estável e que ocorre redução dos processos de conversões. No estudo, foram detectados problemas práticos para implementar a rede híbrida CA. A eficiência total do sistema irá depender da redução das perdas de conversão e do aumento de um link CC extra. Uma dificuldade para as empresas consiste em redesenharem seus produtos domésticos e de escritório sem os retificadores CA-CC embutidos, embora seja teoricamente possível. Portanto, as redes híbridas podem ser implementadas em pequenos clientes com sistemas fotovoltaicos próprios nos telhados.

No estudo conduzido por Ghai *et al.* (2013) é explorada experimentalmente uma estratégia inteligente com controle e armazenamento de energia localmente em cada carga UPS. Esta estratégia é comparada com a de armazenar energia em um único local, sendo averiguada uma redução de 30% nas perdas por conversão. Os autores afirmam que é difícil generalizar esse resultado para outras tecnologias.

Na pesquisa realizada por Salomonsson e Sannino (2007) é verificado o uso de um sistema de distribuição CC de baixa tensão para suprir cargas UPS. São discutidas as questões gerais de projeto de sistemas CC e é realizada a análise de uma configuração experimental em laboratório. O estudo conclui que um UPS CC tem menos etapas de conversão que o UPS CA. Testes experimentais demonstraram problemas de funcionamento pela queda de tensão na rede CC.

Na averiguação feita por Fregosi *et al.* (2015) é estimada a eficiência da microrrede CC em comparação com a microrrede CA em diversos climas, prédios e perfis operacionais. O estudo de simulação é realizado em parceria com o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) com parâmetros de uma microrrede da empresa *Bosch*. As simulações indicaram um aumento da eficiência de conversão de 6% a 8%. Nessa aplicação, a energia solar fotovoltaica que realiza trabalho útil é de aproximadamente 97%. Projetos de demonstração validaram os ganhos de eficiência esperados.

2.1.2 Conversores e armazenamento

Uma segunda estratégia utilizada para o aumento da eficiência energética é a pesquisa de novos *hardwares* que almejam uma maior eficiência do que seus antecessores.

Akar, Tavlasoglu e Vural (2018) analisaram um estudo da eficiência de um conversor com múltiplas entradas. A pesquisa é feita por simulação e experimentalmente com a construção de um protótipo de 1 kW. O estudo conclui que o conversor proposto gerencia, com sucesso, a energia entre suas entradas e o aumento na eficiência é comprovado comparando as curvas experimentais e as teóricas.

No estudo conduzido por Lakshmi e Hemamalini (2018) é proposto um conversor CC-CC não isolado e de alto rendimento. A análise é realizada por simulação e experimentalmente em um protótipo de 100 W. A estratégia adotada é a operação do comutador do conversor com duas diferentes taxas de comutação, almejando um ganho de tensão e eficiência. O estudo conclui que a eficiência do conversor proposto é de 93,6%, próxima à eficiência teórica, e que na condição de circuito aberto a variação da tensão de saída é de aproximadamente 2,5%. Para regular a tensão de saída, os autores sugerem uma estratégia de controle em malha fechada.

Na pesquisa realizada por Wunder *et al.* (2015) são averiguadas as aplicações de uma MRCC em um ambiente comercial. O foco é a implementação de uma estação de carga rápida de CC para a mobilidade elétrica. Conjuntamente, o estudo contem-

plou a análise de uma MRCC para ambientes de trabalho, em escala de laboratório. Estas duas análises foram comparadas com o uso de fonte de alimentação em CA. O *hardware* foi desenvolvido e investigado e o estudo conclui que o conversor, com 19 V em sua saída, oferece uma eficiência de até 96%. O estudo destaca que esta tensão é comumente usada para alimentar *laptops*.

Na investigação efetuada por Cecati *et al.* (2017) é examinada uma MRCC adequada para edifícios residenciais ou de escritórios. Também desenvolveram e estudaram, em escala de laboratório, um conversor CC-CC. A averiguação contemplou diferentes temperaturas, tensões e potências de carga. O estudo conclui que o conversor proposto tem sua eficiência entre 93,4% e 96,1% e as altas temperaturas trazem uma diferença máxima de 0,5% na eficiência.

Nasir, Khan *et al.* (2018) analisaram, por simulações computacionais, uma arquitetura com MRCC distribuídas, isoladas e controladas localmente por queda de tensão. O controle emprega o método histerético de queda de tensão, do inglês *hysteretic voltage droop method*, no qual há um retardo na resposta quando existe um acréscimo ou decréscimo no valor do sinal, devido ao fato da variável de saída depender da variável de entrada. O estudo contribuiu com a análise do fluxo de energia CC e da eficiência. A análise considera o sistema de armazenamento de energia para *backup* entre duas opções de local para instalação: distribuído ou centralizado. Uma versão reduzida da arquitetura proposta é implementada em *hardware*. O estudo conclui que o armazenamento local aumenta a eficiência da distribuição na MRCC de baixa tensão em aproximadamente 5% e que uma eficiência de distribuição de 96% pode ser alcançada em um condutor de 2,5 mm² em 120 V CC.

2.2 TOPOLOGIAS DE MRCC

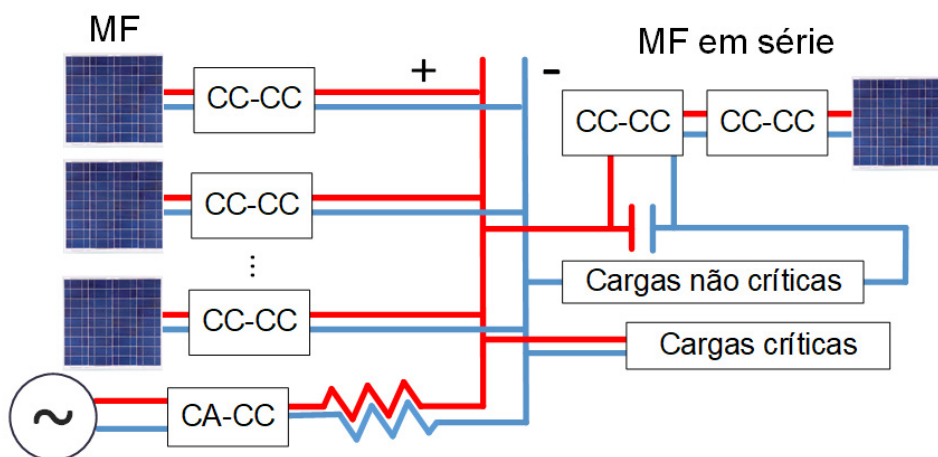
Novas topologias de MRCC encontram-se dentre as áreas de pesquisa realizadas atualmente. Esta é uma questão de suma importância no desenvolvimento de MRCC em aplicações práticas (GUERRERO; TAN, 2017). Na revisão, foram encontradas inúmeras topologias com os mais diversos componentes.

A seguir, serão descritos os estudos encontrados, seus respectivos arranjos topológicos, as diferentes combinações de fontes, cargas, armazenamentos e componentes.

Ming Hao Wang *et al.* (2018) analisaram uma MRCC com um arranjo de componentes em série entre o MF, conversor CC-CC e carga não crítica. O objetivo do trabalho é reduzir a necessidade de armazenamento de energia no BB da MRCC. Utilizaram, para atingir este objetivo, um método de otimização que considera a minimização das contas de eletricidade ao dimensionar a capacidade de armazenamento. Foram realizados experimentos, em uma MRCC isolada de 48 V, e simulações em uma MRCC conectada à rede de distribuição de 400 kVA, para verificar a redução de arma-

zenamento. O estudo conclui que a proposta pode lidar com a intermitência da energia solar com uma capacidade de armazenamento menor que normalmente exigida em MRCC com MF. O estudo classifica equipamentos de escritório, cozinha e outros como cargas críticas e como não críticas são listadas a iluminação, aquecimento de água, refrigeração e condicionamento de ambientes. A topologia encontra-se ilustrada na Figura 6.

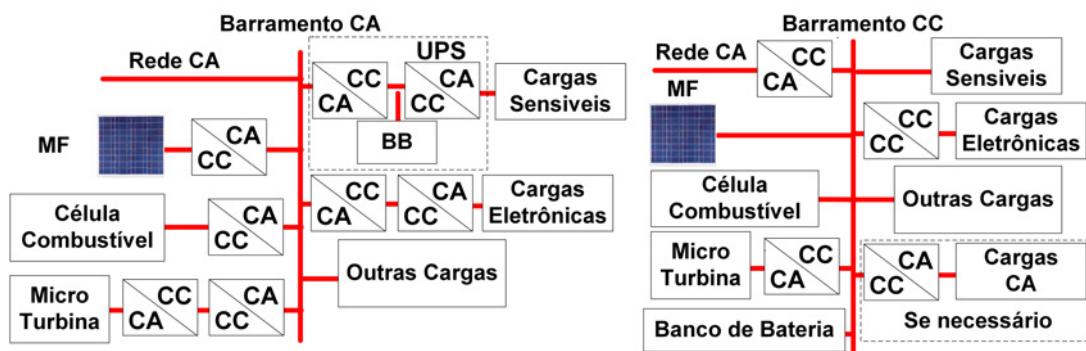
Figura 6 – Diagrama topológico com componentes em série.



Fonte: Adaptado de: Ming Hao Wang *et al.* (2018).

Na investigação efetuada por Sannino, Postiglione e Bollen (2003) é realizada a análise da rede de distribuição, do inglês *Distribution Grid* (DG), em diferentes níveis de tensão, de 48 V a 326 V. No estudo, é verificada a viabilidade da MRCC para o fornecimento de energia e *backup* para escritórios e instalações comerciais. O objetivo é projetar o sistema de distribuição e *backup* em CC e realizar uma avaliação econômica deste sistema proposto, comparando-o ao sistema CA existente. Os sistemas CA e CC estão ilustrados conforme a Figura 7. Conclui-se que um suprimento de energia em CC pode levar a grandes vantagens do ponto de vista técnico e econômico e o nível de tensão CC mais adequado parece ser o de 326 V.

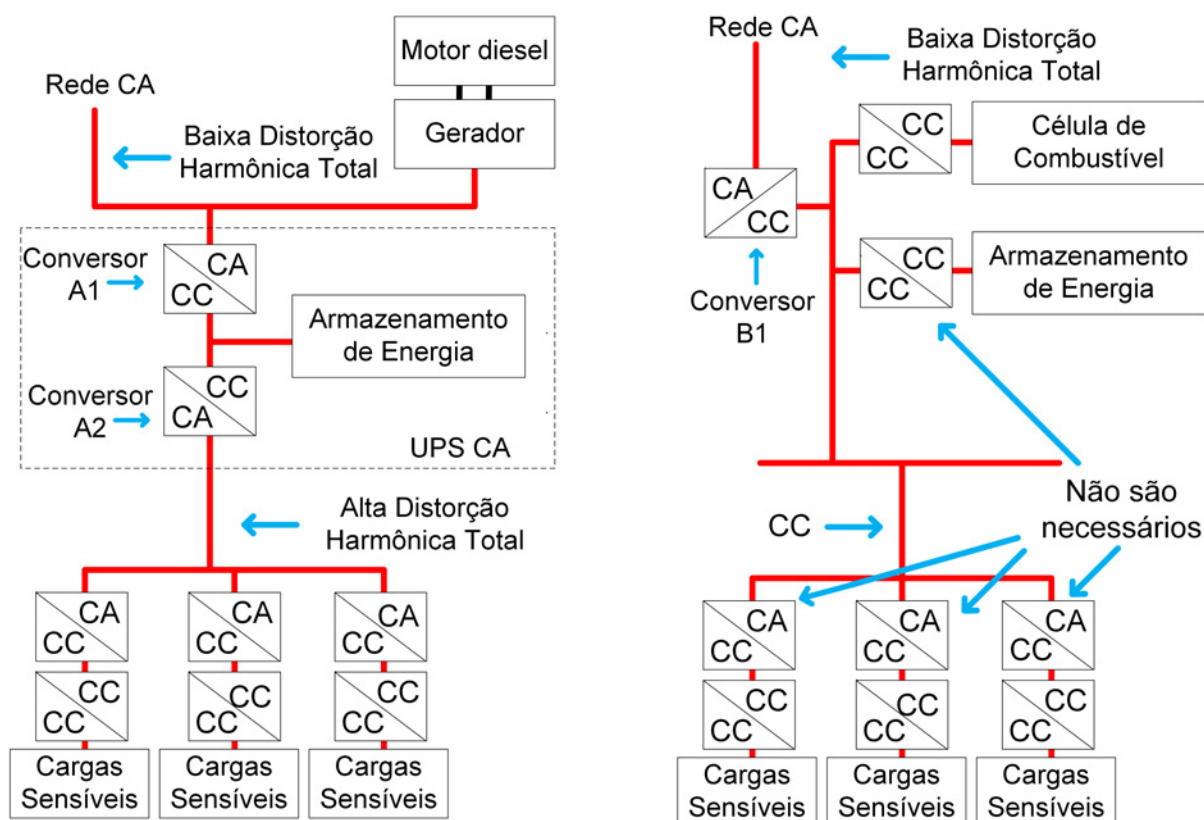
Figura 7 – Topologia CA existente e proposta CC.



Fonte: Adaptado de: Sannino, Postiglione e Bollen (2003).

No estudo conduzido por Salomonsson e Sannino (2007) é verificada uma topologia de DG CC em baixa tensão, sendo descrita a distribuição de seus componentes. O objetivo do trabalho é comprovar a viabilidade da topologia proposta. Os autores concluem que o fornecimento de energia a cargas com um sistema de CC conectado à RCE, por meio de uma interface CA-CC, pode impedir perturbações. Concluem também, que a topologia de UPS CC possui menores perdas em comparação com um UPS CA. A topologia CA existente e a proposta CC estão ilustradas na Figura 8.

Figura 8 – Diagrama de topologia de distribuição CA e CC com UPS.



Fonte: Adaptado de: Salomonsson e Sannino (2007).

Pesquisas de novas topologias podem permitir o reaproveitamento do cabeamento existente, obter perdas menores em sistemas de *nobreak* e disponibilizar soluções alternativas ao sistemas CA com um menor número de componentes. Verificou-se nos trabalhos já publicados que topologias de MRCC conectadas com a RCE permitem fornecer energia com maior estabilidade à carga.

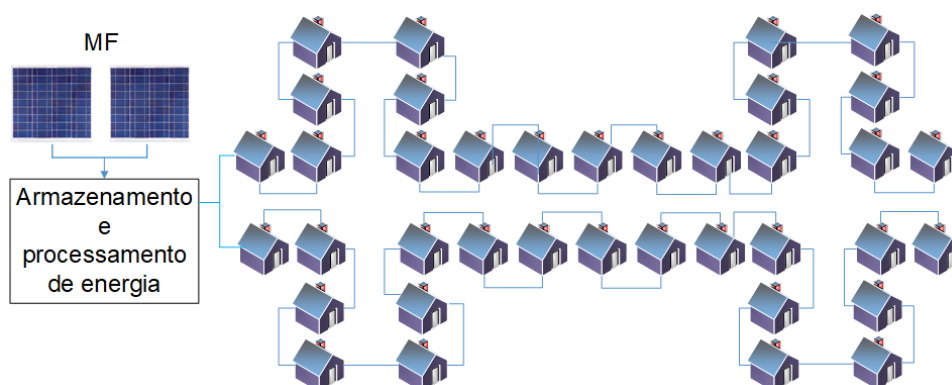
2.2.1 Otimização

A otimização do dimensionamento ideal das MRCC é abordada em pesquisas que visam reduções de consumo, carga, custo e/ou equipamentos, resultando em estudos de topologias que busquem o modelo ideal para MRCC.

Rajasekharan e Koivunen (2014) simularam e analisaram o consumo de energia em uma topologia de MRCC. No processo de modelagem são consideradas duas funções: uma para minimização de custos e outra para balanceamento da carga. O objetivo é resolver os problemas de otimização sujeitos a restrições de orçamento, consumo e armazenamento. O estudo conclui que o modelo proposto, considerando as duas funções, traz uma redução para a conta de eletricidade de aproximadamente 12%.

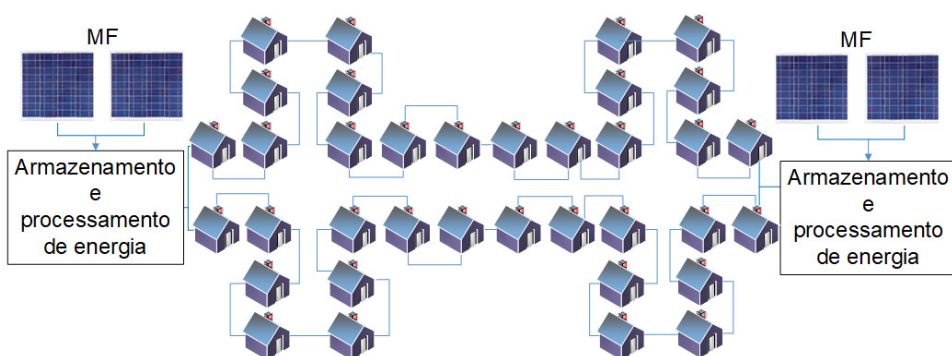
Na investigação efetuada por Nasir, Iqbal *et al.* (2017) é observado o dimensionamento e posição de instalação de componentes de uma MRCC de Extra-Baixa Tensão (EBT) e baixa e potência. O objetivo é o dimensionamento do MF, BB e do diâmetro dos condutores para uma solução de custo ideal. O estudo conclui que o sistema de MRCC com a arquitetura em anel, com 48 V e armazenamento e geração nas duas extremidades, traz uma melhoria considerável na eficiência da distribuição. Adicionalmente, o estudo comprova que a arquitetura em forma de O (anel), ilustrada na Figura 9, em 24 V e a arquitetura em forma de C (aberta em uma das extremidades), ilustrada na Figura 10, em 48 V tem praticamente a mesma eficiência.

Figura 9 – Diagrama topológico da arquitetura em C.



Fonte: Adaptado de: Nasir, Iqbal *et al.* (2017).

Figura 10 – Diagrama topológico da arquitetura em O.



Fonte: Adaptado de: Nasir, Iqbal *et al.* (2017).

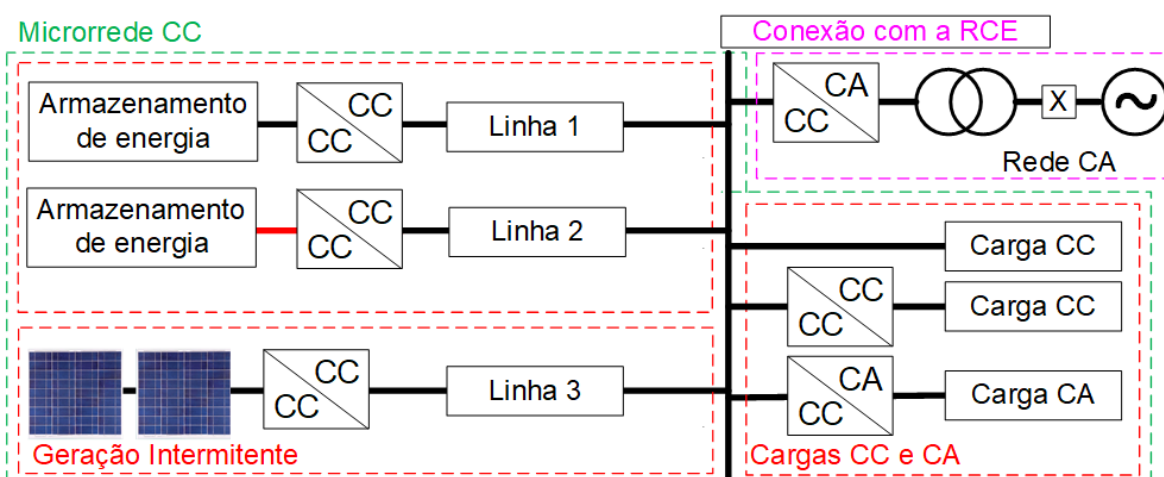
Os estudos, através de otimizações, buscam um resultado ideal para minimizar custos, balancear o consumo e/ou elevar a eficiência das MRCC.

2.2.2 Estratégias de controle

Estratégias de gerenciamento de energia buscam o aprimoramento do controle de MRCC. Diferentes topologias necessitam de controles diferenciados. Portanto, estratégias de controle dos conversores são abordadas em pesquisas relevantes ao tema. Estas estratégias influenciam na estabilidade, na vida útil e no custo das MRCC.

Khorsandi, Ashourloo e Mokhtari (2014) estudaram uma estratégia descentralizada de gerenciamento de energia em uma topologia de TMH, ilustrada na Figura 11, com a DG em CC de baixa tensão, com cargas CC e conectada à RCE. A estratégia de controle dos conversores é abordada em diversos modos de operação, com o intuito de obter uma operação prolongada e confiável da MRCC. O estudo conclui que o método proposto tem um desempenho satisfatório.

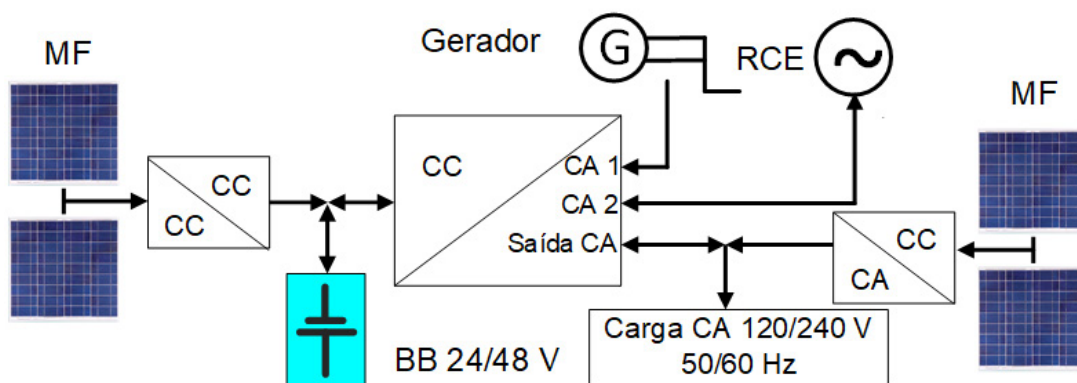
Figura 11 – Diagrama topológico de uma MRCC, híbrida e com DG em baixa tensão.



Fonte: Adaptado de: Khorsandi, Ashourloo e Mokhtari (2014).

No estudo desenvolvido por Serban e Serban (2010) é pesquisada uma estratégia de controle integrada em um sistema conversor de uma TMH. O objetivo é estudar a viabilidade da TMH proposta e ilustrada na Figura 12. As tensões de 24 V e 48 V estão entre as tensões analisadas para o Barramento de Distribuição Interno (BDI). Foi realizada a análise experimental em um conversor de 6 kVA. Concluiu-se que o conversor proposto é operacional nos modos conectados à RCE, isolado e conectado à geradores, em instalações residenciais e comerciais.

