



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ALUÍSIO VIEIRA CARNEIRO**

**PROJETO, DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE MICRORREDE EM  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO COM TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E DE  
ARMAZENAMENTO**

**FORTALEZA**

**2017**

ALUÍSIO VIEIRA CARNEIRO

PROJETO, DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE MICRORREDE EM CAMPUS  
UNIVERSITÁRIO COM TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E DE  
ARMAZENAMENTO

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Ph.D. Ruth Pastora S. Leão

Co-Orientador: Prof. Dr. Domenico Sgrò

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

C287p Carneiro, Alúcio Vieira.  
Projeto, desenvolvimento e implementação de microrrede em campus universitário com tecnologia solar fotovoltaica e de armazenamento / Alúcio Vieira Carneiro. – 2017.  
189 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2017.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastora Saraiva Leão.

Coorientação: Prof. Dr. Domenico Sgrò.

1. Microrrede. 2. Fotovoltaica. 3. Armazenamento. 4. Baterias. 5. Automação. I. Título.

CDD 621.3

---

ALUÍSIO VIEIRA CARNEIRO

PROJETO, DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE MICRORREDE EM CAMPUS  
UNIVERSITÁRIO COM TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E DE  
ARMAZENAMENTO

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em: 19/07/2017

BANCA EXAMINADORA

---

Prof<sup>a</sup>. Ph.D. Ruth Pastora S. Leão (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Domenico Sgrò (Co-Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Ph.D. Fernando Luiz Marcelo Antunes  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo  
Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)

A Deus.

Aos meus amados pais Luis e Rita.

Ao meu querido filho João Pedro.

Aos meus irmãos Luciana, Levi e Isaac.

Aos meus amigos.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, que me deu oportunidade de vir à luz. Com grande graça me abriu portas ao programa de pós graduação e rodeou-me de pessoas que me estenderam a mão.

A meu pai Luis, meu amigo de companhia, de conversa de assuntos comuns. Te amo meu amigo de sangue.

A minha mãe Rita que, com paciência me apoiou e me animou nesta caminhada. Te amo mãe. Seu testemunho me faz crescer.

A meus irmãos Luciana, Levi e Isaac que diante das tempestades, pulam na água pra me ajudar. Me inspiram na caminhada que o evangelho nos propõe.

Ao meu filho com quem me encanto com a vida e esqueço muitos problemas. Nas suas habilidades sinto a presença de Deus. Sorriremos muito juntos, filho.

À minha orientadora prof<sup>a</sup> Ruth Pastora. Quanto entusiasmo pelo ensino de engenharia. Motivação imensa e contagiante. Deus me abençoou ao me colocar sob seus cuidados de orientação. Obrigado pelo carinho e confiança a mim transmitidos. Viva Deus, viva você!

Aos professores: Demercil, Domênico, Janaína, Raimundo, Tobias.

Aos professores que ministraram disciplinas: Ailson Moura, Fabrício Nogueira, Fernando Antunes, José Carlos, Paulo Carvalho, Ruth Pastora.

Ao meu amigo Ariston. Homem do campo, me ensinou valores que homens cultos não conseguiram. Viva para sempre, meu amigo!

À minha amiga Livia pela amizade agradável e orações por mim. Sua estória e seu caráter me estimulam a entregar meu caminho ao Senhor e confiar.

Ao Wanderley meu grande amigo de trabalho e de caminhada em Cristo.

Ao meu amigo Lucas Melo que inspira os que estão ao seu redor.

Ao meu amigo Silas. Você reconhece o valor das pessoas.

Ao meu amigo Dênio por viver o reino de Jesus a despeito das ansiedades.

Aos companheiros de pós graduação Caio, Fernando, Lucélia, Neto, Romualdo, Eduardo, Felipe, Magno, Paulo, Alysson, Juliano, Samuel Jó e Samuel Soales, Itanor, Márcio e Vilma pelo prazer de conhecê-los. Aos amigos do GREI: Lucas, Mapse, Rodrigo Carvalho, Thiago, Matheus. Aos meus amigos de graduação Alcidney, Carlos Henrique, Eudes e Hermínio.

Às pessoas que me apoiaram na montagem: prof Sombra (Senai), Sr Neto, Sr “Madruga”, Sr Vilmar, Kathiane, Rafael, Jedean, Mauri, Cleano, José Cláudio, Valdinei.

Aos meus amigos Vítor e Elsine. Por investirem na minha vida pacientemente.

“<sup>33</sup>Ó profundidade da riqueza, da sabedoria e do conhecimento de Deus! Quão insondáveis são os seus juízos, e quão inescrutáveis os seus caminhos!

<sup>34</sup>Pois, quem conheceu a mente do Senhor? Quem se tornou seu conselheiro?

<sup>35</sup>Quem primeiro lhe deu alguma coisa, para que Ele lhe recompense?

<sup>36</sup>Portanto dele, por Ele e para Ele são todas as coisas. A Ele seja a glória perpetuamente! Amém.”

(Bíblia Sagrada, Romanos 11:33-36)

## RESUMO

A Geração Distribuída é uma crescente realidade. É definida como fonte de energia elétrica conectada à rede de distribuição ou ao próprio ponto de consumo. Algumas das principais motivações para seu crescimento são: economia com investimentos em construção de linhas de transmissão de energia; diversificação da matriz energética; efetivação de uma matriz energética potencialmente mais sustentável; mitigação das perdas nos sistemas de transmissão de energia; melhoria da estabilidade do serviço de energia elétrica; aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis. No conceito de geração distribuída as microrredes apresentam-se como um grupo de recursos energéticos distribuídos gerenciáveis, com limites definidos, capaz de atender cargas, operando conectada ou isolada da rede elétrica principal.

Este trabalho apresenta o projeto e implementação da estrutura de uma microrrede conectada em baixa tensão (220V/60 Hz) e instalada no laboratório de Redes Elétricas Inteligentes, no Departamento de Engenharia Elétrica, do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará (UFC). Incorporando fontes solar fotovoltaicas, armazenamento de energia por baterias e cargas monofásicas e trifásicas, a microrrede foi concebida para proporcionar um ambiente de pesquisa, desenvolvimento e ensino oferecendo flexibilidade operativa. A fonte energética de conversão solar-elétrica é composta, de três sistemas fotovoltaicos monofásicos de 2 kWp, usando conversores eletrônicos de diferentes fabricantes. O sistema 1 faz uso de 4 baterias de 200Ah cada, um inversor de bateria (formador de rede), um inversor fotovoltaico (supridor de rede) e um banco de cargas monofásico, sendo capaz de operar conectado e desconectado da rede elétrica do campus. O sistema 2 utiliza um inversor com duas filas de módulos fotovoltaicos possibilitando operações de inclusão e retirada de potência, além de permitir recombinação de módulos (série-paralelo). O sistema 3 permite selecionar a fase em que se deseja injetar a potência gerada, possibilitando a operação desequilibrada de injeção de potência. A microrrede foi implementada de forma a permitir comando local além de disponibilizar os canais necessários para o desenvolvimento da supervisão e controle remotos. Para isso fez-se uso de um controlador que embarca protocolo de comunicação industrialmente estabelecido no mercado. Testes foram realizados considerando diferentes cenários de operação, que comprovaram as funcionalidades da microrrede, o que favorece ambiência para desenvolvimento e teste de soluções em meio à tendência de crescimento emergente do mercado de microrredes no mundo.

**Palavras-chave:** Microrrede. Fotovoltaica. Armazenamento. Baterias. Automação.

## ABSTRACT

Distributed Generation is a growing reality. It is defined as a source of electrical energy connected to the distribution network and it might be together with the network or at the point of consumption. Some of the main motivations for their growth are: savings in investments in construction of energy transmission lines; energy matrix diversification; The establishment of a potentially more sustainable energy matrix; losses in energy transmission systems mitigation; stability of the electric power service optimal use; available energy resources . In the concept of distributed generation the microgrids present as a group of manageable distributed energy resources with clearly defined limits, capable of servicing loads and can operate connected or disconnected of utility grid.

This work presents the design and implementation of the structure of a microgrid connected in low voltage (220V / 60 Hz) and installed in the Intelligent Electrical Networks laboratory, in the Department of Electrical Engineering, of the Technology Center of the Federal University of Ceará (UFC). Incorporating solar photovoltaic sources, energy storage by batteries and single-phase and three-phase loads, the microgrid is designed to provide a research, development and teaching environment and as such offers operational flexibility. The energy source of solar-electric conversion is composed of three single-phase 2 kWp photovoltaic systems, using electronic converters from different manufacturers. System 1 uses 4 batteries 200Ah, a battery inverter (network creator), a photovoltaic inverter (network supplier) and a single-phase load bank, being able to operate connected disconnected from the university campus network. System 2 uses an inverter with two strings of photovoltaic modules, allowing the inclusion and withdrawal of power energy operations, as well as allowing the recombination of photovoltaic modules (parallel-series). System 3 allows to select the phase in which it is desired to inject the generated power, allowing power injection in unbalanced operation. The microgrid was implemented in a way that allows local control and provides the necessary channels for the development of remote supervision and control. For this it was used a controller that embarks communication protocol industrially and is established in the market. Tests were performed considering different operating scenarios, which testified the functionalities of the microgrid, which favors the environment for the development and testing of solutions in the midst of the emerging growth trend of the micro-grid market in the world

**Keywords:** Microgrid. Photovoltaic. Storage. Battery. Automation.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Geração com cargas térmicas acopladas . . . . .	21
Figura 2 – Perfil de tensão em um alimentador de distribuição . . . . .	21
Figura 3 – Esquemático da microrrede UFC - campus do Pici . . . . .	26
Figura 4 – Microrrede didática - NTUA . . . . .	31
Figura 5 – Estrutura da microrrede proposta por Muntean (2016) . . . . .	32
Figura 6 – Esquemático da multi-microrrede NTUA . . . . .	34
Figura 7 – Estrutura agregável via chave S . . . . .	35
Figura 8 – GD tipo FV modelada no RTDS via sensor - NTUA . . . . .	36
Figura 9 – Laboratório ISET - Esquemático . . . . .	37
Figura 10 – Visão geral do projeto AOMORI . . . . .	41
Figura 11 – Visão geral do projeto KYOTO . . . . .	43
Figura 12 – Visão geral do projeto em Ramea . . . . .	45
Figura 13 – Visão geral da aplicação <i>ongrid</i> . . . . .	45
Figura 14 – Aplicação de ilhamento planejado . . . . .	46
Figura 15 – Aplicação de ilhamento planejado . . . . .	47
Figura 16 – Capacidade mundial e adições anuais em energia solar FV . . . . .	51
Figura 17 – Sistema FV integrado à rede - USP . . . . .	53
Figura 18 – Usina FV - Tauá (CE) . . . . .	55
Figura 19 – Fluxo dos procedimentos e etapas de acesso . . . . .	56
Figura 20 – Microrrede com barramento CC . . . . .	60
Figura 21 – Microrrede com barramento CC . . . . .	61
Figura 22 – Microrrede com barramento CC . . . . .	61
Figura 23 – Microrrede isolada . . . . .	62
Figura 24 – Microrrede com barramento CA . . . . .	63
Figura 25 – Microrrede com barramento CC e CA . . . . .	64
Figura 26 – Inversor <i>Sunny Island</i> 3.0M-11 . . . . .	74
Figura 27 – Sistema <i>offgrid</i> convencional com controlador de carga . . . . .	75
Figura 28 – Sistema <i>offgrid</i> com fonte CA externa . . . . .	76
Figura 29 – Sistema <i>offgrid</i> com fontes CA externas . . . . .	76
Figura 30 – Sistema <i>ongrid</i> com aumento de autoconsumo . . . . .	77
Figura 31 – Diagrama de um sistema em BT com geração distribuída . . . . .	78

Figura 32 – Exemplo de operação de um sistema com aumento de autoconsumo . . . . .	79
Figura 33 – Sistema com <i>backup</i> de bateria . . . . .	80
Figura 34 – Configuração da aplicação 4 . . . . .	81
Figura 35 – <i>Menu</i> inicial do SI . . . . .	81
Figura 36 – <i>Menu New System</i> . . . . .	82
Figura 37 – Tela de partida . . . . .	84
Figura 38 – Botões de comando . . . . .	85
Figura 39 – Tela de acesso do administrador “ <i>user</i> ” . . . . .	86
Figura 40 – Tela de acesso aos parâmetros principais . . . . .	86
Figura 41 – <i>Menus</i> de acesso aos parâmetros principais . . . . .	87
Figura 42 – Níveis de administrador . . . . .	87
Figura 43 – Parâmetro de inserção do <i>Grid Guard Code</i> . . . . .	88
Figura 44 – Conexões do SI com a CTA . . . . .	89
Figura 45 – Entradas e saídas do SI . . . . .	89
Figura 46 – Detalhamento da CTA . . . . .	90
Figura 47 – Pontos de conexão elétrica do SI . . . . .	90
Figura 48 – Exemplo de limitação da potência ativa em função da frequência . . . . .	93
Figura 49 – Rede <i>offgrid</i> com apoio opcional grupo gerador/rede elétrica . . . . .	94
Figura 50 – <i>Menu New System</i> . . . . .	95
Figura 51 – Fixação da interface de comunicação . . . . .	96
Figura 52 – Módulo de gerenciamento . . . . .	96
Figura 53 – Módulo de gerenciamento . . . . .	97
Figura 54 – Sensor de temperatura do banco de baterias . . . . .	98
Figura 55 – Etapas do processo de carregamento em baterias VRLA e FLA . . . . .	101
Figura 56 – Etapas do processo de carregamento em baterias VRLA e FLA . . . . .	101
Figura 57 – Reserva de carga - Aplicação 3 ( <i>backup</i> de bateria) . . . . .	103
Figura 58 – Reserva de carga - Aplicação 2 (aumento de autoconsumo) . . . . .	104
Figura 59 – Reserva de carga - Aplicação 4 (aumento de autoconsumo e <i>backup</i> ) . . . . .	106
Figura 60 – Atividade do conversor em <i>level 1</i> . . . . .	109
Figura 61 – Atividade do conversor em <i>level 2</i> . . . . .	109
Figura 62 – Ponto de conexão da MR com a rede interna do campus UFC . . . . .	112
Figura 63 – Contatos auxiliares . . . . .	112

Figura 64 – Chave para acionamento remoto . . . . .	114
Figura 65 – Transformador de acoplamento . . . . .	116
Figura 66 – Malha de terra retangular com caixas de inspeção. . . . .	116
Figura 67 – Conexão cabo-haste em solda exotérmica . . . . .	117
Figura 68 – Medição da resistência da malha de terra . . . . .	117
Figura 69 – Analisador de energia Nexus 1500 . . . . .	118
Figura 70 – Carga trifásica resistiva ajustável . . . . .	119
Figura 71 – Carga monofásica resistiva ajustável . . . . .	119
Figura 72 – Curvas V x I - Variação de $I(W/m^2)$ e $T(^{\circ}C)$ respectivamente. . . . .	121
Figura 73 – Disposição dos módulos FV . . . . .	122
Figura 74 – Principais ângulos solares . . . . .	122
Figura 75 – Inversores da microrrede, da esquerda para direita: Rnesola, Fronius, SMA-Sunnyboy e SMA-SI . . . . .	123
Figura 76 – Tela do supervisor da rede campus e localização da microrrede . . . . .	125
Figura 77 – Tela do supervisor da rede campus e localização da microrrede . . . . .	128
Figura 78 – Banco de baterias com modelo 12MF220 . . . . .	129
Figura 79 – Caseta das baterias . . . . .	129
Figura 80 – Chave seccionadora fusível Bateria-Inversor SI . . . . .	131
Figura 81 – Inversor utilizado no Sistema FV-2 . . . . .	132
Figura 82 – Inversor utilizado no Sistema FV-3 . . . . .	134
Figura 83 – Segmento da microrrede abrigado no lab GREI . . . . .	135
Figura 84 – Esquemático do ensaio - pontos de medição . . . . .	137
Figura 85 – Tensão de fase a jusante e a montante da CTA - Cenário 1 . . . . .	138
Figura 86 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 1 . . . . .	138
Figura 87 – Tensão de fase a jusante e a montante da CTA - Cenário 2 . . . . .	139
Figura 88 – Transitório de formação da rede de <i>backup</i> - Cenário 2 . . . . .	139
Figura 89 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 3 . . . . .	140
Figura 90 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 4 . . . . .	140
Figura 91 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 5 . . . . .	141
Figura 92 – Sincronização da rede <i>backup</i> com a rede externa - Cenário 6 . . . . .	141
Figura 93 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 6 . . . . .	142
Figura 94 – Esquemático do ensaio - pontos de medição . . . . .	142

Figura 95 – Correntes elétricas - Inversor SR em atendimento à carga . . . . .	143
Figura 96 – Correntes elétricas - Desconexão do inversor SR . . . . .	143
Figura 97 – Esquemático do ensaio - pontos de medição . . . . .	144
Figura 98 – Tensão de entrada e corrente de saída - inversor SR (conexão FV série) . . .	145
Figura 99 – Tensão de entrada e corrente de saída - inversor SR (conexão FV paralelo) .	145
Figura 100–Esquemático do ensaio - pontos de medição . . . . .	146
Figura 101–Registro: 1 <i>string</i> com carga equivalente . . . . .	146
Figura 102–Registro: 1 <i>string</i> e carga em dobro . . . . .	147
Figura 103–Registro: 2 <i>strings</i> com carga equivalente . . . . .	147
Figura 104–Esquemático do ensaio - pontos de medição . . . . .	148
Figura 105–Correntes elétricas no lado Y do trafo da MR - carga equilibrada . . . . .	148
Figura 106–Esquemático do ensaio - pontos de medição . . . . .	149
Figura 107–Correntes elétricas no lado Y do trafo da MR - carga desequilibrada . . . . .	149
Figura 108–Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV ingressado na fase C . .	150
Figura 109–Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV desconectado . . . . .	150
Figura 110–Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV conectado à fase A . . .	151
Figura 111–Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV conectado à fase B . . .	151
Figura 112–Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV conectado à fase C . . .	152

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipo de conexão - Concessionária local . . . . .	71
Tabela 2 – Proteções mínimas em função da potência instalada . . . . .	72
Tabela 3 – Modos e submodos de operação do SI . . . . .	83
Tabela 4 – Descrição das conexões . . . . .	91
Tabela 5 – Características dos módulos FV utilizados. . . . .	120
Tabela 6 – Operação do inversor de acordo com a tensão CC de entrada . . . . .	121
Tabela 7 – Descrição do investimento básico . . . . .	135

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a-Si	<i>Amorphous silicon cell</i> , em inglês
ABB	<i>Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget Brown Boveri</i> , em sueco
ABENS	Associação Brasileira de Energia Solar
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CCRA	Circuito de comando para reestabelecimento automático
CdTe	<i>Cadmium telluride cell</i> , em inglês
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CERTS	<i>Consortium for electric reliability technology solutions</i> , em inglês
CIGS	<i>Copper indium gallium solar cell</i> , em inglês
CIS	<i>Copper indium solar cell</i> , em inglês
CMM	Chave de monitoramento e manobra
CPV	<i>Concentrated photovoltaic cell</i> , em inglês
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CTA	Chave de transferência automática
DSSC	<i>Dye-Sensitized solar cell</i> , em inglês
EES	<i>Electrical Energy Systems</i> , em inglês
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
FLA	<i>Flooded lead acid</i> , em inglês

GEE	Gases do efeito estufa
GIZ	<i>Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i> , em alemão
GREI	Grupo redes elétricas inteligentes
IEE	<i>Institute for Electrical Energy Technology</i> , em inglês
IHM	Interface homem-máquina
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ISET	<i>Institut für Solare Energieversorgungstechnik</i> , em alemão
JADE	<i>Java Agent Development Framework</i> , em inglês
LPT	Luz para todos
MME	Ministério das Minas e Energia
MPP	<i>Maximum power point</i> , em inglês
MPPT	<i>Maximum power point tracker</i> , em inglês
NA	Normalmente aberto
NBR	Norma Brasileira
NEDO	<i>New energy and industrial technology development organization</i> , em inglês
NF	Normalmente fechado
NiCd	<i>Nickel-cadmium</i> , em inglês
NTUA	<i>National Technical University of Athens</i> , em inglês
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPV	<i>Organic photovoltaic cell</i> , em inglês
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético para os Estados e Municípios

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica
RED	Recursos energéticos distribuídos
RTDS	<i>Real Time Digital Simulador</i> , em inglês
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i> , em inglês
SHM	<i>Sunny Home Manager</i> , em inglês
SI	Inversor de bateria bidirecional <i>Sunny Island</i> , em inglês
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMA	<i>System, Mess and Anlagentechnik</i> , em alemão
SOC	<i>State of charge</i> , em inglês
TL	<i>Transformless</i> , em inglês
UFC	Universidade Federal do Ceará
UPS	<i>Uninterruptible power supply</i> , em inglês
UPT	<i>Facultate de Electrotehnica si Electroenergetica</i> , em romeno
UTP	<i>Unshielded twisted-pair</i> , em inglês
VRLA	<i>Valve regulated lead acid</i> , em inglês

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>20</b>
<b>1.1</b>	<b>Motivação</b>	<b>21</b>
<b>1.2</b>	<b>Justificativa e Objetivos</b>	<b>25</b>
<b>1.3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>26</b>
<b>1.4</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b>	<b>27</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>28</b>
<b>2.1</b>	<b>Microrredes no mundo</b>	<b>30</b>
<b>2.2</b>	<b>Energia Solar Fotovoltaica</b>	<b>48</b>
<b>2.2.1</b>	<i>Panorama - Mundo</i>	<b>49</b>
<b>2.2.2</b>	<i>Panorama - Brasil</i>	<b>52</b>
<b>3</b>	<b>MICRORREDES</b>	<b>57</b>
<b>3.1</b>	<b>Configurações típicas</b>	<b>59</b>
<b>3.1.1</b>	<i>Microrredes com barramento CC</i>	<b>60</b>
<b>3.1.2</b>	<i>Microrredes com barramento CA</i>	<b>62</b>
<b>3.1.3</b>	<i>Microrredes com barramento CC e CA</i>	<b>63</b>
<b>3.2</b>	<b>Principais desafios</b>	<b>64</b>
<b>3.3</b>	<b>Questões operacionais</b>	<b>65</b>
<b>3.4</b>	<b>Interação com a rede de distribuição</b>	<b>66</b>
<b>3.4.1</b>	<i>Serviços Ancilares</i>	<b>66</b>
<b>3.4.1.1</b>	<i>Potência reativa e controle de tensão</i>	<b>67</b>
<b>3.4.1.2</b>	<i>Energia de reserva</i>	<b>68</b>
<b>3.4.1.3</b>	<i>Regulação e seguimento de carga</i>	<b>69</b>
<b>3.5</b>	<b>Microrredes no Brasil</b>	<b>69</b>
<b>4</b>	<b>INVERSOR FORMADOR DE REDE</b>	<b>74</b>
<b>4.1</b>	<b>Descrição e aplicações</b>	<b>75</b>
<b>4.2</b>	<b>Menu básico</b>	<b>80</b>
<b>4.2.1</b>	<i>Tela inicial</i>	<b>81</b>
<b>4.2.2</b>	<i>Navegação</i>	<b>84</b>
<b>4.2.2.1</b>	<i>O administrador tipo “user”</i>	<b>85</b>
<b>4.2.2.2</b>	<i>O administrador tipo “installer”</i>	<b>86</b>

4.2.2.3	<i>O administrador tipo “expert”</i>	86
<b>4.3</b>	<b>Conexões elétricas</b>	88
<b>4.4</b>	<b>Principais recursos</b>	90
4.4.1	<i>Relés multifunção</i>	90
4.4.2	<i>Conexão em cluster (rede trifásica)</i>	92
4.4.3	<i>Controle de potência ativa dependente da frequência</i>	92
4.4.4	<i>Suporte de tensão por injeção de energia reativa (Q)</i>	94
<b>4.5</b>	<b>Interface de comunicação</b>	95
<b>4.6</b>	<b>Gerenciamento do banco de baterias</b>	96
4.6.1	<i>Controle do carregamento</i>	98
4.6.1.1	<i>Estágio a corrente constante</i>	98
4.6.1.2	<i>Estágio de absorção</i>	98
4.6.1.3	<i>Estágio de preservação</i>	100
4.6.2	<i>Reserva de carga</i>	102
4.6.2.1	<i>Modo Ongrid</i>	102
4.6.2.2	<i>Modo Offgrid</i>	107
<b>5</b>	<b>A MICRORREDE CAMPUS DO PICI/UFC</b>	111
5.1	<i>Visão geral</i>	111
5.2	<i>Equipamentos</i>	115
5.2.1	<i>Transformador e malha de terra</i>	115
5.2.2	<i>Analizador de energia</i>	117
5.2.3	<i>Cargas elétricas</i>	118
5.2.4	<i>Módulos fotovoltaicos</i>	120
5.2.5	<i>Inversores</i>	123
5.2.6	<i>Sistemas fotovoltaicos da microrrede</i>	125
5.2.6.1	<i>Sistema FV-1</i>	125
5.2.6.2	<i>Sistema FV-2</i>	131
5.2.6.3	<i>Sistema FV-3</i>	133
<b>6</b>	<b>RESULTADOS EXPERIMENTAIS</b>	136
6.1	<i>Sistema FV-1</i>	136
6.2	<i>Sistema FV-2</i>	140
6.2.1	<i>Geração FV alimentando a carga da fase B</i>	141

6.2.2	<i>Comutação série-paralelo dos módulos FV</i>	143
6.2.3	<i>Operação com uma ou mais strings</i>	144
6.3	<b>Sistema FV-3</b>	146
6.3.1	<i>Compensação de desequilíbrio</i>	147
6.3.2	<i>Comutabilidade de fase</i>	150
7	<b>CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES E TRABALHOS FUTUROS</b>	153
7.1	<b>Conclusões e Contribuições</b>	153
7.2	<b>Trabalho Futuro</b>	154
7.3	<b>Trabalhos Publicados</b>	155
	<b>REFERÊNCIAS</b>	156
	<b>APÊNDICES</b>	159
	<b>APÊNDICE A</b> – Planta de Situação	159
	<b>APÊNDICE B</b> – Layout da malha de aterramento	161
	<b>APÊNDICE C</b> – Layout dos Sistemas	163
	<b>APÊNDICE D</b> – Detalhe da Instalação FV	165
	<b>APÊNDICE E</b> – Visão Geral da Microrrede	167
	<b>APÊNDICE F</b> – C.T.A do Sistema FV-1	169
	<b>APÊNDICE G</b> – CMM-1	171
	<b>APÊNDICE H</b> – CMM-2	173
	<b>APÊNDICE I</b> – CMM-3: Força	175
	<b>APÊNDICE J</b> – CMM-3: Comando	177
	<b>APÊNDICE K</b> – CMM-3: Comando	179
	<b>APÊNDICE L</b> – CMM-4	181
	<b>APÊNDICE M</b> – CMM-5 e 6:Força	183
	<b>APÊNDICE N</b> – CMM-5 e 6:Comando	185
	<b>APÊNDICE O</b> – CMM-7	187
	<b>APÊNDICE P</b> – CMM-8	189
	<b>APÊNDICE Q</b> – CMM-9	191
	<b>APÊNDICE R</b> – CMM-10	193

## 1 INTRODUÇÃO

Em um cenário global observa-se aumento de demanda nas redes de distribuição, declínio no uso dos combustíveis fósseis motivado tanto pela sua escassez como pelo apelo à preservação do meio ambiente, especialmente através da mitigação na emissão de gases do efeito estufa (GEE). Os sistemas elétricos convencionais atravessam um momento de necessárias adaptações (CHOWDHURY SUNETRA E CROSSLEY, 2009).

Aquecimento global e poluição ao meio ambiente tornam-se a mola-mestre que impulsiona a busca por soluções energéticas limpas. Intuitivamente observa-se crescente investimento em pesquisas relacionadas a processos de conversão e aproveitamento de energia principalmente a partir de fontes primárias não poluentes, onde eólica e solar são exemplos com crescente exploração. Segundo WOLFGANG (2002) a energia solar recebida pela terra a cada ano é pelo menos 10 vezes maior que os recursos fósseis totais, incluindo as reservas não ainda descobertas, inexploradas e não recuperáveis. Devido à própria característica de variação da disponibilidade do recurso solar (influenciados por efeitos climáticos e geográficos), há uma tendência natural de que as unidades de geração sejam modulares, de pequeno porte e inicialmente localizadas próximas às cargas. Assim muitas agências que regulam o mercado de energia elétrica no mundo passam a permitir que os consumidores possam gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou por uso de cogeração fornecendo inclusive a energia excedente produzida para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da microgeração e da minigeração distribuídas de energia elétrica, mudanças que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

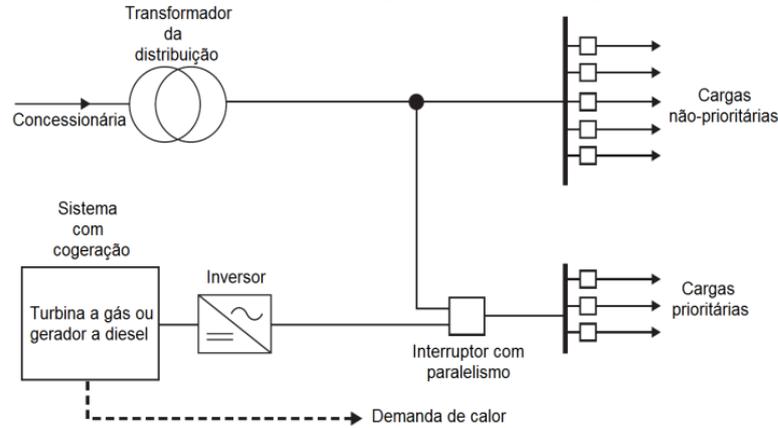
É mostrado na Figura 1 um sistema de cogeração. Neste sistema o calor é aproveitado para atender demandas locais aumentando significativamente a eficiência geral do sistema.

As redes de distribuição de energia até então de fluxo de potência unidirecional tornam-se redes ativas com bidirecionalidade de fluxo. São inúmeras as vantagens de sistemas com geração própria, entre as quais pode-se citar:

- Redução na emissão de GEE em plantas com combustível renovável;
- Aumento da eficiência em plantas com cogeração;
- Diversificação da matriz energética;
- Postergação de investimentos em expansão nos sistemas de transmissão e distribuição de energia;

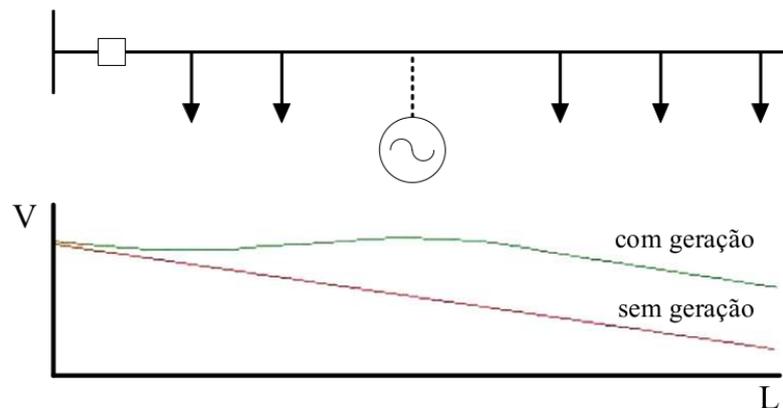
- Melhoria do nível de tensão no ramal de distribuição em virtude da conexão da geração próxima à carga, conforme visto na Figura 2.

Figura 1 – Geração com cargas térmicas acopladas



Fonte: Adaptado de (MENDONÇA, 2011)

Figura 2 – Perfil de tensão em um alimentador de distribuição



Fonte: (OLIVEIRA, 2014)

Frente a esta realidade surge a responsabilidade de adaptação da estrutura de uma rede elétrica já consolidada e para isso a engenharia deve lançar mão de novas tecnologias e de recursos operativos mais avançados, robustos e responsivos sem perder de vista os requisitos mínimos de confiabilidade, segurança e qualidade da energia.

## 1.1 Motivação

O sistema de distribuição é constituído de vários componentes e numerosos pontos de suprimento que interagem com a rede resultando em variações temporárias na característica da

energia fornecida. Normalmente as companhias de energia elétrica disponibilizam a seus clientes uma rede com tensão alternada com determinadas magnitude e frequência. Os equipamentos eletroeletrônicos são projetados nessa perspectiva de alimentação, limitados a uma estreita faixa de variação permissível sob pena de danificação plena ou perda razoável de performance e/ou ainda diminuição da vida útil. A maior parte das cargas eletrônicas é vulnerável a distúrbios decorrentes de má qualidade da energia sendo este aspecto de suma importância na confiabilidade do sistema. As variações representadas por distúrbios (tanto de curta como de longa duração) e a observação de parâmetros elétricos fora das faixas regulamentadas por norma são fatores diretamente ligados à má confiabilidade e má qualidade da energia respectivamente. Os problemas de qualidade da energia surgem exatamente quando as faixas de operação ditas adequadas são extrapoladas. Os tipos básicos de distúrbios mais frequentemente estudados em redes elétricas são: transitórios, subtensão e sobretensão, interrupção, distorção harmônica e cintilação luminosa. Segundo dados do Laboratório Nacional Lawrence Berkeley, 80% a 90% de todas as falhas na rede elétrica têm origem no segmento de distribuição de energia elétrica (BERKELEY, 2013). Isto porque grande parte da rede de distribuição está exposta a uma maior probabilidade de intempéries além do fato de ser muito ramificada, cobrindo grandes extensões (MELO, 2015). É relativamente novo o crescente ganho de importância deste tema. Distúrbios como afundamentos de tensão com dois ou menos ciclos de duração até pouco tempo ignorados são atualmente classificados como faltas passando então a ser observados sob a ótica dos novos conceitos de qualidade da energia. Alguns aspectos importantes em qualidade de energia relacionados a perdas financeiras por conta de interrupções no fornecimento de energia são:

- Ausência de tensão e duração do distúrbio;
- Natureza do processo de interrupção;
- Frequência de ocorrência;
- Instante da ocorrência (horário de ponta ou fora-de-ponta);
- Previsibilidade da ocorrência.

De uma forma geral, apesar da dificuldade na quantificação dos impactos financeiros decorrentes da má qualidade da energia, estima-se que nos Estados Unidos os custos decorrentes de faltas estejam dentro da cifra que vai de U\$ 25 bilhões a U\$ 150 bilhões por ano (CHOWDHURY SUNETRA E CROSSLEY, 2009). Com isso os clientes das companhias de energia estão cada vez mais críticos quanto a este aspecto, principalmente em preocupação com cargas sensíveis a distúrbios súbitos. Isso é refletido no fato crescente de clientes buscarem

instalar em suas plantas equipamentos de monitoramento e captura de dados (multimedidores de grandezas e analisadores de energia) de forma a buscar diagnosticar problemas relacionados ao tema. Nesse contexto, a geração distribuída surge como uma plataforma que pode dar suporte ao atendimento dos requisitos de qualidade de energia. Além disso, para as plantas que possuem grupo gerador (geração própria emergencial ou horosazonal) a integração com fontes limpas de geração distribuída tem papel fundamental representado pela redução do uso de combustível fóssil, mitigando seu uso. Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como:

- O aumento da complexidade de operação da rede;
- A dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico;
- A eventual incidência de tributos;
- A necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger as redes.

Além disso, o uso de simples recursos energéticos distribuídos (RED's) com conversores *ongrid* (também conhecidos na literatura como conversores do tipo *grid tie*<sup>1</sup>) pode desencadear o viés contrário, apresentando problemas como: aumento da tensão local, não atuação da proteção de ilhamento (ilhamento não intencional). Outrossim, problemas como falta de atratividade de investimento, falta de disponibilidade de operação em *backup*<sup>2</sup> e falta de cenário para desenvolvimento de novo modelo de negócio para o mercado de energia, fazem com que as microrredes se apresentem como breve solução (MARIAM *et al.*, 2013). Isso porque são entidades semi-autônomas, ou seja, são conectadas à rede de distribuição da concessionária mas têm capacidade de operar com *backup* de bateria, além de ser capaz de atender um grupo de cargas. Do ponto de vista da rede de distribuição, as microrredes são vistas como entidades controladas operando como fonte ou carga simples. Elas apresentam ainda as vantagens de:

- Reduzir as perdas no alimentador da rede de distribuição;
- Reforçar a confiabilidade do suprimento de energia e a segurança cibernética (IEC, 2014);
- Favorecer melhor controle e gerenciamento de várias unidades de geração distribuída;
- Promover alívio no carregamento dos condutores da rede de distribuição;
- Responder a uma necessidade imediata de aumento da geração mantendo a qualidade de atendimento;

<sup>1</sup> São conversores controlados em corrente que operam apenas quando conectados à rede elétrica. Possuem um sistema de sincronismo para garantir que a corrente injetada esteja em fase com a tensão da rede.

<sup>2</sup> Operação ativa quando é verificada ausência de tensão na rede da concessionária.

- Aumentar a estabilidade do sistema (os mecanismos de armazenamento são ideais para evitar a ocorrência de distúrbios de tensão, além de favorecer a entrada de energia em qualidade satisfatória)(MENDONÇA, 2011);
- Fornecer suporte de tensão (MARIAM *et al.*, 2013);
- Propôr uso eficiente de energia.

Do ponto de vista dos clientes as microrredes proporcionam energia elétrica localmente de forma ininterrupta (sendo talvez esta sua característica mais atraente), podendo atender serviços auxiliares e cargas essenciais, promovendo satisfação no atendimento com melhoria na qualidade da energia. Diferem, portanto, da simples utilização de RED's, nos quais existem apenas conversores *grid tie*, implicando impossibilidade de geração de energia nas ocasiões em que a rede de distribuição local está em falta. Tais vantagens são obtidas gradualmente de acordo com o nível de integração da geração distribuída e seus sistemas interligantes. Em virtude destas considerações, pode-se afirmar que microrredes possivelmente conduzirão a uma significativa redução no domínio clássico do mercado de energia no Brasil, exercido, até então, pelas concessionárias de energia contribuindo para reduções na tarifa no mercado de energia, oferecendo uma alternativa paralela ao modelo de negócio até então constituído de monopólio regulado, quebrando o paradigma de centralizado para distribuído, no qual diferentes entidades, não somente a concessionária, poderão suprir consumidores através de contratos próprios. Assim, as microrredes abrem o sistema de distribuição a um nível de competição tal, atraindo empresários, especialmente no aspecto inovador de negócio.

Nos últimos anos, o interesse em microrredes cresceu consideravelmente no mundo. Os tipos, aplicações e tamanhos são variados, encontrando-se com maior frequência em universidades e hospitais, a despeito do interesse em outros segmentos do mercado tais como industrial, militar, espacial, comunitário etc. Um número crescente de concessionárias identifica o tema como complementar ao seu modelo de negócio. Desafios, contudo, são inerentes a qualquer mudança, e aliados à busca de desenvolvimento técnico, o futuro das microrredes no Brasil depende de política e de regulação que sinalizem e assegurem espaço a investidores minimizando as barreiras de monopólio. Assim a implantação de microrredes no Brasil traz consigo alguns desafios e desvantagens a serem superadas, entre as quais podem ser citados(as):

- Alto custo de investimento (algo que pode ser superado por meio de incentivos fiscais por parte dos órgãos de financiamento do governo e à medida que cresça o número de microrredes);

- Dificuldades técnicas (trata-se de questões relacionadas à falta de experiência em controle de um grande número de microfones, fato que requer investimento e estrutura dedicada à pesquisa, a fim de lidar com questões como padronização de protocolos, dimensionamento, estudo de alocação das fontes, proteção adaptativa, chaveamento sem interrupção de alimentação das cargas quando da comutação entre os modos *ongrid* e *offgrid*);
- Falta de padronização (ainda há escassez de normas que abordem questões como: operação e proteção, padrões e protocolos para interligação de microfones e sua participação no mercado de energia convencional);
- Monopólio do mercado (falta de definição quanto a quem irá regular o preço da tarifa de energia em situação de contingência da rede de distribuição - operação isolada (*offgrid*) da microrrede. É necessário o desenvolvimento de infraestrutura adequada de mercado de forma a tornar sustentável o desenvolvimento das microrredes).

## 1.2 Justificativa e Objetivos

A distribuição de energia elétrica é o segmento dos sistemas de potência onde devem operar as microrredes, reforçando a confiabilidade e segurança em sentido reverso, de jusante para montante.

As microrredes fazem parte da próxima geração de redes elétricas, denominadas redes inteligentes que fazem uso de moderna tecnologia de informação e comunicação. São redes locais com fronteiras elétricas bem definidas, tendo como componentes principais: fontes, cargas e armazenadores de energia.

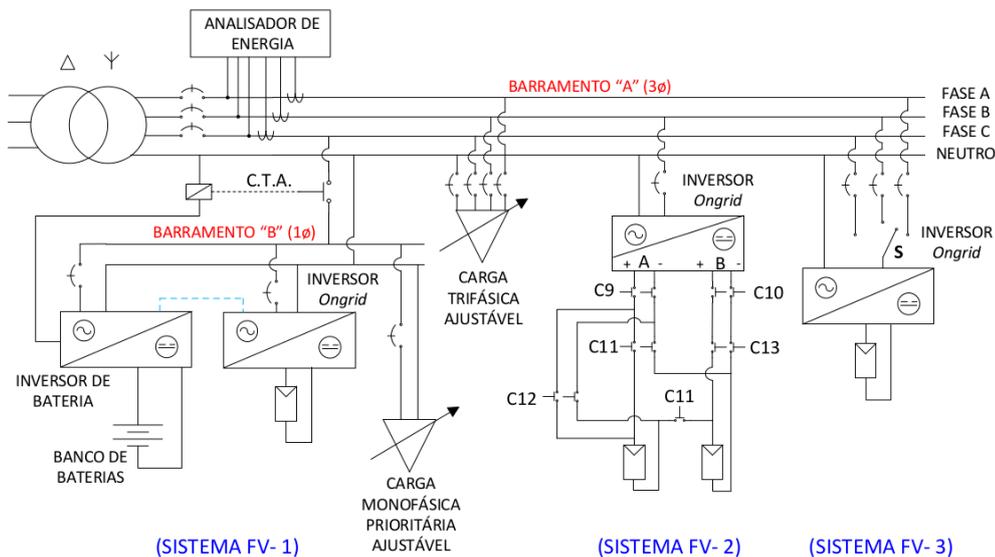
No entanto, a despeito dos benefícios e da tendência no crescimento da utilização de microrredes, há muitos aspectos (tanto técnico como mercadológico) que precisam ser estudados em virtude do tom inovador deste tema. Este trabalho tem como objetivo geral apresentar o projeto e implementação de uma microrrede destinada a oferecer um ambiente de pesquisa e aprofundamento na área. Os objetivos específicos são:

- Definir a característica topológica da microrrede;
- Projetar e construir a microrrede;
- Definir um conjunto de casos teste para avaliar a microrrede e apresentar seus resultados.

### 1.3 Metodologia

A Microrrede foi idealizada e implementada incluindo conversores FV de energia (6kWp de potência de geração FV total) e cargas localizadas em pontos estrategicamente definidos. Dimensionado com vistas a futura expansão (ingresso de conversor eólico elétrico) foi utilizado um transformador trifásico a seco de 35 kVA, 380/220V, 60 Hz, em configuração  $\Delta$ -Y aterrada. Através deste transformador a microrrede foi interligada à rede elétrica de distribuição do campus do Pici (UFC). Um analisador de energia modelo Nexus 1500 da marca *Electro Industries Gaugetech* foi instalado para monitorar a qualidade da energia no barramento geral da microrrede. A configuração foi concebida de forma a oferecer flexibilidade de operação que permita razoável liberdade para trabalhos de investigação e ensaio pelo GREI da UFC neste segmento crescente da engenharia. Trata-se de três sistemas FV que fazem uso de inversores monofásicos *grid tie*, apresentando, cada um, diferentes peculiaridades. Na Figura 3 é apresentada a estrutura básica da microrrede.

Figura 3 – Esquemático da microrrede UFC - campus do Pici



Fonte: Própria do autor.

O sistema FV-1 apresenta capacidade de atendimento à carga essencial, seja em cenário de integração à rede de distribuição (*ongrid*) ou desconectado dela (*offgrid*), em analogia a uma geração emergencial clássica implementada para atender cargas prioritárias em caso de falta de energia (ex. *datacenters*, câmaras frigoríficas etc).

O sistema FV-2, por sua vez, apresenta flexibilidade de permitir ao operador conectar os módulos FV em série ou em paralelo. Quando em paralelo ainda apresenta possibilidade de

ser feito uso de duas fileiras (*strings*) de módulos, ou apenas uma, ou ainda desconectar ambas.

O sistema FV-3 flexibiliza a escolha da fase em que se deseja injetar a potência convertida, de forma a permitir a mitigação de desbalanceamentos, bem como testar soluções mediante operação em desequilíbrio.

A microrrede em desenvolvimento dispõe ainda de condições para estudo nas áreas de supervisão e controle (monitoramento e manobra), automação, gerenciamento e proteção de microrredes em meio à tendência de crescimento deste segmento do mercado no mundo. Foi ainda definida e implementada a estrutura física que permitirá estabelecimento de comunicação ativa remota. Com o crescimento da tecnologia esses temas ganham espaço gradativamente, na forma de investimentos em sistemas de condicionamento de potência que garantam proteção de cargas sensíveis a problemas de baixa qualidade da energia.

#### **1.4 Estrutura do Trabalho**

Este trabalho está organizado em sete capítulos.

No Capítulo 1 o trabalho é contextualizado com a apresentação de motivação, justificativa, objetivos, metodologia e revisão bibliográfica para apresentação e desenvolvimento das microrredes de forma geral, realçando sua importância no advento das redes de distribuição ativas.

No Capítulo 2 é abordado o histórico da energia solar no mundo e no Brasil, abordando a perspectiva também das microrredes nesse mesmo cenário.

No Capítulo 3 é apresentada uma visão geral sobre microrredes abordando ainda a regulamentação sobre microgeração e minigeração no Brasil englobando os principais desafios, questões técnicas e operacionais.

No Capítulo 4 é feita uma abordagem centrada no inversor FR (SMA *Sunny Island* 3.0M-11), as peculiaridades de suas conexões elétricas e de sua IHM (interface homem-máquina) além dos modos de aplicações do SI.

No Capítulo 5 os componentes utilizados na microrrede alvo deste trabalho são apresentados, bem como a topologia das estruturas utilizadas.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados experimentais demonstrando as funcionalidades de cada um dos sistemas FV de acordo com a implementação proposta.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões do presente trabalho, suas contribuições, as propostas de melhoria futura, além dos trabalhos publicados em eventos.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo das microrredes é fértil campo de estudo da comunidade acadêmica em virtude de vários aspectos dentre os quais sua crescente participação na integração das redes de distribuição e sua modalidade inovadora, sendo, portanto, alvo de pesquisas e publicações. Segundo HATZIARGYRIOU (2008) é crescente a preocupação na busca por fontes primárias que sejam de boa qualidade abordando, este autor, fatores como:

- Disponibilidade dessas fontes na natureza;
- Envelhecimento das atuais estruturas de distribuição e transmissão de energia;
- Necessidade de interconexão dessas novas fontes com o sistema elétrico já existente;
- Abertura do mercado de energia e sua responsabilidade de cumprimento de requisitos mínimos de qualidade.

Informações da Agência Internacional de Energia apontam para investimentos na área de energia em cerca de US\$ 16 trilhões incluindo adaptações das redes elétricas atuais com novas tecnologias. Fatores como segurança, economia, meio-ambiente, qualidade da energia, sustentabilidade e eficiência energética destacam-se como preponderantes. Com gerenciamento em tempo real, tendências apontam para sistemas que permitam ao cliente tomar decisões otimizadas fazendo uso de tecnologias economicamente competitivas e que desempenharão um papel fundamental, permitindo a implementação de novos conceitos de redes de distribuição. ASANO *et al.* (2007) apresenta as microrredes como uma das mais promissoras ferramentas de ação, compreendendo redes BT com várias possibilidades de RED's (microturbinas eólicas, células a combustível, módulos FV etc), sistemas de armazenamento (baterias, volantes de inércia, supercapacitores etc) além de possibilidade de controle de cargas.

A comunidade acadêmica aborda o tema "microrredes" em basicamente 5 frentes de estudo. Elas são citadas a seguir com seus sub-temas essenciais:

1. Aspectos computacionais
  - a) Estratégias de controle;
  - b) Uso de plataformas de simulação e desenvolvimento de algoritmos utilizando multia-gentes;
  - c) Uso de plataformas para desenvolvimentos de aplicativos de supervisão e manobra.
  - d) Simulações sob consideração de alta penetração;
  - e) Desenvolvimento de *softwares* específicos para microrredes.
2. Estrutura física

- a) Filosofia de proteção e controle;
- b) Nível de flexibilidade das manobras;
- c) Tipos de fontes utilizadas;
- d) Tipos de cargas;
- e) Tipos de tecnologias de armazenamento;
- f) Uso de emuladores em associação com fontes reais;
- g) Características dos barramentos (CC ou CA );
- h) Modos de operação (*ongrid*, *offgrid* ou ambos);
- i) Disponibilidade de marcas de equipamentos da cadeia de microrredes no mercado.

### 3. Planejamento

- a) Estratégias para operação em *blackstart*<sup>1</sup>;
- b) Análise de fenômenos associados ao ilhamento e resincronização;
- c) Quantificação de impactos decorrentes da alta penetração;
- d) Ilhamento planejado;
- e) Quantificações das vantagens econômicas das microrredes
  - i. Redução de emissão de GEE;
  - ii. Redução na compra de energia junto às concessionárias;
  - iii. Comparação com UPS's ;
- f) Boas práticas de projeto, operação e integração de microrredes;
- g) Abordagem de questões técnicas e regulatórias de microrredes.

### 4. Projeto eletrônico de conversores

- a) Padronização de interfaces;
- b) Sistemas multiqualidade no aspecto variabilidade de normas.

### 5. Estrutura de comunicação

- a) Protocolos utilizados (XML-RPC, Modbus/TCP-IP, IEC 61850 etc);
- b) Uso de controladores;
- c) Padronização de protocolos;
- d) Missão das tecnologias de comunicação no controle, proteção e operação das microrredes.

---

<sup>1</sup> Trata-se da operação de autoreestabelecimento. Em geral, todas as centrais necessitam de uma fonte de alimentação elétrica para o sistema de arranque. Esta fonte de energia alimentará os sistemas de partida do gerador principal. Em condições normais de funcionamento, esta fonte viria do sistema de transmissão ou de distribuição. Porém em condições de falta geral as estações de geração recebem este fornecimento de energia a partir de uma pequena usina geradora auxiliar local (geralmente a diesel).

Este trabalho concentra-se essencialmente na 2ª frente de estudo, uma vez que aborda o projeto, montagem e comissionamento da estrutura real de uma microrrede destinada a pesquisa, garantindo flexibilidade de manobras locais e disponibilidade física para a implementação de manobra e supervisão remotas. Outros critérios podem ainda ser levados em consideração como a presença de cargas de atendimento prioritário e a possibilidade de expansão da microrrede agregando outra fonte de natureza eólico elétrica (prevista da ordem de 10kW extra). Nestes aspectos existem diversos trabalhos que empregam variados(as) topologias, tipos de manobras, tipos de fonte, tipos de cargas, tipos de armazenadores de energia, modos de operação.

Como características marcantes deste trabalho pode-se citar: o uso de uma topologia com razoável flexibilidade empregando contadores para a efetivação das manobras; aplicação de fontes primárias do tipo fotovoltaica; uso de cargas resistivas monofásicas e trifásicas (além de dispor de cargas eletrônicas); utilização de baterias como forma de armazenamento; implementação de um barramento CA ao qual são conectadas tanto fontes quanto cargas; desenvolvimento com vistas a operação em modos *ongrid* e *offgrid* como geração emergencial para cargas prioritárias; uso de conversores oriundos de fabricantes variados.

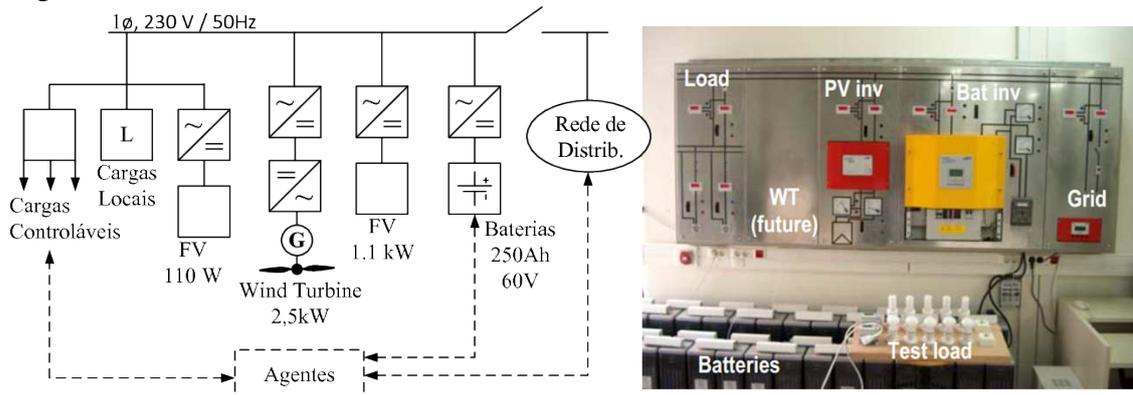
Conforme mencionado, esta 2ª frente de estudo é abordada por muitos trabalhos e alguns deles serão listados a seguir.

## 2.1 Microrredes no mundo

Barnes (2005) utiliza três experimentos em locais distintos para abordar os diferentes equipamentos, estratégias de controle e tecnologias de armazenamento de energia. O primeiro deles ocorre na National Technical University of Athens (NTUA). No desenvolvimento é apresentada uma microrrede compreendida de: carga controlável, 2 geradores FV, uma turbina eólica, um sistema de armazenamento de energia via banco de baterias. Ambos conectados à rede da concessionária via conversores de potência conforme a Figura 4. Um inversor de baterias (inversor FR) permite a operação da microrrede no modo *ongrid* ou *offgrid* por meio de uma CTA (chave de transferência automática). Tal inversor regula o valor eficaz e a frequência da tensão no barramento CA e assume o controle de potência ativa e reativa quando o sistema opera em cenário *offgrid*. Assim este inversor configura-se como componente central da microrrede. Quando operando em cenário *ongrid* o conversor opera sincronizado com a rede da concessionária local.

O segundo experimento diz respeito a um laboratório microrrede construído no ISET (*Institut fur Solare Energieversorgungstechnik*). Denominado Demotec, o laboratório fora

Figura 4 – Microrrede didática - NTUA



Fonte: Adaptado de (BARNES *et al.*, 2005).

