



TOPOLOGIA DE CONVERSOR COM POTÊNCIA REDUZIDA PARA
INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM USINAS
FOTOVOLTAICAS

Leonardo Francisco da Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Maurício Aredes

Rio de Janeiro
Outubro de 2022

TOPOLOGIA DE CONVERSOR COM POTÊNCIA REDUZIDA PARA
INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM USINAS
FOTOVOLTAICAS

Leonardo Francisco da Silva

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Maurício Aredes

Aprovada por: Prof. Maurício Aredes

Prof. Luis Guilherme Barbosa Rolim

Prof. Lucas Frizera Encarnação

Prof. Bruno Wanderley França

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

OUTUBRO DE 2022

Silva, Leonardo Francisco da

Topologia de Conversor com Potência Reduzida para Inserção de Sistemas de Armazenamento em Usinas Fotovoltaicas/Leonardo Francisco da Silva. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2022.

XX, 108 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Maurício Aredes

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2022.

Referências Bibliográficas: p. 105 – 108.

1. Eletrônica de potência. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Armazenamento de energia. 4. Conversor eletrônico de potência. I. Aredes, Maurício. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*"Ninguém nasce odiando outra
pessoa pela cor de sua pele, por
sua origem ou ainda por sua
religião. Para odiar, as pessoas
precisam aprender, e se podem
aprender a odiar, elas podem ser
ensinadas a amar."*

Nelson Mandela

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer a Deus por guiar meus passos.

À minha mãe Nely Maria Francisco e ao meu pai José Pereira da Silva (*in memoriam*) por dedicarem suas vidas com muita luta para que eu pudesse chegar a este momento.

Ao meu filho Leonardo Filho, o Leozinho, você certamente é meu motivador maior. Tenho a certeza que minha luta de hoje dará a você e a seus filhos e netos a possibilidade de lutar como iguais perante essa sociedade desigual e racista. Eu te amo!

Ao meu irmão Jeferson Pereira da Silva.

À minha família, em especial ao meu avô Ascendino João Francisco e minha avó Maria Nazaré da Conceição (*in memoriam*).

Ao meu irmão de vida Bruno França, você é uma referência profissional e pessoal. Obrigado pelo apoio, pelos bate papos e pelas muitas orientações. Valeu compadre!

Ao meu chefe, amigo e orientador Maurício Aredes, sem o seu apoio e confiança tudo seria mais difícil, na verdade isso tudo seria impossível. Serei eternamente grato. Obrigado!

Aos que me ajudaram na revisão do texto, Danielle Borely, Ana Carolina Madureira da Cunha, Thiago Cardoso Tricarico, Camila Barreto Fernandes.

À família LEMT, em especial aos meus amigos: Gustavo Cezimbra Borges Leal, Ana Carolina Madureira da Cunha, Thiago Cardoso Tricarico, Marcello da Silva Neves, Fábio Andrade Leite Alves, Camila Barreto Fernandes, Maria Fernanda Fontenele Azevedo, Vinícius Figueiredo, obrigado pelo apoio.

Aos meus amigos e companheiros de trabalho que foram fundamentais para a realização desde projeto, André Ramos de Castro, Thiago Cardoso Tricarico, Marcello da Silva Neves, Gustavo Cezimbra Borges Leal, Fábio Andrade Leite Alves, Vinícius Figueiredo.

Agradeço à Petrobras por financiar o projeto estratégico de P&D: ANEEL 00553-0046/2016 - "Arranjos técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de energia no Setor Elétrico Brasileiro", que permitiram a idealização e a realização deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

TOPOLOGIA DE CONVERSOR COM POTÊNCIA REDUZIDA PARA
INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM USINAS
FOTOVOLTAICAS

Leonardo Francisco da Silva

Outubro/2022

Orientador: Maurício Aredes

Programa: Engenharia Elétrica

O aumento da inserção de sistemas de geração fotovoltaico nos sistemas elétricos de potência tem sido tema de muitos estudos, dada a característica intermitente de geração dessa fonte. Nesse sentido, o uso de sistemas de armazenamento de energia visa a inserção da energia das fontes renováveis de forma semelhante ao das fontes convencionais, resultando na possibilidade da maior inserção dessas fontes. Para tal, uma das finalidades de aplicação do uso de armazenamento de energia é a suavização da intermitência de geração fotovoltaica aplicada em usinas solares centralizadas. Sendo assim, este trabalho propõe uma topologia de integração entre conversores e banco de baterias que consiste de uma solução baseada em eletrônica de potência para conexão de um sistema de armazenamento de energia à uma planta solar através de um conversor de potência reduzida em relação à potência nominal do sistema de armazenamento. Uma bancada de 35 kW com dois conversores, 118 módulos fotovoltaicos e um banco de baterias, que suaviza a intermitência de geração fotovoltaica, foi montada e testada.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

REDUCED POWER CONVERTER TOPOLOGY FOR INSERTION OF ENERGY STORAGE SYSTEMS IN PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS

Leonardo Francisco da Silva

October/2022

Advisor: Maurício Aredes

Department: Electrical Engineering

The increase in the insertion of photovoltaic generation systems in power systems has been the subject of many studies, given the intermittent generation characteristic of this source. In this sense, the use of energy storage systems comes to propitiate the insertion of energy from renewable sources in a similar way to that of conventional sources, resulting in the possibility of a greater insertion of these sources. One of the purposes of the use of energy storage is to smooth the intermittency of photovoltaic generation applied in centralized solar plants. Therefore, this work proposes a topology of integration between converters and battery banks that consists of a solution based on a power electronics converter to connect an energy storage system to a solar plant through a converter of reduced power in relation to the nominal power of the storage system. A 35 kW with two converters, 118 PV modules, and a battery bank, which smooths the intermittency of PV generation, has been assembled and tested.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos	xvi
Lista de Abreviaturas	xix
1 Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivo	2
2 Revisão Bibliográfica	4
2.1 Topologias de conversores aplicadas à sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia	4
3 Protótipo SIGERA-LEMT	9
3.1 Topologia do protótipo SIGERA-LEMT	9
3.1.1 Relação de potência entre o banco de baterias e o Conversor Secundário	11
3.2 Projeto do Conversor Secundário	17
3.2.1 Dimensionamento das chaves semicondutoras	17
3.2.2 Dimensionamento do Banco de Baterias	19
3.2.3 Limite de operação do conversor	20
4 Controle do Conversor Secundário	25
4.1 Modelo do Sistema CC	25
4.2 Estrutura do Controle do Conversor Secundário	27
4.2.1 Controle Cascata do Conversor Secundário	28
4.3 Controle de Rampa	30
4.3.1 Controle pelo Sinal da Potência	32
4.3.2 Controle de Erro de Estado de Carga - SOC	33
4.3.3 Controle Proporcional Misto	34

4.3.4	Mitigação da perturbação sobre o MPPT	36
5	Resultados de Simulação	39
5.1	Resultados de Simulação do Controle de Rampa	39
5.1.1	Comportamento do controlador baseado no sinal de potência	40
5.1.2	Comportamento do controlador baseado no erro de estado de carga - SOC	41
5.1.3	Comportamento do controlador proporcional misto	42
5.2	Resultados de Simulação SIGERA-LEMT	44
5.2.1	Metodologia da simulação de integração no PSCAD	44
5.2.2	Simulação de integração no PSCAD	48
5.2.3	Teste de Integração - Potência Nominal	50
6	Resultados Experimentais	54
6.1	Ensaio Conversor Primário com módulos fotovoltaicos	54
6.2	Ensaio de integração do protótipo SIGERA-LEMT	58
7	Conclusões	77
A	O Protótipo SIGERA-LEMT	79
A.1	O Protótipo SIGERA-LEMT	79
A.1.1	Banco de Baterias	80
A.1.2	Os Conversores	81
A.1.3	Módulos Fotovoltaicos	85
A.1.4	Integração e Comunicação dos Equipamentos do SIGERA-LEMT	87
B	Resultados Preliminares e Melhorias no Controle do SIGERA-LEMT	90
B.1	Ensaio de integração preliminar do protótipo SIGERA-LEMT	90
B.2	As Melhorias Implementadas	95
	Referências Bibliográficas	105

Lista de Figuras

2.1	Topologia de integração de um sistema fotovoltaico com um sistema de baterias utilizando um conversor CC-CC para conexão da bateria com elo CC principal do conversor dos módulos solares.	5
2.2	Topologia de integração de um sistema fotovoltaico com um sistema de baterias utilizando o banco de baterias conectado em paralelo com o elo CC principal do conversor dos módulos solares.	5
2.3	Topologia de integração de um sistema fotovoltaico com um sistema de baterias utilizando um inversor (CA/CC) para a conexão da bateria ao ponto de acoplamento do arranjo fotovoltaico com a rede elétrica.	6
2.4	Conversor tri-terminal através da integração de um conversor do tipo DOC e um conversor SISOC.	7
2.5	Conversor tri-terminal através da integração de um conversor do tipo DIC e um conversor SISOC.	7
3.1	Topologia proposta para o protótipo SIGERA-LEMT.	10
3.2	Topologia geral do SIGERA-LEMT, com possibilidade de dois diferentes tipos de conexão.	12
3.3	Topologia Aditiva, com polaridade de v_{cc2} igual a v_{bat}	14
3.4	Topologia Subtrativa, com polaridade de v_{cc2} invertida em relação a v_{bat}	15
3.5	Razão de potências conforme variação dentro dos limites de operação de v_{bat} , mantendo-se fixa a tensão do arranjo fotovoltaico em v_{mppmin} , em laranja, e em v_{mppmax} , em azul.	20
3.6	Tensão do capacitor (v_{cc2}) conforme variação dentro dos limites de operação de v_{bat} , mantendo fixa a tensão do arranjo fotovoltaico em v_{mppmin} , em laranja, e em v_{mppmax} , em azul.	21
3.7	Valor eficaz da corrente CA do Conversor Secundário quando $ P_{bat} = P_{batnom}$, como função de v_{bat} , mantendo fixa a tensão do arranjo fotovoltaico em v_{mppmin} , em laranja, e em v_{mppmax} , em azul.	23

3.8	Comportamento da corrente i_{bat} conforme varia-se v_{bat} , mantendo-se constante a potência ativa máxima injetada ou absorvida.	23
4.1	Modelo matemático do lado CC do sistema SIGERA-LEMT.	26
4.2	Diagrama de controle em cascata - Conversor Secundário.	29
4.3	Simulação no Simulink com controlador, cálculo do estado de carga da bateria, limitação da potência por estado de carga e com série histórica de potência da UFV-AR.	31
4.4	Bloco <i>Battery</i> da simulação em Simulink. O ganho K garante que $\Delta energy$ esteja normalizado pela base de capacidade de energia. A constante C é o valor inicial do SOC, 50%.	32
4.5	Controle de rampa baseado no sinal da potência da bateria.	33
4.6	Controle de rampa baseado no estado de carga da bateria.	34
4.7	Controle de rampa misto proporcional ao erro de estado de carga e à potência do banco de baterias.	34
4.8	Relação entre potência da bateria e erro de estado de carga para situações de saturação superior e inferior da Taxa de Variação e situação de Taxa de Variação nula. No lado esquerdo, os valores referentes à toda a faixa de operação de potência da bateria (lembrando que 700 kW são 0,636 pu). No lado direito, o detalhe da região $-0,005 pu \leq P_{bat} \leq 0,005 pu$	36
5.1	Exemplo de série histórica de geração da UFV-AR, o primeiro dia dentre os dados obtidos.	39
5.2	Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle baseado em potência somente, de 5h às 18h.	40
5.3	Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle baseado em potência somente, de 12h às 13h.	41
5.4	Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle baseado em erro de SOC somente, de 5h às 18h.	42
5.5	Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle baseado em erro de SOC somente, de 12h às 13h.	42
5.6	Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle misto de potência da bateria e SOC, de 5h às 18h.	43
5.7	Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle misto de potência da bateria e SOC, de 12h às 13h.	43
5.8	Sistema desenvolvido no PSCAD para simulação da etapa de integração: conversores conectados ao sistema de armazenamento.	45
5.9	Protocolo de inicialização dos Conversores Primário e Secundário para testes de integração.	46

5.10	Potências na rede e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nula - simulação de integração (PSCAD).	49
5.11	Tensões CC do sistema de baterias e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nula - simulação de integração (PSCAD).	50
5.12	Potências na rede e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nominal carregando a bateria - simulação de integração (PSCAD).	51
5.13	Tensões CC do sistema de baterias e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nominal carregando a bateria - simulação de integração (PSCAD).	52
5.14	Potências na rede e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nominal descarregando a bateria - simulação de integração (PSCAD).	53
5.15	Tensões CC do sistema de baterias e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nominal descarregando a bateria - simulação de integração (PSCAD).	53
6.1	Potência de entrada (Azul) e de Saída (Vermelho) do conversor Primário.	55
6.2	Eficiência do Conversor Primário ao longo do ensaio.	56
6.3	Tensão (v_{pv}) e corrente (i_{pv}) lado CC do Conversor Primário.	57
6.4	Perfil de corrente RMS do Conversor Primário.	57
6.5	Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 15% por minuto durante todo o período do ensaio.	60
6.6	Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 15% por minuto.	61
6.7	Correntes CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (i_{pv}), corrente da bateria (i_{bat}) e corrente do Conversor Primário (i_{cc1}), com rampa em 15% por minuto.	62
6.8	Tensões CC, arranjo fotovoltaico (v_{cc1}), Conversor Secundário(v_{cc2}) e banco de baterias (v_{bat}), com rampa em 15% por minuto.	63
6.9	Potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc2}), com rampa em 15% por minuto.	63
6.10	Variação do SOC do banco de baterias nos instantes analisados.	64

6.11 Razão entre as potência do Conversor Secundário e banco e baterias (λ) nos instantes analisados.	65
6.12 Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 15% por minuto durante todo o período do ensaio.	66
6.13 Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 15% por minuto.	67
6.14 Correntes CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (i_{pv}), corrente da bateria (i_{bat}) e corrente do Conversor Primário (i_{cc1}), com rampa em 15% por minuto.	68
6.15 Tensões CC, arranjo fotovoltaico (v_{cc1}), Conversor Secundário(v_{cc2}) e banco de baterias (v_{bat}), com rampa em 15% por minuto.	68
6.16 Potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc2}), com rampa em 15% por minuto.	69
6.17 SOC do banco de baterias.	70
6.18 Razão entre as potência do Conversor Secundário e banco e baterias (λ).	70
6.19 Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 10% por minuto durante todo o período do ensaio.	71
6.20 Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 10% por minuto.	73
6.21 Correntes CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (i_{pv}), corrente da bateria (i_{bat}) e corrente do Conversor Primário (i_{cc1}), com rampa em 10% por minuto.	74
6.22 Tensões CC, arranjo fotovoltaico (v_{cc1}), Conversor Secundário(v_{cc2}) e banco de baterias (v_{bat}), com rampa em 10% por minuto.	74
6.23 Potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc2}), com rampa em 10% por minuto.	75
6.24 SOC do banco de baterias.	76
6.25 Razão entre as potência do Conversor Secundário e banco e baterias (λ).	76
A.1 Diagrama dos equipamentos que compõem a microrrede.	79
A.2 Banco de baterias.	80

A.3	Conversores durante a inspeção na fábrica da Adelco.	82
A.4	Conversor Primário em etapa de comissionamento.	83
A.5	Conversor Secundário em etapa de comissionamento.	83
A.6	Sistema de instrumentação dos conversores.	85
A.7	Configuração do arranjo de 11 kW_{pico}	86
A.8	Configuração do arranjo de 24 kW_{pico}	86
A.9	Foto dos arranjos fotovoltaicos instalados no estacionamento.	87
A.10	Diagrama do protótipo SIGERA-LEMT.	88
A.11	Diagrama das redes de comunicação que compõem o sistema SCADA.	88
A.12	Foto dos monitores que formam a interface SCADA da microrrede.	89
B.1	Potência medida na rede e nos módulos fotovoltaicos no teste 1.	92
B.2	Potência medida na rede e nos módulos fotovoltaicos no teste 2.	93
B.3	Potência medida na rede e nos módulos fotovoltaicos no teste 3.	94
B.4	Tensão CC do Conversor Primário para o MPPT com $\Delta T=147$ ms.	96
B.5	Tensão CC do Conversor Primário para o MPPT com $\Delta T=2$ s.	96
B.6	Partida da planta sem <i>soft-start</i>	97
B.7	Partida da planta com <i>soft-start</i>	98
B.8	Espectro Harmônico e THD da corrente CA do conversor primário.	98
B.9	Correntes CA entre o conversor e o transformador de acoplamento e a medição das respectivas médias.	100
B.10	Correntes CA entre o conversor e o transformador de acoplamento após a eliminação da componente CC.	100
B.11	Comparação do THD e do espectro harmônico na corrente CA da: fase A – (a) Sem e (b) Com controle de compensação CC; fase B – (c) Sem e (d) Com controle de compensação CC; fase C – (e) Sem e (d) Com controle de compensação CC.	101
B.12	Comparação dos valores de THD na corrente CA da: fase A – (a) Sem e (b) Com controle de compensação de 5° harmônico; fase B – (c) Sem e (d) Com controle de compensação de 5° harmônico; fase C – (e) Sem e (d) Com controle de compensação de 5° harmônico.	103
B.13	Valores de Corrente CA medidos: a) Sem Compensação Harmônica; b) Com Compensação.	104

Lista de Tabelas

3.1	Valores nominais do Conversor Secundário.	24
A.1	Parâmetros elétricos do banco.	81
A.2	Parâmetros elétricos dos conversores.	82
A.3	Parâmetros elétricos dos módulos Yingli YL245P-29b.	86
A.4	Parâmetros elétricos dos módulos BYD 335PHK-36.	87
B.1	Comparação do THD na corrente CA com e sem o controle de com- pensação de harmônicos.	104

Lista de Símbolos

E_{base}	Energia base do controle de rampa, p. 31
P_{base}	Potência base do controle de rampa, p. 31
P_{bat_ref}	Potência do banco de bateria de referência, p. 32
P_{batnom}	Potência nominal do banco de baterias, p. 18
P_{bat}	Potência de carga da bateria, p. 11
P_{cc2}	Potência ativa do Conversor Secundário, p. 11
P_{pv}	Potência dos módulos fotovoltaicos, p. 31
R_{bat}	Resistência interna do banco de bateria, p. 19
SOC_{min}	Estado de carga da bateria mínimo, p. 31
SOC_{ref}	Estado de carga do banco de baterias de referência, p. 33
$S_{3\phi}$	Potência aparente trifásica, p. 17
Δv	Varição de tensão responsável pela máxima injeção ou absorção de i_{bat} , p. 13
λ	Razão entre a potência do Conversor Secundário e a bateria, p. 11
i_{IGBT}	Corrente de condução máxima do IGBT, p. 17
i_{α}	Corrente α de eixo estacionário, p. 27
i_{β}	Corrente β de eixo estacionário, p. 27
i_{bat}	Corrente do banco de baterias, p. 11
i_{bat}^*	Corrente do banco de baterias de referência, p. 30
i_{cc2}	Corrente do elo CC do Conversor Secundário, p. 11

$i_{fase,pico}$	Corrente de fase de pico, p. 17
m_a	Índice de modulação de amplitude, p. 17
$m_{\alpha\beta}$	Índice de modulação de amplitude nas coordenadas $\alpha\beta$, p. 27
p^*	Potência real instantânea de referência, p. 30
p_{gref}	Potência da rede de referência, p. 32
p_g	Potência da rede, p. 32
q^*	Potência imaginária instantânea de referência, p. 30
$v_{1,\alpha\beta}$	Tensão de eixo estacionário referentes a frequência fundamental, p. 27
v_{IGBT}	Tensão de bloqueio máxima do IGBT, p. 17
v_{PV}	Tensão dos módulos fotovoltaicos, p. 13
v_α	Tensão α de eixo estacionário, p. 27
v_α^{+1}	Tensão α de eixo estacionário de frequência fundamental e sequência positiva, p. 30
v_β	Tensão β de eixo estacionário, p. 27
v_β^{+1}	Tensão β de eixo estacionário de frequência fundamental e sequência positiva, p. 30
v_{batmax}	Tensão máxima do banco de baterias, p. 17
v_{batmin}	Tensão mínima do banco de baterias, p. 17
v_{bat}	Tensão do banco de baterias, p. 11
v_{cc2max}	Tensão máxima do capacitor de elo CC do Conversor Secundário, p. 16
v_{cc2min}	Tensão mínima do capacitor de elo CC do Conversor Secundário, p. 13
v_{cc2}	Tensão do capacitor de elo CC do Conversor Secundário, p. 11
$v_{fase,pico}$	Tensão de fase de pico, p. 17
v_{mppmax}	Tensão máxima dos módulos fotovoltaicos operando no Ponto de Máxima Potência, p. 13

v_{mppmin}	Tensão mínima dos módulos fotovoltaicos operando no Ponto de Máxima Potência, p. 13
v_{pvmax}	Tensão máxima dos módulos fotovoltaicos, p. 17
v_{pvmin}	Tensão mínima dos módulos fotovoltaicos, p. 17
I	Irradiância, p. 13
T	Temperatura dos módulos fotovoltaicos em graus, p. 13

Lista de Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 2
BMU	<i>Battery Management Unit</i> , p. 80
CAN	<i>Controller Area Network</i> , p. 81
CA	Corrente Alternada, p. 3, 5
CC	Corrente Contínua, p. 5
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia, p. 2
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> , p. 10
IHD	<i>Individual Harmonic Distortion</i> , p. 99
LEMT	Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão, p. 2
MCU	<i>Microcontroller Unit</i> , p. 84
MPC	<i>multi-port converters</i> , p. 6
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , p. 1, 9
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S/A, p. 2
PWM	<i>Pulse With Modulation</i> , p. 84
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento, p. 2
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> , p. 80
SEP	Sistemas Elétricos de Potência, p. 1
SOC	<i>State Of Charge</i> , p. 18
STC	<i>Standard Test Conditions</i> , p. 13
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i> , p. 99

UFRJ Universidade Federal do Rio de Janeiro, p. 2
UFV-AR Usina Fotovoltaica de Alto do Rodrigues, p. 2

Capítulo 1

Introdução

Nos últimos anos, o mundo vem passando por uma mudança quanto as formas de obtenção energéticas, da predominante queima de recursos fósseis para o uso de recursos renováveis como o solar e o eólico. Os principais motivos para essa mudança são os danos ambientais causados pelo uso excessivo dos recursos fósseis, assim como a finitude de tais recursos. Junto a isso, incentivos governamentais, aumento da eficiência e redução de custos vêm fazendo com que a inserção de tecnologias de geração de energia elétrica como a solar fotovoltaica e eólica cresçam nas redes elétricas de todo o mundo, de forma centralizada e distribuída [1–3].