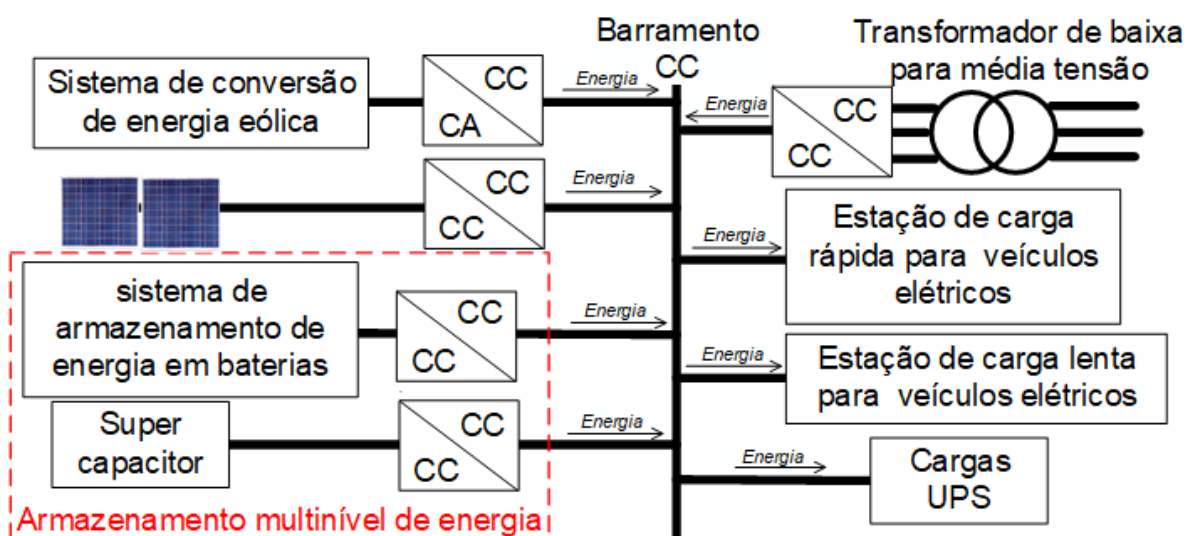
Figura 12 – Diagrama topológico de uma MRCC, híbrida e com gerador.



Fonte: Adaptado de: Serban e Serban (2010).

Na pesquisa realizada por Strunz, Abbasi e Huu (2014) é analisada uma TMH, ilustrada na Figura 13, para utilização de energia solar fotovoltaica e eólica. No estudo, é desenvolvido um controle operacional baseado em queda de tensão e potência. O sistema de armazenamento de energia em bateria, do inglês *Battery Energy Storage System* (BESS), é conectado em paralelo com um supercapacitor. O trabalho contemplou o desenvolvimento de um método para quantificar a incerteza associada à previsão de geração de energia. A interação com a RCE é controlada através do resultado de uma otimização operacional, que busca minimizar custos e emissões. Os autores demonstraram, por simulação, a viabilidade técnica e o sistema atende aos consumidores com o uso local de energia.

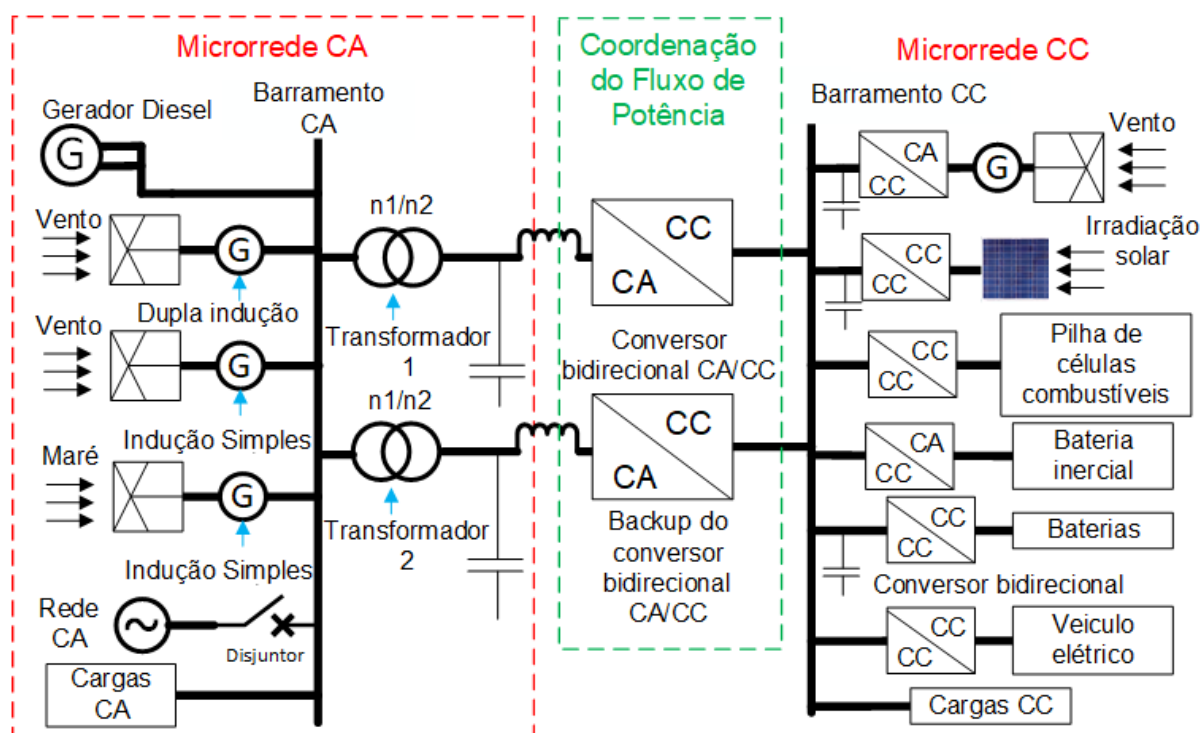
Figura 13 – Diagrama topológico de uma MRCC, híbrida e com BESS.



Fonte: Adaptado de: Strunz, Abbasi e Huu (2014).

Na pesquisa efetuada por Liu, Wang e Loh (2011) é investigada uma TMH, ilustrada na Figura 14. Foram empregados dois barramentos de distribuição, o primeiro em CA e o segundo em CC, com o objetivo de reduzir os processos de conversões de CC-CA-CC ou CA-CC-CA de topologias puramente CC ou CA. Na averiguação, é proposto um controle para transferência de potência entre as redes CA e CC. Conclui-se que o sistema pode manter uma operação estável com o número reduzido de conversões. No estudo, foram detectados problemas na implementação e a TMH proposta é viável para pequenas indústrias isoladas com geração MF e eólica.

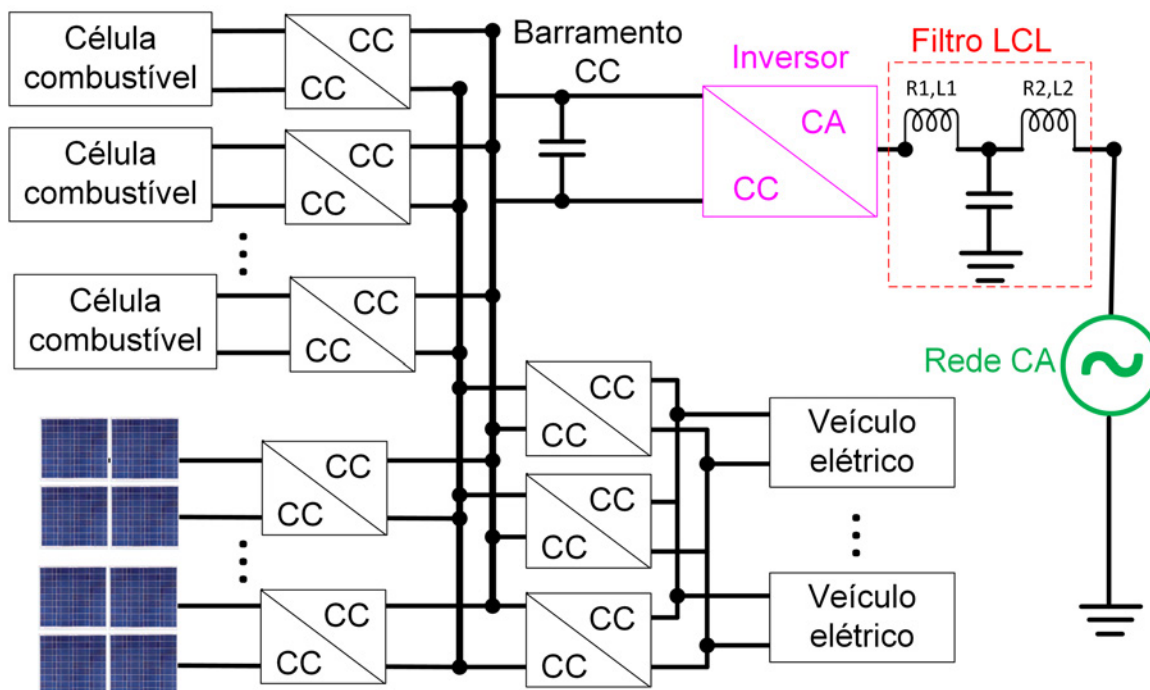
Figura 14 – Diagrama topológico de MRCC híbrida com uma microrrede CA.



Fonte: Adaptado de: Liu, Wang e Loh (2011).

No estudo conduzido por Cecati *et al.* (2017) é proposta uma TMH, ilustrada na Figura 15, adequada para edifícios residenciais e comerciais. Nesta TMH, encontra-se instalado um conversor CC-CC baseado na tecnologia indutor e capacitor. O objetivo é comprovar a eficácia do conversor proposto. Os autores concluíram que o conversor demonstra sua capacidade de regulação da tensão de saída, eficiência de até 96% e capacidade de controle.

Figura 15 – Diagrama de uma MRCC, híbrida, residencial e comercial.



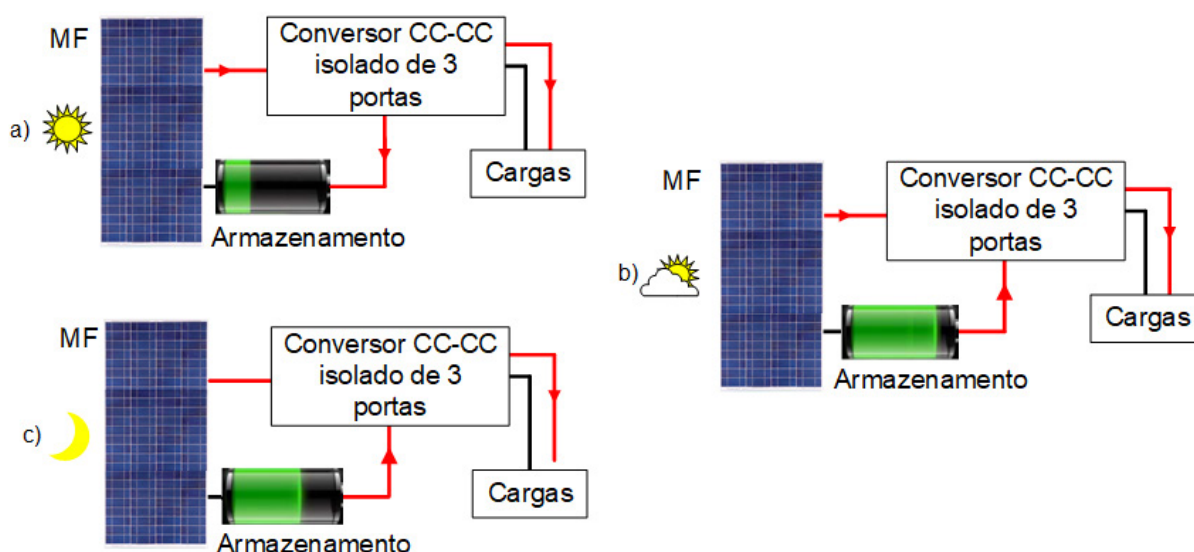
Fonte: Adaptado de: Cecati *et al.* (2017).

As topologias propostas, citadas nesta seção, operam em modo estável, reduzem os processos de conversões e possuem viabilidade recomendada. No entanto existem problemas práticos para a implementação, com base na infraestrutura atual dominada pela CA. As MRCCs possuem viabilidade para MF, eólica ou consumo local.

2.2.3 Hardware

Zeng, Qiao e Qu (2015) analisaram uma topologia, ilustrada na Figura 16, baseada em conversor CC-CC isolado e destinado à gestão de múltiplas fontes de energia. O objetivo é comprovar que o conversor proposto tem a vantagem de usar um menor número de comutadores. O conversor é construído para gerenciamento simultâneo de energia de um MF, uma bateria recarregável e uma carga. A pesquisa deduziu que o conversor é capaz de controlar o ponto de potência máxima para o MF e a carga e descarga da bateria. Os autores citam que *hardware* é aplicável a outros tipos de fontes de energia renováveis.

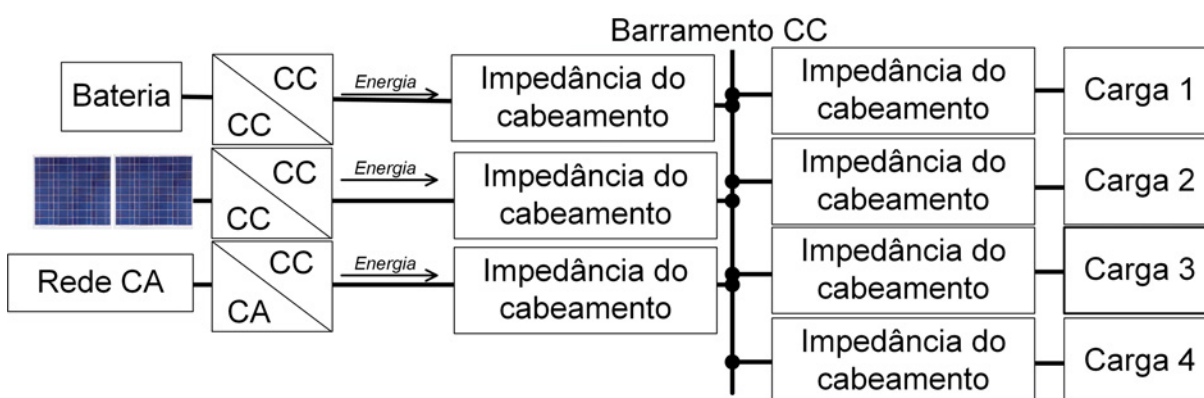
Figura 16 – Diagrama ilustrativo de funcionamento do conversor CC multi portas: a) com recurso solar disponível. b) com o recurso solar parcialmente disponível. c) com o recurso solar indisponível.



Fonte: Adaptado de: Zeng, Qiao e Qu (2015).

Na investigação exercida por Wunder *et al.* (2015) é pesquisada a aplicação de uma TMH, em um ambiente comercial, com várias fontes e cargas interconectadas por um Barramento de Distribuição Externo (BDE) de 380 V CC. O *hardware* de gerenciamento da MRCC, ilustrado na Figura 17, é desenvolvido e a conclusão é a alta eficiência e confiabilidade.

Figura 17 – Diagrama da TMH com varias fontes e cargas.



Fonte: Adaptado de: Wunder *et al.* (2015).

As comparações entre as diferentes topologias estão sumarizadas na Tabela 1, na qual podem-se encontrar o nome dos autores, ano, seguido dos componentes das topologias, considerações e conclusões. Na coluna componentes, é possível comparar

as configurações internas das topologias descritas nesta seção, permitindo vislumbrar similaridades com a TMH proposta.

Tabela 1 – Tabela comparativa entre MRCC.

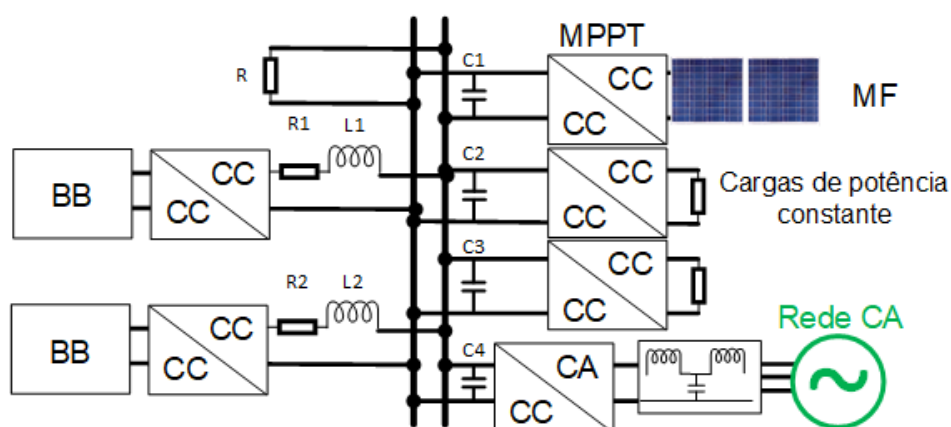
Autores	Componentes	Considerações	Conclusões
Ming Hao Wang <i>et al.</i> (2018).	RCE 400 kVA, MF, BESS, MF, ES e Cargas CC.	48 V Experimental, 400 kVA Simulação.	Desempenho satisfatório. Permite diferentes configurações.
Sannino, Postiglione e Bollen (2003).	MF, Célula a Combustível (CaC), BB, Micro turbina, UPS e Cargas CC.	Utiliza o cabeamento existente.	A maior diferença, nos custos, é dada pelo UPS.
Salomonsson e Sannino (2007).	RCE, MRCC, CaC, BB, UPS e Cargas CC.	Analisa a troca de CA por CC em um sistema já existente.	A hibridização pode impedir perturbações. Perdas menores no UPS.
Rajasekharan e Koivunen (2014).	MRCC, ESS, MF, CaC, BB e PHEV.	Funções para minimização de custos e balanceamento da carga.	Atinge uma relação pico-média próxima de 1.
Nasir, Iqbal <i>et al.</i> (2017).	MRCC, MF e BB.	Distribuição em C ou O com 48 ou 24 V.	A arquitetura O traz um ganho de 10%. A C-48 V e O-24 V empatam.
Khorsandi, Ashourloo e Mokhtari (2014).	RCE, MF, ES e Cargas CC.	Simulação e experimental.	O método proposto tem um desempenho satisfatório.
Serban e Serban (2010).	RCE, MF, Geradores, BB e MRCC 24/48 V.	Simulação BB em 24/48 V. Experimental 6 kVA BB 40-65 V 225 Ah.	Operacional em instalações residenciais e comerciais.
Strunz, Abbasi e Huu (2014).	RCE, MF, Eólica, BESS, EV, UPS, Cargas CC.	Simulação MF e eólica com controle sobre o SoC.	Contribui para a colocação da geração e distribuição de RES.
Liu, Wang e Loh (2011).	RCE, Gerador, Eólica, MF, CaC, Flywheel, BB e Cargas CC.	Simulação viável para unidades isoladas.	Reduz os processos de conversões. Problemas práticos.
Cecati <i>et al.</i> (2017).	RCE, Eólica, MF, CaC, BB, EV e Cargas CC.	Simulação e experimental. Conversor modular CC/CC LLC.	Mostrou bom desempenho. Em averiguação.
Zeng, Qiao e Qu (2015)	MF, BB e Cargas CC.	Menor número de comutadores e comutações suaves. Simulação e experimental.	O conversor é aplicável a outros tipos de RES.
Wunder <i>et al.</i> (2015)	RCE, MF, BB e Cargas CC.	Barramento de 24 e 380 V CC.	Alta eficiência, confiabilidade e inteligente distribuição e armazenamento.

2.2.4 Panorama das pesquisas de MRCC no Brasil

Moia (2018) realizou a análise da conexão de cargas eletrônicas atuais, em redes de distribuição de MRCC, e concluiu que as topologias de MRCC apresentam vantagens como: redução de perdas de transmissão e distribuição, redução de impactos ambientais, melhoria da qualidade de energia e aumento da confiabilidade. No entanto, são destacados alguns desafios, dentre os quais pode-se citar: custos elevados, limitações técnicas, legislação e necessidade de comunicação de dados de alto desempenho.

No estudo elaborado por Tahim (2015) foi analisada a interação dinâmica na estrutura de múltiplas conversões e os problemas de estabilidade derivados desta, sendo discutidas as causas e as prováveis soluções. O autor conclui que as topologias de MRCC se apresentam como uma resposta para determinadas aplicações de distribuição de energia, que exigem ampliação modular, eficiência e integração de RES. No entanto, existem diversos obstáculos técnicos e regulamentares para agregar topologias de MRCC ao sistema atual. Entre os obstáculos técnicos mais críticos, destacam-se os sistemas de proteção, concentração de cargas ativas, condicionadores de qualidade de energia e métodos de controle de amortecimento ativo e passivo para a regulação da tensão. Entre as dificuldades regulamentares, pode-se citar a normatização das MRCCs. O estudo propõe um modelo matemático e este tem como principal contribuição a aptidão de previsão de desempenho em momentos oscilatórios e de instabilidade. A configuração básica da MRCC modelada encontra-se ilustrada na Figura 18.

Figura 18 – Configuração básica da MRCC utilizada na modelagem.



Fonte: Adaptado de: Tahim (2015).

Silva (2018) apresentou o projeto e a implementação de uma topologia de MRCC alimentada pelas fontes renováveis, de energia solar fotovoltaica e eólica, que são conectadas ao barramento de distribuição. A fonte solar fotovoltaica é composta por dois MF com potência nominal máxima de 540 W, cada um. A fonte eólica, por

sua vez, possui uma potência máxima de 700 W. A topologia de MRCC não possui dispositivos de armazenamento. Foi utilizado um algoritmo para calcular as potências disponíveis em cada fonte de alimentação e a proporção de compartilhamento de energia. Os resultados experimentais comprovaram que a técnica proposta compartilha as correntes de carga, proporcionalmente, às potências das fontes de alimentação, apresentando um erro máximo de 3,99%.

O trabalho apresentado por Torres *et al.* (2018) tem como objetivo o projeto de desenvolvimento de uma MRCC para servir de suporte na realização de experimentos de modos de operação, ensaios em dispositivos de condicionamento de potência, estratégias de controle, dentre outros, bem como em aplicações voltadas à distribuição de energia em CC em baixa tensão. A estrutura proposta é constituída por três MF de 500 W cada, no pico, BB de 4,8 kWh, três controladores de carga, formando um barramento e bancos de cargas distribuídos por uma rede com um comprimento total de 400 m. Os autores concluem que MRCCs apresentam eficiência superior em relação às MRCAs e que, por se tratar de uma aplicação atual, é importante construir uma estrutura laboratorial para realização de testes nas diversas aplicações elencadas. A estrutura proposta emprega equipamentos comercialmente disponíveis para formação de uma MRCC operando em 24 V.

A proposta abordada nesse trabalho diferencia-se dos estudos já realizados no momento que contempla a análise experimental, em um ambiente real, de uma topologia MRCC híbrida com a rede CA, denominada de TMH, utilizando cargas eletrônicas de TI com a necessidade de UPS. O estudo verifica a viabilidade de duas tensões no BDI de 13,9 e 27 V. Experimentos de campo, com cargas de TI, em tensões de barramento nos níveis abordados nesse trabalho, não foram encontrados na literatura analisada. Nos referidos experimentos, foram analisadas a eficiência energética, estabilidade técnica e viabilidade financeira da proposta. O estudo propõe realocar 80% do consumo destas cargas na geração de energia renovável, mitigando parcialmente o impacto gerado.

2.3 PADRONIZAÇÃO EM MRCC

A ausência de padronização nas MRCC, em seus diversos segmentos, é um dos significativos problemas ao seu pleno desenvolvimento e penetração como uma solução viável (KUMAR; ZARE; GHOSH, 2017; DHAR; DASH, 2017; JIN *et al.*, 2014; XIAO *et al.*, 2015; SILVA; C. M. D. S., 2017; TAHIM, 2015).

Na revisão efetuada por Kumar, Zare e Ghosh (2017) é apresentado o estado da arte em MRCC. O estudo revisa e relata as atividades recentes das organizações de padronização sobre BDE e BDI. Os autores concluem que a padronização é necessária para alavancar o desenvolvimento da MRCC.

No estudo conduzido por Dhar e Dash (2017) é proposto um sistema de prote-

ção, em caso de faltas, baseado em diferencial de corrente. A pesquisa é do tipo estudo de caso. O objetivo é averiguar a eficácia do método proposto. O estudo comprova que o mesmo é capaz de detectar e localizar as falhas. Os autores concluem que a proteção de MRCC possui uma ausência de padrões definidos.