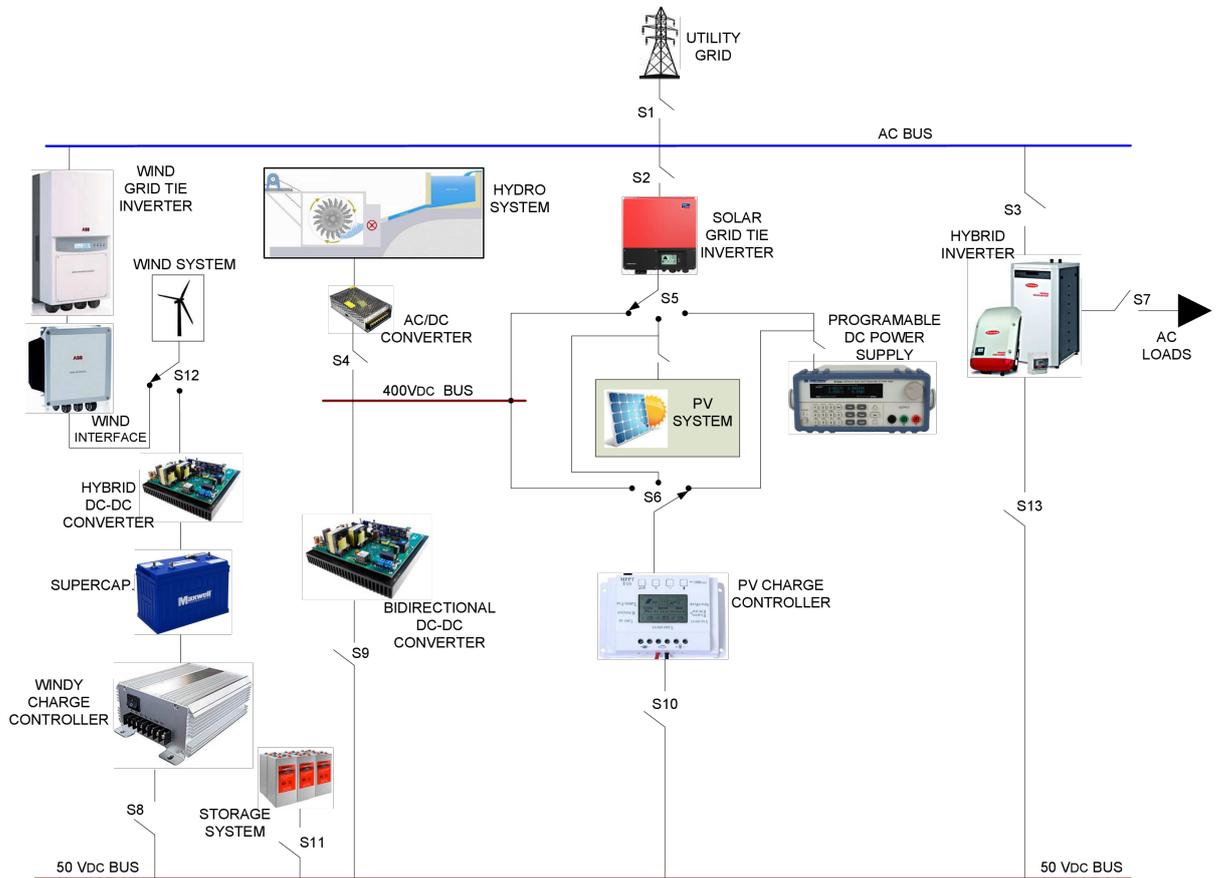
construído com o apoio do IEE (*Institute for Electrical Energy Technology*) da universidade de Kassel além de companhias e outras instituições de pesquisa. Devido à integração com empresas fabricantes de equipamentos, o Demotec desenvolve as funções básicas requeridas pelas empresas e já os faz de forma contribuir com a padronização de interfaces de diferentes marcas. Além de possibilitar ensaios, também grupo de pesquisa monitora o desempenho de microrredes isoladas localizadas em alguns lugares da Grécia e Espanha. Internamente o laboratório tem flexibilidade de simular e estudar os efeitos de até 3 microrredes simultaneamente acopladas através de um barramento de média tensão somando um total de 200kW. A diversidade da rede (várias fontes e vários tipos de carga) visou o desenvolvimento de ensaios de transição do modo *ongrid* para *offgrid* e vice-versa.

O terceiro experimento trata-se de uma microrrede na *University of Manchester* (Inglaterra) com um sistema protótipo de armazenamento de energia do tipo volante de inércia. A microrrede possui 20kVA de potência nominal e fora desenvolvida para estudo das interfaces eletrônicas (conversores) utilizadas na geração e armazenamento.

Muntean (2016) aborda a realidade de uma microrrede implementada na UPT (*Faculdade de Electrotehnica si Electroenergetica* - Romênia) que utiliza fontes de energia convencional e renovável, sistema de gerenciamento, cargas e elementos de armazenamento. Sob o ponto de vista de uma tecnologia em expansão e com as mais variadas topologias destaca-se nesse trabalho a flexibilidade da microrrede pelo uso de chaves que permitirão possibilidades de reconfiguração. Diante da operação interativa desses elementos e da flexibilidade de conexão, propõe-se analisar problemas passíveis de serem observados nas diversas topologias facilitando ensaios de diferentes configurações e estratégias de controle. A estrutura é nomeada Laboratório Microrrede Configurável e é composta de 3 emuladores de geração (fontes Solar, eólica e hídrica), sistema

de armazenamento (baterias e supercapacitores), conversores reais e cargas. Sua característica de flexibilidade permite a escolha de 1, 2 ou 3 fontes, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 – Estrutura da microrrede proposta por Muntean (2016)



Fonte: Adaptado de (BARNES *et al.*, 2005).

O monitoramento e o controle da microrrede é feito por um equipamento digital programável. Na topologia proposta existem 3 barramentos: CA (230V), CC (50V) e CC (400V). A conexão CA só é utilizada quando a microrrede está conectada à rede da concessionária local. O sistema FV é constituído um inversor da marca SMA modelo Sunnyboy 3000TL e 3 tipos de fontes primárias:

- 12 módulos FV ajustáveis a ligações em série ou em paralelo de forma a simular várias formas de operação;
- Uma fonte eletrônica programável para simular os painéis;
- O próprio barramento de 400Vcc.

Para flexibilizar a escolha da fonte primária que é ingressada na entrada CC do inversor FV há as chaves específicas S5 e S6. Para operação em modo *offgrid*, a chave S2 é

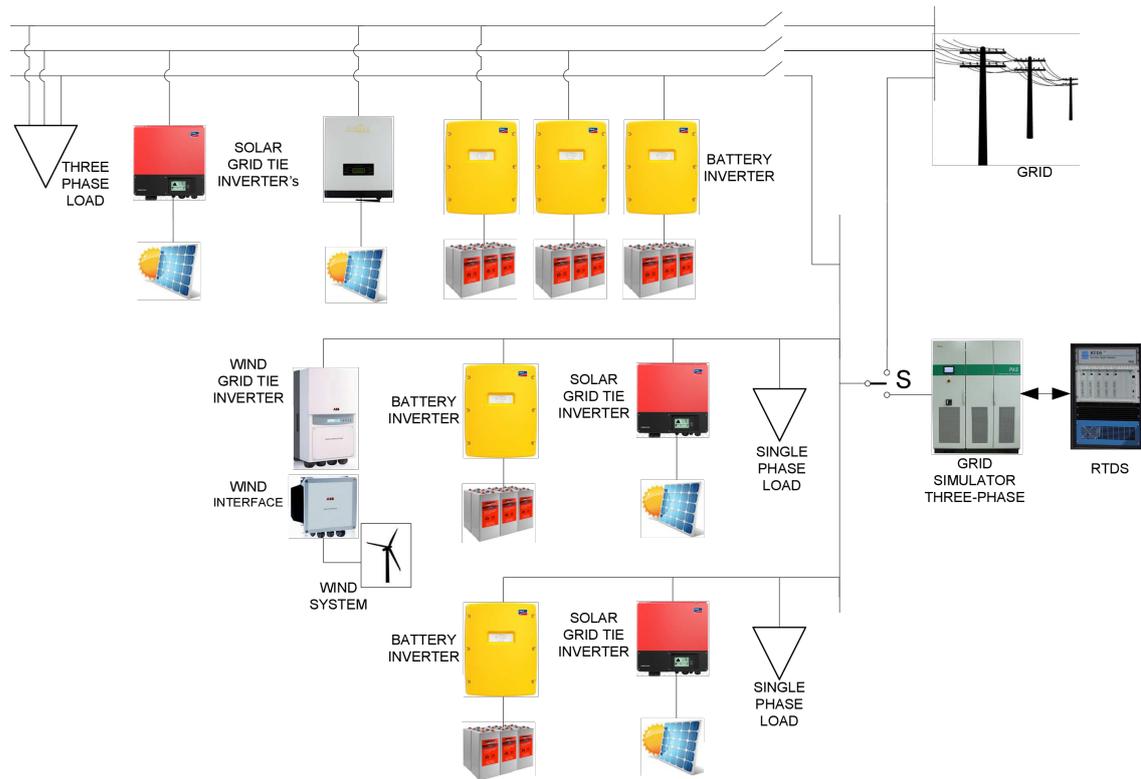
aberta e assim a interconexão entre a fonte primária (módulos FV) e o banco de baterias é feita por um controlador de carga. Este controlador pode fornecer carga ao banco de baterias também a partir do barramento de 400Vcc ou a partir da fonte emuladora (a depender da escolha feita na chave S6).

A fonte eólica por sua vez é emulada por um protótipo da marca ABB , onde um motor de indução executa a função de turbina (emulador) que aciona um gerador síncrono de ímãs permanentes. A modelagem do regime de funcionamento da turbina eólica implementada para aplicação no motor de indução é feita via interface dSPACE. O sistema emulador eólico pode trabalhar *ongrid* quando a chave 12 está conectada a um conversor do tipo *grid tie*. Por outro lado, a chave 12 pode permitir o envio de energia para um supercapacitor ou para um banco de bateria com controlador de carga. Em outra vertente, um inversor híbrido da marca Xantrex é utilizado para atuar nos modos *ongrid* e *offgrid* (escolha do modo através da chave S3). No modo *ongrid* o inversor pode ser utilizado para carregar o banco de baterias, alimentar o banco de cargas ou enviar energia para a rede da concessionária. No modo *offgrid* o inversor pode alimentar o banco de cargas a partir do banco de baterias. A fonte hídrica consiste de 3 blocos. Cada bloco é constituído de uma máquina primária acoplada a um tipo diferente de gerador (ambos blocos emulam conjuntos do tipo turbina hidráulica-gerador). O trabalho utiliza 3 tipos de geradores (indução, síncrono e de relutância). Na aplicação, a saída dos geradores é ligada a conversores CA-CC e a saída dos conversores é conectada a um barramento CC de 400V. Há ainda um conversor bidirecional entre os barramentos de 400Vcc e 50Vcc flexibilizando a transferência de potência entre eles.

Outro trabalho da NTUA aborda um sistema multi-microrrede (MESSINIS *et al.*, 2014). Trata-se de um sistema constituído da junção de dois outros sistemas. Um deles é designado EES (*Electrical Energy Systems*) e comporta duas microrredes (uma trifásica e outra monofásica). Já o outro é designado *Electrical Machines Laboratory* (com uma microrrede monofásica). Ambos sistemas são combinados formando o sistema propósito do trabalho citado, conforme a Figura 6.

A microrrede trifásica do EES possui 3 inversores formadores de rede de 2kW (cada um conectado a seu banco de baterias), 2 inversores FV (SR's) de 2kWp cada (ambos de marcas diferentes) e um banco de cargas. Os conversores são ajustados de forma a permitir operação tanto no modo *ongrid* como no modo *offgrid*. Por sua vez, a microrrede monofásica do EES consiste de um gerador FV de 1,1kWp, uma turbina eólica de 1,7kW, um sistema flexível de

Figura 6 – Esquemático da multi-microrrede NTUA



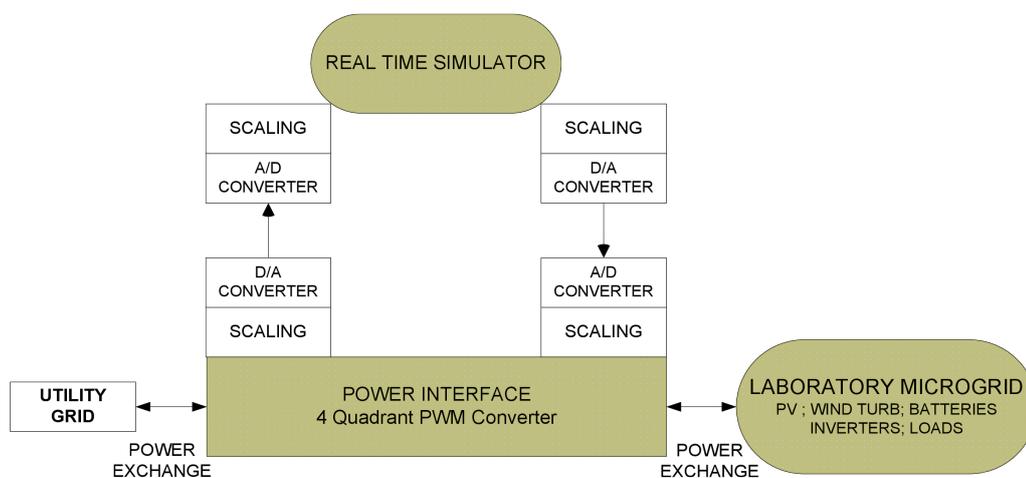
Fonte: Adaptado de (MESSINIS *et al.*, 2014).

armazenamento via baterias (inversor FR) de 2,3kW, cargas controláveis e um ponto controlável de conexão à rede BT. O gerador FV, a turbina eólica e o banco de baterias, ambos são conectados à rede AC por meio de conversores DC-AC. Os conversores do gerador FV e da turbina são supridores de rede enquanto o conversor das baterias é de suporte (FR). Entre a turbina eólica e seu conversor há uma interface eólica (conversor AC-DC) que condiciona a potência gerada pela turbina para a alimentação do conversor DC-AC. Os conversores são ajustados de forma a permitir operação tanto no modo *ongrid* como no modo *offgrid*. Quanto à microrrede do *Electrical Machines Laboratory*, ela consiste de um inversor FR de 2,3kW, um sistema FV tipo SR de 1,1kWp e um banco de cargas.

O autor também apresenta um laboratório agregável através da chave S utilizado com infraestrutura para testes de algoritmos de controle de equipamentos da área de RED. O autor realça a eficiência do ambiente no estudo de interações entre equipamentos de potência e vários tipos de redes que podem ser simuladas. Na estrutura abordada é utilizado um RTDS (*Real Time Digital Simulador*). Trata-se de um equipamento comercial equipado com várias entradas analógicas e digitais utilizadas para conexão com equipamentos externos. Um software dedicado que disponibiliza vários componentes (geradores, transformadores, equipamentos de

proteção, cargas etc), oferece ambiente para simulação de redes elétricas. Numa demonstração de simulação, o autor agrega ao RTDS (por meio das suas entradas e saídas) uma interface de potência externa, a saber um conversor trifásico AC/DC/AC. O conversor é programado via Matlab/simulink. A plataforma do conversor permite ao usuário projetar um modelo de controle e fazer seu *upload*(carregamento) para a unidade de controle do conversor (um *software* designado como Target PC) via computador pessoal. A Figura 7 mostra a topologia agregável através da chave S.

Figura 7 – Estrutura agregável via chave S



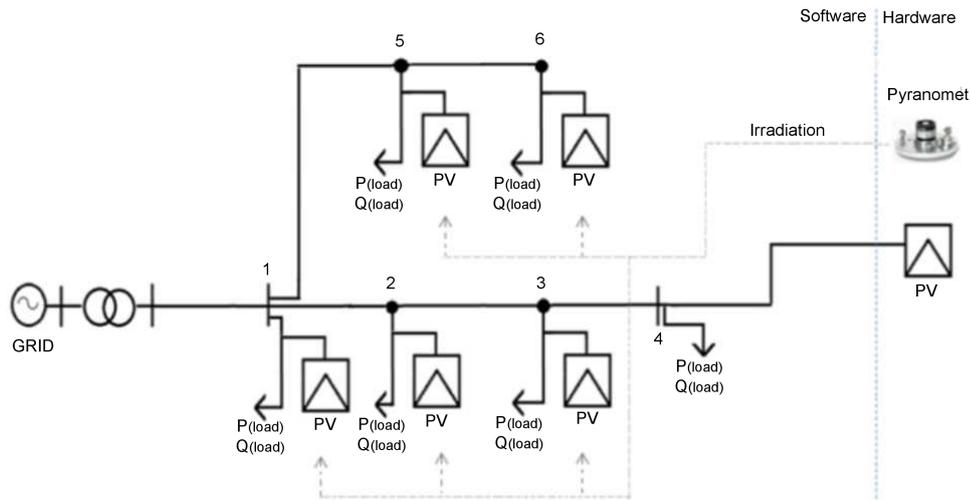
Fonte: Adaptado de (MESSINIS *et al.*, 2014).

Nessa estrutura são feitos ensaios de performance e comportamento de equipamentos tal como inversores FV. Num dos testes exemplificados, um painel FV (conjunto de módulos FV) é simulado na entrada de um inversor utilizando a plataforma RTDS. Um único painel solar e sensores de irradiância fornecem sinal de entrada para o RTDS a fim de representar condições reais de uma instalação de muitos módulos FV e uma saída do RTDS é utilizada como entrada para o inversor e assim é feita a simulação de um conjunto de sistemas de geração distribuída, como mostrado na Figura 8.

O laboratório é equipado ainda com controladores de carga inteligentes que incorporam entradas e saídas analógicas e digitais e também conectividade TCP/IP sendo capaz de monitorar e medir tensão, corrente e potência nas cargas que alimenta. Incorporando ainda a plataforma JADE que habilita o desenvolvimento de sistemas multiagentes, flexibiliza outras possibilidades de aplicação e simulação como: provisão de serviços ancilares, operação *black-start*, operação em modo *offgrid* e operação em rejeição de carga (*load-shedding*).

O autor afirma ainda que o maior desafio das microrredes reside no seu controle e

Figura 8 – GD tipo FV modelada no RTDS via sensor - NTUA



Fonte: Adaptado de (MESSINIS *et al.*, 2014).

operação, que deve apresentar segurança e eficiência. Para isso precisam operar num ambiente que comporta novas habilidades e tecnologias, requerendo considerável capacidade de controle operacional. Nesse contexto, ele destaca o andamento contínuo dos esforços desprendidos em pesquisa na Europa, nos EUA, no Japão e no Canadá. EUROPA:

O autor fala sobre o projeto de uma microrrede laboratório (ISET *laboratory*) desenvolvida para operação em BT. Trata-se de um consórcio constituído por 14 empresas, dentre as quais empresas de serviços públicos como EdF (França), PPC (Grécia), EdP (Portugal), fabricantes renomados como EmForce, SMA, Germanos, Urenco e Instituições de pesquisa como Labein, INESC Porto, *University of Manchester* (Inglaterra), ISET Kassel (Alemanha), *Ecole de Mines* (França) e NTUA (Grécia). O consórcio conduzido pela NTUA possui como objetivos principais:

- Estudo da operação de microrredes para aumento da penetração e redução da emissão de GEE;
- Estudo de operação em modos *ongrid* e *offgrid*;
- Estratégias de controle para gerenciamento;
- Estudo da proteção e sua segura atuação;
- Estudo de infraestrutura e dos protocolos de comunicação;
- Determinação das vantagens econômicas na operação das microrredes através de métodos de quantificação;
- Simulação e demonstração da operação de microrredes em laboratórios.

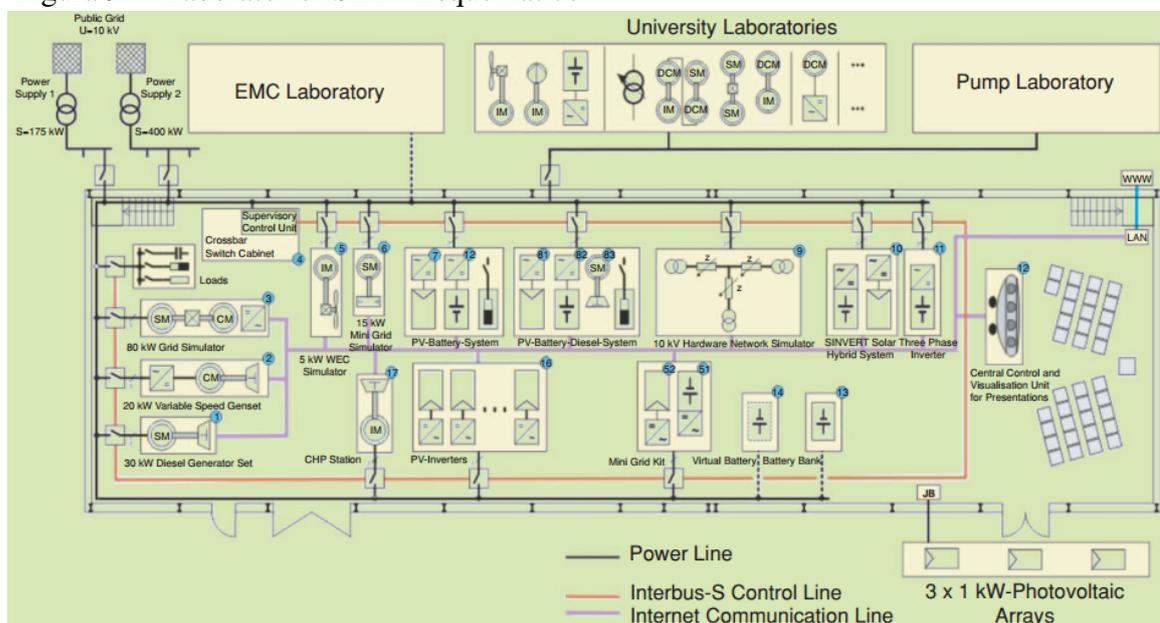
O trabalho resultou em soluções técnicas e apresentou como destaque o desenvolvimento de:

- Filosofias de operação nos modos *ongrid* e *offgrid*;

- Modelos e ferramentas para simulação de faltas em regime permanente e para simulações de faltas assimétricas em BT;
- Algoritmos de controle utilizando agentes;
- Estratégias para operação *black-start*;
- Requisitos de inteligência;
- Esquemas de proteção e aterramento;
- Métodos de quantificação do nível de segurança;
- Estrutura laboratorial com variados recursos e funcionalidades.

A estrutura do laboratório ISET é mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Laboratório ISET - Esquemático



Fonte: Adaptado de (ASANO *et al.*, 2007).

Um segundo consórcio também encabeçado pela NTUA e abordado pelo autor inclui os fabricantes ABB, SMA, ZIV, I-Power, Anco, Germanos, EmForce, além das concessionárias da Dinamarca, Alemanha, Portugal, Holanda, Polônia e várias grupos de pesquisa da Grécia, Reino Unido, França, Espanha, Portugal e Alemanha. Os novos e principais objetivos incluíram desenvolver:

- Novos controladores;
- Estratégias de controle alternativas utilizando tecnologia da informação;
- Projetos de redes alternativas com métodos de proteção modernos;
- Integração comercial de múltiplas microrredes considerando gerenciamento paralelo;
- Padronização de protocolos e hardwares de forma a favorecer a instalação (facilitação

*plug-and-play*);

- Estudo do impacto na operação do sistema elétrico quantificando as vantagens de modo regional, nacional e continental no aspecto de melhoria da segurança, redução das perdas na rede e vantagens ambientais, considerando o fator envelhecimento da rede do sistema elétrico de potência;
- Testes de campo das alternativas de controle com validação experimental das várias arquiteturas de microrrede considerando os modos conectado e ilhado e durante a transição desses estados.

As plantas piloto utilizadas na Europa neste segundo consórcio envolveram os 3 seguintes projetos:

1. MICRORREDE GRÉCIA (localizada na ilha Kythnos - mar Egeu): Composta de 3 sistemas FV para eletrificação de 12 casas. A microrrede utiliza inversores de bateria que operam com recurso de rejeição de carga (*load shedding*) quando o estado de carga das baterias é baixo.
2. MICRORREDE HOLANDA: Utilizada para alimentação de uma vila de campo constituída de 200 chalés totalizando 315kW. Os chalés são interconectados utilizando uma rede de média tensão de 400m.
3. MICRORREDE ALEMANHA (localizada no povoado Mannheim-Wallstadt destinada a atender cerca de 1200 habitantes): com 30kW de sistema solar instalado, o objetivo principal do empreendimento é envolver os usuários da rede elétrica com o processo de gerenciamento. Usuários da rede realocaram o uso de suas cargas para o horário de melhor irradiância solar e a longo prazo mudaram também o uso de cargas dos dias nublados para os dias ensolarados.

ESTADOS UNIDOS:

No país esta área de pesquisa é apoiada pelo US D.O.E. (*US Department of Energy*) que está sob a responsabilidade da Agência de Distribuição de Energia e Segurança Energética (OE) e pela Comissão de Energia da Califórnia (CEC) através do Programa de Interesse Público em Pesquisa Energética. A motivação principal é a crescente demanda por melhor qualidade de energia e confiabilidade. Nesse aspecto as microrredes têm sido vistas como ferramentas para se obter resultados nesta área da engenharia. Os mais notáveis esforços de pesquisa na área de microrredes têm ocorrido no ambiente dos CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*) que foram criados devido à expectativa no crescente aumento da geração distribuída. O autor

destaca as principais características visadas pelos CERTS para as microrredes americanas:

- Controle da geração por monitoramento de frequência e tensão;
- Único PCC sem exportação de energia sendo visto pela concessionária de energia como uma barra de carga;
- Projeto com foco em qualidade de energia (na presença de má qualidade de energia (p. ex. afundamentos de tensão) a chave de conexão da microrrede (no PCC) abre-se permanecendo a microrrede ilhada e ativa até que a qualidade da energia tenha sido reestabelecida).

O autor apresenta como primeiro “CERTS microrrede” um laboratório na universidade de Wisconsin que fora utilizado para a validação das propostas antes da implantação em campo. A primeira efetivação em campo foi realizada em Ohio (no Centro de Tecnologia Dolan) que é operado pela “Energia Elétrica Americana”(uma das maiores companhias do país). O projeto comporta 3 grupos geradores de 60kW equipados com geradores síncronos e conversores para controle de velocidade de forma a proporcionar operação otimizada. O autor apresenta um segundo “CERTS microrrede” focado na importância da pesquisa e desenvolvimento de ferramentas de simulação necessárias para a implantação de microrredes. Nesse contexto destaca o desenvolvimento do *software*  $\mu$ Grid desenvolvido no Instituto de Tecnologia da Geórgia e o *software* DER-CAM (*Distributed Energy Resources Customer Adoption Model*) atualmente utilizado num laboratório da Universidade de Berkeley e em várias outros laboratórios em todo mundo. A modelagem utilizando o *software*  $\mu$ Grid permite que várias questões possam ser analisadas, tais como:

- Previsão e avaliação de desbalanceamentos;
- Estimação de falhas de tensão;
- Análise de potencial de terra;
- Análise de controle geração-carga (controle por frequência);
- Análise de controle dinâmico de tensão (controle de reativo);

O autor ainda destaca que, diante do fato de poder haver numerosas possibilidades de solução para os problemas de análise dinâmica, o *software* disponibiliza para o usuário, espaço para que este introduza seu próprio esquema durante a construção dos algoritmos que deseja utilizar nos seus conversores. Ele foi desenvolvido com objetivo de minimizar o custo de operação da geração de energia inclusive em sistemas com cogeração e sistemas operantes a ciclo combinado. Dentro de uma gama de tecnologias disponibilizadas, o *software* permite a

identificação do melhor processo a ser implementado em campo, do ponto de vista dos custos envolvidos, incluindo fontes elétricas, fontes térmicas etc.

O autor destaca ainda nos EUA a empresa GE (*General Electric*) como apoiante à pesquisa na área de gerenciamento de energia em microrredes por meio de desenvolvimento de sistemas de controle e supervisão direcionados para otimização na operação dos custos no uso da energia além de gerenciar a integração de fontes de recursos renováveis. Outros 3 investimentos em pesquisa nas áreas de padronização, métodos e tecnologias úteis para implantação de microrredes são citados pelo autor:

1. DUIT (*Distributed Utility Integration Test*): destinado a analisar a questão das implicações decorrentes da operação de pontos de geração distribuída em casos de alto nível de penetração;
2. NREL (*National Renewable Energy Laboratory*): responsável pelo desenvolvimento de um documento que aborda questões técnicas e questões regulatórias de microrredes instaladas em áreas rurais. O documento traz consigo os desafios da implantação de microrredes em trechos finais de alimentadores (caso das áreas rurais) em virtude da característica baixa qualidade da energia nesses locais.

#### JAPÃO:

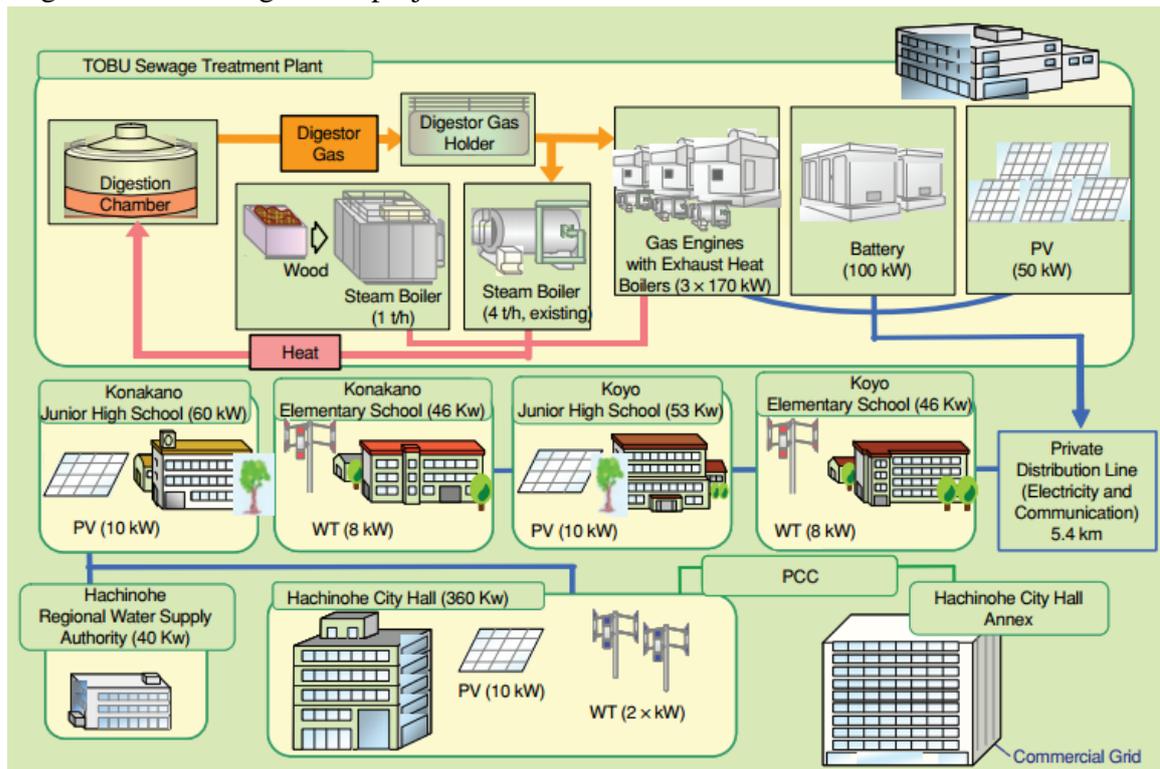
Destaca-se como país líder em pesquisas na área de microrredes. O Governo tem planos ambiciosos para aumento da contribuição das fontes renováveis. No entanto, devido ao grande nível de flutuação de potência dos recursos (solar e eólico), o objetivo maior das pesquisas reside em sua utilização como ferramenta de melhoria da qualidade da energia e reside também na condição de as microrredes poderem ser vistas pela rede elétrica da concessionária como uma carga constante. Isso é feito utilizando as fontes renováveis aliadas a fontes despacháveis como grupo geradores ou fontes renováveis com sistemas de armazenamento. Nesse contexto, as pesquisas se inclinam para a área de controle e de armazenamento de energia. Pesquisas foram iniciadas por agências do ministério da economia, comércio e indústria denominadas NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*). O autor cita 3 demonstrações, a saber os projetos implantados nas prefeituras de Aomori, Aichi e Kyoto.

#### 1. PROJETO AOMORI

Uma microrrede implantada para atender 7 edifícios da cidade de Hachinole foi avaliada sob os aspectos: qualidade da energia, custos efetivos e redução da emissão de GEE. Incorpora fontes do tipo eólica, solar (ambas somatizando 100kW), caldeira de biomassa

(gerador de vapor), 3 grupos geradores que somam 510kW, um banco de baterias chumbo ácido de 100kW. Um esboço da estrutura é mostrada na Figura 10. A conexão entre a microrrede e a carga é feita por um alimentador de 6kV de 5,4km. Constatou-se 57,3% de redução na compra de energia junto à concessionária local além de uma redução de 47,8% nas emissões de carbono.

Figura 10 – Visão geral do projeto AOMORI



Fonte: Adaptado de (ASANO *et al.*, 2007).

## 2. PROJETO AICHI

Trata-se de uma microrrede que atualmente atende um edifício de escritórios da cidade Tokoname, além de uma estação de tratamento de esgoto. A conexão entre microrrede e carga é feita por uma linha de distribuição privada. A microrrede comporta 330kWp de sistemas FV, um banco de baterias de 500kW do tipo sódio enxofre (NaS) e combina ainda os seguintes tipos de célula a combustível:

- Carbonato fundido (2 fontes: 270kW e 300kW);
- Ácido Fosfórico (4 fontes de 200kW);
- Óxido Sólido (1 fonte de 50kW).

## 3. PROJETO KYOTO

Operando desde 2005 dentro de Kyotango (cidade a norte de Kyoto) o projeto disponibili-

zou a seguinte capacidade de geração:

- 50kW em energia solar fotovoltaica;
- 50kW em energia eólica;
- 400kW em grupos geradores a biogás;
- 250kW em célula a combustível tipo Carbonato Fundido;
- 100kW em um banco de baterias.

O centro de controle comunica-se com a microrrede por meio de uma rede de telecomunicações já existente no trajeto (utilizando o protocolo nativo da rede).

Além dos 3 projetos citados as agências NEDO patrocinam um projeto na cidade de Sendai cujos principais objetivos foram:

- Ser capaz de fornecer simultaneamente múltiplos requisitos de qualidade de energia, conforme a variabilidade das normas;
- Comparar a variabilidade econômica deste tipo de empreendimento em relação às convencionais fontes de energia ininterruptas (UPS's).

Os principais recursos distribuídos essencialmente utilizados foram:

- 250kW de célula combustível;
- 700kW de grupos geradores (gás natural);
- 50kW de armazenamento (banco de baterias).

A Figura 11 apresenta o esquema básico do referido projeto.

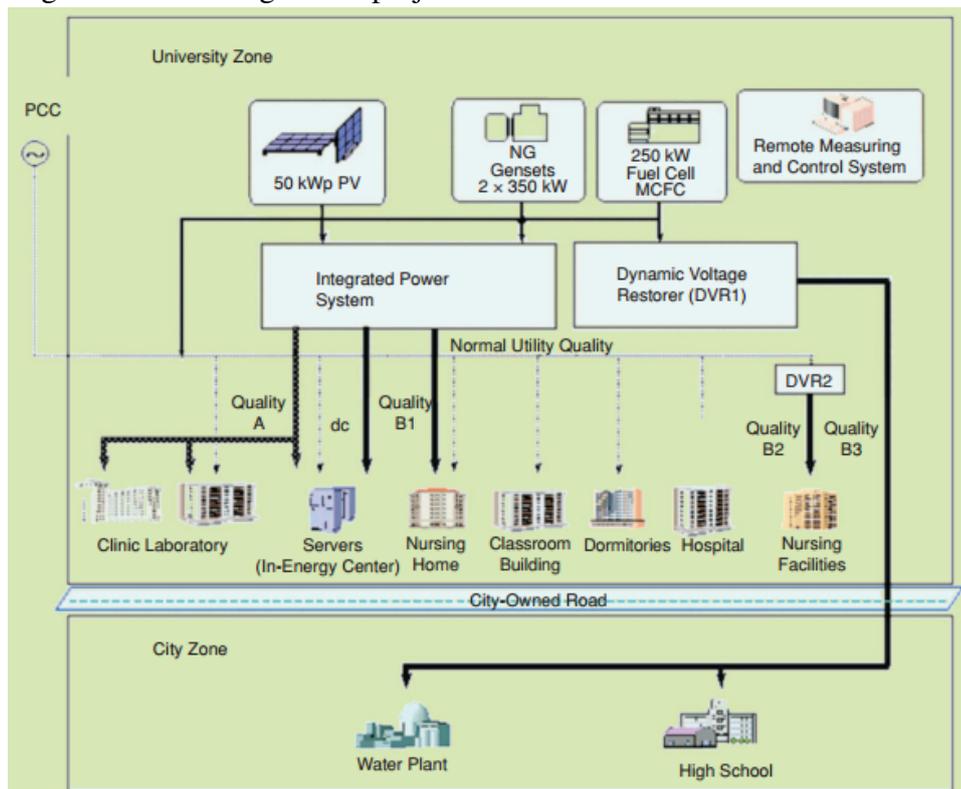
O sistema alimenta 4 conjuntos de cargas de diferentes requisitos de qualidade, sendo um conjunto de cargas atendida em CC e 3 em CA. Os diversos patamares de qualidade de energia são classificados no trabalho, da seguinte maneira:

- Tipo A: O fornecimento de energia nunca é interrompido;
- Tipo B: Há interrupção (de pelo menos 15 ms) quando da falta de energia na rede da concessionária. É classificado em 3 subtipos:
  - B1: O *backup* é feito por sistema de armazenamento;
  - B2: O *backup* é feito por grupo gerador;
  - B3: Não há *backup*.

O autor apresenta projetos também na iniciativa privada. A construtora Shimizu Corporation em cooperação com a Universidade de Tokyo desenvolveram um sistema de controle de microrredes utilizando um protótipo de microrredes localizado em Tokyo. O protótipo inclui:

- 2 grupos geradores (90kW e 350kW) a gás natural (num total de 440kW);

Figura 11 – Visão geral do projeto KYOTO



Fonte: Adaptado de (ASANO *et al.*, 2007).

- 4 supercapacitores de 100kW / 400kJ;
- Um banco de baterias de 200kW (2h).

O objetivo do projeto é desenvolver um sistema de controle e operação e multiplicar a prática em várias universidades e instalações que demandem alto nível de qualidade de energia (hospitais, *data centers*).

A empresa Tokyo Gas também projeta construir microrredes dentro de sua área de servidão. O projeto idealiza grupos geradores a gás e fontes baseadas em recursos renováveis.

Trabalhando em cooperação com a universidade de Tokyo é desenvolvido um sistema de controle para microrredes que utilizará grupos geradores no lugar de baterias. O projeto também visa fornecer 3 níveis de qualidade de energia. O autor traz à tona o desafio da avaliação econômica de microrredes. A Universidade de Tokyo propõe um método para desenvolvimento do projeto ideal de microrredes utilizando recursos renováveis. Foi feita a modelagem de um sistema híbrido para um condomínio de edifícios. O projeto consiste de sistemas FV em conjunto com grupos geradores operando em ciclo combinado. A estratégia alia redução de custos de operação, reduzindo as perdas de calor através do ajuste dos grupos geradores e da compra de energia em horários fora de ponta.

CANADÁ:

A experiência do Canadá relatada pelo autor é focada em operação em média tensão. São atividades iniciadas pelas universidades como parte de um programa de produção descentralizada de energia que é gerenciado pelo Centro de Tecnologia Energética - CANMET, em parceria com fabricantes e/ou concessionárias de energia. Os objetivos principais são:

- Desenvolvimento de ferramentas analíticas para estudo de microrredes em vários modos de operação incluindo cenários de desequilíbrio de carga;
- Desenvolvimento de estratégias e algoritmos de balanceamento em microrredes de múltiplas fontes;
- Análise de fenômenos associados ao ilhamento e resincronização;
- Análise do nível máximo viável de penetração das microrredes no sistema de distribuição e análise dos seus impactos identificando alternativas de solução;
- Estudo da missão das tecnologias de comunicação no controle, proteção e operação das microrredes;
- Desenvolvimento de um protótipo de linha em média tensão para testes e avaliação de performance;
- Estudo de estratégias de controle e proteção para autônomas para áreas remotas;
- Estudo de aplicações *ongrid*;
- Estudo de planejamento de ilhamento.

O autor então discorre sobre estas 3 últimas áreas de pesquisa.

**APLICAÇÕES EM REDES AUTÔNOMAS:** Na abordagem do autor, a principal aplicação de microrredes autônomas é feita na eletrificação de áreas não servidas pelas redes de distribuição. A maioria dessas redes autônomas são servidas por grupos geradores Diesel. Focada na redução de custos com combustível, a pesquisa envolve estudar a performance dessas microrredes com o uso de recursos de natureza diferente (ex. solar, eólica, grupos geradores) definindo requisitos tecnológicos que promovam aceitação das microrredes nesses locais. Nesse contexto o autor apresenta o projeto Ramea cujo esquemático é apresentado na Figura 12.

Trata-se de um sistema eólico-diesel para:

- Análise dos impactos no controle de tensão e de frequência decorrentes da presença da fonte eólica intermitente;
- Estudo da missão dos sistemas de comunicação e SCADA em um sistema Eólico-Diesel nos aspectos gerenciamento e instabilidade;



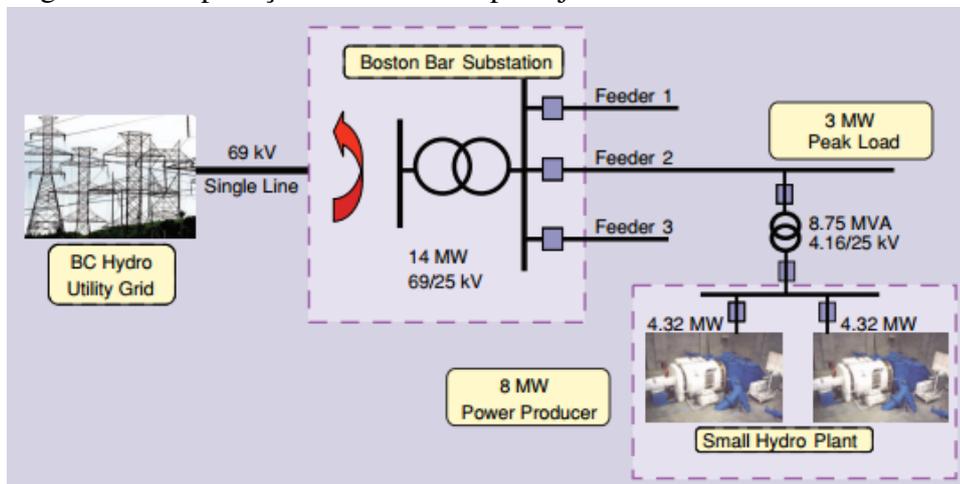
avaliação de:

- Algoritmos (em diferentes tecnologias) de controle de tensão e de frequência;
- Comportamento nas transições dos modos *ongrid* para *offgrid*;
- Impactos decorrentes do alto nível de penetração da geração distribuída.

APLICAÇÕES COM ILHAMENTO PLANEJADO: O autor cita as microrredes dentro do conceito de ilhamento planejado quando da necessidade de continuidade de fornecimento do serviço em faltas planejadas (ex. paradas para manutenção). São citadas duas aplicações, a primeira das quais refere-se à utilização de geração hidroelétrica em dado trecho de um alimentador do sistema de distribuição, conforme Figura 14.

Neste caso se observa em foco os seguintes aspectos operacionais: gerenciamento de carga, capacidade de seguimento da carga, existência de 2 modos de controle e proteção do gerador (*ongrid* e *offgrid*), capacidade de reconexão da microrrede ao alimentador sem interrupção, capacidade de *black-start* por meio de grupo gerador diesel. A segunda aplicação refere-se à utilização de geração térmica como suporte de *backup* para os alimentadores de uma subestação de subtransmissão com demanda de 15MW, conforme a Figura 15.

Figura 14 – Aplicação de ilhamento planejado

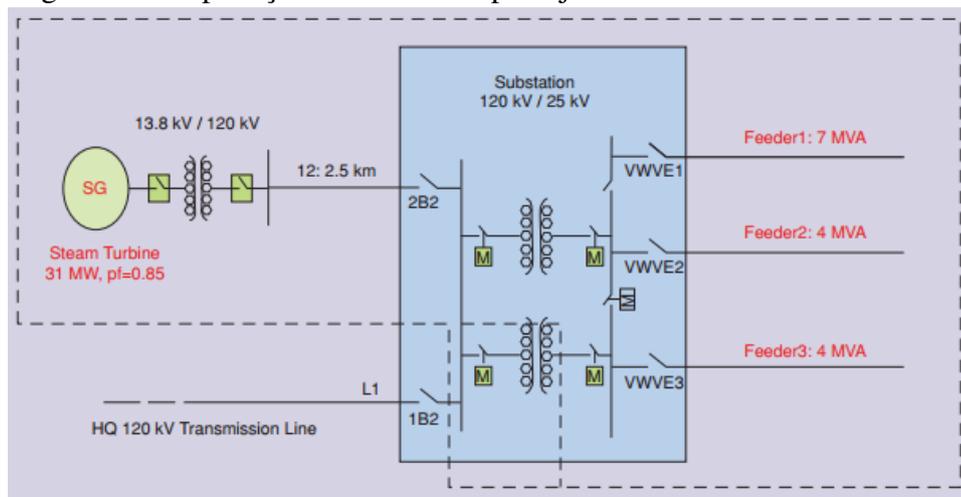


Fonte: Adaptado de (ASANO *et al.*, 2007).

Conectada à barra primária da subestação, a geração a vapor de 31MW tem capacidade de atendimento à carga quando em modo ilhado, além de capacidade de exportação de energia para a linha de transmissão quando em modo conectado. Neste caso se observa os seguintes aspectos operacionais:

- Estudo de mitigação e controle de transientes durante o chaveamento para o modo ilhado utilizando balanceamento carga-geração antes do ilhamento;

Figura 15 – Aplicação de ilhamento planejado



Fonte: (ASANO *et al.*, 2007).

- Estudo de estabilidade com aplicação de regulador de velocidade do gerador;
- Estudo de coordenação da proteção para os modos *ongrid* e *offgrid*;
- Estudo de garantia de qualidade de energia a cargas específicas durante operação autônoma.

Este trabalho da mesma forma que os demais visa empreender esforços no estudo das microrredes em virtude do seu caráter tecnologicamente promissor. Assim ele apresenta aspectos de semelhança aos demais anteriormente citados. Alguns diferenciais são relacionados a seguir:

- A utilização de um transformador isolador entre a microrrede e a rede elétrica de distribuição;
- O uso de 3 fontes fotovoltaicas com diferentes objetivos de manobras;
- O uso de conversores de diferentes fabricantes (marcas das seguintes origens: China, Alemanha, Áustria).

Para implementar este trabalho desenvolveu-se o projeto da microrrede que envolveu:

- O dimensionamento e aquisição do sistema FV;
- Definição e aquisição dos conversores;
- Projeto do sistema de manobra de acordo com os objetivos definidos;
- A instalação e montagem conjunta de todos os componentes, a saber:
  - Módulos FV e sistema de suporte (estrados);
  - Conversores FV;
  - Chaves de manobra;
  - Controlador para implementação de manobragem redundante (remota);
  - Transformador isolador;

- Sistema de aterramento;
- Sistema de armazenamento;
- Sistema de cabeamento (lado CC e CA) e condutos.

Uma das alternativas mais promissoras para o fornecimento de energia com vista ao desenvolvimento humano, a energia solar destaca-se como fonte inesgotável numa escala de tempo terrestre (GOSWAMI, 2000), uma vez que a partir do sol todas as demais fontes energéticas são originadas na terra (evaporação com o ciclo das águas que desencadeia a possibilidade de represamento para posterior geração de energia nas hidrelétricas, circulação atmosférica originando os ventos que por sua vez podem ser explorados para aproveitamento energético por meio de turbinas eólicas, resíduos de animais e plantas que obtiveram do recurso solar a energia necessária ao seu desenvolvimento sendo usada como combustível nas usinas etc). O IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) organizou a abordagem de estudo da energia solar em segmentos, a saber: 1 - energia solar passiva (arquitetura bioclimática), 2 - energia solar ativa (aquecimento e refrigeração solares), 3 - energia solar fotovoltaica (para produção de energia seja com ou sem concentradores), 4 - energia solar térmica com concentradores para altas temperaturas, 5 - energia solar fotovoltaica para eletrólise da água. De uma forma mais objetiva pode-se classificar a energia solar em solar térmica e solar fotovoltaica.

## 2.2 Energia Solar Fotovoltaica

Obtida pela conversão direta da luz solar em eletricidade (efeito FV), a energia solar FV é obtida através de células fabricadas com material semicondutor. As tecnologias de materiais utilizadas na fabricação de células FV são classificadas em três gerações:

1. Silício monocristalino e policristalino (juntos compõem 85% da participação no mercado);
2. Filmes finos:
  - a) Silício amorfo (a-Si);
  - b) Disseleneto de cobre e índio (CIS);
  - c) Disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS);
  - d) Telureto de cádmio (CdTe).
3. P&D (dividida em 3 cadeias produtivas):
  - a) Célula FV multijunção e célula FV para concentração (CPV);
  - b) Célula sensibilizada por corante (DSSC);
  - c) Célula orgânica ou polimérica (OPV).

A primeira geração, já consolidada, apresenta melhor eficiência e tem maior participação no mercado, apresentando produtos com prazos de garantia bastante razoáveis (até 25 anos). A segunda geração apresenta menor eficiência que a primeira e tem pequena participação no mercado em virtude de dificuldades associadas à disponibilidade dos materiais, vida útil e seu rendimento. Já na terceira geração em fase de pesquisa e desenvolvimento, a tecnologia CPV demonstra potencial para produção com módulos de alta eficiência deparando-se, no entanto, com a barreira do custo produtivo. Com a demanda por energia renovável, toda cadeia de produtos na área de energia solar fotovoltaica tem atingido consideráveis avanços, desde o segmento de armazenamento de energia até os sistemas de condicionamento de potência.

### **2.2.1 Panorama - Mundo**

Descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel, em 1839, o efeito FV é caracterizado por elétrons serem transferidos entre bandas diferentes (das bandas de valência para bandas de condução) dentro de um mesmo material, promovendo diferença de potencial entre dois eletrodos. Becquerel ficou conhecido pelos seus trabalhos sobre a luminescência e fosforescência e especialmente pela descoberta do efeito FV.

Em 1876, o primeiro dispositivo de estado sólido foi concebido, mas a produção industrial só se iniciou em 1956 focado em empresas de telecomunicações e demais instalações remotas, afastadas das redes de distribuição de energia. Posteriormente, com a corrida espacial dividindo o mundo, o desenvolvimento do segmento de energia solar fotovoltaica teve novo impulso. Para o ambiente espacial em que se demanda fornecimento de energia por longos períodos de tempo, a energia solar apresenta-se como solução ideal até então.

Em 1973, com a crise do petróleo houve renovação e ampliação da energia solar para aplicações terrestres e com isso muitas empresas nos EUA resolveram incluir a produção de energia solar na sua gama de negócios.

Em 1978, a produção industrial ultrapassava 1MWp/ano, com os EUA na liderança, permanecendo nesta posição durante toda a década de 1990.

No final de 1990, políticas de estímulo à redução da emissão de CO<sub>2</sub> e impulsionadas pelo Protocolo de Kyoto impulsionaram Alemanha e Japão no desenvolvimento desse mercado.

Em 1998, a produção mundial por ano atingiu o marco de 150MWp com ênfase especial para a produção à base de silício.

Em 2006, o mercado chinês, que até 2003 não se apresentava entre os 10 maiores

produtores mundiais, apresenta um salto na produção decorrente do desenvolvimento do mercado FV no mundo. Em 2009, a China já ocupava a liderança na fabricação de módulos FV.

Mesmo diante dos desenvolvimentos citados, a energia solar FV para produção de energia elétrica ainda é pequeno, apesar de este cenário adquirir recentemente força em virtude de políticas de incentivo, principalmente em países desenvolvidos. Na Europa encontram-se instalados cerca de 74% da produção mundial com destaque para a Alemanha e Itália. Em 2011, a produção de energia elétrica a partir de fontes solar FV representou 5% do total.

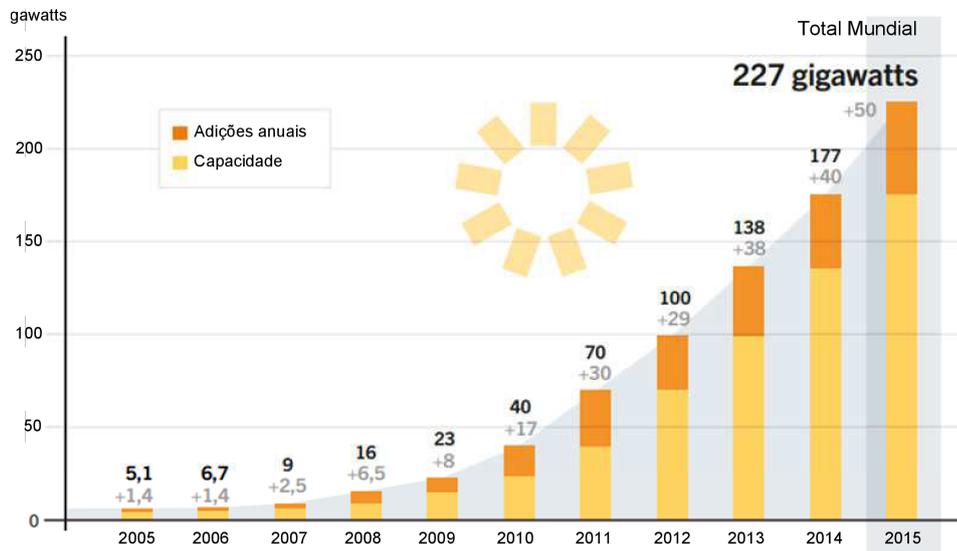
Depois da Europa, os maiores mercados consumidores de equipamentos de tecnologia FV estão no Japão e nos EUA. Em 2012 a potência instalada no mundo atinge 100GWp (sendo 23GWp na Alemanha e 16GWp na Itália). Na China, apesar de haver forte política de incentivo ao uso da tecnologia solar FV, a política mais agressiva está voltada para exportar produtos de fabricação nacional. É importante observar ainda que muitas empresas europeias e norte americanas deslocaram suas fábricas para a Ásia em busca de menores custos de produção (mão de obra asiática qualificada e barata além de incentivos chineses para a implantação de fábricas). O custo das células FV continua sendo a principal barreira à expansão em escala mundial, no entanto a tecnologia tem se tornado cada vez mais competitiva devido a questões inerentes à preservação do meio ambiente e também ao decrescentes custos de fabricação.

Em 2015 e início de 2016, as expectativas de novas reduções nos custos ficaram evidentes em resultados de leilões de energia elétrica, com propostas vencedoras mais baixas do que nunca em locais variados como América Latina, Oriente Médio e Norte da África e Índia. Bangladesh é o maior mercado do mundo para sistemas solares domésticos, porém outros países em desenvolvimento (por exemplo, Quênia, Uganda e Tanzânia na África; China, Índia e Nepal na Ásia; Brasil e Guiana na América Latina) têm apresentado rápida expansão de sistemas renováveis de pequena escala, incluindo mini redes baseadas em energias renováveis, para fornecer eletricidade a pessoas que habitam em locais afastados das redes de distribuição. Houve ainda crescimento significativo de instalações FV na Austrália, Europa, Japão e América do Norte, tanto em nível residencial como industrial. Políticas fiscais, entre elas subsídios, empréstimos e incentivos fiscais, continuaram a ser ferramentas importantes para promover a implantação de novos projetos e o desenvolvimento avançado de tecnologias de energia renovável. Muitos países usam uma combinação dessas políticas para incentivar as energias renováveis no setor elétrico (ZERVOS, 2016).