Os sistemas de armazenamento de energia vêm sendo apontados como uma solução estratégica para o gerenciamento energético e a garantia da estabilidade dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) frente à inserção de centrais de geração elétrica por fontes renováveis (usinas eólica e solar) e a expansão da geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica. Esses sistemas possibilitam, por exemplo, o armazenamento de energia quando a disponibilidade da geração é alta e a demanda de carga do sistema é baixa, evitando o desligamento de unidades de geração e permitindo que a geração solar e eólica opere no modo de rastreamento da máxima extração de potência (*MPPT-Maximum Power Point Tracking*, em inglês).

Com relação à estabilidade dos Sistemas Elétricos de Potência, as fontes renováveis de energia são perturbações em potencial para as redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, dada a característica intermitente de geração dessas fontes [4]. Nesse sentido, os sistemas de armazenamento de energia vêm a proporcionar a inserção da energia proveniente das fontes renováveis de forma semelhante ao das fontes convencionais, resultando na possibilidade de uma maior inserção dessas fontes, além de evitar ou postergar ações de planejamento para a garantia da robustez do sistema elétrico, tais como investimentos no reforço da rede, aumento da reserva de potência operativa, dentre outros.

As tecnologias de armazenamento de energia têm sido estudadas na busca pelo aumento da densidade energética e, assim, a redução do uso de materiais e de área

de armazenagem [5]. As interações do armazenamento com a geração renovável de energia propiciam maior segurança de suprimento aliado à descarbonização da matriz energética [6].

1.1 Motivação

No Brasil, os incentivos à produção das energias renováveis se fortaleceram com as crises energéticas que propiciaram sucessivos racionamentos de energia. Tais racionamentos elevaram o custo do kWh devido, principalmente, à necessidade do emprego da geração térmica. Dessa forma, a Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico nº 021/2016 - "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro" da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é parte de um plano estratégico maior de fortalecimento da parcela de energias renováveis na matriz elétrica brasileira.

A empresa Petróleo Brasileiro S/A (PETROBRAS) foi uma das empresas contempladas na chamada nº 021/2016 visando a implantação de um sistema de armazenamento de energia na sua planta piloto a Usina Fotovoltaica de Alto do Rodrigues (UFV-AR), construída no âmbito da chamada de P&D da ANEEL nº 13/2011.

Dentro desse contexto, o Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão (LEMT) do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), onde o autor trabalha, tem um projeto de P&D, intitulado "Desenvolvimento de sistema de suavização de intermitência da curva de potência aplicado à geração solar centralizada", parte integrante da participação da PETROBRAS na referida chamada, conforme mencionado acima. Tal projeto tem a finalidade de implantar, em ambiente experimental de microrrede, uma solução inovadora de sistema de armazenamento de energia, com potencial de fabricação a custos reduzidos que poderá ser empregada sem interferências em usinas fotovoltaicas já em operação. Esse protótipo inovador, denominado SIGERA-LEMT, constituirá uma tecnologia própria, integralmente desenvolvida em território nacional.

1.2 Objetivo

Conforme mencionado anteriormente, esta dissertação é fruto de um projeto de pesquisa e desenvolvimento realizado em parceria com a empresa PETROBRAS, cujo foco principal é o desenvolvimento de um sistema de suavização da intermitência da curva de potência aplicado a usinas de geração fotovoltaica centralizadas já existentes. Sendo assim, é proposta uma topologia que consiste em uma solução

baseada em eletrônica de potência para conexão de um sistema de armazenamento de energia a uma planta solar através de um conversor de potência reduzida em relação à potência nominal do sistema de armazenamento. Esta solução visa obter uma operação cujas flutuações de potência ativa, devido às variações na escala de tempo de segundos e minutos de irradiância, sejam minimizadas através da utilização de um sistema de baterias. Para isso, é necessário que um segundo conversor — além do já utilizado pelo sistema de geração fotovoltaica — seja utilizado com o intuito de controlar o fluxo de potência através do banco de baterias e, então, minimizar as variações de potência na rede CA, para tal, também, é proposto um controle.

Essa topologia não foi encontrada na literatura e pode vir a oferecer uma redução de custo em projetos de sistemas de armazenamento para plantas fotovoltaicas, especialmente quando a implantação de um sistema de armazenamento é contemplada para uma usina fotovoltaica já em operação. Sendo assim, este trabalho tem o objetivo de apresentar as metodologias que levaram à topologia inovadora para o uso de armazenamento de energia aplicadas às usinas fotovoltaicas de geração centralizada, sem a interferência direta nos circuitos de potência e malha de controle do conversor fotovoltaico existente.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: o Capítulo 2 revisa a literatura, o Capítulo 3 apresenta a topologia e projeto do protótipo SIGERA-LEMT, o Capítulo 4 apresenta o controle do Conversor Secundário, o Capítulo 5 mostra os resultados de simulação, o Capítulo 6 apresenta os principais resultados de bancada e por fim, o Capítulo 7 a conclusão.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A energia solar fotovoltaica constitui uma opção de energia renovável bastante atrativa devido à sua alta confiabilidade, crescente eficiência e baixa necessidade de manutenção. Os sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados conectados à rede elétrica principal ou de forma isolada. Quando operando de forma isolada, geralmente necessitam contar com um sistema de armazenamento de energia para que o equilíbrio entre carga e geração seja mantido.

Quando operando conectado à rede, o armazenamento de energia não é essencial para a operação dos sistemas de geração solar [7]. No entanto, o uso de armazenamento pode ser interessante para mitigar as flutuações de potência geradas pelo sistema fotovoltaico, de forma a manter um perfil de geração constante ou para amortecer drásticas variações de injeção de potência.

Além disso, o armazenamento de energia pode ser utilizado para estabilizar a rede localmente [6]. O sistema de armazenamento pode ser utilizado ainda, para se manter o equilíbrio entre carga e geração caso o fornecimento de energia da rede principal seja interrompido devido a algum defeito no sistema elétrico. Quando o fornecimento de energia da rede principal é interrompido, um sistema centralizado de gerenciamento de energia deve existir de forma a permitir o controle do balanço de potência entre as diversas cargas e gerações presentes na então formada microrrede ilhada [3, 7–12].

2.1 Topologias de conversores aplicadas à sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia

Existem três topologias principais estabelecidas na indústria que viabilizam a operação de sistemas fotovoltaicos em combinação com um sistema de armazenamento de energia baseado em baterias [13–15].

A primeira topologia, ilustrada na Figura 2.1, consiste no uso de um inversor

trifásico CC-CA que conecta a rede elétrica a um elo de corrente contínua, então um conversor CC-CC conecta o elo de corrente contínua aos módulos fotovoltaicos e outro conversor CC-CC conecta o elo de corrente contínua ao banco de baterias [3, 7–9].

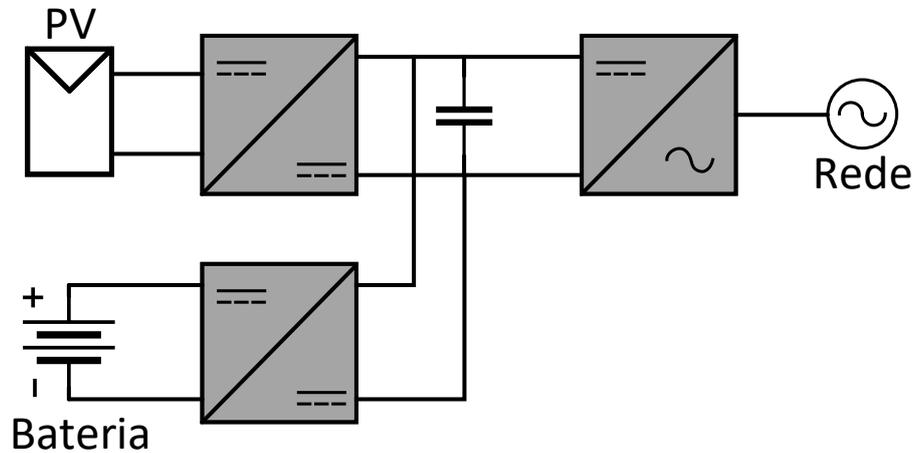


Figura 2.1: Topologia de integração de um sistema fotovoltaico com um sistema de baterias utilizando um conversor CC-CC para conexão da bateria com elo CC principal do conversor dos módulos solares.

A segunda topologia difere da primeira por possuir a bateria conectada em paralelo com o elo de corrente contínua que conecta o inversor trifásico ao conversor CC-CC dos módulos fotovoltaicos [11], conforme Figura 2.2.

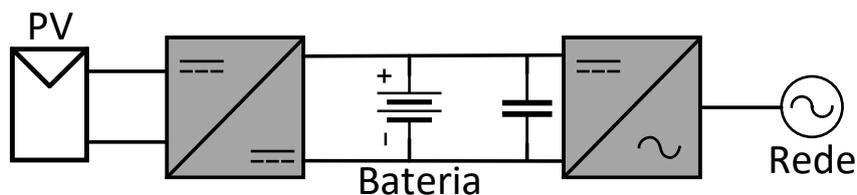


Figura 2.2: Topologia de integração de um sistema fotovoltaico com um sistema de baterias utilizando o banco de baterias conectado em paralelo com o elo CC principal do conversor dos módulos solares.

Por fim, a terceira topologia, apresentada na Figura 2.3, consiste no uso de um conversor CC-CA que conecta a bateria ao lado CA do sistema fotovoltaico [10]. Esta topologia apresenta dois sistemas independentes compostos pelo sistema fotovoltaico em si e pelo sistema de armazenamento de energia, onde a conexão do conversor CC-CA com a rede elétrica pode necessitar ou não de um transformador, dependendo dos níveis de tensão da rede local e da tensão da bateria.

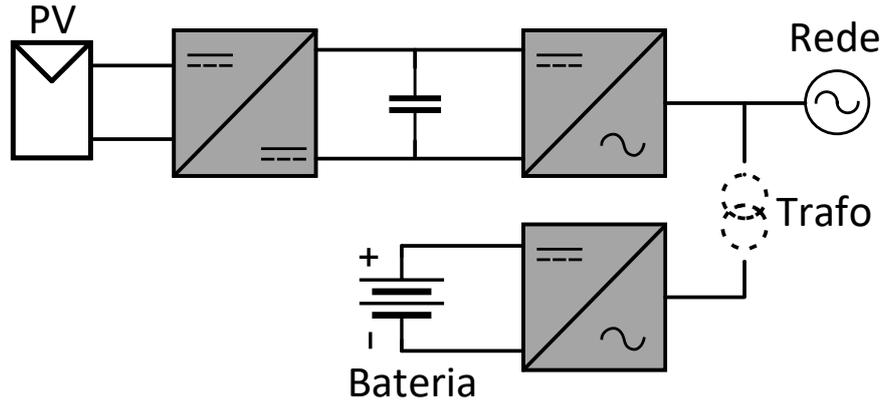


Figura 2.3: Topologia de integração de um sistema fotovoltaico com um sistema de baterias utilizando um inversor (CA/CC) para a conexão da bateria ao ponto de acoplamento do arranjo fotovoltaico com a rede elétrica.

Recentemente, diversas topologias para a integração de sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento vêm sendo propostas com o intuito de superar algumas das desvantagens das três principais topologias anteriormente mencionadas. Algumas das características que deseja-se alcançar com essas novas topologias são o aumento da eficiência de operação, a redução do número de componentes utilizados, a redução do tamanho do sistema e a redução do número de estágios de conversão de energia. Muitas das novas configurações de sistemas apresentadas são baseadas nos chamados conversores multi-terminais (*multiport converters* - MPC) [13–19].

Os conversores multi-terminais são divididos em duas categorias: topologias não isoladas e topologias isoladas. As topologias isoladas são obtidas através do acoplamento magnético de transformadores para altas frequências e possuem a vantagem da flexibilidade de níveis de tensão. No entanto, em aplicações em que o isolamento não é necessário, as topologias não isoladas de conversores multi-terminais oferecem as vantagens de aumento de eficiência de operação, aumento da densidade de potência e redução dos custos. Uma grande diversidade de conversores multi-terminais pode ser obtida através da combinação de topologias básicas tradicionais como os conversores CC-CC *buck*, *boost* e *buck/boost* [13, 15]. O objetivo final é sempre reduzir o número de estágios de conversão, número de componentes e, conseqüentemente, reduzir o custo e o tamanho das soluções.

Para ilustrar os conversores multi-terminais, alguns exemplos são expostos a seguir. Como se deseja conectar três diferentes elementos: sistema fotovoltaico, bateria e carga, tipicamente os conversores multi-terminais são reduzidos a conversores tri-terminais. Segundo [13, 15], existe um processo padrão para criação de uma infinidade de topologias de conversores tri-terminais. Isto é, podem-se adotar dois diferentes procedimentos: combinar um conversor de dupla saída (*Dual Output Converter* - DOC) com um conversor de única entrada e única saída (*Single-Input*

Single-Output Converter - SISOC), conforme ilustrado na Figura 2.4; o segundo método consiste em se combinar um conversor de dupla entrada (*Dual-Input Converter - DIC*) com um SISOC, conforme ilustrado na Figura 2.5.

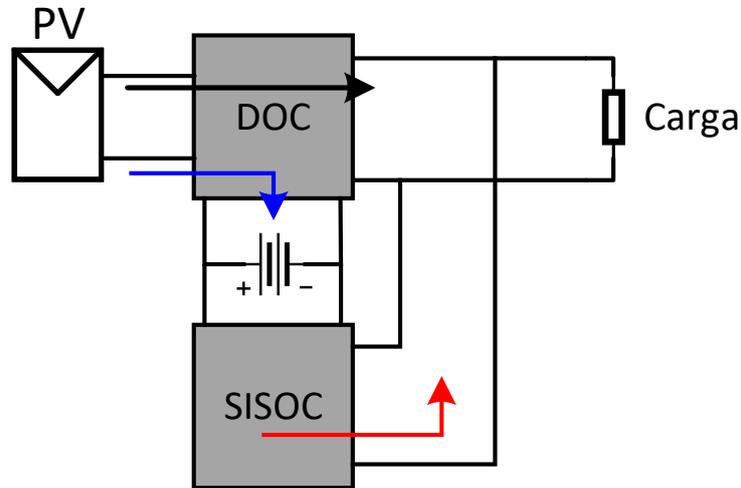


Figura 2.4: Conversor tri-terminal através da integração de um conversor do tipo DOC e um conversor SISOC.

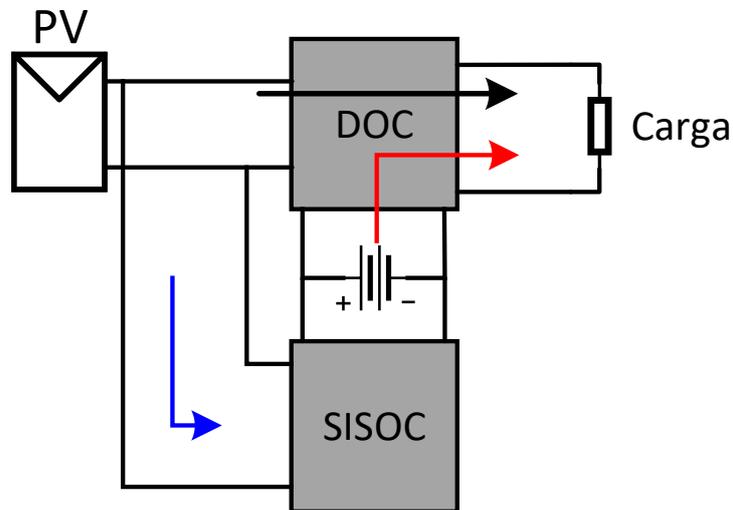


Figura 2.5: Conversor tri-terminal através da integração de um conversor do tipo DIC e um conversor SISOC.

Em [20], um novo conversor chamado conversor solar reconfigurável (*reconfigurable solar converter*) é proposto. Trata-se de um inversor capaz de realizar diferentes modos de operação através de um único estágio de conversão, isto é, potência fluindo do sistema fotovoltaico para a rede (conversão CC-CA), potência fluindo do sistema fotovoltaico para a bateria (conversão CC-CC), potência fluindo da bateria para a rede (conversão CC-CA) e potência fluindo de ambos, sistema fotovoltaico e bateria,

para a rede (conversão CC-CA). Em [21], os autores propõem o uso de um conversor *push-pull forward converter* conectado entre o elo de corrente contínua do sistema fotovoltaico e a bateria.

Em [22], os autores propõem uma topologia de conversor que possibilita o sistema fotovoltaico operar em conjunto com o sistema de baterias em uma espécie de microrrede capaz de operar tanto conectada à rede principal ou de maneira ilhada, sempre mantendo o fornecimento de energia para cargas críticas locais. Em [23], os autores apresentam uma topologia de conversor derivada de um conversor trifásico tradicional de dois níveis, capaz de controlar a tensão terminal do sistema fotovoltaico e controlar a carga e descarga da bateria. Cada uma das três pernas é conectada a um indutor como em um conversor *interleaved*. Uma das pernas é conectada ao terminal positivo do sistema fotovoltaico e opera como um conversor boost. As outras duas pernas são conectadas como um conversor *interleaved* aos terminais da bateria e possibilitam o controle de carga e descarga do sistema, além de reduzir o ripple da corrente, como usualmente em conversores *interleaved*.

Capítulo 3

Protótipo SIGERA-LEMT

O protótipo SIGERA-LEMT engloba um conjunto completo de equipamentos, sendo eles: Conversor Primário, Conversor Secundário, módulos fotovoltaicos e banco de baterias. O Conversor Primário e os módulos fotovoltaicos ilustram o sistema de geração fotovoltaica, enquanto o Conversor Secundário e o banco de baterias completam os equipamentos que formam o sistema do protótipo SIGERA-LEMT. Os lados CA, de ambos conversores, são conectados à rede através de transformadores¹, enquanto o lado CC do Conversor Primário está em paralelo com os módulos fotovoltaicos, sendo esse conjunto conectados em série com o lado CC do Conversor Secundário. Por fim, o banco de baterias se conecta em paralelo com o conjunto dos conversores e módulos, como pode ser confirmado pela Figura 3.1.

É importante ressaltar que o presente estudo parte da premissa que o sistema de geração fotovoltaico (Conversor Primário e módulos fotovoltaicos) segue um padrão de mercado, no que se refere à topologia e ao controle, para conversores *on-grid*. Ou seja, os módulos fotovoltaicos são conectados ao elo CC de um conversor trifásico de dois níveis com um controle de corrente e um controle MPPT. Sendo assim, o projeto do sistema de geração fotovoltaica (Conversor Primário e módulos fotovoltaicos) tem seus parâmetros pré-estabelecidos num projeto à parte, e este trabalho se restringirá ao controlador de carga do banco de baterias (Conversor Secundário) e sua interação com a rede e o Conversor Primário.

3.1 Topologia do protótipo SIGERA-LEMT

A topologia do protótipo SIGERA-LEMT, mostrada na Figura 3.1, possui a premissa de reduzir a potência do conversor que regula a injeção ou absorção de potência ativa pelo banco de baterias (Conversor Secundário), sem a perda de controlabili-

¹O uso do transformador, neste caso, se deu em função dos níveis de tensão CC dos conversores envolvidos, cuja a tensão mínima para gerar $220 V_{LL}$ dever ser, de pelo menos, $220/0,612 \approx 360 V$ [24].

dade do sistema. A redução da potência do equipamento reduz potencialmente os custos de operação (redução de perdas por chaveamento e condução, de desgaste de componentes e de custos de manutenção) e de capital (chaves semicondutoras, cabos, contadores, disjuntores, etc.).

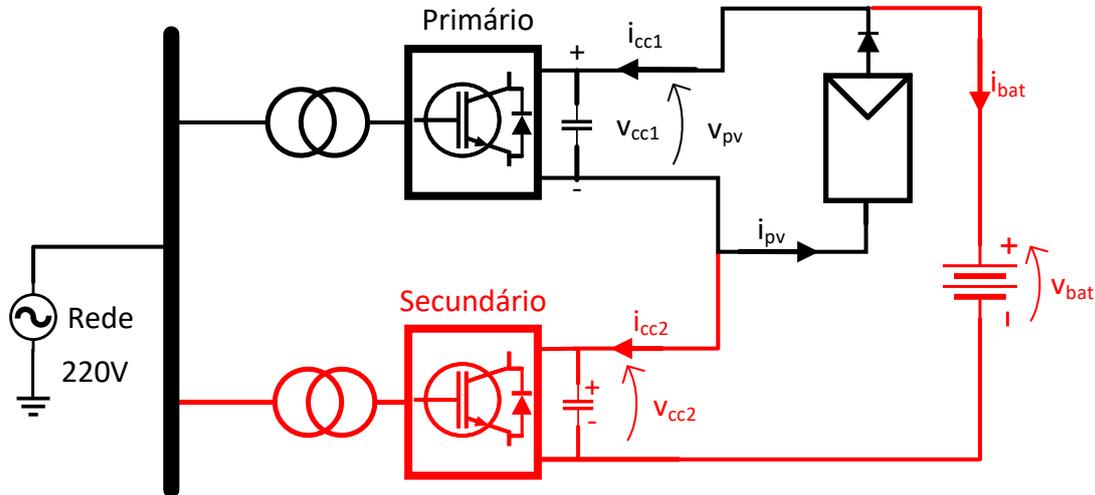


Figura 3.1: Topologia proposta para o protótipo SIGERA-LEMT.

O devido projeto e dimensionamento dos níveis de operação das grandezas elétricas do conversor e da bateria impactam diretamente na escolha das chaves semicondutoras que serão utilizadas. Para a operação plena do equipamento, os IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*, em inglês), chaves semicondutoras presentes nos conversores do projeto, devem ser capazes de conduzir a máxima corrente CA que é responsável por injetar ou absorver a potência máxima da bateria, e bloquear a tensão v_{cc2} , sendo v_{cc2} a tensão do capacitor do Conversor Secundário, conforme Figura 3.1.

Considerando as tensões terminais da bateria e do arranjo fotovoltaico constantes, a variação do valor de tensão do capacitor do Conversor Secundário, através da ação do controlador proposto, permite o controle de corrente da bateria. Consequentemente, pode-se controlar a potência ativa injetada ou absorvida pela bateria, que chega à rede através de ambos conversores.

A relação entre as potências instantâneas do Conversor Primário e do Conversor Secundário não foi estudada explicitamente, pois o foco da inovação proposta é a redução da potência máxima requerida do conversor adicional necessário ao sistema de armazenamento. A relação entre potências instantâneas do Conversor Secundário e do banco de baterias, na topologia SIGERA-LEMT, não é unitária, uma vez que a potência do banco de baterias é dividida entre Conversor Primário e Conversor Secundário.