2.3.1 Barramento de Distribuição

O BDE é o barramento que realiza a distribuição externa na MRCC, ou seja, entre as edificações. O BDI é o barramento utilizado para distribuir a energia dentro da edificação. Esta divisão pode ser encontrada em trabalhos como os apresentados por Dhar e Dash (2017) e Becker e Sonnenberg (2011).

Até o presente momento, as padronizações dos requisitos de rede CC, como o nível de tensão e a faixa de tolerância da tensão de barramento, não foram comumente estabelecidas, apesar de seus valores serem conhecidos para a operação com maior eficiência e melhor compatibilidade. Conforme verificado nos dados da Tabela 1, pesquisas já realizadas analisaram valores de tensão de 24, 48, 64, 380 e 400 V nos barramentos. Diferentes tolerâncias de tensão CC são definidas para MRCC de baixa e média tensão, respectivamente apresentadas nos estudos de Schönberger, Duke e Round (2006) e Sun *et al.* (2011).

No âmbito mundial, diversas organizações estão, atualmente, trabalhando para fornecer padrões aplicáveis em MRCC para *datacenters*. Na Europa, o Instituto Europeu de Normas de Telecomunicações, do inglês *European Telecommunications Standards Institute* (ETSI), publicou sua norma ETSI EN 300 132-3-1 em 2012, referente à faixa de tensão de operação para equipamentos de TI com alimentação CC em 400 V para BDE. Outra organização que promove a padronização em MRCC, nos Estados Unidos, é a *EMerge Alliance*, que publicou um padrão, para equipamentos de TI, com a tensão do BDE em 380 V e BDI em 24 V (WUNDER *et al.*, 2015).

Na pesquisa conduzida por Jhunjhunwala, Lolla e Kaur (2016) são analisadas as normalizações na Índia e é desenvolvido um conversor. Os autores utilizaram as tensões do BDE e BDI em, respectivamente, 380 V e 48 V. O trabalho cita que a comissão eletrotécnica internacional montou um subgrupo para examinar os padrões de energia CC para residências. No entanto, até o momento, não há um padrão aceitável que possa ser usado pelos fabricantes.

A averiguação feita por Moia (2018) objetivou apresentar as vantagens, desvantagens e desafios da implementação de MRCC. Também foi abordada a análise da conexão de algumas cargas eletrônicas atuais, projetados para alimentação em CA, em rede de distribuição CC. O autor conclui que as MRCC possuem uma redução de perdas de transmissão e distribuição. O resultado dos testes é o uso de 320 V como padrão compatível com a maioria das cargas.

Na pesquisa realizada por Becker e Sonnenberg (2011) são examinadas as

vantagens, problemas e desafios do uso de MRCC para alimentar cargas de TI. O trabalho analisa a atividade atual na comunidade de padrões, com especial atenção aos atuais esforços do ETSI e da *EMerge Alliance* para formular um padrão para BDE de 380 V. Os autores concluem que as principais áreas de foco continuarão sendo a racionalização dos padrões desses sistemas, sendo relevante nas áreas de valores de tensão, aterramento e segurança.

Dentre os trabalhos analisados, houve uma maior ocorrência da tensão do BDE em 380 V. Este valor da tensão ocorre nos trabalhos de Kumar, Zare e Ghosh (2017), Becker e Sonnenberg (2011), Jhunhunwala, Lolla e Kaur (2016), Wunder *et al.* (2015), Bae e Kwasinski (2012), Chakraborty, Ho-Ching lu e Dah-Chuan Lu (2015), Xiao *et al.* (2015), Werth, Kitamura e Tanaka (2015) e Kakigano, Miura e Ise (2013). Quanto a tensão BDI, foram encontrados estudos entre 19 V a 200 V, com predominância de 24 V, com quatros trabalhos Mishima *et al.* (2014), Wunder *et al.* (2015), Kwasinski e Onwuchekwa (2011) e Nasir, Iqbal *et al.* (2017), e 48 V, com cinco trabalhos Jhunhunwala, Lolla e Kaur (2016), Akar, Tavlasoglu e Vural (2018), Kakigano, Miura e Ise (2013), Nasir, Iqbal *et al.* (2017) e Ming Hao Wang *et al.* (2018).

A pesquisa proposta nessa dissertação irá analisar a TMH1, com tensão do BDI em 13,9 V e a TMH2, com a tensão na faixa de 24-27 V, realizando a comparação entre os custos dos componentes e a análise do comportamento do BDI em diferentes tensões.

2.4 ANÁLISE DE CUSTOS

As Microrredes baseadas em energia solar fotovoltaica de baixa tensão estão se tornando populares e um dos motivos são os baixos custos iniciais (NASIR; KHAN *et al.*, 2018; HAKALA; LÄHDEAHO, 2015). Em outro caminho, Shadmand *et al.* (2014) cita o aumento de popularidade das MRCC e destaca que uma das grandes limitações que dificultam a adoção generalizada é o custo do equipamento.

Na investigação exercida por Kaur, Krishnasamy e Kandasamy (2018) é averiguada uma topologia de MRCC para fornecer energia à torres de telecomunicações em áreas remotas. O objetivo é resolver o problema de otimização do dimensionamento. Os autores realizaram uma análise técnica e econômica para determinar a viabilidade e custo da eletricidade por unidade da MRCC proposta. A análise conclui que, para um sistema 100% confiável, o custo da eletricidade é 35% inferior ao comparar-se com o custo da energia fornecida por sistemas de distribuição convencionais.

Outra limitação, citada por Shadmand *et al.* (2014), que dificulta uma adoção generalizada das MRCC é a disponibilidade da eletricidade gerada. Neste caminho, os sistemas de armazenamento de energia são frequentemente adotados para compensar a diferença entre a energia de fontes intermitentes e a demanda das cargas (WANG, M. H. *et al.*, 2018; SHADMAND *et al.*, 2014). Os custos de tais sistemas de

armazenamento aumentam à medida que aumenta a necessidade da energia armazenada, elevando o custo total da MRCC (WANG, M. H. *et al.*, 2018). As topologias de MRCC somente com o BB, como fonte de energia para *backup*, oferecem pontos positivos na área de tempo de resposta e economia, com autonomia limitada (PATTERSON; MACIA; KANNAN, 2015). Uma alternativa para minimizar o tamanho do BB e seus respectivos custos são os sistemas híbridos de geração de energia renovável ligados à RCE (SHADMAND *et al.*, 2014). No mesmo caminho, Kinhekar *et al.* (2016) mostra em seu estudo sobre estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda, do inglês *Demand Side Management*, para a RCE que a estratégia proposta para uma MRCC de geração de energia solar fotovoltaica com BB pode reduzir o custo médio da energia.

Pesquisas e desenvolvimentos recentes provaram que MRCC, quando alimentadas por RES e gerenciadas por redes inteligentes, podem oferecer sistemas de menor custo (KUMAR; ZARE; GHOSH, 2017; GHAI *et al.*, 2013). Neste contexto, Rajasekharan e Koivunen (2014) analisaram, por simulações, o consumo de energia em MRCC. O processo de modelagem considera duas funções: uma para minimização de custos e outra para balanceamento da carga. O objetivo é resolver os problemas de otimização sujeitos a restrições de orçamento, consumo e armazenamento. O estudo conclui que o modelo proposto apresenta 8% de redução nos custos de orçamento. Reforçando a redução de custos, Jhunjhunwala, Lolla e Kaur (2016) apresentaram uma topologia de MRCC em residências CC e conectadas à RCE mono-direcionalmente (consumo), como a alternativa com o menor custo com energia.

O presente estudo analisará os custos de duas TMHs com uso de fonte de energia solar fotovoltaica, interconectadas à RCE mono direcionalmente com foco no consumo e compartilhando o BB para armazenamento de energia renovável e UPS. A estratégia de injeção de energia, proveniente da RCE, permitirá utilizar prioritariamente a energia solar fotovoltaica disponível instantaneamente do recurso solar e, na ausência deste, será utilizada a energia solar fotovoltaica armazenada no BB. Em momentos que o SoC estiver abaixo do valor mínimo programado com o ajuste de tensão do conversor CA-CC, a energia utilizada será proveniente da RCE. A estratégia permitirá uma redução do custo da energia e melhoria na estabilidade do nível de tensão no BDI. Outro ponto da estratégia é permitir uma descarga mínima do BB, o que maximiza seu ciclo de vida e permite-se uma redução da capacidade do BB. Como consequência, isso diminuiu o custo com equipamentos. Estas estratégias serão discutidas na seção destinada ao SoC.

As tensões dos BDIs, nas duas TMHs, foram escolhidas em função da tensão de trabalho dos equipamentos e da disponibilidade comercial dos conversores *step-up* e *step-down*. O uso de cargas em CC permitirá a diminuição das etapas de conversões. Este conjunto de medidas será passível de análise para comprovação, ou descarte da

teoria de um menor custo, maior eficiência da proposta e melhoria do ciclo de vida do BB, em comparação com topologia tradicional de UPS CA.

2.5 CARGAS UPS EM MRCC

Sannino, Postiglione e Bollen (2003) apresentaram o primeiro trabalho encontrado sobre MRCC com cargas eletrônicas CC em UPS. Na sequência do trabalho de pesquisa, Salomonsson e Sannino (2007) concluíram que o uso de UPS em CC terá menores perdas, em comparação ao UPS em CA. No entanto, ocorreram problemas de estabilidade. Os autores ressaltam que a interligação mono direcional com a RCE pode minimizar estas instabilidades. Em um estudo recente, Werth, Kitamura e Tanaka (2015) demonstraram a viabilidade de uma MRCC interligada à RCE e com a presença de cargas CA com necessidades de UPS.

Neste sentido, Becker e Sonnenberg (2011) ressaltaram as vantagens e comprovaram que alta disponibilidade em UPS pode ser alcançada com o uso da distribuição de energia de CC. Ghai *et al.* (2013) analisaram uma topologia de MRCC com cargas CC e a necessidades de UPS. A análise averiguou a possibilidade de instalar o controle e o armazenamento de energia da MRCC localmente com a carga para prover uma maior eficiência e um menor custo quando comparada com a estratégia de controle e armazenamento centralizado. No mesmo caminho, a operação estável na integração do conversor de energia com fontes de energia renováveis e o fornecimento de capacidade de *backup* para cargas CC é demonstrada na literatura (SERBAN; SERBAN, 2010).

2.6 PROTEÇÃO EM MRCC

Segundo Dhar e Dash (2017), a proteção de microrredes CC é um foco de pesquisa bastante significativo. Questões relevantes ao aterramento em MRCC são apresentadas em trabalhos propostos por Dhar e Dash (2017), Becker e Sonnenberg (2011), Wunder *et al.* (2015) e Kumar, Zare e Ghosh (2017).

No estudo realizado por Sannino, Postiglione e Bollen (2003) é concluído que uma das vantagens da MRCC é que a corrente contínua não é tão perigosa quanto a corrente alternada para o corpo humano, pois não leva à contrações involuntárias dos músculos. Corroborando, Fish e Geddes (2009) argumentam que membranas de tecidos excitáveis (por exemplo, células nervosas e musculares) passam a corrente para as células de maneira mais eficaz quando a tensão aplicada está mudando. A pele é um pouco semelhante, pois passa mais corrente quando a tensão está mudando. Com CA e um nível de tensão suficiente, haverá uma sensação de choque elétrico enquanto o contato for feito. Se houver corrente suficiente, as células musculares serão estimuladas o mais rápido que puderem responder. A corrente natural do corpo

humano ocorre a uma taxa mais lenta que 60 vezes por segundo. Quando ocorre o contato da pele com a CA, inicia-se uma contração muscular tetânica, resultando na perda do controle voluntário dos movimentos musculares. As células musculares cardíacas receberão estímulos na mesma frequência da rede CA. Se a amplitude da corrente for suficiente, ocorrerá fibrilação ventricular. Por outro lado, com CC, há um sentimento de choque apenas quando o circuito é conectado ou desconectado, a menos que a tensão seja relativamente alta.

ABNT (2016), através da Norma Regulamentadora NR-10 que tem por objetivo garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que interagem nas instalações e serviços com eletricidade, classifica como EBT a tensão não superior a 50 V em corrente alternada ou 120 V em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra.

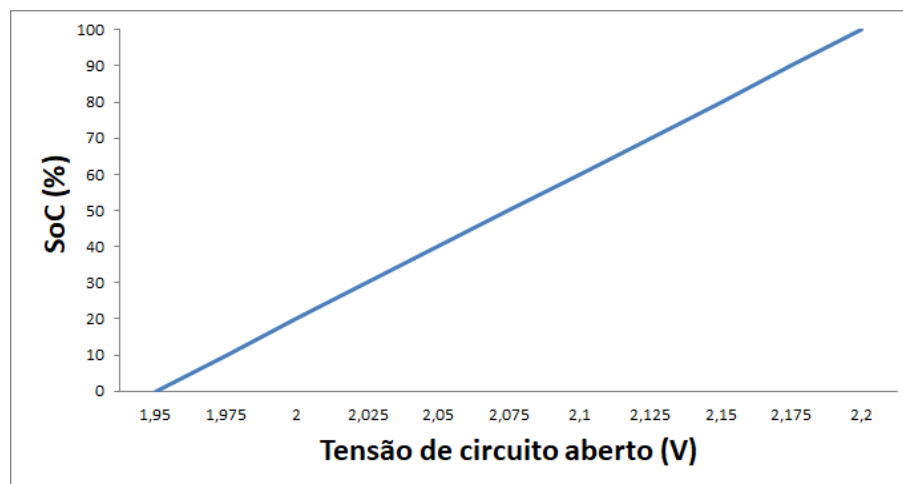
Visando a melhoria da proteção de MRCC, o editorial elaborado pelo IEEE, de autoria de Kumar, Zare e Ghosh (2017), analisa as três topologias, mais populares, de aterramento da rede CA: Terra Terra (TT), Impedância Terra (IT) e Terra Neutro (TN), e os considera na investigação de possíveis esquemas de aterramento para redes CC. O estudo aborda os principais problemas técnicos das três topologias e conclui que, sem uma padronização adequada, não é possível trazer a tecnologia de MRCC como solução prática.

Na pesquisa realizada por Chengshan Wang *et al.* (2014) o argumento é que as principais razões para os distúrbios de energia nas MRCC são as mudanças abruptas de cargas, as variações de potência da saída, os sistemas de armazenamento e as flutuações de tensão, corrente e frequência que ocorrem durante as conversões entre as redes CC e CA. A averiguação conclui que flutuações na tensão do DG podem acionar a proteção do sistema.

2.7 ESTADO DA CARGA DAS BATERIAS

Um dos parâmetros mais importantes para avaliar uma bateria é SoC. Ele informa quanto de carga existe, o que evita sobrecargas ou descarregamentos excessivos. A tensão de circuito aberto de uma bateria de chumbo-ácido, quando completamente carregada, está entre 2,12 e 2,15 V por célula ou 12,7 e 12,9 V por bateria (NG *et al.*, 2008). A relação do SoC e a tensão por célula está ilustrada na Figura 19.

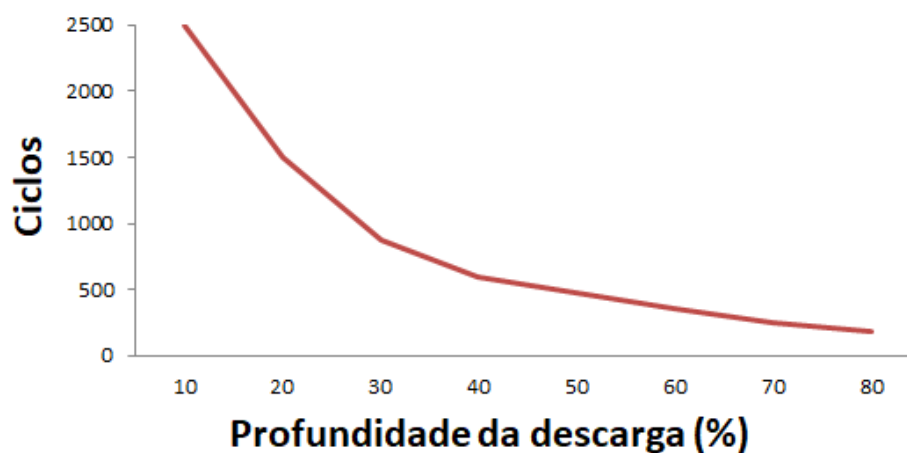
Figura 19 – Estado de carga versus tensão de circuito aberto para uma bateria de chumbo-ácido.



Fonte: Adaptado de: Ng *et al.* (2008)

A análise do SoC é citada em diversos trabalhos. Esta técnica consiste em monitorar a profundidade da carga e descarga do sistema de armazenamento, geralmente do BB e ou de capacitores. Manter o nível do SoC recomendado pelo fabricante é relevante para aumentar o ciclo de vida do sistema de armazenamento (BASTOS, 2016). A relação da profundidade da descarga com o número de ciclos de carga e descarga da bateria de chumbo-ácido encontra-se ilustrado na Figura 20.

Figura 20 – Numero de Ciclos de carga e descarga em uma bateria de chumbo-ácido em função da profundidade da descarga.



Fonte: Adaptado de: Enertec (2008)

Na pesquisa realizada por Nikhil e Subhakar (2013) é elaborada uma análise

do projeto ideal de uma MRCC isolada. O trabalho examina o efeito do valor do SoC mínimo no dimensionamento do sistema e na durabilidade do BB. Conclui-se que, quanto menor o valor do SoC mínimo, menor será o número de equipamentos (MF, baterias, etc.) necessários na microrrede. No entanto, o ciclo de vida da bateria cai.

No estudo desempenhado por Chen, Wu *et al.* (2013) é realizada a análise, por modelagem computacional, de um sistema de gerenciamento de energia para uma MRCC. O objetivo é melhorar o ciclo de vida da bateria, através do gerenciamento do SoC. O estudo conclui que a estratégia proposta mantém o valor do SoC da bateria entre os limites desejados para a extensão da vida útil da mesma.

Khorsandi, Ashourloo e Mokhtari (2014) analisaram uma estratégia de controle descentralizado para uma MRCC de baixa tensão. O objetivo é garantir uma operação confiável e prolongada do sistema. Para isto, os autores consideram os valores do SoC na estratégia proposta. O estudo conclui que o desempenho do método é satisfatório.

Na investigação feita por Werth, Kitamura e Tanaka (2015) são averiguadas as trocas de energia entre MRCC distribuídas. O objetivo é estudar a influência do número de interconexões entre as MRCC. No trabalho, o *software* de controle, que contém as estratégias de troca de energia, apresenta as estratégias baseadas no SoC, as quais os autores citam como básicas. O estudo conclui que o sistema é viável.

Na pesquisa efetuada por Wang, Sechilariu e Locment (2012) é analisado o comportamento e a viabilidade de uma MRCC que integra a geração fotovoltaica entre edifícios urbanos. O estudo examina uma estratégia de controle que gerencia o balançamento de energia, a redução de carga e a produção intermitente. O SoC do BB está presente dentre as variáveis de interesse. Os autores concluem, por simulações e resultados experimentais, que a estratégia de controle mantém os limites de potência e restrições da capacidade de armazenamento.

Na averiguação conduzida por She *et al.* (2012) é investigada a utilização de um transformador de estado sólido para realizar a conexão entre a MRCC com a RCE. A análise contempla diferentes modos de operação da MRCC e o objetivo é comprovar que o sistema apresentado, em conjunto com a estratégia de gerenciamento de energia proposta, possui estabilidade. O SoC do sistema de armazenamento está presente na estratégia proposta. O estudo conclui que a arquitetura sugerida é viável. No entanto, há muitos trabalhos a serem feitos para facilitar a adoção generalizada do transformador de estado sólido.

No presente estudo, na TMH proposta, o modo de operação do BB será gerenciado pelo controlador do tipo rastreador do ponto de máxima potência, do inglês *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), mantendo os níveis de descarga máxima do SoC em conformidade com o tipo de bateria. De forma complementar, a estratégia do conversor CA-CC, que consiste em injetar energia CC proveniente da RCE em paralelo no BDI, permite que, na falta do recurso solar, a energia seja em sua maioria

oriunda da RCE. A injeção de CC ocorrerá, na TMH2, conforme análise do comportamento da TMH1 sob diferentes tensões de saída do conversor CA-CC. A análise da TMH1 irá contribuir para compreender o comportamento e a influência da tensão do conversor CA-CC, sobre o SoC. O resultado desta análise será aplicado na TMH2 e a análise deste cenário permitirá uma melhor avaliação da TMH proposta. A estratégia desenvolvida neste projeto permitirá gerenciar o SoC do BB injetando energia CC no BDI.

2.8 NOMENCLATURA

Uma das questões que acompanhou este estudo foi a nomenclatura utilizada para descrever esses sistemas. O termo *Nanogrid* é descrito por Joseph, Mohammed Ajlif *et al.* (2018), Joseph, Chandrasekar *et al.* (2018), Shahidehpour *et al.* (2017), Wunder *et al.* (2015) e Cecati *et al.* (2017) como um subconjunto de microrrede que fornece energia a um único edifício, ou uma casa, ou a distribuição CC de baixa tensão dentro de um edifício ou estrutura de uma casa. Corroborando, Werth, Kitamura e Tanaka (2015) define as *nanogrids* como microrredes menores e tecnologicamente mais simples, geralmente atendendo a um único edifício ou a uma única carga. O termo *Picogrid* é citado na literatura por Ghai *et al.* (2013) como uma versão em miniatura de uma microrrede inteligente que usa a tecnologia para otimizar a produção, distribuição e consumo e que pode operar de forma independente, gerenciando seu próprio consumo e capacidade de produção. A TMH analisada neste trabalho pode ser considerada uma *picogrid*, por sua baixa potência e atender um único segmento de cargas. A *picogrid* proposta pode ser parte integrante de uma *nanogrid* e esta, por sua vez, pode estar conectada a uma *microgrid*.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, será apresentada a metodologia adotada nesse trabalho. A partir da revisão bibliográfica e do estado da arte, apresentados no capítulo anterior, definiu-se um conjunto de procedimentos para dimensionamento das TMHs. As simulações computacionais do projeto das TMHs foram realizadas no *software RETScreen Clean Energy Management*. A estratégia de coleta e análise de dados também foi definida. Na sequência, foram analisados os dados da TMH1 e, com base nessas informações, foram definidas as estratégias para a TMH2. Na sequência, implementou-se a TMH2 para posterior coleta e análise dos dados obtidos. Nesta etapa, na TMH1, buscou-se explorar as repercussões da variação de tensão no conversor CA-CC na resposta do SoC e nas frações de energia provenientes dos MF e da RCE. Depois, analisou-se a eficiência das TMHs e foram realizadas comparações com uma topologia de MRCAUPS.

Objetivou-se, por fim, desenvolver uma topologia de MRCC híbrida com a RCE e com UPS, comparar o custo desta com a topologia de UPS CA tradicional e identificar a fração de energia que pode ser proveniente de RES.

A pesquisa e seu processo de construção de conhecimento foram norteados nas três dimensões da pesquisa no ensino superior. Segundo Severino (2016), estas dimensões são: epistemológica, pedagógica e social. A montagem do projeto foi executada no 1^o Tabelionato de Notas, Protesto e Ofício do registro de Imóveis de Araranguá, que atualmente possui 53 computadores, dos quais 20,7% utilizam fonte renovável de energia, na maior parte do tempo.