Ao fim de 2015 e início de 2016 a potência instalada mundial havia crescido 25%

em relação ao ano anterior (2014), atingindo o marco total de 227GWp, conforme Figura 16 (ZERVOS, 2016).

Figura 16 – Capacidade mundial e adições anuais em energia solar FV



Fonte: Adaptado de (ZERVOS, 2016).

A maior parte da capacidade adicionada foi identificada em China, Japão e Estados Unidos, havendo ainda mercados emergentes contribuindo para o crescimento mundial. Isso decorreu da redução dos custos cada vez mais competitivos da energia solar FV. Percebeu-se ainda que 22 países tinham capacidade suficiente no final de 2015 para atender mais de 1% de sua demanda com destaque para alguns países (por exemplo, Itália 7,8%, Grécia 6,5% e Alemanha 6,4%). Na China o processo total de eletrificação alcançou 100% de conclusão, devido à especial capacidade solar FV *offgrid* instalada desde 2012. O fortalecimento da cadeia decorre do surgimento de novos mercados e à forte demanda global. Preços baixos recordes em licitações para projetos de energia solar FV foram registrados na América Latina, Oriente Médio e Índia. A geração distribuída de fonte solar FV em telhados continua mais cara do que projetos de grande escala, mas tem seguido trajetórias de otimização de preços e é competitiva com os preços de varejo em muitos locais.

O investimento em energias renováveis tem se voltado cada vez mais para a energia elétrica a partir de fontes solares e eólicas. A energia solar foi uma vez mais o setor líder por grande margem em termos de capital investido em 2015, com investimentos de US\$ 161 bilhões (12% a mais em relação a 2014), ou mais de 56% do total de novos investimentos em eletricidade e combustíveis renováveis.

### 2.2.2 *Panorama - Brasil*

O Brasil é um país geograficamente privilegiado por contar com elevado índice de irradiância em comparação com países europeus. As pesquisas na área de desenvolvimento de módulos FV se iniciaram na década de 50 no Instituto Nacional de Tecnologia (INT), havendo também registros no Centro de Técnico Aeroespacial e na Universidade de São Paulo (USP). Os trabalhos focaram essencialmente no desenvolvimento de lingotes de silício cristalino que foram utilizados na fabricação de células FV.

Em 1970, o Instituto Militar de Engenharia (IME) iniciou pesquisas na área de desenvolvimento de módulos de filme fino, trabalho realizado com colaboração internacional. Tais pesquisas se iniciaram com a instalação de uma linha para processamento de células constituídas de sulfeto de cobre ( $\text{Cu}_2\text{S}$ ) e sulfeto de cádmio ( $\text{CdS}$ ), que depois evoluiu para disseleneto de cobre e índio (CIS) e posteriormente telureto de cádmio ( $\text{CdTe}$ ). A aplicação de energia solar em sistemas isolados de telecomunicações já data dessa época, apresentando-se como a mais antiga aplicação no Brasil. No fim dos anos 70 e início de 80, duas fábricas de módulos cristalinos se estabeleceram no país, mas por falta de incentivos e por redirecionamento das atividades produtivas para outras áreas, esses empreendimentos perderam força e não tiveram as atividades de segmento solar continuadas.

Em 1978, foi fundada a ABENS com escritórios regionais, no entanto a associação teve suas atividades interrompidas em 1988, sendo novamente idealizada em 2005 com a agregação de muitos especialistas na área. A associação até então tem sido responsável pela realização dos consecutivos Congressos Brasileiros de Energia Solar - CBENS (atualmente na sua 6<sup>o</sup> edição).

Nos anos 80 e 90 se observou nas universidades e centros de pesquisas a implantação de alguns projetos pilotos focados na purificação do silício, dentre as quais pode-se citar o INPE (São José dos Campos), com células fotovoltaicas (células de tripla junção) sendo desenvolvidas para serem usadas no primeiro satélite brasileiro. Nessa década eram observados fortes incentivos à área de pesquisa em energia solar FV em outros países especialmente na Alemanha e no Japão. A criação do PRODEEM, em 1994, representou um marco alavancando a instalação de muitos sistemas isolados para geração de energia e bombeamento d'água (que foram os grandes responsáveis pela difusão e penetração da "eletricidade solar" no Brasil). Também nesse ano foi criado o CRESESB por meio de um convênio entre CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) e MME (Ministério das Minas e Energia). Em 1995, a Chesf (Companhia Hidrelétrica

do São Francisco) destacou-se com o primeiro protótipo conectado à rede elétrica (um sistema de 11 kWp). Outros protótipos foram instalados em instituições de pesquisa (USP, UFSC, UFRGS, CEPEL) conforme Figura 17.

Figura 17 – Sistema FV integrado à rede - USP



Fonte: (PINHO JOÃO TAVARES E GALDINO, 2014).

No fim dos anos 90, foram iniciados estudos para desenvolvimento de módulos de filme fino, inicialmente CdS, CdTe e a-Si e também de material orgânico e por corantes sensibilizadores (Instituto de Química da Universidade de São Paulo e o Laboratório de Nanotecnologia e Energia Solar da Universidade de Campinas - Unicamp).

Em 2001 e 2002, o Governo Federal criou o Fundo Setorial de Energia para apoiar o desenvolvimento de pesquisas na área. Nesse período diversos sistemas isolados e híbridos foram instalados em locais sem acesso às redes de distribuição. Um programa de eletrificação criado pelo governo federal rural ofereceu ambiente para implantação de vários desses sistemas, regulamentados pela ANEEL por meio de resoluções específicas (nº 83/2004 e posteriormente nº 493/2012). Ainda em 2002, a Lei 10.438, 26 de abril de 2002 cria o PROINFA que tornou-se o principal meio de incentivo, no Brasil, a instalações de unidades de geração de eletricidade que fazem uso de fontes renováveis de energia. Implantado em 2003, é o maior programa nacional para estímulo à produção de energia elétrica por meio das fontes renováveis, abrangendo pequenas centrais hidrelétricas, geração à biomassa e eólica, como fontes incentivadas. O programa objetiva aumentar a participação de produtores independentes autônomos no Sistema Elétrico Nacional e promover a diversificação da matriz elétrica, através do uso fontes alternativas

garantindo assim maior confiabilidade e segurança (MARINHO, 2011).

Em 2003, foi instituído pelo governo federal o programa LPT (Luz Para Todos), tendo como executantes da missão as concessionárias de energia. O programa abarca atividades de expansão de linhas de distribuição de energia mas também instalação de sistemas FV isolados.

Em 2008, uma minirrede isolada híbrida (solar-eólico-diesel) foi construída na Ilha de Lençóis (município de Curupuru-MA). O sistema foi financiado pelo programa (Luz Para Todos) LPT e idealizado com:

- 162 módulos FV de 130Wp (21kWp);
- 3 aerogeradores de 7,5kW;
- 120 baterias de 150 Ah/12V;
- 2 inversores de 20kW;
- 1 retificador 380V/60Hz (entrada) e 210 - 297Vca (saída);
- 1 grupo gerador diesel de 38kW.

Em 2009, é criada a Lei 12.111 que faz parte do processo de universalização do atendimento de energia elétrica. De forma semelhante a outras fontes isoladas que recebem apoio na forma de subsídios para reembolsar custos de geração, esta lei agora abre o mesmo espaço para geração FV.

Em 2011, outros projetos de miniredes isoladas (semelhantes à implementada em 2008) são executados no estado do Amazonas, financiados pelo LPT, instalados e comissionados pela Eletrobras com apoio da empresa alemã GIZ (Agência Alemã de Cooperação Internacional) por meio de um acordo de cooperação internacional. Ainda em julho de 2011, entrou em operação a primeira grande central de geração de energia solar conectada à rede da concessionária (ilustração na Figura 18). Localizada na cidade de Tauá-CE a 360km de Fortaleza em propriedade da empresa MPX Tauá Energia Solar e com capacidade instalada de 1MWp a usina comporta:

- 4680 módulos FV tipo policristalino (215Wp);
- 9 inversores de 100kW;
- 1 transformador de 1,25MVA.

A empresa apresenta autorização da ANEEL para expansão da capacidade a até 5MWp e gerou no Sertão dos Inhamuns do Ceará (a 250km de Fortaleza), cerca de 250 empregos indiretos durante a etapa de construção (1ª etapa de 5 previstas).

O ano de 2012 foi um marco, tornou-se relevante com a Resolução 482 da ANEEL, permitindo que todo cidadão seja autorizado a gerar sua própria energia (micro e minigeração),

Figura 18 – Usina FV - Tauá (CE)



Fonte: Própria do autor.

faturando em sua conta o correspondente ao balanço entre a energia gerada e a energia consumida (sistema conhecido como *Net Metering*), podendo usar possíveis excedentes para abater outras contas de energia (autoconsumo remoto) que estejam vinculadas ao mesmo cadastro de pessoa física (CPF) dentro de um prazo de até 60 meses (ANEEL, 2014). Essa abertura tem implicado na criação de novos postos de trabalho, incentivo à indústria nacional, diversificação da matriz energética, possibilidade de obtenção de significativa economia para a população etc. A partir de então passam a ser visualizadas frentes de incentivo com objetivo de promover a expansão desse mercado, dentre as quais podem ser citadas:

- Criação de linhas de crédito de subsídio;
- Possibilidade de uso do FGTS na aquisição de sistemas;
- Criação de mecanismos de tributação diferenciada;
- Investimento em campanhas de orientação à sociedade civil realçando os benefícios desse tipo de empreendimento.

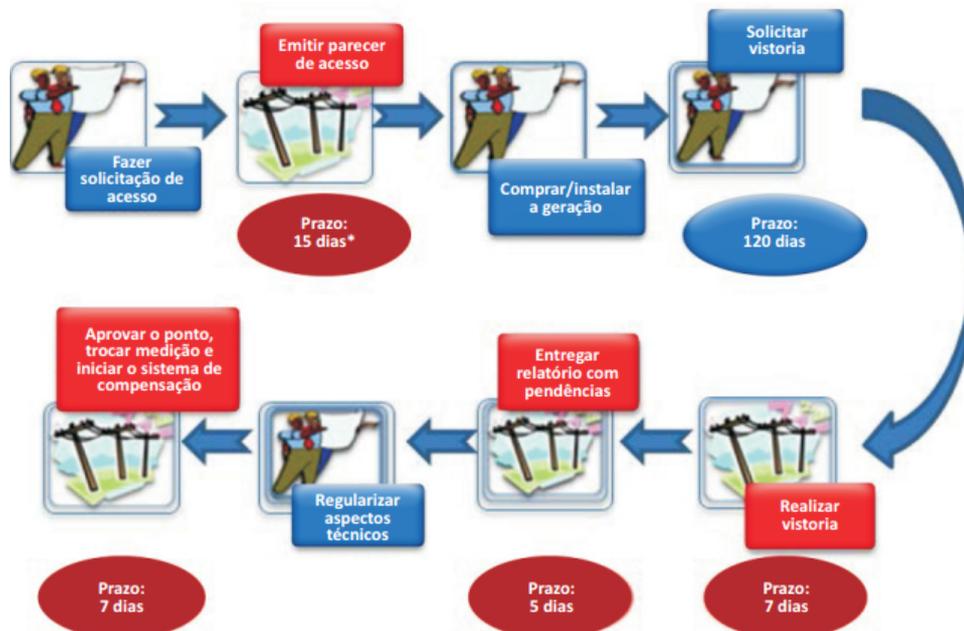
Com o marco da Resolução 482 passam a ser instalados os primeiros sistemas integrados à rede. Os sistemas de microgeração nessa época caracterizavam plantas com potência instalada de geração abaixo de 100kWp. Já os sistemas de minigeração caracterizavam plantas com potência instalada de geração entre 100kWp a 1MWp. Percebendo um cenário em expansão, o INMETRO criou um grupo de trabalho para atuar como parte do Programa Brasileiro de Etiquetagem. Este grupo envolveu especialistas, universidades, centros de pesquisa, representantes de órgãos públicos e empresas privadas e teve como objetivo a definição dos requisitos para etiquetagem de módulos FV, baterias, controladores de carga e conversores. Também estabeleceu os requisitos de ensaios laboratoriais, identificando os laboratórios habilitados a efetuá-los. O Comitê Brasileiro de Eletricidade da ABNT criou um grupo técnico para a criação e atualização das normas NBR 16149 (Sistemas Fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição) e NBR 16150 (Procedimento de ensaio de conformidade).

Em 2013 foi submetida à consulta pública o projeto da norma “Sistemas fotovoltaicos

conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho", que originou a atual NBR 16274 (03/2014). Nesse mesmo ano ocorreu o primeiro leilão com abertura para submissão de projetos FV na categoria A-3. No entanto, as propostas não foram competitivas com fontes convencionais.

Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo de conexão com a rede, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica, aumentar o público alvo e enriquecer as informações na fatura, a ANEEL revisou a resolução 482/2012, publicando como resultado a resolução 687/2016. As centrais de microgeração passam a ser classificadas como aquelas com limite a até 75kW e as de minigeração passam a ser classificadas com potência instalada acima de 75kW a até 5MW (exceto para PCH's - Pequenas Centrais Hidrelétricas). O módulo 3 do PRODIST (seção 3.7) estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. A Figura 19 ilustra um fluxo das etapas e prazos do procedimento de acesso, que devem ser seguidos pelo consumidor (destacados em azul) e pela distribuidora (destacados em vermelho).

Figura 19 – Fluxo dos procedimentos e etapas de acesso



Fonte: (ANEEL, 2014).

### 3 MICRORREDES

As microrredes formam um ambiente tecnológico em crescente pesquisa por parte da comunidade acadêmica. Atualmente encontram-se algumas definições sobre sua caracterização englobando variados aspectos. Algumas dessas definições registradas para microrredes na bibliografia são apresentadas a seguir:

*Uma microrrede é um grupo de cargas e de recursos de energia distribuída interconectadas dentro de um limite elétrico claramente definido que atua como uma entidade controlável única com relação à rede. Uma microrrede pode conectar e desconectar-se da rede de modo que lhe permita operar integrada ou isolada da rede (“modo ilha”). (LASSETER et al., 2002)*

A segunda definição afirma:

*As microrredes compreendem um sistema de distribuição em BT que comportam RED's (microturbinas, células a combustível, painéis FV etc) trabalhando em conjunto com elementos armazenadores de energia (volantes de inércia, supercapacitores, baterias) e cargas flexíveis. Tais sistemas podem ser operados de forma não autônoma (quando conectados à rede de distribuição) ou de forma autônoma (quando desconectados da rede de distribuição). A operação das microfuentes da microrrede pode fornecer muitas vantagens no que diz respeito à performance da rede elétrica de distribuição quando gerenciado de forma coordenada e eficiente. (HATZIARGYRIOU, 2014)*

Por sua vez uma terceira definição é descrita a seguir:

*As microrredes são um grupo semi-autônomo de fontes de geração e cargas que são colocadas e operadas de forma a atender clientes agrupados ou dispersos, pertencentes à microrrede que, todavia, operam de forma coordenada. Os componentes da microrrede podem ser conjuntos de microturbinas, células a combustível, painéis fotovoltaicos e outros pequenos geradores de energias, dispositivos de armazenamento e cargas controláveis. (LASSETER et al., 2002)*

Tem-se portanto um ambiente que de forma comum possui um grupo interligado de cargas e RED's de pequeno porte delimitado por fronteiras elétricas claramente definidas onde

os elementos armazenadores de energia são essenciais para o bom funcionamento do sistema. Conforme informado anteriormente, a configuração da microrrede utilizada neste trabalho incorpora um conjunto de fontes FV, duas cargas (uma trifásica convencional e outra monofásica emergencial - de alimentação prioritária) além de um inversor FR (inversor de baterias) que viabiliza a operação com ilhamento intencional para o segmento de carga emergencial (carga prioritária). Esta configuração identifica-se com a descrição proposta por LASSETER *et al.* (2002).

É importante lembrar que as fontes de geração que fazem parte de uma microrrede são normalmente constituídas de recursos energéticos renováveis/não convencionais integrados. Suas fontes devem ser equipadas com conversores controlados capazes de fornecer determinado grau de flexibilidade de operação à fonte primária além de ser capaz de fornecer energia à rede elétrica dentro de um nível normatizado de qualidade. Esta flexibilidade de controle permitirá que a microrrede seja percebida pelo sistema de energia elétrica principal como uma única unidade controlada que atende às necessidades de energia local com confiabilidade e segurança. Esta é umas principais vantagens das microrredes do ponto de vista da rede de distribuição, sendo percebida como uma carga simples, o que lhe assegura facilidade de controle e de adequação ao sistema regulatório sem comprometer a confiabilidade e a segurança. As principais diferenças entre uma microrrede e uma planta convencional de geração são:

- Normalmente elas localizam-se próximas aos consumidores de maneira que as cargas elétricas e térmicas podem ser eficientemente alimentadas no que diz respeito ao aspecto qualidade de energia, além de serem observadas perdas desprezíveis;
- As unidades de geração que compõem as microrredes têm potência bem menor.

Dentre outros aspectos, as microrredes também têm características que as tornam adequadas ao fornecimento de energia em áreas topologicamente desfavoráveis nas quais se percebe frequente interrupção do suprimento devido a existência de condições climáticas severas e em áreas remotas não atendidas pela rede de distribuição.

No entanto para que se consiga a disseminação das microrredes é preciso que questões econômicas e regulatórias sejam resolvidas. Estas são questões que exigem despreendimento de tempo em pesquisa e, neste objetivo, muitas instituições de pesquisa por todo o mundo têm empreendido esforços.

### 3.1 Configurações típicas

As microfones devem possuir a característica de serem simples no aspecto integração (*plug-and-play*), sendo constituídas, em sua maioria, de interfaces de eletrônica de potência (conversores) que possuem função de controle, proteção e medição. Os conversores podem ser projetados para operar em microrredes isoladas ou em microrredes não isoladas (conectadas a uma rede principal de distribuição de energia).

No caso das microrredes não isoladas (sistemas *ongrid* com função de *backup* disponível), quando operando “conectada à rede” pode ocorrer exportação de energia da microrrede para a rede de distribuição (caso de a geração ser maior que a demanda da carga) ou importação de energia da rede de distribuição para a microrrede (caso a demanda da carga seja maior que a geração). Porém, em caso de ocorrência de algum distúrbio na rede de distribuição, a microrrede isola-se e procede o que se chama de ilhamento intencional, passando a operar em modo *stand alone* (operação ativa isolada da rede de distribuição ou “em *backup*”) atendendo determinado grupo de cargas em operação autônoma. Quando o distúrbio ocorrido na rede de distribuição cessa, há então o ressincronismo da tensão CA da microrrede com a tensão CA da rede de distribuição. Após isso, é feita a reconexão.

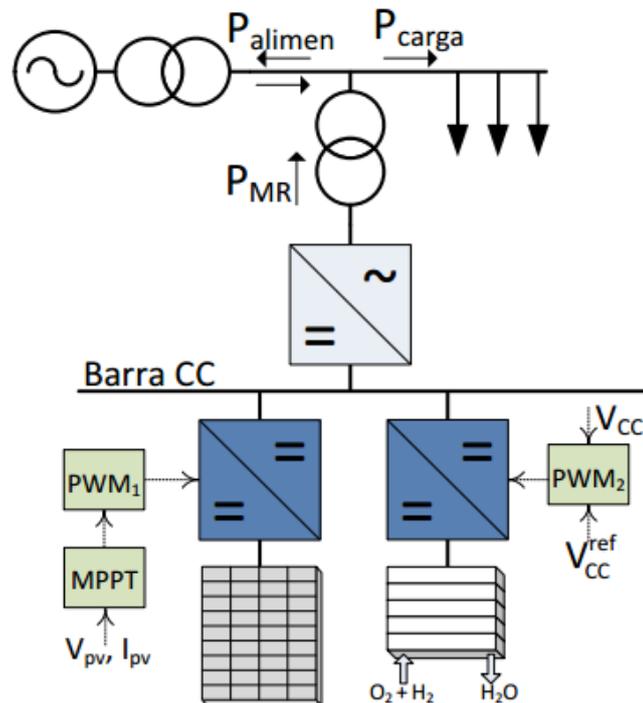
Existem algumas concepções de topologia de microrredes, com suas respectivas concepções de desenvolvimento de conversores eletrônicos. A diferenciação entre elas está essencialmente no tipo de barramento ao qual estão ligadas as fontes, cargas e sistemas de armazenamento, podendo serem concebidos barramentos em CA, em CC, ou ainda microrredes portando ambos tipos de barramento. Estas últimas garantirão maior flexibilidade em relação à ligação das cargas, possuindo, porém, maior complexibilidade no controle (KHANH, 2010). As microrredes com barramento CC possuirão em comum um conversor central CC-CA de conexão com a rede. Algumas cargas funcionam em CC, mas a maioria dos fabricantes hoje ainda utiliza padrão de alimentação CA e para adaptar as microrredes com barramento CC a essas cargas é utilizado um conversor CC-CA, onerando o projeto e implicando em menor eficiência, de forma que as configurações em barramento CC, apesar dos desenvolvimentos recentes, são menos usuais que as configurações em barramento CA. No caso das microrredes não isoladas, as configurações são normalmente flexíveis para operação sem ou com aumento de autoconsumo (*increased self-consumption*), escolha de operação essa feita pelo projetista da microrrede mediante a análise da estrutura regulatória local. Trata-se de algo normalmente usual quando há no país remuneração financeira pela energia injetada na rede de distribuição - sistema

*feed-in*).

### 3.1.1 Microrredes com barramento CC

Na ilustração da Figura 20 é apresentada uma microrrede com duas fontes primárias (fotovoltaica e célula a combustível), cada uma com seu conversor cc-cc de condicionamento de potência, projetado conforme as peculiaridades de cada fonte (KHANH, 2010).

Figura 20 – Microrrede com barramento CC

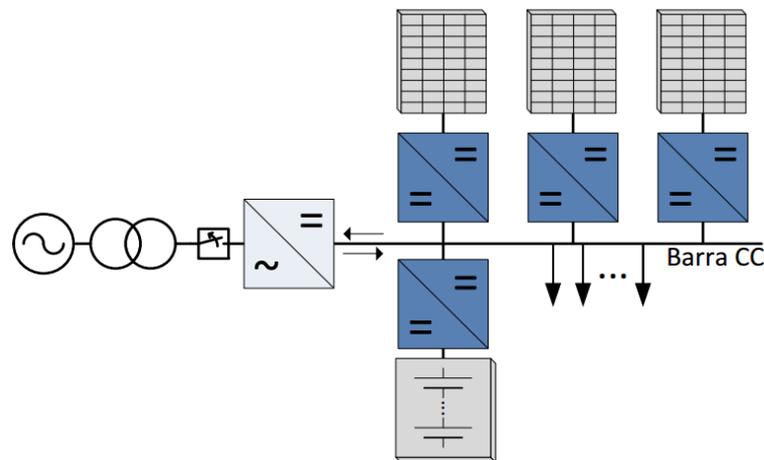


Fonte: (KHANH, 2010).

Representando as características usuais das cargas desenvolvidas pela maioria dos fabricantes, estas encontram-se alimentadas pelo barramento CA. Ambas as fontes operam em máxima potência de forma que as demandas extras (em virtude por exemplo da ocorrência de baixa irradiância) sejam supridas pela rede da concessionária. Neste caso como a célula a combustível é uma fonte despachável optou-se por não utilizar sistema de armazenamento. Na ilustração da Figura 21 é proposta uma microrrede composta de alguns sistemas FV e um banco de baterias (KHANH, 2010).

Quando operando no modo *ongrid* o conversor do sistema de armazenamento encarrega-se de mantê-lo em flutuação. Também neste modo, o excedente de energia será exportado para a rede de distribuição quando a energia gerada for maior que demanda da carga. Quando a geração for menor que a demanda da carga a rede elétrica de distribuição fornece

Figura 21 – Microrrede com barramento CC

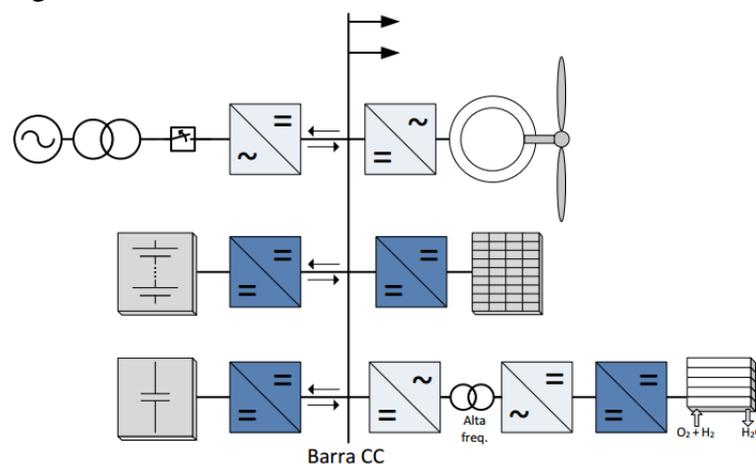


Fonte: Adaptado de (KHANH, 2010).

apoio complementar.

Quando operando em modo *offgrid* a carga é suprida exclusivamente pela geração se os conversores tiverem capacidade de processamento superior à demanda de energia, momento em que irão operar com deslocamento do ponto de máxima potência. Neste caso o sistema de armazenamento permanece mantido em estado de flutuação. Quando a demanda da carga passa a ser superior à geração os conversores voltam a trabalhar no ponto ótimo de potência e o sistema de armazenamento passa a dar apoio parcial ou total (conforme seja o nível de necessidade) no fornecimento de energia à carga. Na ilustração da Figura 22 é proposta uma microrrede que apresenta algo mais diversificado com um sistema eólico, um sistema solar FV e um sistema célula a combustível além de sistemas de armazenamento de resposta lenta (baterias) e outro de resposta rápida (supercapacitor) (KHANH, 2010). Em relação ao sistema anterior, este apresenta melhor diversificação da matriz.

Figura 22 – Microrrede com barramento CC

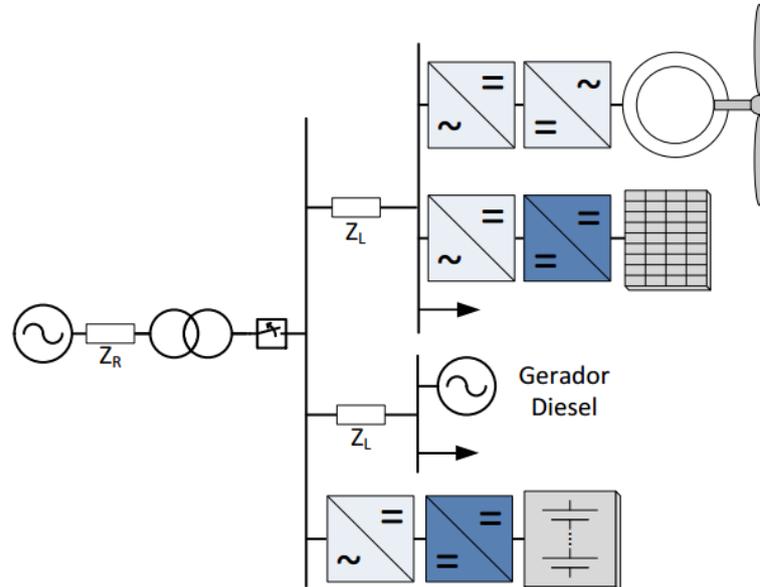


Fonte: Adaptado de (KHANH, 2010).



aquela. Na ilustração da Figura 24 é proposta uma microrrede com uma fonte eólica, uma fonte FV, um gerador a diesel e um banco de baterias (KHANH, 2010).

Figura 24 – Microrrede com barramento CA



Fonte: Adaptado de (KHANH, 2010).

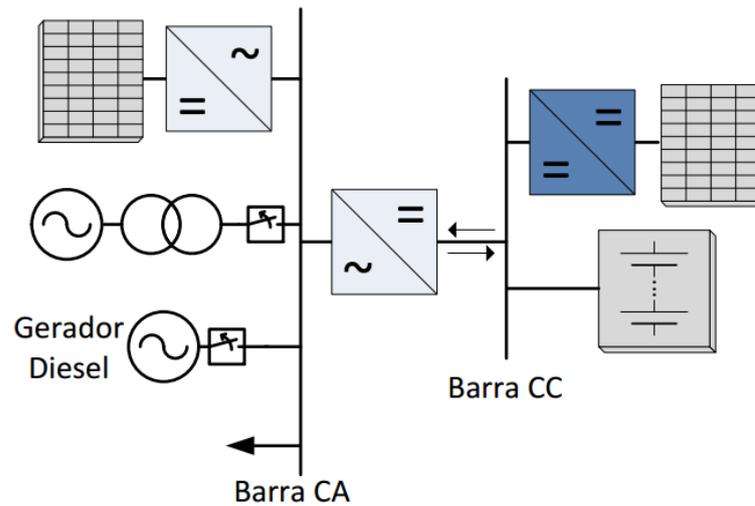
O controle de carga e descarga é feito por um inversor de bateria (inversor FR). Nos casos de *black-start*, o atendimento pode ser feito pelo inversor de bateria ou pelo gerador a diesel, conforme a disponibilidade de recurso.

### 3.1.3 Microrredes com barramento CC e CA

Tratam-se de microrredes que comportam pelo menos um conversor CC-CA capaz de conectar mais de uma fonte primária CC ao barramento CA. Além disso são microrredes em que pelo menos um gerador é conectado ao barramento CA utilizando conversor independente ou conecta-se ao barramento CA sem fazer uso de conversor (acomplamento direto ao barramento CA). Na ilustração da Figura 25 é proposta uma microrrede que faz uso de um conversor híbrido conectando um conjunto de módulos FV e um banco de baterias a um barramento CA (KHANH, 2010).

Ligado ao barramento CA e de forma independente (via conversor próprio), observa-se um sistema FV. Por sua vez um gerador a diesel é ligado diretamente ao barramento CA. O conversor CC-CA pode operar nos modos: fonte de tensão (caso em que a microrrede encontra-se isolada e o inversor comporta-se como FR, gerando referência de tensão e de frequência no barramento CA), fonte de corrente (caso em que a microrrede encontra-se isolada mas o grupo

Figura 25 – Microrrede com barramento CC e CA



Fonte: Adaptado de (KHANH, 2010).

gerador fornece potência ao barramento CA e garante os níveis de tensão e de frequência e o conversor passa a fornecer potência para a carga dando apoio ao gerador) e como retificador (caso em que o conversor carrega as baterias).

### 3.2 Principais desafios

Apesar das vantagens até então citadas em relação às microrredes, há também desafios a serem enfrentados para sua implantação no mercado nacional.

**Alto custo dos recursos distribuídos.** O alto custo dos equipamentos envolvidos na sua composição ainda é elevado, apesar de gradativa melhora na acessibilidade. Algo que pode ser reduzido por meio de políticas governamentais que venham a definir subsídios de forma a mitigar barreiras financeiras promovendo acesso facilitado a estes equipamentos (HATZIARGYRIOU, 2014).

**Dificuldades técnicas.** Abordagens como: escolha do tipo de fonte apropriada para determinado local, dimensionamento do sistema e identificação da posição otimizada da instalação são alguns aspectos básicos necessários ainda pouco difusos. Além disso, ainda devem ser definidos e desenvolvidos infraestrutura específica de telecomunicação e protocolos de comunicação direcionados. Algumas pesquisas apontam para direcionamento do padrão IEC 61850 na comunicação nas redes de distribuição ativas. Ainda como desafio técnico, pode ser citado o chaveamento entre modos de operação sem que haja interrupção no fornecimento de energia (HATZIARGYRIOU, 2014).

**Falta de regulamentação (normatização).** Por ser uma área relativamente nova,

ainda não há no Brasil (e em muitos países) normas específicas abordando questões de operação e proteção em microrredes de forma a regular sua operação. Definição de critérios de qualidade de energia para diferentes tipos de fonte, normas e protocolos para integração de microfones no mercado de energia precisam ser desenvolvidos (HATZIARGYRIOU, 2014).

**Mercado monopolizado.** Uma vez que as microrredes têm como uma de suas principais funções fornecer energia de forma autônoma para cargas durante uma situação de contingência, passam a surgir questionamentos, tais como a definição do preço da tarifa nesses momentos, abrindo conseqüentemente a oportunidade para um mercado varejista de energia, o que demanda uma estrutura de mercado bem diferente da estrutura vigente e elaborada de forma que torne as microrredes algo sustentável (HATZIARGYRIOU, 2014).

### 3.3 Questões operacionais

Os sistemas de energia elétrica devem garantir que a demanda por eletricidade possa ser atendida a qualquer momento, obedecendo aos requisitos mínimos de qualidade, confiabilidade, economia e segurança. A adequação entre a oferta e a demanda de energia elétrica, equilibrando a geração e o uso é obtida ampliando o sistema por meio da construção de novas usinas (gerenciamento pelo lado da oferta) ou pela redução ou modificação da demanda por eletricidade ao promover um consumo mais racional de energia elétrica (gerenciamento pelo lado da demanda<sup>1</sup>). As ações de gerenciamento pelo lado da demanda se apresentam como uma eficiente alternativa de otimização no uso dos recursos disponíveis, sendo necessária uma abordagem de longo prazo, com análise da economia que percebe a postergação da expansão com novas usinas e redes de transmissão e distribuição de energia. Nesse contexto, as microrredes devem ser capazes de atender algumas questões operacionais, tais como:

- Para garantir qualidade na energia, deve ser mantido o equilíbrio entre potência ativa e reativa a curto prazo;
- Num mercado de energia regulamentado, o operador da microrrede deve ser capaz de escolher o modo de operação da microrrede (*ongrid* ou *offgrid*);
- O dimensionamento do sistema de armazenamento deve ser adequadamente planejado em relação à geração, de forma a manter equilibradamente o atendimento à demanda da carga;

<sup>1</sup> Redução das cargas durante os picos (transferência de carga - movimentação de cargas existentes dos horários de ponta para horários fora de ponta), conservação estratégica aumentando a eficiência do uso de energia, crescimento ordenado da carga e substituição de combustíveis fósseis (uso de carros elétricos, bombas de calor etc), melhorando a produtividade dos consumidores e a qualidade de vida.

- O sistema supervisorio deve ser capaz não apenas de proceder monitoramento, mas também tomar decisões realizando para isso constante diagnóstico da planta;
- A operação da microrrede deve ocorrer de forma a buscar sempre o caminho de maior economia, observando as condições de contingência através de ações como: planejamento da geração com gerenciamento pelo lado da demanda, capacidade de ilhamento intencional, capacidade de controle de carga (*load shedding* - rejeição de carga);
- O desbalanceamento entre geração e a demanda de carga deve ser evitado por meio de previsão de carga e de geração para as fontes não despacháveis.

### 3.4 Interação com a rede de distribuição

Como a dimensão das microrredes são incomparáveis com a rede de distribuição convencional, seu ingresso não gera grande impacto nesse momento. No entanto, à medida que, gradativamente, houver o aumento da penetração das microrredes, a estabilidade e a segurança do sistema serão significativamente influenciadas. A análise das interações dinâmicas entre ambas redes serão de fundamental importância nesse cenário. Apesar de neste momento o impacto ser pequeno, as microrredes devem ser desenvolvidas de maneira que o foco em segurança e confiabilidade do sistema elétrico seja sempre percebido. Um dos aspectos mais promissores das microrredes é sua capacidade de oferecer serviços ancilares<sup>2</sup>, melhorando a confiabilidade do sistema de distribuição. Por serem localizadas próximas às cargas, as microrredes são mais apropriadas para oferecer serviços ancilares que as subestações convencionais, uma vez que a localização distante dificulta o monitoramento e a correção de distúrbios que ocorrem nos centros de carga.

#### 3.4.1 Serviços Ancilares

No sistema de energia elétrica convencional, o operador de rede é o proprietário, além de operar e controlar todo o sistema de geração, transmissão e distribuição fornecendo os serviços ancilares necessários. Os clientes podem fazer uso do sistema a qualquer momento com garantia de energia de boa qualidade independentemente de qual seja a condição de operação

<sup>2</sup> São aqueles que complementam os serviços principais que, na segmentação brasileira, são caracterizados pela geração, transmissão, distribuição e comercialização. Estes serviços, em um sistema integrado como o brasileiro, se caracterizam por relações causa-efeito que afetam os sistema como um todo e que ultrapassam as fronteiras da área de abrangência das empresas e/ou dos serviços principais. Para que possam ser definidos como serviços e que sejam estabelecidas formas de remuneração do agente responsável, no entanto, é preciso que ela seja mensurável (INEE-ANEEL, 2006).

do sistema. Como as tarifas não variam com a condição de operação do sistema então os clientes também não podem usufruir financeiramente de qualquer que sejam suas ações que porventura venham a beneficiar o sistema elétrico. Nesse sentido, a interação entre consumidores e concessionária do serviço é algo desprezível, restrito apenas a alguma orientação quanto ao uso da energia através do estabelecimento de tarifas sazonais. No entanto, a reestruturação e a desregulamentação da indústria de energia em alguns países passou a proporcionar um maior alcance de interação entre essas duas partes, extendendo gradualmente esta missão também aos consumidores e assim tornando-os participantes do mercado de serviços ancilares. Tais serviços geram vantagens, como:

- Possibilidade de criação de mercado para serviços ancilares, expandindo a capacidade de abastecimento e conduzindo a uma redução nos preços da energia;
- A participação conjunta dessas duas frentes (microrredes e sistema elétrico) no fornecimento de serviços ancilares contribuiria para aumentar a equidade e facilitar uma melhor utilização dos recursos;
- A missão de suporte com serviços ancilares utiliza considerável capacidade dos geradores das companhias, de forma que eles poderiam ser razoavelmente aliviados quando as microrredes também assumirem essa função;
- Maior rapidez de resposta às requisições do centro de controle que os geradores de grande porte, além de ajudar a superar os atrasos dos sinais de comunicação e controle;
- O uso de muitas microrredes no fornecimento de serviços ancilares (capacidade de fornecimento distribuída) é mais eficiente que um suporte centralizado constituído de grandes máquinas, uma vez que a falha de uma microrrede reflete um pequeno impacto no sistema global. Além disso, construir um sistema redundante para evitar falhas nas microrredes é mais fácil e barato que em sistemas de grande porte.

#### *3.4.1.1 Potência reativa e controle de tensão*

Este tipo de serviço ancilar é importante para a regulação de tensão de forma a obedecer especificações de norma, algo que pode ser aberto ao mercado competitivo, uma vez que haja regulamentação definida. O grau de participação das microrredes nesse mercado dependerá de sua dimensão e de sua localização. Diferentemente dos bancos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores, as microrredes realizam regulação suave de tensão localmente, o que reduz significativamente as perdas nos alimentadores. Além disso, o suprimento local de energia

ativa e reativa a partir de microfones reduz significativamente as perdas de alimentação. Se as microrredes fornecerem este serviço, tal feito implicaria em favorecer a operação dos geradores convencionais das grandes usinas em máxima capacidade aumentando assim a produção global.

#### 3.4.1.2 *Energia de reserva*

As microrredes podem ainda dispor de serviços que possuem diferentes tempos de resposta e visam restaurar o equilíbrio energético em tempo real entre geradores e cargas em caso de contingência súbita. Tratam-se de serviços que têm diferentes tempos de resposta e duração. Semelhantemente aos sistemas convencionais, uma capacidade adicional seria sempre mantida em reserva (ou seja, não utilizada) e utilizada apenas em caso de perda de geração na rede. Hoje, muitos sistemas de armazenamento de eletricidade, incluindo baterias, capacitores e volantes, interagem com a rede por meio de controladores eletrônicos de potência e, portanto, possuem essa capacidade. Além disso, alguns mercados de energia atribuem alto valor a essa funcionalidade, permitindo que o proprietário de uma instalação com essa característica acumule benefícios monetários.

- **Reserva girante:** A reserva girante é a capacidade não utilizada de um gerador (ou usina) que pode ser liberada por decisão do operador do sistema e que é proporcionada por dispositivos sincronizados com a rede e capazes de compensar a potência ativa. As microrredes são capazes de oferecer este suporte por terem atuação rápida a desvios de frequência. Com capacidade de atendimento à requisição do operador dentro de até 10 segundos, elas atuam por curto período de tempo até serem substituídas pela reserva suplementar;
- **Reserva suplementar (não-girante):** As microrredes podem fornecer este serviço, fazendo com que seus geradores respondam a pedido do operador do sistema, dentro de cerca de 10 minutos de decorrida a contingência. O balanço de energia é mantido então até 30 minutos após a contingência, momento a partir do qual o sistema de *backup* assume as cargas.
- **Sistema de *backup*:** Neste caso o operador define as cargas que são prioritárias no sentido de manter para elas o fornecimento de energia durante falhas de suprimento primário. Decorrido 30 minutos de contingência, é feita a comunicação quanto à necessidade de atuação do sistema de *backup* de forma a atender às necessidades do sistema. Os preços da eletricidade em tempo real são voláteis e os custos mudam dinamicamente com o balanço

energético entre carga e geração. Portanto, as microrredes podem vender essas reservas em mercado aberto e fazer lucro substancial fora delas, particularmente durante o período de alto preço.

#### 3.4.1.3 *Regulação e seguimento de carga*

As microrredes quando integradas podem utilizar esses dois serviços ancilares de forma a adaptar-se às variações temporárias de carga.

**Regulação:** Os geradores são equipados com controladores que ajustam a geração à demanda de carga a cada minuto a fim de manter a frequência dentro dos limites estabelecidos. É algo que pode ser implementado utilizando microfuentes.

**Seguimento de carga:** Trata-se da capacidade de a geração proceder o seguimento das variações da demanda de carga, em intervalo de tempo maior que na regulação, porém com bom acerto quando utilizando técnicas de previsibilidade.

Além desses serviços ancilares, as microrredes são capazes de oferecer condição suficiente para implementação *black-start*. De uma forma geral as microrredes apresentam-se como uma forma alternativa de fornecimento de energia utilizando fontes de pequena escala. O uso de unidades individuais de geração e sua integração à rede de distribuição tem impactos dinâmicos consideráveis no comportamento da rede elétrica principal. Por outro lado, integrá-los na forma de microrredes tem como ganho o aumento de estabilidade global do sistema de distribuição e sua segurança. As microrredes integradas à rede de distribuição podem operar ilhadas (nas ocasiões de perturbação) ou em sincronismo com a rede principal garantindo bom desempenho econômico e estabilidade de operação para a satisfação do cliente.

### 3.5 **Microrredes no Brasil**

O SIN (Sistema Interligado Nacional) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. A manutenção do SIN apresenta-se cada vez mais onerosas ao consumidor, pois os atuais potenciais hidroelétricos se encontram em locais distantes e que exigem altos custos para sua construção. A presença de microrredes no Brasil ainda é essencialmente do tipo isolada, constituída de sistemas híbridos centralizados onde a combinação de vários recursos naturais garante geração de energia constante possibilitando assim atendimento a comunidades remotas, afastadas do acesso ao sistema elétrico de distribuição

(MARINHO, 2011). Conforme dados do ONS, 3,4% da capacidade de produção de eletricidade (fonte primária hídrica) do país encontra-se fora do SIN (basicamente na região amazônica) (ALCÂNTARA, 2011). A usina hidrelétrica de Belo Monte, enquadra-se neste percentual, prevendo custos de R\$ 30 bilhões para se levar sua produção aos grandes centros de carga além de R\$ 10,4 bilhões de manutenção do sistema de transmissão (ANEEL). Uma solução para esse tipo de problema é expandir o papel das microrredes que interagiriam com o SIN, mas que poderiam operar independentemente dele em caso de desligamentos ou outros distúrbios. Diante da realidade de países com maior grau de automação nas linhas de distribuição, percebe-se a necessidade da efetivação das microrredes agora também conectadas à rede de distribuição principal. Muitos países não possuem documentação legislativa especificamente direcionada por ser este tema ainda recente no mundo. No Brasil, por exemplo, não há legislação para este segmento. A perspectiva de produção de energia elétrica em baixa tensão é uma ameaça politicamente poderosa às empresas distribuidoras de energia elétrica, sejam públicas ou privadas. Apesar disso, há crescente busca para este tipo de definição. Através da consulta pública nº 015/2010 (10/09/2010 seção 3, página 112) feita no Diário Oficial da União, buscou-se apresentar para a sociedade civil e agentes interessados o sistema regulatório brasileiro comparando-o com o de outros países. A consulta visava captar contribuições a fim de buscar soluções para as barreiras a serem enfrentadas pelo agente regulador. A questão foi levantada por falta de legislação direcionada para a geração distribuída e contou com 577 contribuições. Dentre os temas discutidos e contribuições, havia por exemplo, opiniões divididas entre agentes geradores e distribuidores. Enquanto agentes geradores informam que os inversores possuem todas as proteções necessárias e suficientes para evitar energização indevida da rede (bem como outras questões de qualidade de energia), agentes distribuidores informam que a rede de distribuição não fora projetada considerando a possibilidade de fluxo bidirecional de energia, além de colocarem em questão aspectos como perda de sensibilidade da proteção de forma a se perceber energização acidental de ramais em manutenção, elevação do nível de curto circuito (com necessidade de alteração das proteções já existentes), possibilidade de sobretensão em carga leve, cintilação, aumento de distorções harmônicas, flutuação e desequilíbrios de tensão etc. O ilhamento não intencional apresenta riscos à segurança dos eletricitistas que vierem a trabalhar na manutenção desse circuito supostamente “desligado”. Essas e outras questões levantadas ratificam a necessidade de maiores estudos na área de forma a definir diretrizes que atendam satisfatoriamente tanto questões de qualidade de energia (ANEEL) como de segurança

nos trabalhos com eletricidade (NR-10 / Ministério do Trabalho). Assim, sob o ponto de vista do tema microrredes, faz-se uso nesse momento da legislação desenvolvida (e em vigor) dedicada à geração distribuída que é o segmento que até então mais se aproxima da semelhança estrutural das microrredes. Um exemplo prático disso consiste em adotar a soma das potências das microgerações individuais da microrrede para o enquadramento nos requisitos mínimos regulamentados no módulo 3 do PRODIST (adaptado por cada companhia de energia na forma de normas locais) designando as condições mínimas de permissão de ligação. A Tabela 1 apresenta os níveis de tensão aos quais as centrais geradoras enquadradas no conceito de micro e minigeração distribuída devem considerar suas instalações.

Tabela 1 – Tipo de conexão - Concessionária local

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
$\leq 10\text{kW}$	Baixa Tensão (Monofásico - 220Vca)
$> 10$ e $\leq 20\text{kW}$	Baixa Tensão (Bifásico - 380Vca)
$> 20$ e $\leq 75\text{kW}$	Baixa Tensão (Trifásico - 380Vca)
$> 75$ e $\leq 5000\text{kW}$	Média Tensão

Fonte: Adaptado de (ENEL, 2016).

A Tabela 2 por sua vez indica as proteções mínimas necessárias na central geradora em função da potência instalada.

Nos países onde as microrredes já operam sob uma regulamentação estabelecida, a conexão à rede da concessionária se dá em um PCC entre a rede da concessionária e a medição de energia. A proteção anti-ilhamento (ilhamento não intencional) é requerida no Brasil com o objetivo de desconectar a microgeração, minigeração (ou ainda a microrrede, minirrede) do sistema elétrico da concessionária sempre que houver perda de qualidade na rede elétrica principal ou na microrrede. As unidades geradoras individuais (que não deixam de ser caracterizadas como micro ou minigeração) devem, portanto, cumprir as exigências da concessionária, garantindo individualmente tal proteção. As microrredes com seu controle local de energia criam um possível novo modelo de negócio apresentando mercado aberto e competitivo. Além disso, como elas podem ser construídas em escala ótima para seus usuários são, portanto, capazes de oferecer serviços personalizados de energia com o melhor preço para cada consumidor. Neste ambiente,

Tabela 2 – Proteções mínimas em função da potência instalada

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	<10kW	10 a 500kW <sup>(4)</sup>	>500kW <sup>(4)</sup>
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim <sup>(3)</sup>	Sim <sup>(3)</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: (ANEEL, 2008).

os consumidores passariam a ter controle sobre o preço que pagam pela eletricidade, enquanto os produtores de eletricidade teriam um ambiente de concorrência que seria um incentivo de mercado, otimizando acessibilidade, eficiência e a confiabilidade da energia gerada. Obviamente para que esses novos padrões sejam implementados com plena aceitação é necessário que ainda muitas barreiras regulatórias sejam removidas.

Há também outros aspectos não definidos, entre eles, por exemplo, como seria definido o preço justo a se pagar pela energia oriunda das microrredes, como as microrredes poderiam ser despachadas (especialmente aquelas construídas por consumidores cativos), de forma que um *marketing* sobre as microrredes é algo que passa pela consolidação das tecnologias no mercado, mudanças na legislação e criação de incentivos. No entanto, é possível utilizar

<sup>1</sup> Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.

<sup>2</sup> Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.

<sup>3</sup> Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.

<sup>4</sup> Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

como *benchmarking* países da Europa, que já possuem estrutura técnica, legislativa e regulatória implantada. A legislação alemã, por exemplo, permite que todo cidadão alemão implemente sua central de energia a partir de fontes renováveis e conectada à rede elétrica. O valor da energia excedente é retribuído pelo governo, que pagam tarifas preestabelecidas, definidas em contratos de 20 anos. Os valores variam de acordo com o tipo de energia, sendo mais altos para as fontes que custam mais, como era o caso da energia solar fotovoltaica até 2004. A diferença de preço é repassada para os consumidores. Atualmente o custo da instalação de um sistema conversor solar FV é bem mais acessível nesse país.

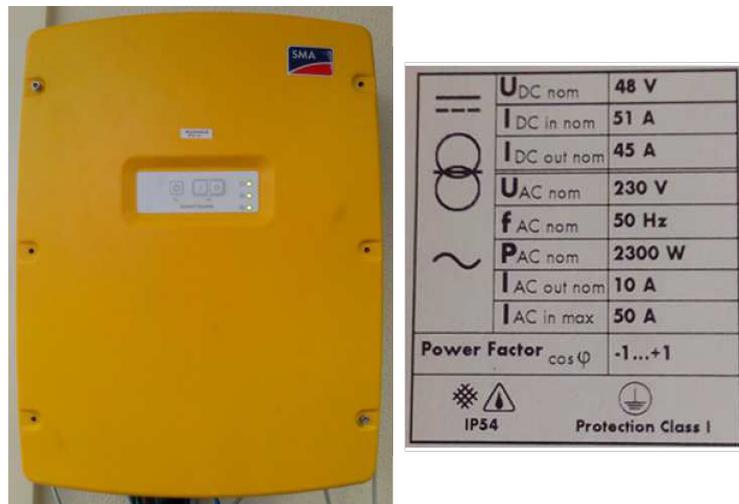
Assim, o custo-benefício da instalação da tecnologia para esse tipo de energia torna-se muito interessante. As microrredes sem dúvida são uma alternativa ambientalmente sustentável e socialmente responsável para o incremento da oferta de energia no sistema, e sua implantação certamente terá impacto direto no planejamento do sistema como um todo, tendo em vista sua capacidade de atender a parte da carga, adiando investimentos na expansão do SIN. Além disso, irá promover a criação de um novo mercado de microgeração, com criação de empregos e novos serviços e necessidades de qualificação de pessoal.

#### 4 INVERSOR FORMADOR DE REDE

Conforme abordado anteriormente, a microrrede implementada neste trabalho configura-se como uma estrutura didática conectada à rede da concessionária de energia, utilizando como microfones inversores do tipo *grid tie*. Um dos segmentos da microrrede foi desenvolvido para operar com geração emergencial, ou seja, numa ocasião de falta (real ou intencional) da rede elétrica de distribuição. Esse segmento é capaz de fornecer energia a um grupo de cargas prioritárias, operando portanto de forma isolada.

Na operação da microrrede isolada da rede principal, um inversor FR é utilizado para monitorar o estado da rede elétrica da concessionária, estabelecer a rede isolada em caso de falta, além de proceder o ressinchronismo com a rede da concessionária em caso de correção da falta e o reestabelecimento da rede. Para desempenhar essas funções foi então adquirido o inversor de bateria bidirecional *Sunny Island 3.0M-11* do fabricante alemão SMA, ilustrado na Figura 26<sup>1</sup>. Neste trabalho, salvo em algumas exceções, faremos menção a ele apenas como SI.

Figura 26 – Inversor *Sunny Island 3.0M-11*



Fonte: Adaptado de (SMA, 2011).

<sup>1</sup> Segundo o manual do fabricante SMA, o equipamento possuiria ajuste de frequência para redes de 50Hz e 60Hz. No entanto, foi percebido durante a pesquisa que esta flexibilidade não estava implementada em seu *firmware*, algo imediatamente apontado ao fabricante que dedicou-se proceder a correção. O processo de desenvolvimento técnico durou cerca de 5 meses. Decorrido esse tempo o fabricante enviou o novo *firmware* que foi prontamente instalado e testado, a fim de dar prosseguimento à pesquisa.

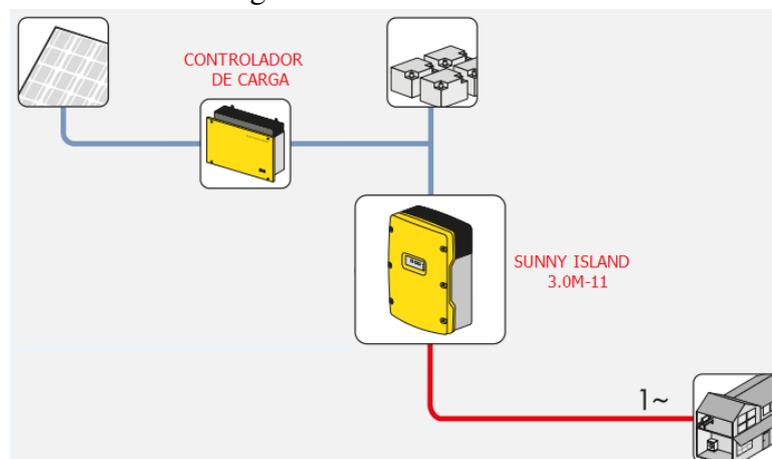
#### 4.1 Descrição e aplicações

*Sunny Island 3.0M-11* é de um inversor de bateria bidirecional de 3kW monofásico, que alimenta cargas CA a partir de um banco de baterias e também carrega as baterias a partir da energia disponibilizada pela rede CA a qual ele é conectado (seja esta uma rede autônoma (*stand alone*, em inglês) ou a própria rede de distribuição da concessionária local). O inversor é capaz de controlar esse balanço de energia elétrica em 4 tipos de aplicações de sistemas geração de energia. São elas:

1. Sistemas *offgrid*'s (caso das microrredes isoladas da rede de distribuição);
2. Sistemas *ongrid* com aumento de autoconsumo (*increased self consumption*, em inglês);
3. Sistemas *ongrid* com *backup* de bateria;
4. Sistemas *ongrid* com *backup* de bateria e aumento de autoconsumo;

A primeira aplicação tem diferentes peculiaridades em relação às aplicações 2, 3 e 4 no que diz respeito à instalação do inversor, de forma que, dependendo do tipo escolhido (uma instalação isolada não servida pela rede elétrica de distribuição - aplicação 1 - ou uma instalação interligada à rede elétrica de distribuição - aplicações 2, 3 e 4) haverá conexões elétricas exclusivas para cada uma delas. As duas últimas aplicações (3 e 4) são variantes da segunda e, portanto, 2,3 e 4 possuem conexões elétricas similares. A Figura 27 ilustra a aplicação 1. Nessa condição, é anexado ao inversor FR um controlador de carga, ao qual é conectada a fonte primária (módulos FV). O controlador de carga é responsável pelo rastreamento do ponto ótimo de operação dos módulos FV (ponto de máxima potência).