O desenvolvimento matemático, junto às hipóteses de operação do protótipo

SIGERA-LEMT (módulos fotovoltaicos, Conversor Primário, Conversor Secundário e banco de baterias), são descritos ao decorrer da seção 3.1.1.

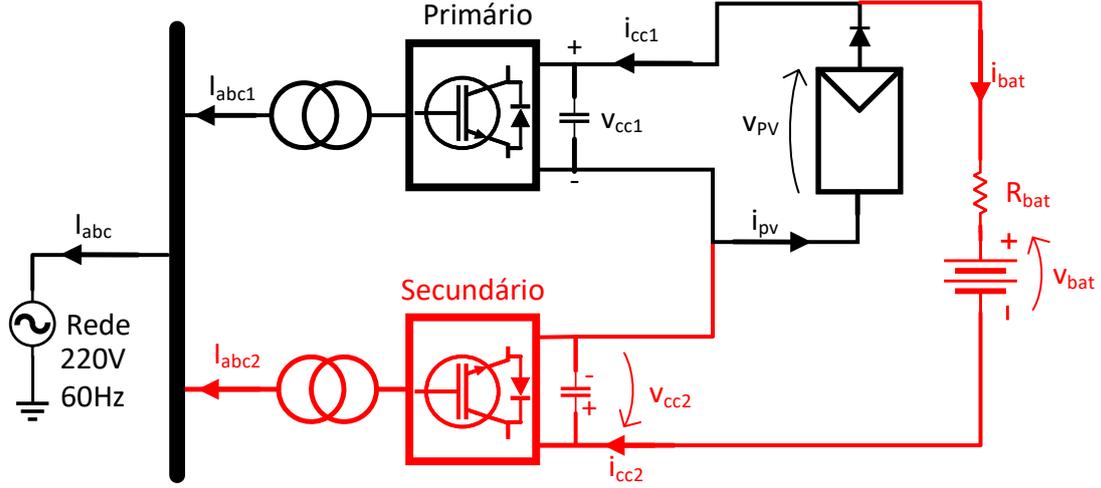
3.1.1 Relação de potência entre o banco de baterias e o Conversor Secundário

A topologia do protótipo SIGERA-LEMT, apresentado na Figura 3.1, contempla duas possibilidades diferentes de conexão: Figura 3.2a conexão com polaridade Aditiva, onde a polaridade elétrica do capacitor e do Conversor Secundário é a mesma que a polaridade da bateria; Figura 3.2b conexão com polaridade Subtrativa, onde a polaridade elétrica do capacitor e do Conversor Secundário é contrária em relação à bateria. A corrente i_{cc2} também está exposta com sentido de acordo com a polaridade do capacitor de elo do Conversor Secundário, conforme Figura 3.2.

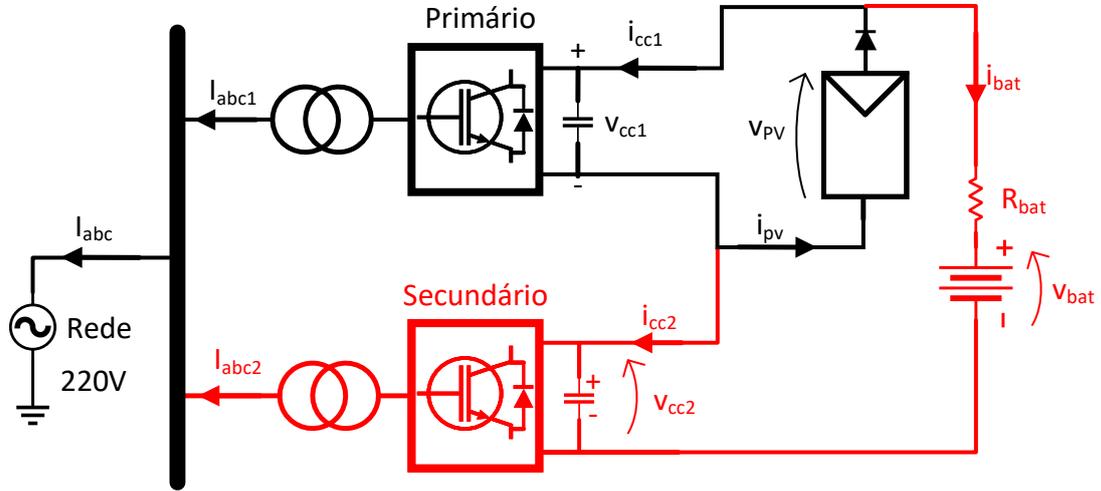
Conforme dito anteriormente, um dos objetivos da topologia SIGERA-LEMT é a redução da potência nominal do conversor que opera em conjunto com o banco de baterias (Conversor Secundário), sem perda de controlabilidade. Para a devida análise da contribuição da topologia proposta, é necessária a definição de uma métrica para a comparação.

A relação entre as tensões do elo CC do Conversor Secundário (v_{cc2}) e do banco de baterias (v_{bat}) determina a razão entre a potência do sistema de armazenamento e potência do Conversor Secundário. Essa configuração permite a utilização de um conversor com potência reduzida em relação à potência do banco de baterias. Define-se então a razão $\lambda = \left| \frac{P_{cc2}}{P_{bat}} \right|$, onde $P_{cc2} = v_{cc2}i_{cc2}$ é a potência ativa do Conversor Secundário e $P_{bat} = v_{bat}i_{bat}$, a potência de carga da bateria.

Essa característica representa uma vantagem em relação às soluções clássicas de conexão de sistemas de armazenamento nas quais a potência dos conversores é igual à potência do elemento armazenador de energia. Como referência para esta comparação, na topologia do sistema de armazenamento que será implantado na UFV-AR, esta razão é igual a 1 (desconsiderando as perdas do sistema). Ou seja, conforme topologia da Figura 2.3, a potência nominal do conversor usado para controlar o banco de baterias é igual à potência nominal do banco de baterias. A potência nominal do Conversor Primário é assumida como igual à potência nominal do arranjo fotovoltaico, por serem parte de uma usina preexistente.



(a) Topologia Aditiva SIGERA-LEMT.



(b) Topologia Subtrativa SIGERA-LEMT.

Figura 3.2: Topologia geral do SIGERA-LEMT, com possibilidade de dois diferentes tipos de conexão.

Desenvolvendo $\left| \frac{P_{cc2}}{P_{bat}} \right|$, utilizando os nomes e convenções de sinais da topologia SIGERA-LEMT, expostos na Figura 3.2, é possível reescrever a razão entre P_{cc2} e P_{bat} como a razão entre a tensão do elo CC do Conversor Secundário (v_{cc2}) e a tensão da bateria (v_{bat}), conforme equação (3.1).

$$\lambda = \left| \frac{P_{cc2}}{P_{bat}} \right| = \left| \frac{v_{cc2} i_{cc2}}{v_{bat} i_{bat}} \right| = \frac{v_{cc2} i_{cc2}}{v_{bat} i_{bat}} = \frac{v_{cc2}}{v_{bat}} \quad (3.1)$$

Supondo que a tensão v_{cc2} (tensão sobre o capacitor CC) está em equilíbrio, ou seja, $\frac{dv_{cc2}}{dt} = 0$, sua corrente será nula e, conseqüentemente, a corrente CC do Conversor Secundário (i_{cc2}) é igual à corrente da bateria (i_{bat}), permitindo a simplificação da relação descrita acima. Com relação à equação (3.1), percebe-se que, com o projeto das tensões de operação v_{bat} e v_{cc2} de maneira adequada, é possível

ajustar a razão de potências do sistema.

Para o início da análise da razão $\frac{P_{cc2}}{P_{bat}}$, é necessário definir os limites de operação de tensão dos módulos fotovoltaicos operando com controle de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT). Neste caso, o laboratório LEMT já dispõe de uma estrutura de arranjos fotovoltaicos de 35 kW_{pico} instalados no estacionamento lateral do bloco H do Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Dessa forma, os parâmetros elétricos foram obtidos pela folha de dados dos módulos solares, tensão máximo $v_{mppmax} = 268,5 V$ e mínimo $v_{mppmin} = 185,25 V$. O limite v_{mppmax} é obtido durante as condições padrões de teste (STC - *Standard Test Conditions*) de temperatura (T) e irradiância (I), ou seja, $T = 25^\circ C$ e $I = 1000 W/m^2$, enquanto o limite v_{mppmin} foi obtido por simulação e ocorre quando $T = 85^\circ C$ e $I = 100 W/m^2$. Fora destes limites de operação, haverá o desligamento do sistema.

Define-se o valor de variação de tensão² Δv , na equação (3.2), como o responsável por causar a injeção ou absorção de i_{bat} em seu valor máximo i_{batmax} e, por conseguinte, a potência nominal da bateria. Foi escolhido o valor $|\Delta v| = 10 V$ para a máxima variação de tensão responsável pela máxima injeção ou absorção de i_{bat} .

$$\Delta v = v_{PV} - (v_{bat} + v_{cc2}) \quad (3.2)$$

Outro parâmetro de projeto a ser especificado é a tensão de capacitor mínima³ v_{cc2min} que permite a síntese de tensões CA pelo Conversor Secundário com valor $v_{cc2min} = 40 V$. Em posse dos valores de operação de Δv , v_{cc2min} , v_{mppmax} e v_{mppmin} , o projeto inicial das grandezas elétricas restantes da topologia SIGERA-LEMT é realizado.

Conforme mencionado, a topologia SIGERA-LEMT pode operar em duas diferentes modalidades, dependendo da polaridade de v_{cc2} em relação à polaridade de v_{bat} . A modalidade é dita Aditiva quando a polaridade do capacitor de elo CC, e, conseqüentemente, de v_{cc2} possui o mesmo sentido de v_{bat} , e dita Subtrativa quando o contrário ocorre. Devido à característica unidirecional de tensão do conversor utilizado, há também a necessidade de mudança nos sentidos das chaves em conjunto com a mudança de polaridade elétrica dos capacitores de elo CC. A comparação entre os dois modos de operação é realizada com o intuito de definir qual dos dois oferecerá a menor relação $\frac{v_{cc2}}{v_{bat}}$.

Os cálculos desenvolvidos nas Seções "**Topologia Aditiva**" e "**Topologia Subtrativa**" consideram os valores iniciais de projeto do protótipo, com exceção dos

²Queda de tensão sob a resistência interna da bateria (R_{bat}), admitindo circulação de corrente nominal.

³Mínima tensão CC capaz de produzir uma tensão CA ($40 \times 0,612 \times ma \approx 24 V_{LL}$, admitindo $ma = 1$, [24]), considerando um conversor *usc* dois níveis.

limites de operação do sistema fotovoltaico v_{mppmin} e v_{mppmax} . Conforme o projeto evoluiu e os estudos se aprofundaram, estes valores iniciais se modificaram para ficarem em níveis compatíveis com o equipamento e componentes existentes no mercado. Apesar disto, os valores iniciais discutidos foram suficientes para a tomada de decisão entre a utilização da Topologia Aditiva e Subtrativa, que será detalhada na Seção "**Discussão entre Topologias Aditiva e Subtrativa**".

Topologia Aditiva

A Figura 3.3 exibe as convenções de sinais de corrente e tensão do sistema. A partir destas convenções o desenvolvimento matemático para a topologia Aditiva é descrito.

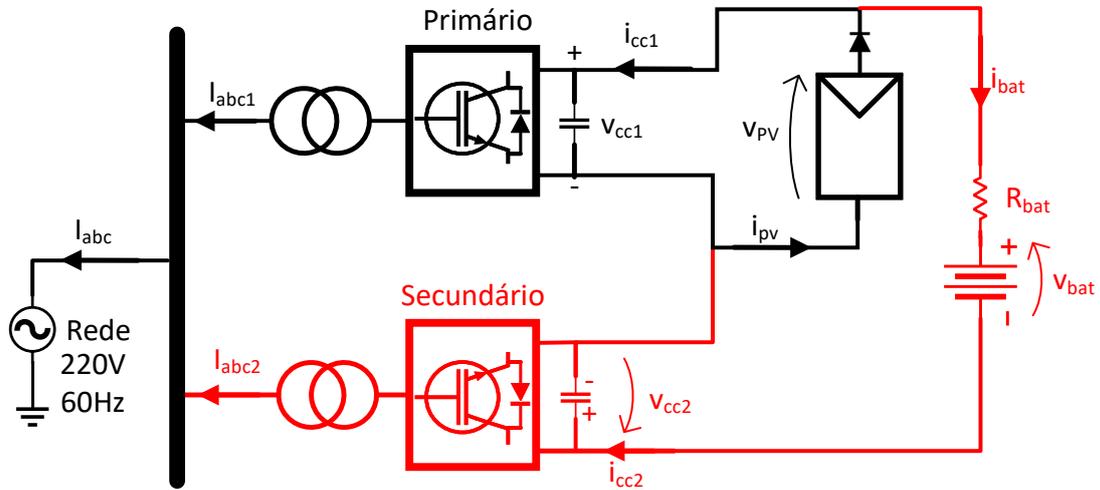


Figura 3.3: Topologia Aditiva, com polaridade de v_{cc2} igual a v_{bat} .

A magnitude e sinal de Δv determinarão a quantidade de potência injetada ou absorvida pela bateria. Para o caso $\Delta v = 10 V$, $v_{PV} > (v_{bat} + v_{cc2})$ e, como consequência, a bateria absorveria sua potência nominal com $i_{bat} = i_{batmax}$. Já para $\Delta v = -10 V$, $v_{PV} < (v_{bat} + v_{cc2})$ e a bateria forneceria potência nominal com $i_{bat} = -i_{batmax}$.

Para a determinação de v_{bat} , deve-se levar em conta o caso de extremo mínimo, ou seja, caso em que os módulos fotovoltaicos estejam operando nas piores situações de temperatura e irradiância ($T = 85^\circ C$; $I = 100 W/m^2$), resultando em $v_{mppmin} = 185,25 V$. Quando a bateria precisa fornecer potência máxima neste cenário, temos $\Delta v = -10 V$ e, portanto:

$$\Delta v = v_{PV} - (v_{bat} + v_{cc2}) \rightarrow -10 = 185,25 - v_{bat} - 40 \rightarrow v_{bat} = 155,25 V$$

Já para a determinação do valor nominal de v_{cc2} , considera-se o caso de extremo

máximo ($T = 25^{\circ}C; I = 1000 \text{ W}/m^2$), onde $v_{mppmax} = 268,5 \text{ V}$. Quando a bateria precisa absorver potência máxima neste cenário, temos $\Delta v = 10 \text{ V}$ e, portanto:

$$\Delta v = v_{PV} - (v_{bat} + v_{cc2}) \rightarrow 10 = 268,5 - 155,25 - v_{cc2} \rightarrow v_{cc2} = 103,25 \text{ V}$$

Conclui-se que o conversor em topologia Aditiva deve operar excursionando entre $40 \text{ V} \leq v_{cc2} \leq 103,25 \text{ V}$ e com $v_{bat} = 155,25 \text{ V}$.

Topologia Subtrativa

A Figura 3.4 exibe as convenções de sinais de corrente e tensão do sistema. A partir destas convenções, o desenvolvimento matemático para a topologia Subtrativa é descrito.

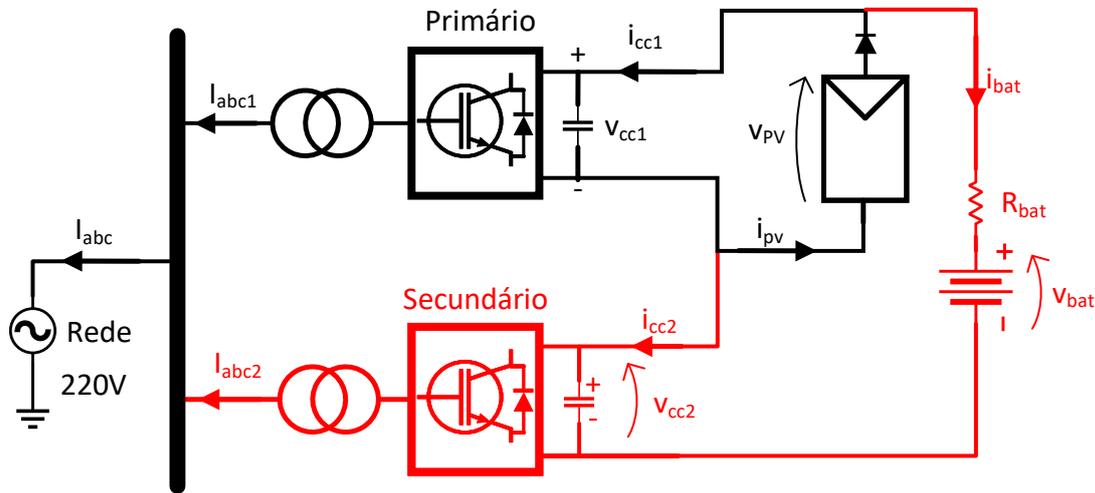


Figura 3.4: Topologia Subtrativa, com polaridade de v_{cc2} invertida em relação a v_{bat} .

No caso da topologia Subtrativa, pode se raciocinar analogamente ao caso da topologia Aditiva. A nova equação de malha, para a polaridade Subtrativa de v_{cc2} , é escrita como:

$$\Delta v = v_{PV} - (v_{bat} - v_{cc2}) \quad (3.3)$$

Para a determinação de v_{bat} , deve-se levar em conta o caso de extremo máximo, ou seja, caso em que o sistema esteja operando nas melhores situações de temperatura e irradiância ($T = 25^{\circ}C; I = 1000 \text{ W}/m^2$), resultando em $v_{mppmax} = 268,5 \text{ V}$. Quando a bateria precisa absorver sua potência máxima neste cenário, temos $\Delta v = 10 \text{ V}$ e, portanto:

$$\Delta v = v_{PV} - (v_{bat} - v_{cc2}) \rightarrow 10 = 268,5 - v_{bat} + (40) \rightarrow v_{bat} = 298,5 V$$

Já para a determinação do valor nominal de v_{cc2} , considera-se o caso de extremo mínimo ($T = 85^\circ C$; $I = 100 W/m^2$), onde $v_{mppmin} = 185,25 V$. Quando a bateria precisa fornecer sua potência máxima neste cenário, temos $\Delta v = -10 V$ e, portanto:

$$\Delta v = v_{PV} - (v_{bat} - v_{cc2}) \rightarrow -10 = 185,25 - 298,5 + v_{cc2} \rightarrow v_{cc2} = 103,25 V$$

Conclui-se que o conversor em topologia Subtrativa deve operar excursionando entre $40 V \leq v_{cc2} \leq 103,25 V$ e com $v_{bat} = 298,5 V$.

Discussão entre Topologias Aditiva e Subtrativa

Observa-se que tanto na topologia Aditiva quanto Subtrativa possuem $40 V \leq v_{cc2} \leq 103,25 V$. Isto implica que, em ambas as topologias, as chaves devem ser capazes de bloquear tensões com valores iguais a $v_{cc2max} = 103,25 V$.

Porém, ao analisar a razão $\frac{v_{cc2}}{v_{bat}}$ de ambas as topologias, a diferença entre elas é perceptível. No caso da topologia Aditiva, $\frac{v_{cc2}}{v_{bat}} = \frac{103,25}{155,25} = 0,66$, enquanto a razão das potências da topologia Subtrativa é $\frac{v_{cc2}}{v_{bat}} = \frac{103,25}{298,5} = 0,34$. A topologia Subtrativa mostrou um valor de razão de potências menor do que a topologia Aditiva.

O sistema de armazenamento a ser utilizado deverá possuir capacidade de injetar ou absorver $35 kW$. Com os valores limites de v_{bat} e de v_{cc2} calculados para ambas as topologias, as correntes resultantes do sistema alcançarão magnitudes elevadas e restritivas do ponto de vista de operação e de dimensionamento das capacidades físicas do Conversor Secundário. Por isso, tensões de bateria e de elo CC superiores aos calculados previamente são mais interessantes para reduzir a magnitude das correntes do sistema.

A topologia Subtrativa possui naturalmente uma razão de potências menor quando comparada à topologia Aditiva, e deste modo há a possibilidade e flexibilidade de aumentar os valores de operação de tanto v_{cc2} quanto v_{bat} para a adequação a valores factíveis de operação do Conversor Secundário. Adicionalmente, na topologia Subtrativa, o aumento da tensão da bateria leva a maiores tensões de operação v_{cc2} no Conversor Secundário, reduzindo as correntes na bateria e no Conversor Secundário. Na topologia Aditiva, o oposto ocorre: o aumento da tensão da bateria levaria a tensões menores para v_{cc2} . Assim, a topologia Subtrativa mostra-se como a melhor opção para operar no sistema SIGERA-LEMT, portanto de agora em diante todas as análises serão referidas exclusivamente à topologia Subtrativa.

3.2 Projeto do Conversor Secundário

Com base na metodologia apresentada acima, as seções seguintes apresentam os valores reais dos componentes empregados na fabricação do protótipo experimental, condizentes com o mercado. Ou seja, na análise da seção anterior, os valores adotados como parâmetros de projeto não levam em consideração a viabilidade dos componentes elétricos utilizados no protótipo, quanto a níveis de corrente, tensão e dissipação de potência. Na presente seção todos esses quesitos são levados em consideração no projeto do protótipo, sendo assim os valores dos parâmetros elétricos são diferentes, porém usando a metodologia adotada acima.

3.2.1 Dimensionamento das chaves semicondutoras

Considerando a tensão da bateria constante

Para o dimensionamento dos IGBTs que serão utilizados no Conversor Secundário é necessária a definição de uma métrica que auxilie no processo de escolha. A potência aparente trifásica ($S_{3\phi}$) pode ser escrita como o produto entre os valores de pico de tensões e correntes de fase $v_{fase,pico}$ e $i_{fase,pico}$.

$$S_{3\phi} = \frac{3}{2} v_{fase,pico} i_{fase,pico} \quad (3.4)$$

Onde, $v_{fase,pico}$ pode ser escrito a partir do índice de modulação de amplitude m_a e da tensão de elo CC v_{cc2} .

$$v_{fase,pico} = m_a \frac{v_{cc2}}{2} \quad (3.5)$$

A tensão da rede $v_{fase,pico}$ deve ser fixada em um valor que o conversor seja capaz de sintetizar em seus terminais com o valor mínimo de operação de v_{cc2} , isto é, v_{cc2min} . Fixamos $m_a = 1$ para expressar a máxima tensão CA sintetizada com dada tensão de elo CC:

$$v_{fase,pico} = \frac{v_{cc2min}}{2} \quad (3.6)$$

Substituindo (3.6) em (3.4), a seguinte relação é obtida:

$$i_{fase,pico} = 1,33 \frac{S_{3\phi}}{v_{cc2min}} \quad (3.7)$$

Aplicando a métrica acima para o Conversor Secundário, é possível calcular a corrente de condução máxima i_{IGBT} e tensão de bloqueio máxima v_{IGBT} que o IGBT precisa suportar durante sua operação. Assim, $v_{cc2max} = v_{batmax} - v_{pvmin} + \Delta v$ e $v_{cc2min} = v_{batmin} - v_{pvmax} - \Delta v$.