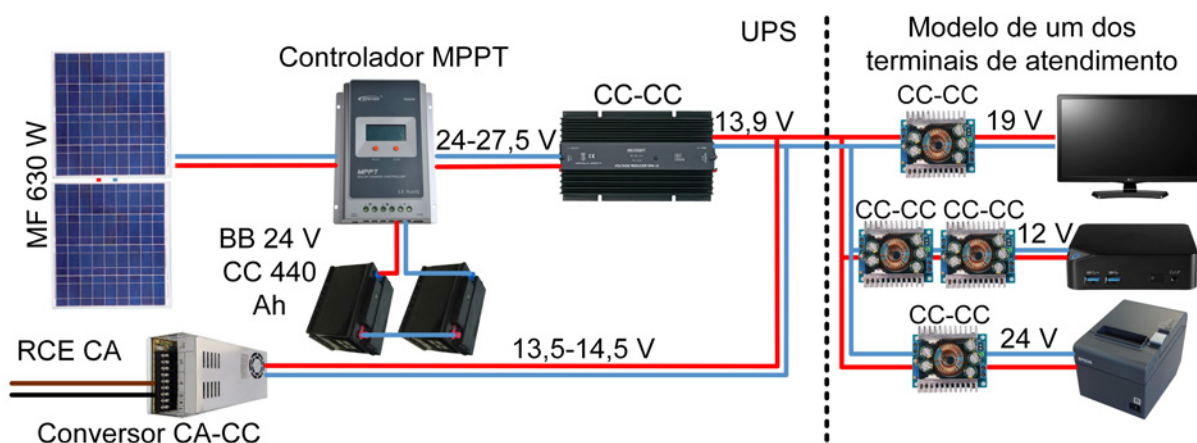
3.1 ANÁLISE DE UMA TMH

A topologia descrita no presente trabalho é composta de uma arquitetura convencional de MRCC, isolada, com geração por MF, conectada mono-direcionalmente (consumo) à RCE em CA e com cargas CC que necessitam de UPS. A MRCC isolada possui, naturalmente, a capacidade de *backup* de energia. No entanto, em momento de falta do recurso solar, podem ocorrer oscilações e a falta de energia no sistema. A conexão à rede CA permite que esta desvantagem seja contornada, evitando o descarregamento das baterias, problema comumente encontrado em MRCC isoladas e que eleva o custo de manutenção destas devido a redução do ciclo de vida do sistema de armazenamento. A TMH proposta traz a vantagem de fornecer uma energia proveniente de múltiplas fontes de alimentação, sendo essa uma grande atratividade em um sistema UPS. A TMH apresentada utiliza, prioritariamente, a energia proveniente da fonte solar. Na falta deste recurso, a energia utilizada será proveniente do BB e do conversor CA-CC. Em momentos de faltas prolongadas do recurso solar, o conversor CA-CC, presente na topologia, evita a redução acentuada dos níveis de

energia do BB. A topologia apresentada é uma microrrede de baixa potência e permite que sua construção possa ser realizada em blocos modulares para futuras expansões. Portanto, o estudo contido neste trabalho permite aferir os benefícios de eficiência energética, custo, confiabilidade e segurança da proposta em comparação com os sistemas convencionais de UPS CA.

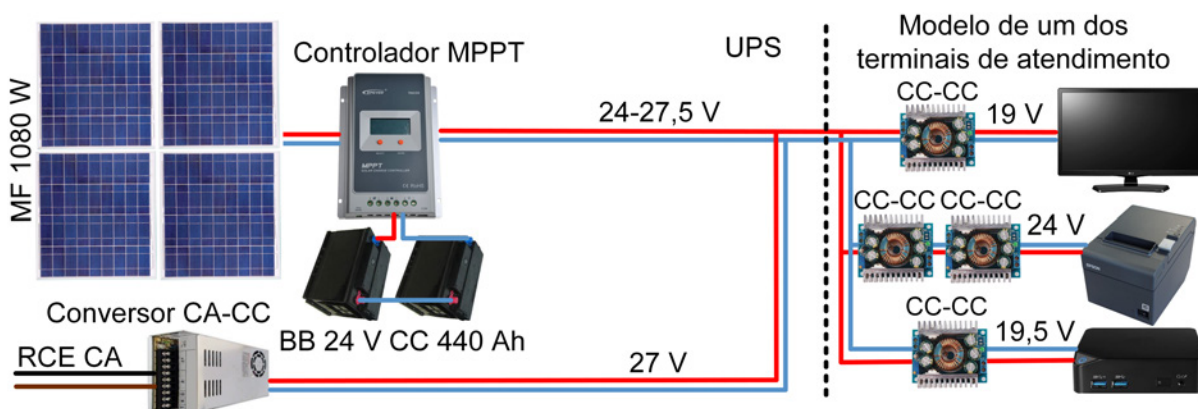
Na sequência, serão apresentados os passos e procedimentos que compreendem o projeto da TMH1, cujo diagrama esquemático está ilustrado na Figura 21.

Figura 21 – TMH1 em funcionamento desde 2016.



As análises dos dados, experimentais e simulados, serviram de base para a configuração dos componentes da TMH2, ilustrada na Figura 22.

Figura 22 – TMH2 implantada no presente estudo, em funcionamento a partir de novembro de 2019.



Portanto, o dimensionamento da TMH2 seguiu os mesmos passos do dimensionamento da TMH1, a partir dos resultados das simulações e experimentos obtidos na TMH1. As diferenças de características e componentes entre os cenários TMH1 e TMH2 constam na Tabela 2.

Tabela 2 – Diferenças entre os componentes entre a TMH1 e TMH2.

	TMH1	TMH2
Potência de Total dos MF (W)	630	1.080
Angulo de azimute dos MF	-45°	45°
Potência Total das Carga na simulação (W)	210	250
Potência Total das Carga nos testes dos conversores CA-CC (W)	146,4	156,8
Número de terminais de atendimento	5	6
Tensão do BDI (V)	13,9	24–27

As diferenças dos cenários TMH1 e TMH2 são: a potência total dos MF, 630 W na TMH1 e 1080 W na TMH2, escolhidas para avaliar a influência na fração de energia solar fotovoltaica; a potência das cargas, em acordo com o número de terminais de atendimentos em cada uma das TMHs; a tensão de barramento de 13,9 V na TMH1 e 27 V na TMH2, de acordo com a disponibilidade comercial dos equipamentos e com intuito de evitar uma conversão adicional na alimentação do *desktop* da TMH2; e o conversor CC-CC na saída do MPPT da TMH1, retirado na TMH2 com o intuito de diminuir uma etapa de conversão de energia e o angulo do azimute dos MFs de -45° na TMH1 e de 45° na TMH2. Estes ângulos possuem simetria ao norte com relação ao recurso solar e foram instalados de acordo com a furação pré existente no telhado.

3.2 DIMENSIONAMENTO DE UMA TMH

Para realizar o dimensionamento da potência de pico do conjunto de MFs e da capacidade do BB da TMH das TMHs, foi utilizado o *software RETScreen Clean Energy Management* em sua versão *RETScreen Suite*, sendo este um pacote de programas desenvolvido pelo governo do Canadá. As simulações neste *software* são realizadas em quatro etapas. Na primeira etapa são necessárias as informações sobre o projeto. Os parâmetros que devem ser informados ao programa são: o tipo de projeto, a tecnologia, o tipo de *grid*, o tipo de análise (método de análise) e a localização dos dados climáticos. Esta etapa do *software* encontra-se ilustrada nas Figuras 23 e 24 e os dados apresentados são referentes a simulação da TMH2.

Figura 23 – Localização dos dados climáticos.

Condições de Referência do site

Localização dos dados climáticos

Florianopolis Arpt

Figura 24 – Informação sobre o projeto.

Tipo de projeto	Produção de eletricidade
Tecnologia	Fotovoltaica
Tipo de grid	Fora da Rede
Tipo de análise	Método 1
Poder calorífico de referência	Poder calorífico superior (PCS)

Na segunda etapa da simulação devem ser fornecidas as informações sobre o projeto de produção de eletricidade, sendo parâmetros de entrada: o preço do combustível, a característica da carga, o tipo de carga (CA e CC), a descrição, a correlação do horário de produção de energia do recurso intermitente e do uso da carga, a carga do caso de referência, o número de horas de uso por dia e os dias por semana. A interface do modelo energético do *software* está ilustrado nas Figuras 25 e 26.

Figura 25 – Sistema de produção de eletricidade do caso de referência.

Preço do combustível	Rs/kWh	0,730
Capacidade	kW	0,25
Custo anual O&M	Rs	
Preço da eletricidade - caso de referência	Rs/kWh	0,730
Custo total de eletricidade	Rs	381

Figura 26 – Características das cargas.

Descrição	CA/CC	Recurso intermitente - Carga do caso de referência		Horas de uso por dia h/d	Dias de uso por semana d/sem
		correlação de carga	W		
6 computadores	CC	Positivo	250,00	8,00	5

Na presente etapa as simulações fornecem como resultado: o custo total com energia (anual), a demanda diária e a demanda anual de energia, conforme ilustrado na Figura 27.

Figura 27 – Demanda de eletricidade.

	Unidade	Caso de referência	Caso proposto
Demanda de eletricidade - diária - CC	kWh	1,43	1,43
Demanda de eletricidade - diária - CA	kWh	0,00	0,00
Percentual de utilização do mês			
		Caso de referência	Caso proposto
Demanda de eletricidade - anual - CC	MWh	0,521	0,521
Demanda de eletricidade - anual - CA	MWh	0,000	0,000
Carga de pico - anual	kW		

Na terceira etapa são fornecidas as informações sobre o sistema da bateria (dados técnicos da TMH), tendo como parâmetros de entrada: o número de dias de

autonomia, a tensão, a eficiência da bateria, a profundidade máxima de descarga, a eficiência do regulador de carga, o método de controle de temperatura e a capacidade do BB. Nesta etapa, as simulações fornecem, como resultado, a capacidade de armazenamento sugerida (em Ah) e a capacidade da bateria (em kWh). A interface da etapa em questão encontra-se ilustrada na Figura 28.

Figura 28 – Informações sobre o sistema da bateria.

Inversor			
Capacidade	kW		Carga de ponta - anual - CA
Bateria			
Número de dias de autonomia	d	1,0	
Voltagem	V	24,0	
Eficiência	%	98%	
Profundidade máxima de descarga	%	20%	
Eficiência do regulador de carga	%	98%	
Método de controle de temperatura		Ambiente	
Redução média de temperatura da bateria	%	2,0%	
Capacidade	Ah	220	311
Bateria	kWh	5	

A quarta etapa considera os dados referentes à avaliação de recursos, ou seja, dos sistema de geração de energia, sendo estes parâmetros de entrada: o sistema de posicionamento, a inclinação, o azimute, a tecnologia, a potência elétrica, o custo da TMH, a potência elétrica do MF, o fabricante, o modelo, as unidades do MF, a eficiência, o método de controle e as perdas diversas. A simulação, neste ponto, deve considerar sistema de geração de energia que atenda 100% da demanda de eletricidade da carga. O parâmetro “perdas diversas” foi considerado com valor padrão do *software*. Esta etapa está ilustrada nas Figuras 29 e 30.

Figura 29 – Avaliação de recursos da geração.

Avaliação de recursos		
Sistema de posicionamento solar		Fixo
Inclinação	°	25,0
Azimet	°	-45,0

Figura 30 – Avaliação de recursos dos MFs.

Fotovoltaica			
Tipo		mono-Si	
Potência elétrica	kW	1,06	Rs 7.813
Fabricante		Yingli Solar	
Modelo		mono-Si - Panda - YL265C-30b	4 unidade(s)
Eficiência	%	16,6%	
Temperatura de operação normal da célula	°C	45	
Coefficiente de Temperatura	% / °C	0,40%	
Área do coletor solar	m²	6,5	
Método de Controle		Otimização do ponto de potência máxima	
Perdas diversas	%	7,0%	

Na quarta etapa, as simulações fornecem, como resultado: o fator de utilização, a energia fornecida à carga em um ano e a fração de energia fornecida, conforme ilustrado na Figura 31.

Figura 31 – Resumo.

Resumo			
Fator de Utilização	%	13,4%	
Eletricidade fornecida à carga	MWh	0,52	100,0%

Assim, a execução dos passos anteriormente descritos permite dimensionar a potência de pico do conjunto de MFs e a capacidade do BB. As simulações dos dois cenários da TMH consideraram esses procedimentos. A localização considerada dos dados climáticos foi a do aeroporto Hercílio Luz, em Florianópolis, SC. Estes são os dados do local mais próximo da edificação. As variáveis de entrada foram inseridas no modelo energético do *software*, em conformidade com as etapas realizadas e descritas na sequência.

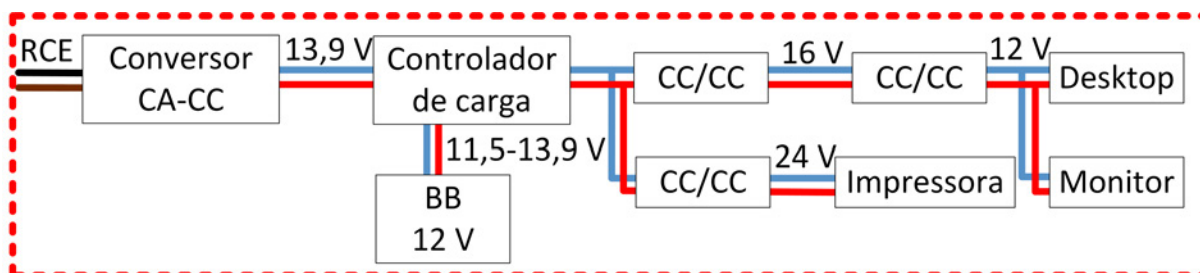
3.2.1 Modelo energético

O modelo energético, utilizado nas simulações, compreendeu os dados sobre o projeto de produção de eletricidade, o sistema de eletricidade e as análises de emissões e financeira. As análises de emissões e financeira estão presentes nos resultados obtidos. O modelo energético proposto compreende o consumo de estações de trabalho, utilizadas no atendimento ao público. O objetivo deste dimensionamento visou substituir as estações anteriormente utilizadas, que empregavam o sistema de UPS em CA.

3.2.1.1 Caracterização das Cargas

A caracterização das cargas, ou conforme denominação do *software* utilizado: o projeto de produção de eletricidade, considera primeiramente o valor da energia fornecida ao grupo B, classificado como comercial e trifásico, pela distribuidora de energia Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A (CELESC), no mês de fevereiro de 2020, com a bandeira tarifária amarela e com todos os impostos incluídos. O resultado obtido em kWh foi de 0,73 R\$/kWh. Na sequência, foram analisadas as características das cargas. Os dados inseridos permitiram dimensionar a carga total presente na TMH1. Esta análise considerou a utilização de um terminal de atendimento com a necessidade do uso de UPS. Este equipamento, o terminal de atendimento, é constituído por um computador, um monitor e uma impressora térmica, os quais utilizam, em sua alimentação, conversores CA-CC, possuindo também um UPS em CA. O equipamento encontra-se ilustrado na Figura 32.

Figura 32 – Terminal de atendimento com a necessidade do uso de UPS.



O consumo das cargas em CC com necessidade de UPS foi analisado durante o uso cotidiano e considerou o terminal executando *softwares* como banco de dados, editores de texto e navegadores, bem como a impressão de documentos (recibos). O analisador utilizado para esta avaliação foi o coletor de dados *Intelligentized Meter*, modelo EW9L-W-FH. A coleta, em cada um dos testes, ocorreu durante o período de três dias típicos de trabalho do ofício de registro de imóveis, sendo o regime de trabalho de segunda a sexta feira, das 8h às 12h e das 14h às 18h. Estes dados foram armazenados, sendo o valor médio considerado. Os resultados estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Carga com UPS analisada.

Parâmetros da Carga CC com UPS	
Tensão de alimentação (V)	227,2
Corrente (A)	0,358
Potência ativa (W)	41
Potência reativa (var)	11
Potência aparente (VA)	42
Fator de Potência	0,983
Consumo diário (Wh)	560

A carga total prevista na TMH1 simulada considerou cinco unidades do equipamento supra citado, obtendo o valor da potência da carga de aproximadamente 210 W. As considerações assumidas, nesta etapa, foram: as cargas são CC, o horário de uso das cargas tem correlação positiva ao horário de produção de energia solar fotovoltaica, a carga possui um uso de 8 horas diárias em 5 dias por semana e não há redução de carga ou do tempo de utilização. A partir destes dados, o *software* estimou a demanda anual de eletricidade. A TMH2 considerou 6 unidades do equipamento supra citado, obtendo o valor da potência da carga de, aproximadamente, 250 W.

3.2.1.2 Sistema de Eletricidade

Esta etapa consiste na inserção dos parâmetros do sistema de eletricidade das TMHs. O sistema de eletricidade simulado considera que a TMH proposta não necessita de um inversor CC-CA, devido ao fato de as cargas serem CC. A autonomia

desejada é de 1 dia de trabalho, com atendimento ao público, correspondente a 8 horas de funcionamento no horário comercial, sem a produção de energia proveniente da RES conjuntamente com a falta de energia na RCE. A tensão do BB foi ajustada para 24 V, sendo este valor adequado para o correto casamento das tensões entre o arranjo de MF, do BB, das cargas e dos conversores *Step Up* e *Step Down* presentes no projeto. O BB foi baseado no uso de duas baterias, em série, com os seguintes parâmetros: tensão e eficiência, respectivamente, de 12 V e 98% e profundidade máxima de descarga assumida de 20%. Este parâmetro está correlacionado diretamente com o SoC.

A eficiência do regulador de carga utilizado foi de 97,5%, valor obtido no manual do fabricante do controlador MPPT utilizado no presente estudo. O método de controle de temperatura do sistema de armazenamento de energia foi o ambiente, ou seja, sem a ventilação forçada. A capacidade da bateria, selecionada dentre as opções do fabricante, foi de 220 Ah, valor aproximado das estimativas de obtidas nas simulações.

As variáveis da avaliação do recurso foram de acordo com o tipo de instalação dos MF e a localização da edificação onde as TMHs foram implementadas, sendo estas: sistema de posicionamento solar do tipo fixo, com uma inclinação de 25° e azimute de -45° na TMH1 e 45° na TMH2. Os MF considerados nas duas TMHs foram; na TMH1, do modelo mono-Si-CS6X-300M-MaxPower, da empresa *Canadian Solar*, e na TMH2, do modelo mono-Si-Panda-YL265C-30b, da empresa *Yingli Solar*, ambos disponíveis no banco de dados de produtos do *RETScreen*. As características destes MF são semelhantes aos disponíveis comercialmente e fabricados pelas mesmas empresas. As perdas diversas foram consideradas em 7%.

Nesta etapa, na TMH1, a simulação foi executada com uma unidade do MF do modelo mono-Si-CS6X-300M-MaxPower e a MRCC forneceu 75% da energia elétrica consumida pela carga. Uma segunda simulação foi executada com dois MF fornecendo, como resultado, que a MRCC atende à 98,4% da demanda da energia elétrica, com um fator de utilização de 13,4%. No decorrer da presente etapa, foram realizadas iterações na simulação, devido a disponibilidade comercial dos componentes. Este passo permitiu adequar a simulação com as características dos equipamentos adquiridos, ajustando os projetos da TMH1 e TMH2 com a disponibilidade comercial dos equipamentos. A simulação, da TMH2 foi executada com quatro unidades do MF do modelo mono-Si-Panda-YL265C-30b fornecendo 100% da energia elétrica consumida pela carga, com um fator de utilização de 13,4%.

Os conversores de tensão e corrente *step down* e *step up* empregados foram escolhidos de acordo com a potência das cargas e a disponibilidade comercial. Com intuito de evitar problemas de aquecimento, estes conversores tiveram sua potência de pico superdimensionada, podendo suportar até 5 vezes o valor da corrente nominal do circuito do *Desktop*. Os modelos escolhidos apresentam dissipador de calor

de alumínio com aletas, ventilação passiva, regulação de tensão e corrente e suportam correntes de até 10 A. O conversor CC-CC presente entre o MPPT e o BDI da TMH1 e os conversores CA-CC das TMHs foram dimensionados com uma corrente mínima 50% superior a corrente de pico das cargas. Os modelos empregados foram de 30 A. Os capacitores dos filtros colocados nas entradas e saídas de todos os conversores CC-CC presentes nas cargas foram superdimensionados com o objetivo de estabilizar flutuações de tensão. O valor de capacitância utilizado foi de 4700 mF. Ferrites supressores também foram utilizados para redução dos efeitos dos ruídos. Esses equipamentos foram escolhidos de acordo com a seção do fio e a disponibilidade comercial. A disponibilidade comercial dos componentes eletrônicos no mercado interno foi o principal fator influenciador da compra da maioria dos componentes presentes nos conversores CC-CC da alimentação das cargas.

O conjunto de MF da TMH1, composto por dois painéis de 315 W cada, e o conjunto da TMH2, composto por 4 painéis de 270 W cada, estão ilustrados nas Figura 33. Estes MF estão ligados em paralelo nos dois cenários.

Figura 33 – MF das TMH1 e TMH2.



Os controladores de cargas MPPT e seus respectivos *data loggers* da TMH1 e da TMH2 estão ilustrados na Figura 34.

Figura 34 – Controladores MPPT da TMH1 e da TMH2.



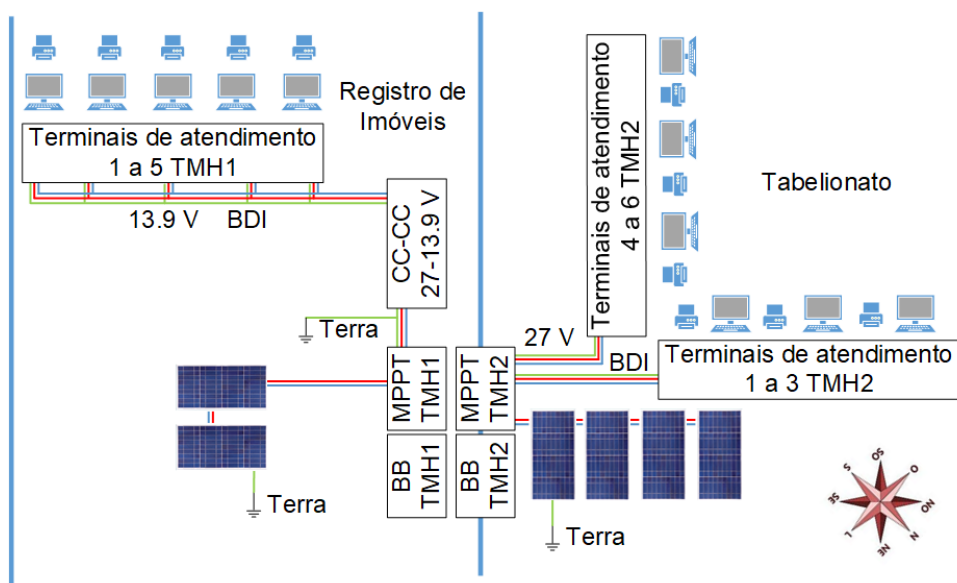
Os BB da TMH1 e da TMH2 estão ilustrados na Figura 35 e são compostos, individualmente, por duas baterias de 220 Ah em série.

Figura 35 – BB da TMH1 e TMH2.



O diagrama esquemático da distribuição dos componentes das TMHs na edificação é ilustrados na Figura 36.

Figura 36 – Diagramas das TMH1 e TMH2.



3.3 ANÁLISE FINANCEIRA DAS TMHS

A metodologia empregada na análise financeira considerou três parâmetros: a Taxa Interna de Retorno (TIR), o retorno simples e o retorno de capital próprio.

A TIR é o ponto onde o valor presente líquido de uma análise financeira seja igual a zero. A apuração da TIR é feita de maneira iterativa e é calculada usando os fluxos de caixa anuais antes da aplicação dos impostos e considerando a vida útil do projeto. Por exemplo, uma organização interessada em um projeto pode comparar a taxa de retorno interna à sua taxa de retorno necessária (geralmente, o custo de capital) (GITMAN, 2010).