Figura 27 – Sistema *offgrid* convencional com controlador de carga

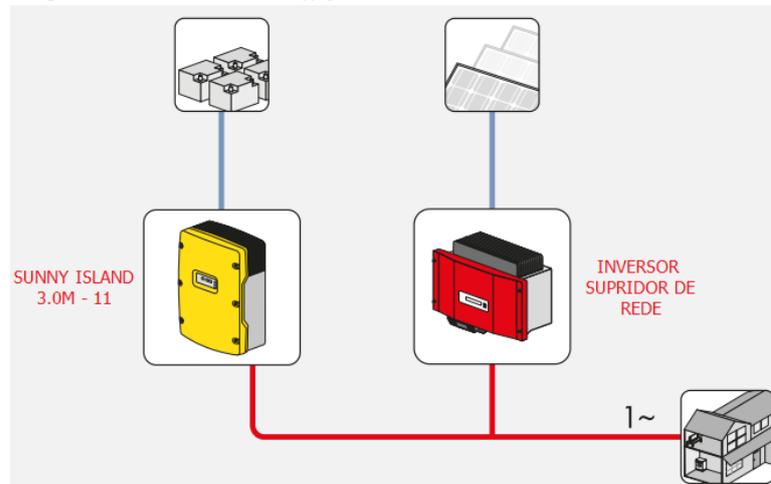


Fonte: Adaptado de (SMA, 2004a).

O inversor de bateria estabelece a rede elétrica quando da sua operação isolada da rede elétrica de distribuição (caso dos sistemas puramente *offgrid* e também dos sistemas interligados à rede com flexibilidade de *backup* - durante a operação independente), permitindo assim que outras fontes CA possam fornecer energia ao sistema.

As figuras 28 e 29 mostram duas outras variações da aplicação 1. Na primeira, (Figura 28) o inversor FR estabelece a rede de referência e uma fonte externa (inversor do tipo *grid tie*) sincroziza com ela injetando potência.

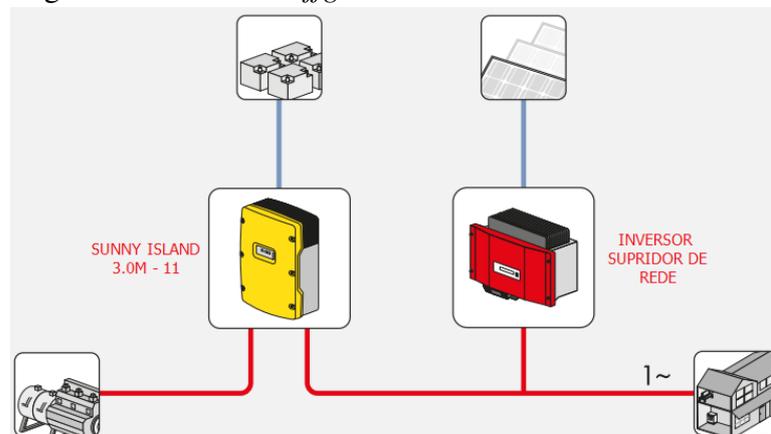
Figura 28 – Sistema *offgrid* com fonte CA externa



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004a).

Na segunda variação (Figura 29) é acrescentado à mesma estrutura da Figura 28 um gerador diesel controlado pelo inversor FR.

Figura 29 – Sistema *offgrid* com fontes CA externas

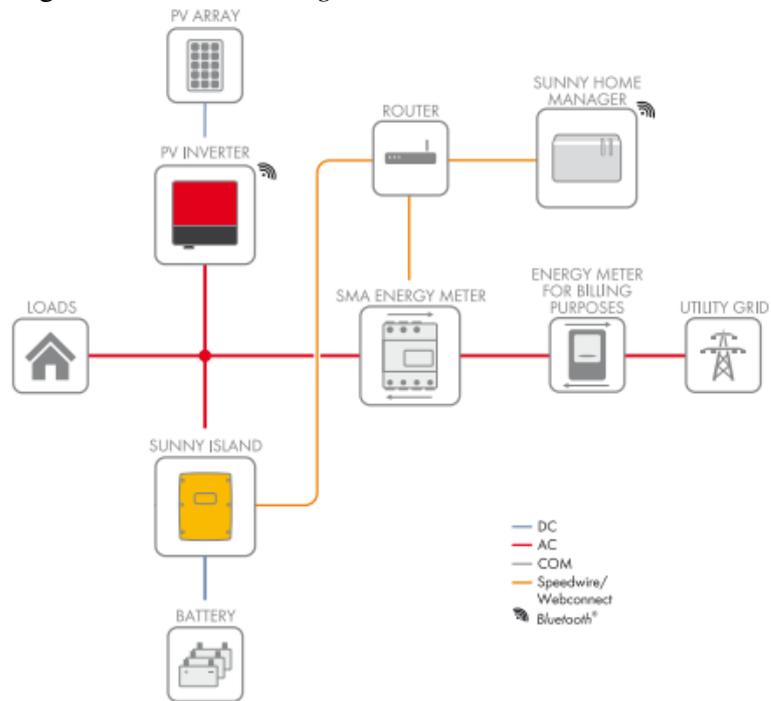


Fonte: Adaptado de (SMA, 2004a).

A Figura 30 apresenta uma ilustração da aplicação 2 (sistema conectado à rede com aumento de autoconsumo) e neste momento cabe uma breve explicação sobre o tema “aumento

de autoconsumo”.

Figura 30 – Sistema *ongrid* com aumento de autoconsumo



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004e).

A taxa de autonomia ( $T_A$ ) de um sistema de geração conectado à rede é dada pela equação 4.1,

$$T_A = \frac{\text{Energia Solar Produzida}}{\text{Energia Total Consumida}} \quad (4.1)$$

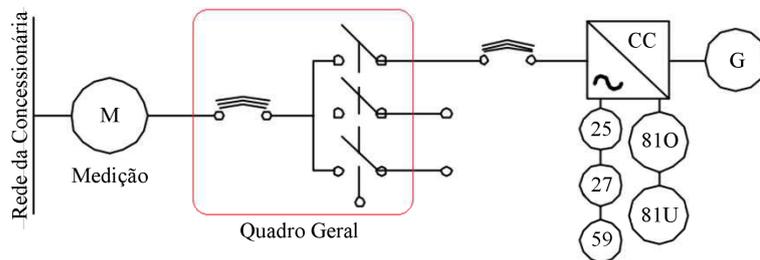
ou seja, ela representa o grau de independência energética do consumidor cativo em relação à rede elétrica da concessionária.

Por sua vez, a taxa de autoconsumo ( $T_{AC}$ ), dada pela equação 4.2, representa o grau de consumo da energia gerada pela planta.

$$T_{AC} = \frac{\text{Energia Solar Consumida}}{\text{Energia Solar Produzida}} \quad (4.2)$$

Os sistemas FV convencionais do tipo *grid tie* convertem energia solar em energia elétrica que pode ser injetada na rede através de um quadro elétrico à jusante do qual está o ponto de medição, conforme mostrado na Figura 31.

Figura 31 – Diagrama de um sistema em BT com geração distribuída



Fonte: Adaptado de (ENEL, 2016).

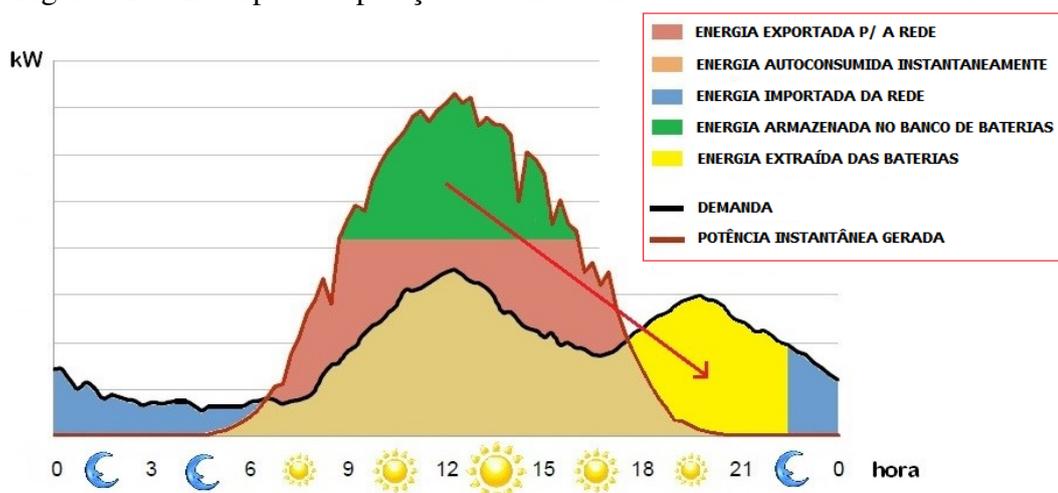
Se a energia produzida em dado momento não for suficiente para atender à demanda de carga, então a energia complementar necessária é importada da rede elétrica da concessionária. Se por outro lado a energia produzida for excedente à necessidade, então este excedente é exportado para a rede elétrica da concessionária. Normalmente o horário de maior produção de energia em sistemas FV residenciais não coincide com os de maior demanda de carga. Estudos mostram que instalações de padrão residencial consomem apenas cerca de 20% da energia solar produzida (NEDAP, 2017).

No Brasil é adotado o sistema de compensação *net metering*, para os consumidores com geração própria. Nessa modalidade é feito apenas um balanço entre a energia consumida e a energia gerada. Caso o consumo seja maior que a produção, então o consumidor cativo deve pagar uma fatura complementar correspondente. Se por outro lado, a energia produzida for maior que a energia consumida, é feito o balanço e a parcela extra fica disponível por um determinado prazo para ser utilizada até 60 dias após a data de faturamento na amortização de outras contas futuras de energia da residência (ou estabelecimento), ou ainda para amortizar alguma fatura de outra unidade consumidora, desde que esta unidade esteja registrada em nome da mesma pessoa física ou jurídica. Essa forma de regulamentação não estimula os consumidores a buscarem consumir a energia gerada e sim apenas a preocuparem-se em manter o balanço entre a energia

gerada e a energia consumida. No entanto, quando há diferença entre a tarifação atribuída à energia exportada para a rede e a tarifação atribuída à energia importada da rede (esta maior do que aquela), há naturalmente incentivo a buscar-se consumir a energia gerada (dependendo de quão grande é a diferença). Esse tipo de cenário tarifário ocorre no Brasil para alguns clientes do grupo A, que possuem sazonalidade tarifária. Assim, em certos casos é financeiramente mais atrativo armazenar a energia para uso em horários de baixa ou nenhuma produção de energia ou ainda em um momento em que a tarifa de energia seja mais cara (horário de ponta). Essa forma de gerenciamento da energia que é chamada de “aumento de autoconsumo” (*increased self consumption*, em inglês), que se caracteriza por armazenar excedente de energia gerada ao invés de exportar para a rede da concessionária. Nesses casos, quanto maior for o autoconsumo maior a economia mensal.

Num sistema com aumento de autoconsumo, o sistema de gerenciamento evita ao máximo importar energia da rede de distribuição, assim quando a demanda é maior que a geração, então o sistema de gerenciamento solicita energia do banco de baterias até que este atinja a máxima profundidade de descarga ajustada no sistema de proteção do gerenciador. Só então recorre-se à rede para importar energia. Da mesma forma, o sistema de gerenciamento evita exportar energia para a rede. Quando, porventura, a geração é maior que a demanda, o sistema de gerenciamento dedica-se a carregar o banco de baterias. Somente após concluída esta atividade, ele permite exportação de energia para a rede. A Figura 32 ilustra a descrição acima exposta.

Figura 32 – Exemplo de operação de um sistema com aumento de autoconsumo



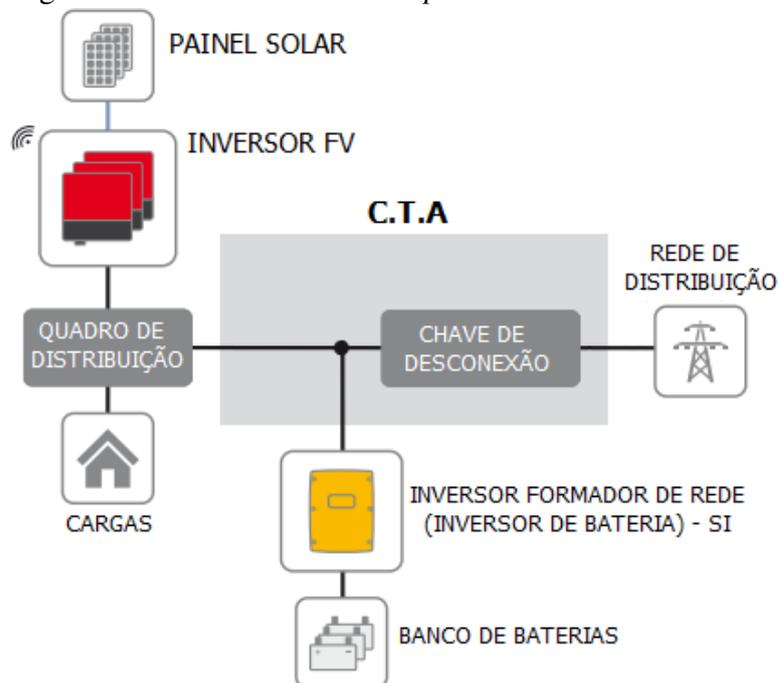
Fonte: Adaptado de (AGROTECNOLÓGICA, 2017).

Obviamente só faz sentido falar em aumento de autoconsumo em sistemas interligados à rede de distribuição. É válido realçar que a aplicação 2 é um sistema convencional *grid tie*,

ou seja, quando por algum motivo a rede da concessionária é desenergizada o sistema de geração também suspende sua atividade e a carga é igualmente desenergizada. Seu diferencial em relação a um sistema *ongrid* convencional está no acréscimo do recurso “aumento de autoconsumo”.

Por sua vez, a aplicação 3 (sistema *ongrid* com *backup*) ilustrada na Figura 33 é um sistema *grid tie* convencional que utiliza uma CTA para que numa ocasião de falta na rede, o sistema possa proceder um ilhamento intencional e funcionar de forma autônoma.

Figura 33 – Sistema com *backup* de bateria



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004b).

A aplicação 4 (sistema *ongrid* com *backup* e aumento de autoconsumo) é obtida com a liberação (parametrização) da função “aumento de autoconsumo” na IHM do inversor (para o caso do inversor utilizado, a IHM fica localizada no controle remoto), conforme mostrado na Figura 34. Neste tipo aplicação, além da possibilidade de uso do *backup* de bateria (quando da desenergização da rede da concessionária) faz-se operar com aumento de autoconsumo.

## 4.2 Menu básico

O SI não possui IHM própria, nem botões de ajuste de parâmetros. Esses recursos são disponibilizados em um controle remoto (ilustrado na Figura 34), que é conectado ao SI por meio de um cabo de dados UTP (*Unshielded twisted-pair*). Como foi informado, o SI foi desenvolvido com capacidade de ser utilizado em 4 aplicações. Para cada uma delas há

Figura 34 – Configuração da aplicação 4



Fonte: Adaptado de Google Imagens.

configurações específicas a serem feitas na IHM.

#### 4.2.1 Tela inicial

Uma vez ligado (por meio do botão “I (Liga)” ilustrado na Figura 38), o inversor apresenta na IHM um *menu* designado como *boot <init system>*. Isso indica que o operador pode aguardar as configurações de fábrica serem carregadas (o que ocorrerá naturalmente se nenhum outro procedimento for feito) ou pode criar suas próprias configurações apertando e segurando o botão do controle remoto até que perceba a emissão de um sinal acústico. Assumindo um primeiro contato do operador com o equipamento (ocasião em que deve ser feita a opção por criar suas próprias configurações), uma vez executado o procedimento informado, aparecerá de forma resumida um novo *menu* semelhante ao ilustrado na Figura 35.

Figura 35 – Menu inicial do SI

BOOT <INIT SYSTEM>	
START MENU	
1	Start System
2	New System
3	New Battery
	BatTyp
	VLRA
	BatVtgLst (48V - 63V)
	BatCpyNom (100Ah - 10000Ah)
	FLA
	BatVtgLst (48V - 63V)
	BatCpyNom (100Ah - 10000Ah)
	Lilon_Ext-BMS
	BatCpyNom (100Ah - 10000Ah)
4	New Clst Config
5	Emerg Charge

Fonte: Própria do autor.

Neste momento o operador pode fazer 5 escolhas (associadas ao *menu* da Figura 35):

1. Carregar a configuração mais recente e ir para a tela de partida do inversor (em caso de primeiro acesso, a configuração mais recente será correspondente aos ajustes de fábrica);
2. Criar um novo sistema;
3. Parametrizar seu novo banco de baterias;
4. Configurar um sistema tipo *cluster* (caso em que utiliza 3 inversores SI para criar uma rede trifásica);
5. Proceder carga emergencial no banco de baterias.

Considerando a condição de um primeiro acesso para um sistema monofásico, o operador deverá escolher a opção 2 (*New System*) da Figura 35, momento a partir do qual será apresentado outro *menu*, conforme ilustrado na Figura 36.

Figura 36 – *Menu New System*

003# 04 Dt (data)	
003# 05 Tm (hora)	
003# 06 ApplSel (OffGrid / Ongrid)	
	OffGrid
	Ongrid
	003# 07 BatTyp (VRLA / FLA / Lilon_Ext-BMS)
	003# 08 BatVtg (48V - 42V)
	003# 09
	003# 10 BatCpyNom (166Ah - 10000Ah)
	003# 11 Country (VDE-AR-4105 / AS4777)
	003# 12
	003# 13 SysFncSel (SelfConsOnly / BackupOnly / SelfConsBackUp)
	003# 14 ClustType (1Phs / 3Phs)
	003# 15
	003# 16
	003# 17
	003# 18
	003# 19
	003# 20
	003# 21

Fonte: Própria do autor.

Três considerações importantes precisam ser feitas sobre este *menu*. A primeira diz respeito ao tipo de sistema que se pretende montar: interligado à rede de distribuição (*ongrid*) ou um sistema não servido pela rede de distribuição (*offgrid* - caso de instalações remotas). No *menu* apresentado na Figura 36 esta escolha é feita no parâmetro 003#06. Observe que conforme fora informado no tópico 4.1, as aplicações 2, 3 e 4 são variações do modo *ongrid*. A segunda consideração é a de que neste menu observa-se a disponibilidade de escolha de qualquer uma dessas variações por meio do parâmetro 003#13. Por fim a terceira consideração será referente ao parâmetro 003#11 (*Country*). Esse parâmetro faz menção a duas normas internacionais (VDE-AR-4105 e AS4777). A seleção feita nesse parâmetro diz respeito às características das

redes elétricas reguladas por essas normas e seus correspondentes aspectos de qualidade de energia. No Brasil, há, no entanto, ajustes diferenciados. Nesse caso qualquer uma das normas pode ser escolhida neste momento e em outro momento (e por meio de um código de acesso privado definido como “*Grid Guard Code*”) os parâmetros que caracterizam a rede elétrica de distribuição para o inversor devem ser individualmente ajustados (e neste caso, de acordo com o módulo 8 do PRODIST). O código *Grid Guard Code* é obtido junto ao fabricante do equipamento. De posse dele, deve ser feito o acesso ao parâmetro no qual o código deve ser inserido (a saber o parâmetro 270#01). Uma vez feito isso o código garantirá autorização para alterar os parâmetros que caracterizam a rede elétrica de distribuição para o inversor (a saber os parâmetros 232.01 a 232.60). Assim, em relação à Figura 36 foram abordados, neste trabalho, apenas os parâmetros que mais poderiam gerar dúvidas, não ficando, portanto, o operador desobrigado de proceder outros ajustes, tais como “data”(parâmetro 003#04), “hora”(parâmetro 003#05), “tipo de bateria”(parâmetro 003#07), “tensão nominal do banco de baterias”(parâmetro 003#08), “capacidade das baterias”(parâmetro 003#10) e “tipo de sistema - monofásico ou trifásico”(parâmetro 003#14). Uma vez concluída a configuração, a IHM apresentará novamente a tela inicial (“*Start System*”). Assim, de uma forma geral, o SI apresenta 2 configurações básicas (2 modos de operação): *Offgrid* (utilizado em plantas com topologia correspondente à aplicação 1) e *Ongrid* (utilizado em plantas com topologia correspondente às aplicações 2, 3 ou 4). A Tabela 3 apresenta de forma resumida esta explanação, indicando também os submodos do modo *offgrid* (que foge ao escopo deste trabalho, não sendo portanto detalhado aqui).

Tabela 3 – Modos e submodos de operação do SI

<b>Modos de Operação</b>	<b>Submodos</b>
ONGRID	SelfConsOnly BackupOnly SelfCons & Backup
OFFGRID	PV Only Gen Grid GenGrid

Fonte: Própria do autor.

Apesar de a configuração no modo *offgrid* do SI também apresentar submodos, estes dizem respeito apenas à especificação das fontes externas que serão utilizadas na rede isolada em questão e que estarão sobre controle do SI. Vale citar que o modo *offgrid* também pode ser usado na configuração do SI quando da implementação de uma microrrede autônoma que possua recurso de acesso à rede de distribuição (e/ou um grupo gerador), conforme ilustrado na Figura 49.

#### 4.2.2 Navegação

Uma vez feitos os ajustes na tela inicial (por meio da escolha da opção 2 da Figura 35), o operador é então direcionado para a tela de partida do inversor (o correspondente a fazer a opção 1 do *menu* inicial na Figura 35), ilustrada aqui pela Figura 37.

Figura 37 – Tela de partida



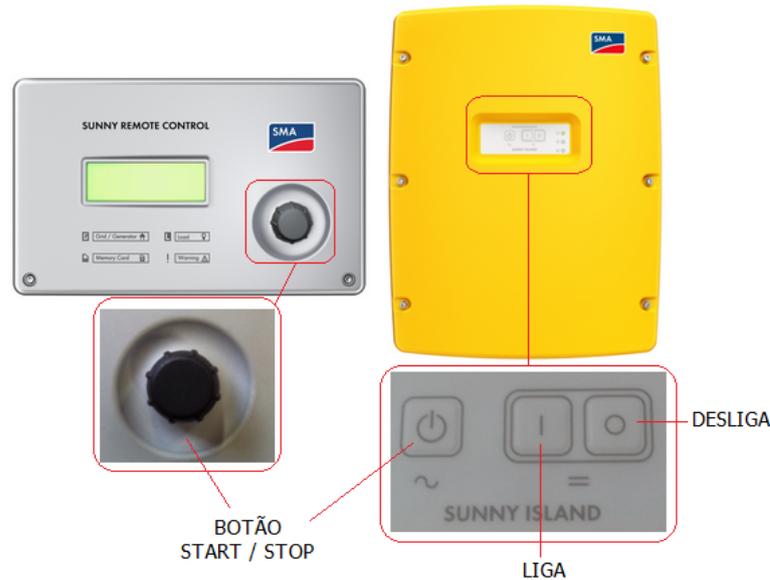
Fonte: Própria do autor.

Nesse instante, o inversor está em estado de espera (*standby*), aguardando o operador comandar a partida. A partida é feita pressionando e segurando por algum tempo o botão do controle remoto ou o botão *start\stop* do inversor, conforme mostrado na Figura 38 (no caso do controle remoto, o botão tem outras funcionalidades além de comandar a partida).

Este será o momento a partir do qual o SI procederá a tentativa de sincronização com a rede elétrica. O sucesso da sincronização dependerá dos ajustes feitos nos parâmetros do SI correspondentes às características da rede de distribuição (e como informado anteriormente, nenhuma das opções disponibilizadas no parâmetro 003#11 na Figura 36 é apropriada e coincidente com as especificações das normas brasileiras, de forma que o operador precisa proceder a alteração).

As configurações do SI foram desenvolvidas observando uma limitação hierárquica de acesso aos seus parâmetros. O grau de limitação é resumido na forma de 3 categorias de administrador (entenda-se aqui por administrador o próprio operador que está procedendo os ajustes de parâmetros). São elas:

Figura 38 – Botões de comando



Fonte: Própria do autor.

- Administrador usuário (“*user*”);
- Administrador instalador (“*instaler*”);
- Administrador perito (“*expert*”)

Por meio dessa hierarquia é feita a limitação de acesso e alteração dos parâmetros do inversor (uma analogia aos conceitos de operador “junior”, “pleno” e “sênior” respectivamente).

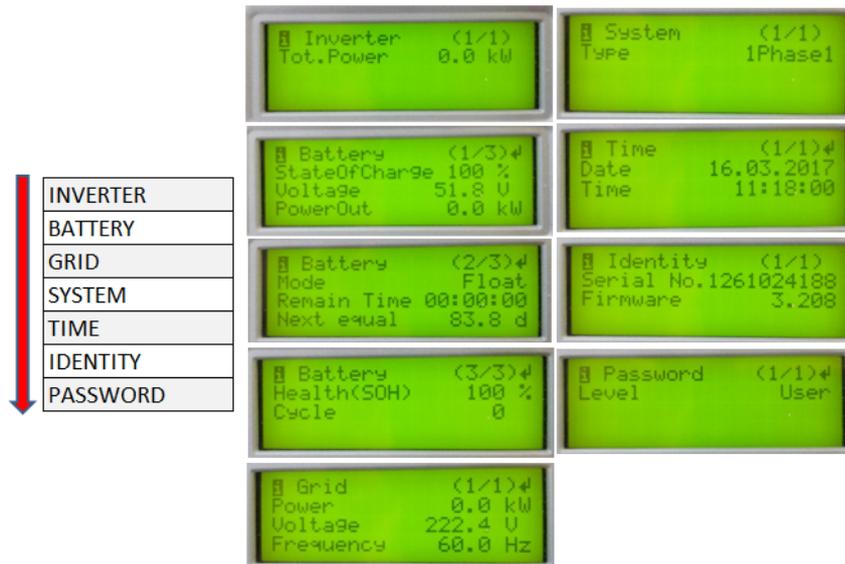
#### 4.2.2.1 O administrador tipo “*user*”

Uma vez que o operador tem acesso à tela *stanby*, ele passa a automaticamente assumir o posto hierárquico de administrador usuário. A Figura 39 ilustra de forma resumida as possibilidades de ação deste grau hierárquico.

Este é o administrador de menor grau hierárquico. Seu acesso está limitado à visualização de grandezas elétricas e de alguns dados do inversor além de alteração de data e hora. É por meio dele que se tem acesso aos outros níveis hierárquicos e, conseqüentemente, a parâmetros que irão demandar maior conhecimento técnico, tais como características elétricas da rede de distribuição local, da rede de *backup* desejada etc. Para tanto deve-se acessar a tela “*password*” e confirmar sua escolha. A partir de então é solicitado ao operador a senha de acesso conforme ilustrado na Figura 40. Uma vez digitada a senha, o operador imediatamente migra para o nível “*installer*”.

A senha é formada pela soma do número de horas de operação do inversor (“*run-time*”), que na ocasião da ilustração apresentada será  $3 + 6 + 7 + 4 = 20$ ).

Figura 39 – Tela de acesso do administrador “user”



Fonte: Própria do autor.

Figura 40 – Tela de acesso aos parâmetros principais



Fonte: Própria do autor.

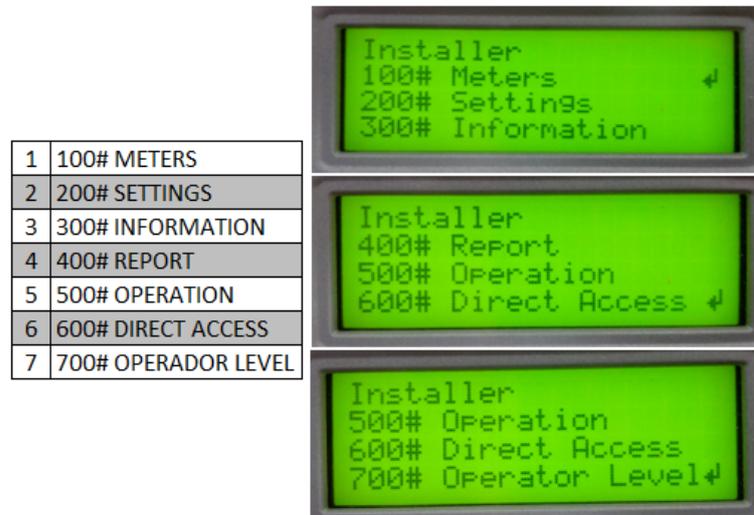
#### 4.2.2.2 O administrador tipo “installer”

Uma vez informada a senha, o operador passa imediatamente a assumir o posto hierárquico de administrador instalador e com isso tem então acesso a outro *menu* de navegação conforme ilustrado na Figura 41. Neste nível o operador pode fazer ajustes em alguns parâmetros do SI não acessados pelo nível hierárquico *user*. No entanto, este nível hierárquico também tem seus limites de atuação. Os parâmetros que têm restrição de alteração neste posto hierárquico, simplesmente não aparecem à disposição de para acesso (é o caso por exemplo do parâmetro 232#05 GdFrqNom, que só pode ser alterado estando o operador no posto hierárquico “*expert*”).

#### 4.2.2.3 O administrador tipo “expert”

Este é o posto hierárquico com maior liberdade de ação. Todos os parâmetros ocultos para o posto administrador instalador passam então a ter permissão de visualização, apesar de nem todos permitirem alteração. Para assumir este posto, o operador deve acessar o parâmetro

Figura 41 – *Menus* de acesso aos parâmetros principais



Fonte: Própria do autor.

700#*Operator Level* já ilustrado na Figura 41. A partir desse parâmetro, o operador pode escolher qualquer um dos três postos hierárquicos, conforme ilustrado na Figura 42.

Figura 42 – Níveis de administrador

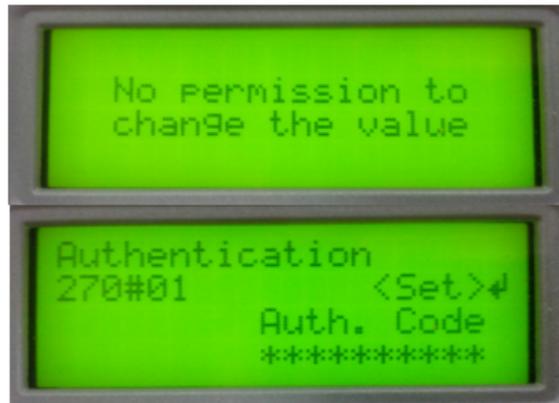


Fonte: Própria do autor.

Como informado anteriormente, as características elétricas da rede de distribuição local precisam ser configuradas no inversor (tratam-se dos parâmetros 232#01 a 232#60). No entanto, mesmo assumindo o posto hierárquico de administrador “*expert*” alguns desses parâmetros não se deixam alterar. Para acessá-los é necessário obter o *Grid Guard Code* junto ao

fabricante do inversor. Só a partir de então será possível acessar os parâmetros que permitirão o ajuste das características da rede distribuição. A Figura 43 ilustra um administrador perito com impedimento de acesso a um determinado parâmetro e em seguida o parâmetro 270#01 onde deve ser inserido o código.

Figura 43 – Parâmetro de inserção do *Grid Guard Code*



Fonte: Própria do autor.

Com o *Grid Guard Code* o operador passa a ter liberdade para alterar os parâmetros que caracterizam o perfil da rede elétrica de distribuição local para o inversor. Além disso, para os casos em que o SI seja utilizado em qualquer das aplicações com *backup* de bateria, deverão ser também configurados os parâmetros que caracterizam o perfil da rede de *backup* (que são os parâmetros 210#01 a 210#03).

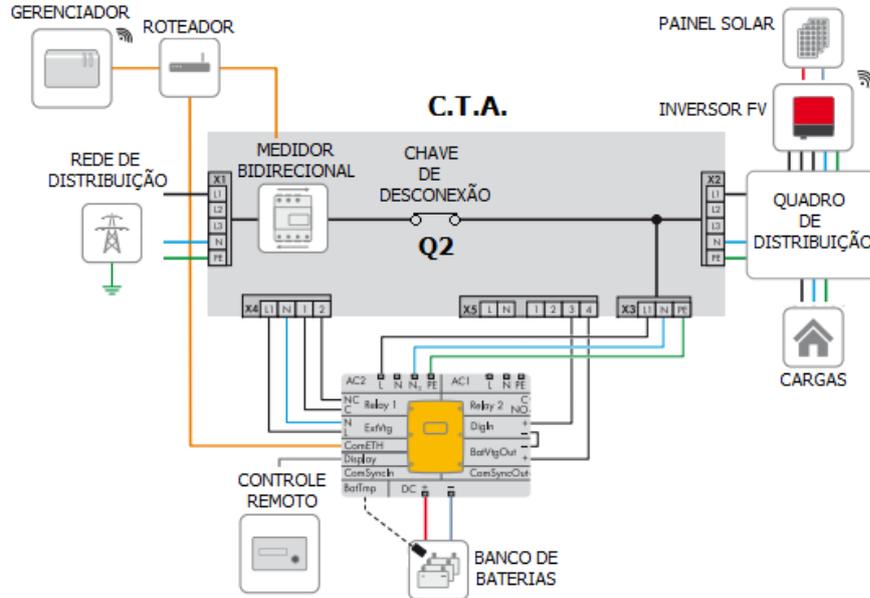
### 4.3 Conexões elétricas

A aplicação utilizada neste trabalho foi a de número 3 citada no tópico 4.1 (sistema *ongrid* monofásico com *backup* de bateria). Assim nesta seção serão apresentadas as conexões elétricas padrão deste sistema, em que o SI controla uma CTA. A Figura 44 apresenta o detalhamento da Figura 33.

A Figura 45 mostra com detalhes as entradas e saídas do SI utilizadas na Figura 44.

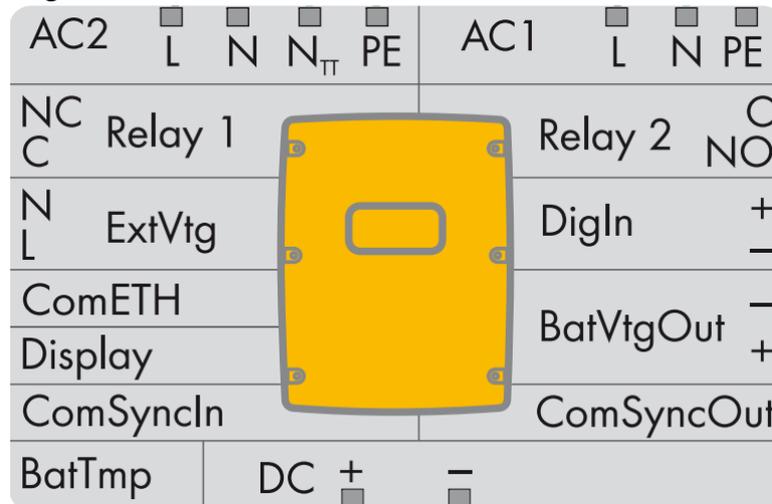
Por fim, o detalhamento da parte interna da CTA é ilustrado na Figura 46. O acesso aos pontos de conexão elétrica do SI é feito através da retirada de sua tampa frontal.

Figura 44 – Conexões do SI com a CTA



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004b).

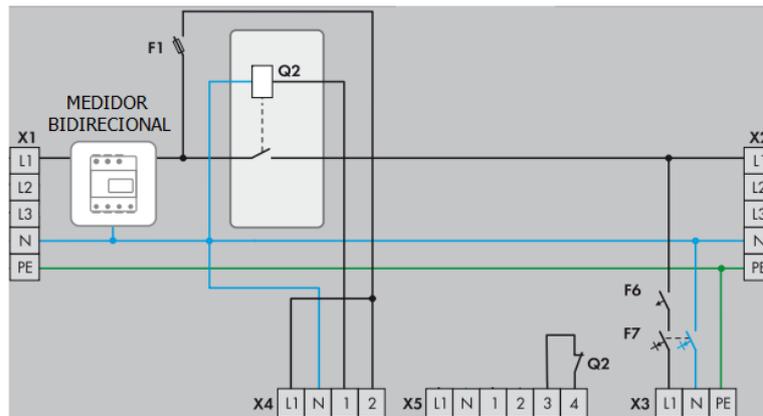
Figura 45 – Entradas e saídas do SI



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004b).

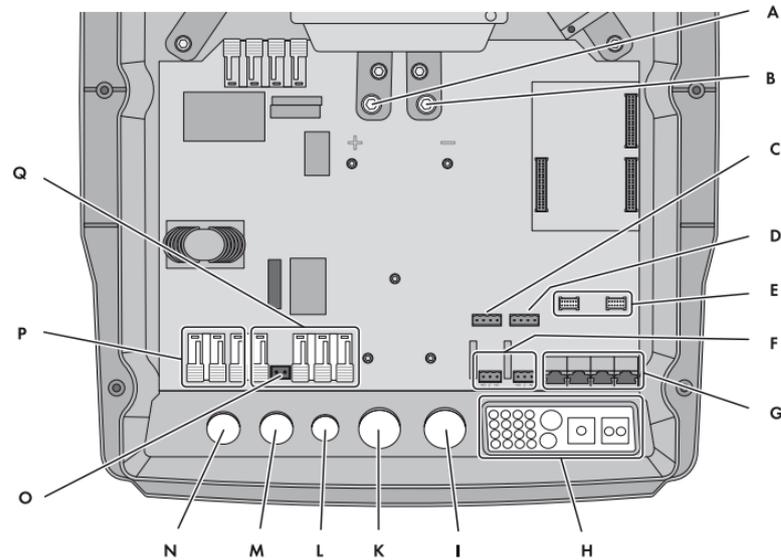
A Figura 47 ilustra os pontos físicos de conexão do cabeamento e a Tabela 4 apresenta a descrição de cada um desses pontos.

Figura 46 – Detalhamento da CTA



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004b).

Figura 47 – Pontos de conexão elétrica do SI



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004b).

## 4.4 Principais recursos

### 4.4.1 Relés multifunção

O SI possui 2 relés multifunção e faz uso deles para controlar várias funções que por sua vez exibirão na IHM estados de operação do inversor, erros de operação e mensagens de advertência. As principais funções dos relés são:

- **Controle da CTA:** Utilizado em sistemas com *backup* de bateria dentro do contexto de sincronização com a rede;
- **Acionamento de gerador a diesel:** Utilizado em sistemas *offgrid* em atendimento à requisição de potência;
- **Controle *Load-Shedding*:** Utilizado com dependência do estado de carga da bateria,

Tabela 4 – Descrição das conexões

CONEXÃO	DESCRIÇÃO
A	Pólo (+) das Baterias
B	Pólo (-) das Baterias
C	Conexões BatTmp e BatCur
D	Conexões BatVtgOut e DigIn
E	Barramentos das interfaces de comunicação
F	Conexões dos relés 1 e 2
G	Conexões RJ45 para comunicação
H	Prensa cabos
I	Abertura para passagem do cabo pólo (-) das baterias
K	Abertura para passagem do cabo pólo (+) das baterias
L	Abertura para passagem do cabo PE/ExtVtg
M	Abertura para passagem dos cabos destinados aos bornes de AC2
N	Abertura para passagem dos cabos destinados aos bornes de AC1
O	Conexão ExtVtg
P	Conexões AC1 (L , N e PE)
Q	Conexões AC2 (L , N , $N_{TT}$ )

Fonte: Própria do autor.

podendo ser criado até 2 níveis, caso em que serão usados 2 relés;

- **Controle do tempo de operação do SI:** Pode-se desejar que o SI entre em operação e saia de operação em horários definidos;
- **Controle de temperatura das baterias:** Um dos relés pode ser utilizado para acionar um sistema de refrigeração das baterias;
- **Controle de uma bomba de circulação do eletrólito:** Um dos relés pode ser utilizado para acionar a bomba do eletrólito das baterias<sup>1</sup>;
- **Controle para uso de energia excedente<sup>2</sup>:** Em sistemas *offgrid* durante a fase de carregamento das baterias, de forma especial durante a fase de carga em tensão constante, um dos relés multifunção pode ser oportunamente usado para controlar cargas específicas.

<sup>1</sup> Quando as baterias chumbo-ácido são carregadas, formam-se regiões internas com diferentes densidades ácidas o que reduz a potência útil da bateria aumentando o tempo de carregamento e a temperatura. A circulação eletrolítica garante uniformização da densidade e assim uma operação mais eficiente.

<sup>2</sup> Se o banco de baterias não puder assumir a energia excedente - por já estar carregado ou em processo de carregamento - a potência de saída das fontes externas é limitada pelo SI, sendo portanto impedida de uso - liberada de captação. Pode-se evitar a essa liberação utilizando-a para alimentar cargas específicas, como por exemplo, transferir água de um poço para um reservatório.

#### 4.4.2 *Conexão em cluster (rede trifásica)*

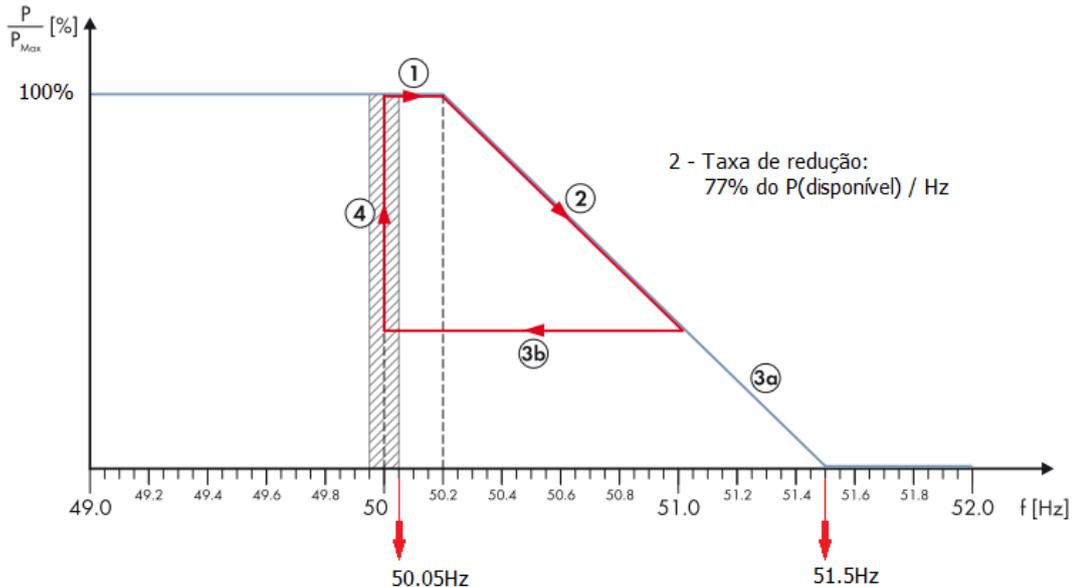
Caso se deseje implementar uma rede de *backup* trifásica, basta utilizar 3 inversores SI's, ocasião onde um deles deverá ser configurado como mestre e os 2 outros como escravos. Fisicamente haverá diferenciação entre as conexões elétricas do SI mestre e os SI's escravos. A diferença estará apenas no fato de que nos SI's escravos não serão utilizados os relés multifunção para alguma função pré determinada (ficando eles à disposição de qualquer aplicação), como também neles não serão utilizadas as saídas de força e comando designadas como AC1, DigIn, BatVtgOut, nem a porta de comunicação ComETH. A saída de comunicação ComSyncOut do SI mestre deverá ser interconectada com a entrada de comunicação ComSyncIn de um dos SI's escravos. Por fim, a saída ComSyncOut do SI escravo será interconectada à entrada ComSyncIn do último SI escravo. O banco de baterias será comum aos três SI's (barramento + e barramento -), os condutores neutros (saídas AC2 -  $N_{TT}$ ) serão interconectados entre si na barra de neutro, e, de forma semelhante, os condutores de proteção (saída AC2 - PE) serão interconectados entre si na barra de terra. Ademais, durante a configuração via IHM deve ser feita a escolha "3 Phs" no ajuste do parâmetro 003#14 (ver Figura 36).

#### 4.4.3 *Controle de potência ativa dependente da frequência*

Os sistemas elétricos de potência operam sob a premissa de balanço entre potência gerada e potência demandada. A frequência é o parâmetro de medida do balanço de potência ativa do sistema elétrico. Em sistemas de geração convencionais, quando a demanda aumenta sem aumento da geração, a velocidade dos rotores dos geradores girantes diminuem e, conseqüentemente, a frequência da rede. A variação da carga nem sempre ocorre de forma gradativa. Há cenários críticos perfeitamente comuns tais como a saída súbita de um gerador, curto-circuito em linhas de transmissão, saída brusca de um grande bloco de carga (as duas primeiras forçando uma situação de subfrequência e a terceira uma situação de sobrefrequência). Assim, nos sistemas de geração de energia de grande porte é necessário manter uma reserva de potência ativa sincronizada ao sistema, que possa ser despachada rapidamente em caso de necessidade. Em determinados países (ex. Austrália, Alemanha etc) normas locais exigem que os sistemas de geração distribuída possuam controle de potência ativa gerada em função da frequência da rede a partir de determinada potência instalada de geração, de modo a cooperar com a boa operação da rede de distribuição, algo que é uma tendência aos demais países que ainda não

tem como compulsório o uso deste tipo de recurso. O inversor SI disponibiliza este recurso na forma de parâmetros ajustáveis. Para habilitá-lo, o operador deve ajustar o parâmetro 232#41 (P-WCtHzMod) para a opção “WCtHz”. A operação do recurso ocorrerá conforme o exemplo ilustrativo da Figura 48. A título de exemplificação foi considerado um sistema instalado em conexão a uma rede de distribuição operada em 50Hz.

Figura 48 – Exemplo de limitação da potência ativa em função da frequência



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004e).

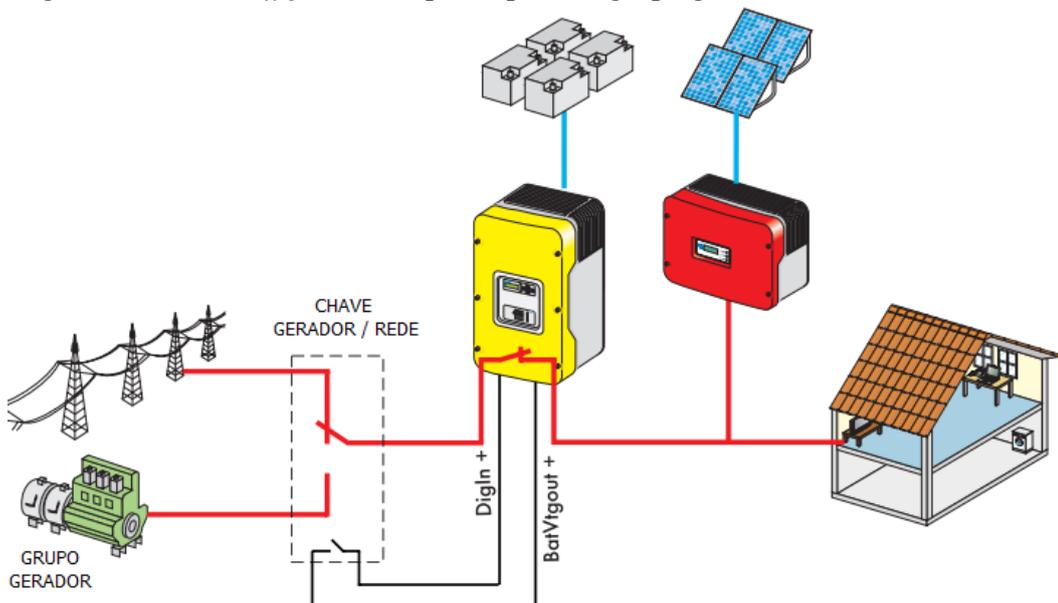
O SI é capaz de controlar as fontes externas (outros inversores FV do tipo *grid tie* SMA). No caso do exemplo ilustrado na Figura 48 a intervenção ocorre de forma que enquanto a frequência da rede permanecer em 50Hz estas fontes trabalharão sempre em seu ponto ótimo de operação (ponto de máxima potência). A partir de 50,2Hz (valor arbitrado para o exemplo ilustrativo) o SI passa deslocar o ponto de operação de potência das fontes sob seu controle. A definição do ponto de início de atuação, dependerá das normas locais de cada país e é ajustado no parâmetro 232#42 (P-HzStr) do SI. À medida que a frequência aumenta, a potência gerada decresce a uma taxa dada em P(% da nominal)/Hz (no caso deste exemplo foi escolhido 77%). O gradiente de decrescimento é ajustado no parâmetro 232#44 (P-WGra) do SI. Se a frequência continuar a crescer, o SI permanecerá reduzindo a potência de saída das fontes que estão sob seu controle, alcançando o valor zero (potência de saída nula) quando atingir 51,5Hz, ficando a fonte externa nesta condição até que a frequência volte a cair. Se, por outro lado, a frequência permanecer constante em um valor abaixo de 51,5Hz (ou mesmo que volte a cair) o SI mantém constante a potência de saída das fontes externas sob seu controle. A partir do instante em que

a frequência atinge o limite de 50,05Hz (valor escolhido para o exemplo ilustrativo), e não é observado novo aumento de frequência, o SI comanda o aumento gradual da potência de saída das fontes externas. O ajuste do limite é feito pelo operador no parâmetro 232#43 (P-HzStop). O aumento gradual escolhido para este exemplo é de 10% da potência nominal por minuto, algo que é ajustado no parâmetro 232#46 (WGraRecon).

#### 4.4.4 Suporte de tensão por injeção de energia reativa (Q)

O SI pode ser ainda utilizado (conforme ilustração da Figura 29) com uma adaptação para receber apoio de um grupo gerador no modo *offgrid* ou da rede elétrica da concessionária conforme ilustrado na Figura 49 (sob escolha do operador).

Figura 49 – Rede *offgrid* com apoio opcional grupo gerador/rede elétrica



Fonte: (SMA, 2004d).

Na ocasião do modo de operação *offgrid*, o SI tem controle sobre as fontes externas (ex. inversores *grid tie*, grupo gerador ou rede), de maneira que, conhecendo a potência total demandada, é capaz de identificar a necessidade de energia reativa. No parâmetro 232#40 (GdRtCurSrc), o operador define a fonte a partir da qual o suporte de energia reativa será feito. Se o operador ajustar para “*external*”, a energia será fornecida pelo grupo gerador ou pela rede da concessionária. Se for feita a escolha “*inverter*”, a energia reativa será enviada pelo SI. Esta aplicação particular é bastante usual e tem por objetivo fornecer a potência ativa total através do gerador e a potência reativa total para as cargas por meio do SI. A razão maior pela opção do SI em oferecer suporte de reativo ao invés do gerador está na economia de combustível, reservando

o gerador para produção de potência ativa. Por sua vez se for escolhida a opção “*shared*” o SI fornecerá o suporte de forma parcial. É válido lembrar que a escolha do modo *offgrid* é feita através do parâmetro 003#06, conforme ilustrado na Figura 36 (opção *offgrid*). Para esta escolha, as opções oferecidas são ilustradas na Figura 50. No parâmetro 003#21 (ExtSrc), o operador deverá fazer opção por “GenGrid”.

Figura 50 – *Menu New System*

003# 04 Dt (data)	
003# 05 Tm (hora)	
003# 06 ApplSel (OffGrid / Ongrid)	
	OffGrid
	003# 07 BatTyp (VRLA / FLA / LiIon_Ext-BMS)
	003# 08 BatVtgLst(48V - 42V)
	003# 09
	003# 10 BatCpyNom (166Ah - 10000Ah)
	003# 11
	003# 12 AcVtgFrqTyp (230V_50Hz / 220V_60Hz)
	003# 13
	003# 14 ClustType (1Phs / 3Phs)
	003# 15
	003# 16
	003# 17
	003# 18
	003# 19
	003# 20
	003# 21 ExtSrc (PvOnly / Gen / Grid / GenGrid)
	Ongrid

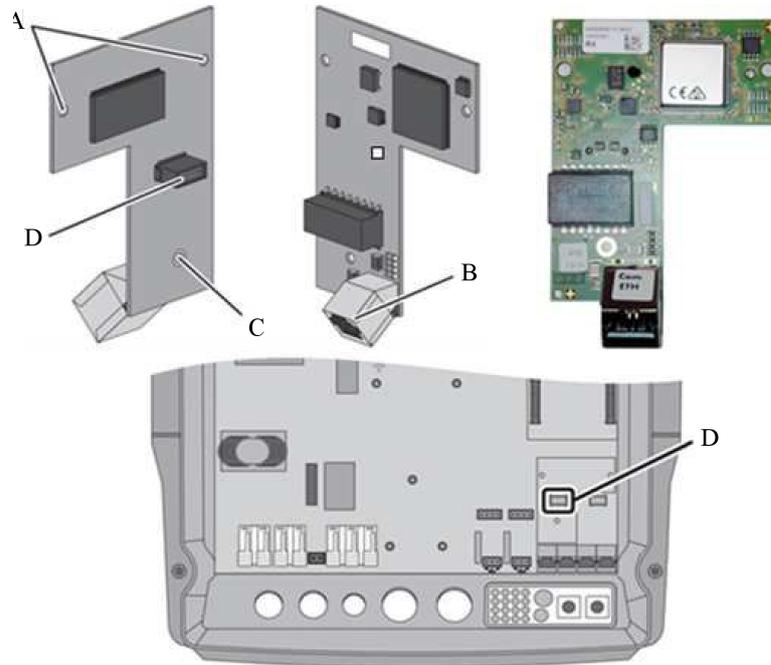
Fonte: Própria do autor.

#### 4.5 Interface de comunicação

O SI possui barramentos (*slots*) para conexão de interfaces de comunicação. Conforme a aplicação que o operador tenha intenção de fazer uso do SI (e conseqüentemente o modo de operação escolhido), haverá uma correspondente interface de comunicação a ser utilizada. Para a aplicação 3 listada no tópico 4.1 (caso da aplicação deste trabalho - *ongrid* com *backup*) foi utilizada a interface designada como *sma speedwire data module*, que é apresentada na Figura 51 com seu respectivo ponto de conexão no SI. Os pontos A e C são utilizados para fixação mecânica. O ponto D é o ponto de conexão interface/*slot*, e o ponto B é o ponto de engate do conector RJ-45. Essa interface de comunicação permitirá a comunicação do SI com o módulo de gerenciamento SHM (*Sunny Home Manager*) intermediado por um roteador conforme ilustrado na Figura 44. A Figura 53 apresenta o gerenciador (SHM) que fará a comunicação (via cabo UTP ou *bluetooth*) com as fontes externas (no caso deste trabalho um inversor *grid tie* monofásico). Dessa forma, o inversor FR (SI) poderá intervir no regime de operação das demais fontes externas (por exemplo, fazendo controle de potência em função da frequência da rede, controle de tensão

por injeção de reativo etc).