O IGBT deve ser capaz de bloquear a tensão reversa v_{cc2max} , ou seja:

$$v_{IGBT} = v_{cc2max} \quad (3.8)$$

Nessa topologia, o conversor inserido (Conversor Secundário) transporta uma parcela $\lambda = \frac{v_{cc2}}{v_{bat}}$ da potência da bateria. Considerando, ainda, que o mesmo não estará injetando ou absorvendo reativo — ou seja, fator de potência unitário, então, $S_{3\phi} = \lambda P_{bat}$. Aplicando estas relações em (3.7):

$$i_{fase,pico} = 1,33 \frac{\lambda P_{bat}}{v_{cc2min}} = 1,33 \frac{\frac{v_{cc2}}{v_{bat}} P_{bat}}{v_{cc2min}} = 1,33 \frac{v_{cc2} i_{bat}}{v_{cc2min}} \quad (3.9)$$

A máxima corrente $i_{fase,pico}$ se dará quando a potência da bateria assumir seu valor nominal $P_{bat} = P_{batnom}$, portanto $i_{bat} = i_{batmax}$ e $v_{cc2} = v_{cc2max}$, conclui-se que:

$$i_{fase,pico_{max}} = 1,33 \frac{v_{cc2max}}{v_{cc2min}} i_{batmax} \quad (3.10)$$

Como a corrente que flui pelo IGBT é a corrente de fase do sistema, tem-se:

$$i_{IGBT} = i_{fase,pico_{max}} = 1,33 \frac{v_{cc2max}}{v_{cc2min}} i_{batmax} = 1,33 \frac{v_{batmax} - v_{pvmin}}{v_{batmin} - v_{pvmax}} i_{batmax} \quad (3.11)$$

Considerando a bateria com tensão variável

As considerações acima foram desenvolvidas supondo que a tensão da bateria é constante. Porém, a tensão da bateria varia com seu Estado de Carga (SOC, do inglês *State Of Charge*). Durante o funcionamento do sistema, o SOC da bateria variará, assim como sua tensão terminal. Reaproveitando as relações $v_{IGBT} = v_{cc2max}$ e $i_{IGBT} = 1,33 \frac{\lambda P_{bat}}{v_{cc2min}}$, é possível definir as métricas de dimensionamento de chaves semicondutoras para o caso da bateria variável.

As tensões do arranjo fotovoltaico v_{PV} e da bateria v_{bat} são variáveis independentes, enquanto v_{cc2} e i_{bat} não mais, diferente do caso onde foi considerado v_{bat} constante. Por isso, é necessário utilizar a descrição na forma de $v_{cc2} = v_{bat} - v_{PV}$, ao desprezar Δv , e $i_{bat} = \frac{P_{bat}}{v_{bat}}$. Sabendo que $P_{cc2} = v_{cc2} i_{bat}$, a seguinte relação é deduzida:

$$\max [v_{cc2} i_{bat}] = \max \left[(v_{bat} - v_{PV}) \frac{P_{bat}}{v_{bat}} \right] = \max \left[\left(1 - \frac{v_{PV}}{v_{bat}} \right) P_{bat} \right] \quad (3.12)$$

Maximizar a última expressão da equação (3.12) é equivalente a maximizar P_{bat} , minimizar v_{PV} e maximizar v_{bat} , conforme:

$$\max [v_{cc2} i_{bat}] = \left[\left(1 - \frac{v_{pvmin}}{v_{batmax}} \right) P_{batmax} \right] \quad (3.13)$$

Para o caso de maximizar a corrente $i_{fase,pico_{max}}$, aproveita-se o desenvolvimento matemático feito na equação (3.9), quando se considerava uma tensão de bateria constante.

$$i_{fase,pico_{max}} = \max[i_{fase,pico}] = 1,33 \frac{\max[v_{cc2} i_{bat}]}{v_{cc2min}} \quad (3.14)$$

Assim, substituindo (3.13) em (3.14) obtém-se:

$$i_{fase,pico_{max}} = 1,33 \left(1 - \frac{v_{pvmin}}{v_{batmax}} \right) \frac{P_{batmax}}{v_{cc2min}} \quad (3.15)$$

3.2.2 Dimensionamento do Banco de Baterias

O protótipo laboratorial do SIGERA-LEMT tem um banco de baterias de íon-lítio capaz de fornecer ou absorver 35 kW. O banco modelo CH90-6 foi fornecido pela *Hitachi Chemical Co. Ltd.*, sendo ele composto por 24 módulos conectados em série. Cada módulo contém 6 células de 3,7 V cada, totalizando 144 células que resulta numa tensão nominal de 532,8 V.

A partir da especificação do tipo de bateria e do arranjo de conexão, é possível definir os limites de operação de tensão. De acordo com a folha de dados da bateria Hitachi CH90-6, cada módulo possui 6 mΩ de resistência interna. Como são 24 módulos em série, o valor R_{bat} a ser utilizado no modelo é:

$$R_{bat} = 144 \text{ m}\Omega$$

Foi escolhido o intervalo de operação de $20\% \leq SOC \leq 80\%$. Com base na folha de dados do fabricante, é possível determinar o valor de v_{batmax} e v_{batmin} de cada célula, durante a carga e descarga da mesma. Como um módulo possui 6 células de bateria conectadas em série, e o arranjo total são 24 módulos em série, determina-se então o limite de operação de v_{bat} como:

$$v_{batmax} = 580 \text{ V}$$

$$v_{batmin} = 470 \text{ V}$$

A partir dos valores v_{batmax} e v_{batmin} especificados de acordo com a folha de dados de módulos de bateria comerciais, é possível determinar os limites reais de operação do conversor. A seguinte seção é responsável por apresentar os cálculos e parâmetros para definir os valores finais de operação do Conversor Secundário.

3.2.3 Limite de operação do conversor

A partir da razão λ , equação 3.1, para a topologia Subtrativa, λ_{max} pode ser calculada pela seguinte relação, sabendo-se que $v_{PVmin} = v_{mppmin} = 185,25 V$ e $v_{batmax} = 580 V$:

$$\max\left(\frac{P_{cc2}}{P_{bat}}\right) = \max\left(\frac{v_{cc2}}{v_{bat}}\right) = \max\left(\frac{v_{bat} - v_{PV}}{v_{bat}}\right) = 1 - \frac{\min(v_{PV})}{\max(v_{bat})} \approx 0,68. \quad (3.16)$$

Com o valor máximo de razão de potências estabelecido em 0,68 e sabendo que a potência do banco de bateria é de $35 kW$, é possível dimensionar a potência do Conversor Secundário como $P_{cc2} = 0,68 \times 35 \approx 24 kW$.

A razão de potências também pode ser exposta graficamente na Figura 3.5, onde é exposto o seu comportamento em função da variação de tensão na bateria ao fixar as tensões do arranjo fotovoltaico nos valores máximos e mínimos de operação.

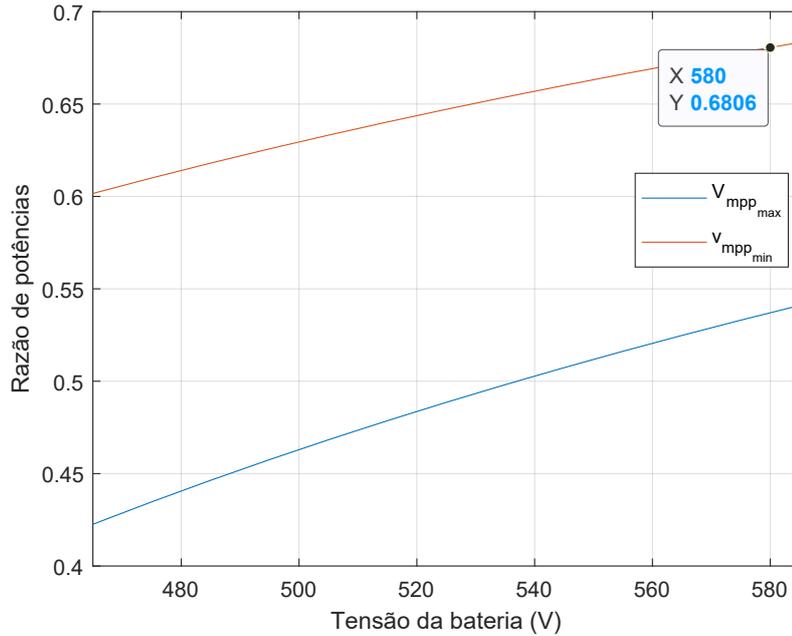


Figura 3.5: Razão de potências conforme variação dentro dos limites de operação de v_{bat} , mantendo-se fixa a tensão do arranjo fotovoltaico em v_{mppmin} , em laranja, e em v_{mppmax} , em azul.

Em laranja está a curva com $v_{PV} = v_{mppmin}$, enquanto em azul está a curva com $v_{PV} = v_{mppmax}$. Conforme demonstrado anteriormente, a máxima razão de potências λ_{max} ocorre na curva de v_{mppmin} com $v_{bat} = v_{batmax} = 580 V$.

Curvas similares à Figura 3.5 podem ser desenhadas a fim de observar o comportamento do Conversor Secundário dentro dos limites estabelecidos de operação. Os limites de operação de v_{cc2} podem ser deduzidos analiticamente e também com au-

xílio das curvas expostas na Figura 3.6, onde é exibido o comportamento de tensão do capacitor de elo CC do Conversor Secundário sem injetar ou absorver potência ($i_{bat} = 0 A$ e $\Delta V = 0 V$).

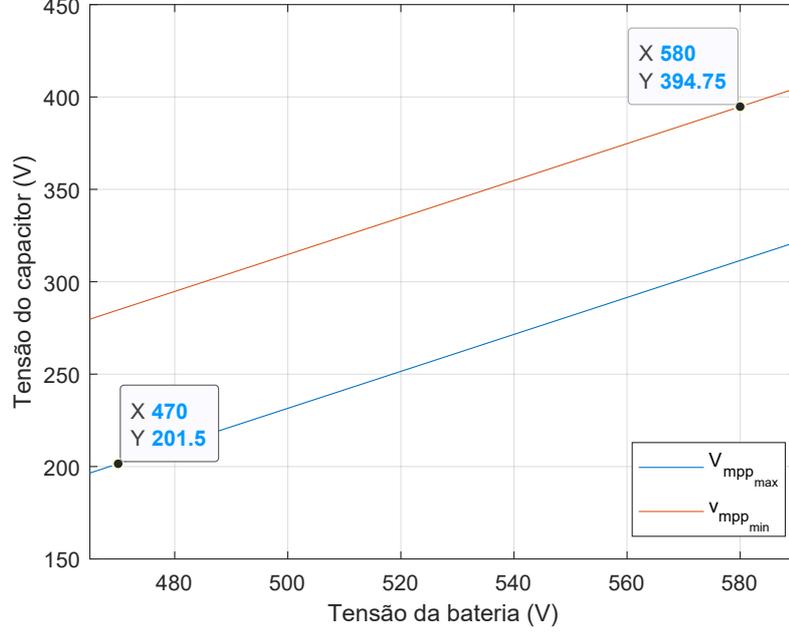


Figura 3.6: Tensão do capacitor (v_{cc2}) conforme variação dentro dos limites de operação de v_{bat} , mantendo fixa a tensão do arranjo fotovoltaico em v_{mppmin} , em laranja, e em v_{mppmax} , em azul.

Novamente, o caso extremo acontece na curva em laranja, quando a tensão do arranjo fotovoltaico está fixa em v_{mppmin} , onde $v_{cc2max} \approx 395 V$. O caso extremo mínimo ocorre na curvam em azul, quando a tensão de operação do arranjo fotovoltaico está fixa em v_{mppmax} , constatando que $v_{cc2min} \approx 201,5 V$. Analiticamente, v_{cc2} pode ser descrito como:

$$v_{cc2} + v_{PV} = v_{bat} + \Delta v \quad (3.17)$$

Considerando que não há potência injetada ou absorvida pela bateria, $i_{bat} = 0$ e $\Delta v = 0$. Assim:

$$\begin{aligned} v_{cc2max} &= v_{batmax} - v_{pvmin} = 580 - 185,25 = 394,75 V \\ v_{cc2min} &= v_{batmin} - v_{pvmax} = 470 - 268,5 = 201,5 V \end{aligned} \quad (3.18)$$

Se considerarmos o caso em que a bateria está fornecendo ou absorvendo sua potência máxima, temos $i_{bat} = i_{batmax}$, conseqüentemente $|\Delta v| = 10 V$. Desta forma, os limites de tensão v_{cc2} com o sistema operando a plena carga são:

$$\begin{aligned} v_{cc2max} &= 394,75 + \Delta v = 404,75 \text{ V} \\ v_{cc2min} &= 201,5 - \Delta v = 191,5 \text{ V} \end{aligned} \quad (3.19)$$

O valor de v_{cc2min} é associado à tensão CA que deve ser sintetizada pelo conversor através da equação (3.20).

$$v_{fase,pico} = m_a \frac{v_{cc2}}{2} \quad (3.20)$$

O conversor deve ser capaz de sintetizar a tensão CA nominal para qualquer valor de v_{cc2} . O caso crítico ocorre quando se está sintetizando a máxima tensão CA possível (índice de modulação, $m_a = 1$) com a menor tensão CC, v_{cc2min} , conforme equação (3.6).

Se o conversor for capaz de sintetizar a tensão CA necessária neste caso, também será capaz de fazê-lo para casos em que $v_{cc2} > v_{cc2min}$, bastando que o controle imponha $m_a < 1$. Porém, para o dimensionamento do conversor, é necessário levar em consideração os afundamentos e valores de sobretensão da rede para que o equipamento não perca controlabilidade em algum destes casos. Considerando uma margem de 20% do valor nominal. Define-se $v_{fase,pico_{nom}}$ como a tensão de pico de fase nominal e $v_{fase,pico_{max}}$ como a tensão de pico de fase máxima que o conversor irá suportar. Pode-se então escrever a relação (3.21).

$$v_{fase,pico_{max}} \geq 1,2 v_{fase,pico_{nom}} \quad (3.21)$$

Substituindo (3.21) em (3.6), obtém-se a relação abaixo:

$$v_{fase,pico_{nom}} \leq \frac{v_{fase,pico_{max}}}{1,2} = \frac{v_{cc2min}}{2,4} \quad (3.22)$$

Como $v_{cc2min} = 191,5 \text{ V}$, conclui-se que $v_{fase,pico_{nom}} \leq 79,79 \text{ V}$, o que corresponde a uma tensão eficaz de linha de 98 V. A tensão CA nominal foi definida arredondando-se este valor para a dezena imediatamente inferior, ou seja $v_{linha,rms_{nom}} = 90 \text{ V}$. Isso corresponde à escolha de $v_{fase,pico_{nom}} = 73,48 \text{ V}$.

O valor da corrente CA do conversor para $|P_{bat}| = P_{batnom}$ está ilustrado na Figura 3.7, com seu valor máximo ocorrendo quando o sistema opera em $v_{batmax} = 580 \text{ V}$.

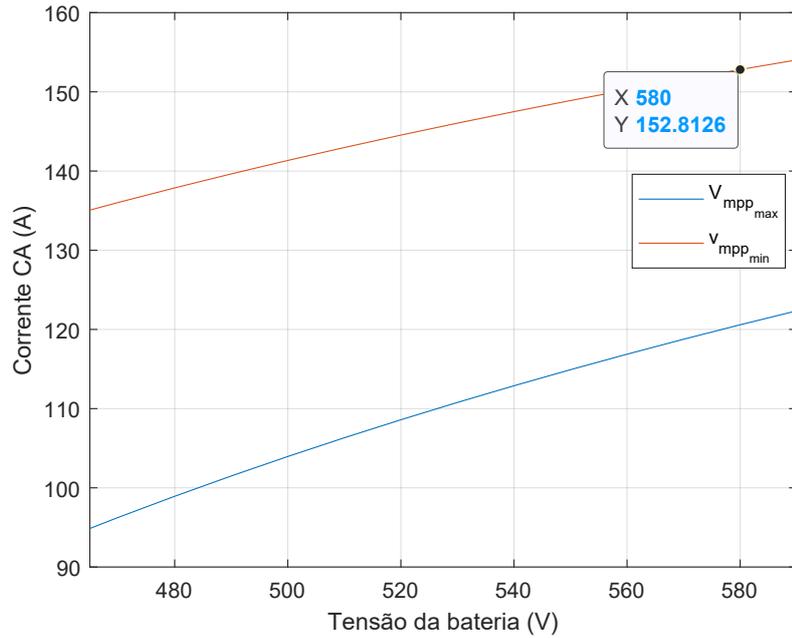


Figura 3.7: Valor eficaz da corrente CA do Conversor Secundário quando $|P_{bat}| = P_{batnom}$, como função de v_{bat} , mantendo fixa a tensão do arranjo fotovoltaico em v_{mppmin} , em laranja, e em v_{mppmax} , em azul.

A variação de corrente da bateria, supondo injeção máxima de potência ($v_{bat}i_{bat} = P_{batmax}$), está ilustrada na Figura 3.8. Conclui-se que a corrente máxima $i_{bat} \approx 75 A$ flui quando $v_{batmin} = 470 V$.

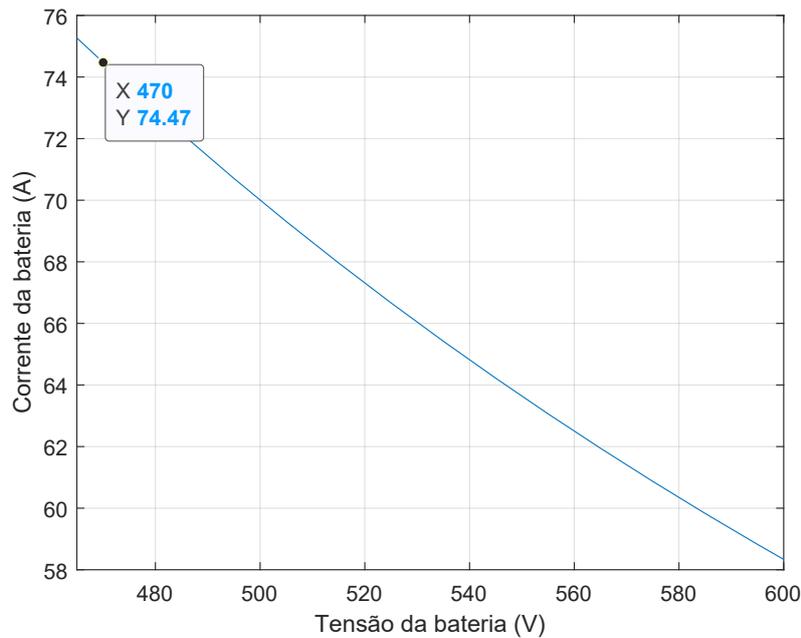


Figura 3.8: Comportamento da corrente i_{bat} conforme varia-se v_{bat} , mantendo-se constante a potência ativa máxima injetada ou absorvida.

A partir das definições de métricas para o dimensionamento de chaves, dos valores nominais de corrente CA e de tensão de elo CC máxima, é possível escolher a chave semicondutora a ser utilizada.

A corrente nominal CA pode ser calculada utilizando os valores nominais de potência trifásica e tensão de linha exibidos na Tabela 3.1, resultando em $i_{nomrms} \approx 153,96 A$. O Conversor Secundário, porém, é especificado para operar em regimes de subtensão, com o limite de 90% do valor nominal de linha, $81,0 V$. Operando em regime de subtensão, a corrente CA do conversor deverá aumentar, a fim de manter a potência constante do banco de baterias. Neste cenário, a corrente CA máxima para o dimensionamento das chaves é $i_{rmsmax} \approx 171,06 A$. O valor de pico pode então ser calculado como $i_{picomax} = \sqrt{2}i_{rmsmax} = 241,9 A$. A tensão máxima de operação do capacitor de elo CC é $v_{cc2max} = 404,75 V$.

Em posse destas grandezas a chave escolhida foi o módulo IGBT SKM400GB12E4, do fabricante Semikron. Esta chave bloqueia com tensões de magnitude de até $1200 V$ e suporta correntes de até $400 A$. Ao comparar a tensão v_{cc2max} com a suportada pelo semicondutor, obtém-se uma margem de segurança de tensão igual a $\frac{1200}{404,75} = 2,96$, enquanto a margem de segurança em relação à corrente $i_{picomax}$ é $\frac{400}{241,9} = 1,65$.

A Tabela 3.1 resume os valores nominais dos parâmetros elétricos calculados com base na metodologia apresentada. Estes valores são a base para a parceira ADELCO SISTEMAS DE ENERGIA LTDA iniciar o processo de projeto e montagem do Conversor Secundário. Além disso, o Apêndice A apresenta com mais detalhes a integração dos equipamentos que formam o protótipo SIGERA-LEMT.

Tabela 3.1: Valores nominais do Conversor Secundário.

Parâmetros Elétricos Conversor Secundário	
Tensão lado baixa CA	90 (V_{rms})
Tensão lado alta CA	220 (V_{rms})
Potência	24 (kVA)
Tensão elo CC	200~400 (V)
Frequência	60 (Hz)
Frequência Chaveamento	5,100 (kHz)

Capítulo 4

Controle do Conversor Secundário

O objetivo principal do SIGERA-LEMT é minimizar as variações de potência na rede elétrica devido à intermitência da geração fotovoltaica. Tendo em vista a topologia proposta (mostrada na Figura 3.4), a potência injetada ou absorvida da rede tem relação direta com a potência do sistema fotovoltaico e com a potência do sistema de armazenamento. Sendo assim, as variações de potência na rede devem ser minimizadas através do controle da potência do sistema de armazenamento. Além disso, o Conversor Secundário deve operar com potência reduzida em relação à potência do sistema de armazenamento de acordo com o propósito do sistema SIGERA-LEMT. Esta característica é obtida através da topologia proposta do sistema, conforme apresentado na Seção 3.1.1.