A TIR é calculada em uma base nominal, incluindo a inflação. No presente estudo, a função para cálculo da TIR utilizada é descrita pela Equação 1.

$$VP = -Cap + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (1)$$

Onde VP é o valor presente líquido, Cap é o valor do capital investido, N é a vida útil do projeto (em anos) e F_t é o fluxo de caixa anualizado e corrigido pela inflação com o método de juros compostos.

Em uma análise financeira, a TIR é comparada com o custo de capital. Com a finalidade de mensurar este custo, pode-se considerar a Selic, taxa básica de juros da economia e principal instrumento de política fazendária, definida pelo Comitê de Política Monetária do Banco Central (Copom).

O retorno simples é o período de recuperação de capital e mede o tempo necessário para se ter de volta o capital investido, sem considerar a mudança de valor

do dinheiro no tempo, inflação e/ou juros. O valor do retorno simples foi calculado com a Equação 2.

$$RS = \frac{Cap}{F_t} \quad (2)$$

Onde RS é o retorno simples, Cap é o valor do capital investido e F_t , com $t=1$, é o fluxo de caixa sem considerar a mudança de valor do dinheiro no tempo, inflação e/ou juros.

O retorno de capital próprio é o período de recuperação de capital e mede o tempo necessário para se ter de volta o capital investido, considerando a mudança de valor do dinheiro no tempo, inflação e/ou juros. A apuração retorno de capital próprio é feita de maneira iterativa e foi calculada utilizando a Equação 3.

$$RP = \frac{Cap}{F_{RP}} \quad (3)$$

Onde RP é o tempo para o retorno de capital próprio, Cap é o valor do capital investido e F_{RP} é o fluxo de caixa considerando a mudança de valor do dinheiro no tempo, inflação e/ou juros.

O valor do retorno de capital próprio é um indicativo do risco do investimento, ou seja, quanto maior for o retorno de capital próprio mais tempo será necessário para se obter o regresso do capital investido. Projetos com retorno de capital próprio pequenos são menos arriscados devido à projeção de um período menor de recuperação do capital investido e, assim, ficam menos sensível às variações e riscos do mercado.

3.4 ANÁLISE DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A presente etapa considerou os valores da eficiência disponibilizados nos manuais dos fabricantes dos equipamentos presentes na TMHs, do MF da TMH1, *Canadian Solar CS6X-310P Solar Panel* (CANADIAN SOLAR, s.d.), do MF da TMH2, *YGE 60 CELL YL270P-29b* (YINGLI SOLAR, s.d.), do MPPT da TMH1, *MPPT Tracer4210AN MPPT technology* (TECHNOLOGY, s.d.[b]), do MPPT da TMH2, *MPPT Triron 4210N MPPT technology* (TECHNOLOGY, s.d.[a]), do conversor CA-CC fornecidos pelo fabricante do *desktop* (HEWLETT-PACKARD, s.d.) e do Conversor CC-CC de 24 para 13,9 V 30 A da TMH1 (CORZUS, 2020). A eficiência do Inversor de *string* monofásico para uso doméstico, disponível comercialmente, foi considerada para fins de comparação com uma topologia MRCAUPS (REFU ELEKTRONIK GMBH, s.d.). A eficiência dos conversores CA-CC do monitor e da impressora, foram consideradas iguais a eficiência do conversor CA-CC fornecidos pelo fabricante do *desktop*, em face de que não são especificados nos manuais fornecidos. Os valores encontrados estão descritos na Tabela 4.

Tabela 4 – Eficiência dos equipamentos da TMHs.

Componente	Sigla	Eficiência	Componente do Cenário
MF TMH1	η_{MF1}	0,1616	TMH1
MF TMH2	η_{MF2}	0,1660	TMH2 e MRCAUPS
MPPT TMH1	η_{MP1}	0,975	TMH1
MPPT TMH2	η_{MP2}	0,975	TMH2
Inversor CC-CA	η_{CInv}	0,975	MRCAUPS
Conversores CA-CC	η_{CACC}	0,89	TMH1, TMH2 e MRCAUPS
Conversores CVR 24/12	η_{CRV}	0,85	TMH1

3.4.1 Análise do UPS

A presente etapa consistiu na análise da eficiência nas conversões CA-CC e CC-CA que ocorrem no processo de UPS. A eficiência global do sistema de UPS pode ser calculada com a Equação 4.

$$\eta_{UPS} = \frac{P_{SUPS}}{P_{EUPS}} \quad (4)$$

Onde η_{UPS} é a eficiência global do sistema de UPS, P_{EUPS} é a potência de entrada e P_{SUPS} é a potência de saída do sistema UPS. O estudo conduzido por Ghai *et al.* (2013), ilustrado na Figura 37, apresenta estas conversões e dados sobre a eficiência do processo de UPS.

Figura 37 – Perdas no UPS CA com Cargas CC.



Fonte: Adaptado de: (GHAJ *et al.*, 2013)

A eficiência do conversor CA-CC das TMH pode ser obtida com a Equação 5.

$$\eta_{CRCE} = \frac{P_{SRCE}}{P_{ERCE}} \quad (5)$$

Onde η_{CRCE} é a eficiência do conversor CA-CC que fornece energia da RCE, P_{SRCE} é a potência de saída e P_{ERCE} é a potência de entrada.

4 ANÁLISE DAS TMHS

No presente capítulo são apresentados os resultados de estudo da topologia proposta, ilustradas nas Figuras 21 e 22. Analisaram-se dois cenários de TMH e suas cargas. Os resultados estão divididos e visam: verificar os aspectos que envolvem a utilização de TMHs com cargas eletrônicas, estudar a possibilidade das TMHs serem uma alternativa para sistemas com necessidade de UPS, desenvolver pesquisa prática experimental na área de MRCC de EBT, baixa potência e com o uso de RES.

Ao final da presente pesquisa, é demonstrada a confirmação da viabilidade financeira, da estabilidade dos parâmetros técnicos e da eficiência das TMHs.

4.1 RESULTADOS DA TMH1

Esta seção apresenta a análise dos resultados obtidos nas simulações e experimentalmente. Primeiramente, serão vistos os resultados das simulações da TMH1. Na sequência, serão abordados os dados experimentais obtidos. A análise da TMH2 será feita na próxima seção.

4.1.1 Análise das simulações

Após a inserção das variáveis no *software RETScreen Clean Energy Management*, as simulações forneceram, como resultado: o custo anual com energia, a demanda anual de energia, a capacidade do BB, o fator de utilização, a fração de energia fornecida à carga, o total anual de energia fornecida à carga, o total de emissões de gases de efeito estufa, a TIR, o tempo de retorno simples e o tempo de retorno do capital investido. Na sequência, os principais resultados serão apresentados e discutidos.

4.1.1.1 Análise de Emissões

A TMH1 pode fornecer à carga 0,42 MWh de energia em um ano, possuindo, assim, a capacidade de reduzir as emissões em 0,0365 toneladas de CO₂ por ano de uso, equivalendo à 16,3 litros de gasolina não consumidos. No entanto, ao considerar-se que 2% dos computadores em uso no Brasil estejam no setor comercial e necessitem de UPS, a TMH proposta teria a capacidade de reduzir as emissões em 26.280 toneladas de CO₂ por ano de uso, equivalendo à 11.736.000 litros de gasolina não consumidos. O sistema elétrico de referência foi o brasileiro, presente na base de dados do RETScreen, no qual é considerada uma emissão de 0,087 tCO₂ por MWh de energia. Corroborando, IBGE (2018) informa que, em 2018, havia um total de 1.500.583 empresas comerciais em atividade no Brasil. Portanto, ao considerar-se que 2% dos

computadores em uso no Brasil estejam no setor comercial e necessitem de UPS, a média seria de 2,4 computadores por empresa.

4.1.2 Análise dos dados experimentais

A TMH1 foi analisada durante seu uso cotidiano, considerando como carga o uso de cinco terminais de atendimento executando *softwares* como banco de dados, editores de texto e navegadores e a impressão de documentos (recibos). Foram considerados nos experimentos os dias em que o recurso solar estava plenamente disponível, sem a cobertura por nuvens. Os analisadores utilizados para esta avaliação foram os coletores de dados *Data Logger Epever eLOG-01* e *Intelligentized Meter*, modelo EW9L-W-FH. Os dados foram coletados, em cada um dos testes, durante o período de três dias típicos de trabalho de uma instalação comercial destinada ao atendimento ao público, na qual o horário de trabalho é de segunda a sexta-feira das 8h às 12h e das 14h às 18h. Estes experimentos foram realizados entre os dias 18 de julho e 04 de setembro de 2019. Estes dados foram armazenados, sendo sua média considerada.

Nesta etapa do estudo foram realizados dois experimentos. No primeiro, foi avaliado o comportamento da TMH1 com o conversor CA-CC operando com diferentes tensões. Para o primeiro experimento, a hipótese a ser considerada é que a variação da tensão de saída do conversor pode interferir na fração de energia proveniente da rede CA ou CC e que também influenciará no SoC do BB. A primeira etapa deste experimento determinou a tensão máxima e mínima a serem analisadas. O conversor foi configurado a mínima tensão possível. A tensão mínima no experimento, com arredondamento para baixo, é a tensão na qual se atinge o consumo mínimo do conversor CA-CC. A tensão máxima foi determinada com a elevação da tensão do conversor CA-CC, até o ponto no qual o conversor MPPT deixa de fornecer energia ao BDI, com arredondamento para cima. As análises foram realizadas fora do horário de expediente, entre 12h e 14h, com os terminais de atendimento em espera, ou seja, com o sistema operacional já carregado, com as opções de economia de energia desativadas e o terminal de atendimento sem operador. As tensões obtidas foram, respectivamente, de 13,50 V e 14,50 V. Na segunda etapa dos experimentos, foram consideradas, na saída do conversor CA-CC, as tensões de 13,50 V, 13,75 V, 14,00 V, 14,25 V e 14,50 V. A saída do conversor CA-CC está conectada no BDI, após um conversor CC-CC utilizado para reduzir a tensão variável na saída do conversor MPPT. Este conversor CC-CC reduz a tensão de saída do MPPT para 13,9 V. As variáveis de interesse que serão analisadas são: a potência dos MF, potência de saída no MPPT, tensão da bateria, o SoC, potência do conversor CA-CC, potência total das cargas e a fração de energia proveniente da fonte fotovoltaica. A fração de energia originária do BB está presente na fração fotovoltaica devido ao fato de que os MF são a única forma de fornecimento

de energia ao BB. O primeiro experimento permitiu avaliar o comportamento dos componentes da TMH1. A média dos resultados do experimento estão apresentados na Tabela 5.

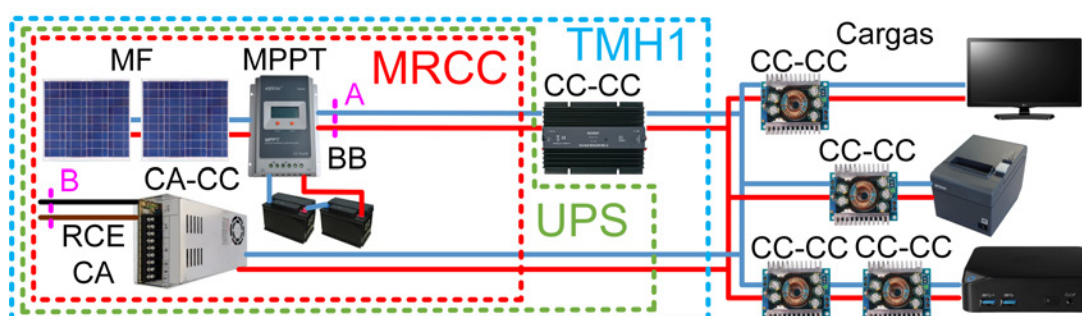
Tabela 5 – Níveis de tensão do conversor CA-CC e sua contribuição nos parâmetros da TMH1.

	13,50 V	13,75 V	14,00 V	14,25 V	14,50 V
Pot. média nos MF (W)	118,6	104,6	78,42	35,8	1,9
Pot. média na saída MPPT (W)	102,4	94,6	60,3	25,1	0,00
Tensão média do BB (V)	27,25	27,44	27,57	27,80	28,05
SoC médio (%)	81,93	84,75	87,87	97,30	98,01
Pot. média conv. CA-CC (W)	7	10	54	90	117
Pot. média das cargas (W)	109,11	104,94	114,50	114,69	117,00
Fração fotov. média (%)	94	90	53	22	0

A análise dos dados contidos na Tabela 5 permite observar que o acréscimo na tensão do conversor CA-CC induz a um aumento na potência utilizada por este conversor. Já a potência nos MF e a potência de saída do controlador MPPT diminuem, provocando a redução da fração de energia proveniente da fonte solar fotovoltaica. No entanto, ocorre um aumento da tensão do BB e do SoC. Observa-se que a potência total consumida pelas cargas apresenta um acréscimo da ordem de 7,0%, entre o experimento de 13,5 V e o de 14,5 V. Com base nesses resultados, a tensão da saída do conversor CA-CC escolhida foi de 13,50 V, definida com base que este valor de tensão obteve a maior fração de energia proveniente da fonte fotovoltaica e o nível médio do SoC do BB acima de 80%. Essa metodologia de análise foi utilizada para configurar a tensão de saída do conversor CA-CC da TMH2.

Um segundo experimento analisou e comparou o consumo da TMH1 em duas situações. Na primeira, o conversor CA-CC foi desconectado do BDI. Desta maneira, a única fonte de energia das cargas é o recurso solar, proveniente dos MF ou BB, através do conversor MPPT. Já na segunda situação, o conversor MPPT foi desconectado, sendo a alimentação das cargas fornecida pelo conversor CA-CC. O consumo em CC foi aferido no ponto A e o consumo em CA no ponto B, ilustrados na Figura 38.

Figura 38 – Pontos de tomada do consumo CA e CC.



Estas análises foram realizadas fora do horário de expediente, entre 12h e 14h, e o experimento ocorreu em um dia com cobertura por nuvens e chuvoso do mês de abril de 2020. Durante a análise, foi considerada uma configuração de carga com cinco terminais de atendimento, análogos ao do experimento anterior. Os analisadores utilizados para esta avaliação foram os dados fornecidos pelo visor do conversor MPPT e pelo *Intelligentized Meter*, modelo EW9L-W-FH. Os dados foram coletados com intervalos de 2 minutos em cada experimento, sendo armazenados e sua média considerada. Os resultados estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Comparativo entre a potência consumida na TMH1 em diferentes fontes de alimentação CA versus CC.

Numero de terminais	Potência em CC (W)	Potência em CA (W)
5	127,8	146,4

Os resultados obtidos permitem concluir que a potência consumida pela carga na fonte de alimentação CC é aproximadamente 12,7% menor do que quando as cargas são alimentadas com a fonte CA. É possível observar que a carga total da TMH1 é em torno de 30% inferior a carga nominal dimensionada em simulação, permitindo a adição, futura, de dois terminais na TMH1. Assim, conclui-se que a principal contribuição nesta diferença, entre a potência considerada na simulação e a real, é o sistema de UPS. Este dado será avaliado posteriormente na seção sobre eficiência.

4.2 RESULTADOS DA TMH2

Esta seção apresenta a análise dos resultados obtidos para a TMH2. Primeiramente, serão vistos os resultados das simulações e, na sequência, serão abordados os dados experimentais obtidos na TMH2.

4.2.1 Análise das simulações

Após a inserção das variáveis, as simulações forneceram, como resultado: o custo anual com energia, a demanda anual de energia, a capacidade do BB, o fator de utilização, a fração de energia fornecida à carga, o total anual de energia fornecida à carga, o total de emissões de gases de efeito estufa, a TIR, o tempo de retorno simples e o tempo de retorno do capital investido. Na sequência, os principais resultados serão apresentados e discutidos.

4.2.1.1 Análise de Emissões

A TMH2 pode fornecer à carga 0,52 MWh de energia em um ano, possuindo, assim, a capacidade de reduzir as emissões em 0,0453 toneladas de CO₂ por ano

de uso, equivalendo à 19,4 litros de gasolina não consumidos. Também nesse caso, o sistema elétrico de referência foi o brasileiro, presente na base de dados do RETScreen, no qual é considerada uma emissão de 0,087 tCO₂ por MWh de energia. Realizando uma análise semelhante a adotada na TMH1, o impacto nas emissões considerando uma projeção nacional seria equivalente a redução do consumo de 11.640.000 litros de gasolina.

4.2.2 Análise dos dados experimentais

Nesta fase do estudo também foram realizados dois experimentos. No primeiro, foi avaliado o comportamento da TMH2 durante seu uso cotidiano, visando mensurar a TMH2 em um ambiente real. Este experimento permitiu analisar o comportamento dos componentes da TMH2.

A TMH2 foi analisada durante seu uso cotidiano, considerando como carga o uso de seis terminais de atendimento, em condições análogas aos terminais da TMH1. Foram considerados nos experimentos um período de 24 dias, entre os dias 19 de fevereiro de 2020 e 14 de março de 2020, e suas consequentes sazonalidades do recurso solar. Os analisadores utilizados para esta avaliação foram os coletores de dados *Data Logger Epever eLOG-01* e o *Data Logger Hantek*, modelo 365F. Os dados foram coletados em dias típicos de trabalho de uma instalação comercial destinada ao atendimento ao público, na qual o horário de trabalho é de segunda a sexta feira das 8h às 12h e das 14h às 18h. Estes dados foram armazenados, sendo sua média considerada. O SoC mínimo e máximo no período, representam uma grandeza absoluta.

No primeiro experimento, as hipóteses a serem consideradas são a possibilidade de que a TMH2 é viável técnica e economicamente e o ajuste da tensão de saída do conversor CA-CC, baseado na análise da TMH1, pode manter um valor do SoC acima de 80%, elevando a vida útil do BB. O experimento considerou, na saída do conversor CA-CC, a tensão de 27,00 V. A saída do conversor CA-CC está conectada no BDI na saída do conversor MPPT. As variáveis de interesse que serão analisadas são: a potência dos MF, potência de saída no MPPT, tensão da bateria, o SoC, potência do conversor CA-CC, potência total das cargas e a fração de energia proveniente da fonte fotovoltaica. A fração de energia originária do BB está presente na fração fotovoltaica devido ao fato de que os MF são a única forma de fornecimento de energia ao BB. Os resultados estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Análise dos dados experimentais da TMH2.

Parâmetro	
Potência Total (W)	150,33
Potência fornecida pela RCE (W)	30,14
Fração Solar (%)	80,53
SoC (%)	88,97
SoC mínimo no período (%)	78,00
SoC máximo no período (%)	100,00

A análise dos dados contidos na Tabela 7 permite observar que a potência fornecida pela RCE corresponde, a partir da integralização temporal, a aproximadamente 20% da energia consumida. Por outro lado, a TMH2 possui uma fração de 80% da energia consumida proveniente de RES, fração de energia renovável inexistente na topologia de UPS CA. O SoC médio da TMH2 é de 88,97%. No entanto, esta variável pode ser melhor avaliada ao verificar-se o comportamento do SoC ao longo do tempo. Os dados coletados entre os dias 19 de fevereiro e 14 de março estão ilustrados nas Figuras 39 e 40.

Figura 39 – Comportamento do SoC ao longo do tempo.

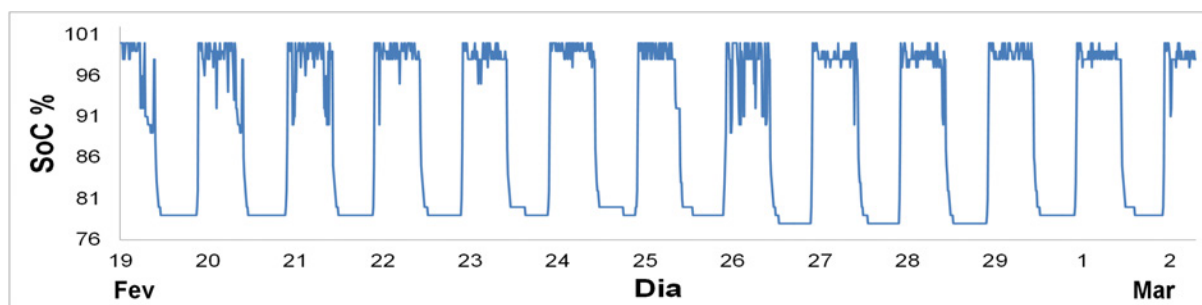
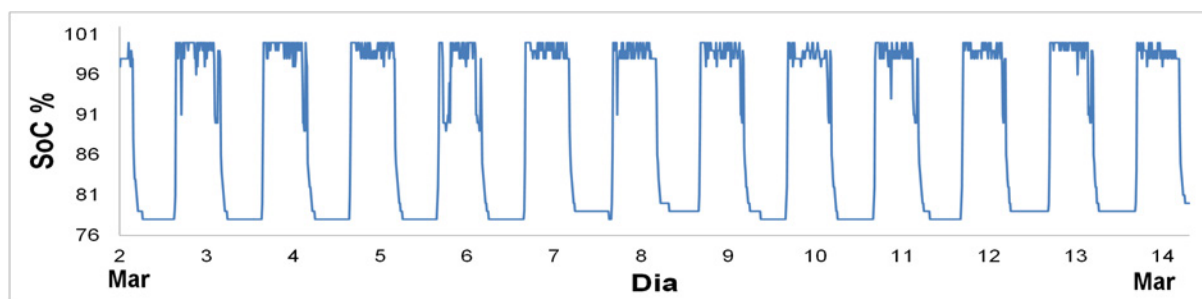


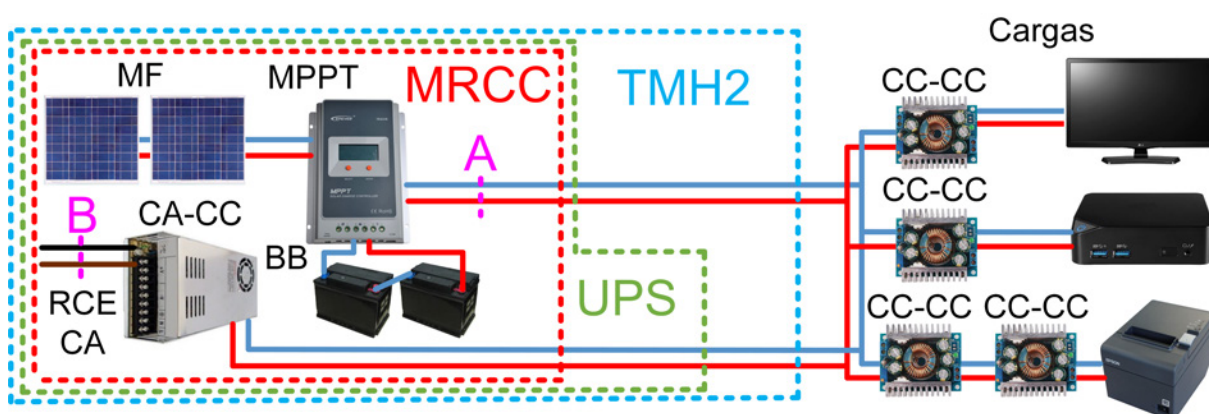
Figura 40 – Comportamento do SoC ao longo do tempo.



Pela análise das Figuras 39 e 40 observa-se que o valor da descarga não ultrapassa os 22% , ou seja, o valor mínimo do SoC obtido no período do experimento foi 78%. Este valor de descarga pode permitir ao BB uma vida útil acima de 1500 ciclos de carga e descarga (conforme informações do gráfico da Figura 20). Pode-se concluir que o BB deve apresentar um ciclo de vida acima de 4 anos.

O segundo experimento analisou e comparou o consumo da TMH2 em duas situações. Na primeira, o conversor CA-CC foi desconectado do BDI. Desta maneira, a única fonte de energia das cargas é o recurso solar, proveniente dos MF ou BB, através do conversor MPPT. Já na segunda situação, o conversor MPPT foi desconectado, sendo a alimentação das cargas fornecida pelo conversor CA-CC. O consumo em CC foi aferido no ponto A e o consumo em CA no ponto B, ilustrados na Figura 41.