Figura 51 – Fixação da interface de comunicação



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004c).

Figura 52 – Módulo de gerenciamento



Fonte: Google Imagens.

#### 4.6 Gerenciamento do banco de baterias

O inversor FR utilizado é adaptado pra proceder o gerenciamento de carga em 3 tipos de bateria: FLA, VRLA e NiCd. As baterias FLA são aquelas que requerem manutenção do nível do meio eletrolítico. Elas possuem suas placas mergulhadas no eletrólito. Por apresentarem algum contato com a atmosfera, a água em seu meio eventualmente evapora. Além disso, as variações de carga e descarga geram calor que também contribui para a aceleração dessa

evaporação. As baterias VRLA, por sua vez, são baterias que retêm a evaporação de seu meio eletrolítico e posteriormente promovem sua condensação na própria bateria, tendo portanto um grau bem menor de manutenção. As baterias NiCd foram o segundo tipo de bateria recarregável a ser desenvolvido. Elas estão cada vez mais em desuso, pois além do efeito memória, e por terem menor capacidade e menor tempo de vida útil, esse tipo de bateria é muito poluente, já que o cádmio é um elemento químico bastante tóxico e prejudicial ao meio ambiente. Na ocasião deste trabalho foram utilizadas baterias do tipo VRLA (chumbo-ácido).

É importante que o gerenciamento da carga das baterias seja corretamente configurado no SI, pois só assim as baterias atingirão a vida útil especificado pelo fabricante. Do contrário, podem ocorrer danos às baterias por erro de configuração do regime de carga. Algumas informações básicas iniciais do banco de baterias precisam ser ajustadas no SI, tais como, o tipo de bateria utilizado (por meio dessa informação o SI utilizará a estratégia ótima de carga e de identificação de SOC), a tensão terminal do banco de baterias (que deve estar dentro da faixa que vai de 41Vcc a 63Vcc) e a capacidade das baterias em Ah (que na ocasião deve ser informada a capacidade correspondente a um tempo de descarga de 10 horas - C10). Esses ajustes são feitos no *menu* inicial do SI (ver ilustração na Figura 35). Um sensor de temperatura (ilustrado na Figura 54) é ainda conectado à entrada BatTmp (ver Figura 45) do SI uma vez que a temperatura é levada em consideração durante o regime de carga.

Figura 53 – Módulo de gerenciamento



Fonte: Google Imagens.

Figura 54 – Sensor de temperatura do banco de baterias



Fonte: Google Imagens.

#### 4.6.1 Controle do carregamento

O inversor de baterias utilizado possui uma regulação de carga de três estágios, conforme o procedimento IU<sub>0</sub>U<sup>3</sup>.

##### 4.6.1.1 Estágio a corrente constante

O primeiro estágio, conhecido como estágio de “carga a corrente constante”, ou ainda *bulk stage*, ocorre quando um carregador de baterias com este tipo de operação é conectado a um banco de baterias que se encontra em baixo estado de carga. O carregador fornece então, de uma forma constante, a máxima corrente suportável pelo banco de baterias (I), de acordo com as especificações do fabricante (o ajuste dessa corrente é feita no parâmetro 222#01 - BatChrgCurMax). O banco de baterias passa a ter sua tensão terminal gradativamente aumentada e o carregador determina o nível de tensão (à temperatura constante) em que este estágio deve parar (tipicamente 2,4V/elemento). Quando este estágio é alcançado (ocasião em que o banco de baterias normalmente está entre 70% e 80% de sua carga plena), o carregador dá início ao segundo estágio.

##### 4.6.1.2 Estágio de absorção

No segundo estágio, conhecido como estágio de “carga à sobretensão constante”, ou *absorption stage*, o banco de baterias continua sendo carregado, porém a uma sobretensão constante (U<sub>0</sub>), momento a partir do qual a corrente de carregamento passa a cair gradativamente, algo imposto pela própria bateria. Este nível de tensão é alto demais para ser imposto à bateria de

<sup>3</sup> IU<sub>0</sub>U é uma designação do Instituto Alemão de Normatização para o procedimento de carregamento de baterias do tipo chumbo-ácido, também conhecido como carga a 3 estágios: corrente constante (I), sobretensão constante (U<sub>0</sub>) e tensão constante (U), motivo da designação IU<sub>0</sub>U.

forma indefinida. O fim desse estágio ocorre quando a corrente cai abaixo de determinado limiar, quando o banco de baterias está com cerca de 95% de sua carga nominal. Alguns fabricantes de carregador promovem um pequeno decréscimo da tensão constante. No caso do inversor de bateria utilizado neste trabalho, o segundo estágio (*absorption stage*) pode ser feito em 3 regimes designados como *boost charge* (carga rápida), *full charge* (carga plena) e *equalization charge* (carga de compensação). Cada um desses regimes tem um objetivo específico e uma periodicidade de ocorrência. Isso está diretamente ligado à preservação da integridade do banco de baterias e de sua longevidade. De forma que o operador ajusta os 3 regimes de estágio de absorção, e o SI se encarrega de utilizar um deles na execução da segunda etapa de acordo com a periodicidade de cada regime.

**Regime de carga *boost* (carga rápida).** Este é o regime mais frequente de carga no estágio “absorção”. É responsável por facilitar a gaseificação promovendo a distribuição uniforme do eletrólito. Quando é utilizado, o estágio finda com um carregamento em torno de 85% a 90%. Dois ajustes precisam ser feitos para esse regime:

1. A tensão por elemento - cada bateria deste trabalho possui 6 elementos - a partir do qual o segundo estágio se iniciará no regime *boost* (parâmetro 222#07 - ChrgVtgBoost);
2. O tempo de duração do 2º estágio quando em regime *boost* (parâmetro 222#02 - AptTmBoost).

**Regime de carga *full* (carga plena).** De uma forma geral, a maioria dos carregadores de bateria procedem este tipo de carga com uma periodicidade mensal. O regime previne a deterioração prematura dos elementos ante a possibilidade de ocorrência de cargas deficientes em momentos passados. Com este regime, atinge-se 95% do carregamento ao fim do estágio. Três ajustes precisam ser feitos no SI para tal:

1. A tensão (por elemento) a partir do qual o segundo estágio se iniciará no regime *full* (parâmetro 222#08 - ChrgVtgFul);
2. A periodicidade de aplicação do 2º estágio utilizando o regime *full* (parâmetro 222#05 - CycTmFull);
3. O tempo de duração do 2º estágio quando em regime *full* (parâmetro 222#03 - AptTmFul).

**Regime de carga *equalization* (carga de compensação).** O banco de baterias é constituído de vários elementos que possuem características físicas com sensíveis diferenças, podendo por isso virem a apresentar diferentes estados de carga. Essa diferença pode vir a gerar falhas em determinados elementos, com possibilidade de degradação de todo o banco a longo prazo. O

carregamento em regime de compensação (*equalization*) tem a função de uniformizar a carga dos elementos, prolongando a vida útil das baterias em até 50%. Com a aplicação de uma tensão mais elevada (sobrecarga controlada) obtêm-se borbulhamento por gaseificação de forma que o eletrólito é agitado evitando sua estratificação. Muitos fabricantes orientam que esse tipo de aplicação deve ser realizada pelo menos uma vez por ano (apenas a baterias chumbo-ácidas)(PINHO JOÃO TAVARES E GALDINO, 2014). Três ajustes precisam ser feitos para definir as especificações desse regime:

1. A tensão (por elemento) a partir do qual o segundo estágio se iniciará no regime *equalization* (parâmetro 222#09 - ChrgVtgEq);
2. A periodicidade de aplicação do 2º estágio utilizando o regime *equalization* (parâmetro 222#06 - CycTmEq);
3. O tempo de duração do 2º estágio quando em regime *equalization* (parâmetro 222#04 - AptTmEq).

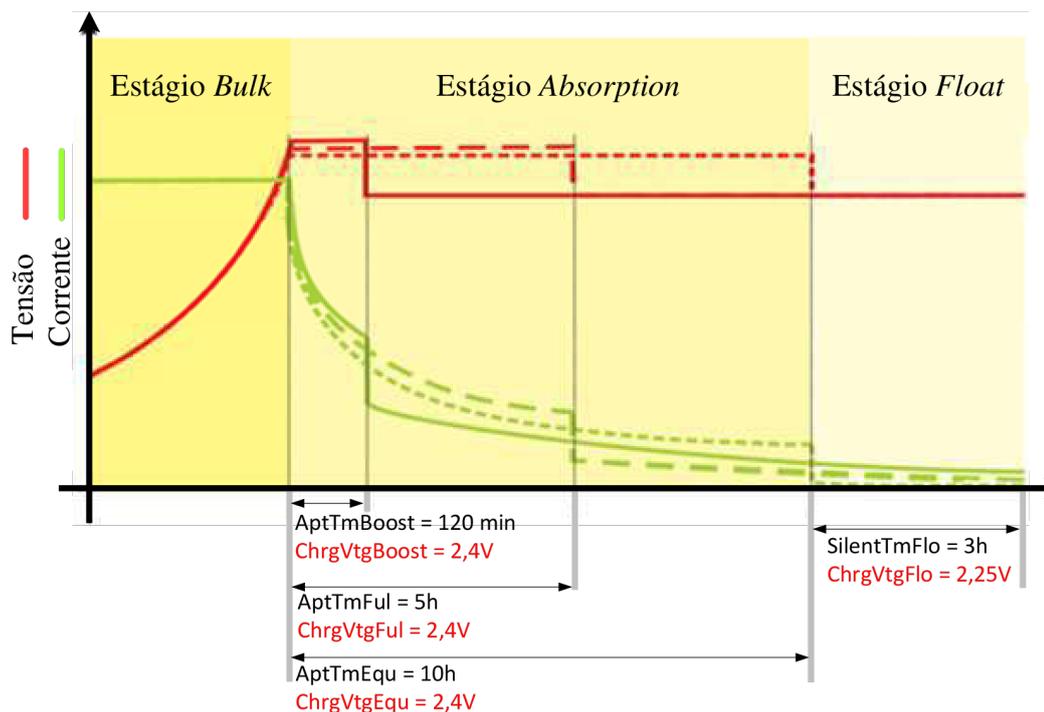
#### 4.6.1.3 Estágio de preservação

No terceiro estágio, conhecido como estágio de “carga de preservação à tensão constante” ou *float stage*, a tensão (U) é reduzida a valores seguros de serem mantidos por longos períodos, sem que isso reduza significativamente a vida útil das baterias. O objetivo desse estágio é manter as baterias completamente carregadas sem sobrecarregá-las. Durante ele, a corrente diminui gradativamente a um valor muito pequeno (da ordem de valores de corrente de autodescarga das baterias). Apenas um ajuste precisa ser feito para definir as especificações desse regime: a tensão por elemento a partir do qual o segundo estágio se iniciará no regime *float* (parâmetro 222#10 - ChrgVtgFlo). A Figura 55 ilustra o processo de carga utilizado em baterias do tipo chumbo-ácido (VRLA e FLA).

No funcionamento em presença da rede elétrica pública (seja no modo *ongrid* ou no modo *offgrid* com a chave da Figura 49 na opção “rede”), existe, adicionalmente, um 4º estágio chamado “estágio de repouso” (*silent stage*) em que o SI chaveia para *standby*. Este estágio é ilustrado na Figura 56.

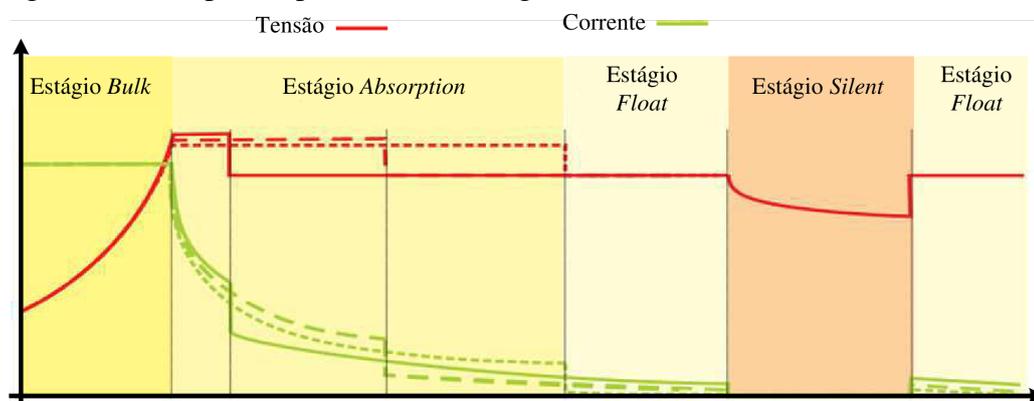
Na ocasião, o fluxo de potência é interrompido sendo um estágio exclusivamente utilizado para economizar energia. Uma vez concluído o carregamento, ou seja, concluído o terceiro estágio - *float stage*), o SI é colocado em repouso e o banco de baterias é mantido durante um determinado período em preservação de carga (*stanby*). O *silent stage* é abandonado em

Figura 55 – Etapas do processo de carregamento em baterias VRLA e FLA



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004d).

Figura 56 – Etapas do processo de carregamento em baterias VRLA e FLA



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004d).

intervalos regulares para recarregar a bateria. Durante sua ocorrência, qualquer requisição de energia é suprida exclusivamente pela rede elétrica de distribuição.

Todos os estágios de cargas são dependentes da temperatura do ambiente onde as baterias estão localizadas. A temperatura de referência é 20°C, de forma que quando a temperatura ambiente das baterias divergir deste valor (para mais ou para menos), o SI procede a correção da tensão aplicada por elemento, conforme o ajuste feito pelo operador a partir do parâmetro 222#11(BatTmPCps - dado em em mV\°C). A partir do valor ajustado, o SI diminuirá a tensão aplicada por elemento para cada grau de temperatura ambiente acima de

20°C, e aumentará a tensão aplicada por elemento para cada grau de temperatura ambiente abaixo de 20°C. Assim, de forma resumida, o operador deve ajustar os parâmetros das 3 fases de carregamento do banco de baterias.

#### 4.6.2 Reserva de carga

O SI faz o gerenciamento da carga das baterias conforme os requisitos demandados pela aplicação utilizada. A gestão é feita sob a ótica de uma segmentação da energia armazenada. No modo *ongrid*, a segmentação engloba toda a energia armazenada nas baterias, ao passo que no modo *offgrid*, a segmentação é apenas parcial, sendo a parte segmentada vista como uma região de gerenciamento para proteção contra descarga profunda. Neste trabalho, cada um dos segmentos recebe, a partir de então, a designação de “reserva de carga”. Dessa forma, uma das missões do SI é gerenciar as reservas de carga da bateria, assumindo em cada uma delas um comportamento gerencial peculiar.

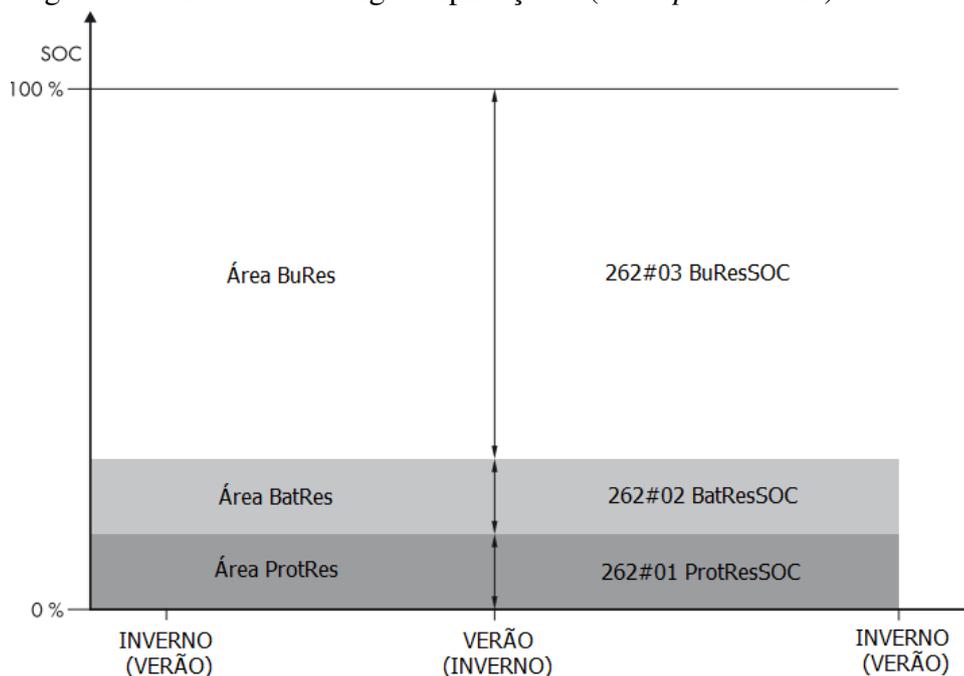
##### 4.6.2.1 Modo Ongrid

**Aplicação em cenário de *backup*.** Nesta aplicação, o banco de baterias apresenta-se em boa parte do tempo no *float stage* (ou seja, quase sempre em SOC 100%, independentemente, portanto, da sazonalidade de oferta de energia solar). A energia armazenada só passa a ser utilizada na ocasião de falta da rede de distribuição. A Figura 57 ilustra as reservas de carga existentes e ajustáveis para uso da energia armazenada.

A primeira reserva é destinada ao atendimento da demanda em *backup*, sendo designada na Figura como “BuRes”. Essa reserva não é diretamente ajustável em um parâmetro específico, sendo pois definida implicitamente como o complemento das escolhas de reservas alocadas para as áreas definidas como “BatRes” e “ProtRes”. Seu ajuste (faixa de escolha) irá variar de 15% a 100%. Ao perceber o esgotamento dessa reserva, o inversor de bateria identifica a entrada na reserva “BatRes” e interrompe sua atividade permanecendo em estado de prontidão (*standby*), ocasião em que há, portanto, interrupção no fornecimento de energia.

Na reserva designada como “BatRes”, a cada 2 horas o SI reinicia a atividade de geração da rede de *backup* (e de atendimento qualquer eventual carga presente) e simultaneamente busca identificar se há possibilidade de efetuar o carregamento das baterias a partir de um eventual excesso de energia oriunda da fonte solar (inversor *grid tie*). Enquanto não houver, ele permanecerá nesse ciclo de desligamento e religamento (a cada 2 horas) até que a rede elétrica de

Figura 57 – Reserva de carga - Aplicação 3 (*backup* de bateria)



Fonte: Adaptado de (SMA, 2011).

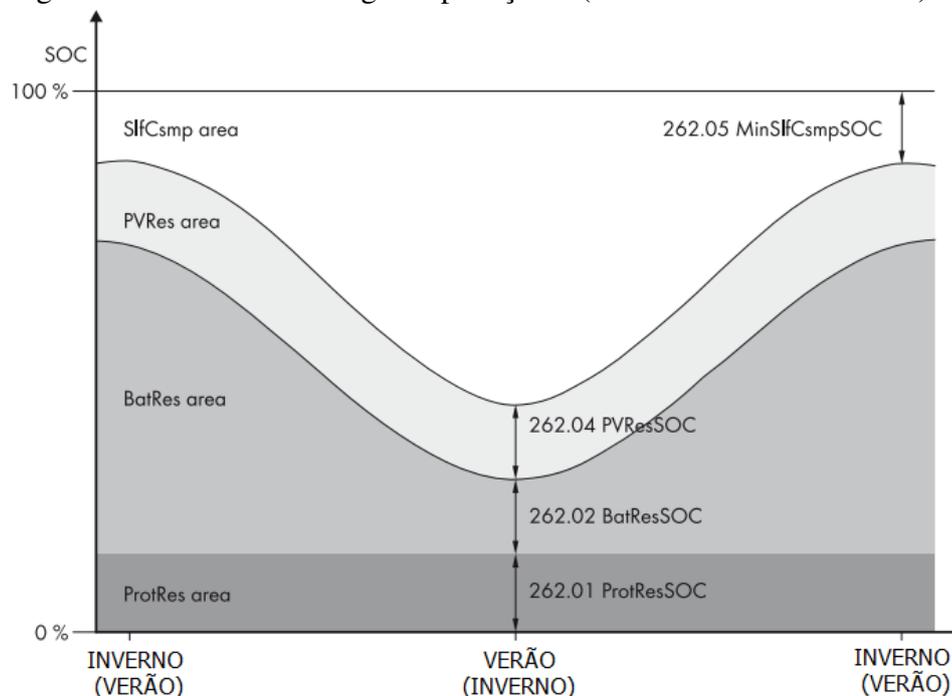
distribuição tenha sido reestabelecida, disponibilizando energia para o carregamento das baterias ou até que a reserva se esgote. A amplitude ajustável da área “BatRes” é definida no parâmetro 262#02 (BatResSOC), variando na faixa que vai de 10% a 15%.

Quando o estado de carga atinge a reserva “ProtRes”, o SI desliga-se de forma a garantir proteção ao banco de baterias. Essa reserva de carga é ajustada no parâmetro 262#01 (ProtResSOC) e varia numa faixa que vai de 0% a 10%. Trata-se de uma situação crítica de SOC (implicando em maior risco de o conversor ultrapassar a profundidade máxima de descarga permissível). Pela gravidade desta condição, o conversor interrompe o fornecimento de energia (sob pena de dano irreversível ao banco de baterias), e o retorno à atividade só é possível após a restituição da rede elétrica de distribuição, ocasião em que o operador deverá intervir procedendo o carregamento emergencial (opção 5 do *menu* ilustrado na Figura 35), ajustando o valor máximo de corrente de carga de acordo com as especificações do fabricante. Vale realçar que a carga emergencial é executada considerando as conexões elétricas do modo “*offgrid*”, de forma que no caso em que as baterias estejam sendo utilizadas em uma das aplicações do modo “*ongrid*”, basta desconectar o cabo neutro do borne  $N_{TT}$  e conectá-lo ao borne N da entrada AC2 (ver ilustração das figuras 44 e 45).

**Aplicação para aumento de autoconsumo.** Em muitas regiões do mundo, a oferta de energia solar apresenta grande variação com as estações do ano, havendo portanto, ao longo do ano, dias com muitas horas de irradiância e dias com pouca horas de irradiância. As aplicações

com aumento de autoconsumo (*increased self consumption*) têm sua maior característica no fato de armazenar energia oriunda dos sistemas FV em momentos de boa produção FV para fazer uso em outros momentos em que ele não é capaz de alimentar a carga sozinho (evitando importar energia da rede de distribuição) de forma complementar. Assim, se os dias forem de baixa irradiância, há maior probabilidade de que pouca energia seja armazenada nas baterias (pois apenas em poucos momentos do dia haverá excesso de energia solar). Por outro lado, se forem dias de grande irradiância, haverá conseqüentemente maior disponibilidade de energia para armazenamento. Nos dias em que houver pouco armazenamento, uma determinada demanda de energia fará com que se atinja os limites de SOC das baterias com maior rapidez (implicando em maior risco de o conversor ultrapassar a profundidade máxima de descarga das baterias vindo a danificá-las). Dessa forma, é interessante que em locais de grande variação sazonal da irradiância, a reserva de energia das baterias destinada para aumento de autoconsumo varie conforme a sazonalidade. Para que isso seja possível, é necessário que o operador ajuste o parâmetro 261#03 (*Saisonenable*) para a opção de habilitação. Para as localidades com pouca variação sazonal da irradiância, pode-se optar pela opção de desabilitação. A Figura 58 apresenta a reserva de carga para essa aplicação.

Figura 58 – Reserva de carga - Aplicação 2 (aumento de autoconsumo)



Fonte: Adaptado de (SMA, 2011).

A reserva designada como “SlfCsm” é destinada a uso para aumento de autoconsumo. Uma vez que o gerenciador (SHM) registra a energia produzida pela fonte externa sob seu

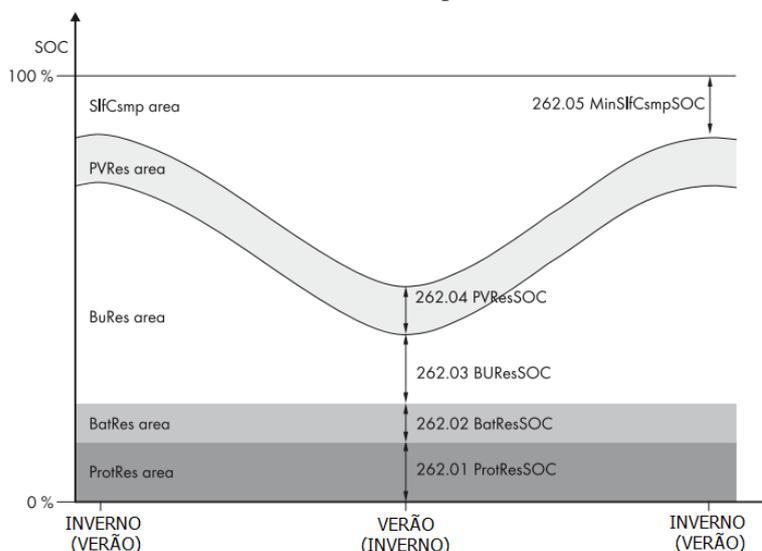
controle (gerador *grid tie*), ele é capaz de fazer previsibilidade de geração anual e assim proceder a adequação da área de reserva de carga para aumento de autoconsumo “SlfCsmP” para os dias de maior irradiância. O operador deve então fazer o ajuste da dimensão dos parâmetros de reserva de carga apenas para os dias de pouca irradiância (parâmetro 262#05 - MinSlfCsmPSOC). Esse parâmetro disponibiliza uma faixa de escolha que vai de 65% a 100%. Em caso de o operador ajustar o parâmetro da sazonalidade (261#03 - *Saisonenable*) com a opção “não”, então a área definida para aumento de autoconsumo “SlfCsmP” será constante, e terá a amplitude definida pelo operador no próprio parâmetro 262#05 (MinSlfCsmPSOC).

A reserva de carga designada como “PVRes” é uma continuidade da reserva “SlfCsmP”, divergindo desta apenas pelo fato de que o aumento de autoconsumo só é feito enquanto for identificado alguma geração da fonte externa (inversor *grid tie*), ou seja, durante o período diurno e também pelo fato de que ao atingir o limite inferior de “PVRes”, o SI voltará a carregar as baterias utilizando a rede elétrica de distribuição. O carregamento será em quantidade apenas suficiente para atingir a metade da reserva alocada para “PVRes”. Trata-se de uma estratégia que tem por objetivo evitar que o estado de carga entre na área designada como “BatRes”, uma vez que nessa aplicação a reserva “BatRes” é separada exclusivamente para uso quando a rede elétrica de distribuição estiver em falta. O ajuste da reserva “PVRes” é feito no parâmetro 262#04 (PVResSOC), que disponibiliza uma faixa que vai de 60% a 65%. Seu uso não varia com a sazonalidade. Por sua vez, o ajuste da reserva “BatRes” é feito no parâmetro 262#02 (BatResSOC), e seu uso varia com a sazonalidade, de forma que em caso de o ajuste do parâmetro da sazonalidade (261#03 - *Saisonenable*) ter sido feito com a opção “não”, então a reserva será constante e terá a amplitude definida em função dos valores ajustados nos parâmetros 262#05 (MinSlfCsmPSOC) e 262#04 (PVResSOC). Para a reserva designada como “ProtRes” vale a mesma explicação feita para o cenário anterior (aplicação em *backup*).

**Aplicação para aumento de autoconsumo e *backup*.** A Figura 59 apresenta a ilustração das reservas de carga destinadas à aplicação 4 (aumento de autoconsumo + *backup*). Ela incorpora todas as reservas de carga já citadas nas aplicações anteriores.

A reserva designada como “SlfCsmP” é destinada ao aumento de autoconsumo. Uma vez que o gerenciador (SHM) registra a energia produzida pela fonte externa sob seu controle (gerador *grid tie*) ele é capaz de fazer previsibilidade de geração anual e assim proceder a adequação da área de reserva de carga para aumento de autoconsumo “SlfCsmP” para os dias de maior irradiância. O operador deve então fazer o ajuste da dimensão dos parâmetros de reserva

Figura 59 – Reserva de carga - Aplicação 4 (aumento de autoconsumo e *backup*)



Fonte: Adaptado de (SMA, 2011).

de carga apenas para os dias de pouca irradiância no parâmetro 262#05 (MinSlfCsmPSOC). Em caso de o operador ajustar o parâmetro da sazonalidade (261#03 - *Saisonenable*) com a opção que indique desabilitação, então a reserva definida para aumento de autoconsumo “SlfCsmP” será constante e terá a amplitude definida pelo operador no próprio parâmetro 262#05 (MinSlfCsmPSOC).

A reserva de carga designada como “PVRes” é uma continuidade da reserva “SlfCsmP”, divergindo desta apenas pelo fato de que o aumento de autoconsumo só é feito enquanto for identificado alguma geração da fonte externa (inversor *grid tie*), ou seja, durante o período diurno e também pelo fato de que ao atingir o limite inferior de “PVRes”, o SI voltará a carregar as baterias utilizando a rede elétrica de distribuição. Este carregamento será em quantidade apenas suficiente para atingir a metade da reserva alocada para “PVRes”.

A reserva “BuRes” é destinada ao atendimento da demanda na ocasião de falta da rede de distribuição (atendimento via *backup* de bateria), e seu ajuste é feito no parâmetro 262#03 (BuResSOC). Quando ocorre o reestabelecimento da rede de distribuição, o SI faz uso de sua presença para voltar a carregar as baterias. Ao perceber o esgotamento da reserva, o inversor de bateria identifica a entrada na reserva “BatRes” e interrompe sua atividade permanecendo em estado de prontidão (*standby*), ocasião em que há, portanto, interrupção no fornecimento de energia.

Na reserva designada como “BatRes”, a cada 2 horas o SI reinicia a atividade de atendimento à carga e simultaneamente busca identificar se há possibilidade de efetuar o

carregamento das baterias a partir de um eventual excesso de energia oriundo da fonte solar (inversor *grid tie*) ou pelo eventual retorno (reestabelecimento) da rede elétrica de distribuição. Enquanto não houver ele permanecerá nesse ciclo de desligamento e religamento (a cada 2 horas) até obter êxito ou até que esta reserva se esgote. A amplitude ajustável da reserva “BatRes” é definida no parâmetro 262#02 (BatResSOC).

Quando o estado de carga atinge a reserva “ProtRes” o SI desliga-se de forma a garantir proteção do banco de baterias. Essa reserva de carga é ajustada no parâmetro 262#01 (ProtResSOC). Da mesma forma que como informado no tópico anterior, o retorno à atividade só é possível após a restituição da rede elétrica de distribuição, ocasião em que o operador deverá intervir procedendo o carregamento emergencial (opção 5 do *menu* ilustrado na Figura 35), ajustando o valor máximo de corrente de carga de acordo com as especificações do fabricante. Vale realçar que a carga emergencial é executada considerando as conexões elétricas do modo “*offgrid*”, de forma que no caso em que as baterias estejam sendo utilizadas em uma das aplicações do modo “*ongrid*” basta desconectar o cabo neutro do borne  $N_{TT}$  e conectá-lo ao borne N da entrada AC2 (ver ilustração das figuras 44 e 45).

#### 4.6.2.2 Modo *Offgrid*

No modo *offgrid*, o reservamento de carga (segmentação da carga das baterias) é feito sob a ótica de garantir proteção contra descarga profunda, de forma que ele só é feito quando as baterias utilizadas são do tipo “chumbo-ácidas”. Como as baterias do tipo íon-lítio não têm problemas com descargas profundas então para elas não é feita a reserva de carga no modo *offgrid* (uma vez que o operador fizer esta escolha no *menu* 003#07 - Figura 36).

Além disso, a nomenclatura atribuída para as reservas de carga no modo *offgrid* é diferente, e esse fato diz respeito à forma peculiar do uso da energia armazenada neste modo (é natural que em sistemas *offgrid* as baterias sofram descargas bem mais acentuadas que em sistemas *ongrid* com *backup*). Para o modo *offgrid*, existem apenas 3 tipos de reservas de carga. Elas são presentes em todas as variações deste modo (ver parâmetro 003#21 da Figura 50) e são designadas como:

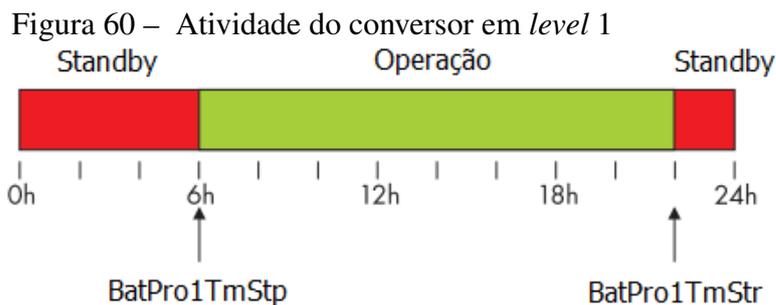
- *Level 1*;
- *Level 2*;
- *Level 3*.

Diferente das reservas de carga do modo *ongrid*, a soma das reservas “Level 1”,

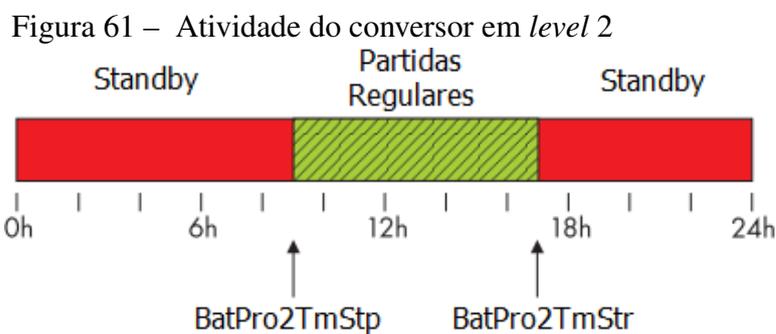
“Level 2” e “Level 3” não correspondem à energia total armazenada no banco de baterias. Trata-se de uma nomenclatura correspondente à ordem crescente de criticidade do SOC (portanto, o level 3 é o mais crítico), em que cada reserva pode abarcar de 0% a 70% da carga das baterias (ajustável pelo operador). Assim, as reservas se sobrepõem de acordo com os percentuais atribuídos pelo operador obedecendo os níveis de criticidade, em que hierarquicamente o *level 3* é superior (mais crítico) ao 2 e este ao 1. Exemplo didático: Ajustar em 50% o *level 1*, em 30% o *level 2* e em 10% o *level 3* significará operar com os critérios do level 1 quando o SOC estiver entre 50% e 30%, em seguida operar com os critérios do level 2 quando o SOC estiver entre 30% e 10% e finalmente operar com os critérios do level 3 quando o SOC estiver abaixo de a 10%. Portanto, se o operador definir a reserva *level 3* como sendo a maior, toda a operação de proteção será efetuada obedecendo os critérios desta reserva, uma vez que ela é hierarquicamente superior às demais. De forma resumida, operar em qualquer uma dessas reservas significa fazer com que o conversor apresente um gerenciamento protetivo específico com vistas a evitar a ocorrência de descarga excessiva além dos limites estabelecidos pelo fabricante.

**Level 1** Uma vez atingido o SOC do *level 1*, o SI passará a operar de forma diferenciada, caso não seja percebido fluxo de potência para as baterias dentro de um tempo ajustável pelo operador (a saber, no parâmetro 223#08 - BatProTmm). Tal operação irá variar conforme seja o horário do dia. Trata-se de um critério idealizado sob a perspectiva de que há horários do dia em que há maior probabilidade de ocorrência de energia em excesso sendo produzidas pelas fontes externas. Assim, há flexibilidade para ajustar o horário em que o SI deverá estar operante, e também o horário a partir do qual deverá permanecer em *standby* para economizar as baterias, mitigando o gasto de energia em horários de menor probabilidade de sucesso. O ajuste do horário inicial a partir do qual o SI deverá entrar em *standby* é feito no parâmetro 223#01 (BatPro1TmStr), e o ajuste do horário em que deverá sair do estado *standby* e voltar a operar normalmente é feito no parâmetro 223#02 (BatPro1TmStp). Por sua vez, o limite percentual do SOC é ajustado no parâmetro 223#05 BatPro1Soc. A Figura 60 ilustra a operação do SI no *level 1* (com 223#01 em 22:00h e 223#02 em 06:00h).

**Level 2** Uma vez atingido o SOC do *level 1*, o SI passará a operar de forma diferenciada, caso não seja percebido fluxo de potência para as baterias dentro de um tempo ajustável pelo operador (a saber, no parâmetro 223#08 - BatProTmm). O regime de operação dessa reserva irá variar conforme seja o horário do dia, diferenciando-se do *level 1* pelo fato de que durante a faixa de tempo reservada para trabalho (representada na cor verde), o SI não se



mantém em operação contínua, mas sim executa partidas regulares (a cada 2 horas), na tentativa de recarregar as baterias. Cada tentativa perdura pelo tempo ajustado no parâmetro 223#08 (BatProTmm), conforme explicado acima, momento após o qual o conversor interromperá a atividade, permanecendo no estado de prontidão (*standby*) se não houver êxito. Deste modo, pode-se especificar um horário presumível de excesso de produção, de forma a mitigar ainda com maior rigor o gasto de energia em tentativas de carregamento com menor probabilidade de sucesso. O ajuste do horário inicial de *standby* é feito no parâmetro 223#03 (BatPro3TmStr), e o ajuste do seu horário final é feito no parâmetro 223#04 (BatPro2TmStp). Por sua vez, o limite percentual do SOC é ajustado no parâmetro 223#06 BatPro2Soc. A Figura 61 ilustra a operação do SI no *level 2* (com 223#03 em 17:00h e 223#04 em 09:00h).



Ao atingir o SOC deste *level*, considera-se a ocorrência de descarga profunda no banco de baterias. Nesse caso, o conversor interrompe a atividade e se desliga por completo. O operador deverá proceder carga emergencial no banco de baterias utilizando uma fonte externa. Para isso deverá configurar no conversor essa atividade, conforme ilustração da Figura 35 (opção 5 - “*Emerg Charge*”), observando o valor máximo de corrente especificado pelo fabricante. Vale realçar que a carga emergencial é executada considerando as conexões elétricas do modo “*offgrid*”, de forma que no caso em que as baterias estejam sendo utilizadas em uma das aplicações do modo “*ongrid*” basta desconectar o cabo neutro do borne  $N_{TT}$  e conectá-lo ao borne N da

entrada AC2 (ver ilustração das figuras 44 e 45). Na ocasião em que houver um grupo gerador na rede *offgrid* sob comando do SI, este sempre acionará o gerador dentro do intervalo de tempo ajustado para operação (área verde das figuras 60 e 61).

## 5 A MICRORREDE CAMPUS DO PICI/UFC

Uma microrrede compreende um conjunto de RED's (recursos energéticos distribuídos) de pequeno porte, que faz uso de avançada tecnologia de comunicação e controle. Controladores baseados em eletrônica de potência são capazes de fornecer flexibilidade e rápida resposta às mudanças súbitas de carga e da geração intermitente baseada em recursos renováveis. Normalmente, os RED's de uma microrrede são conectados ao seu barramento CA por meio de conversores eletrônicos. A microrrede interage com a rede principal, importando e exportando energia, através de um único PCC, de tal maneira que do ponto de vista da rede principal, a microrrede representa um único gerador e uma única carga. Uma característica fundamental de uma microrrede é sua capacidade de isolar-se de forma transparente e intencional durante uma perturbação na rede da concessionária (seja esta perturbação uma falta franca de energia ou a ocorrência de distúrbios que tornem precária ou crítica a qualidade da energia fornecida), permitindo pouca ou nenhuma interrupção no fornecimento de energia às cargas. Outrossim, sua capacidade de reconectar-se à rede pública quando esta é reestabelecida vale ser realçada, momento em que deve proceder a resincronização e reconexão de forma igualmente transparente e intencional. Em virtude da sua composição com múltiplas fontes e recursos de armazenamento, as microrredes contornam o problema da indisponibilidade de energia decorrente das ocasiões de falta, uma vez que elas podem ser formadas dentro do próprio sistema de distribuição, de acordo com a norma IEEE 1547.4 (STANDARDS ASSOCIATION IEEE, 2011). Nesse aspecto, o controle local de oferta e demanda pode garantir serviços essenciais, a despeito de restrições de suprimento que possam existir na rede elétrica de distribuição.

### 5.1 Visão geral

Neste trabalho, foi feita a implementação da estrutura de uma microrrede que incluiu três sistemas solares FV monofásicos, 2 cargas e um sistema de armazenamento de energia. A planta de situação pode ser vista no Apêndice A e a sua estrutura com detalhes encontra-se no Apêndice E, onde é possível visualizar as CMM's (chaves de monitoramento e manobra). A Figura 62 apresenta um dos QGBT's (quadro geral de baixa tensão) da rede interna do campus (especificamente localizado no centro de tecnologia da UFC), ponto no qual é feita a conexão da microrrede (ver também Apêndice E).

A nomenclatura adotada para as CMM's teve como motivação seu aspecto manobrá-

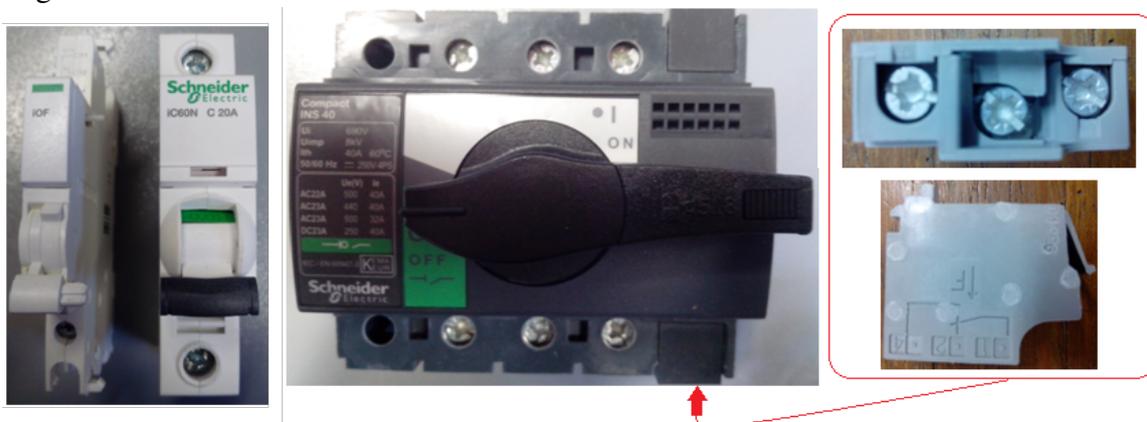
Figura 62 – Ponto de conexão da MR com a rede interna do campus UFC



Fonte: Própria do autor.

vel - local e remotamente (opção futura por sistema supervisório) - e também o fato de ter sido implementada a estrutura para futuro monitoramento dos estados (aberto ou fechado) de seus componentes (chaves seccionadoras, disjuntores e contadores). A Figura 63 ilustra exemplos de contatos auxiliares utilizados na estrutura de comunicação, que permitirá ao sistema de supervisão o monitoramento de estados.

Figura 63 – Contatos auxiliares



(a) minidisjuntor

Fonte: Própria do autor.

(b) Chave seccionadora

Os contadores, por sua vez, além de monitoráveis (fazendo uso de seus contatos auxiliares) são também manobráveis (por acionamento de bobina).

A estrutura de comunicação das microrredes têm a capacidade de receber dados das fontes primárias e baterias e enviá-los ao controlador como realimentação para o sistema de monitoramento e manobra (BANI-AHMED *et al.*, 2014). Na preparação da estrutura para comunicação do *hardware* com o futuro sistema supervisório, utilizou-se como unidade de gerenciamento um controlador modelo Modicon M251 do fabricante *Schneider*. O equipamento interfaceará a comunicação das chaves monitoráveis e chaves manobráveis (CMM's) com o

sistema de supervisão, via protocolo Modbus TCP. O uso de *gateways* entre o controlador e o SCADA é dispensável, uma vez que o controlador adquirido já possui *gateway* nativo de conversão Modbus RTU para TCP/IP. O protocolo Modbus situa-se na camada de aplicação do modelo OSI e é usado para comunicação entre servidor (controlador) e clientes (fontes, bateria, chaves e cargas). Trata-se de um protocolo industrialmente consolidado, cujas mensagens são geralmente consultas e respostas a dispositivos (p.ex. inversores) individuais, podendo ser ainda transmissões simultâneas (*broadcasting*) para todos os dispositivos da microrrede, solicitando alguma ação específica. Modbus pode ser transmitido por diferentes camadas físicas como RS-232, RS485 e Ethernet (TCP/IP) usando conversores intermediários quando necessário. A comunicação em Modbus pode ser encapsulada em um pacote TCP. A microrrede foi desenvolvida para utilizar o padrão Modbus TCP/IP com cabeamento Ethernet, sendo possível a comunicação entre o drive Modbus TCP/IP no *Eclipse Power* e o drive do controlador M251, de forma a permitir a integração entre equipamentos de campo e sistema SCADA.

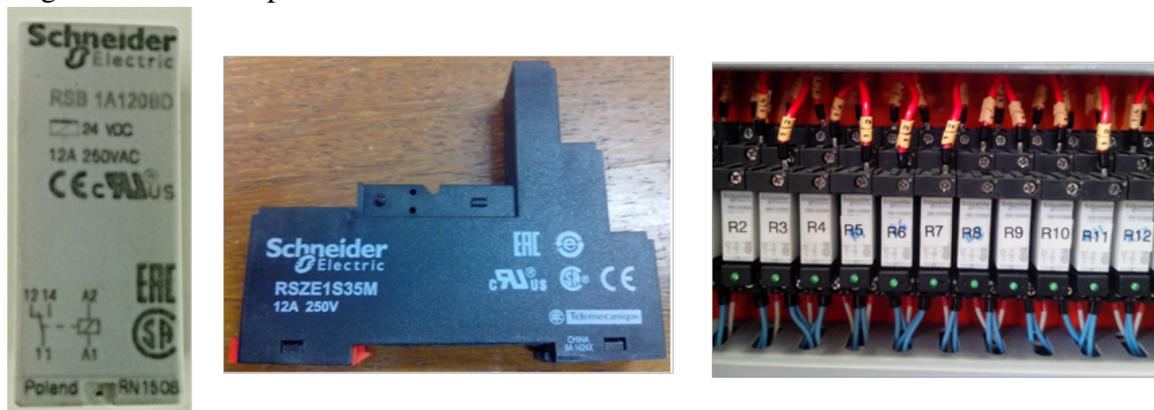
Como pré-requisito ao desenvolvimento de um sistema de automação, buscou-se garantir que os equipamentos utilizados permitam o acesso a informações desejadas, ou seja, operem com protocolo Modbus RTU. A interação dos componentes dentro de uma microrrede é um dos tópicos muito estudados, pois incorpora o controle desses equipamentos, algo que é feito mediante troca de dados e informações, algo que deve ocorrer de forma otimizada, econômica e segura. A troca de informação entre componentes de diferentes fabricantes em sistema com potência abaixo de 1MW é dificultada pela falta de padronização de protocolos de comunicação (DEGNER *et al.*, 2005). Os protocolos mais sofisticados adequam-se a unidades de maior potência, pois o preço dos sistemas de comunicação em comparação com o investimento global é baixo.

Foi escolhido protocolo Modbus TCP/IP em padrão Ethernet devido a fatores como independência de fornecedor, independência de plataforma, ser um protocolo aberto e ser o padrão mais largamente utilizado no campo de aplicações industriais.

A primeira chave de monitoramento e manobra (CMM-1) encontra-se logo à jusante do transformador de isolamento intermediando a ligação do barramento geral da microrrede (barramento “A”- Apêndice E) ao transformador. O detalhamento da CMM-1 encontra-se no Apêndice F. Todas as CMM’s foram estruturadas de forma a permitir acionamento local e remoto via futuro sistema de supervisão. Para isso os pontos de acionamento foram implementados de forma redundante, onde os contatos NF dos botões foram dispostos em série com os contatos

NF de minirelés 24Vcc. Por sua vez, os contatos NA de botões foram dispostos em paralelo com contatos NA de minirelés 24Vcc. A Figura 64 ilustra os minirelés utilizados (modelo RSB1A120BD do fabricante Schneider) e sua base de fixação.

Figura 64 – Chave para acionamento remoto



(a) Relé 24Vcc

(b) Base de fixação

(c) Instalação

Fonte: Própria do autor.

Na CMM-1 o acionamento do botão B2 conduz ao fechamento da chave e o acionamento do botão B1 conduz à abertura da chave.

Na ocasião de uma eventual falta de energia, seria necessário que o operador voltasse a acionar o contator C1 por meio do botão B2. Para evitar isso há um circuito (destacado em cor verde na Figura do Apêndice) que permitirá a recomposição automática quando do reestabelecimento da rede de distribuição. Designado neste trabalho como CCRA (circuito de comando para reestabelecimento automático) ele comporta uma chave comutadora com três contatos (um NF e dois NA, estes dois últimos nomeados na Figura do Apêndice como NA-1 e NA-2). A função da chave comutadora é permitir ao operador a escolha ou não de reestabelecimento automático (implícito reestabelecimento “Manual” ou “Autom.”).

**Escolha da opção “Manual”.** Uma vez acionado o botão B2, a bobina do contator C1 é energizada fechando dois de seus contatos NA, um dos quais é seu contato de selo e o outro não tem funcionalidade nesse momento. Na ocasião de falta de energia a chave é desenergizada. Logo é necessária a intervenção do operador para fechar a chave - após a solução da falta.

**Escolha da opção “Autom.”** Quando é feita esta escolha, os dois contatos NA da chave comutadora são fechados. Na ocasião de solução da falta de energia (ou seja, retorno da “alimentação”), não é necessária a intervenção do operador para proceder o fechamento da CMM-1, uma vez que o contato NA-1 da chave comutadora permitirá imediatamente o

acionamento da bobina do contator C1 (por meio do contato NF do relé de tempo, a saber 15-16). Com isso o contator C1 terá sua bobina energizada e fechará seus contatos NF's. O contato NF de C1 pertencente ao CCRA energizará a bobina do contator CA-1 e também a bobina do relé de retardo na energização (uma vez que neste momento o contato NA-2 da chave comutadora estará fechado). Por meio de um de seus contatos NA, o contator auxiliar CA-1 estará intertravado de forma independente dos botões, passando a ter sua bobina permanentemente energizada. Decorrido o tempo ajustado no relé de retardo, seus contatos serão comutados fechando-se 15-18 (e abrindo-se, portanto, o acionamento direto da bobina de C-1) ficando C1, a partir de então, sob controle unicamente dos botões B1 e B2. Um dos contatos NA de CA-1 garante a permanente energização do relé de retardo. É válido realçar que o contator CA-1 possui outro contato NA em paralelo com o contato NF da chave comutadora, que garantirá continuidade entre a saída do botão B1 e a entrada do botão B2.

A chave CMM-1 é, portanto, fechada automaticamente com o reestabelecimento da rede de distribuição ficando o operador livre para acionar os botões B1 e B2. O ajuste do tempo a ser feito no relé de retardo é apenas o suficiente para acionar a bobina do contator C1 com segurança.

A microrrede foi desenvolvida utilizando equipamentos consolidados no mercado, de forma a representar com proximidade uma planta convencional de geração distribuída agrupada na região. A configuração dos três sistemas FV foi concebida de forma a oferecer flexibilidade de operação, permitindo o desenvolvimento de estudos pelo Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) da UFC. Foi utilizado o *software* PVSYST para estimar a produção de energia da microrrede, que resultou numa expectativa de 14.483 kWh/ano (uma média de 1.206 kWh/mês).

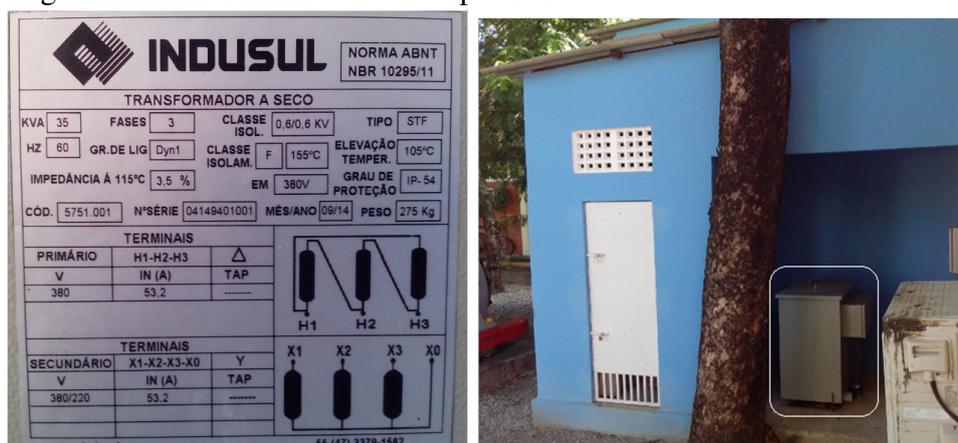
## **5.2 Equipamentos**

### **5.2.1 Transformador e malha de terra**

Foi utilizado um transformador isolador trifásico a seco do fabricante Indusul para interligar a microrrede à rede elétrica de distribuição do campus. Trata-se de um equipamento com ligação das bobinas  $\Delta$ -Y de 35 kVA, 380V - 380/220V, 60 Hz, como ilustrado na Figura 65. A potência foi estipulada prevendo expansão futura na microrrede (ingresso de novas fontes).

A malha de terra foi construída obedecendo ao padrão da norma técnica 002 da concessionária local (atendimento de subestações em média tensão aéreas - seguindo, portanto,

Figura 65 – Transformador de acoplamento



Fonte: Própria do autor.

um procedimento conservador), de forma a garantir boa qualidade do aterramento. O local de montagem apresenta-se ilustrado na Figura 66, onde são sinalizadas algumas caixas de inspeção. Trata-se de um padrão retangular com 6 hastes de 3,1m, com as hastes afastadas entre si por uma distância de 3,1m.

Figura 66 – Malha de terra retangular com caixas de inspeção.



Fonte: Própria do autor.

Tal medida refletiu em baixa resistência de aterramento obtida por medição, além de disponibilizar fácil acessibilidade para inspeções visuais. O esquemático da instalação de aterramento é apresentado nos Apêndices A e B. Cada haste foi instalada e protegida caixa de inspeção (manilha universal de concreto) de forma a permitir inspeção periódica. Fez-se uso de cabo  $35\text{mm}^2$  nú e conexões cabo-haste por solda exotérmica, conforme ilustrado na Figura 67. Na conexão da malha de terra com o condutor conectado ao borne X0 do transformador fora utilizado conector comercial tipo *split-bolt*.

A medição da resistência da malha foi feita com terrômetro modelo MTD 20KWe da marca Megabras. Na ocasião, o fornecedor do terrômetro apresentou certificado de calibração em periodicidade regular. Utilizou-se o método da queda de potencial e a resistência de aterramento

Figura 67 – Conexão cabo-haste em solda exotérmica



Fonte: Própria do autor.

resultou em torno de  $4\Omega$ , conforme ilustrado na Figura 68.

Figura 68 – Medição da resistência da malha de terra



Fonte: Própria do autor.