Do ponto de vista do lado CC, a corrente do banco de baterias e a tensão CC do Conversor Secundário devem ser reguladas em seus respectivos pontos de operação para que o sistema opere conforme desejado, ou seja, para que a potência do sistema de armazenamento seja controlada de tal forma à suavizar a potência da rede. Além disso, essas grandezas devem ser mantidas dentro de suas faixas de operação e o projeto do controlador deve incluir a capacidade de rejeitar perturbações relacionadas às variações de tensão tanto nos terminais do banco de baterias quanto nos terminais do arranjo de módulos fotovoltaicos.

4.1 Modelo do Sistema CC

O sistema CC é constituído pelo banco de baterias, arranjos de módulos fotovoltaicos e os elos CC dos conversores primário e secundário. A conexão destes componentes permite a implementação do Conversor Secundário sem a necessidade de modificações físicas no arranjo já existente dos módulos fotovoltaicos e Conversor Primário. A Figura 4.1 exibe o modelo matemático equivalente do sistema CC.

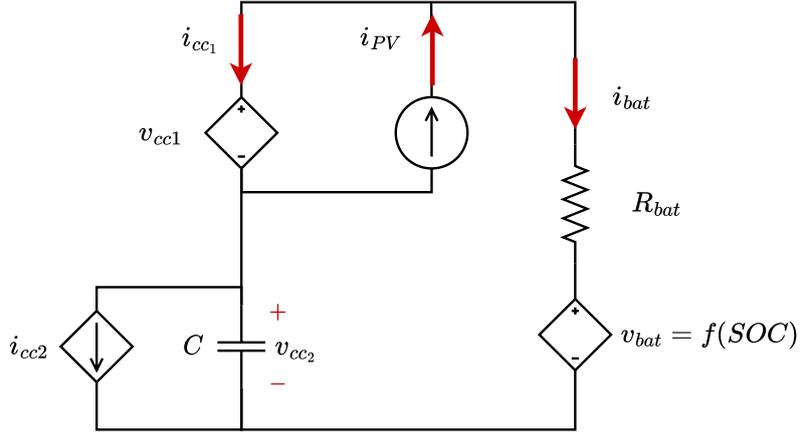


Figura 4.1: Modelo matemático do lado CC do sistema SIGERA-LEMT.

O comportamento físico de um módulo fotovoltaico pode ser modelado como uma fonte de corrente, devido ao efeito fotoelétrico [25]. De forma a extrair a máxima potência disponível dos módulos, é necessário controlar a tensão em seus terminais [2]. O Conversor Primário é responsável por realizar o controle de MPPT, que irá controlar a tensão de seu elo CC de forma a extrair a máxima potência do módulo. Por isso, o Conversor Primário é modelado como uma fonte de tensão controlada. A relação matemática proveniente da conexão direta entre os módulos e o elo CC do Conversor Primário pode ser descrita como:

$$v_{cc1} = v_{pv} \quad (4.1)$$

A bateria é modelada como uma fonte de tensão em série com uma resistência. A resistência serve para modelar as perdas intrínsecas da bateria. A fonte de tensão é não linear, dependendo do *SOC* da bateria, podendo ser modelada como:

$$v_{bat} = f(SOC) \quad (4.2)$$

O Conversor Secundário é responsável pela potência injetada ou absorvida pela bateria. Para isso, ele controla a corrente da bateria através da regulação de tensão de seu próprio elo capacitivo. A equação dinâmica do capacitor de elo pode ser descrita como:

$$C \frac{dv_{v_{cc2}}}{dt} = -(i_{cc2} + i_{bat}). \quad (4.3)$$

A corrente i_{cc2} pode ser descrita como função das correntes $i_{\alpha\beta}$, que fluem pelo lado CA do conversor, e dos índices de modulação $m_{\alpha\beta}$.

Supondo que não há perdas na conversão de potências do lado CC para o lado CA do conversor e componentes de sequência zero, a igualdade $P_{cc2} = P_{ca2}$ é válida,

podendo ser reescrita como

$$v_{cc2} i_{cc2} = \frac{3}{2}(v_{\alpha} i_{\alpha} + v_{\beta} i_{\beta}), \quad (4.4)$$

onde o lado direito de (4.4) é a equação da potência ativa nas coordenadas $\alpha\beta$. A mesma é válida para o sistema de coordenadas $dq0$. A constante $\frac{3}{2}$ está presente porque a transformada de *Clarke* utilizada é invariante em amplitude e não em potência. Sabendo que $v_{1,\alpha\beta} = m_{\alpha\beta} \frac{V_{cc}}{2}$ e substituindo em (4.4), temos:

$$v_{cc2} i_{cc2} = \frac{3}{2}(m_{\alpha} \frac{v_{cc2}}{2} i_{\alpha} + m_{\beta} \frac{v_{cc2}}{2} i_{\beta}) = \frac{3}{4} v_{cc2} (m_{\alpha} i_{\alpha} + m_{\beta} i_{\beta}) \quad (4.5)$$

A equação (4.5) pode ser simplificada removendo v_{cc2} em ambos os lados da igualdade. Desta forma, o Conversor Secundário pode ser modelado, no lado CC, como uma fonte de corrente controlada, cuja expressão é:

$$i_{cc2} = \frac{3}{4}(m_{\alpha} i_{\alpha} + m_{\beta} i_{\beta}) \quad (4.6)$$

Substituindo (4.6) em (4.3) obtém-se a forma final da equação dinâmica que rege v_{cc2} .

$$C \frac{dv_{cc2}}{dt} = -\frac{3}{4}(m_{\alpha} i_{\alpha} + m_{\beta} i_{\beta}) - i_{bat} \quad (4.7)$$

Tomando a equação de malhas do sistema, é possível escrever a seguinte relações entre tensões:

$$-v_{cc1} + R_{bat} i_{bat} + v_{bat} - v_{cc2} = 0 \quad (4.8)$$

Ao reescrever a relação acima isolando i_{bat} , obtém-se:

$$i_{bat} = \frac{v_{cc1} + v_{cc2} - v_{bat}}{R_{bat}} \quad (4.9)$$

A equação (4.9) diz que é possível controlar i_{bat} através da variação de v_{cc2} . Supondo um dado ponto de operação do sistema, onde a bateria está com tensão constante v_{bat} e a tensão v_{cc1} fixa devido ao controle de MPPT, uma dada variação em v_{cc2} é suficiente para alterar a corrente fornecida ou absorvida pela bateria, conseqüentemente, a potência fornecida ou absorvida.

4.2 Estrutura do Controle do Conversor Secundário

Para viabilizar a utilização do sistema de armazenamento no cumprimento do objetivo de minimizar a variação de potência na rede, alguns requisitos de controle

devem ser determinados. Conforme mostrado na Figura 4.1, a alteração no valor da tensão v_{cc2} causa uma variação na queda de tensão sobre a resistência interna do banco de baterias que, por sua vez, altera a intensidade da sua corrente. Assim, ao controlar a tensão do elo CC do Conversor Secundário é possível regular a corrente do banco de baterias.

Para alterar o valor da tensão do elo CC, ou seja, mudar o seu ponto de operação, é necessário variar o fluxo de potência ativa do lado CA do Conversor Secundário. Essa variação é realizada através do controle de corrente CA. Isso ocorre, pois a alteração da corrente do lado CA provoca uma variação da corrente CC extraída do elo CC do conversor, visto que elas estão intrinsecamente acopladas. Assim, conforme ilustrado na Figura 4.1, o capacitor do elo CC sofre uma variação no seu nível de tensão devido a uma circulação transiente de corrente por ele, causada pela diferença entre a corrente CC do Conversor Secundário (i_{cc2}) e a corrente do banco de baterias (i_{bat}).

Dessa forma, do ponto de vista do lado CA do Conversor Secundário, os requisitos de controle são: regular a corrente CA do conversor e rejeitar possíveis perturbações na tensão CA do ponto de conexão do conversor para impedir que estas afetem o controle do fluxo de potência ativa.

Ao atender esses requisitos de controle, é possível controlar o fluxo de potência do banco de baterias. Assim, o Conversor Secundário age para suavizar a intermitência de potência ativa na rede, dado a potência gerada pelo sistema fotovoltaico.

4.2.1 Controle Cascata do Conversor Secundário

Os requisitos de controle descritos podem ser alcançado utilizando uma estrutura de controle em cascata. Essa estrutura permite separar as funções de cada controlador e adicionar de forma simples o conjunto de malhas *feedforward* para que as perturbações relevantes sejam rejeitadas.

A Figura 4.2 mostra a estrutura da estratégia de controle implementada neste projeto para o Conversor Secundário. Ela é constituída de três camadas de controladores em cascata. A camada mais interna consiste de um par de reguladores de corrente CA do tipo proporcional-ressonante (PR).

Na camada 1, a referência das correntes nos eixos $\alpha\beta$ é calculada através da teoria pq [26]. Para isso, é necessário fornecer os valores de referência das potências ativa e reativa (p^* e q^*) além dos valores das componentes fundamentais (v_α^{+1} e v_β^{+1}) de sequência positiva calculadas das medições das tensões CA da rede elétrica. A referência de potência reativa do conversor é sempre mantida nula. Isso é feito para que toda a capacidade do conversor seja dedicada apenas para a potência ativa, a fim de minimizar as variações de potência na rede. Por sua vez, a referência de potência ativa é gerada pelo regulador de tensão CC. Esse controlador é a segunda camada da estrutura em cascata e consiste de um regulador do tipo proporcional-integral (PI).

A terceira camada é a responsável por controlar a corrente da bateria (i_{bat}). Para isso, um regulador PI gera uma quantidade de variação da referência de tensão CC (Δv) com o objetivo de modificar o valor da queda de tensão sobre a resistência interna do banco de baterias. A alteração desta queda de tensão provoca uma variação na corrente que circula pelo banco de baterias, permitindo que esta seja regulada em seu valor de referência (i_{bat}^*).

Ainda nessa terceira camada, podem ser observadas duas malhas adicionadas à saída do regulador PI. Essas malhas são responsáveis por definir qual o valor de referência da tensão CC em potência nula, ou seja, o valor da diferença de potencial entre a tensão da bateria (v_{bat}) e dos módulos fotovoltaicos (v_{cc1}). Além disso, essas malhas *feedforward* contribuem para a rejeição de parte dos efeitos das perturbações associadas às variações nas tensões da bateria e do arranjo fotovoltaico.

A rejeição das variações da tensão CA no ponto de conexão é feita através da malha *feedforward* implementada na camada mais interna do controlador. Isso é feito através da adição do valor medido destas tensões na saída do controle de corrente CA. Como a tensão CA sintetizada pelo conversor é função do índice de modulação e da tensão do elo CC, é necessário compensar as variações de v_{cc2} após a saída da camada mais interna do controlador.

A quarta camada é responsável por gerar o sinal da potência de referência do sistema de armazenamento, e conseqüentemente, a corrente de referência da bateria ($i_{bat}^* = P_{bat_ref}/v_{bat}$) fornecida ao controle de corrente CC no controle cascata. Esse controle será melhor detalhado na Seção 4.3.

4.3 Controle de Rampa

Dado o objetivo de controlar-se a potência ativa injetada na rede por uma usina fotovoltaica de forma a limitar sua taxa de variação, um controle é proposto. O controle proposto, chamado então de **controle proporcional misto**, é a junção de dois controles iniciais, sendo o **controle pelo sinal da potência** e o **controle de**

erro de estado de carga. Eles foram testados em uma simulação no *Simulink*. Esta análise foi feita utilizando os dados e parâmetros da Usina Fotovoltaica de Alto do Rodrigues (UFV-AR), como forma de validar o controlador proposto com dados reais. Ou seja, as variáveis de potência e energia são representadas em um sistema por unidade com base de potência $P_{base} = 1,1 \text{ MW}$ e base de energia $E_{base} = 200 \text{ kWh}$. Embora a base de potência seja 1,1 MW (potência de pico dos módulos fotovoltaicos da UFV-AR), a potência nominal considerada para a bateria foi de 700 kW (0,636 pu), o valor mínimo estipulado na licitação¹. O SOC da bateria foi limitado entre 100% e 26%. O valor de 26% foi determinado a partir da especificação de que o banco de baterias poderia atingir um mínimo de 20% de sua capacidade nominal ao longo de um dia. A capacidade nominal mínima é de 260 kWh e, tomando $E_{base} = 200 \text{ kWh}$, temos que $SOC_{min} = 0,2 \times 260/200 = 0,26$.

A Figura 4.3 mostra o diagrama geral das simulações realizadas no *Simulink*, as simulações são compostas por quatro blocos.

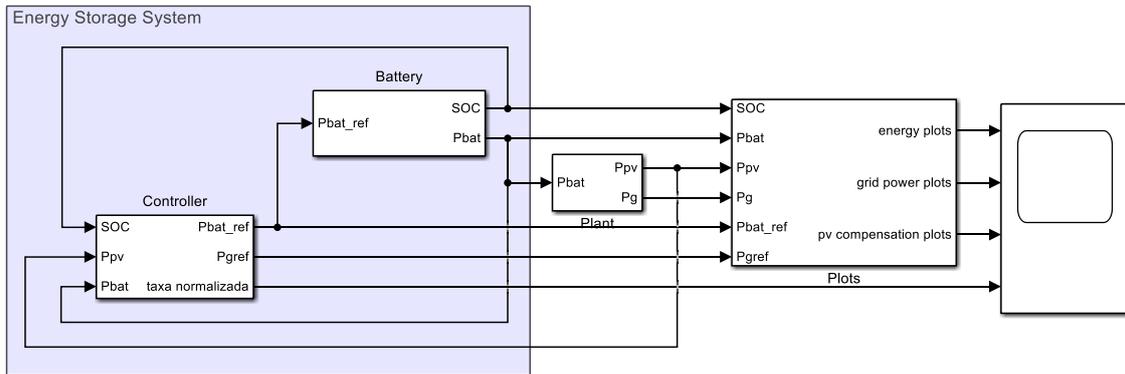


Figura 4.3: Simulação no Simulink com controlador, cálculo do estado de carga da bateria, limitação da potência por estado de carga e com série histórica de potência da UFV-AR.

O bloco *Controller* contém a implementação do controlador que calculará a potência de referência P_{bat_ref} a ser injetada pelo sistema de armazenamento de energia, a bateria. Este bloco foi implementado de três formas diferentes, que serão descritas nas Seções 4.3.1, 4.3.2 e 4.3.3, a seguir. Em sua forma geral, o bloco recebe os sinais de SOC, potência da usina fotovoltaica P_{pv} e potência do sistema de armazenamento P_{bat} . Suas saídas são a potência de referência para o sistema de armazenamento P_{bat_ref} , a referência para a potência injetada na rede P_{gref} e a taxa de variação de P_{gref} , *taxa normalizada*, normalizada pela máxima taxa de variação permitida.

O bloco *Battery* determina a potência que de fato é fornecida pela bateria P_{bat} ,

¹Dados obtido do Memorial Descritivo do Sistema Elétrico MD-9411.00-7505-700-PEI-001, da licitação 7002485310 realizada pela Petrobras para implantação de um sistema de suavização da intermitência de geração fotovoltaica baseada numa topologia conforme a Figura 2.3.

dado P_{bat_ref} , e calcula o estado de carga da bateria como a integral da potência da bateria. Os valores P_{bat} e P_{bat_ref} podem ser diferentes caso a bateria esteja em um dos limites de SOC ou caso P_{bat_ref} esteja além da capacidade de potência da bateria, ambos casos determinados pelo bloco *Saturator*. Caso a bateria esteja em um dos limites de SOC, a potência da bateria é limitada em zero no sentido que levaria o SOC para além de seu limite. Por exemplo, caso o SOC esteja no limite inferior de 26%, o limite de fornecimento de potência pela bateria é zerado. Caso o SOC não esteja em nenhum dos limites, os limites de fornecimento e de absorção de potência pela bateria são iguais ao valor de potência nominal da bateria. O bloco *Battery* é detalhado pela Figura 4.4.

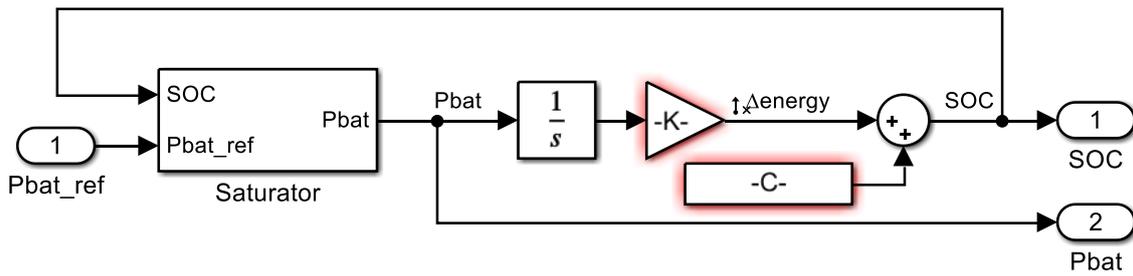


Figura 4.4: Bloco *Battery* da simulação em Simulink. O ganho K garante que $\Delta energy$ esteja normalizado pela base de capacidade de energia. A constante C é o valor inicial do SOC, 50%.

4.3.1 Controle pelo Sinal da Potência

A Figura 4.5 apresenta o controlador que leva em consideração apenas a potência da bateria. Neste caso, os sinais SOC e P_{bat} não são usados por este controlador. O uso da potência efetiva da bateria como realimentação nesse controlador causa efeitos indesejados quando P_{bat} é limitado pelo SOC.

A realimentação é feita com o próprio sinal de referência P_{bat_ref} , que passa por um ganho -1 e por uma função sinal, definida pela equação (4.10).

$$\text{sgn}(x) = \begin{cases} -1, & x < 0 \\ 0, & x = 0 \\ 1, & x > 0 \end{cases} \quad (4.10)$$

Isso resulta na taxa de variação normalizada e limitada a ± 1 e 0 (-1 para $P_{bat_ref} > 0$, 1 para $P_{bat_ref} < 0$ e 0 para $P_{bat_ref} = 0$). Um ganho (a máxima taxa de variação permitida) transforma essa taxa normalizada em seu valor em pu/s. Essa taxa de variação é a entrada de um integrador com limitadores em ± 1 cuja saída é a referência de potência da rede p_{gref} . A referência de potência da

rede p_{gref} , portanto, não pode variar além da taxa dada pelo ganho k e tem valores limites $\pm 1 pu$.

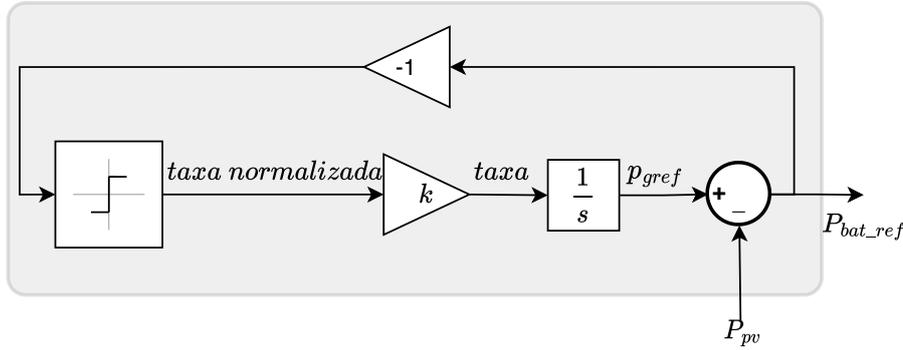


Figura 4.5: Controle de rampa baseado no sinal da potência da bateria.

Finalmente, a referência de potência para a bateria é determinada fazendo equação (4.11). Essa equação despreza perdas.

$$P_{bat_ref} = p_{gref} - P_{pv} \quad (4.11)$$

Uma implementação prática pode ser feita substituindo $P_{pv} = p_g - P_{bat}$ na equação anterior, portanto:

$$P_{bat_ref} = p_{gref} - p_g + P_{bat} \quad (4.12)$$

4.3.2 Controle de Erro de Estado de Carga - SOC

O controlador baseado no sinal de potência não leva em consideração o SOC para decidir como modular a potência da bateria. Isso expõe o sistema ao risco de levar o SOC ao seu limite, impedindo que a bateria continue a atuar na mitigação da intermitência da potência disponível nos módulos fotovoltaicos.

Uma alternativa seria manter a lógica de geração do sinal p_{gref} , alterando apenas a entrada para a função sinal. Essa entrada pode ser o erro de SOC em relação a um valor de referência SOC_{ref} , conforme equação (4.13).

$$\Delta SOC = SOC - SOC_{ref} \quad (4.13)$$

Dessa forma, valores altos de SOC, $SOC > SOC_{ref}$, significarão uma taxa de variação positiva e máxima para a referência de potência injetada na rede, levando a bateria a aumentar a injeção de potência. Como consequência, a bateria perde energia e seu SOC reduz. O controlador resultante é apresentado pela Figura 4.6.

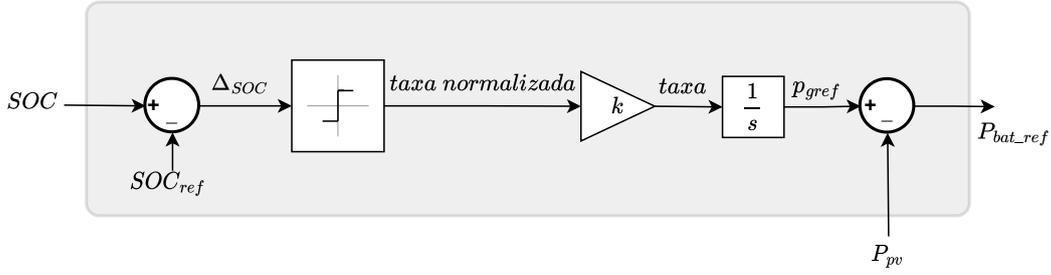


Figura 4.6: Controle de rampa baseado no estado de carga da bateria.

4.3.3 Controle Proporcional Misto

Uma terceira opção estudada foi uma combinação das duas estratégias abordadas previamente. Para tal combinação, é necessário que o sentido da rampa não seja simplesmente a saída de uma função sinal, pois agora há dois sinais de retroalimentação neste controlador.

O diagrama de blocos é apresentado na Figura 4.7. A referência da potência injetada na rede é definida como a saída de um integrador. Sua entrada é a Taxa de Variação $TV(t)$ da potência da rede, portanto limitada entre os valores $\pm TV_{max}$. Os sinais realimentados de erro de estado de carga $\Delta SOC(t)$ e potência do sistema de armazenamento $P_{bat}(t)$ passam, cada um, por um ganho e são somados, resultando na Taxa de Variação ilimitada $TV_{ilimitada}(t)$.