Figura 41 – Pontos de tomada do consumo CA e CC na TMH2.



As análises foram realizadas fora do horário de expediente, entre 12h e 14h, com os terminais de atendimento em espera, ou seja, com o sistema operacional já carregado, com as opções de economia de energia desativadas e o terminal de atendimento sem operador. O experimento ocorreu em um dia com cobertura por nuvens e chuvoso do mês de abril de 2020. Durante a análise, foi considerada uma configuração de carga com seis terminais de atendimento, análogos ao do experimento anterior. Os analisadores utilizados para esta avaliação foram os dados fornecidos pelo visor do conversor MPPT e pelo *Intelligentized Meter*, modelo EW9L-W-FH. Os dados foram coletados com intervalos de 2 minutos em cada experimento, sendo armazenados e sua média considerada. Os resultados estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Comparativo entre a potência consumida na TMH2 em diferentes fontes de alimentação.

Numero de terminais	Potência em CC (W)	Potência em CA (W)
6	138,9	156,8

Os resultados obtidos permitem concluir que a potência consumida pela carga na fonte de alimentação CC é aproximadamente 11,4% menor do que quando as cargas são alimentadas com a fonte CA. Pode-se observar que a carga total da TMH2 é 37% inferior a carga simulada, permitindo a adição, futura, de três terminais na TMH2. Pode-se concluir que a principal contribuição nesta diferença, entre a potência

considerada na simulação e a real é o UPS. Este dado será avaliado posteriormente na seção sobre eficiência.

4.3 ANÁLISE FINANCEIRA DAS TMHS

Esta análise tomou como base a data de compra dos equipamentos da TMH2, 04 de Outubro de 2018, e com o valor de câmbio do Dólar comercial em R\$ 3,88 e taxa Selic de 6,50%. Atualmente, 04 de junho de 2020, a taxa Selic é de 3,00% e o valor de câmbio do Dólar comercial é R\$ 5,09. O Dólar comercial possui forte influência no preço dos componentes e a taxa Selic afeta o valor do juro do capital necessário. Estes fatores têm impacto na viabilidade econômica e variam de acordo com a conjuntura. As equações utilizadas na análise financeira para o cálculo da taxa interna de retorno, do retorno simples e do retorno de capital próprio foram, respectivamente, a Equação 1, 2 e 3. Estas estão descritas na subseção Análise Financeira das TMHs.

4.3.1 Análise financeira da TMH1

A análise financeira considerou uma taxa de inflação de 4% e um tempo de vida do projeto de 25 anos. A comparação financeira foi entre a TMH1 e o modelo tradicional de UPS conectado à rede CA. As considerações assumidas foram as seguintes: o custo de troca do BB ao longo do tempo de vida do projeto foi desconsiderado devido ao fato de o banco ser comum aos dois sistemas, possuindo ciclos de vida similares. Analogamente, os custos com computadores, impressoras e monitores foram desconsiderados devido ao fato destes equipamentos serem comuns às duas soluções. O custo da TMH1, implementada experimentalmente, está ilustrada na Tabela 9.

Tabela 9 – Estimativa de custos da TMH1.

Equip.	Un.	Quant.	Custo	Total (R\$)
Cabos 1 kV	Metros	50	4,25	212,62
Conectores MC4	Un.	8	4,80	38,40
MPPT Epever 4210	Un.	1	566,37	566,37
Bat. est. 12 V 220 Ah	Un.	2	1.115,07	2.230,14
MF Canadian 315 W	Un.	2	540,46	1.080,92
Kit de montagem dos MF	Un.	1	688,72	688,72
Conversor <i>step down</i> 30 A	Un.	1	240,00	240,00
Conversor <i>step down</i>	Un.	5	20,00	100,00
Conversor <i>step up</i>	Un.	10	25,00	250,00
Conversor CA-CC	Un.	1	39,00	39,00
Custo com a RCE (CA)	Anos	25	10,02	250,39
Soma				5.696,56
Capacidade total do BB	Ah	440		

Esta análise considerou 8 horas diárias de utilização, com 245 dias por ano e durante 25 anos. Para obter o custo da energia tomou-se como base o consumo médio

com a energia proveniente da rede CA, obtido no experimento no qual o conversor CA-CC está configurado em 13,50 V. Este dado de consumo do conversor CA-CC está descrito na Tabela 5. Considerado o custo supra citado, a TMH1 terá em sua análise de viabilidade financeira uma TIR de 6,9%, um retorno simples de 17,8 anos e um retorno de capital próprio de 13,3 anos. No entanto, considerando-se um cenário no qual o sistema de UPS é indispensável, o custo mínimo da implementação é o de um sistema de UPS CA e a comparação de investimentos a ser realizada é entre a implementação de um UPS CA tradicional ou uma TMH. Neste caminho, a análise da decisão entre a implementação de um UPS CA ou da TMH1 proposta deve considerar o custo de implementação de um sistema de UPS em CA permitindo uma comparação financeira entre as topologias. Uma estimativa do custo de um sistema de UPS em CA para 5 terminais de atendimento encontra-se descrita na Tabela 10.

Tabela 10 – Custos do UPS CA para 5 Terminais.

Equipamento	Un.	Quant.	Custo Un.	Total (R\$)
Nobreak UPS 500 VA	Un.	5	389,00	1.945,00
Bateria 80 Ah	Un.	5	603,57	3.017,85
Custo com a RCE (CA)	Anos	25	300,47	7.511,70
Soma				12.474,55
Capacidade total do BB	Ah	400		

Os valores das Tabelas 9 e 10 foram obtidos na mesma época da aquisição dos equipamentos da TMH2. A análise considera o uso de 5 terminais. No entanto, a carga total da TMH1 é 30% menor que a simulada e esta diferença permitirá uma adição de 3 terminais, que serão considerados em análise futura e diluirão os custos.

É importante salientar que a análise considerou, para efeito de comparação, que os BB das topologias são aproximadamente equivalentes, devido ao fato de que na topologia da TMH1 o Percentual do SoC reservado para UPS (SoCUPS) é de 80% e na topologia de UPS CA ocorrem perdas por conversão CA-CC, inexistentes na topologia de UPS CC. Também foram consideradas as mesmas cargas e autonomia de UPS e o consumo de energia proveniente da RCE durante a vida útil do projeto de 25 anos. Portanto, ao analisar o custo de implementação entre as topologias, obtém-se que o valor de investimento necessário ao adotar a TMH1 é 54% menor.

A análise do primeiro cenário, na qual foi obtida uma TIR de 6,9%, um retorno simples de 17,8 anos e o retorno de capital próprio de 13,3 anos, permite concluir que a proposta apresenta uma baixa atratividade econômica, pois possui uma TIR próxima ao custo de capital (taxa Selic). No entanto, na comparação com o cenário com UPS em CA conectado a RCE, a TMH1 permite um menor custo e o investimento pode ser considerado viável.

4.3.2 Análise financeira da TMH2

A análise financeira considerou uma taxa de inflação de 4% e um tempo de vida do projeto de 25 anos. A comparação financeira foi entre a TMH2 e o modelo tradicional de UPS conectado à rede CA. As considerações assumidas são as mesmas considerações da análise financeira da THM1. O custo da TMH2 está ilustrada na Tabela 11.

Tabela 11 – Estimativa de custos da TMH2.

Equipamento	Un.	Quant.	Custo	Total (R\$)
Cabos 1 kV	Metros	50	4,25	212,62
Conectores MC4	Un.	8	4,80	38,40
MPPT Epever 4210	Un.	1	698,20	698,20
Bat. est. 12 V 220 Ah	Un.	2	1.115,07	2.230,14
MF Yingli Solar 270 W	Un.	4	535,52	2.142,10
Kit de montagem dos MF	Un.	1	859,90	859,90
Conversor <i>step down</i>	Un.	18	20,00	360,00
Conversor <i>step up</i>	Un.	6	25,00	150,00
Conversor CA-CC	Un.	1	49,00	49,00
Custo com a RCE (CA)	Anos	25	42,92	1.073,10
Soma				7.813,40
Capacidade total do BB	Ah	440		

Esta análise considerou 8 horas diárias de utilização, com 245 dias por ano e durante 25 anos. O custo da energia tomou como base o consumo médio com a energia proveniente da rede CA, obtido no experimento sobre a análise do uso cotidiano da TMH2. Este dado de consumo do conversor CA-CC está descrito na Tabela 7. Considerado o custo supra citado, a TMH2 terá em sua análise de viabilidade financeira uma TIR de 5,6%, um retorno simples de 20,5 anos e um retorno de capital próprio de 14,8 anos.

No entanto, considerando-se um cenário no qual o sistema de UPS é indispensável, o custo mínimo da implementação é o de um sistema de UPS CA e a comparação de investimentos a ser realizada é entre a implementação de um UPS CA tradicional ou uma TMH. Neste caminho, a análise da decisão entre a implementação de um UPS CA ou da TMH2 proposta, deve considerar o custo de implementação de um sistema de UPS em CA, permitindo uma comparação financeira entre as topologias. Uma estimativa do custo de um sistema de UPS em CA para 6 terminais de atendimento encontra-se descrito na Tabela 12.

Tabela 12 – Estimativa de custos do UPS CA para 6 Terminais.

Equipamento	Un.	Quant.	Custo Un.	Total (R\$)
Nobreak UPS 500 VA	Un.	6	389,00	2.334,00
Bateria 80 Ah	Un.	6	603,57	3.621,42
Custo com a RCE (CA)	Anos	25	357,70	8.942,50
Soma				14.897,92
Capacidade total do BB	Ah	480		

A análise considera o uso de 6 terminais. No entanto, a carga total da TMH2 é 37% menor que a simulada e esta diferença permitirá uma adição de 5 terminais, que serão considerados em análise futura e diluirão os custos.

Também no caso da THM2, a análise considerou, para efeito de comparação, que os BB das topologias são aproximadamente equivalentes, devido ao fato de que na topologia da TMH2 o SoCUPS é de 80% e na topologia de UPS CA ocorrem perdas por conversão CA-CC, inexistentes na topologia de UPS CC. Portanto, ao analisar o custo de implementação entre as topologias, obtém-se que o valor de investimento necessário ao adotar a TMH2 é 52% menor que o custo de implementação de uma solução equivalente de UPS CA, considerando as mesmas cargas, autonomia de UPS e vida útil dos componentes.

A análise do primeiro cenário, no qual o resultado obtido foi a TIR de 5,6%, um tempo para o retorno simples de capital em 20,5 anos e o retorno de capital próprio de 14,8 anos, permite concluir que a proposta apresenta uma baixa atratividade econômica, por possuir uma TIR próxima ao custo de capital e um tempo demasiado longo para o retorno do investimento. No entanto, na comparação com o cenário que utiliza UPS em CA conectado a RCE e considerando o consumo de energia, a TMH2 permite um menor custo e o investimento pode ser considerado viável.

Uma comparação entre as análises financeiras da TMH1 e TMH2, permite observar que a TMH1 apresenta uma melhor atratividade. No entanto, a análise da TMH1 contempla um cenário que considera um valor estimado de energia consumida da rede de distribuição em função do clima. A análise financeira da TMH2 esta baseada em dados experimentais mais abrangentes, 25 dias consecutivos, o que a torna mais próxima da realidade e permite concluir que em um cenário com a necessidade de UPS, a TMH2 pode ser atrativa financeiramente, tendo em vista a TIR de 5,6% e a taxa Selic de 6,50%, e também devido ao fato de que as TMs possuem um menor custo, ao longo do tempo, que a solução de UPS CA.

4.4 ANÁLISE DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Nesta etapa foram realizadas as análises dos cenários da TMH em termos de eficiência energética. O objetivo foi determinar a eficiência global da topologia

proposta. Para alcançar este objetivo, as etapas de conversão de energia das TMHs foram analisadas. O resultado desta análise permitiu encontrar a eficiência energética da TMH1 e da TMH2. Para efeito de comparação, a eficiência de uma topologia de microrrede em CA com UPS CA foi avaliada.

A primeira etapa destes experimentos contemplou análise da eficiência do UPS. Foram avaliados dois cenários de UPS CA com cargas CC. A diferença entre os dois cenários foram os modelos do *desktop*, da estação de trabalho e do *UPS*. Os experimentos avaliaram a potência de entrada do UPS e a potência de saída do UPS, ou seja a potência fornecida as cargas. A carga considerada é uma estação de trabalho do mesmo modelo testado anteriormente. O analisador utilizado para esta avaliação foi *Intelligentized Meter*, modelo EW9L-W-FH. Os dados foram coletados, em cada um dos testes, em intervalos de 15 segundos. Estes dados foram armazenados, sendo sua média considerada. Os dados destes experimentos, e da média dos dados constantes na Figura 37 estão ilustrados na Tabela 13.

Tabela 13 – Eficiência dos equipamentos de UPS CA.

Cenário	Equipamento	Potência de entrada (kW)	Potência de saída (kW)	η_{UPS}
(Ghai <i>et al.</i> , 2013)				0,678
1	Adftronik Stylus 650	0,033	0,021	0,636
2	Adftronik Stylus 700	0,043	0,028	0,647
Valor assumido				0,678

O valor assumido para a eficiência global de um sistema de UPS é de 0,678, sendo este a média dos valores apresentados por Ghai *et al.* (2013). A escolha do valor em questão deve-se ao fato que os equipamentos aferidos experimentalmente são de modelos de *nobreaks* que possuem um *bypass*, não realizando a conversão CA-CC-CA continuamente, como os modelos de UPS tradicionais.

4.4.1 Análise das Cargas

A etapa seguinte compreendeu a análise das cargas. O objetivo foi mensurar individualmente o consumo, somá-los e obter a fração correspondente que cada tipo de carga tem sobre o consumo total. Os testes ocorreram com sistema operacional em carregamento e com a impressora em espera. As medidas foram consideradas em intervalos de 15 segundos. Neste experimento, foi utilizado o Multímetro Digital *Hikari Hm 2090*. Todos os procedimentos tiveram 10 amostras e suas médias foram consideradas. As potências e as frações de consumo das cargas estão descritas na Tabela 14.

Tabela 14 – Tabela do consumo por carga.

Carga	Sigla	Potência (W)	Fração
Desktop	f_{CPU}	20,40	0,6796
Monitor	f_{Mon}	6,26	0,2084
Impressora	f_{Imp}	3,36	0,1120
Total		30,02	

Esta análise permitiu identificar que o *desktop* é a carga com 67,96% do consumo de energia, seguido do monitor com 20,84% e a impressora com 11,20%. Devido ao fato que os monitores, impressoras e o *desktop* são de modelos similares nas duas TMHs, a fração de consumo de cada carga foi assumida a mesma nas duas TMHs e na MRCAUPS.

4.4.2 Análise dos conversores CC-CC

Na sequência, foram realizados experimentos nos conversores CC-CC, responsáveis pela conversão de energia que fornece a tensão de trabalho adequada à cada carga. Nestes experimentos, as cargas foram simuladas com resistores cerâmicos de 15 ohms e 10 W em associações em série e ou paralelo, com o objetivo de obter potências equivalentes às cargas aferidas no experimento descrito anteriormente. As tensões e correntes foram aferidas na entrada e saída de cada um dos conversores. As tensões de entrada consideradas são as tensões de trabalho do BDI da TMH1 (13,9 V) e TMH2 (27 V). Neste experimento, foi utilizado o Multímetro Digital Hikari Hm 2090. Todos os procedimentos tiveram 10 amostras e suas médias foram consideradas. A eficiência em cada uma das conversões está descrita na Tabela 15.

Tabela 15 – Tabela de eficiência nas conversões CC-CC.

Tensão na entrada (V)	Tensão na saída (V)	Sigla	Carga, TMH	Potência em teste (W)	Eficiência
13,9	12,0	η_{CCPU1}	Desktop, 1	19,20	0,8690
13,9	19,0	η_{CMon1}	Monitor, 1	14,81	0,8894
13,9	24,0	η_{CImp1}	Impressora, 1	7,70	0,8893
27,0	19,5	η_{CCPU2}	Desktop, 2	25,16	0,9530
27,0	19,0	η_{CMon2}	Monitor, 2	5,99	0,9144
27,0	24,0	η_{CImp2}	Impressora, 2	7,66	0,8453

As conversões de menor eficiência foram as de 13,9 para 12 V e de 27 para 24 V. Estas duas conversões são realizadas em dois passos, necessários devido ao fato que, em momentos de falta de energia da RCE e da fonte fotovoltaica, o nível de tensão no BDI será o mesmo do BB. Nestes momentos, a tensão no BDI da TMH1 pode ser abaixo de 12 V e na TMH2 pode ser abaixo dos 24 V, em regime de descarga do BB, resultando em valores abaixo da tensão de saída do conversor CC-CC do *Desktop* na TMH1 e da *Impressora* na TMH2. Esta queda de tensão causa um mal

funcionamento no conversor CC-CC *Step-down*, pois estes são projetados para operar com uma diferença mínima de tensão, que deve ser superior a tensão de saída.

4.4.3 Análise do conversor CA-CC presente entre o BDI das TMHs e a RCE

Com o objetivo de avaliar a eficiência, o próximo experimento analisou a potência na entrada e na saída do conversor CA-CC, presente entre os BDIs das TMHs e a RCE. Neste experimento, a carga total da TMH2 foi simulada com resistores cerâmicos de 15 ohms e 20 W em associações em série e paralelo, com o objetivo de obter potência aproximada à da TMH2 em regime permanente (ver Tabela 8). O procedimento aferiu as tensões e correntes na entrada e saída do conversor CA-CC. A tensão de entrada considerada foi a tensão de trabalho do BDI da TMH2 (27 V). Os analisadores utilizados foram o Multímetro Digital *Hikari* Hm 2090 na saída CC e o *Intelligentized Meter* na entrada CA. Todos os procedimentos tiveram 10 amostras e suas médias foram consideradas. A eficiência na conversão CA-CC da TMH2 está descrita na Tabela 16.

Tabela 16 – Eficiência do conversor CA-CC da TMH2.

TMH	Pot. na entrada (W)	Pot. na saída (W)	η_{CRCE}
2	140	119	0,85

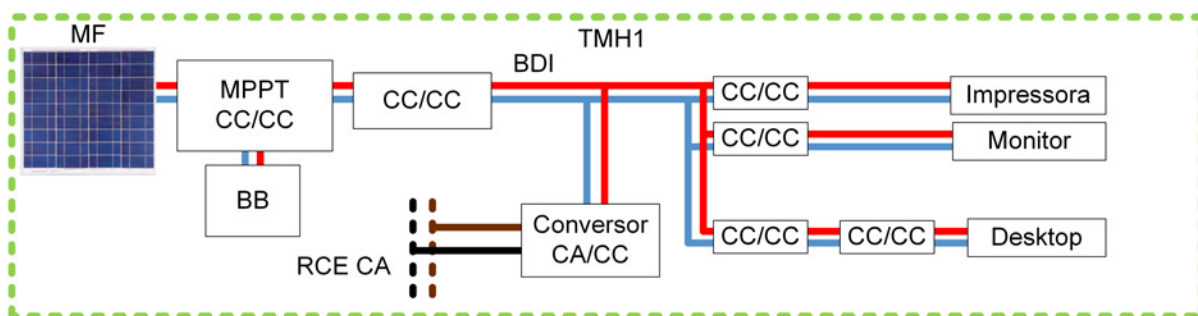
A eficiência do conversor CA-CC da TMH1 foi considerada idêntica a da TMH2. O valor encontrado para a eficiência do conversor CA-CC (η_{CRCE}) foi de 0,85. Esta é uma eficiência 5% abaixo da eficiência do conversor CA-CC apresentada nos manuais do *desktop*, que possui um conversor CA-CC equivalente. No entanto o conversor CA-CC analisado é com a tensão de saída regulável e seu ponto de máxima eficiência provavelmente não é na tensão e ou potência testada. Manuais deste conversor genérico não foram encontrados.

Os resultados obtidos nos experimentos acima descritos, em conjunto com as informações sobre a eficiência nominal fornecidas pelos fabricantes dos componentes da TMHs, possibilitaram uma análise da eficiência global das TMHs e de uma MRCAUPS. A análise da TMH1, TMH2 e MRCAUPS estão descritas na sequência. A eficiência dos condutores dos BDIs das TMHs foi considerada 1 devido ao fato de que a distribuição é feita com 2 fios de 2,5 mm em paralelo para cada condutor e a distância da última carga é inferior a 17 metros.

4.4.4 Análise da eficiência da TMH1

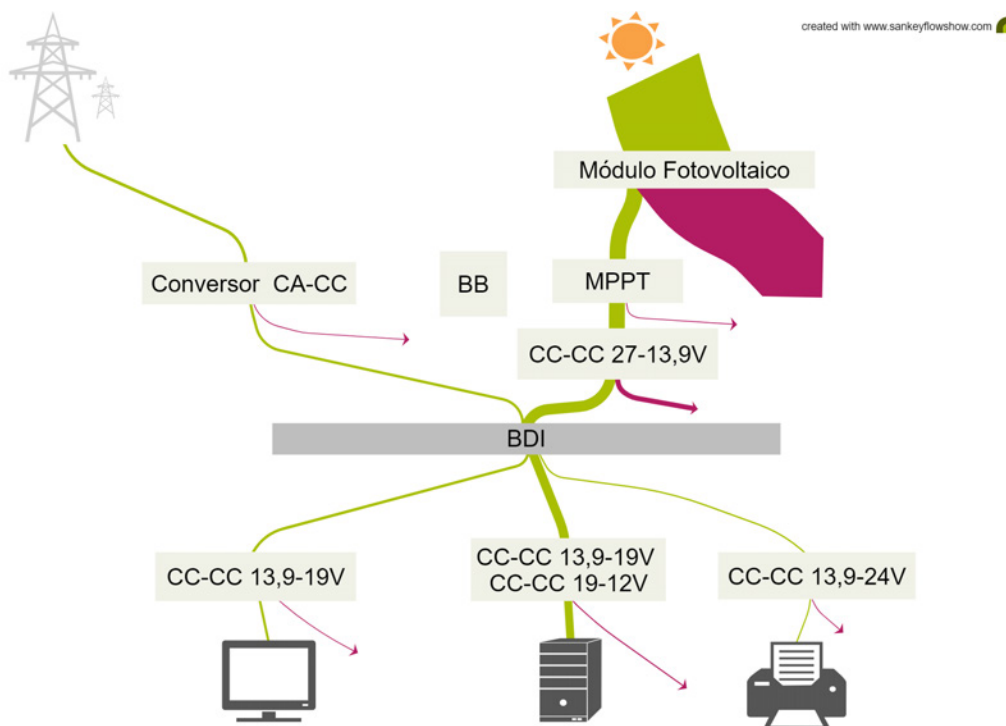
A primeiro cenário a ser analisado foi o da TMH1 e seu diagrama com as etapas de conversões de energia consta na Figura 42.

Figura 42 – Conversões de energia na TMH1.



A Figura 43 ilustra um diagrama da Sankey representando os fluxos de energia nas etapas de conversões na TMH1.

Figura 43 – Diagrama de Sankey da TMH1.