### 5.2.2 Analisador de energia

Com o papel de monitoramento do barramento geral da microrrede, o analisador de energia modelo NEXUS 1500 fabricado pela *Electro Industries Gaugetech*, é ilustrado na Figura 69, apresenta-se como o principal responsável pela aquisição de dados relacionados à qualidade da energia na entrada do barramento comum da microrrede. Como vantagem, possui uma interface gráfica com muito recursos. Na falta de um relé inteligente instalado no PCC da

microrrede, o analisador de energia torna-se o principal dispositivo para medições de tensão, corrente, potência, fator de potência, frequência, taxas de distorção, direcionalidade do fluxo de potência podendo ainda proceder leitura de pontos de sinal digital e atuar alarmes.

Figura 69 – Analisador de energia Nexus 1500



Fonte: Adaptada do Google Imagens.

Dentre suas principais funções estão:

- Monitoramento em tempo real e análise de qualidade de energia de forma bidirecional;
- Identificação rápida de eventos com boa confiabilidade;
- Gerenciamento da demanda;
- Geração de relatório de dados de forma rápida e confiável;
- Utilização de comunicação Ethernet ou serial;
- Análise transiente avançada;
- Possibilidades de utilização para monitoramento e atuação sobre chaves de manobra.

O equipamento possui uma porta USB e uma porta Ethernet e pode comunicar-se em rede através dos protocolos Modbus RTU, Modbus TCP e DNP3. Há ainda uma versão deste modelo que permite a comunicação em protocolo IEC 61850. O analisador de energia fora instalado junto ao ramal de conexão geral da microrrede, conforme ilustrado na Figura 3.

### 5.2.3 Cargas elétricas

No projeto da microrrede foram desenvolvidas 2 cargas para permitir manobras de teste. Uma delas foi desenvolvida para operar conectada ao barramento geral. Trata-se de uma carga trifásica com 6kW, ajustáveis, conforme ilustrado na Figura 70. São três bancos de resistores de 2kW ligados em estrela (cada banco com 10 estágios discretos de 200W, com

exaustores para promover ventilação). O centro estrela apresenta-se flexível para conexão com o neutro da rede local ou não (operação flutuante) por meio de um disjuntor.

Figura 70 – Carga trifásica resistiva ajustável



Fonte: Própria do autor.

Há também na microrrede uma carga elétrica monofásica de 2kW (10 estágios discretos resistivos de 200W com exaustores para promover ventilação) ilustrada na Figura 71 e idealizada como carga em atendimento “emergencial” (carga prioritária). Para isso ela encontra-se conectada ao sub-barramento pertencente ao sistema FV-1 da Figura 3, em analogia a cargas que por motivo de força maior não devem sofrer desenergização (*datacenters*, câmaras frigoríficas etc).

Figura 71 – Carga monofásica resistiva ajustável



Fonte: Própria do autor.

### 5.2.4 Módulos fotovoltaicos

Na escolha dos módulos FV foi consultada a Tabela 2014 de módulos FV do Inmetro, recaindo a escolha sobre o modelo CS6P-260P do fabricante *Canadian Solar* em virtude do atendimento às características técnicas desejadas, além das vantagens de custo e facilidade de aquisição. Trata-se de um modelo policristalino cujas características técnicas são apresentadas na Tabela 5 e na Figura 72.

Tabela 5 – Características dos módulos FV utilizados.

DADOS	VALORES
Potência Nominal	260W <sup>(1)</sup>
Tensão de operação em Potência Nominal	30,4V <sup>(1)</sup>
Corrente de operação em Potência Nominal	8,56A <sup>(1)</sup>
Tensão de circuito aberto	37,5V <sup>(1)</sup>
Corrente de curto-circuito	9,12A <sup>(1)</sup>
Eficiência	16,16%
Coefficiente de temperatura para Potência Nominal ( $\gamma$ )	-0,43% / °C
Coefficiente de temperatura para Tensão de circuito aberto ( $\beta$ )	-0,34% / °C
Coefficiente de temperatura para Corrente de curto-circuito ( $\alpha$ )	0,065% / °C
Temperatura nominal de operação (no módulo FV)	45 ± 2°C

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante *Canadian Solar*.

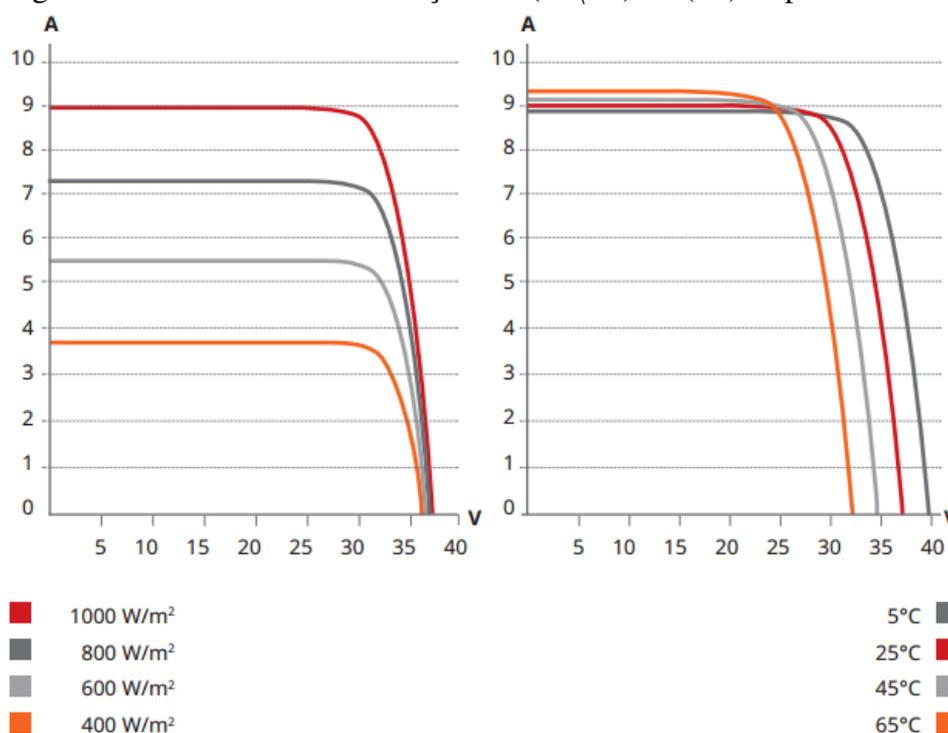
O número de módulos utilizados em cada sistema FV foi calculado visando o atendimento de uma carga de 2kW. Esta quantificação foi feita respeitando-se fatores fornecidos pelo fabricante e aqui ilustrados na Tabela 5. Considerou-se como temperaturas mínima e máxima nos módulos FV os valores de  $T_{\min}=21^{\circ}\text{C}$  e  $T_{\max}=65^{\circ}\text{C}$  (valores adotados a partir da observação de amostra de medições de temperatura em módulos realizada em 2013 durante pesquisa desenvolvida no Laboratório de Energias Alternativas nesta mesma universidade).

No que diz respeito aos inversores, buscou-se adaptar a quantidade de módulos aos cenários de operação apresentados na Tabela 6.

Cada sistema FV comportou 10 módulos que foram instalados em telhado de amianto aproximadamente horizontal. Para proceder a angulação dos módulos, utilizou-se estrutura

<sup>1</sup> Os valores aqui apresentados são obtidos pelo fabricante em condições padrão de ensaio - STC (*Standard Test Conditions*), a saber: irradiância em  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , massa de ar em 1,5 e temperatura em  $25^{\circ}\text{C}$ .

Figura 72 – Curvas V x I - Variação de  $I(W/m^2)$  e  $T(^{\circ}C)$  respectivamente.



Fonte: (CANADIAN, 2013).

Tabela 6 – Operação do inversor de acordo com a tensão CC de entrada

CENÁRIOS	ATUAÇÃO	MODO
$[V_{OC}, V_{MPP}] (FV) < V_{Lim. inf. MPP} (inversor)$	Não operante	<i>Offline</i>
$V_{MPP} (FV) < V_{Lim. inf. MPP} (inversor)$	Fora do <i>MPP</i>	<i>Online</i>
$V_{OC} (FV) > V_{Lim. inf. MPP} (inversor)$		(baixo $\eta$ )
$[V_{OC}, V_{MPP}] (FV)$ na faixa <i>MPP</i> do inversor	Em <i>MPP</i>	<i>Online</i>
$[V_{OC}, V_{MPP}] (FV) > V_{Lim. sup. MPP} (inversor)$	Fora do <i>MPP</i>	<i>Online</i>
$[V_{OC}, V_{MPP}] (FV) < Máx V_{OC} (inversor)$		(baixo $\eta$ )
$[V_{OC}, V_{MPP}] (FV) > Máx V_{OC} (inversor)$	Interrupção	<i>Offline</i>

Fonte: Própria do autor.

triangular de suporte, que foi fixada na telha de amianto por uso de perfilado industrial e vergalhão rosqueado, conforme ilustrado na Figura 73.

Quanto à orientação dos módulos FV cabe, neste momento, ilustrar os principais ângulos solares, antes de proceder a abordagem explicativa. A Figura 74 ilustra ângulos solares clássicos estudados na maioria das literaturas que abordam sistemas solares FV.

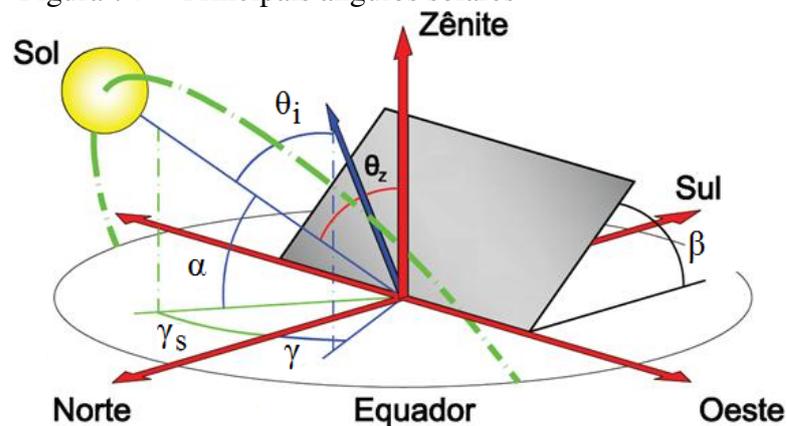
**Ângulo de zênite ( $\theta_z$ ):** Formado entre a reta representativa dos raios solares e a

Figura 73 – Disposição dos módulos FV



Fonte: Própria do autor.

Figura 74 – Principais ângulos solares



Fonte: Adaptada do Google Imagens.

vertical local.

**Altura solar ( $\alpha$ ):** Formado entre a reta representativa dos raios solares e a sua projeção horizontal.

**Ângulo azimutal do sol ( $\gamma_s$ ):** Formado entre a projeção horizontal da reta representativa dos raios solares e a direção norte-sul.

**Ângulo azimutal da superfície ( $\gamma$ ):** Formado entre a projeção horizontal da reta normal à superfície de captação e a direção norte-sul.

**Ângulo de incidência ( $\theta_i$ ):** Formado entre a reta representativa dos raios solares e

a reta normal à superfície de captação.

**Ângulo de inclinação da superfície de captação ( $\beta$ ):** Formado entre a superfície de captação e o plano horizontal.

No caso de instalações implementadas no hemisfério sul da zona tropical, os módulos devem estar orientados para o norte verdadeiro, o que corresponde de forma bastante aproximada à direção em que ocorre colinearidade entre o ângulo azimutal do sol( $\gamma_s$ ) e o ângulo azimutal de superfície( $\gamma$ ) quando da observação do menor ângulo de incidência( $\alpha$ ).

Em relação ao ângulo de inclinação da superfície de captação, a indicação da bibliografia corresponde ao ângulo de latitude local (PINHO JOÃO TAVARES E GALDINO, 2014).

Apesar de a latitude local (Fortaleza-CE) ser de aproximadamente 3,4° sul, optou-se pela inclinação em 15° com vistas a facilitar a drenagem de água da chuva e evitar acúmulo de particulado, além de obedecer aos critérios de garantia do fabricante. Os detalhes da instalação podem ser vistos nos Apêndices A, C e D.

### 5.2.5 Inversores

Foram utilizados 3 inversores monofásicos (um em cada fase) de fabricantes diferentes [SMA (Alemanha), Fronius (Áustria) e Renesola (China) – Figura 75], a fim de lidar com marcas distintas na integração dos sistemas.

Figura 75 – Inversores da microrrede, da esquerda para direita: Rnesola, Fronius, SMA-Sunnyboy e SMA-SI



Fonte: Própria do autor.

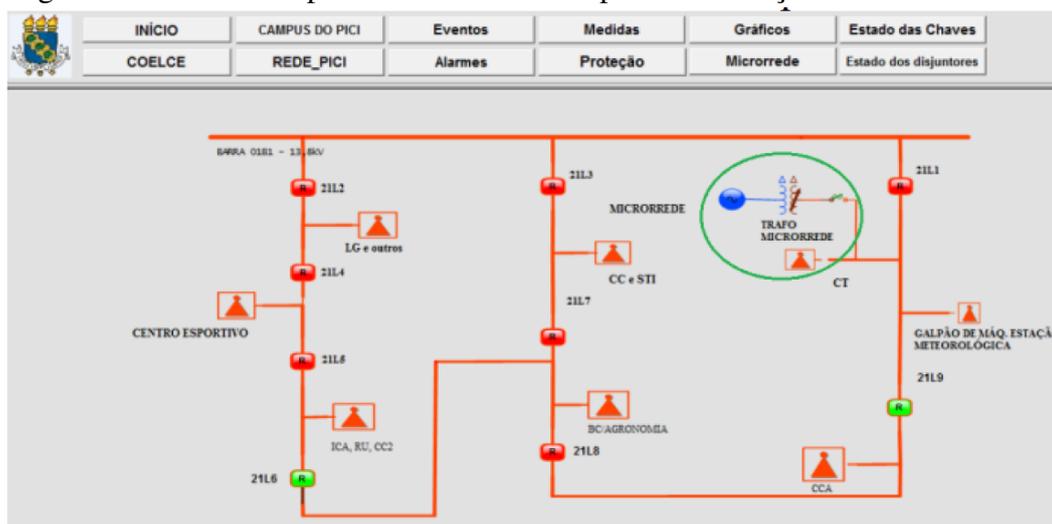
As marcas escolhidas estão entre aquelas homologadas pelo Inmetro e aprovadas pela concessionária de energia local. Os inversores utilizados em cada sistema FV incorporam as proteções com função de sincronismo (25), sobre e sub frequência (81 *Over/Under*), sobretensão

(59) e subtensão (27), e anti-ilhamento. No conceito de anti-ilhamento adotado pela NT-10 (norma técnica para micro e minigeração da concessionária local), o sistema de geração distribuída deve desconectar-se e interromper a injeção de energia à rede de distribuição da concessionária em até 2 (dois) segundos após a interrupção do fornecimento de energia da concessionária. Os inversores ditos *grid tie* da microrrede atendem à condição de anti-ilhamento como regulamentada. Essa proteção é incorporada na eletrônica dos inversores e, em geral, baseia-se na variação brusca dos parâmetros tensão e frequência da rede. A situação de ilhamento pode ser rapidamente detectada por relés de sub/sobre tensão e/ou sub/sob frequência (RICCIARDI, 2010).

Outro tipo de ilhamento intencional da microrrede refere-se ao cenário em que na ocorrência de falta da concessionária local, a microrrede continua a suprir cargas ditas emergenciais (ou prioritárias), algo que é feito de forma isolada da rede da concessionária. A situação em que na ocorrência de falta na rede principal a microrrede continue fornecendo energia certamente caracteriza-se como risco iminente à segurança da equipe de manutenção da rede pública, por expô-la à possibilidade de ter contato direto com partes vivas (ativas) da rede, a despeito dos procedimentos obrigatório de segurança em serviços com eletricidade. Por esta razão, deve existir proteção que detecte essa condição e leve ao ilhamento intencional, isolando a microrrede do restante da rede principal.

É possível existir o cenário tal em que a potência gerada pela microrrede coincida com a potência demandada no instante da falta na rede principal. É um cenário bastante particular e de baixa probabilidade quando em condição de baixa penetração das microrredes. Quando de sua ocorrência, a variação de tensão e frequência podem não ser suficientes para fazer atuar a proteção anti-ilhamento (TEODORESCU *et al.*, 2011). A comunidade científica confirma que o tema “Métodos de detecção de ilhamento” é objeto de considerável número de pesquisas (LEE, 2011). Assim, além das proteções anti-ilhamento já embarcadas nos inversores, a segurança deste aspecto pode ainda ser melhorada através da utilização dos sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados (SCADA), já amplamente utilizados pelas concessionárias. Assim, quando uma falta é detectada na rede, o sistema supervisor dá apoio no sentido de isolar a microrrede. A microrrede do campus do Pici foi implementada com estrutura suficiente para permitir o desenvolvimento de sua supervisão por meio de outras atividades de pesquisa. A Figura 76 ilustra a localização da microrrede na tela do supervisor que monitora o alimentador geral da rede elétrica de distribuição em média tensão do campus.

Figura 76 – Tela do supervisor da rede campus e localização da microrrede



Fonte: Adaptado de (SANTOS, 2016).

## 5.2.6 Sistemas fotovoltaicos da microrrede

### 5.2.6.1 Sistema FV-1

O sistema FV-1 além de ter capacidade de exportar energia para a rede de distribuição, também pode atuar como *backup* para atendimento monofásico de cargas prioritárias. Com uma autonomia de 3 horas (considerando uma carga plena de 2kW), ele é composto por equipamentos que flexibilizam a operação de forma integrada ou isolada da rede elétrica de distribuição (seja numa ocasião de falta real ou meramente intencional para testes). O sistema é ilustrado no Apêndice E e de forma individualizada nos Apêndices G e H. O Apêndice H apresenta o diagrama da chave CMM-7, que permite a simulação de saída e reestabelecimento da rede distribuição. Trata-se de uma chave semelhante à CMM-1, exceto pelo fato de que seu CCRA não apresenta a opção de recomposição “Manual” como na chave CMM-1 (ocasião em que fora utilizada uma chave comutadora para tal). Assim, sempre que a energização do barramento “A” for reestabelecida, a prioridade é que o sistema FV-1 tenha sua geração imediatamente reinicializada, ficando em seguida sob o comando do operador. Parte-se do pressuposto que se a chave comutadora do CMM-1 (ver Apêndice F) estiver na posição “Manual”, o operador almeja controlar manualmente as chaves. No entanto, para evitar a necessidade de comandar mais de uma chave manualmente, o operador apenas precisará fazer o fechamento da CMM-1. Por sua vez, se a chave comutadora citada estiver na posição “Autom.”, considerou-se que o operador almeja que a recomposição do sistema FV-1 se dê sem a necessidade de sua intervenção, sem, no entanto, impedi-lo de comandar operações de abertura e fechamento da CMM-7 após

a recomposição automática, caso precise. Dessa forma, o CCRA da CMM-7 satisfaz as duas considerações. Será visto, posteriormente, que o mesmo tipo de CCRA utilizado na CMM-7 será aplicado nos outros 2 sistemas, de forma que todos são reinicializados de forma automática.

O sistema FV-1 foi projetado considerando 2kW de demanda, e seus módulos FV são conectados a um inversor monofásico cuja energia gerada alimenta a fase C. Trata-se de um equipamento *grid tie* do tipo TL modelo *Sunnyboy 3000TL-21* do fabricante SMA, que disponibiliza 2 circuitos MPPT, com flexibilidade para garantir condição operacional dentro de uma faixa de entrada que vai de 175 Vcc a 500 Vcc. Considerando-se as condições operativas dos módulos já citadas anteriormente, quantificou-se como ideal a utilização de 10 módulos .

Para operação em *backup*, um grupo de baterias (4 baterias em série - 48Vcc) é ligado ao inversor de bateria SI 3.0M-11 (inversor FR) de fabricação SMA. Como abordado anteriormente, na ocasião deste trabalho o inversor FR fora configurado no modo “*ongrid*” e com submodo de operação “*backup*” (ver parâmetros 003#06 e 003#13 respectivamente da Figura 36). Na falta da rede de distribuição, o sistema FV-1 desconecta-se do barramento geral da microrrede (designado como barramento “A” - ver Apêndice G) e energiza o barramento “B” de forma independente. O tempo em que a carga do sistema 1 (dita carga prioritária) permanece desenergizada é de aproximadamente 7 segundos (durante este período a carga prioritária encontrar-se-á desenergizada. Esta não é uma situação desejável para cargas com necessidade indispensável de alimentação, ex. cargas hospitalares. Por este motivo a evolução deste cenário é algo proposto para trabalhos futuros). Isso é possível porque o SI é capaz de comandar uma CTA, representada na Figura pelo contator C17. Para isso faz-se uso do contato NF de um de seus relés multifunção (*Relay 1*). A entrada “ExtVtg” do SI monitora a presença ou ausência de tensão logo após o medidor de energia. Assim, estando esse ponto energizado (e obediente aos critérios de qualidade da energia que caracterizam a rede de distribuição ajustados pelo operador nos parâmetros 232 do SI), o *Relay 1* permanece em repouso e, assim, o contator C17 permanece fechado interligando o barramento “A” com o barramento “B”. Quando por algum motivo o ponto de monitoramento da entrada “ExtVtg” é desenergizado (ou passa a desobedecer os critérios de qualidade de energia ajustados nos parâmetros 232), o SI comanda a comutação do *Relay 1* e com isso o contator C17 abre. Nesta ocasião, o SI passa a se comportar como fonte de tensão, formando a rede de *backup* no barramento “B” com uma referência de tensão e de frequência dada pelas baterias. Assim, o inversor *grid tie* encontra condições suficientes para voltar a gerar energia suprindo a carga prioritária e fornecendo também energia

ao inversor FR no processo de recarga das baterias, quando houver capacidade de produção além da demanda. Caso a energia gerada não seja suficiente para atender toda a demanda, o SI fornece o complemento necessário ao atendimento.

Para que o contator seja fechado novamente por comando do SI, é necessário que a entrada “ExtVtg” perceba o reestabelecimento (reenergização) do ponto sob seu monitoramento (obedecendo os critérios de qualidade de energia ajustados nos parâmetros 232) por um tempo mínimo. Esse tempo é ajustável pelo operador no parâmetro 232#08. Também para que o *Relay 1* tenha essa operacionalidade específica (controle de CTA em sistemas com *backup*), é necessário que o parâmetro referente a sua função seja devidamente ajustado (a saber: 241#01 - RlyOp, deve estar na opção “GriSw”). As conexões feitas para as entradas “DigIn” e “BatVtgOut” são típicas deste submodo de uso do SI (submodo *backup*) e são indicadas pelo fabricante.

A CMM-9, apresentada no Apêndice J, é uma chave destinada à ligação da carga monofásica (carga prioritária) e, por isso, não possui CCRA. Apesar disso, possui a estrutura necessária para implementação de comando remoto, o que deixará o programador livre para implementar uma rotina de reestabelecimento automático. As CMM’s 8 e 10, apresentadas nos Apêndices I e K, são exatamente semelhantes à CMM-7.

**Dimensionamento do banco de baterias.** Neste trabalho foram utilizadas baterias do tipo chumbo-ácido da linha “*Clean Nano Technology*”, do fabricante Moura, com o objetivo de atender uma potência contínua de 2kW com uma autonomia de 3 horas. Trata-se de uma linha projetada para aplicações em flutuação com descargas esporádicas. O conceito de autonomia traduz o tempo medido em minutos ou horas que o banco de baterias deve fornecer energia para a carga sem ser danificado. No dimensionamento do banco de baterias, foi feito uso de uma margem de segurança correspondente a 10%, logo o dimensionamento visou o atendimento de 2,2kW. Conforme ilustrado na Figura 26, a tensão nominal do banco de baterias para o inversor de bateria em questão é de 48Vcc (podendo estar na faixa de 41Vcc a 63Vcc). Como as baterias Moura em questão apresentam tensão terminal de 12Vcc utilizou-se 4 baterias em série.

O fabricante das baterias apresenta em seu manual, 3 tabelas de autonomia sob o aspecto “potência constante” em que cada uma delas define um valor fixo de tensão de corte, a saber: 9,6V, 10,5V e 11,4V. A tensão em que o SI procede o corte de corrente é de 10,25V/bateria (ocasião em que a operação se encontra na reserva ProtRes). Uma vez que a potência de autonomia varia inversamente com a tensão de corte, fez-se uso da Tabela que considera a tensão de corte em 10,5V, ilustrada na Figura 77 (de forma que as duas demais tabelas não estão aqui

apresentadas). A partir dos modelos disponibilizados pelo fabricante, visualizou-se as seguintes possibilidades para montagem do banco:

- Modelo 12MF220: 4 unidades  $\times$  579W/unidade (2316W em 1 *string*);
- Modelo 12MF63: 12 unidades  $\times$  189W/unidade (2268W em 3 *strings*);
- Modelo 12MF55: 16 unidades  $\times$  147W/unidade (2352W em 4 *strings*);
- Modelo 12MF45: 20 unidades  $\times$  130W/unidade (2600W em 5 *strings*);
- Modelo 12MF36: 24 unidades  $\times$  96,5W/unidade (2316W em 6 *strings*);
- Modelo 12MF30: 28 unidades  $\times$  84,8W/unidade (2374W em 7 *strings*).

Figura 77 – Tela do supervisor da rede campus e localização da microrrede

Descargas com Potência constante (W) a 25°C											
Tensão de Corte 10,5 V											
Modelo	Horas										
	1	2	3	4	5	8	10	20	24	100	120
12MF30	215	122	84,8	66,6	54,5	37,6	31,5	17,8	16,7	5,4	3,2
12MF36	218	130	96,5	77,9	66,0	46,6	39,5	23,6	19,5	5,9	4,3
12MF45	308	174	130	106	84,7	58,3	48,9	27,4	24,1	7,0	4,9
12MF45A	308	174	130	106	84,7	58,3	48,9	27,4	24,1	7,0	4,9
12MF55	341	199	147	119	101	71,2	60,3	36,1	29,7	9,0	6,6
12MF63	465	266	189	144	122	85,1	71,6	40,4	35,1	10,4	7,3
12MF80	484	290	214	173	146,7	104	87,8	52,5	43,2	13,1	9,7
12MF100	605	360	251	209	171	117	103	61,0	52,5	16,5	12,2
12MF105	624	382	267	223	183	126	111	68,7	59,8	18,6	12,7
12MF150	880	516	378	310	258	181	154	92,0	74,8	23,8	17,2
12MF170	1029	615	455	368	312	220	186	111	91,9	27,8	21
12MF175	1059	633	469	379	321	227	192	115	94,2	28,2	21,2
12MF220	1207	738	579	487	408	287	249	151	116	31,3	25,6

Fonte: (MOURA, 2000).

O modelo 12MF63 apresentou melhor aproximação com a potência de projeto, seguido dos modelos 12MF220 e 12MF36 que também apresentaram boa proximidade. No entanto, em detrimento do quantitativo de unidades e, conseqüentemente, de uma maior necessidade de conexões e cabos, optou-se por fazer uso do modelo 12MF220, ilustrado na Figura 78, que é uma bateria de 200Ah (C10) representada na ocasião em questão (3h de autonomia) por uma capacidade de 166,9Ah (C3).

O banco de baterias foi instalado em caseta própria construída em alvenaria e anexa ao laboratório onde se encontra instalado o quadro de comando, ilustrada na Figura 79.

Para evitar a concentração do hidrogênio liberado em decorrência do processo de carregamento e facilitar sua exaustão, a caseta foi construída sem forro, utilizando apenas telha

Figura 78 – Banco de baterias com modelo 12MF220



Fonte: Própria do autor.

Figura 79 – Caseta das baterias



Fonte: Própria do autor.

tipo fibrocimento de perfil ondulado, permitindo a comunicação da parte superior com o meio externo. Suas paredes ficam livres de radiação solar direta durante a maior parte do dia, e ainda dispõem de 3 aberturas para ventilação natural (duas janelas com cobogós e uma abertura na parte inferior no portão), a despeito da disponibilidade do cabeamento de comando para acionar um equipamento destinado a ventilação mecânica sob controle do SI (uma das opções de uso dos relés multifunção). A ventilação considerada adequada é aquela que limita o acúmulo de gases,

evitando o risco de explosão e cuja temperatura interna esteja entre 20°C e 40°C (recomendações do fabricante das baterias). Ademais a utilização das baterias neste trabalho tem função de *backup* (geração emergencial), de forma que as baterias permanecem boa parte do tempo em regime de flutuação. É recomendado que se atente para que a estrutura seja livre da entrada de animais e também de pessoas não autorizadas e para isso cada ponto de ventilação natural é constituído de múltiplas aberturas de pequena área.

**Ajuste das características de carregamento.** As informações do banco de baterias precisam ser repassadas ao conversor, a fim de que este proceda a carga conforme as recomendações do fabricante. Dessa forma, foram feitos os seguintes ajustes:

- Parâmetro 222#01: 44A (Corrente de carga durante o *bulk stage*);
- Parâmetro 222#07: 2,4V (Tensão por elemento a partir do qual o segundo estágio se iniciará no regime *boost*);
- Parâmetro 222#02: 2h (Tempo de duração do segundo estágio quando em regime *boost*);
- Parâmetro 222#08: 2,4V (Tensão por elemento a partir do qual o segundo estágio se iniciará no regime *full*);
- Parâmetro 222#05: 30d (Periodicidade de aplicação do 2º estágio utilizando o regime *full*);
- Parâmetro 222#03: 6h (Tempo de duração do 2º estágio quando em regime *full*);
- Parâmetro 222#09: 2,4V (Tensão por elemento a partir do qual o segundo estágio se iniciará no regime *equalization*);
- Parâmetro 222#06: 30d (Periodicidade de aplicação do 2º estágio utilizando o regime *equalization*);
- Parâmetro 222#04: 6h (Tempo de duração do 2º estágio quando em regime *equalization*);
- Parâmetro 222#10: 2,27V (Tensão por elemento a partir do qual o segundo estágio se iniciará no regime *float*);
- Parâmetro 222#11: 4mV\°C (Ajuste da correção da tensão de carga em função da variação da temperatura).

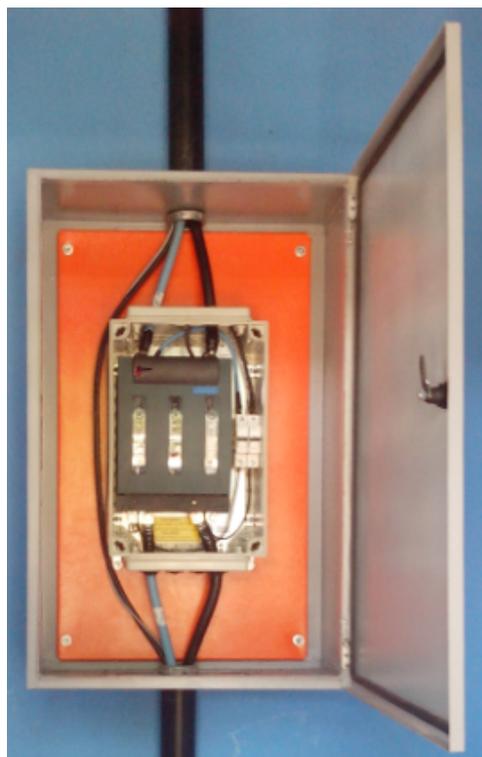
**Parametrização das características de reserva de carga.** Não menos importante é feita a parametrização das reservas de carga.

- Parâmetro 262#01: 10% (Reserva “ProtRes”);
- Parâmetro 262#02: 5% (Reserva “BatRes”);
- A reserva “BuRes” é, então, automaticamente definida como 85%  $\Leftrightarrow$  [100% - (10% de

ProtRes) - (5% de BatRes)].

A conexão do banco de baterias com o inversor de bateria é feito por intermédio de uma chave seccionadora fusível, ilustrada na Figura 80, de forma a permitir seccionamento para manutenção.

Figura 80 – Chave seccionadora fusível  
Bateria-Inversor SI



Fonte: Própria do autor.

#### 5.2.6.2 Sistema FV-2

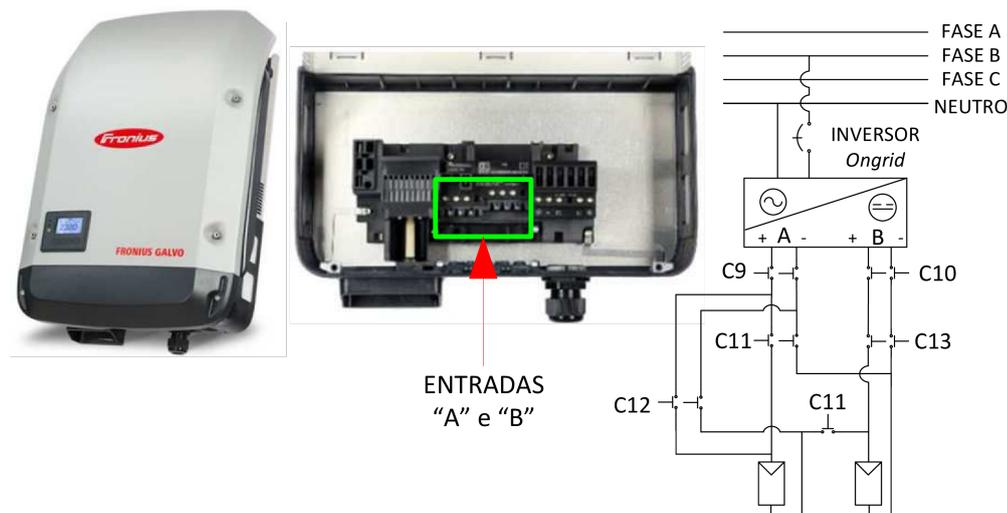
Neste sistema foi utilizado um inversor monofásico *grid tie* de 2kW do tipo TL, modelo Galvo 2.0, do fabricante Fronius, que disponibiliza um circuito MPPT, com flexibilidade para garantir condição operacional numa faixa de 120Vcc a 335Vcc.

Considerando-se as condições operativas dos módulos já citadas anteriormente, quantificou-se como ideal a utilização de 10 módulos .

O inversor é conectado à fase B da microrrede e possui duas entradas para módulos aqui designadas como “A” e “B”, conforme ilustrado na Figura 81.

Trata-se de um sistema que possui 2 *strings* constituídas por 5 módulos cada. As chaves C9 e C10 conectam (cada uma) uma *string* à correspondente entrada do inversor. Essas

Figura 81 – Inversor utilizado no Sistema FV-2



Fonte: Própria do autor.

chaves flexibilizam a variação da potência disponibilizada para o inversor, de forma que pode-se optar por trabalhar com a potência total dos módulos (utilizando as duas *strings*), com a metade da potência (retirada de uma das *strings*) ou ainda retirar toda a potência disponibilizada para o inversor deixando portanto de injetar potência na fase C.

Observando as condições locais de temperatura já citadas anteriormente, estima-se que cada *string* possua limite inferior de tensão terminal em torno de 133Vcc (módulo a 65°C) e limite superior de tensão terminal em torno de 153Vcc (módulos a 21°C). A faixa de tensão de entrada do inversor Fronius é de 120Vcc a 335Vcc. A expectativa é de que no início da manhã as duas *strings* demorem a atingir a tensão de partida do inversor. Esse cenário passa a ser ainda mais crítico nas manhãs nubladas. Assim sendo, o acionamento da chave C11 permite conectar as duas *strings* em série durante o início do dia, a fim de iniciar a partida mais cedo. Por sua vez, a partir do momento em que a irradiância for mais intensa, pode-se optar por dividir o conjunto de módulos FV em duas *strings* de 5 módulos operando em paralelo. Essa comutação série-paralelo na conexão dos módulos foi implementada de forma a tornar sua efetivação flexível a ser uma ocorrência automática ou manual (sob comando do operador). Para isso, fez-se uso de uma chave comutadora tornando essa escolha possível de ser feita. Para o caso da operação ser feita diariamente de forma automática, foi utilizado um programador horário, no qual são feitos os ajustes de horários do dia para comutação dos seus dois contatos, os quais um deles representará a ligação de todos os módulos FV em série e o outro a ligação dos módulos FV de forma a compor duas *strings* de cinco módulos em paralelo.

Quando operando com os 10 módulos em série, o sistema FV-2 entregará potência

ao inversor através da entrada “A”. A expectativa de tensão terminal máxima nessa configuração é de aproximadamente 308Vcc, de forma que mesmo que esta topologia permaneça do início ao fim do dia, não atingirá o limite superior da faixa de tensão contínua do inversor estabelecida pelo fabricante (que é de 420Vcc). Da mesma forma, a tensão de circuito aberto do conjunto de módulos não atingirá a máxima tensão suportada pelo inversor.

O sistema FV-2 é apresentado no Apêndice E de forma geral e com maiores detalhes nos Apêndices L (diagrama de força) e M (diagrama de comando). Na ligação em série das duas *strings*, foi implementado o intertravamento impeditivo mútuo entre as chaves C11 e o conjunto de chaves C10, C12 e C13, a fim de evitar curto-circuito. A ligação das *strings* em paralelo será feita por meio da abertura da chave C11 e fechamento das chaves C12 e 13.

Para permitir recomposição automática do sistema FV-2 (considerando a reenergização da rede da concessionária após o reestabelecimento de uma falta), foi implementado o circuito ilustrado na cor verde no Apêndice M, que o permitirá sob a condição de a manopla da chave comutadora estar ajustada na posição “automático”. Foi feito uso de um relé de retardo na energização, cujo contato auxiliar NF alimenta o contator C18. Os contatos NA do C18 permitirão o fechamento temporário (porém em tempo suficiente) para permitir a partida automática, independente do horário do dia (seja a ligação dos módulos do tipo série ou paralelo). Feita a reinicialização automática, o operador estará livre para proceder manobras de *shutdown* e variação de potência por inclusão ou retirada de *strings* (foco principal do sistema FV-2).

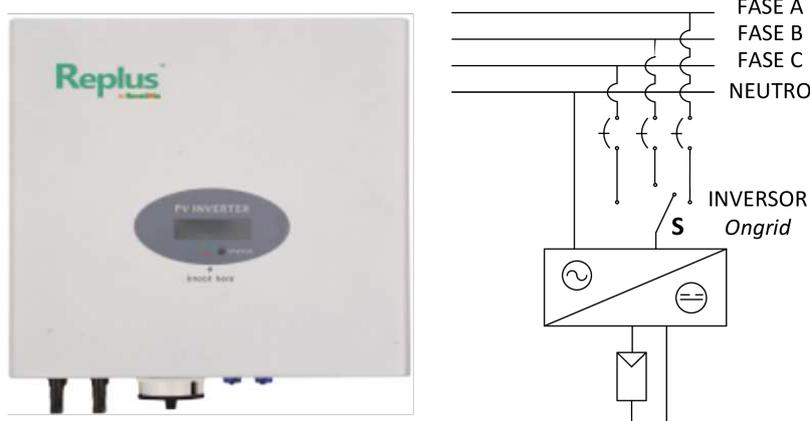
### 5.2.6.3 Sistema FV-3

Neste sistema foi utilizado um inversor monofásico *grid tie* de 2kW do tipo TL, modelo Replus 2000TLB, do fabricante Renesola. O inversor disponibiliza um circuito MPPT, com garantia de condição operacional na faixa que vai de 100Vcc a 500Vcc. Considerando-se as condições operativas dos módulos já citadas anteriormente, quantificou-se como ideal a utilização de 10 módulos ligados em série.

O objetivo central do sistema FV 3 reside na flexibilidade de escolha da fase em que se deseja injetar potência de forma a oportunizar mitigação de desequilíbrio no carregamento das fases. Isso é proporcionado pela chave S conforme ilustrado na Figura 82), que de forma ilustrativa representa a CMM-3.

Ela é apresentada de forma geral no Apêndice E e com maiores detalhes nos Apêndices N (diagrama de força), O e P (diagramas de comando).

Figura 82 – Inversor utilizado no Sistema FV-3



Fonte: Própria do autor.

A escolha da fase é feita pelo acionamento da bobina de um dos contadores C3, C4 ou C5 (fases A, B ou C respectivamente), que são mutuamente intertravados para evitar curto-circuito. A conexão da rede elétrica de distribuição à saída do inversor é feita pelo acionamento do contator C6. Por sua vez, a conexão dos módulos FV à entrada do inversor é feita pelo acionamento do contator C7.

O CCRA é apresentado no diagrama dos Apêndices O e P na cor verde. Na ocasião de restabelecimento da rede elétrica de distribuição, a recomposição é priorizada para a fase A. Essa escolha se deve ao fato de o sistema FV-1 estar ligado à fase C e o sistema FV-2 estar ligado à fase B. A plataforma oferece assim condição de implementação de uma rotina de balanceamento quando do desenvolvimento do sistema de supervisão.

A Figura 83 apresenta o segmento abrigado da microrrede (parte interna ao laboratório de redes elétricas inteligentes) que comporta o inversor FR, os inversores SR, as cargas, o QGM e a chegada do cabeamento.

Por sua vez a Tabela 7 apresenta o investimento realizado na implementação da microrrede, desde a aquisição dos equipamentos à montagem.

Grande parte dos equipamentos, principalmente inversores e módulos foram adquiridos por meio de importação, o que resultou em maior preço de aquisição (devido à pouca economia de escala) e maior tempo de entrega. Apesar do tema micro e minigeração já se fazer presente no Brasil na forma de projetos pontuais aprovados por regulamentos e normas nacionais, ainda assim o mercado nacional é pouco abastecido de equipamentos, uma vez que os principais itens não têm fabricação nacional. Quando, por sua vez, se aborda o tema microrredes esse aspecto acentua-se ainda mais.

Figura 83 – Segmento da microrrede abrigado no lab GREI



Fonte: Própria do autor.

Tabela 7 – Descrição do investimento básico

CATEGORIA	CUSTO
Transformador Isolador	R\$ 5.840,50
Analisador de Energia Nexus 1500	R\$ 26.000,00
Inversores + Módulos PV	R\$ 93.492,04
Estrutura de Montagem dos Módulos FV	R\$ 15.507,96
Equipamentos de Automação + Cabeamento	R\$ 57.035,00
Cargas	R\$ 12.595,00
Serviço de Instalação	R\$ 30.418,16
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 240.888,66</b>

Fonte: Própria do autor.

## 6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes realizados nos sistemas FV-1, FV-2 e FV-3. A funcionalidade operacional de cada sistema foi testado, em separado, por meio de comandos e captura de respostas. Os resultados foram alcançados por uso de osciloscópios e as medições não visavam mostrar valores específicos de tensão, corrente ou frequência, mas sim registrar a correta operação dos sistemas no contexto de suas propostas.

### 6.1 Sistema FV-1

O sistema FV-1 apresenta como principal peculiaridade a flexibilidade para operar *ongrid* e como geração emergencial, atendendo cargas prioritárias em caso de falta da rede de distribuição. A Figura 84 ilustra o sistema FV-1 (o símbolo para módulo FV utilizado na Figura 84 representa 10 módulos FV conectados em série) e os pontos monitorados durante o ensaio. No teste, foram utilizados dois osciloscópios, um dos quais empregado na medição de tensão elétrica em dois pontos do circuito, a saber:

- A tensão eficaz entre o ponto a montante da CTA (na cor vermelho - ponto “a”) e o neutro;
- A tensão eficaz entre o ponto a jusante da CTA (na cor azul - ponto “b”) e o neutro.

O outro osciloscópio foi utilizado para medir correntes elétricas em quatro pontos do circuito, a saber:

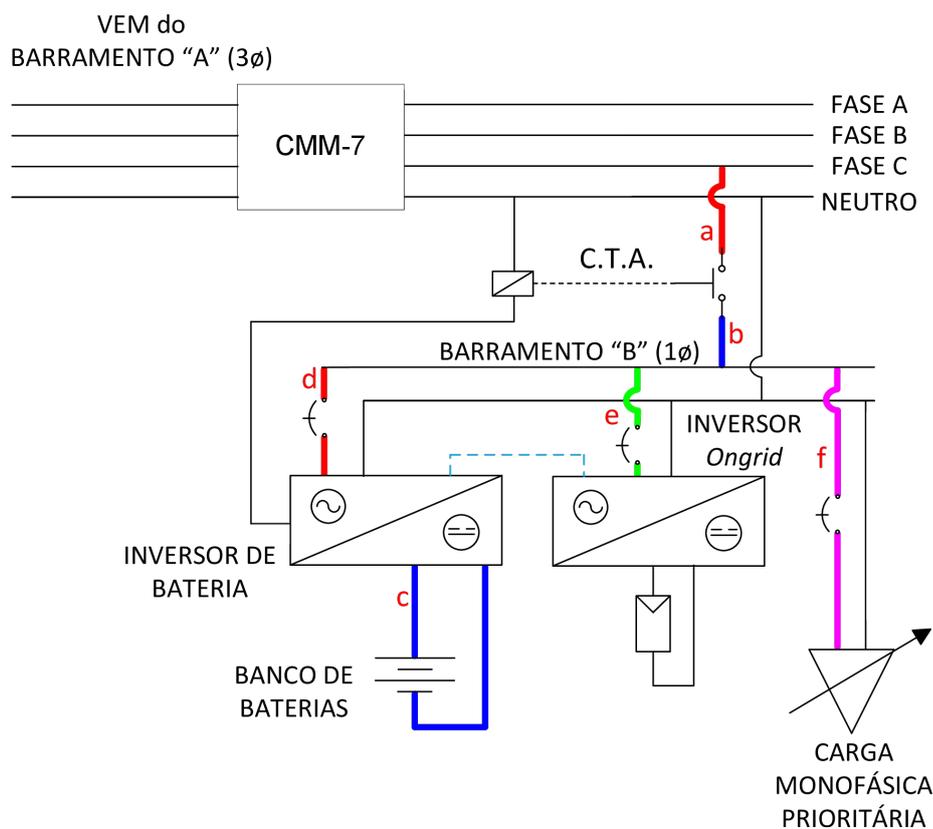
- A corrente média do banco de baterias (na cor azul - ponto “c”);
- A corrente eficaz do SI (na cor vermelho - ponto “d”);
- A corrente eficaz do inversor *ongrid* (na cor verde - ponto “e”);
- A corrente eficaz da carga (na cor magenta - ponto “f”).

Os registros foram feitos em 6 cenários:

- Cenário 1: Operação *ongrid*;
- Cenário 2: Abertura da CMM-7 para forçar transição modo *ongrid* e *offgrid*;
- Cenário 3: Carga sendo atendida pela rede de *backup* - ausência de geração FV;
- Cenário 4: Carga sendo atendida pela rede de *backup* - presença de geração FV;
- Cenário 5: Carga é intencionalmente aumentada além da capacidade da geração;
- Cenário 6: Fechamento da CMM-7, ressincronismo e fechamento da CTA.

No cenário 1, a chave que permite presença/ausência de tensão na rede da concessionária (CMM-7) se apresenta fechada, assim a CTA, consequentemente, também se apresenta

Figura 84 – Esquemático do ensaio - pontos de medição



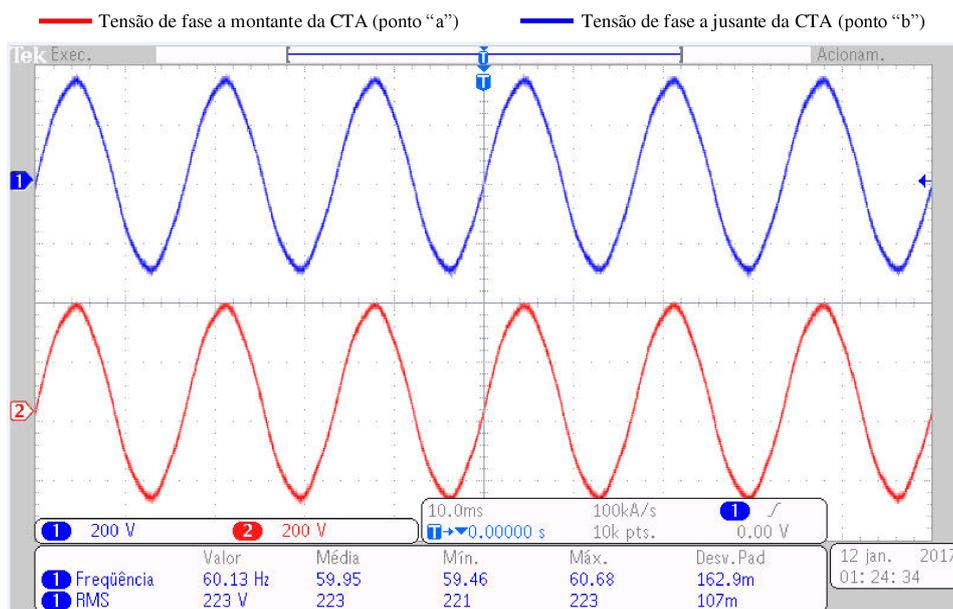
Fonte: Própria do autor.

fechada, o SI encontra-se carregando o banco de baterias, o inversor *ongrid* encontra-se operante injetando potência no barramento B e a carga encontra-se ligada com dois estágios de 200W (num total de 400W de carga). O registro é ilustrado nas Figuras 85 e 86. Para a banco de baterias foi convencionado como positiva a corrente média do processo de carregamento e convencionado como negativa a corrente média do processo de descarregamento.

No cenário 2, a CMM-7 é aberta para avaliação da operação da microrrede em modo *backup*. A Figura 87 ilustra o momento em que a CMM-7 é aberta. O estabelecimento da rede de *backup* não é imediata e a Figura 88 ilustra o seu regime transitório. Ao fim deste regime, a rede de *backup*, 220V /60Hz é estabelecida.

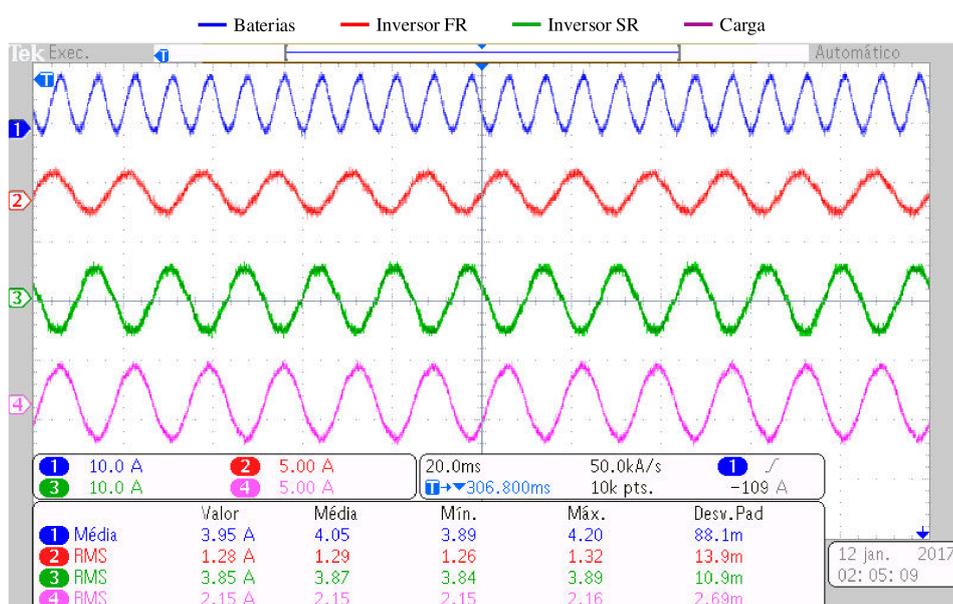
Em virtude da ocorrência da desenergização temporária do barramento B quando da abertura da CMM-7, tal ocorrência é suficiente para fazer atuar as proteções de ilhamento do inversor *ongrid*, de forma que ele se desconecta e reinicializa a geração. Mas antes disso ocorre o cenário 3, em que a carga passa a ser atendida de forma integral pelo inversor SI, invertendo o sentido da corrente média do banco de baterias, como é ilustrado na Figura 89 sob a forma de semiciclos negativos.

Figura 85 – Tensão de fase a jusante e a montante da CTA - Cenário 1



Fonte: Própria do autor.

Figura 86 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 1

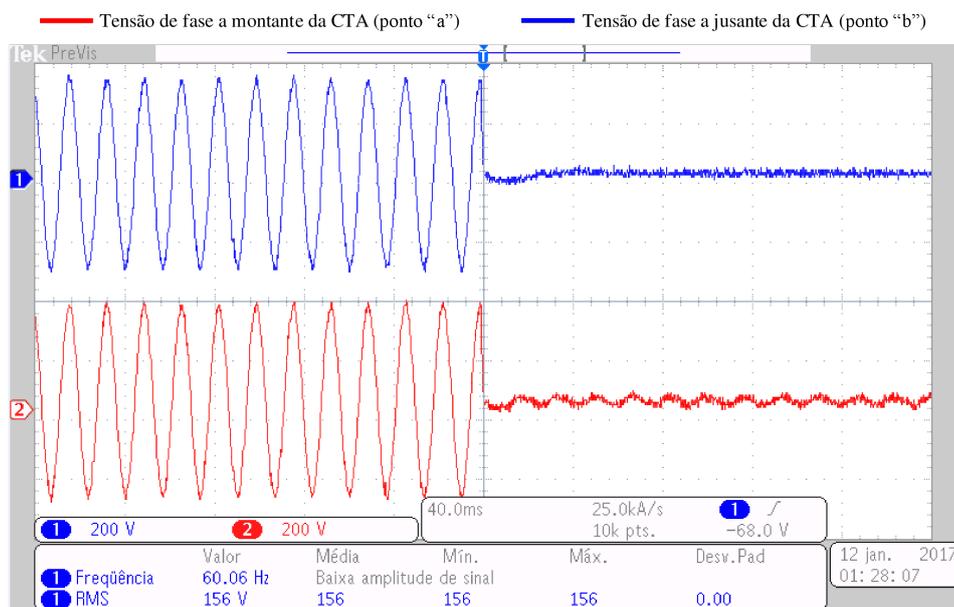


Fonte: Própria do autor.

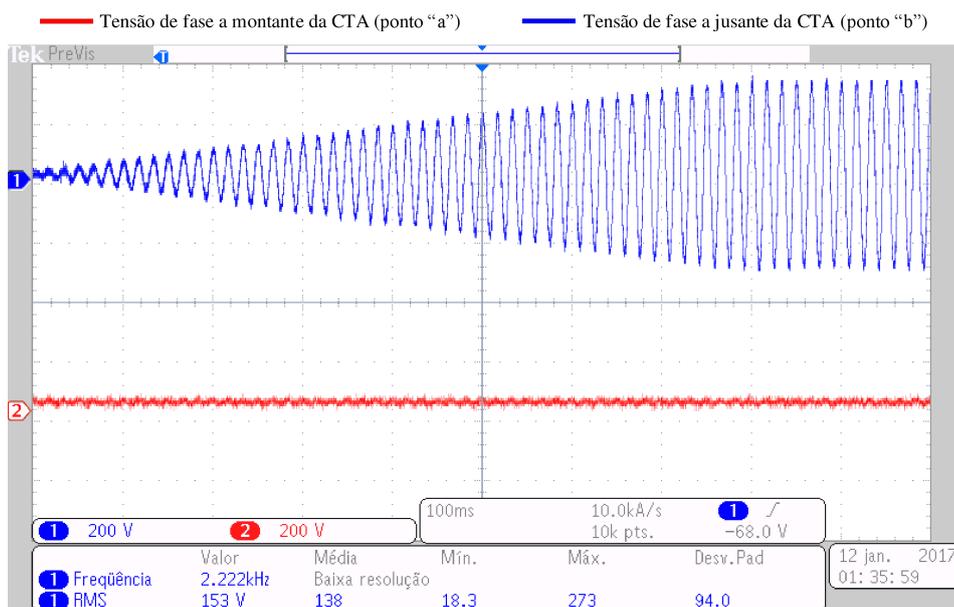
O cenário 4 é aquele em que o inversor *ongrid* volta a operar sincronizado com a rede de *backup*. Nessa ocasião, a potência processada pelo inversor *grid tie* é capaz de atender a carga e simultaneamente iniciar o carregamento do banco de baterias sob a forma de liberação de potência para o inversor bidirecional SI, momento em que a corrente média do banco de baterias inverte o sentido novamente conforme ilustrado na Figura 90.