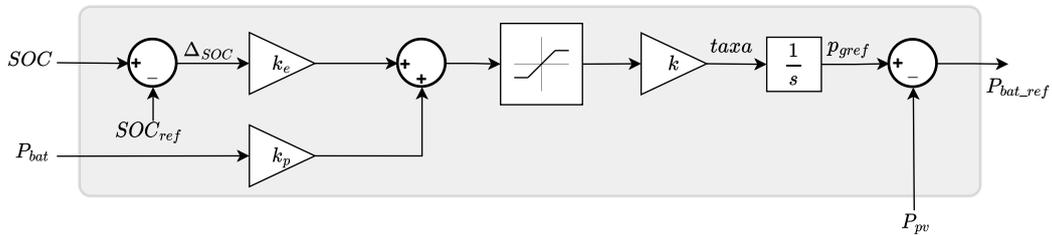


Figura 4.7: Controle de rampa misto proporcional ao erro de estado de carga e à potência do banco de baterias.

Os ganhos

Os valores dos ganhos foram determinados através da minimização, pelo algoritmo numérico de minimização de funções multivariadas *fminsearch* implementado pelo MATLAB, do erro entre potência da rede e sua referência para a simulação de 1 dia usando dados medidos de P_{pv} na UFV-AR. Os valores encontrados foram os expostos nas equações (4.14) e (4.15):

$$k_p = -371 \quad (4.14)$$

$$k_e = 457 \quad (4.15)$$

Dados os ganhos, pode-se analisar suas consequências em termos da Taxa de Variação esperada para diferentes combinações de ΔSOC e P_{bat} . A condição para saturação em rampa crescente com taxa máxima é dada pela equação (4.16).

$$k_e \Delta SOC + k_p P_{bat} \geq 1 \quad (4.16)$$

O limite de saturação é, portanto, dado pela equação (4.17). Alternativamente, poderia se escrever a equação (4.18).

$$\Delta SOC = \frac{1}{k_e} - P_{bat} \frac{k_p}{k_e} \quad (4.17)$$

$$P_{bat} = \frac{1}{k_p} - \Delta SOC \frac{k_e}{k_p} \quad (4.18)$$

A condição para saturação em rampa decrescente com taxa máxima é dada pela equação (4.19).

$$k_e \Delta SOC + k_p P_{bat} \leq -1 \quad (4.19)$$

O limite de saturação é, portanto, dado pela equação (4.20). Alternativamente, poderia se escrever a equação (4.21).

$$\Delta SOC = -\frac{1}{k_e} - P_{bat} \frac{k_p}{k_e} \quad (4.20)$$

$$P_{bat} = -\frac{1}{k_p} - \Delta SOC \frac{k_e}{k_p} \quad (4.21)$$

Finalmente, podemos escrever a condição para que a Taxa de Variação (TV) seja nula, como na equação (4.22)

$$k_e \Delta SOC + k_p P_{bat} = 0 \quad (4.22)$$

Podemos chegar à equação da reta que define essa condição, como na equação (4.23).

$$\Delta SOC = -P_{bat} \frac{k_p}{k_e} \quad (4.23)$$

As relações expressas pelas equações (4.17), (4.20) e (4.23) são representadas pelas retas da Figura 4.8. Pela proximidade entre as retas, é possível inferir que o controlador passará a maior parte do tempo operando em saturação, com $TV =$

$\pm TV_{max}$. De fato, para pares $[\Delta SOC, P_{bat}]$ sobre as retas de saturação, uma variação de SOC $\delta SOC = 2/k_e \approx 0,44\%$ ou uma variação de potência da bateria $\delta P_{bat} = 2/k_p \approx 0,54\%$ seriam suficientes para levar a Taxa de Variação de um limite ao outro.

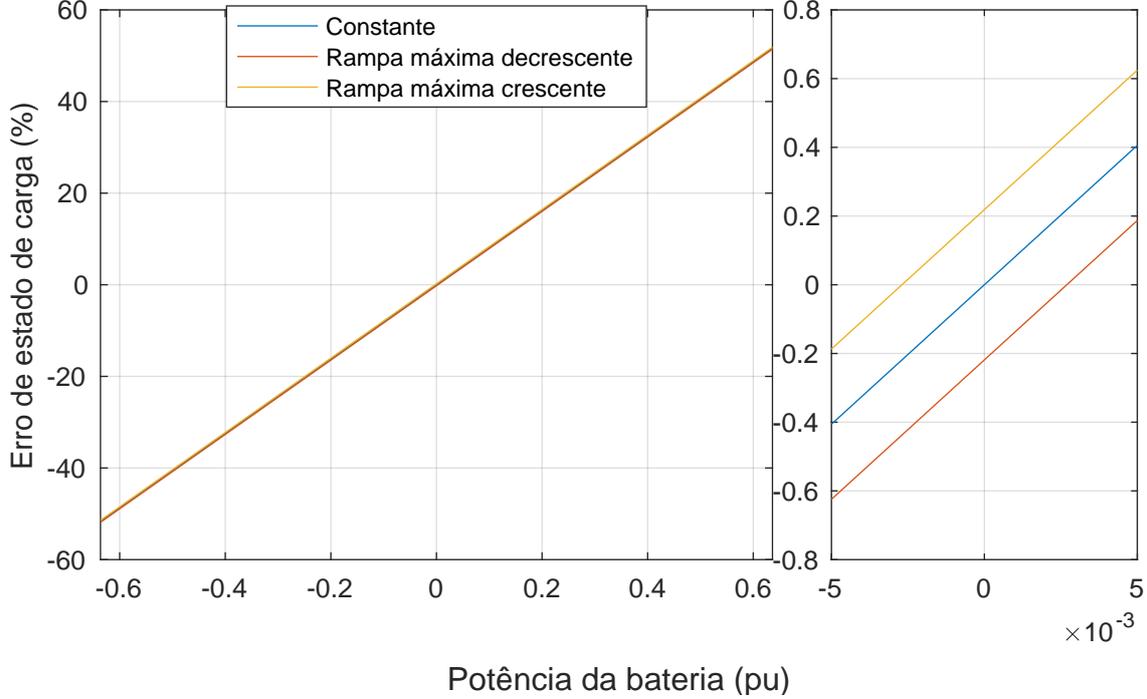


Figura 4.8: Relação entre potência da bateria e erro de estado de carga para situações de saturação superior e inferior da Taxa de Variação e situação de Taxa de Variação nula. No lado esquerdo, os valores referentes à toda a faixa de operação de potência da bateria (lembrando que 700 kW são 0,636 pu). No lado direito, o detalhe da região $-0,005 pu \leq P_{bat} \leq 0,005 pu$.

4.3.4 Mitigação da perturbação sobre o MPPT

É fundamental ressaltar que, para minimizar os efeitos de perturbação na potência do Conversor Primário, as variações da ordem de potência da bateria não podem ocorrer continuamente. Isso se deve ao fato de que essas variações devem respeitar a dinâmica de tempo do algoritmo de rastreamento de máxima potência, para que seu funcionamento e, conseqüentemente, a geração fotovoltaica, não sejam afetados.

O algoritmo de MPPT mede a potência do arranjo fotovoltaico P_{pv} , que normalmente é igual à potência CC do Conversor Primário P_{cc1} . A atuação do sistema de armazenamento, comandada pelo Conversor Secundário no SIGERA-LEMT, altera a potência recebida pelo Conversor Primário, que executa um algoritmo MPPT. A alteração realizada pelo Conversor Secundário e pelo sistema de armazenamento sobre a potência CC medida pelo Conversor Primário será chamada de Potência de Perturbação, P_{pert} . Ou seja, a relação entre essas potências é dada pela equa-

ção (4.24).

$$P_{cc_1} = P_{pert} + P_{pv} \quad (4.24)$$

A Potência de Perturbação, por sua vez, é dada pela equação (4.25).

$$P_{pert} = v_{pv} i_{bat} \quad (4.25)$$

De forma geral, algoritmos MPPT buscam maximizar uma função $P_{pv}(v_{PV})$. Eles controlam a tensão CC sobre o arranjo fotovoltaico de forma a maximizar a potência extraída. O Conversor Primário mede, de fato, P_{cc_1} e busca maximizá-lo assumindo que $P_{cc_1}(v_{pv}) = P_{pv}(v_{pv})$, alheio ao fato de que a relação entre essas potências, nesse caso, é dada pela equação (4.24).

O Conversor Secundário controla a potência de Perturbação P_{pert} . O objetivo é que, independentemente de P_{pert} , a potência extraída do arranjo fotovoltaico seja máxima. A tensão determinada pelo MPPT sob perturbação deve ser a mesma que a tensão que seria determinada sem perturbação. Assumindo que o MPPT do Conversor Primário determina o máximo da função $P_{cc_1}(v_{pv})$, é preciso que seja válida a equação (4.26). Ou seja, queremos que o ponto de máximo das funções $P_{pv}(v_{pv})$ e $P_{cc_1}(v_{pv})$ sejam iguais, independentemente da Potência de Perturbação.

$$\arg \max_{v_{pv}} [P_{cc_1}(v_{pv})] = \arg \max_{v_{pv}} [P_{pv}(v_{pv})] \quad (4.26)$$

Usando a equação (4.25), chegamos à equação (4.27).

$$\arg \max_{v_{pv}} [P_{pert}(v_{pv}) + P_{pv}(v_{pv})] = \arg \max_{v_{pv}} [P_{pv}(v_{pv})] \quad (4.27)$$

Uma forma trivial de satisfazer à equação (4.27) é fazer de $P_{pert}(v_{pv})$ uma constante. Dessa forma, faz-se apenas um deslocamento vertical sobre a função $P_{pv}(v_{pv})$ e o ponto de máximo não sofre alteração em relação à tensão.

Uma forma então de fazer com que o sistema de armazenamento possa desempenhar sua função e, ainda assim, não desviar o MPPT do MPP real é fazer que P_{pert} varie em degraus em uma escala de tempo maior que o período de amostragem do MPPT. Dada uma variação de P_{pert} , o MPPT pode interpretar que houve uma mudança de potência devido à variação da tensão v_{pv} e alterar o ponto de operação v_{pv} em um passo Δv_{pv} de forma a maximizar a potência medida. Essa variação de v_{pv} pode ou não ser no sentido correto de maximização da potência do arranjo fotovoltaico. Com P_{pert} constante nas próximas amostras do algoritmo MPPT, ele tenderá ao ponto de máximo correto.

Tendo em vista essa condição para a variação de potência, o sistema de geração de referência para a potência da bateria foi implementado em C++ possuindo um

funcionamento discretizado em frequência menor que o restante dos controladores do Conversor Secundário. Assim, a perturbação sobre a potência CC do Conversor Primário só varia em determinados períodos no tempo. As malhas internas à geração da referência de potência do sistema de armazenamento garantem um controle rápido da corrente da bateria para manter P_{pert} suficientemente constante entre mudanças em degrau na sua referência.

O critério para a escolha do tempo de discretização tem como base o período de atuação do algoritmo de MPPT escolhido para o Conversor Primário. Para as simulações feitas nesta etapa, a referência de potência para o controle do sistema de armazenamento varia a cada segundo, enquanto o MPPT atua aproximadamente a cada 147 ms , um fator de aproximadamente 7 entre períodos de amostragem.

Capítulo 5

Resultados de Simulação

5.1 Resultados de Simulação do Controle de Rampa

Nas simulações dos controladores de potência da rede em rampa, foram utilizadas séries temporal de P_{pv} , medições de potência realizadas na UFV-AR pelo período de 1 ano, amostradas a 1 Hz e totalizando 301 dias de medições válidas. O primeiro dia de amostra é 10 de julho de 2019. Os 64 dias de amostras inválidas foram devidos a não operação da usina, ou seja, as 301 amostras não necessariamente são dias subsequentes. A Figura 5.1 exemplifica as séries históricas obtidas com um gráfico da potência gerada na UFV-AR no primeiro dia dentre os dados obtidos.

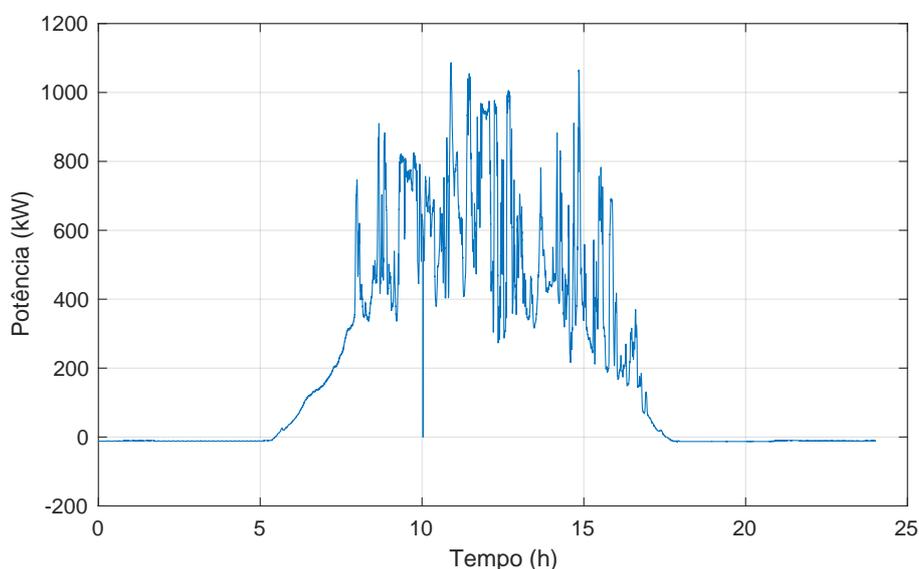


Figura 5.1: Exemplo de série histórica de geração da UFV-AR, o primeiro dia dentre os dados obtidos.

Como mencionado anteriormente os dados de geração fotovoltaica obtidos da usina UFV-AR foram utilizados para análise de desempenho do controlador proposto em simulação no programa *Simulink*.

5.1.1 Comportamento do controlador baseado no sinal de potência

A Figura 5.2 apresenta os resultados das grandezas envolvidas no controlador proposto no período de geração solar (5h às 18h) do dia 100 com uma taxa de variação limitada a $5\%/min$. Embora a potência da rede (p_g) rastreie a sua referência a maior parte do dia, fazendo com que a variação de potência na rede seja limitada a $5\%/min$, o estado de carga da bateria (SOC) atinge o seu limite inferior (26%) num determinado período deixando a potência da rede ao arbítrio da intermitência de radiação solar sobre os módulos fotovoltaicos.

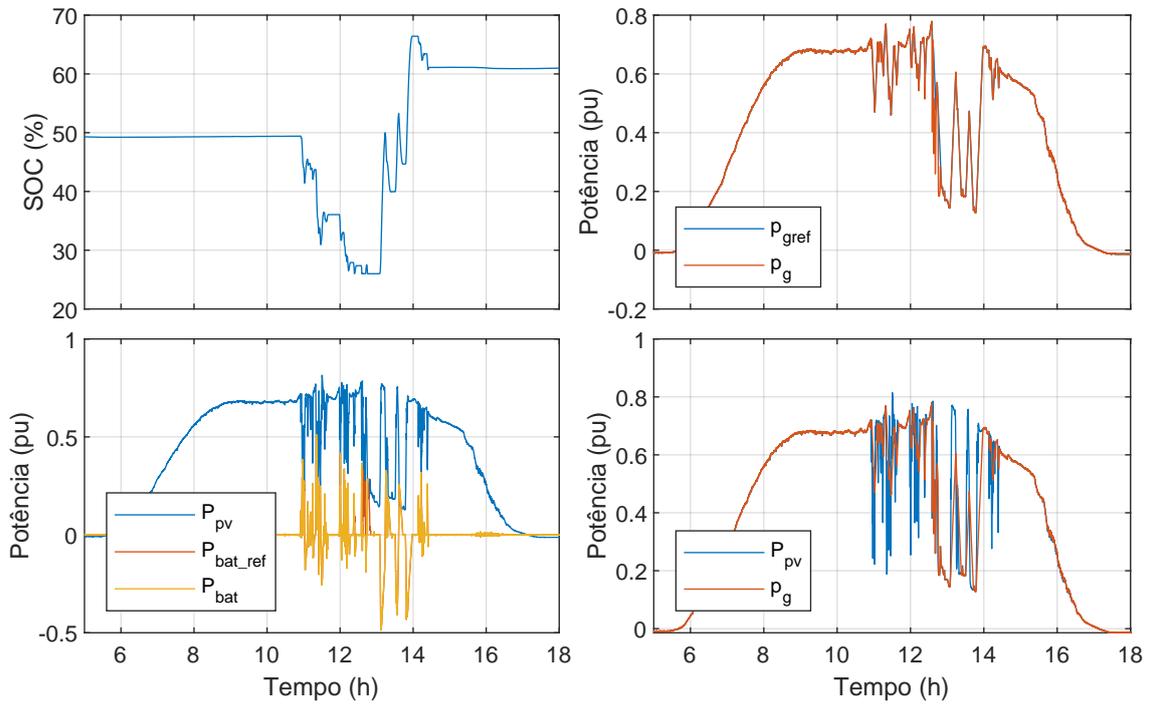


Figura 5.2: Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle baseado em potência somente, de 5h às 18h.

A Figura 5.3 mostra o detalhe entre 12 e 13 h do dia 100 dentre os 301 dias registrados, para Taxa de Variação limitada a $5\%/min$, para a simulação com controle baseado em potência apenas. Ela permite que se observe os instantes em que a potência na rede (p_g) deixa de seguir sua referência (p_{gref}), devido a indisponibilidade de energia da bateria. Ou seja, quando o SOC se atinge seu limite inferior de 26%.

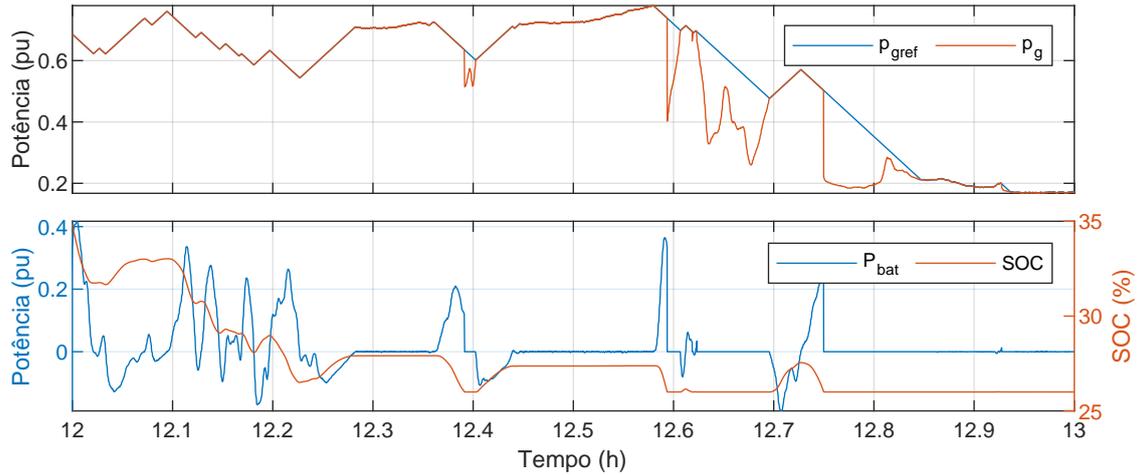


Figura 5.3: Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle baseado em potência somente, de 12h às 13h.

5.1.2 Comportamento do controlador baseado no erro de estado de carga - SOC

O controlador baseado em SOC apresentou um comportamento especialmente diferente em relação aos demais. A Figura 5.4 mostra um caso, do dia 100, com taxa de variação limitada a $5\%/min$. Embora a potência da rede rastreie sua referência pela maior parte do tempo, o comportamento do controlador é indesejado. A potência da rede satura em 1 pu quatro vezes, embora a potência solar não chegue a 0,9 pu. O controlador demonstra um comportamento oscilatório durante toda sua operação. Esse comportamento, no entanto, se intensifica ao longo do dia. Por último, à medida em que a produção solar decresce ao fim do dia, a oscilação entra em regime permanente e se sustenta mesmo quando não há produção solar. A Figura 5.5 apresenta com mais detalhes o comportamento do SOC e da potência na rede entre 12h e 13h.

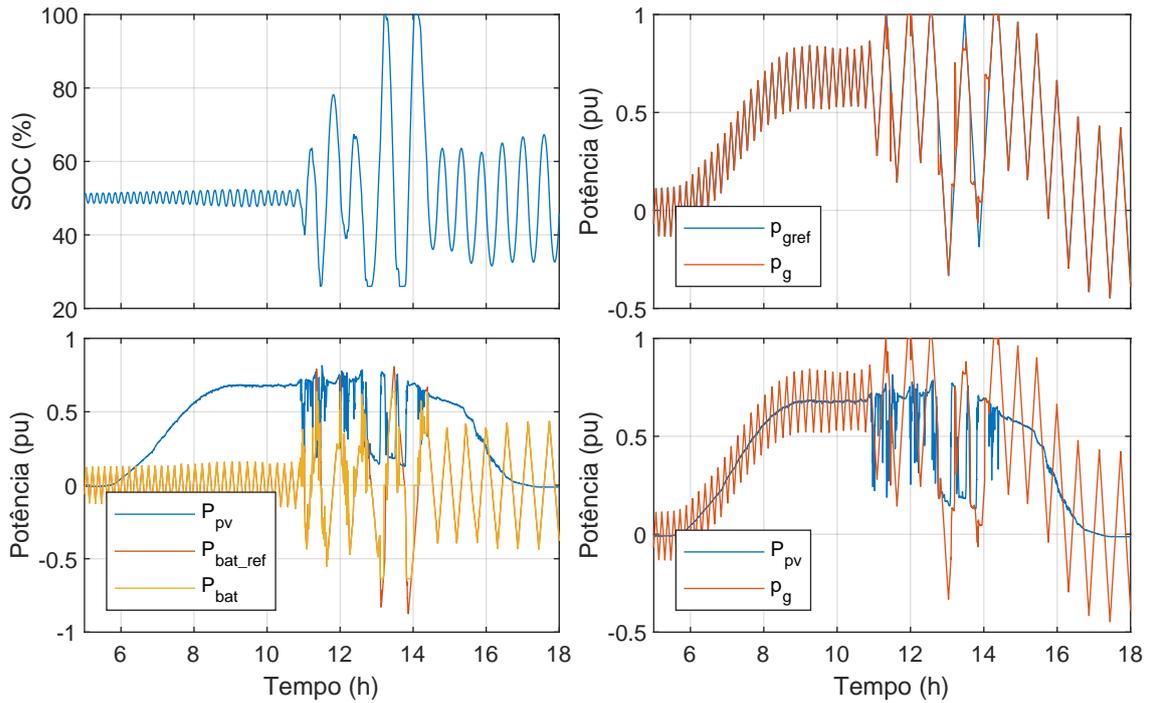


Figura 5.4: Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle baseado em erro de SOC somente, de 5h às 18h.