A análise das Figuras 42 e 43 permite visualizar que o *desktop*, carga de maior consumo, é o que necessita de um número maior de conversões de energia na sua alimentação. A eficiência na conversão de energia da TMH1 pode ser descrita pelas Equações 6 e 7.

$$\eta_{TMH1} = \eta_{EST1} \cdot [\eta_{MF1} \cdot \eta_{MP1} \cdot \eta_{CRV} \cdot f_{solar1} + \eta_{CRCE} \cdot (1 - f_{solar1})] \quad (6)$$

$$\eta_{EST1} = \eta_{CCPU1} \cdot f_{CPU} + \eta_{CMon1} \cdot f_{Mon} + \eta_{CImp1} \cdot f_{Imp} \quad (7)$$

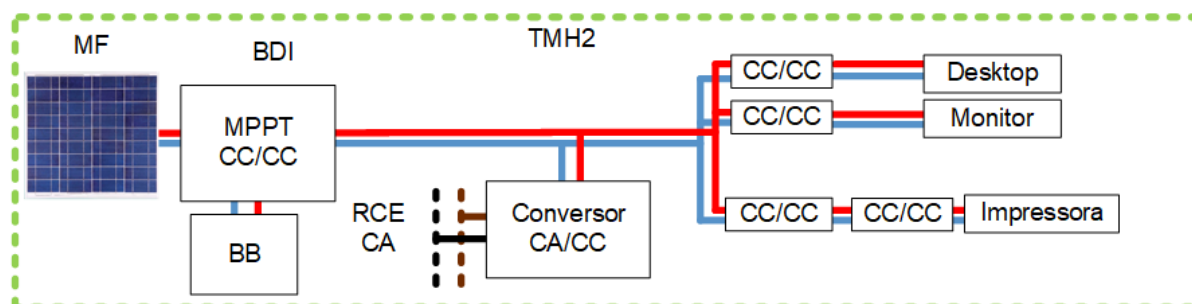
Onde η_{TMH1} é a eficiência global da TMH1, η_{EST1} é a eficiência da estação de trabalho da TMH1, η_{MF1} é eficiência dos MF da TMH1, η_{MP1} é eficiência do MPPT da TMH1, η_{CRV} é a eficiência de Conversão CC-CC de 24 V para 13,9 V, f_{solar1} é a fração de energia proveniente da fonte fotovoltaica na TMH1, η_{CRCE} é a eficiência de Conversão CA-CC entre a RCE e a TMH1, η_{CCPU1} é a eficiência de Conversão CC-CC de 13,9 V para 12,0 V, f_{CPU} é a fração do consumo do *Desktop*, η_{CMon1} é a eficiência de Conversão CC-CC de 13,9 V para 19 V, f_{Mon} é a fração do consumo do Monitor, η_{CImp1} é a eficiência de Conversão CC-CC de 13,9 V para 24 V e f_{Imp} é a fração do consumo da Impressora.

Para fins de comparação, a fração de energia proveniente da RCE será considerada com eficiência de 1, ou seja, que ela chega ao consumidor sem perdas. O valor considerado da fração fotovoltaica foi de 0,8 e o da fração proveniente da RCE foi de 0,2, conforme pode ser visto na Tabela 7. O valor da eficiência global, calculado com a Equação 6, para a TMH1 foi de 0,243.

4.4.5 Análise da eficiência da TMH2

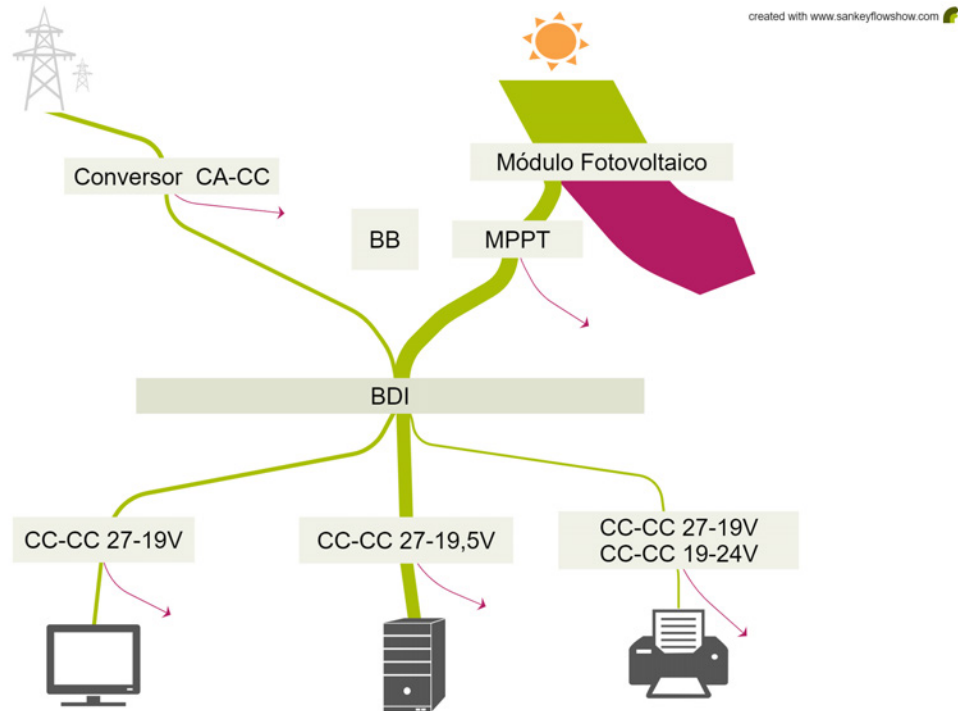
A análise da eficiência, na TMH2, considerou as conversões ilustradas na Figura 44. O principal diferencial da TMH2, em relação a TMH1, é a tensão do barramento BDI e a ausência do conversor CC-CC na saída do controlador MPPT. A tensão do BDI da TMH2, mesmo nos momentos de uso da energia proveniente do BB, permite a conversão de energia para o *desktop*, carga de maior consumo, em uma única etapa.

Figura 44 – Conversões de energia na TMH2.



A Figura 45 ilustra um diagrama da Sankey representando os fluxos de energia nas etapas de conversões na TMH2.

Figura 45 – Diagrama de Sankey da TMH2.



No cálculo foram utilizados os valores de eficiência dos fabricantes e os obtidos nos experimentos realizados. Para fins de comparação, a fração de energia proveniente da RCE será considerada com eficiência 1. A fração de energia fotovoltaica assumida foi de 0,8 e a fração de energia proveniente da RCE foi de 0,2. A eficiência da TMH2 pode ser calculada com as Equações 8 e 9.

$$\eta_{TMH2} = \eta_{EST2} \cdot [\eta_{MF2} \cdot \eta_{MP2} \cdot f_{solar2} + \eta_{CRCE} \cdot (1 - f_{solar2})] \quad (8)$$

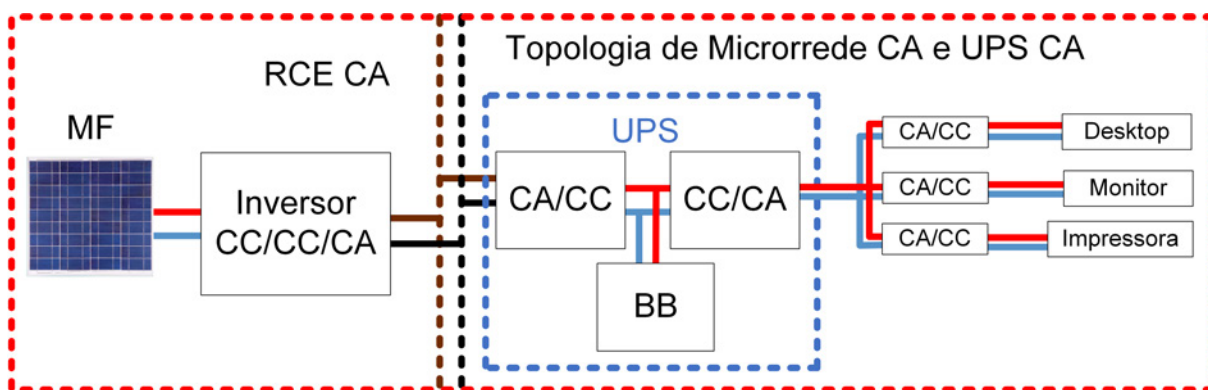
$$\eta_{EST2} = \eta_{CCPU2} \cdot f_{CPU} + \eta_{CMon2} \cdot f_{Mon} + \eta_{CImp2} \cdot f_{Imp} \quad (9)$$

Onde η_{TMH2} é a eficiência global da TMH2, η_{EST2} é a eficiência da estação de trabalho da TMH2, η_{MF2} é eficiência dos MF da TMH2, η_{MP2} é eficiência do MPPT da TMH2, f_{solar2} é a fração de energia proveniente da fonte fotovoltaica na TMH2, η_{CRCE} é a eficiência de Conversão CA-CC entre a RCE e a TMH2, η_{CCPU2} é a eficiência de Conversão CC-CC de 27 V para 19,5 V, f_{CPU} é a fração do consumo do *Desktop*, η_{CMon2} é a eficiência de Conversão CC-CC de 27 V para 19 V, f_{Mon} é a fração do consumo do Monitor, η_{CImp2} é a eficiência de Conversão CC-CC de 27 V para 24 V e f_{Imp} é a fração do consumo da Impressora. O valor da eficiência global, calculado com a Equação 8, para a TMH2 foi de 0,279.

4.4.6 Análise da eficiência da MRCAUPS

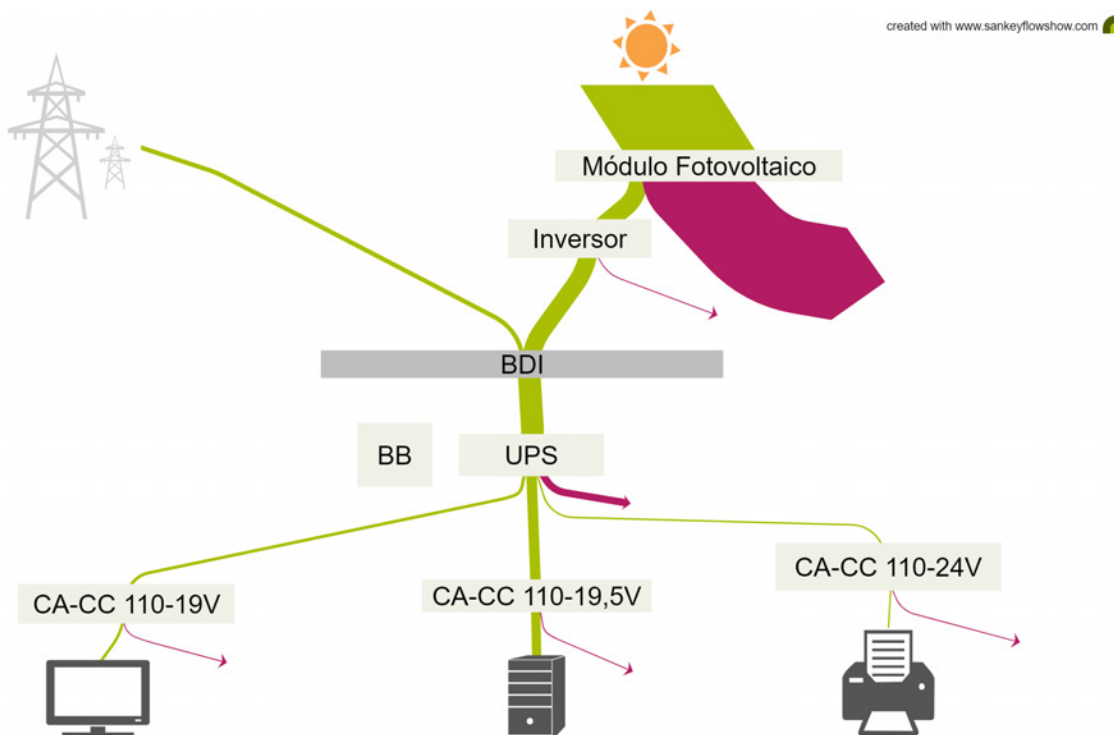
O próximo experimento analisou uma MRCAUPS. O objetivo desta análise foi comparar esta eficiência com as da TMH1 e TMH2. A Figura 46 permite visualizar as conversões de energia presentes na MRCAUPS.

Figura 46 – Conversões de energia em uma Microrrede CA com UPS CA.



A Figura 47 ilustra um diagrama da Sankey representando os fluxos de energia nas etapas de conversões na MRCAUPS.

Figura 47 – Diagrama de Sankey da MRCAUPS.



Em uma microrrede CA com UPS CA a energia proveniente dos MF é injetada no barramento da RCE em CA. Nos momentos de falta de energia, esta topologia necessita do uso de UPS CA para manter o funcionamento dos equipamentos essenciais. No cálculo da eficiência da topologia, ilustrada na Figura 46, foram utilizados os valores de eficiência dos fabricantes e os obtidos nos experimentos realizados. Para fins de comparação, a fração de energia proveniente da RCE será considerada com eficiência de 1. A eficiência do MF foi a especificada na TMH2, a mais elevada do experimento. A fração de energia fotovoltaica assumida foi de 0,8 e a fração de energia proveniente da RCE foi de 0,2, valores estes idênticos aos utilizados nas análises das TMH1 e TMH2. A eficiência de uma MRCAUPS pode ser calculada através da Equação 10.

$$\eta_{MCA} = \eta_{CA-CC} \cdot [\eta_{MF2} \cdot \eta_{Inv} \cdot \eta_{UPS} \cdot f_{solar} + \eta_{UPS} \cdot (1 - f_{solar})] \quad (10)$$

Onde η_{MCA} é a eficiência global da MRCAUPS, η_{CA-CC} é a eficiência de Conversão CA-CC das fontes do *desktop*, monitor e impressora, η_{MF2} é eficiência dos MF da TMH2, η_{Inv} é eficiência do inversor CC-CA, η_{UPS} é a eficiência global do processo de UPS e f_{solar} é a fração de energia proveniente de fonte fotovoltaica. O valor da eficiência global, calculado com a Equação 10, para a MRCAUPS foi de 0,199.

4.5 COMPARATIVO ENTRE A EFICIÊNCIA DAS TMHS E A MRCAUPS

Um comparativo entre a eficiência da TMH1, TMH2 e a MRCAUPS foi realizado em três cenários e nestes é apresentada a eficiência de cada topologia. No primeiro cenário foi considerado que 80% da energia é proveniente da fonte fotovoltaica e 20% da energia oriunda da RCE. No segundo cenário foi considerado que 100% da energia é proveniente da fonte fotovoltaica, ou seja, sem a participação de energia oriunda da RCE. O terceiro cenário considerou que 100% da energia é proveniente da fonte fotovoltaica e avaliou a eficiência entre o MF e a carga, desconsiderando a eficiência do MF. Estes resultados estão apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – Comparativo da eficiência entre as Topologias.

Topologia	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
TMH1	0,243	0,117	0,726
TMH2	0,279	0,151	0,910
MRCAUPS	0,199	0,098	0,588

A análise dos dados constantes na Tabela 17 permite concluir que a TMH2 é a topologia de maior eficiência, possuindo um aumento na eficiência de 15%, 29% e 25%, nos cenários 1, 2 e 3, respectivamente, em relação a TMH1 e um aumento de eficiência de 41%, 55% e 55%, nos cenários 1, 2 e 3, respectivamente, em relação a MRCAUPS. Ainda pode-se concluir que a TMH2 possui uma eficiência de até 91% ao

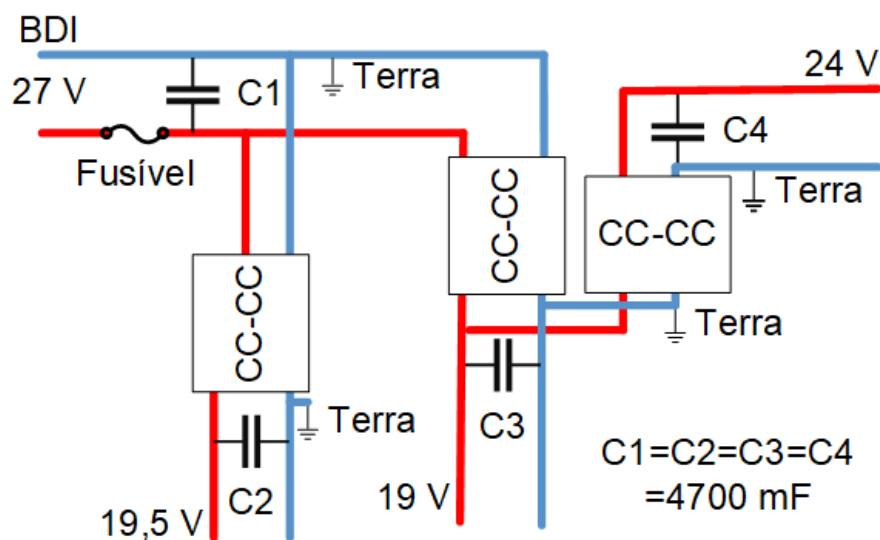
utilizar a energia proveniente de MF. Na comparação entre os cenários da TMH, entre os cenários 2 e 3, há uma redução da eficiência devido ao fato que o MF da TMH1 ter uma menor eficiência. O cenário 3 representa o aumento da eficiência interna da TMH2, pois desconsidera a eficiência do MF. O aumento de 15% no primeiro cenário leva em conta 20% da energia proveniente da RCE e é o cenário mais realístico do ponto de vista do consumo de energia da TMH2. Na análise entre a TMH2 e a MRCAUPS, entre o cenário 2 e 3, o aumento de eficiência permanece o mesmo devido ao fato de que os MF são idênticos nas duas topologias. A TMH2 pode atingir uma eficiência de até 91% ao utilizar a energia proveniente de MF.

4.6 ANÁLISE DA ESTABILIDADE TÉCNICA

No processo de implantação da TMH1 ocorreram diversos desafios técnicos. Dentre estes, pode-se citar: os efeitos do Arco CC, o efeito negativo no SoC ao operar a MRCC em modo isolado, as influências, na qualidade da energia, geradas na eletrônica dos conversores *step up* e *step down*.

O efeito negativo no SoC, ao operar a MRCC em modo isolado, foi contornado com a estratégia de injetar CC no BDI, método que em momentos de falta do recurso solar provê parte da energia necessária as cargas, diminuindo a contribuição do BB. Este método traz ainda o benefício de evitar flutuações bruscas na energia do barramento. O efeito do Arco CC foi contornado ao ser adotada a estratégia de aterramento TT e a adoção de conversões isoladas para cada carga. As influências na qualidade da energia, geradas na eletrônica dos conversores (chaveamento) *step up* e *step down*, foram contornadas com o uso de filtros capacitivos, ferrites supressores e adoção de conversões isoladas para cada carga. O diagrama esquemático da fonte de alimentação utilizada nos terminais de atendimento da TMH2 esta ilustrado na Figura 48.

Figura 48 – Diagrama da fonte de alimentação dos terminais de atendimentos da TMH2.



A TMH1 teve seu início de operação no mês de novembro de 2016 e, desde então, encontra-se sem falhas técnicas que impeçam o atendimento ao público. No período inicial, antes do aterramento TT, ocorreram queimas de placas do *desktop* e impressora, nos momentos de acoplamento do cabo *Universal Serial Bus*. A falha de maior expressão foi o desgaste de uma das baterias do BB, consequência do furto, ocorrido no natal de 2019, dos cabos do sistema de proteção contra descargas atmosféricas, desconectando os cabos dos MF da TMH1 e ocasionando uma descarga profunda no BB. A TMH2 está em operação desde novembro de 2019 sem falhas.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta pesquisa traz uma nova perspectiva sobre o problema de alimentar cargas eletrônicas com necessidade de UPS, com fração de energia proveniente de RES, e reduzir perdas de conversão, além de demonstrar a viabilidade técnica e financeira nas operações com fornecimento ininterrupto de energia à equipamentos eletrônicos de TI, comumente utilizados em ambientes comerciais e com uma participação no consumo de energia com projeções de crescimento. O estudo é focado em ambientes comerciais devido ao fato da congruência entre horário de consumo das cargas e a geração por módulos fotovoltaicos. No entanto, a topologia proposta tem potencial de aplicação em outros setores com características similares. Pesquisas apontam a alta eficiência encontrada com as MRCCs, a projeção do crescimento do uso e consequente consumo de cargas CC e a importância das pesquisas de novas topologias. Portanto, é importante examinar as repercussões de uma TMH na alimentação de cargas eletrônicas alimentadas por corrente contínua, com a necessidade de UPS e alimentadas parcialmente por energia renovável.

Foi realizada a modelagem, projeto e análise experimental e financeira de uma nova topologia de MRCC, de baixa tensão e potência e híbrida com a rede CA. O estudo foi dividido em dois cenários de uma topologia de microrrede híbrida e contempla a análise de ambos. No primeiro cenário, o estudo avaliou o comportamento do fluxo de energia na TMH1, ao modificar a tensão de saída do conversor CA-CC presente, o que permitiu averiguar a contribuição de energia proveniente de fonte fotovoltaica e, ao mesmo tempo, acumular os benefícios de um sistema de energia CC. Neste estudo, também foi realizada uma análise da eficiência e da viabilidade financeira. No segundo cenário, TMH2, foi aplicado o resultado da pesquisa realizada na primeira. Neste experimento, avaliou-se o consumo proveniente da rede comercial de energia e foi realizada a análise financeira. Por fim, o estudo considerou a análise do SoC, da eficiência energética e a viabilidade financeira.

Os resultados apresentados na análise de longo prazo da TMH2 verificaram a fração de energia proveniente da fonte renovável e sua influência no custo com a energia a ser adquirida da RCE. As características do fluxo de energia podem ser influenciadas positivamente ao configurar o conversor CA-CC, em uma tensão adequada (13,5 V no experimento da TMH1 e 27 V no experimento da TMH2), reduzindo as descargas profundas no banco de baterias. O monitoramento do SoC pode verificar a probabilidade do sistema de armazenamento, baseado em baterias de chumbo ácido, atingir uma vida útil acima de 1500 ciclos de carga e descarga, promovendo a maximização do ciclo de vida.

Demonstrou-se que a topologia proposta pode ser viável financeiramente e possuir uma alta eficiência ao alimentar cargas eletrônicas com energia proveniente de

fonte renovável. Foi demonstrado que os cenários TMH1 e TMH2 implementados são viáveis financeiramente, ao tratar da alimentação de cargas CC com necessidade de UPS, permitindo o uso de fontes renováveis com a geração e o consumo *in loco*. Uma análise de custo-benefício mostra que a TMH pode reduzir os custos em sistemas com UPS no setor comercial, eliminando os componentes eletrônicos complexos envolvidos no processo de inversão CC-CA presentes em sistemas de UPS CA.

As MRCCs possuem diversos obstáculos técnicos e regulamentares. Entre os obstáculos mais críticos destacam-se: os sistemas de proteção; a falta de padronização; as oscilações derivadas da eletrônica dos conversores CC-CC. Estes obstáculos provavelmente são os fatores de maior relevância para não ocorrer, atualmente, uma maior popularização das MRCCs. Sem uma padronização adequada, não é possível trazer a tecnologia de MRCC como solução prática.

5.1 PROPOSTAS DE ESTUDOS FUTUROS

É relevante indicar possíveis e interessantes alternativas para a realização de futuras pesquisas acerca da temática de MRCC de baixa tensão e potência. Este trabalho poderá ser desdobrado em análises futuras, que avaliem as seguintes questões:

- Implantar e estudar uma TMH em ambiente de laboratório, onde poderão ser criados experimentos de estados transitórios, analisar a interferência ocasionada na qualidade da energia fornecida às cargas, permitindo avaliar com maior profundidade os parâmetros técnicos e a geração de trabalhos na área. Através desse ambiente, será possível desenvolver uma metodologia para o dimensionamento dos componentes eletrônicos dos filtros, como capacitores, ferrites supressores CA-CC e fusíveis, presentes na conversão entre o BDI e as cargas.
- Realizar o estudo de exequibilidade de implantação da TMH em ambientes com uso de eletricidade, parcialmente, em horário noturno. Como exemplo, é possível citar escolas e supermercados, onde há um consumo de eletricidade equilibrado nos três turnos. Através dessa pesquisa, será possível verificar a contribuição de energia renovável, os possíveis problemas e a viabilidade financeira.
- Analisar o uso das TMH em sistemas com iluminação baseado em LED, em edifícios onde o *backup* de energia pode dispensar sistemas auxiliares de iluminação de emergência. Dessa forma, será avaliada a contribuição de energia renovável e a supressão destes sistemas de iluminação de emergência.
- Estudar o efeito do Arco CC, a influência do chaveamento dos conversores na qualidade da energia e o uso de controles inteligentes no gerenciamento das TMH, desenvolvendo também metodologia para dimensionamento destes.