No cenário 5 a carga é intencionalmente aumentada de forma que o inversor *ongrid* gera energia, mas demanda apoio do inversor bidirecional para atender a carga, tornando a

Figura 87 – Tensão de fase a jusante e a montante da CTA - Cenário 2



Fonte: Própria do autor.

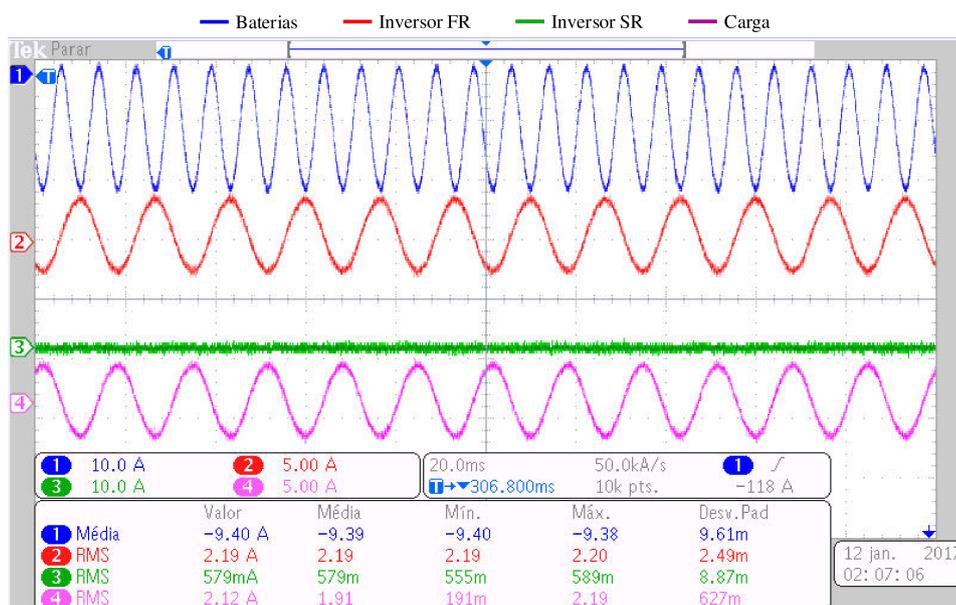
Figura 88 – Transitório de formação da rede de *backup* - Cenário 2

Fonte: Própria do autor.

inverter o sentido da corrente média do banco de baterias, que passa a fornecer potência, conforme ilustrado na Figura 91.

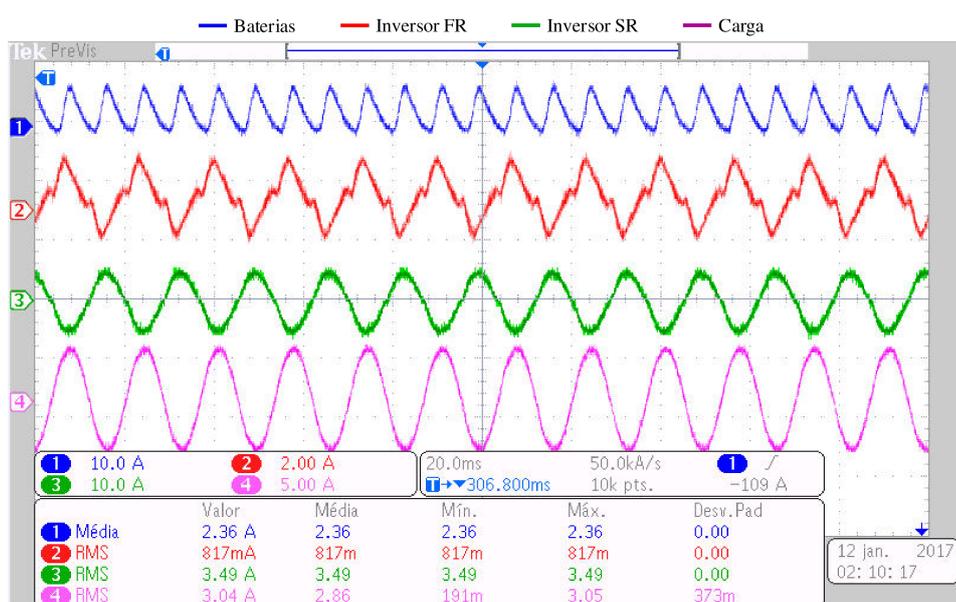
No cenário 6, a chave CMM-7 é fechada e é iniciado o processo de sincronismo conforme ilustrado na Figura 92. Quando o sincronismo é concluído o SI comanda o fechamento da CTA, momento em que o banco de baterias volta a ser carregado com o apoio da rede de distribuição conforme ilustrado na Figura 93.

Figura 89 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 3



Fonte: Própria do autor.

Figura 90 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 4

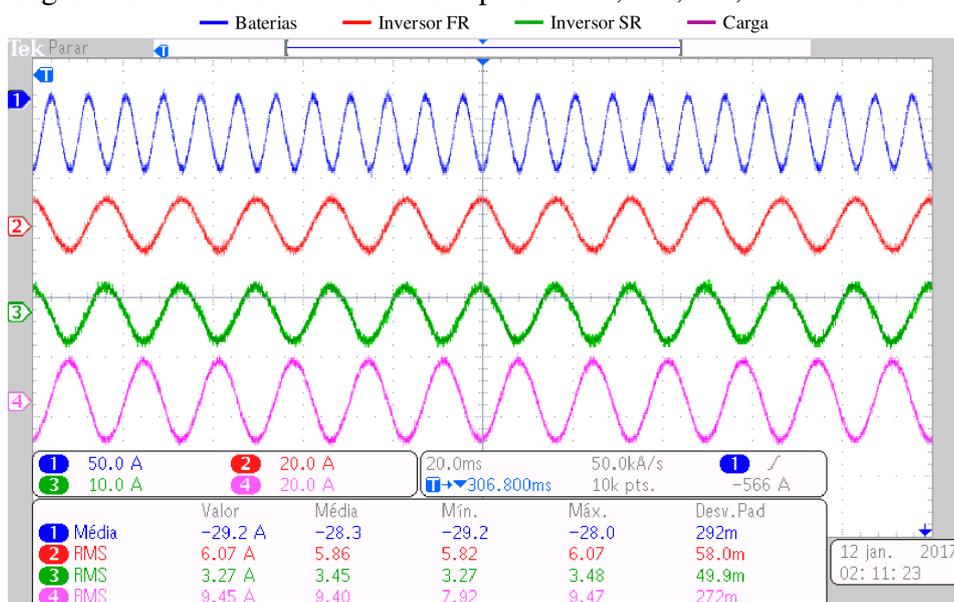


Fonte: Própria do autor.

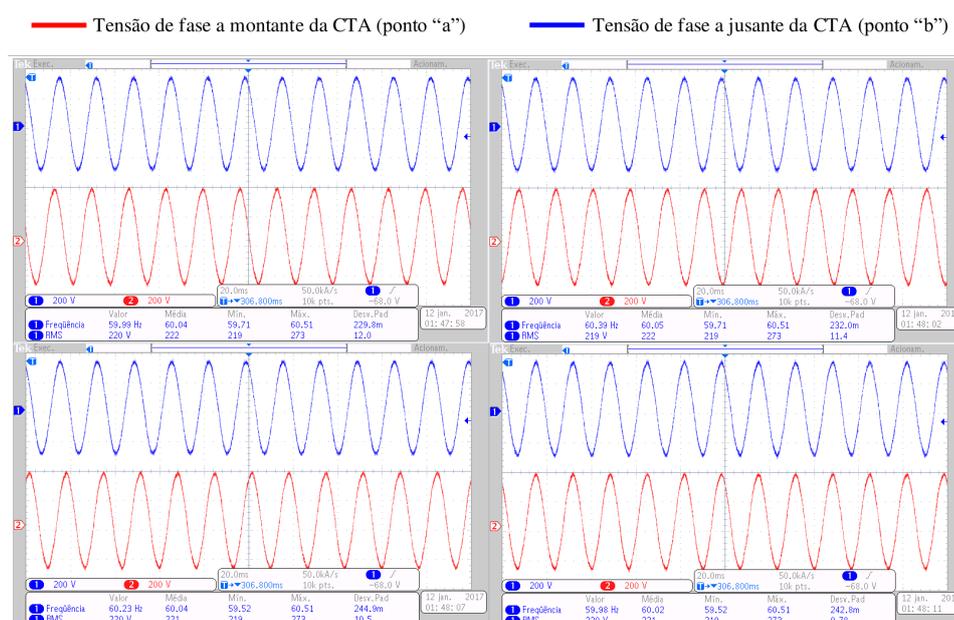
## 6.2 Sistema FV-2

O sistema FV-2 diz respeito a um inversor FV monofásico conectado à fase B. A fonte primária é formada por 10 módulos FV que podem ser conectados em série ou podem formar duas *strings* de 5 módulos FV cada (o símbolo clássico para módulo FV utilizado na Figura 94 engloba 5 unidades de geração conectadas em série). A conexão dos módulos em série visou possibilitar a partida antecipada do inversor no início do dia em virtude de atingir com

Figura 91 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 5



Fonte: Própria do autor.

Figura 92 – Sincronização da rede *backup* com a rede externa - Cenário 6

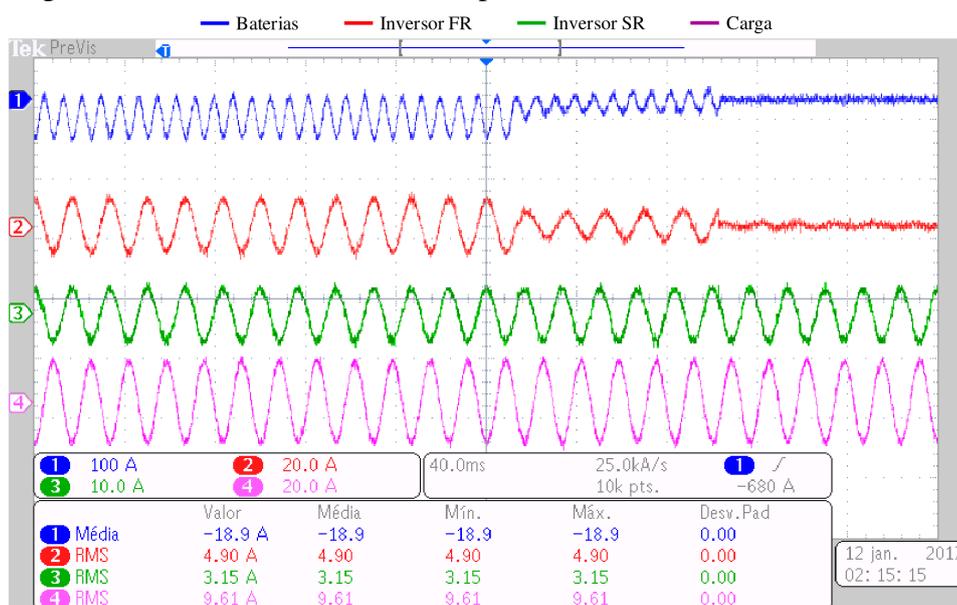
Fonte: Própria do autor.

maior rapidez a faixa de tensão de operação especificada pelo fabricante do inversor.

### 6.2.1 Geração FV alimentando a carga da fase B

Este ensaio inicial visou mostrar a carga sendo atendida pela geração do sistema FV-2. O ensaio consistiu em observar a capacidade de geração do sistema FV-2 em regime permanente (no momento do ensaio). Feita esta identificação de potência, foi feita a ligação do número de estágios de carga correspondente, e assim fez-se o registro conforme ilustrado na

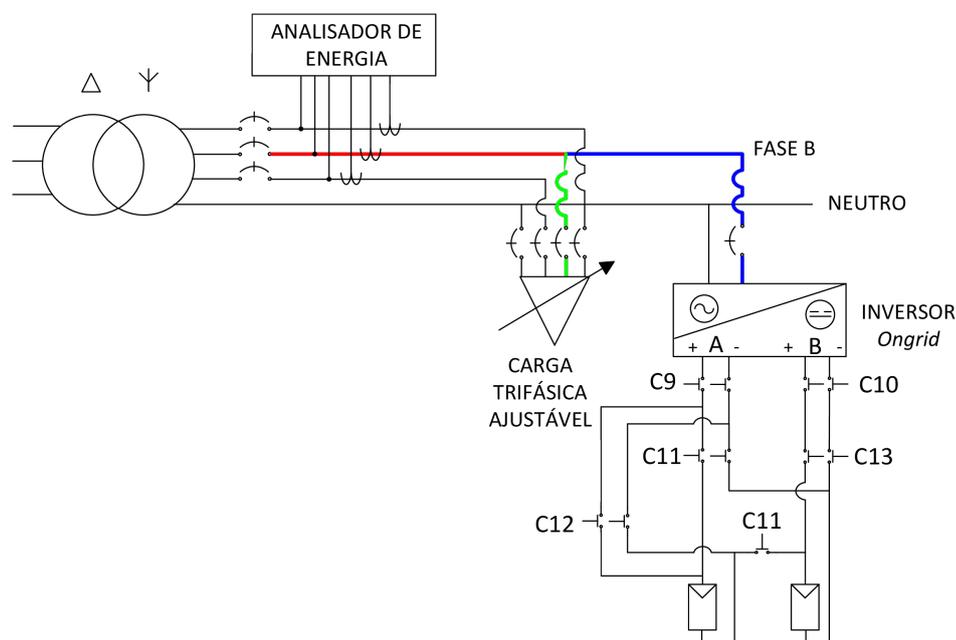
Figura 93 – Correntes elétricas nos pontos “c”, “d”, “e”, “f” - Cenário 6



Fonte: Própria do autor.

Figura 94.

Figura 94 – Esquemático do ensaio - pontos de medição

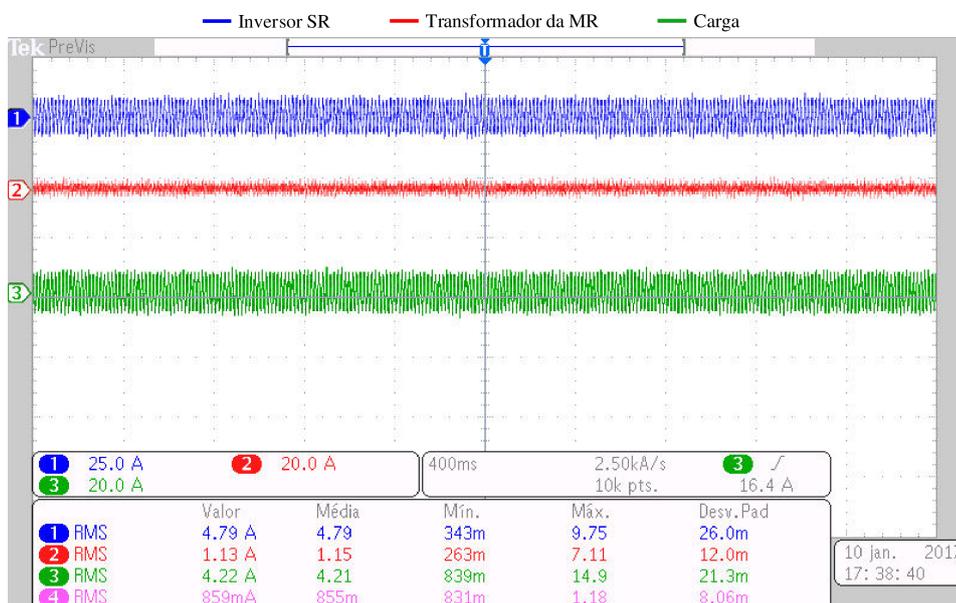


Fonte: Própria do autor.

O registro com o osciloscópio, ilustrado na Figura 95, mostra a medição da corrente na carga (na cor verde), a corrente gerada pelo sistema FV-2 (na cor azul) e a corrente demandada da rede pelo barramento geral (na cor vermelho). Por sua vez, a Figura 96 ilustra a ocasião em que o inversor é desligado e a carga instantaneamente passa a ser exclusivamente atendida pela

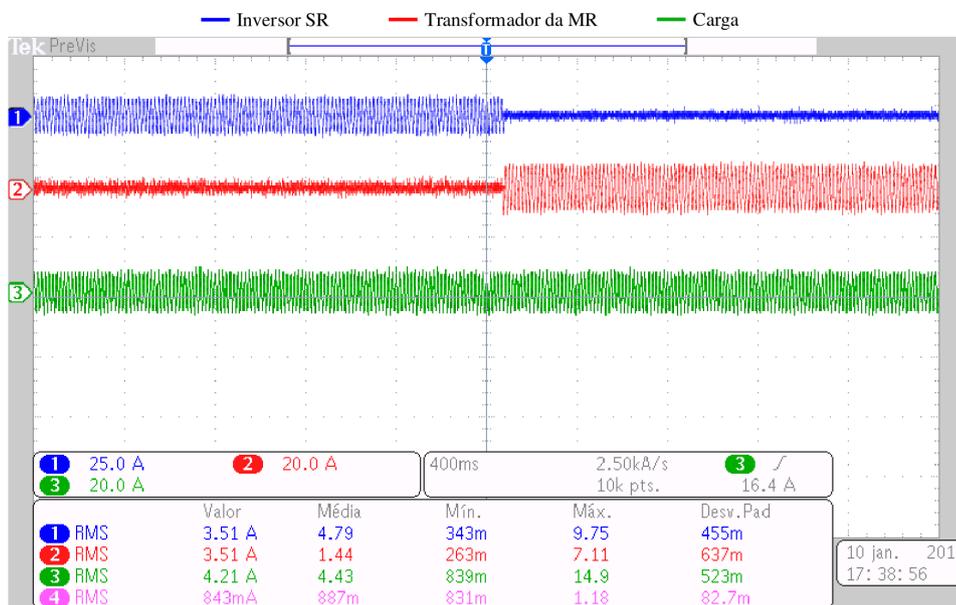
rede de distribuição.

Figura 95 – Correntes elétricas - Inversor SR em atendimento à carga



Fonte: Própria do autor.

Figura 96 – Correntes elétricas - Desconexão do inversor SR



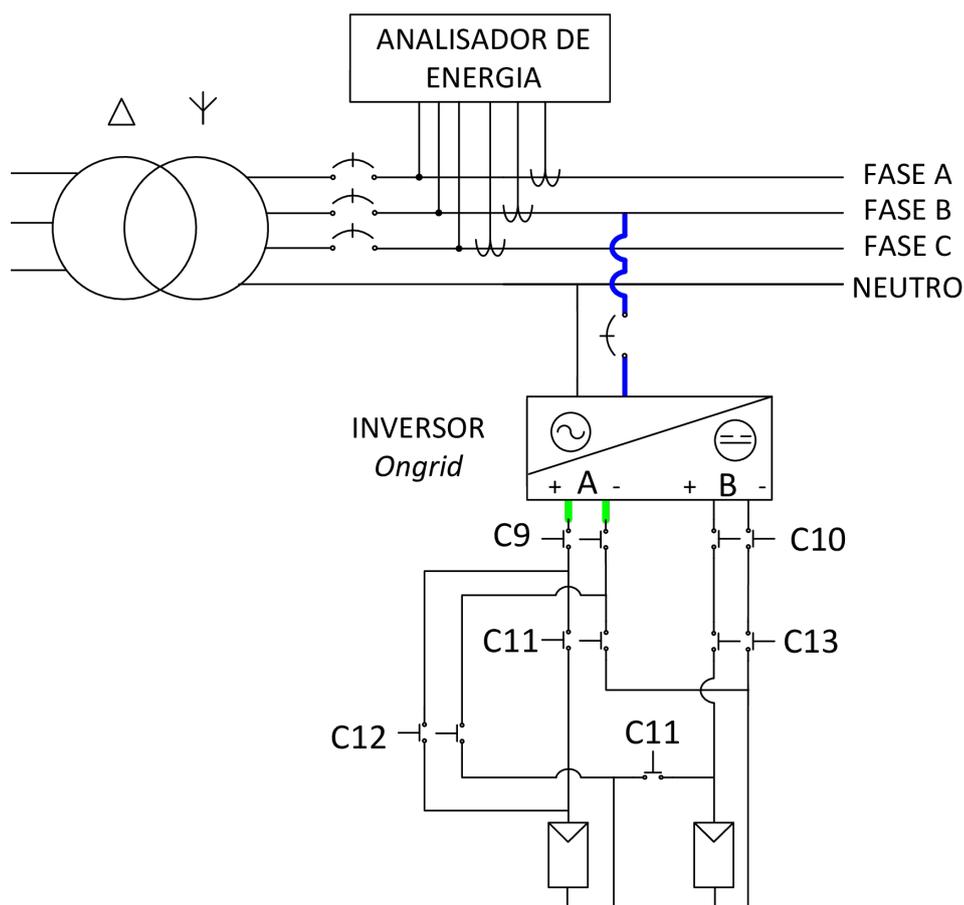
Fonte: Própria do autor.

### 6.2.2 Comutação série-paralelo dos módulos FV

Neste ensaio, as cargas da microrredes foram retiradas e o sistema FV-2 liberado para geração, conforme ilustrado na Figura 97. Nos registros, ilustrados nas Figuras 98 e 99,

foram medidos a corrente na saída CA do inversor (registrados na cor azul) e a tensão terminal do arranjo dos módulos FV (registrados na cor verde). Na primeira ocasião, os módulos FV encontram-se em conexão série registrando 271Vcc, quando as chaves C9 e C11 ilustradas na Figura 94 estão fechadas. Esta ocasião representa a conexão comandada pelo programador horário para o início do dia.

Figura 97 – Esquemático do ensaio - pontos de medição



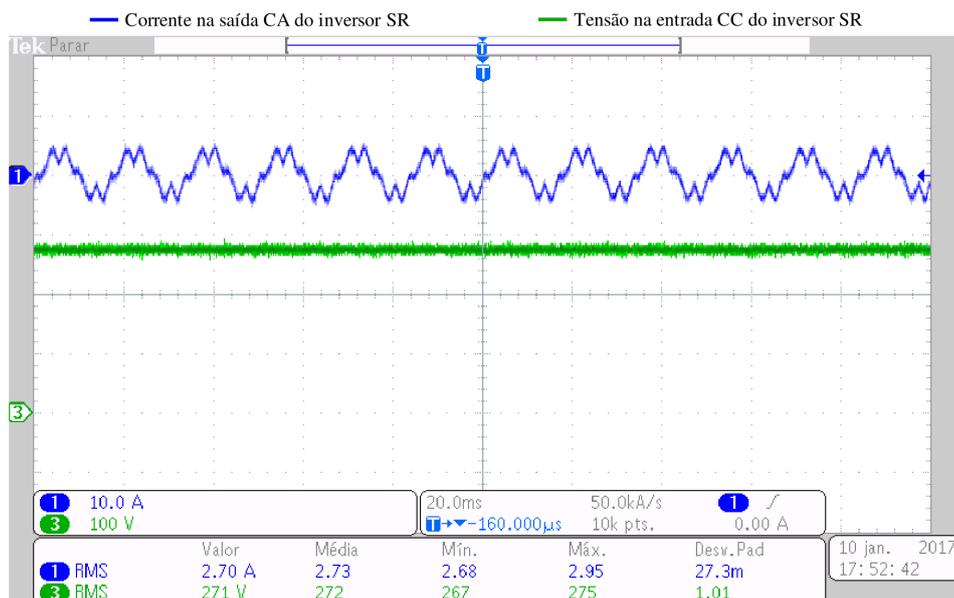
Fonte: Própria do autor.

Na ocasião em que a chave C11 é aberta e as chaves C10, C12 e C13 são fechadas, passam a ser formadas 2 *strings* de 5 módulos, que são conectadas ao inversor. Para esta condição, foi feito o registro, ilustrado na Figura 99, numa leitura terminal de 147Vcc nos terminais da associação dos módulos FV.

### 6.2.3 Operação com uma ou mais strings

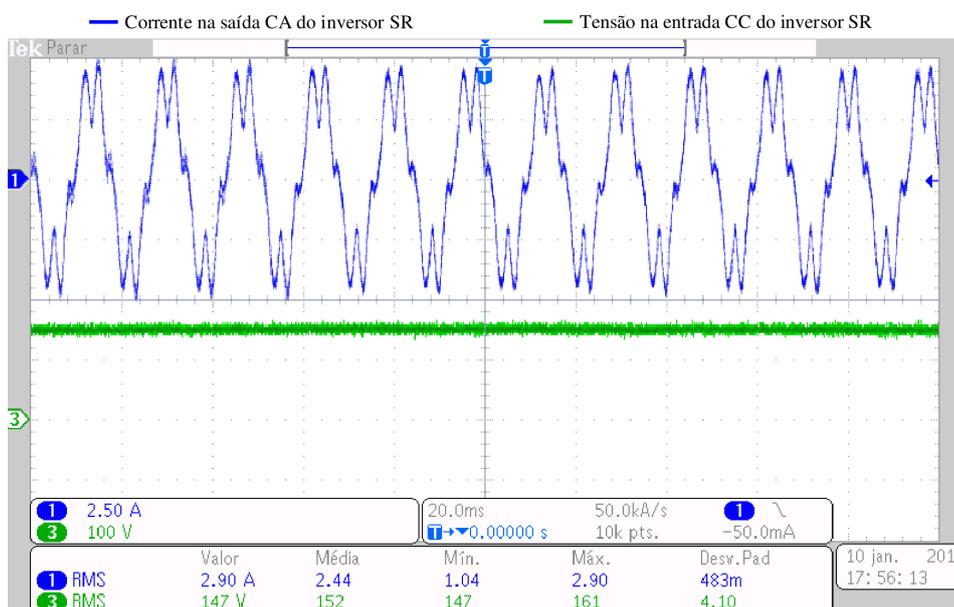
A Figura 100 ilustra os pontos de medição deste ensaio: a corrente de saída CA do inversor (na cor azul), a corrente na carga (na cor magenta), a corrente oriunda da rede de

Figura 98 – Tensão de entrada e corrente de saída - inversor SR (conexão FV série)



Fonte: Própria do autor.

Figura 99 – Tensão de entrada e corrente de saída - inversor SR (conexão FV paralelo)



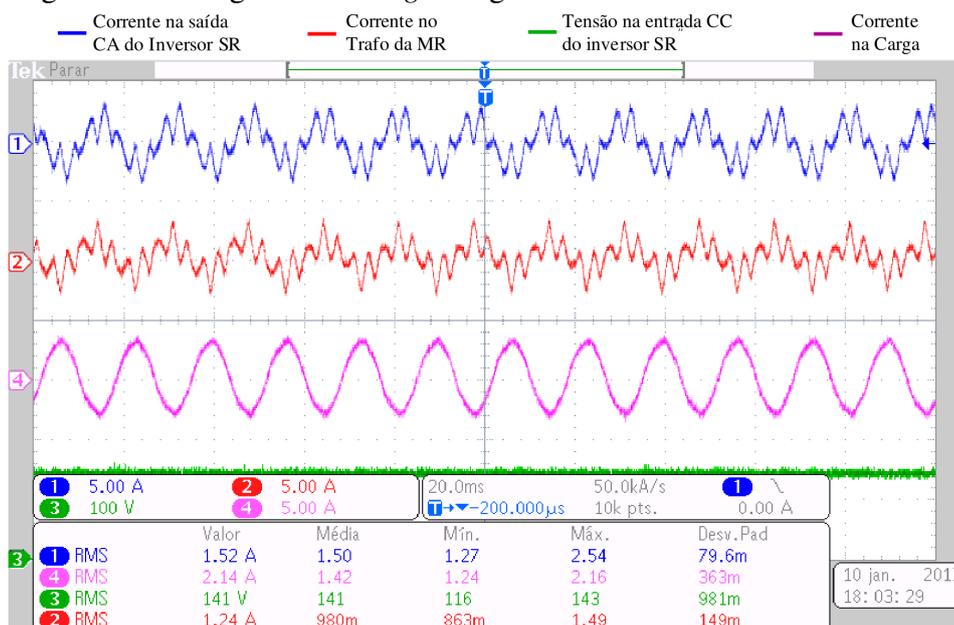
Fonte: Própria do autor.

distribuição (na cor vermelho) e a tensão dos módulos FV (na cor verde).

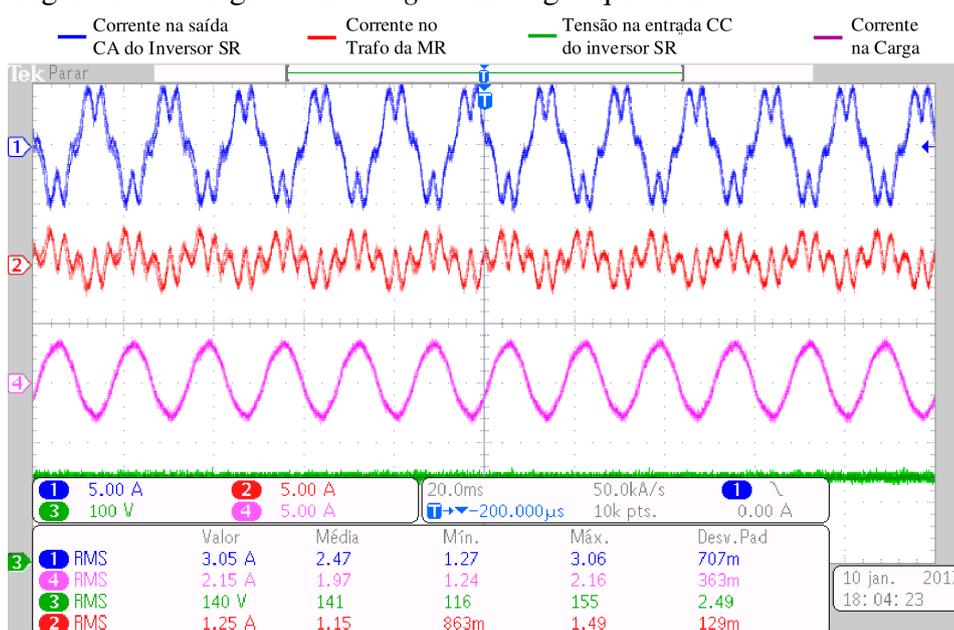
A Figura 101 apresenta o registro feito com uma *string* e com carga aproximadamente igual à potência gerada.

No estágio seguinte, a carga é dobrada e feito o registro ilustrado na Figura 102, momento em que é demandado apoio extra da rede de distribuição. Em seguida, é feita a inserção de outra *string*, conforme ilustrado na Figura 103, contribuindo (a depender da irradiância



Figura 102 – Registro: 1 *string* e carga em dobro

Fonte: Própria do autor.

Figura 103 – Registro: 2 *strings* com carga equivalente

Fonte: Própria do autor.

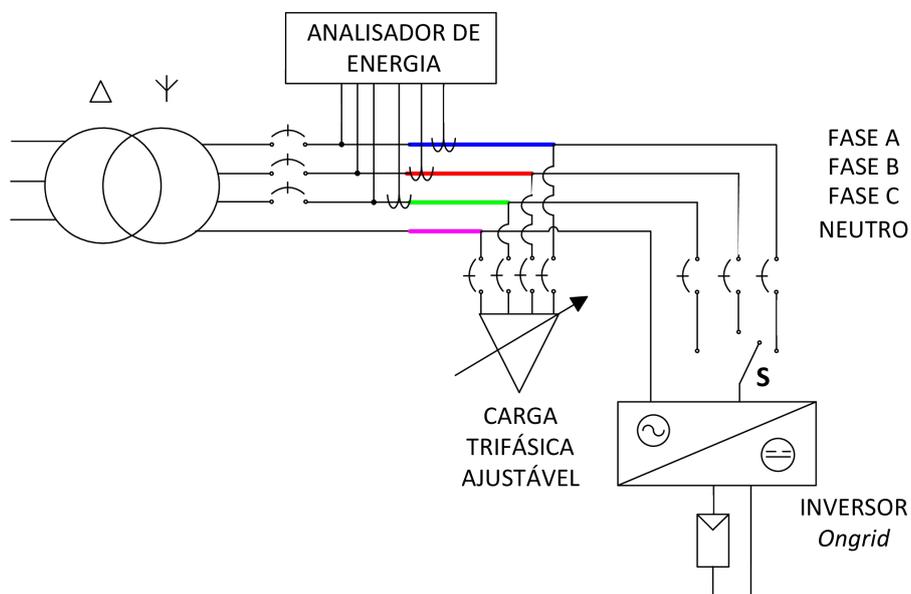
10 unidades de geração conectadas em série. Foram idealizados 2 ensaios.

### 6.3.1 Compensação de desequilíbrio

Neste ensaio inicialmente foi ligada a carga trifásica conforme ilustrado na Figura 104 e seu registro é ilustrado na Figura 105. São registradas no barramento geral as correntes nas fases A (na cor azul), B (na cor vermelha), C (na cor verde) e no condutor Neutro (na cor

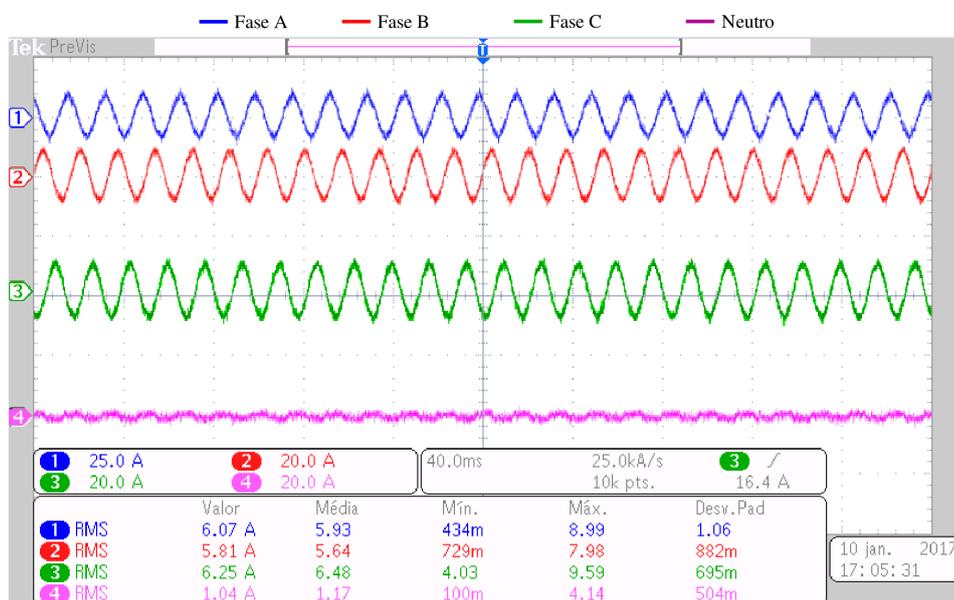
magenta).

Figura 104 – Esquemático do ensaio - pontos de medição



Fonte: Própria do autor.

Figura 105 – Correntes elétricas no lado Y do trafo da MR - carga equilibrada

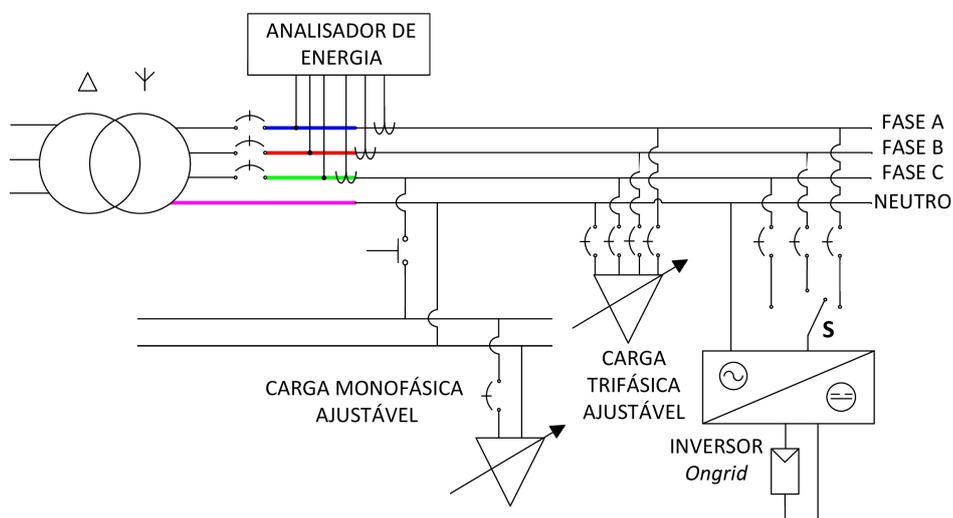


Fonte: Própria do autor.

Em seguida, foi acrescentada uma carga extra na fase C conforme ilustrado na Figura 106 e registrado na Figura 107.

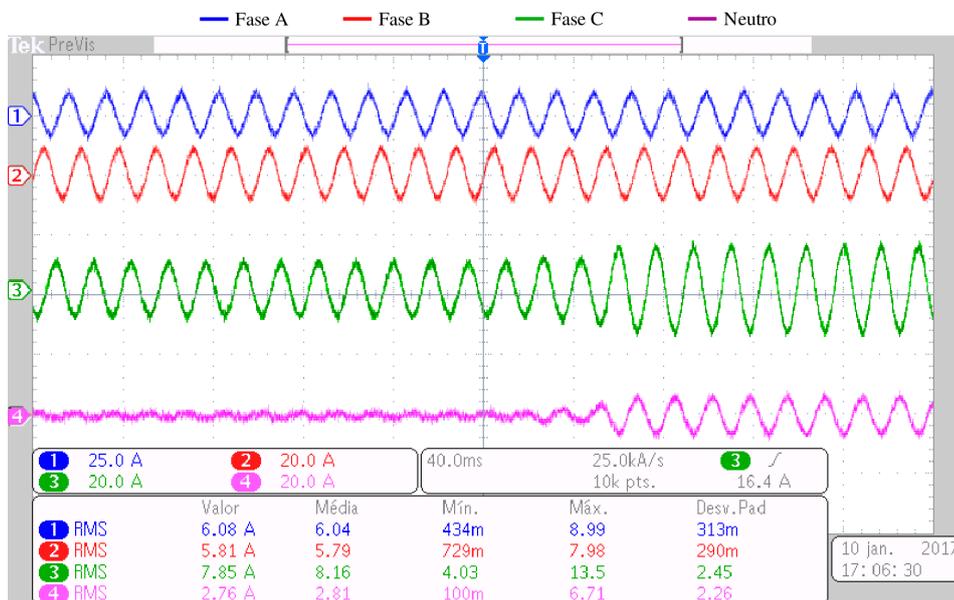
A carga monofásica acrescentada tem potência equivalente às cargas que foram acrescentadas em cada fase na etapa anterior ilustrada na Figura 105.

Figura 106 – Esquemático do ensaio - pontos de medição



Fonte: Própria do autor.

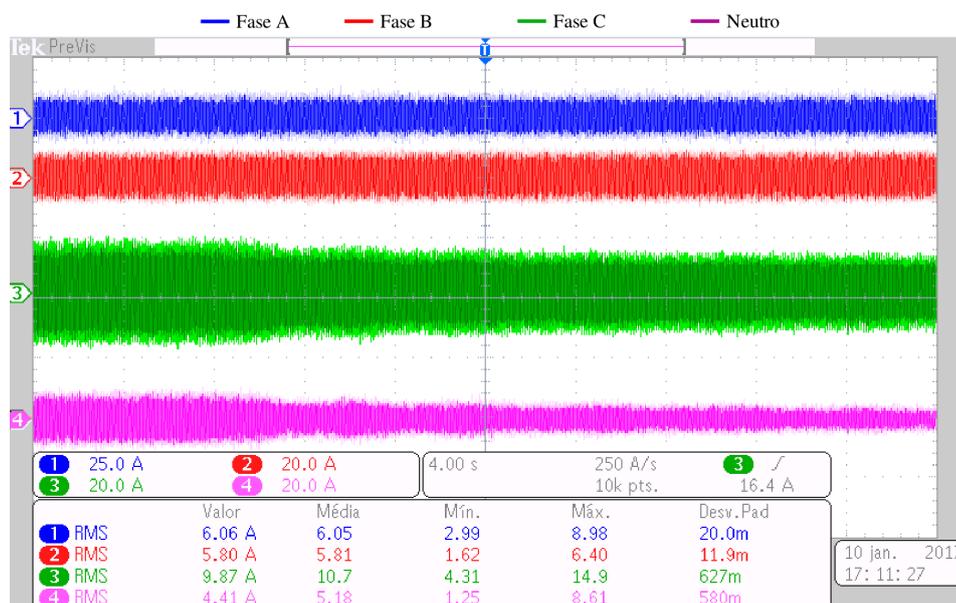
Figura 107 – Correntes elétricas no lado Y do trafo da MR - carga desequilibrada



Fonte: Própria do autor.

Em seguida, o inversor é conectado a esta fase de forma a promover equilíbrio de carga nas três fases. Como o circuito MPPT tem operação gradativa, a diminuição do desequilíbrio não ocorre de forma abrupta e sim gradativa, de forma que o registro foi feito utilizando um maior intervalo de tempo, conforme apresentado na Figura 108.

Figura 108 – Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV ingressado na fase C

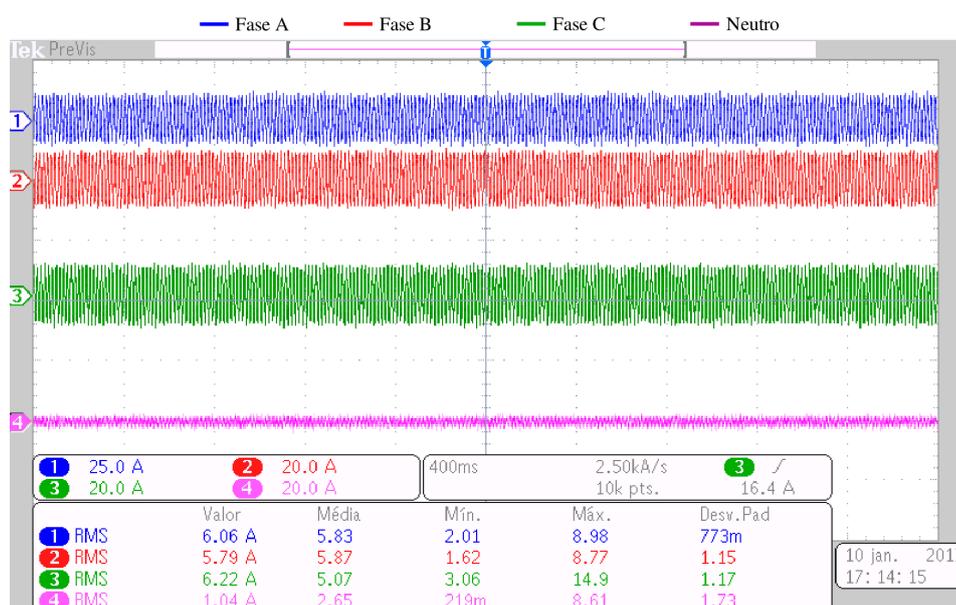


Fonte: Própria do autor.

### 6.3.2 Comutabilidade de fase

O circuito utilizado neste ensaio é o mesmo da Figura 104. O ensaio consistiu em conectar o sistema FV-3 em cada fase do barramento geral e registrar os resultados para cada cenário. A Figura 109 ilustra o resultado do registro em que a carga trifásica encontra-se conectada e o sistema FV-3 encontra-se desconectado.

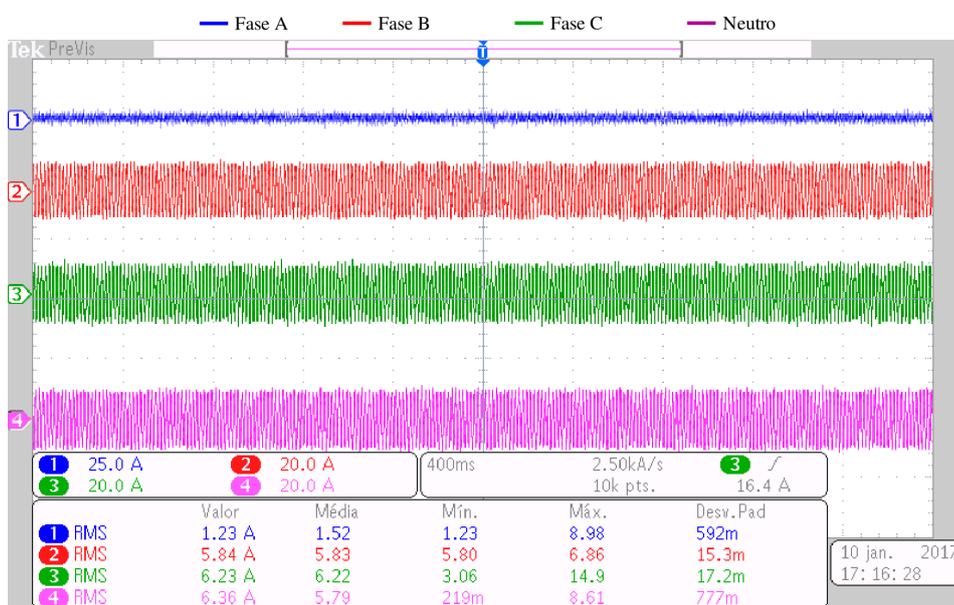
Figura 109 – Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV desconectado



Fonte: Própria do autor.

Em seguida o sistema FV-3 é conectado à fase A. Ao atingir o regime pleno de geração é feito o registro ilustrado na Figura 110.

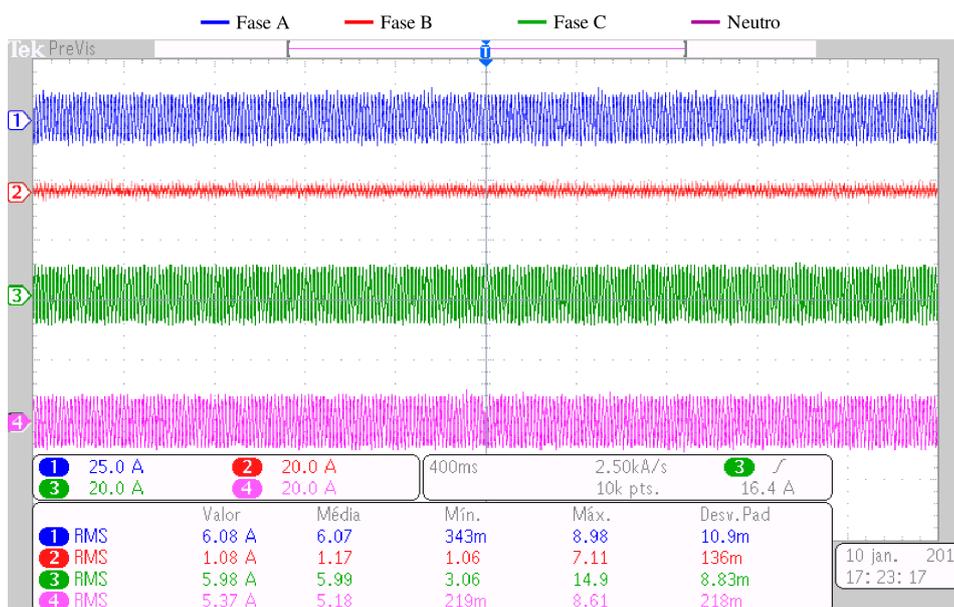
Figura 110 – Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV conectado à fase A



Fonte: Própria do autor.

Em seguida o sistema FV-3 é conectado à fase B. Ao atingir o regime pleno de geração é feito o registro, ilustrado na Figura 111.

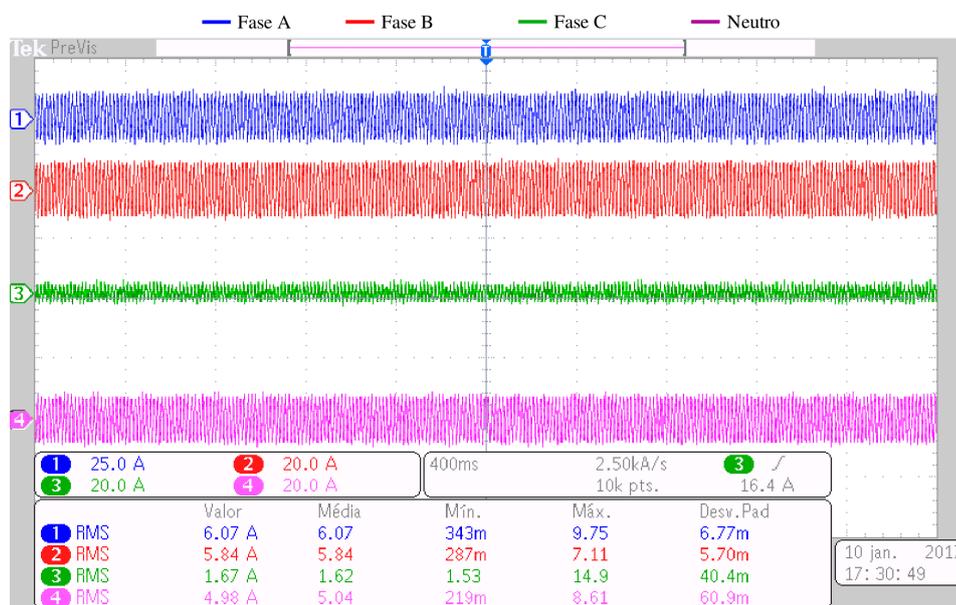
Figura 111 – Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV conectado à fase B



Fonte: Própria do autor.

Em seguida o sistema FV-3 é conectado à fase C. Ao atingir o regime pleno de geração é feito o registro ilustrado na Figura 112.

Figura 112 – Correntes no lado Y do trafo da MR - conversor FV conectado à fase C



Fonte: Própria do autor.

Com os testes das manobras efetuadas e com os registros documentados neste capítulo verificou-se a correta operacionalidade dos 3 segmentos da microrrede.

## 7 CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

### 7.1 Conclusões e Contribuições

O tema microrrede é uma abordagem alternativa de fonte de fornecimento de energia em nível de rede de distribuição por meio da integração, em pequena escala, de recursos energéticos distribuídos em baixa e média tensão. Elas são, normalmente, conectados à rede da concessionária, mas são capazes de se isolarem em caso de ocorrência de distúrbios ocorridos na rede da concessionária. Isso garante um desempenho econômico e estável de forma a fornecer atendimento satisfatório aos consumidores. Uma característica significativa das microrredes é sua apresentação na rede principal como uma unidade simples controlável (de energia elétrica ou energia térmica) com geração local. Interfaces avançadas de eletrônica de potência fornecem flexibilidade necessária, segurança de operação entre microfones e o sistema de distribuição circundante para satisfação do cliente. As microrredes também beneficiam a rede principal por diminuir o carregamento dos condutores da rede de distribuição, aliviando as demandas imediatas por aumento da geração, aumentando a estabilidade do sistema, respondendo a mudanças rápidas de carga e mantendo a qualidade do fornecimento de energia. Por serem redes ativas, elas podem, potencialmente, fornecer um grande número de vantagens para a rede elétrica pública por aumentar sua eficiência de operação e melhorar a confiabilidade e qualidade do serviço ao consumidor. No cenário atual de mercado de energia, mais do que preocupar-se com qualquer *blackout's* que possam raramente ocorrer, clientes apresentam-se mais ansiosos para investir em qualidade de energia e confiabilidade de forma a proporcionar segurança a cargas sensíveis de distúrbios sutis e freqüentes. Contudo um grande número de questões técnicas e regulatórias precisam ser cuidadosamente abordados requerendo considerável quantidade de intervenção em pesquisa.

Este trabalho apresentou o projeto e a implementação de uma microrrede no campus universitário da Universidade Federal do Ceará consolidando-se como ambiente de pesquisa, desenvolvimento de soluções, análise e aprendizagem. Apesar de ainda haver indefinições quanto às diretrizes regulatórias de projeto na área de microrredes, devido à ausência de normas consolidadas ante um mercado com número crescente de acessantes com capacidade de injetar potência da rede elétrica pública e com a existência de normas técnicas para microgeração e minigeração, é de relevância para a academia, sociedade e setor elétrico a implementação e operação de uma microrrede enquanto objeto de estudo.

A microrrede abre um leque de opções de oportunidades de pesquisa envolvendo desde questões técnicas de engenharia, tais como qualidade da energia, questões de proteção, automação de sistemas elétricos, a questões administrativas de regulamentação de mercado (uma vez que as microrredes podem fornecer/vender energia quando em modo *offgrid*). Além disso a plataforma é útil para testes de equipamentos dedicados a monitoramento e correção de parâmetros elétricos que caracterizem má qualidade da energia, de forma que, uma vez implementada esta plataforma, algo fruto deste trabalho, ela terá grande contribuição futura como ambiente para simulação e teste envolvendo áreas de pesquisa como eletrônica de potência e sistemas elétricos. Conforme demonstrado anteriormente, o sistema desenvolvido neste trabalho produziu os resultados satisfatórios. O sistema FV-1 apresentou nos testes efetuados, e de forma coerente, a correta operacionalidade na qual permitiu a flexibilização para atendimento da carga nos modos *ongrid* e *offgrid*.

Por sua vez o sistema FV-2 apresentou nos testes efetuados, e de forma coerente, a correta operacionalidade na qual permitiu a flexibilização a comutação dos módulos FV de série para paralelo e, quando em paralelo, o uso de uma ou mais fileiras de módulos FV.

Outrossim, o sistema FV-3 apresentou nos testes efetuados, e de forma coerente, a correta operacionalidade na qual permitiu a flexibilização de comutação para escolha da fase em que se deseja injetar a energia gerada além de permitir atuação promotora de equilíbrio (ou desequilíbrio) de carga nas fases da microrrede.

## 7.2 Trabalho Futuro

No entanto, existem ainda pontos que precisam ser melhorados por meio de novas funcionalidades que podem ser agregadas. A seguir são citadas aquelas percebidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho:

1. Desenvolver e implantar o sistema supervisor, tornando possível a manobra de forma remota (por usuário e automatizada);
2. Integrar à microrrede sistema de geração eólico-elétrico;
3. Favorecer a formação de uma rede de *backup* de atendimento emergencial trifásica utilizando 3 inversores de bateria (SI's);
4. Flexibilizar a manobra do inversor de bateria (SI) de forma que venha também ser possível posicioná-lo na microrrede de forma a atender o barramento trifásico (barramento A) utilizando três equipamentos SI ou um equipamento SI com acoplamento das fases durante

o cenário de *backup*;

5. Tornar a plataforma flexível de forma a ser possível alterar a arquitetura *ongrid* (aplicações 2, 3 e 4 citadas no tópico 4.1) para uma arquitetura puramente *offgrid* (aplicação 1);
6. Flexibilizar a operação do sistema FV-3 de modo que a quantidade de módulos FV utilizada varie de 5 a 10 unidades, favorecendo uma maior precisão na aplicação para correção de desequilíbrios;
7. Projetar e implementar barramento cc na microrrede;
8. Realizar estudos na direção de evitar a desenergização das cargas durante o cenário “falha da rede de distribuição / estabelecimento da rede de *backup*”.