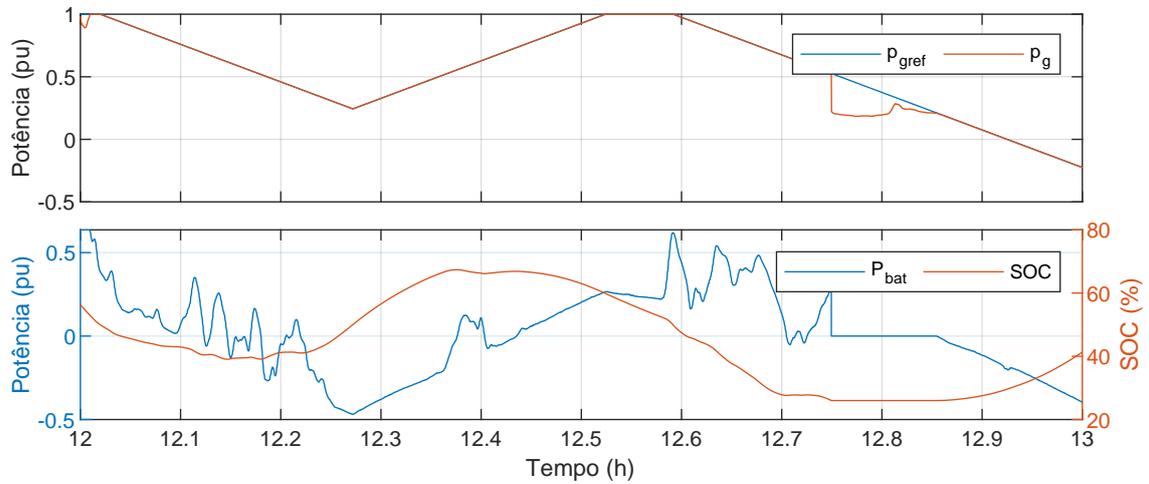


Figura 5.5: Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle baseado em erro de SOC somente, de 12h às 13h.

5.1.3 Comportamento do controlador proporcional misto

O mesmo conjunto de dados aplicado à simulação com controle baseado em potência da bateria e erro de SOC resultou no comportamento observado na Figura 5.6.

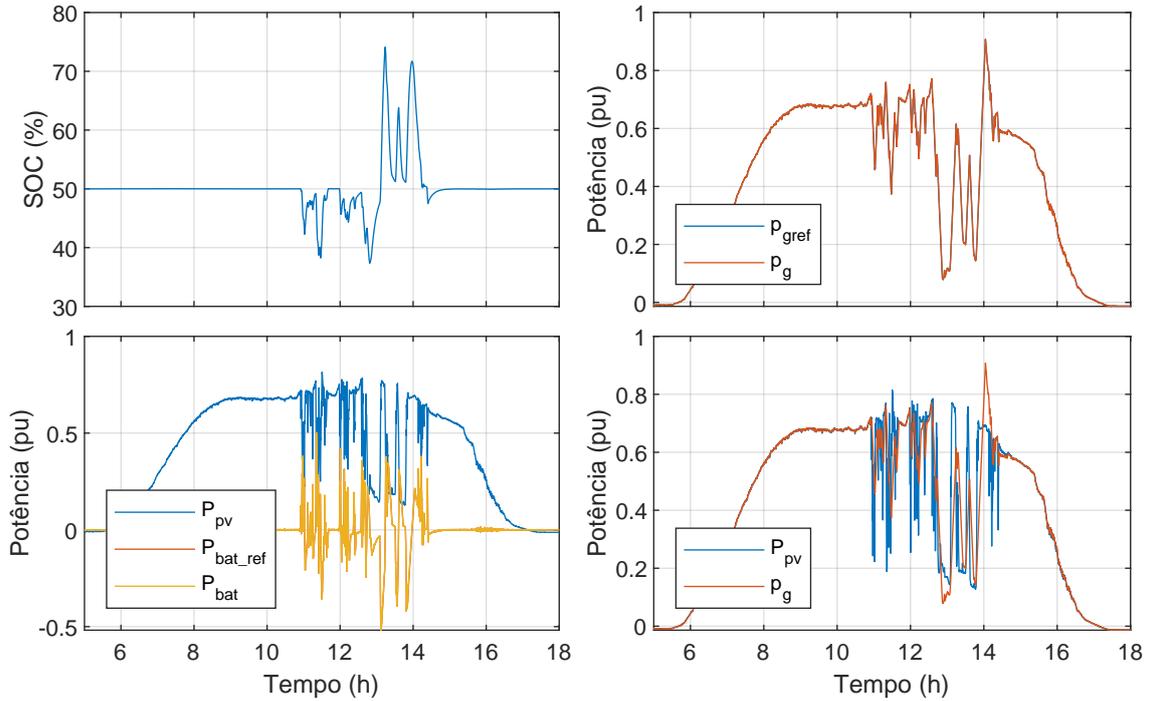


Figura 5.6: Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle misto de potência da bateria e SOC, de 5h às 18h.

A Figura 5.7 mostra que a potência da rede rastreia sua referência, potência e SOC seguem dentro de seus limites ao longo do dia.

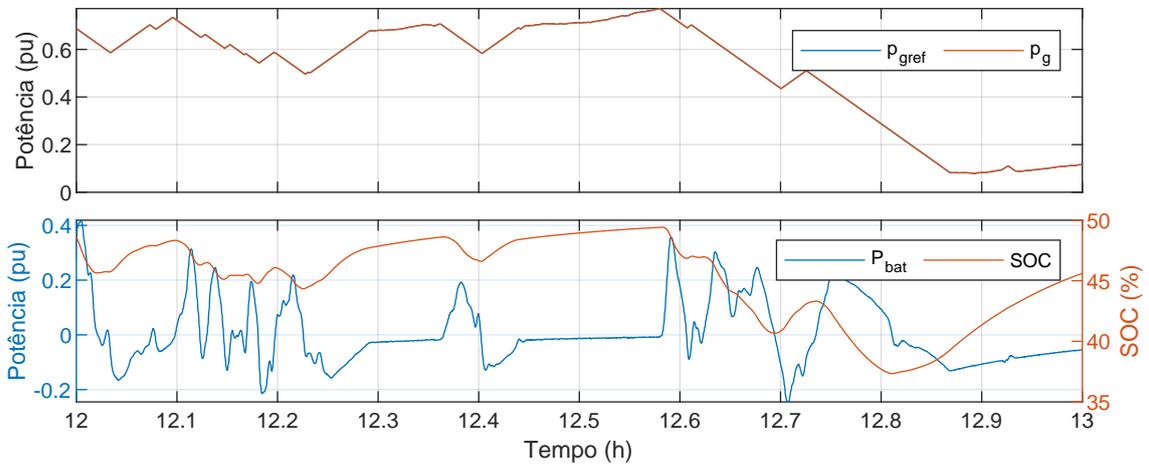


Figura 5.7: Dia 100, $TV_{max} = 5\%/min$, controle misto de potência da bateria e SOC, de 12h às 13h.

Os resultados apresentados suportam o uso do controlador misto. Eles dizem que, usando esse controlador, a potência da rede segue sua referência ou passa menos tempo sem conseguir rastrear a potência de referência. Portanto, o controlador misto foi implementado no equipamento, conforme comentado na capítulo anterior. Ou seja, os resultados experimentais apresentados nas seções seguintes foram obtidos com o controlador misto.

5.2 Resultados de Simulação SIGERA-LEMT

Diversas simulações foram desenvolvidas ao longo do projeto, tanto no PSCAD quando no Matlab/Simulink. Porém, nesta seção serão apresentados apenas a metodologia e resultados obtidos do que chamamos de ensaio de integração dos conversores no PSCAD. As simulações da etapa de integração têm por objetivo especificar o comportamento esperado dos equipamentos nos cenários de operação do protótipo SIGERA-LEMT.

5.2.1 Metodologia da simulação de integração no PSCAD

A etapa de simulação da integração dos conversores do sistema SIGERA-LEMT consiste da construção de grupos de testes, no PSCAD, utilizando a biblioteca desenvolvida ao longo do projeto. Essa biblioteca contém os blocos que emulam o funcionamento dos dois conversores, operando com seus respectivos códigos fontes (na linguagem C++), além dos modelos do sistema fotovoltaico e do banco de baterias.

A Figura 5.8 mostra o sistema simulado no PSCAD com os blocos de ambos os conversores implementando a interface entre o PSCAD com seus respectivos códigos fonte. A partir dele, os testes de integração foram construídos para especificar a operação de ambos os conversores conectados.

O primeiro grupo de testes tem por objetivo simular a operação sem a conexão do sistema fotovoltaico. Ou seja, ambos os conversores estão conectados entre si e com a rede elétrica, além de estarem conectados ao banco de baterias, mas o bloco com o modelo do arranjo fotovoltaico está desconectado (BRPV - aberto).

A partir deste grupo de testes, foram simulados cenários com a operação em potência nula, onde ambos os conversores não drenam, ou injetam, potência na rede elétrica; isso significa que a potência da bateria também é nula. O objetivo, neste caso, é especificar a dinâmica de inicialização do sistema e a interação entre ambos os conversores, mantendo suas potências sempre nulas em regime permanente.

Este cenário demandou o desenvolvimento de um protocolo de inicialização do sistema para os testes de simulação que também serão utilizados nos testes em bancada. A Figura 5.9 mostra o digrama desse protocolo de inicialização montado no PSCAD, onde ambos os conversores serão inicializados e conectados sem a fonte primária de potência, ou seja, sem o sistema de painéis fotovoltaicos.

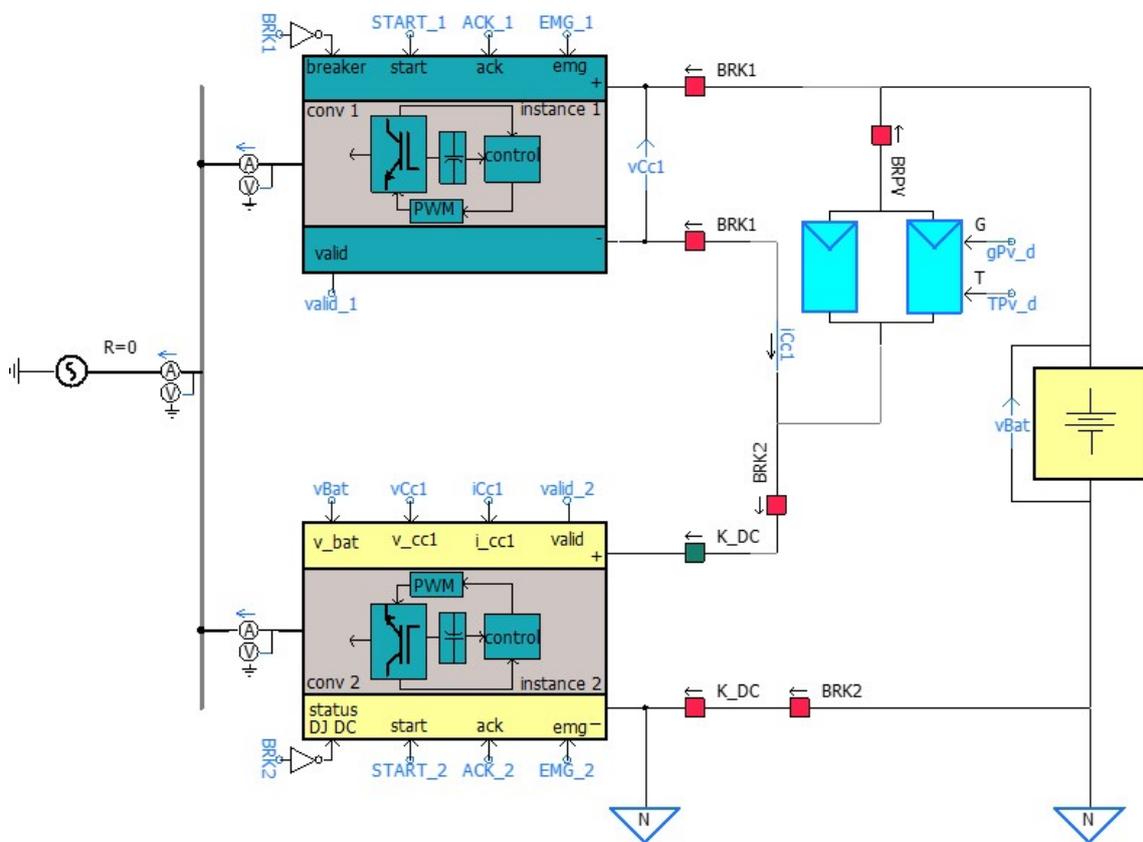


Figura 5.8: Sistema desenvolvido no PSCAD para simulação da etapa de integração: conversores conectados ao sistema de armazenamento.

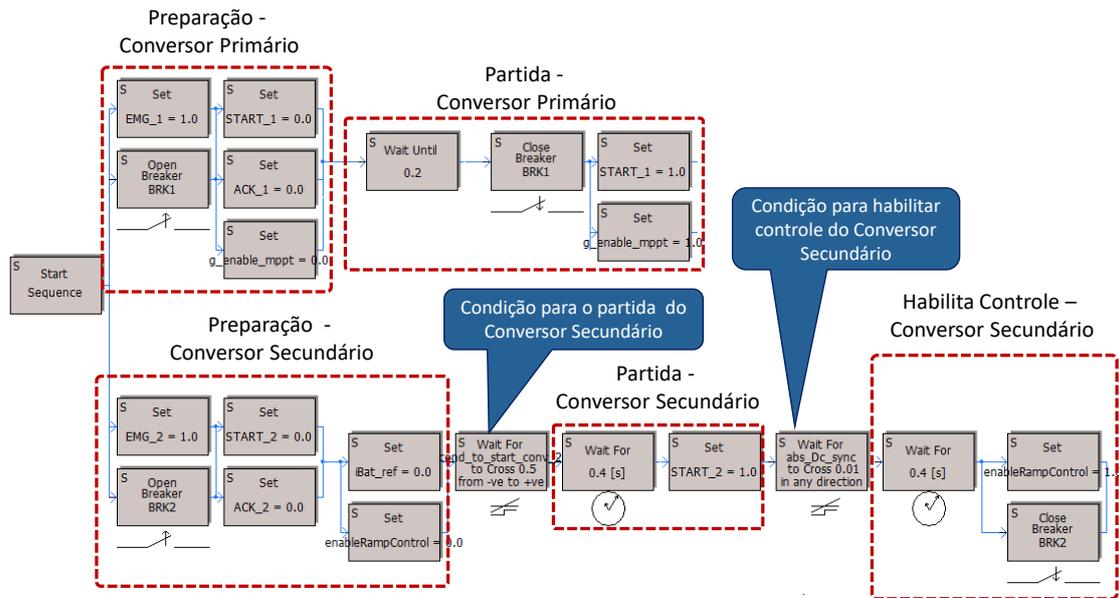


Figura 5.9: Protocolo de inicialização dos Conversores Primário e Secundário para testes de integração.

As etapas desse protocolo podem ser enumeradas da seguinte forma:

- Preparação - Conversor Primário:** No início dos testes, o Conversor Primário é preparado para ser inicializado através da configuração inicial de seus sinais de entrada e do fechamento do disjuntor que o conecta com o lado CC do sistema SIGERA-LEMT. Nos testes em questão, como o sistema fotovoltaico está desconectado, o controle de MPPT se mantém desativado;
- Partida - Conversor Primário:** Em seguida, o Conversor Primário é ligado, e então começa a carregar seu elo CC automaticamente. No protótipo, essa etapa consiste no ato do usuário ligar o Conversor Primário manualmente para iniciar os testes de integração;
- Preparação - Conversor Secundário:** Da mesma forma que no caso da preparação do Conversor Primário, todos os sinais de entrada e configurações do Conversor Secundário são feitos, incluindo a garantia de que o mesmo está desconectado do lado CC. Ou seja, o Conversor Secundário se mantém conectado apenas à rede CA até que sua etapa de inicialização esteja completa, e seu elo CC carregado no ponto de operação determinado. No protótipo, essa etapa significa que o usuário deve certificar-se de abrir o disjuntor que conecta o Conversor Secundário ao lado CC do sistema SIGERA-LEMT. Nessa etapa, nas simulações, também são inicializadas com o valor zero a referência da corrente da bateria e a chave do controle de rampa (ambas as configurações são necessárias na simulação do PSCAD, mas são feitas automaticamente na inicialização do código embarcado no equipamento).

- **Condição para partida do Conversor Secundário:** Essa etapa é necessária para garantir que o Conversor Primário já tenha carregado o seu elo CC em um nível de tensão no qual o Conversor Secundário poderá operar. Em outras palavras, como a referência de tensão CC do Conversor Secundário depende das tensões do sistema de baterias e do elo CC do Conversor Primário, é necessário que a diferença entre ambas esteja dentro de uma faixa adequada que não ultrapasse os requisitos de segurança (proteção) do Conversor Secundário. No protótipo, isso significa que o usuário deverá aguardar para ligar o Conversor Secundário até que o carregamento do elo CC do Conversor Primário esteja concluído, além de verificar que a diferença de potencial entre os terminais do lado CC esteja dentro dos limites de operação pré-estabelecidos (entre 150 V e 450 V) para a conexão do Conversor Secundário;
- **Partida - Conversor Secundário:** Uma vez tendo cumprido a condição anterior, o Conversor Secundário é ligado, e então começa a carregar seu elo CC automaticamente até alcançar o nível de tensão de referência, que é justamente a diferença entre as tensões do sistema de armazenamento e do elo CC do Conversor Primário;
- **Condição para habilitar o controle do Conversor Secundário:** Essa condição deve ser verificada para garantir que nem a conexão do Conversor Secundário ao lado CC do sistema e nem a habilitação do controle de corrente da bateria sejam permitidos até que o elo CC do Conversor Secundário alcance um valor seguro, que é a diferença entre as tensões CC do banco de baterias e do elo CC do Conversor Primário, para que não ocorra um surto de corrente CC quando fechar o contator (K_DC na Figura 5.8) responsável por conectar o sistema de armazenamento ao conversor secundário.
- **Habilita controle do Conversor Secundário:** Nesta etapa, ambos os conversores estão carregados e operando nos níveis de tensão adequados, dada a tensão do sistema de armazenamento. Além disso, todas as condições anteriores foram atendidas e o Conversor Primário opera com potência nula, após ter carregado seu elo CC. Então, o controle de corrente da bateria é habilitado automaticamente (através da leitura do estado do disjuntor do lado CC), passando a regular a corrente CC que flui pelo sistema de armazenamento, o que, no caso do teste em questão, significa manter a potência do Conversor Secundário e do sistema de baterias nulos em regime permanente.

Um segundo conjunto de testes visa simular a operação de ambos os conversores integrados, ainda desconectados do sistema fotovoltaico, e com o Conversor Secundário operando com sua potência nominal (24 kW). São analisados dois cenários

de fluxo de potência do Conversor Secundário: o primeiro com o banco de baterias sendo descarregado e o segundo com o mesmo sendo carregado, ambos os casos com potência nominal. Nesses testes, o mesmo protocolo de inicialização e operação mostrado na Figura 5.9 é cumprido com apenas uma diferença: após a última etapa, que habilita a malha de controle de corrente CC do Conversor Secundário, a referência de corrente CC da bateria é alterada para o valor associado a cada teste para injetar ou absorver potência nominal através Conversor Secundário.

Nessas simulações de potência nominal implementadas no PSCAD não foram realizados ensaios com o controle de rampa (camada 4 da Figura 4.2). Porém, a variável P_{bat_ref} recebe uma referência em rampa que não é um controle de rampa para suavização da intermitência, como poderá ser observado na Seção 5.2.2. Uma simulação com esse controle exigiria uma esforço computacional considerável (volume de dados e tempo de simulação), uma vez que por premissa de projeto a potência na rede deve se manter com taxas entre $1\%/min$ à $15\%/min$. O ensaio de integração completo, com todas as camadas de controle, foi testado apenas em bancada e será apresentado no Capítulo 6.

5.2.2 Simulação de integração no PSCAD

As simulações da etapa de integração tem por objetivo especificar o comportamento esperado dos equipamentos nos cenários de operação do protótipo SIGERA-LEMT. Na Seção 5.2.1, foram relatados os procedimentos, dentro do ambiente de simulação PSCAD, para a construção dos novos testes referentes a essa etapa. A seguir, os resultados das simulações destes testes são apresentados.

Teste de Integração - Potência Nula

O objetivo deste teste é avaliar o processo de inicialização dos dois conversores do sistema SIGERA-LEMT operando de forma conjunta, conectados ao sistema de armazenamento, mas desconectados do sistema fotovoltaico, ou seja, sem a presença da fonte primária de potência. O interesse dos resultados das Figuras 5.10 e 5.11 é estabelecer as curvas típicas de potência e tensão envolvidas no sistema SIGERA-LEMT, durante o processo de conexão, inicialização e operação em potência nula. Esses resultados, além de validarem o funcionamento dos códigos de controle de ambos os conversores, servem para determinar um comportamento esperado da operação dos equipamentos em bancada, durante os testes de integração.

A Figura 5.10 mostra as curvas de potência ativa de ambos os conversores (P_{cc1} e P_{cc2}) e no ponto de conexão comum do lado CA (P_{grid}), enquanto a Figura 5.11 mostra as curvas de tensão CC de ambos os conversores (v_{cc1} e v_{cc2}) e do sistema de armazenamento (v_{bat}). Todos os sinais estão referenciados às suas respectivas

bases de potência e de tensão CC do sistema SIGERA-LEMT (35 kVA e 580 V, respectivamente), e a convenção do fluxo de potência positiva significa potência injetada na rede. No caso da Figura 5.10, como as curvas estão negativas, isso significa que as potências ativas de ambos os conversores estão fluindo no sentido de carregar seus elementos passivos (filtro CA e elo CC), durante o processo de conexão e inicialização dos equipamentos, ou seja, os conversores estão absorvendo potência.

No instante inicial ($t = 0$ s), ambos os conversores são conectados à rede CA, estando desconectados do lado CC do sistema, e com seus respectivos controles desabilitados. Essa etapa de conexão provoca o transiente potência observado na Figura 5.10, até o instante t_1 , que é devido ao carregamento dos elos CC dos conversores pelo processo de retificação, conforme mostrado na Figura 5.11; o pico de potência, que se mantém abaixo de 0,15 pu para ambos os conversores, está associado à dinâmica do filtro de cada equipamento, durante a conexão com a rede CA.