- Verificar a viabilidade técnica da TMH em fornecer energia para cargas individuais com potência acima de 1000 W, como por exemplo impressoras a laser, estimando a influência destas cargas na estabilidade técnica. Através dessa pesquisa, será possível verificar os possíveis problemas técnicos envolvidos no processo.

5.2 TRABALHOS PUBLICADOS

Durante o período de realização do mestrado, foi desenvolvido e publicado em periódico um trabalho no tema da pesquisa, em conformidade com o regimento do PPGES:

LEITE, G. F; SCHARLAU, C. C; RAMPINELLI, G. A. Projeto de uma Fonte de Alimentação Ininterrupta para Cargas CC com Contribuição Solar por Módulos Fotovoltaicos. **Revista Mundi Engenharia, Tecnologia e Gestão**, v. 5, n. 5, p. 270–01, 270-17, 2020. DOI:10.21575/25254782rmetg2020vol5n51184.

REFERÊNCIAS

- ABNT. **NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade**. Brasília, 2016. P. 1–14. Disponível em: <http://trabalho.gov.br/images/Documentos/SST/NR/NR10.pdf>.
- AKAR, F.; TAVLASOGLU, Y.; VURAL, B. Analysis and experimental verification of a multi-input converter for DC microgrid applications. **IET Power Electronics**, v. 11, n. 6, 2018. ISSN 17554543. DOI: 10.1049/iet-pe1.2017.0456.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>. Acesso em: 18 jun. 2020.
- ANEEL. **Nota Técnica 0056/2017-SRD/ANEEL**. [S.l.: s.n.], 2017. P. 26.
- BACK, TAIANA MAIRA. **Análise e Implementação de um Sistema Automático para Gerenciamento e Comutação em Fontes Renováveis**. 2019. F. 25. TCC – Universidade Federal de Santa Catarina.
- BAE, Sungwoo; KWASINSKI, Alexis. Dynamic modeling and operation strategy for a microgrid with wind and photovoltaic resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1867–1876, 2012. ISSN 19493053. DOI: 10.1109/TSG.2012.2198498. arXiv: TSG.2012.2198498 [10.1109].
- BASTOS, Renan Fernandes. **Sistema de Gerenciamento para a Integração em CC de Fontes Alternativas de Energia e Armazenadores Híbridos Conectados a Rede de Distribuição via Conversores Eletrônicos**. 2016. F. 190. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de São Carlos.
- BECKER, Dustin J.; SONNENBERG, B. J. DC microgrids in buildings and data centers. *In*: INTELEC, International Telecommunications Energy Conference. Amsterdam: [s.n.], 2011. P. 1–7. DOI: 10.1109/INTLEC.2011.6099725.
- CANADIAN SOLAR. **Max Power CS6X-300, 305 e 310P**. [S.l.]. Disponível em: <https://www.solarelectricsupply.com/canadian-solar-cs6x-310p-solar-panel-max-power-wholesale>.
- CECATI, Carlo *et al.* DC nanogrid for renewable sources with modular DC/DC LLC converter building block. **IET Power Electronics**, v. 10, n. 5, p. 536–544, 2017. ISSN 1755-4535. DOI: 10.1049/iet-pe1.2016.0200. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-pe1.2016.0200>.
- CHAKRABORTY, Chandan; HO-CHING IU, Herbert; DAH-CHUAN LU, Dylan. Power converters, control, and energy management for distributed generation. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 7, p. 4466–4470, 2015. ISSN

0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2015.2412914. Disponível em:
<http://ieeexplore.ieee.org/document/7109223/>.

CHEN, Yu-Kai; WU, Yung-Chun *et al.* Design and Implementation of Energy Management System With Fuzzy Control for DC Microgrid Systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 4, p. 1563–1570, 2013. ISSN 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2210446. Disponível em:
<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6249789>.

CHEN, Shih-Ming; LIANG, Tsorng-Juu; HU, Ke-Ren. Design, Analysis, and Implementation of Solar Power Optimizer for DC Distribution System. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 4, p. 1764–1772, 2013. ISSN 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2213270. Disponível em:
<http://ieeexplore.ieee.org/document/6269108/>.

CORZUS. **CVR 24/12 30A**. [S.l.: s.n.]. Disponível em:
<http://corzus.com.br/cvr-2412-30a/>. Acesso em: 18 abr. 2020.

DANTAS, Stefano Giacomazzi; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico**. v. 1. Rio de Janeiro, 2018. P. 42. Disponível em: http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8400/1/TD%7B%5C_%7D2388.pdf.

DHAR, Snehamoy; DASH, Pradipta Kishore. Differential current-based fault protection with adaptive threshold for multiple PV-based DC microgrid. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 6, p. 778–790, 2017. ISSN 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0577. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2016.0577>.

EIA. **Annual Energy Outlook 2012 with Projecons to 2035**. Washington, 2012. P. 252. ISBN 9789264088139. DOI: 10.2172/1011644. Disponível em:
[https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2012).pdf).

EIA. **Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050**. v. 44. Washington, 2019. P. 1–64. ISBN 2025869592. DOI: DOE/EIA-0383(2012)U.S.. arXiv: arXiv:1011.1669v3. Disponível em:
<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/aeo2019.pdf>.

EIA. **Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050**. Washington, 2020. P. 55. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/aeo2020.pdf>.

EIA. **International Energy Outlook 2019 with projections to 2050**. v. 0484. Washington, 2019. P. 1–169. ISBN 2025869592. DOI: 10.1080/01636609609550217. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>.

ENERTEC. **Manual Técnico Bateria Estacionária**. Sorocaba, 2008. P. 22.

Disponível em: https://fccid.io/ANATEL/02112-13-04220/Manual%7B%5C_%7DTecnico%7B%5C_%7DUNIPower%7B%5C_%7DUPMF%7B%5C_%7D-140114/3CEBA7AF-A703-433D-A299-C04D5A51F243/PDF.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019. Ano base 2018**. Edição: EPE.

Rio de Janeiro, 2019. P. 254. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%7B%5C'%7Ba%7D%7Drrio%7B%5C_%7D2019%7B%5C_%7DWEB.pdf.

FISH, Raymond; GEDDES, Leslie. Conduction of Electrical Current to and Through the Human Body: A Review. **Open Acces Journal of Plastic Surgery**, v. 9, p. 407–421, 2009. ISSN 1937-5719. Disponível em: www.eplasty.com.

FREGOSI, Daniel *et al.* A comparative study of DC and AC microgrids in commercial buildings across different climates and operating profiles. *In: IEEE International Conference on DC Microgrids, ICDCM*. Atlanta: [s.n.], 2015. P. 159–164. DOI: 10.1109/ICDCM.2015.7152031.

GHAJ, Sunil Kumar *et al.* DC picograds: A Case for Local Energy Storage for Uninterrupted Power to DC Appliances. *In: FOURTH international conference on Future energy systems - e-Energy '13*. Berkeley: [s.n.], 2013. P. 27–38. DOI: 10.1145/2487166.2487170. Disponível em: <http://dl.acm.org/citation.cfm?doid=2487166.2487170>.

GITMAN, LAWRENCE J. **Princípios da Administração Financeira**. Edição: Pearson Prentice Hal. 12 Edição. São Paulo: Pearson, 2010. P. 801. ISBN 978-85-7605-332-3.

GUERRERO, Josep M.; TAN, Don F. D. Guest Editorial : Special Issue on Structured DC Microgrids. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 5, n. 1998, p. 925–927, 2017.

HAKALA, Tomi; LÄHDEAHO, Tommi. LvdC Pilot Implementation in Public Distribution Network. *In: 23RD International Conference on Electricity Distribution*. Lyon: [s.n.], 2015. P. 1–5.

HEWLETT-PACKARD. **HP ProDesk 400 G4 Desktop Mini Business PC Specifications**. [S.l.]. Disponível em:

<https://support.hp.com/us-en/product/hp-prodesk-400-g4-desktop-mini-pc/21351205/document/c06047054%7B%5C#%7DAbT11>.

HWANG, J. *et al.* Validity Analysis on the Positioning of Superconducting Fault Current Limiter in. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, v. 23, n. 3, p. 3–6, 2013.

IBGE. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. [S.l.: s.n.], 2018. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/comercio/9075-pesquisa-anual-de-comercio.html?=%7B%5C%7Dt=destaques>. Acesso em:

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) - LABREN / CCST / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais)**. 2ª. São José dos Campos: INPE, 2017. P. 88. ISBN 978-85-17-00089-8. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/atlas-brasileiro-de-energia-solar-2a-edicao.html>.

JHUNJHUNWALA, Ashok; LOLLA, Aditya; KAUR, Prabhjot. Solar-dc Microgrid for Indian Homes: A Transforming Power Scenario. **IEEE Electrification Magazine**, v. 4, n. 2, p. 10–19, 2016. ISSN 23255889. DOI: 10.1109/MELE.2016.2543950.

JIN, Chi *et al.* Implementation of Hierarchical Control in DC Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 8, p. 1, 2014. ISSN 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2013.2286563. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6642055>.

JOSEPH, Sigi C.; CHANDRASEKAR, V. *et al.* Battery Management System for DC Nanogrid. *In*: NPSC , 20th National Power Systems Conference. Calicut: [s.n.], 2018. P. 1–5. DOI: 10.1109/NPSC.2018.8771838.

JOSEPH, Sigi C.; MOHAMMED AJLIF, A. *et al.* Smart power management for DC nanogrid based building. *In*: RAICS , Recent Advances in Intelligent Computational Systems. Trivandrum: [s.n.], 2018. P. 142–146. DOI: 10.1109/RAICS.2018.8635070.

JUSTO, Jackson John *et al.* AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 24, p. 387–405, 2013. ISSN 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2013.03.067. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.067>.

KAKIGANO, Hiroaki; MIURA, Yushi; ISE, Toshifumi. Distribution voltage control for DC microgrids using fuzzy control and gain-scheduling technique. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 5, p. 2246–2258, 2013. ISSN 08858993. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2217353.

KAKIGANO, Hiroaki; MIURA, Yushi; UCHIDA, Ryohei *et al.* Low-Voltage Bipolar-Type DC Micro-grid for Super High Quality Distribution. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 25, n. 12, p. 3066–3075, 2010. ISSN 0885-8993. DOI: Doi10.1109/Tpel.2010.2077682.

KAUR, Rajvir; KRISHNASAMY, Vijayakumar; KANDASAMY, Nandha Kumar. Optimal sizing of wind–PV-based DC microgrid for telecom power supply in remote areas. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, n. 7, 859–866(7), 2018. ISSN 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg.2017.0480. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2017.0480>.

- KEREKES, Tamás *et al.* A New high-efficiency single-phase transformerless PV inverter topology. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 184–191, 2011. ISSN 02780046. DOI: 10.1109/TIE.2009.2024092.
- KHORSANDI, Amir; ASHOURLOO, Mojtaba; MOKHTARI, Hossein. A Decentralized Control Method for a Low-Voltage DC Microgrid. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 29, n. 4, p. 793–801, 2014.
- KINHEKAR, Nandkishor *et al.* Utility Oriented Demand Side Management Using Smart AC and Micro DC Grid Cooperative. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 1151–1160, 2016. ISSN 08858950. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2409894.
- KUMAR, Dinesh; ZARE, Firuz; GHOSH, Arindam. DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects. **IEEE Access**, v. 5, p. 12230–12256, 2017. ISSN 21693536. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2705914.
- KWASINSKI, Alexis; ONWUCHEKWA, Chimaobi N. Dynamic behavior and stabilization of DC microgrids with instantaneous constant-power loads. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 3, p. 822–834, 2011. ISSN 08858993. DOI: 10.1109/TPEL.2010.2091285. arXiv: TSG.2012.2198498 [10.1109].
- LAKSHMI, M.; HEMAMALINI, S. Nonisolated High Gain DC – DC Converter. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 65, n. 2, p. 1205–1212, 2018.
- LEITE, Gelon de Freitas. **Estudo da Eficiência Energética em Sistemas de Informação: Focado em um Sistema de Gerenciamento de Filas**. 2016. F. 21. TCC – UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, Araranguá.
- LIU, Xiong; WANG, Peng; LOH, Poh Chiang. A Hybrid AC/DC MicroGrid and Its Coordination Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 2, p. 278–286, 2011. ISSN 1949-3053.
- MAO, Meiqin. Decentralized Coordination Power Control for Islanding Microgrid Based on PV/BES-VSG. **CPSS Transactions on Power Electronics and Applications**, v. 3, n. 1, p. 14–24, 2018. ISSN 2475742X. DOI: 10.24295/CPSSTPEA.2018.00002.
Disponível em:
<http://tpea.cpss.org.cn/uploads/soft/180428/Decentralized%20Coordination%20Power%20Control%20for%20Islanding%20Microgrid%20Based%20on%20PV%20BES-VSG.pdf>.
- MAQSOOD, By Atif; CORZINE, Keith. DC Microgrid Protection. **IEEE Electrification Magazine**, p. 58–64, 2016.

MEIRELLES, Fernando S. **Pesquisa Anual do Uso de TI nas Empresas**. 30^a. São Paulo, 2019. P. 24. Disponível em:

<https://eaesp.fgv.br/ensinoeconhecimento/centros/cia/pesquisa>.

MISHIMA, Tomokazu *et al.* A Verification of High-efficiency DC Micro-grid Power Systems with High-performance Power Converters and Energy Management Strategy. *In: IICST, International workshop on Innovations in Information and Communication Science and Technology*. Warsaw: [s.n.], 2014. P. 47–52. DOI:

10.1016/j.protcy.2014.11.011. Disponível em:

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2212017314005325>.

MOIA, Joabel. Revista Ilha Digital. **Revista Ilha Digital**, v. 7, p. 144–157, 2018.

Disponível em: <http://ilhadigital.florianopolis.ifsc.edu.br/index.php/ilhadigital/article/download/1/1>.

NAGARAJAN, A; AYYANAR, R. Design and Strategy for the Deployment of Energy Storage Systems in a Distribution Feeder With Penetration of Renewable Resources.

IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 6, n. 3, p. 1085–1092, 2015. ISSN 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2014.2330294.

NASIR, Mashood; IQBAL, Saqib *et al.* Optimal Planning and Design of Low-Voltage

Low-Power Solar DC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 2919–2928, 2017. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2757150.

NASIR, Mashood; KHAN, Hassan Abbas *et al.* Solar PV-Based Scalable DC Microgrid for Rural Electrification in Developing Regions. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 1, p. 390–399, 2018. ISSN 1949-3029. DOI:

10.1109/TSTE.2017.2736160. Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/document/8002658/>.

<http://ieeexplore.ieee.org/document/8002658/>.

NG, Kong Soon *et al.* State-of-charge estimation for lead-acid batteries based on dynamic open-circuit voltage. *In: PECON, 2nd IEEE International Power and Energy Conference*. Johor Baharu: [s.n.], 2008. P. 972–976. DOI:

10.1109/PECON.2008.4762614.

10.1109/PECON.2008.4762614.

NIKHIL, P. G.; SUBHAKAR, D. Sizing and parametric analysis of a stand-alone

photovoltaic power plant. **IEEE Journal of Photovoltaics**, IEEE, v. 3, n. 2, p. 776–784, 2013. ISSN 21563381. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2013.2247792.

PATTERSON, Maxx; MACIA, Narciso F; KANNAN, Arunachala M. Hybrid Microgrid Model Based on Solar Photovoltaic Battery Fuel Cell System for Intermittent Load Applications. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 30, n. 1, p. 359–366,

2015. ISSN 0885-8969. DOI: 10.1109/TEC.2014.2352554.

10.1109/TEC.2014.2352554.

RAJASEKHARAN, Jayaprakash; KOIVUNEN, Visa. Optimal Energy Consumption

Model for Smart Grid Households With Energy Storage. **IEEE Journal of Selected**

Topics in Signal Processing, v. 8, n. 6, p. 1154–1166, 2014. ISSN 1932-4553. DOI: 10.1109/JSTSP.2014.2361315. arXiv: arXiv:1310.3424v1. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6914574/>.

REFU ELEKTRONIK GMBH. **REFUone 3K...7K-2T Inversores de string monofásicos para uso doméstico**. [S./]. P. 2. Disponível em: www.refu.com.

REIS, Ivan Warlet. **Investigação de Aspectos Verdes na Implantação de um Data Center na Área Industrial de Suape-PE** **Investigação de Aspectos Verdes na Implantação de um Data Center na Área Industrial de Suape-PE**. 2009. F. 61. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco, Suape.

RIVEROS, Lilian Jeannette Meyer; MÜLLER, Philippe; WONZOSKI, Fabiano de Oliveira. TI Verde - Contribuição Sustentável e Econômica da computação em nuvem para as empresas. **Anuário Pesquisa e Extensão Unoesc Videira**, v. 2, 2017. ISSN 2525-4677. Disponível em: <http://editora.unoesc.edu.br/index.php/apeuv/article/view/15184>.

SÁ, André Fernando Ribeiro de. **Guia de Aplicações de Gestão de Energia e Eficiência Energética**. 2ª ed. Porto: Publindústria, 2010. P. 461. ISBN 978-972-8953-44-7.

SALOMONSSON, Daniel; SANNINO, Ambra. Low-voltage DC distribution system for commercial power systems with sensitive electronic loads. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 3, p. 1620–1627, 2007. ISSN 08858977. DOI: 10.1109/TPWRD.2006.883024.

SANNINO, Ambra; POSTIGLIONE, Giovanna; BOLLEN, Math H.J. Feasibility of a DC network for commercial facilities. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 39, n. 5, p. 1499–1507, 2003. ISSN 00939994. DOI: 10.1109/TIA.2003.816517.

SCHÖNBERGER, John; DUKE, Richard; ROUND, Simon D. DC-bus signaling: A distributed control strategy for a hybrid renewable nanogrid. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 53, n. 5, p. 1453–1460, 2006. ISSN 02780046. DOI: 10.1109/TIE.2006.882012.

SERBAN, Emanuel; SERBAN. A Control Strategy for a Distributed Power Generation Microgrid Application With Voltage and Current Controlled Source Converter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 25, n. 12, p. 2981–2992, 2010.

SEVERINO, Antonio Joaquim. **Metodologia do Trabalho Científico**. 24. ed. São Paulo: Cortez Editora, 2016. P. 317.

SHADMAND, Mohammad B *et al.* Multi-Objective Optimization and Design of Photovoltaic-Wind Hybrid System for Community Smart DC Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 5, p. 2635–2643, 2014.

SHAHIDEHPOUR, Mohammad *et al.* A Hybrid ac\dc Nanogrid: The keating hall installation at the Illinois Institute of Technology. **IEEE Electrification Magazine**, v. 5, n. 2, p. 36–46, 2017. ISSN 23255889. DOI: 10.1109/MELE.2017.2685858.

SHE, Xu *et al.* On integration of solid-state transformer with zonal DC microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 975–985, 2012. ISSN 19493053. DOI: 10.1109/TSG.2012.2187317.

SILVA, Poliana. **Estudo de Compartilhamento de Carga Entre Múltiplas Fontes Renováveis Composto uma Microrredel CC**. 2018. F. 109. Tese (Doutorado) – INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO CEARÁ.

SILVA, Poliana; C. M. D. S., Medeiros. A Promising Future to DC Power System: A Review. **IEEE Latin America Transactions**, v. 15, n. 9, p. 1639–1642, 2017. ISSN 15480992. DOI: 10.1109/TLA.2017.8015046.

STRUNZ, K; ABBASI, E; HUU, Duc Nguyen. DC Microgrid for Wind and Solar Power Integration. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 2, n. 1, p. 115–126, 2014. ISSN 2168-6777. DOI: 10.1109/JESTPE.2013.2294738.

SUN, Kai *et al.* A distributed control strategy based on DC bus signaling for modular photovoltaic generation systems with battery energy storage. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 10, p. 3032–3045, 2011. ISSN 08858993. DOI: 10.1109/TPEL.2011.2127488.

TAHIM, André. **Controle de Microrredes de Distribuição de Energia Elétrica em Corrente Contínua**. 2015. F. 1–175. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina.

TECHNOLOGY, Epsolar. **TRIRON Series Modular MPPT Solar Charge Controller**. BEIJING, CHINA. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=1%7B%5C%7Dfile=custom/upload/File-1563814652.pdf>.

TECHNOLOGY, Epsolar. **User Manual Tracer-AN Series**. BEIJING, CHINA. Disponível em: <https://www.epsolarpv.com/upload/cert/file/1811/Tracer-AN-SMS-EL-V1.0.pdf>.

TORRES, Pedro Ferreira *et al.* CONCEPÇÃO DE ESTRUTURA LABORATORIAL PARA REALIZAÇÃO DE ESTUDOS EM MICRORREDE EM CORRENTE CONTÍNUA DE BAIXA TENSÃO. *In*: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado: [s.n.], 2018. P. 1–10.

TRIOLA, Mario. **Introdução à Estatística**. 10. ed. Rio de Janeiro: LCT, 2011. P. 696.

- WANG, B; SECHILARIU, M; LOCMET, F. Intelligent DC microgrid with smart grid communications: control strategy consideration and control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 2148–2156, 2012.
- WANG, Chengshan *et al.* A Nonlinear-Disturbance-Observer-Based DC-Bus Voltage Control for a Hybrid AC / DC Microgrid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 11, p. 6162–6177, 2014. ISSN 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2013.2297376.
- WANG, Ming Hao *et al.* A configuration of storage system for DC microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 33, n. 5, p. 3722–3733, 2018. ISSN 08858993. DOI: 10.1109/TPEL.2017.2723909.
- WERTH, A; KITAMURA, N; TANAKA, K. Conceptual Study for Open Energy Systems: Distributed Energy Network Using Interconnected DC Nanogrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 4, p. 1621–1630, 2015. ISSN 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2015.2408603.
- WUNDER, Bernd *et al.* Energy Distribution with DC Microgrids in Commercial Buildings with Power Electronics. *In*: EDST, International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies. Vienna: [s.n.], 2015. P. 425–430. DOI: 10.1109/SEDST.2015.7315246. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=%7B%5C%7Darnumber=7315246>.
- XIAO, Jianfang *et al.* Power-Capacity-Based Bus-Voltage Region Partition and Online Droop Coefficient Tuning for Real-Time Operation of DC Microgrids. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 30, n. 4, p. 1338–1347, 2015. ISSN 08858969. DOI: 10.1109/TEC.2015.2451131.
- YINGLI SOLAR. **Quality Meets Versatility in Our Flagship Module**. [S.l.]. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=1%7B%5C%7Dfile=custom%7B%5C%7D2Fupload%7B%5C%7D2FFile-1526055916.pdf>.
- ZENG, J; QIAO, W; QU, L. An Isolated Three-Port Bidirectional DC-DC Converter for Photovoltaic Systems With Energy Storage. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 51, n. 4, p. 3493–3503, 2015. ISSN 0093-9994. DOI: 10.1109/TIA.2015.2399613.
- ZHANG, Fengyan *et al.* Advantages and challenges of DC microgrid for commercial building a case study from Xiamen university DC microgrid. *In*: ICDCM, International Conference on DC Microgrids. Atlanta: IEEE, 2015. P. 355–358. DOI: 10.1109/ICDCM.2015.7152068. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7152068/>.