### 7.3 Trabalhos Publicados

CARNEIRO, A.V.; LEO, R.P.S.; ALMADA, J.B.; BARROSO, G.C.; COSTA, D.S. Implementação de uma microrrede supervisionada de conversão solar fotovoltaica na Universidade Federal do Ceará. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 2016 Natal. *Anais...*Natal: SBSE, 2016.

CARNEIRO, A.V.; DUPONT, I.M.; LUNA, M.L.M.; HOLANDA, I.S. Utilização dos modelos de 4 e 5 parâmetros para módulos fotovoltaicos considerando condições climáticas próximas à linha do equador. In: VI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2016 Belo Horizonte. *Anais...*Belo Horizonte: CBENS, 2016.

## REFERÊNCIAS

- AGROTECNOLOGICA. **Autoconsumo Fotovoltaico**. [S.l.]: Agrotecnologica, 2017. Disponível em <<<http://www.agrotecnologica.pt/index.php/oferta-comercial/energias-renov%C3%A1veis/autoconsumo-fotovoltaico.html>>>. Agrotecnologica.
- ALCÂNTARA, M. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica. **O Setor Elétrico**, Vol 71, p. 36–45, 2011.
- ANEEL. Prodist. **Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição, Brasil**, 2008.
- ANEEL. Micro e Minigeração–Sistema de Compensação de Energia Elétrica. **Caderno Temático**, 2014.
- ASANO, H.; HATZIARGYRIOU, N.; IRAVANI, R.; MARNAY, C. Microgrids: an overview of ongoing research, development, and demonstration projects. **IEEE Power Energy Magazine**, p. 78–94, 2007.
- BANI-AHMED, A.; WEBER, L.; NASIRI, A.; HOSSEINI, H. Microgrid communications: State of the art and future trends. In: IEEE. **Renewable Energy Research and Application (ICRERA), 2014 International Conference on**. [S.l.], 2014. p. 780–785.
- BARNES, M.; DIMEAS, A.; ENGLER, A.; FITZER, C.; HATZIARGYRIOU, N.; JONES, C.; PAPATHANASSIOU, S.; VANDENBERGH, M. Microgrid laboratory facilities. In: IEEE. **Future Power Systems, 2005 International Conference on**. [S.l.], 2005. p. 6–pp.
- BERKELEY, N. L. L. Microgrids report. **Navigant Research**, 2013.
- CANADIAN, S. Modelo CS6P 240/245/250/255/260M. **Folha de Dados**, 2013.
- CHOWDHURY SUNETRA E CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- DEGNER, T.; HARDT, C.; LANGE, H.; OSIKA, O.; VANDENBERGH, M.; DIMEAS, A. *et al.* **DH1 Description of the laboratory micro grids**. [S.l.], 2005.
- ENEL. Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da AMPLA. **Norma Técnica – 10**, R–01, 2016.
- GOSWAMI, D. Y. **Principles of Solar Engineering**. [S.l.]: Taylor & Francis Group, 2000.
- HATZIARGYRIOU, N. Microgrids [guest editorial]. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, p. 26–29, 2008.
- HATZIARGYRIOU, N. **Microgrids: Architectures and Control**. [S.l.]: Wiley, 2014.
- IEC. Microgrids for disaster preparedness and recovery-with electricity continuity plans and systems. **White paper, Geneva, Switzerland**, 2014.
- INEE-ANEEL. **Contribuição a audiência pública sobre serviços ancilares**. [S.l.]: ANEEL, 2006.
- KHANH, L. N. Power-management strategies for a grid-connected PV-FC hybrid system. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 3, p. 1874–1882, 2010.

LASSETER, R.; AKHIL, A.; MARNAY, C.; STEPHENS, J.; DAGLE, J.; GUTTROMSON, R.; MELIOPOULOUS, A.; YINGER, R.; ETO, J. The CERTS microgrid concept. **White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, US Department of Energy**, v. 2, n. 3, p. 30, 2002.

LEE, J. M. **Islanding Detection Methods for Microgrids**. Tese (Dissertação) — Dept. Elect. Eng., University of Wisconsin-Madison, 2011.

MARIAM, L.; BASU, M.; CONLON, M. F. A review of existing microgrid architectures. **Journal of Engineering**, Hindawi Publishing Corporation, v. 2013, 2013.

MARINHO, G. S. P. **Apresentação de uma indústria sucroalcooleira sob os conceitos de microrrede de energia elétrica**. Tese (Dissertação) — UNESP, 2011.

MELO, L. S. **Desenvolvimento de uma plataforma para implementação de sistemas multiagentes com aplicação para recomposição automática de sistemas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Dissertação) — UFC, 2015.

MENDONÇA, L. P. **Introdução às microrredes e seus desafios**. Tese (Dissertação) — UFRJ, 2011.

MESSINIS, G.; KLEFTAKIS, V.; KOUVELIOTIS-LYSIKATOS, I.; RIGAS, A.; VASSILAKIS, A.; KOTSAMPOPOULOS, P.; HATZIARGYRIOU, N. Multi-microgrid laboratory infrastructure for smart grid applications. IET, 2014.

MOURA. **Manual Técnico Moura – Modelo Clean Nano**. 2000.

NEDAP. **Make your own energy revolution**. [S.l.]: Nedap, 2017. Disponível em <<<http://www.powerrouter.com/en/solarstrom/self-consumption.html>>>. Power Router.

OLIVEIRA, R. C. **Estudo para aplicação de um sistema de automação para microrrede do laboratório de redes elétricas inteligentes**. Tese (Trabalho de conclusão de curso) — UFC, 2014.

PINHO JOÃO TAVARES E GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb**, 2014.

RICCIARDI, T. R. **Análise do impacto da proteção antiilhamento na estabilidade de geradores conectados via inversores**. Tese (Dissertação) — UNICAMP, 2010.

SANTOS, L. A. D. **Integração de um sistema de recomposição automático via opc para automação da rede elétrica de distribuição em média tensão do campus do pici da universidade federal do Ceará**. Tese (Dissertação) — UFC, 2016.

SMA. **Installation – Quick Reference Guide / Offgrid Systems**. [S.l.]: SI3.0M-4.0M-OffGrid-IA-en-11, SMA, 2004.

SMA. **Installation – Quick Reference Guide / SMA FLEXIBLE STORAGE SYSTEM with Battery Backup Function**. [S.l.]: Ersatzstrom-IS-en-33 | Version 3.3, 2004.

SMA. **Installation Manual – SMA SPEEDWIRE DATA MODULE FOR SUNNY ISLAND**. [S.l.]: SWDMSI-IA-en-13 | Version 1.3, 2004.

SMA. **Manual de Instalação e Instruções – SI 5048**. [S.l.]: SI5048-12:EP3107, 2004.

SMA. **SMA Flexible Storage System with Battery Backup Function – Planning Guidelines**. [S.l.]: SI-Ersatzstrom–PL–en–11–Version 1.1, 2004.

SMA. **3.0 M/4.0 M SMA – Installation Manual**. [S.l.]: SI3.0M-4.0M-OffGrid-IA-en-11, SMA, 2011.

STANDARDS ASSOCIATION IEEE. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. **IEEE std**, p. 1547–4, 2011.

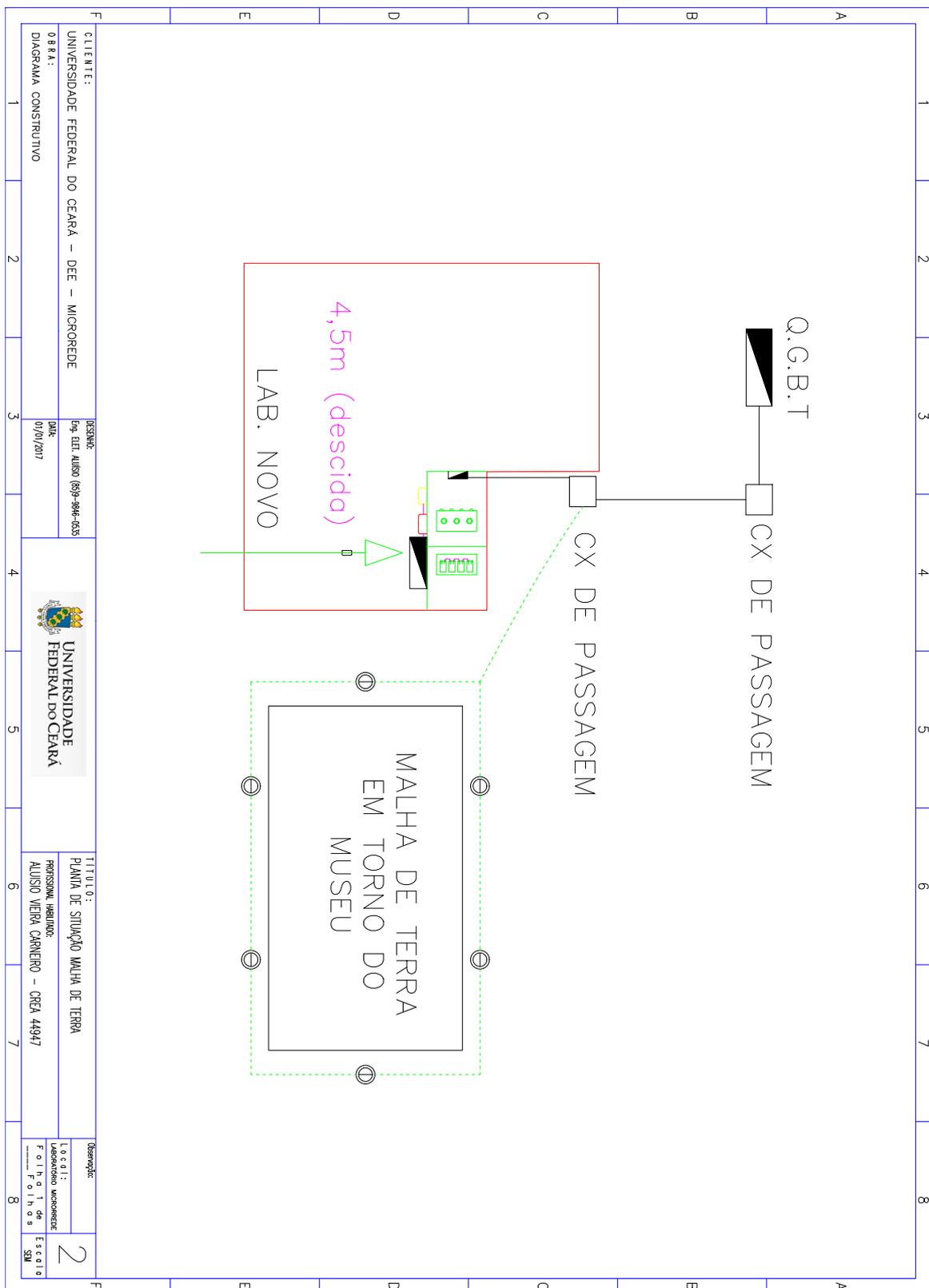
TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid converters for photovoltaic and wind power systems**. [S.l.]: Wiley, 2011. v. 1.

WOLFGANG, P. **Energia Solar e Fontes Alternativas**. [S.l.]: Hemus Livraria, 2002.

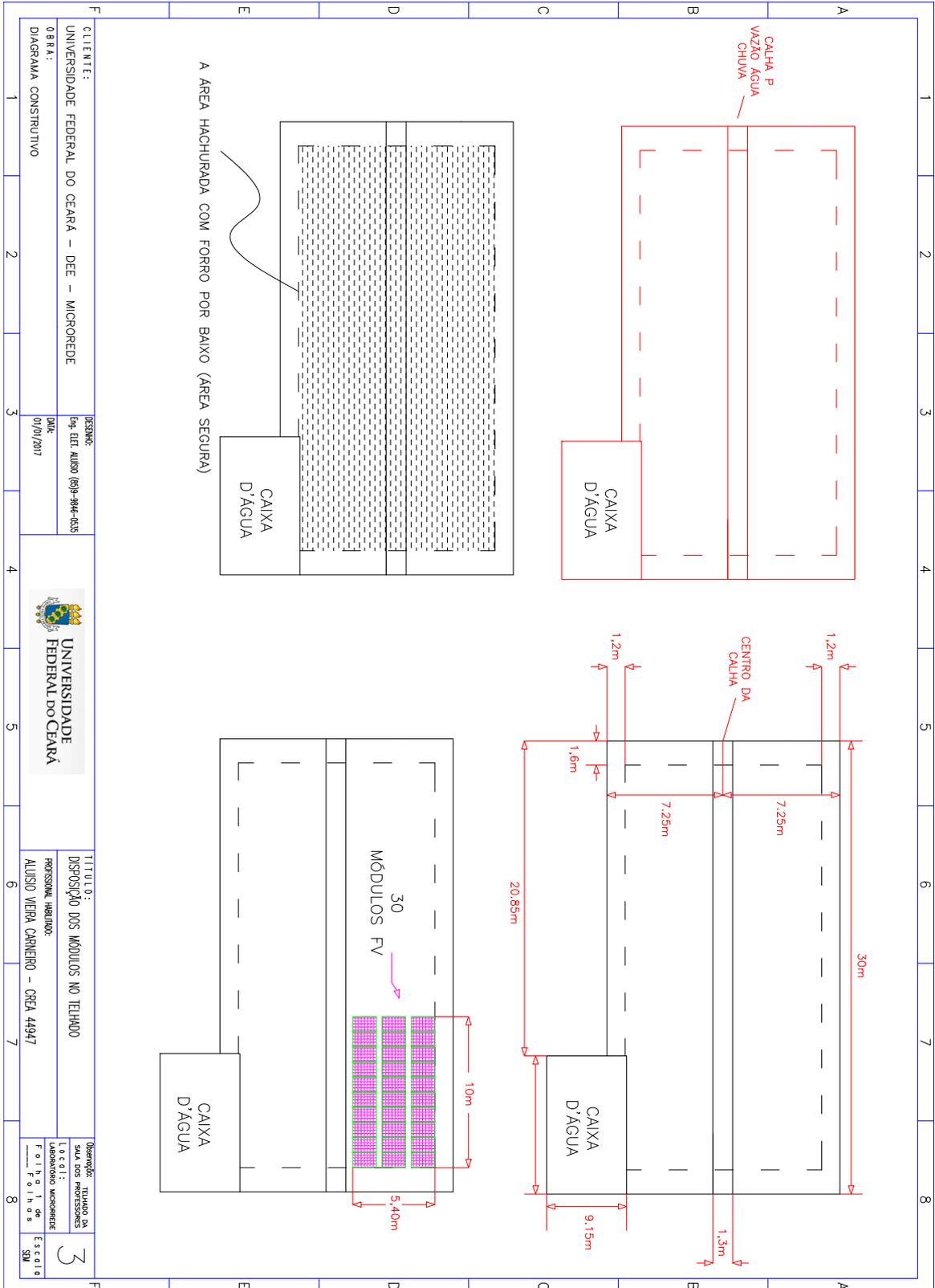
ZERVOS, A. Relatório da situação mundial – energias renováveis. **REN–21**, 2016.



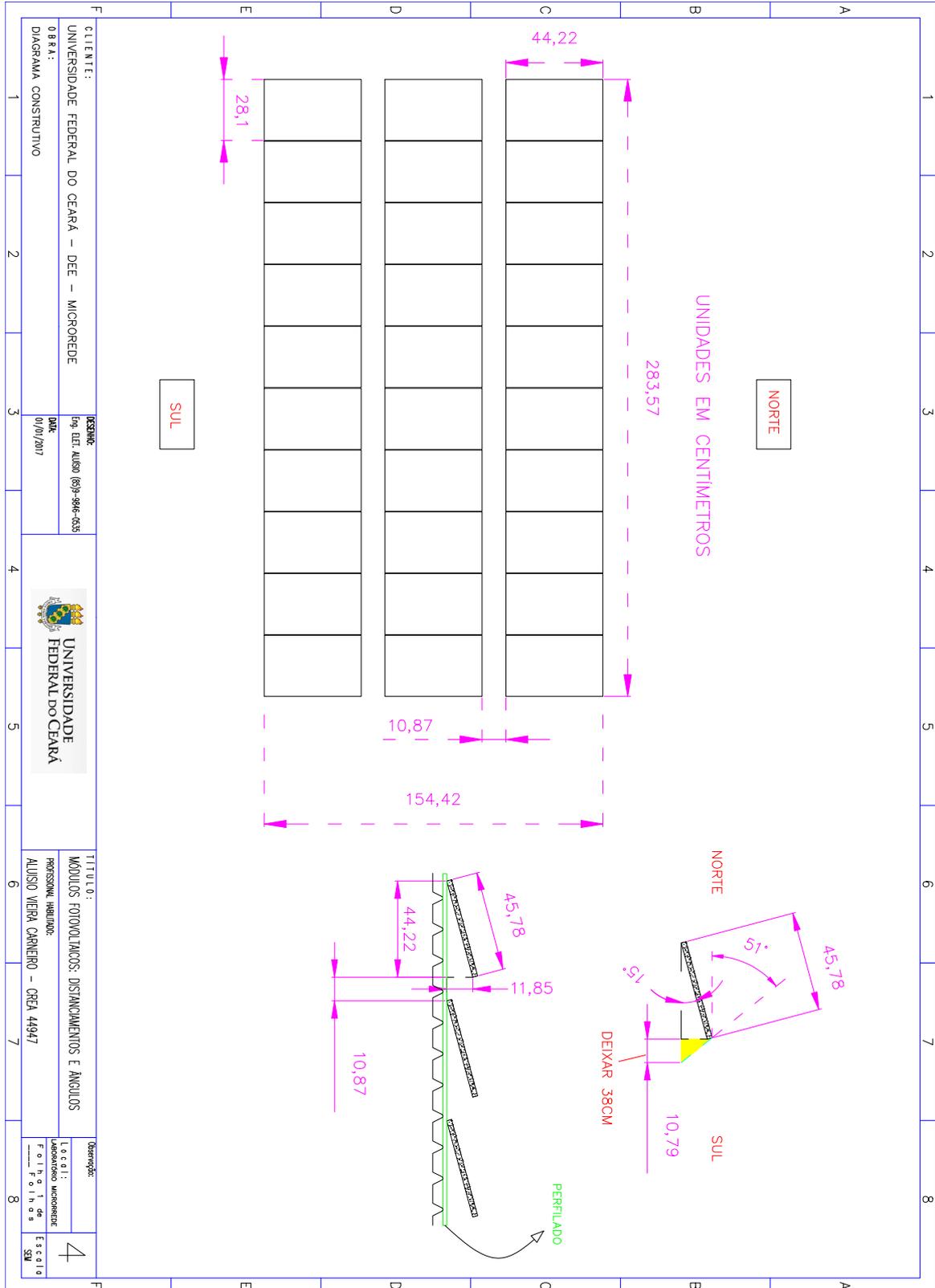
## APÊNDICE B - LAYOUT DA MALHA DE ATERRAMENTO



## APÊNDICE C – LAYOUT DOS SISTEMAS

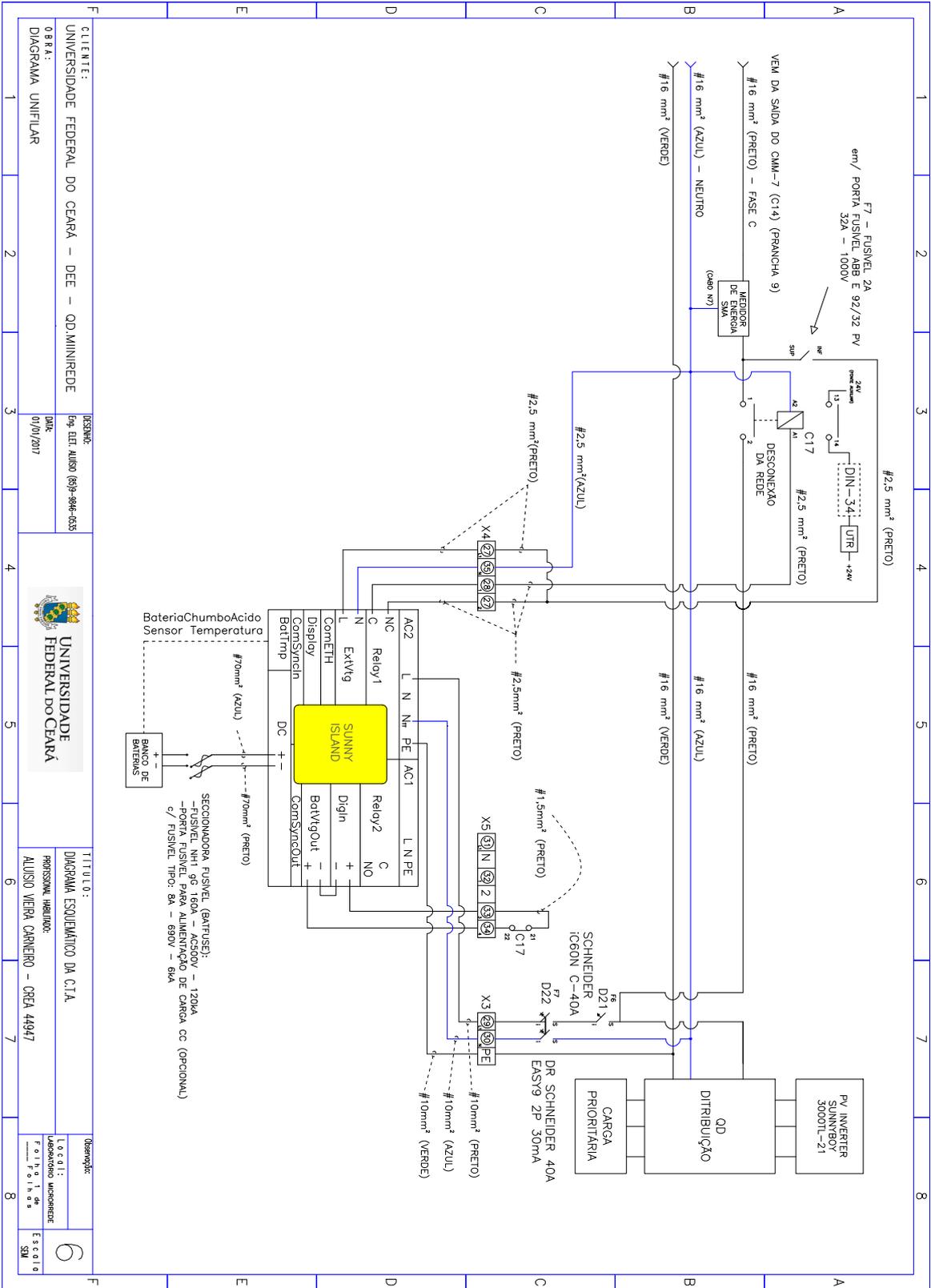


## APÊNDICE D – DETALHE DA INSTALAÇÃO FV



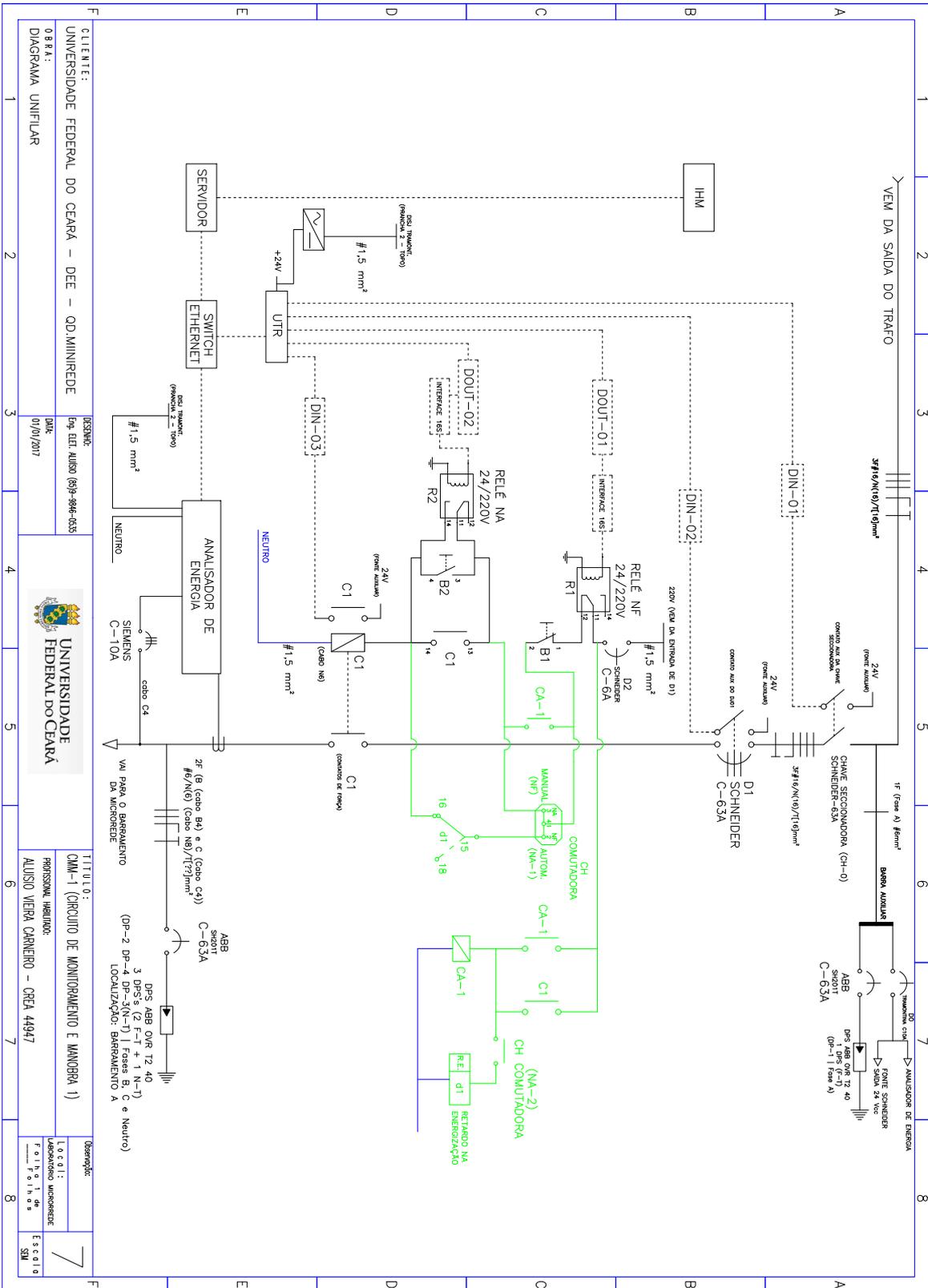


APÊNDICE F - C.T.A DO SISTEMA FV-1



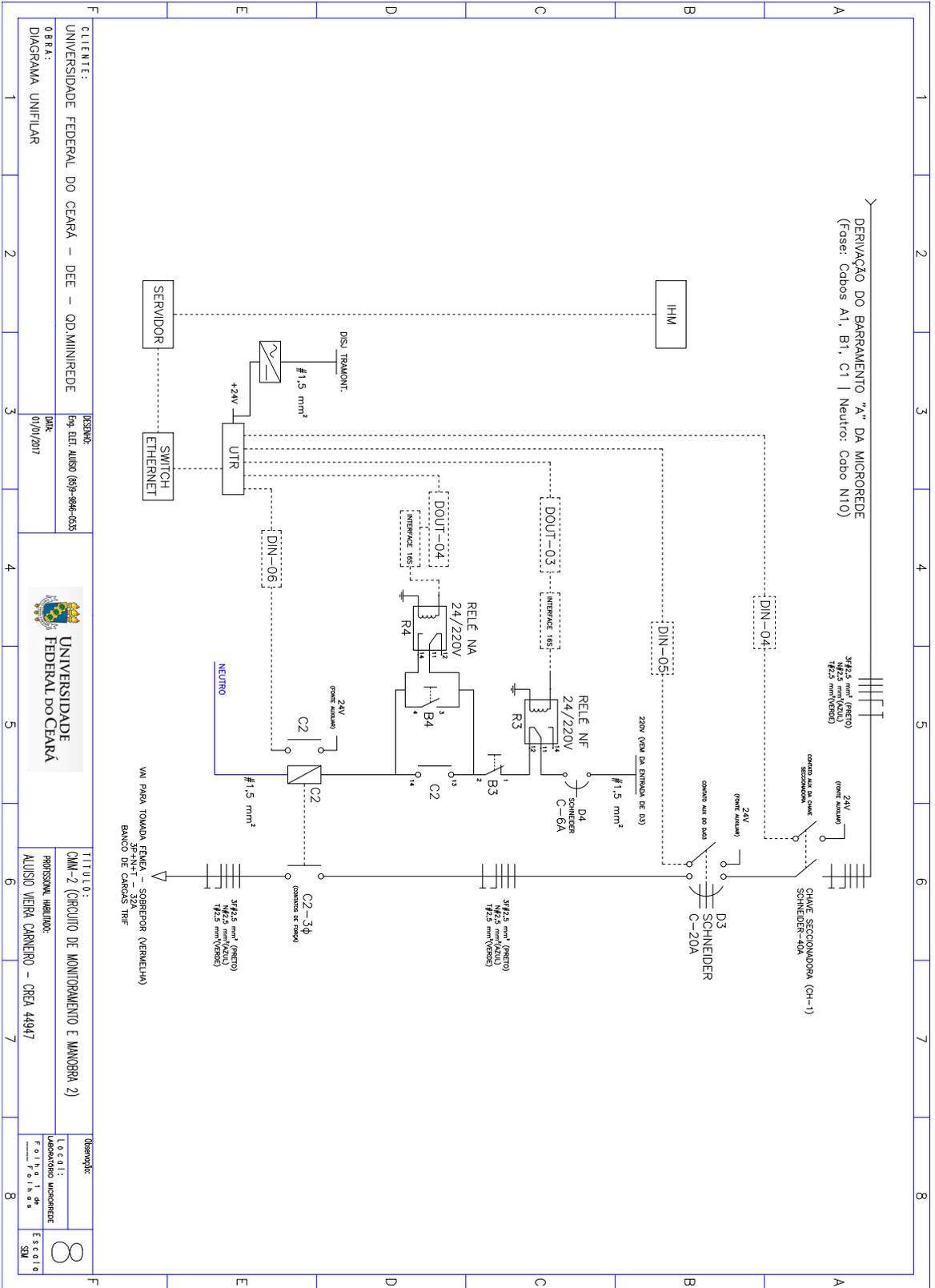
CLIENTE:		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEE - QD MIINREDE		PROFESSOR RESPONSÁVEL:		ALUISIO VIEIRA CARNEIRO - CREA 44947	
ORÇAMENTO:		DIAGRAMA UNIFILAR		TÍTULO:		DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA C.T.A.	
DATA:		01/01/2017		PROFESSOR ILUSTRADOR:		ALUISIO VIEIRA CARNEIRO - CREA 44947	
REVISÃO:		09- EEL- AUBO (89)-946-433		LAYOUT:		Laboratório INSPERTEC	
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ		Folha 1 de 6		ESCALA	

APÊNDICE G - CMM-1



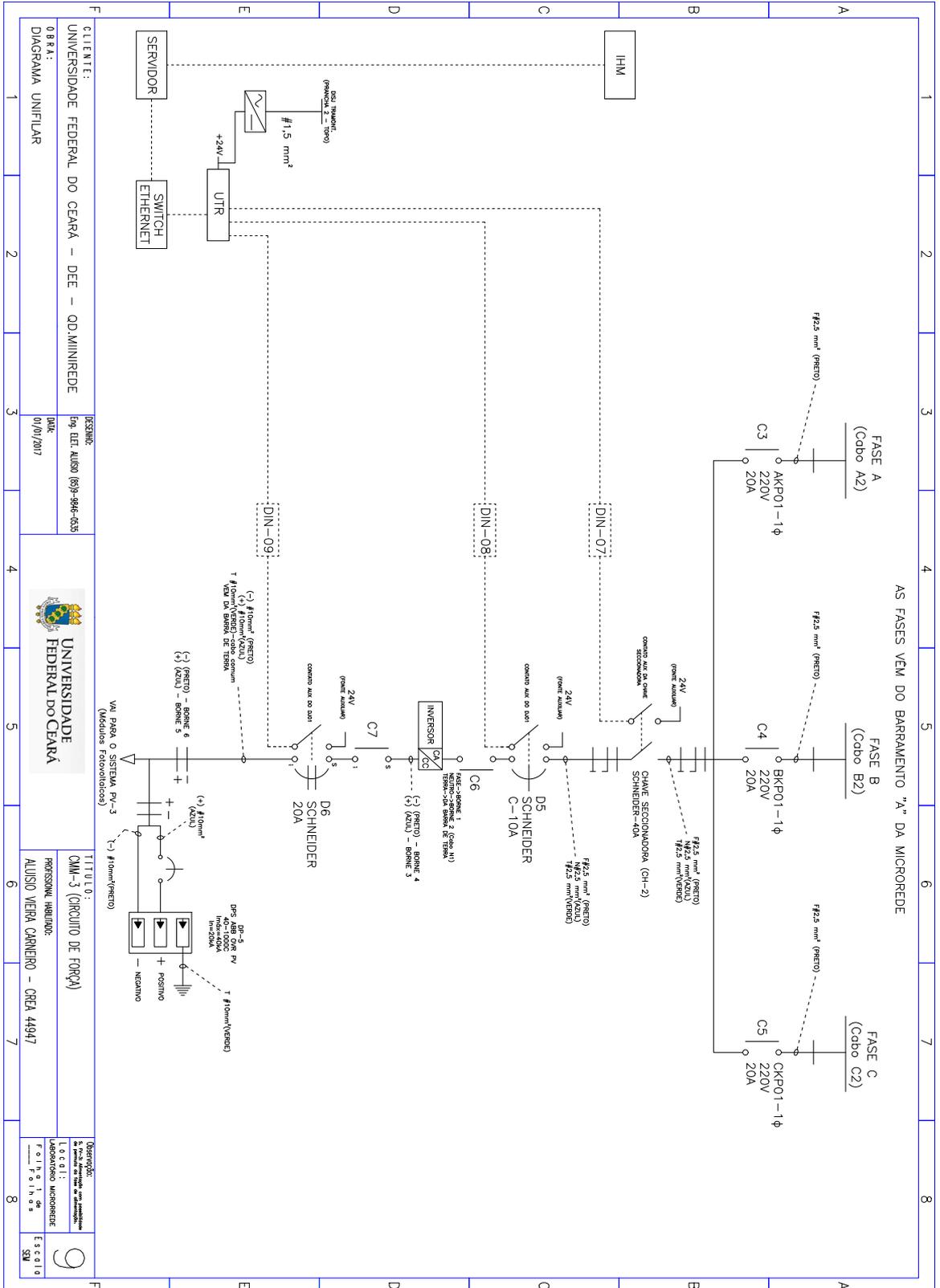
CLIENTE:		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEE - QD MINIREDE	
ORÇ. N.º:		08/01/2017	
DIAGRAMA UNIFILAR		1	
PROJ.:		08/01/2017	
REVISÃO:		08/01/2017	
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ	
CMM-1 (CIRCUITO DE MONITORAMENTO E MANOBRAS 1)		CMM-1 (CIRCUITO DE MONITORAMENTO E MANOBRAS 1)	
PROFESSOR RESPONSÁVEL:		ALUIZIO VIEIRA CARNEIRO - CREA 44947	
L. C. A. L. I.:		L. C. A. L. I.:	
Folha 1 de 7		Folha 1 de 7	
ESCALA:		ESCALA:	
7		7	

## APÊNDICE H - CMM-2



<b>CLIENTE:</b> UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEE - QD MINIREDE	<b>PROJETO:</b> QMM-2 (CIRCUITO DE MONITORAMENTO E MANOBRAS 2)	<b>PROFESSOR RESPONSÁVEL:</b> ALUISIO VIEIRA CARNEIRO - CREA 44947	<b>DISCIPLINA:</b> LABORÁTORIO MICROREDE
<b>ORÇAMENTO:</b> DIAGRAMA UNIFILAR	<b>DATA:</b> 01/01/2017	<b>TÍTULO:</b> CMM-2 (CIRCUITO DE MONITORAMENTO E MANOBRAS 2)	<b>LABORANTE:</b> Folha 1 de 8
<b>UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ</b>		<b>ESCALA</b> 8	

# APÊNDICE I – CMM-3: FORÇA



CLIENTE:	UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARA - DEE - QD. MINIREDE
ORÇAMENTO:	01/07/2017
PROJETO:	Proj. ELE. ALIBIO (83)9-8846-0355
PROFESSOR RESPONSÁVEL:	ALUISIO VIEIRA CARNEIRO - CREA 44947
TÍTULO:	CMM-3 (CIRCUITO DE FORÇA)
LABORATÓRIO:	LABORATÓRIO MICROREDE
ESCALA:	1:1

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARA

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARA - DEE - QD. MINIREDE

01/07/2017

Proj. ELE. ALIBIO (83)9-8846-0355

ALUISIO VIEIRA CARNEIRO - CREA 44947

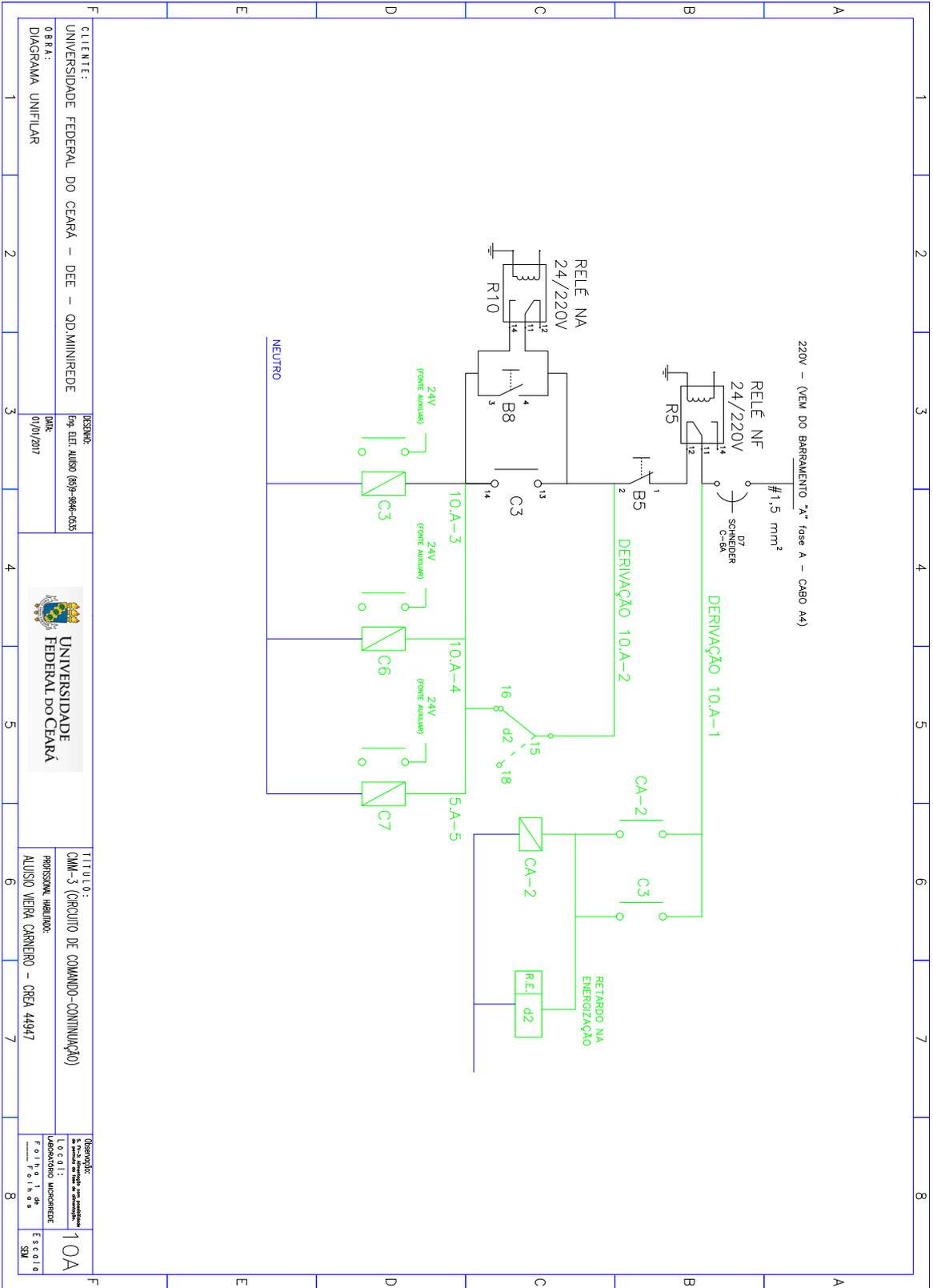
CMM-3 (CIRCUITO DE FORÇA)

LABORATÓRIO MICROREDE

1:1



## APÊNDICE K - CMM-3: COMANDO

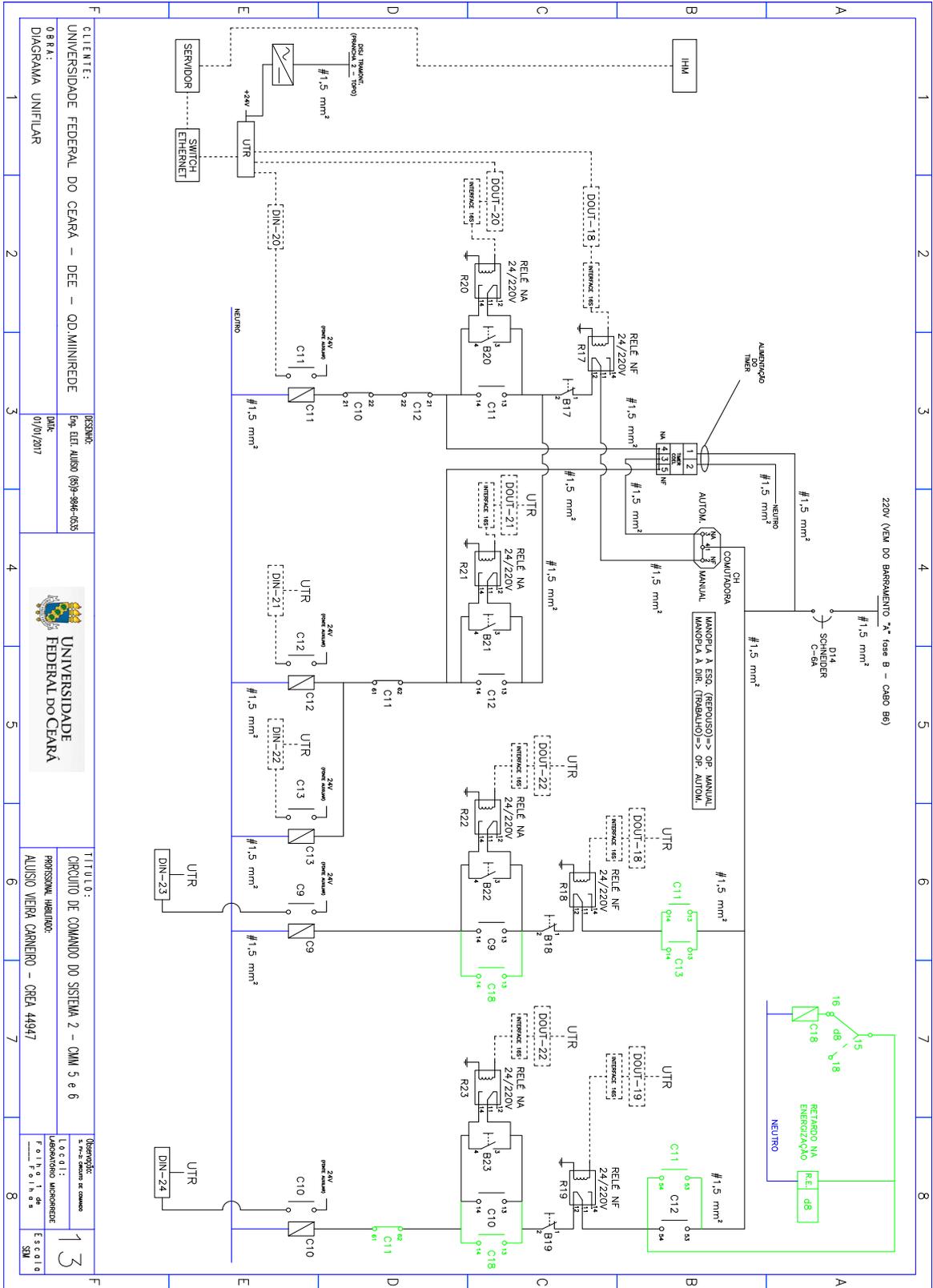


1	2	3	4	5	6	7	8
CLIENTE: UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEE - QD MINIREDE		PROJETO: Eq. ELE. AUDIO (89)-906-033		 <b>UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ</b>		TÍTULO: CMM-3 (CIRCUITO DE COMANDO-CONTINUAÇÃO)	
ORÇAMENTO: DIAGRAMA UNIFILAR		DATA: 01/01/2017				PROFESSOR RESPONSÁVEL: ALUISIO VIEIRA CARREIRO - CREA 44947	





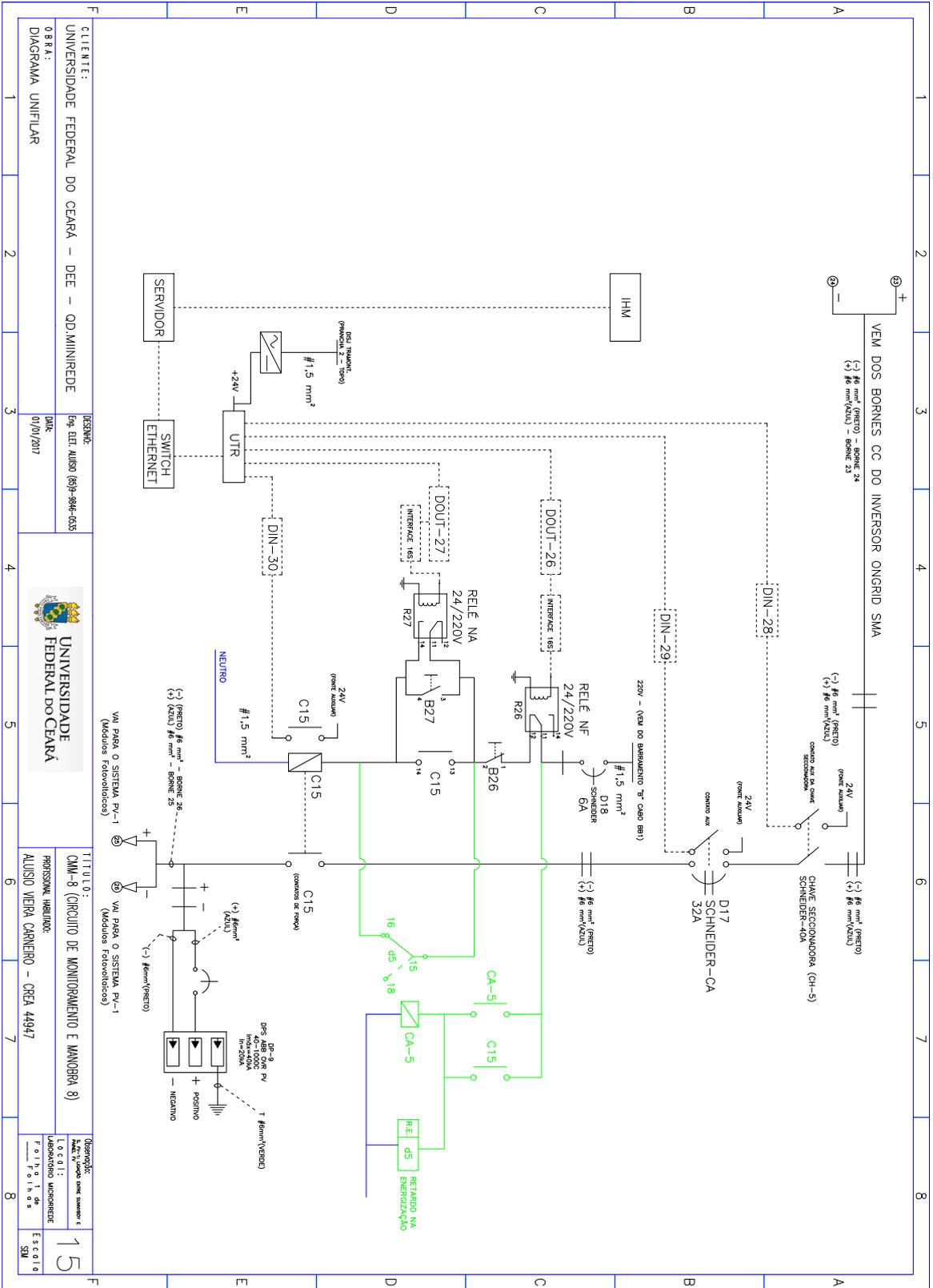
APÊNDICE N - CMM-5 E 6:COMANDO



CLIENTE:		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEE - QD MIINREDE		PROJETO:		CIRCUITO DE COMANDO DO SISTEMA 2 - CMM 5 e 6	
ORÇAMENTO:		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEE - QD MIINREDE		DATA:		07/09/2017	
DIAGRAMA UNIFILAR		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ		PROFESSOR RESPONSÁVEL:		ALUIZIO VIEIRA CARREIRO - CREA 44947	
				AUTOR:		13	
				LUGAR:		Folha 1 de 1	
				LUGAR:		Escritório	
				LUGAR:		SEM	

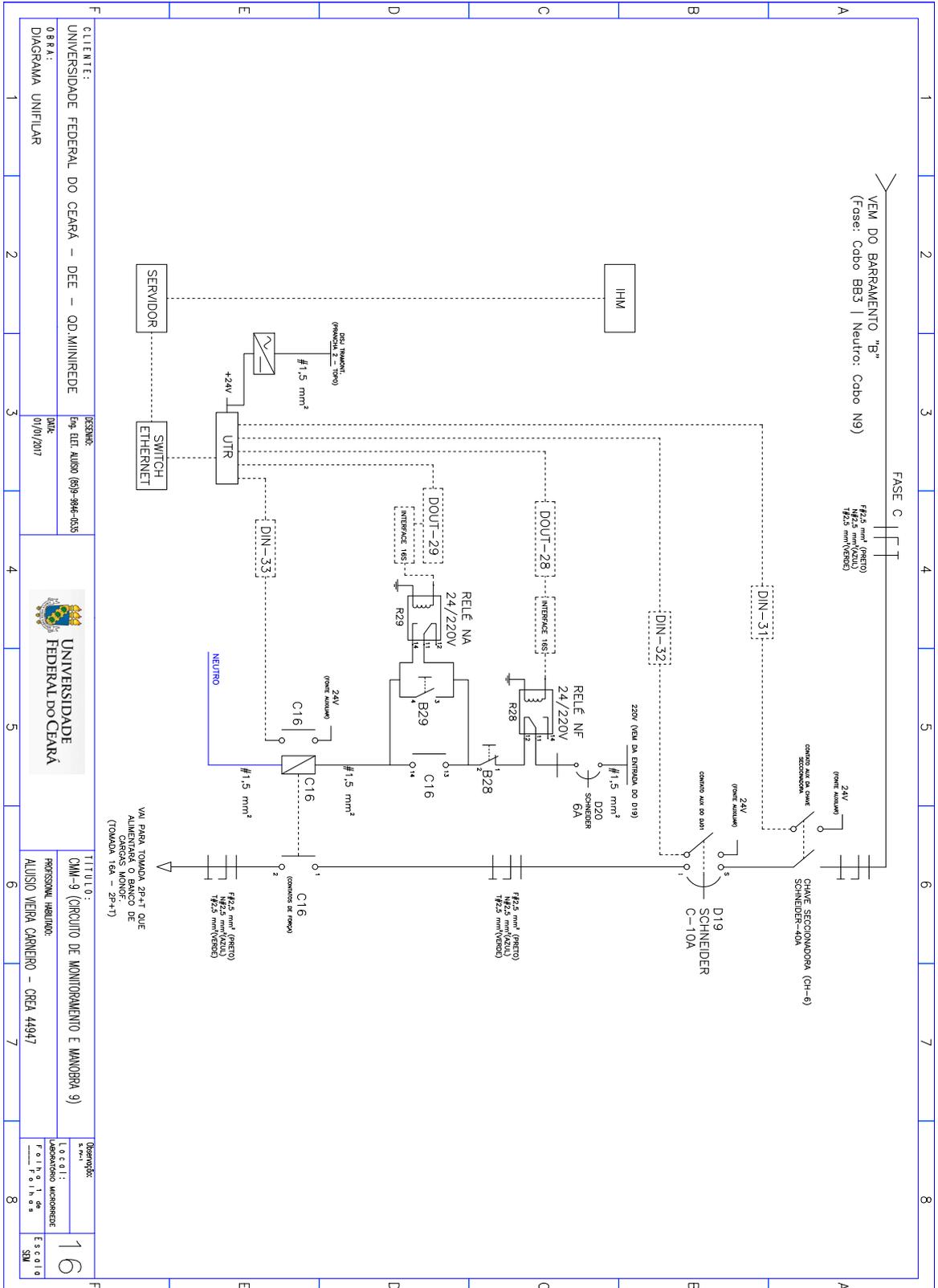


APÊNDICE P - CMM-8



CLIENTE:		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEE - QD MINIREDE		PROFESSOR RESPONSÁVEL:		CMM-8 (CIRCUITO DE MONITORAMENTO E MANOBRAS 8)	
ORÇAMENTO:		DIAGRAMA UNIFILAR		DATA:		07/09/2017	
PROJETO:		DESIGNO:		TÍTULO:		CMM-8 (CIRCUITO DE MONITORAMENTO E MANOBRAS 8)	
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ		UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ		PROFESSOR RESPONSÁVEL:		ALUIZIO VIEIRA CARNEIRO - CREA 44947	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6		7		8	
F		E		D		C	
B		A		1		2	
3		4		5		6	
7		8		F		E	
D		C		B		A	
1		2		3		4	
5		6					

## APÊNDICE Q - CMM-9



<p>CLIENTE: UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEE - QD. MINIREDE</p> <p>ORÇ. N.º: DIAGRAMA UNIFILAR</p>	<p>REVISÃO: Pg. 01. AULSO (03)-846-035</p> <p>DATA: 01/06/2017</p>	 <p><b>UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ</b></p>
<p>TÍTULO: CMM-9 (RASCUNHO DE MONITORAMENTO E MANOBRAS)</p> <p>PROFESSOR RESPONSÁVEL: AULISO VIEIRA CARNEIRO - CREA 44947</p>		<p>Dispersão: 5.º ano</p> <p>LABORATÓRIO: Laboratório de Microeletrônica</p> <p>FECHA: 16/06/2017</p>

VÁ PARA TOMADA 2P+T QUE ALIMENTARÁ O BANCO DE CARGAS MONOF. (TOMADA 1FA - 2P+1)