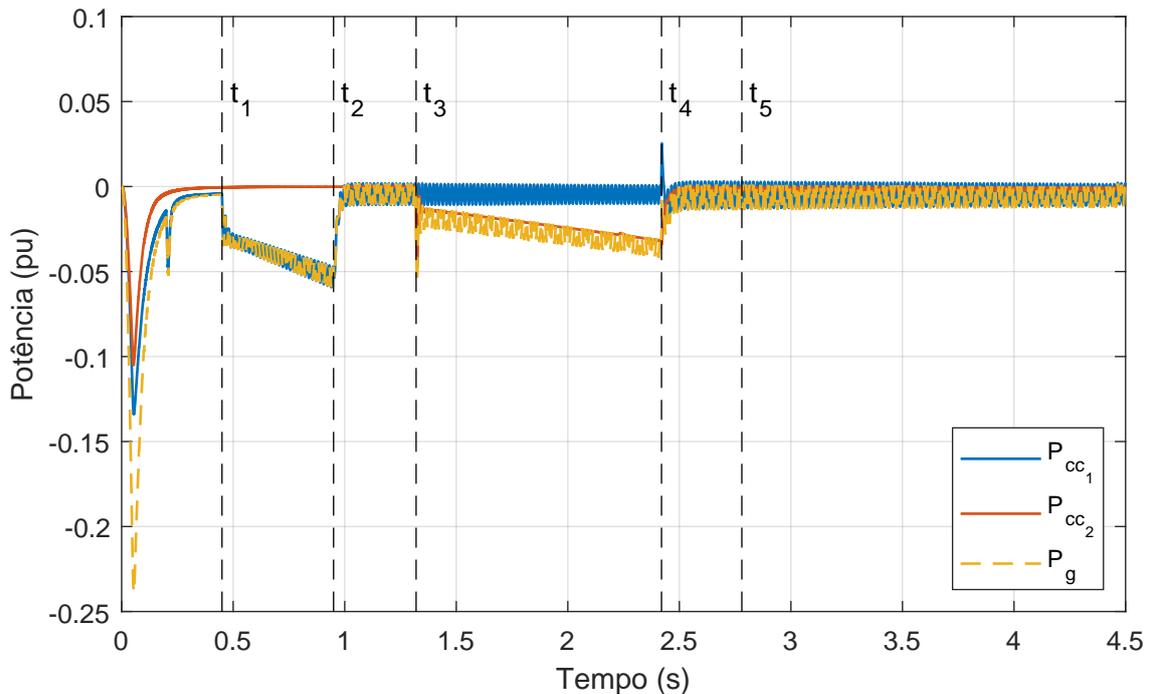


Figura 5.10: Potências na rede e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nula - simulação de integração (PSCAD).

A partir do instante t_1 , o Conversor Primário entra em operação com o objetivo de carregar seu elo CC (curva azul na Figura 5.11) em rampa, até atingir o valor de referência, no instante t_2 , e manter sua tensão CC regulada a partir de então; Nesse teste, o sistema fotovoltaico está desconectado, e portanto não há a atuação da malha de controle de MPPT.

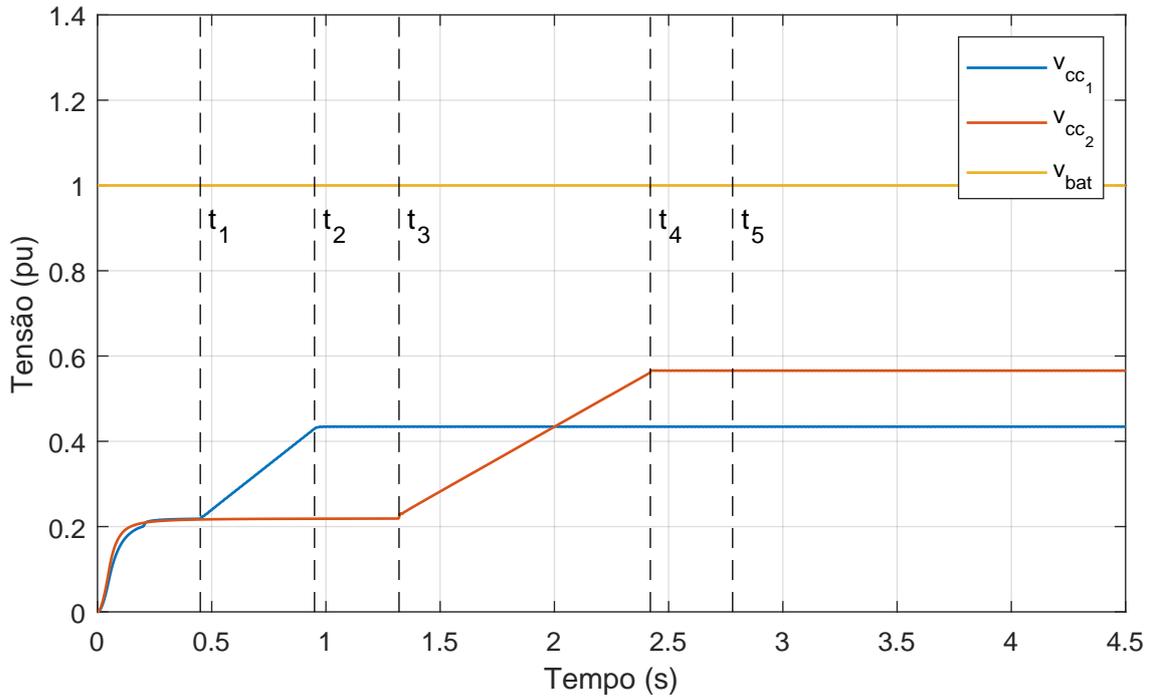


Figura 5.11: Tensões CC do sistema de baterias e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nula - simulação de integração (PSCAD).

Uma vez regulado o elo CC do Conversor Primário, o Conversor Secundário pode entrar em operação e, então, no instante t_3 , o controle do Conversor Secundário é ativado e passa a carregar o seu elo CC (curva vermelha na Figura 5.11) até atingir o valor de referência, que é a diferença entre a tensão do sistema de armazenamento (curva amarela na Figura 5.11), e a tensão CC do Conversor Primário.

O processo de carregamento do elo CC de ambos os conversores – entre os instantes t_1 e t_2 para o Conversor Primário, e entre os instantes t_3 e t_4 para o Conversor Secundário, demanda potência ativa da rede CA, conforme mostrado na Figura 5.10. Após o carregamento do lado CC de ambos os equipamentos se completar, suas respectivas potências ativas voltam para o valor nulo.

Após a regulação de ambos os elos CC, os equipamentos são conectados ao lado CC do sistema, no instante t_5 , e suas potências permanecem nulas, conforme mostrado na Figura 5.10, e sem oscilações de tensão CC (Figura 5.11). Isso significa que ambos os equipamentos conseguem operar em harmonia, conectados ao sistema de armazenamento, e com seus respectivos controles de tensão CC desacoplados, ou seja, não interferem entre si.

5.2.3 Teste de Integração - Potência Nominal

Neste grupo de testes, o objetivo é especificar a operação do sistema SIGERALEMT conectado ao sistema de armazenamento, mas desconectado do sistema fotovoltaico, e com o Conversor Secundário carregando e descarregando o banco de

baterias com potência nominal; ambos os conversores são simulados com seus respectivos códigos de controle, visando analisar a integração dos equipamentos em um cenário onde o Conversor Secundário opera com o controle de corrente da bateria e o Conversor Primário apenas regula a tensão de seu elo CC.

A Figura 5.12 mostra as curvas de potência ativa de ambos os conversores (P_{cc_1} e P_{cc_2}) e no ponto de conexão comum do lado CA (P_{grid}), enquanto a Figura 5.13 mostra as curvas de tensão CC de ambos os conversores (v_{cc_1} e v_{cc_2}) e do sistema de armazenamento (v_{bat}). Entre os instantes t_1 e t_5 , observa-se o mesmo perfil de curvas mostrado nas Figuras 5.10 e 5.11, referentes a inicialização, conexão e operação em potência nula.

A partir do instante t_5 , o Conversor Secundário recebe uma referência de corrente da bateria, que passa a carregar o sistema de armazenamento com um perfil de potência em rampa até o instante t_6 , quando chega ao valor nominal de potência do Conversor Secundário (curva vermelha na Figura 5.12); entre os instantes t_5 e t_6 a tensão do Conversor Secundário é elevada, também em rampa, conforme mostrado na Figura 5.13. Nesse caso, o sistema de armazenamento é carregado com a potência de 35 kW, enquanto a potência do Conversor Secundário é de apenas 21,7 kW.

Esses resultados mostram o perfil de curvas de potência e de tensão esperados durante a etapa de operação do sistema SIGERA-LEMT.

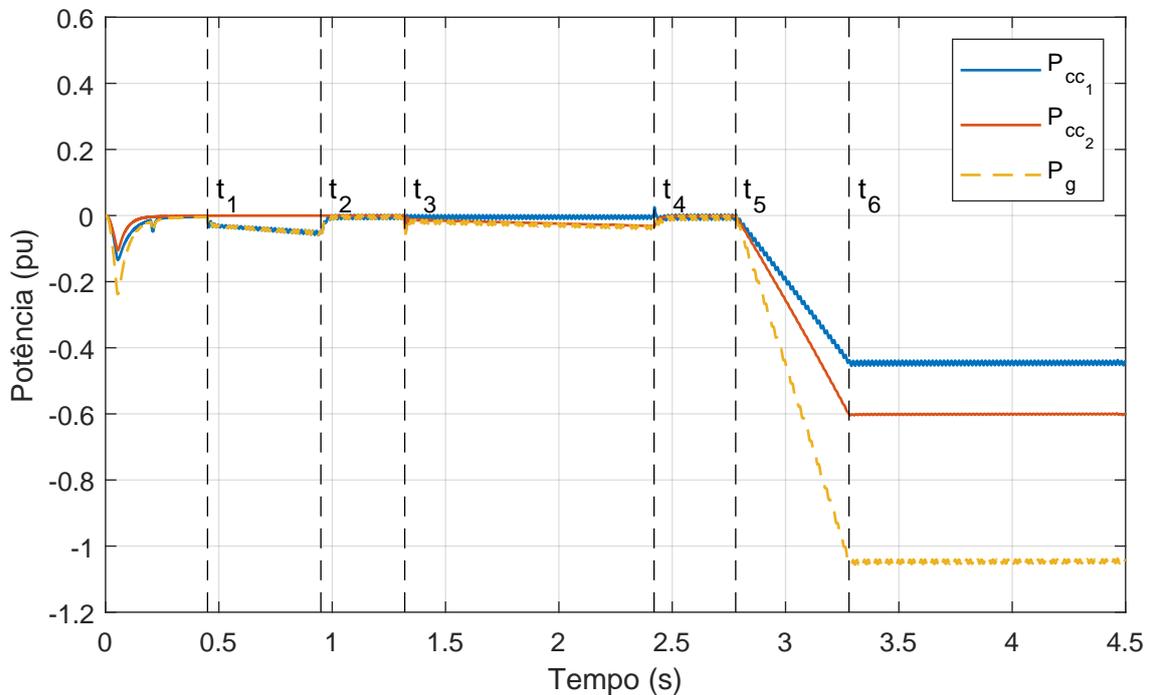


Figura 5.12: Potências na rede e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nominal carregando a bateria - simulação de integração (PSCAD).

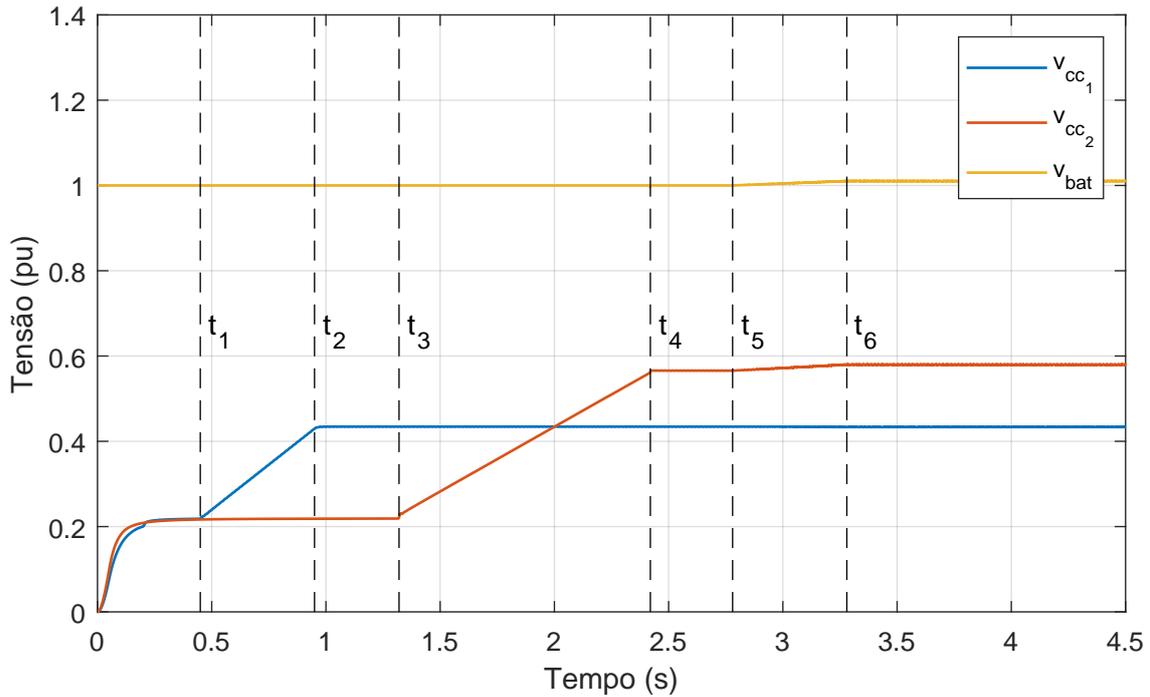


Figura 5.13: Tensões CC do sistema de baterias e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nominal carregando a bateria - simulação de integração (PSCAD).

Da mesma forma que as Figuras 5.12 e 5.13, as Figuras 5.14 e 5.15 mostram a operação integrada do sistema SIGERA-LEMT, com ambos os conversores conectados ao sistema de armazenamento e operando com potência nominal a partir do instante t_6 , mas, nesse caso, o banco de baterias está sendo descarregado pelo Conversor Secundário. A partir do instante t_5 , o Conversor Secundário recebe uma referência em rampa (Figura 5.14) para a corrente da bateria, emulando a dinâmica esperada pelo controle de corrente em rampa; entre os instantes t_5 e t_6 a tensão do Conversor Secundário é reduzida, também em rampa, conforme mostrado na Figura 5.15. Nesse caso, o sistema de armazenamento é descarregado com a potência nominal, de 35 kW, enquanto a potência do Conversor Secundário é de apenas 19,4 kW.

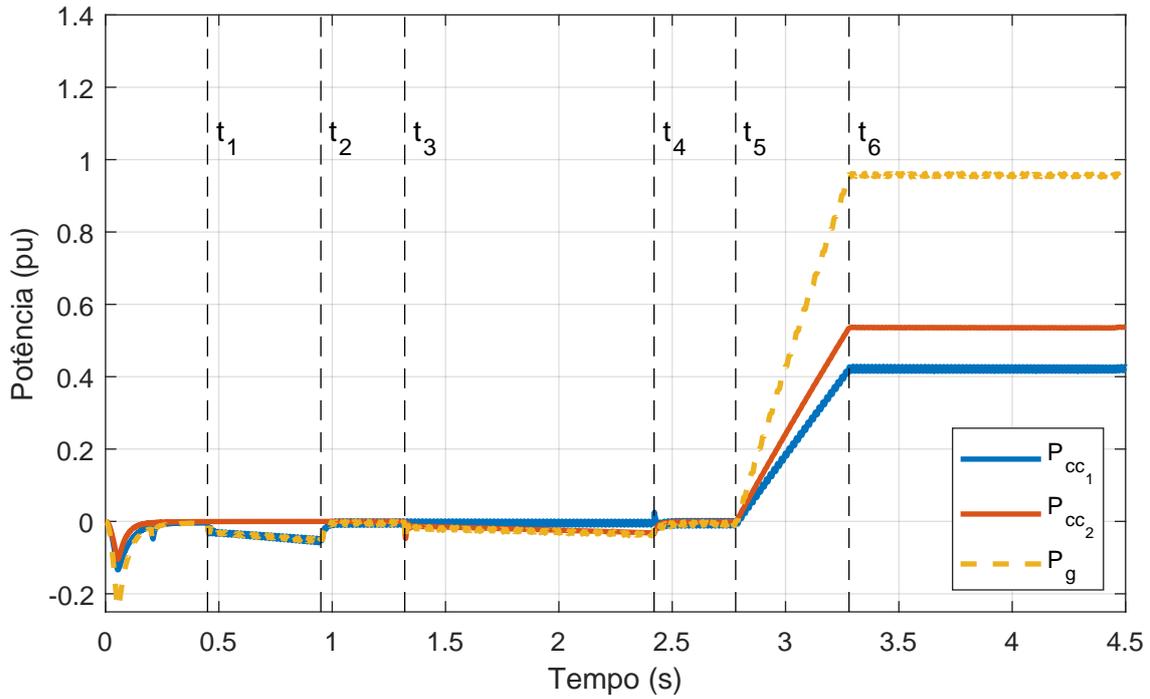


Figura 5.14: Potências na rede e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nominal descarregando a bateria - simulação de integração (PSCAD).

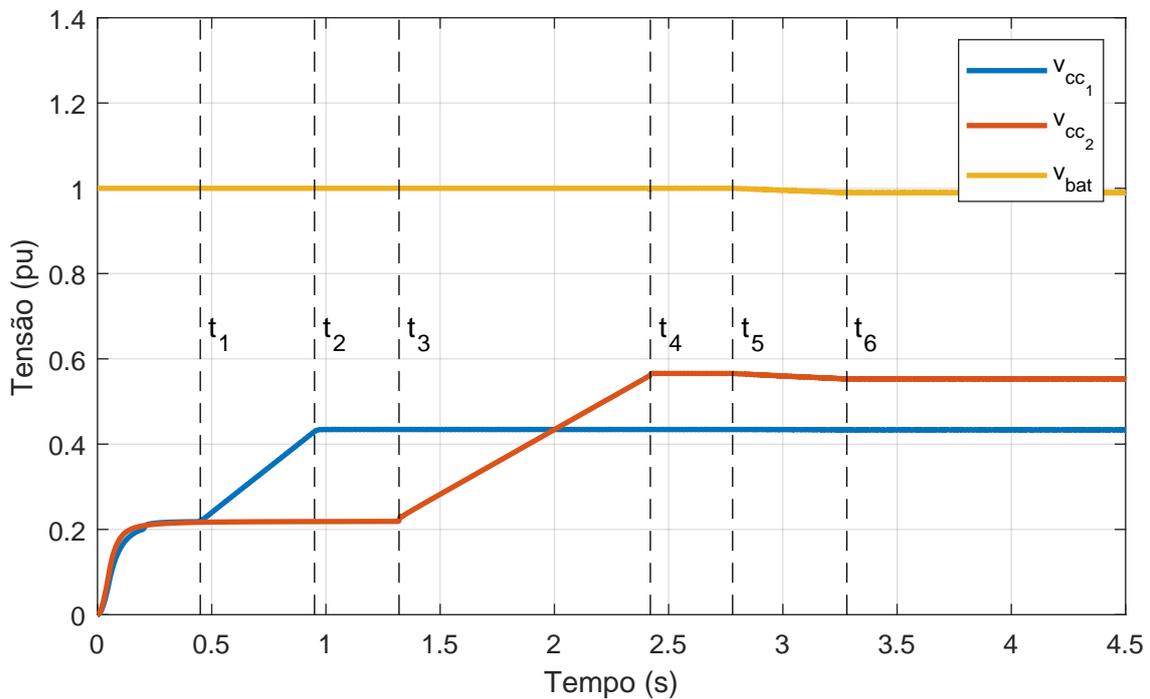


Figura 5.15: Tensões CC do sistema de baterias e dos Conversores Primário e Secundário durante o teste de potência nominal descarregando a bateria - simulação de integração (PSCAD).

Capítulo 6

Resultados Experimentais

Os ensaios realizados com os conversores, banco de baterias e arranjos fotovoltaicos têm por objetivo implementar as estratégias de controle propostas nesse projeto e verificar o comportamento esperado dos equipamentos nos cenários de operação do protótipo SIGERA-LEMT. Os resultados foram obtidos experimentalmente e são apresentados nas seções subsequentes.

Os primeiros ensaios foram realizados apenas no Conversor Primário, Seção 6.1, em janeiro de 2021, com o objetivo de avaliar o comportamento da geração solar, levando em consideração as condições de montagem do conversor mais arranjos e avaliar o comportamento do controle de corrente e controle de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). A Seção 6.2 apresenta os resultados do ensaio de integração — ensaio envolvendo todos os equipamentos do protótipo SIGERA-LEMT, Conversor Primário, Conversor Secundário, arranjos fotovoltaicos, banco de baterias. Alguns resultados preliminares do ensaio de integração são apresentados no Apêndice B.1, já o Apêndice B.2 apresenta algumas melhorias de controle implantadas no protótipo SIGERA-LEMT.

6.1 Ensaio Conversor Primário com módulos fotovoltaicos

Durante o dia 29/01/2021, o protótipo SIGERA-LEMT foi posto em operação somente com o Conversor Primário e o arranjo fotovoltaico de 24 kW. Esse ensaio visa verificar o desempenho do Conversor Primário no controle da geração durante um período de um dia, exposto a mudanças na geração devido a intermitências climáticas. Tais resultados se mostram importantes para as análises dos resultados da operação do protótipo SIGERA-LEMT completo, ou seja, conversores, bateria e módulos fotovoltaicos. As medições foram feitas com o medidor FLUKE 435 *Series II - Power Quality and Energy Analyzer* pelo seguinte procedimento:

- A medição pelo Fluke foi ligada às 11:06:11;
- O Conversor Primário foi ligado às 11:06:25 sem o controle por rastreamento de máxima potência;
- O MPPT do Conversor Primário foi acionado às 11:07:35;
- O Conversor Primário foi desligado de forma intencional às 17:12:48;
- A medição foi desligada às 17:13:10.

A Figura 6.1 mostra as medições da potência de entrada (no lado CC) em azul e de saída (no lado CA) em vermelho. Nos resultados obtidos, a potência ativa de entrada aumentou até atingir 17,5 kW em torno de 12:30 h, quando começou a diminuir até 2,5 kW entre 17:00 h e 17:30 h. A potência de saída do conversor apresentou dinâmica semelhante, com uma esperada diferença devido às perdas do equipamento. Deve ser destacado também que intermitências climáticas causaram uma redução rápida superior a 5 kW por volta de 14:30 h, percebida tanto pela potência de entrada quanto de saída.

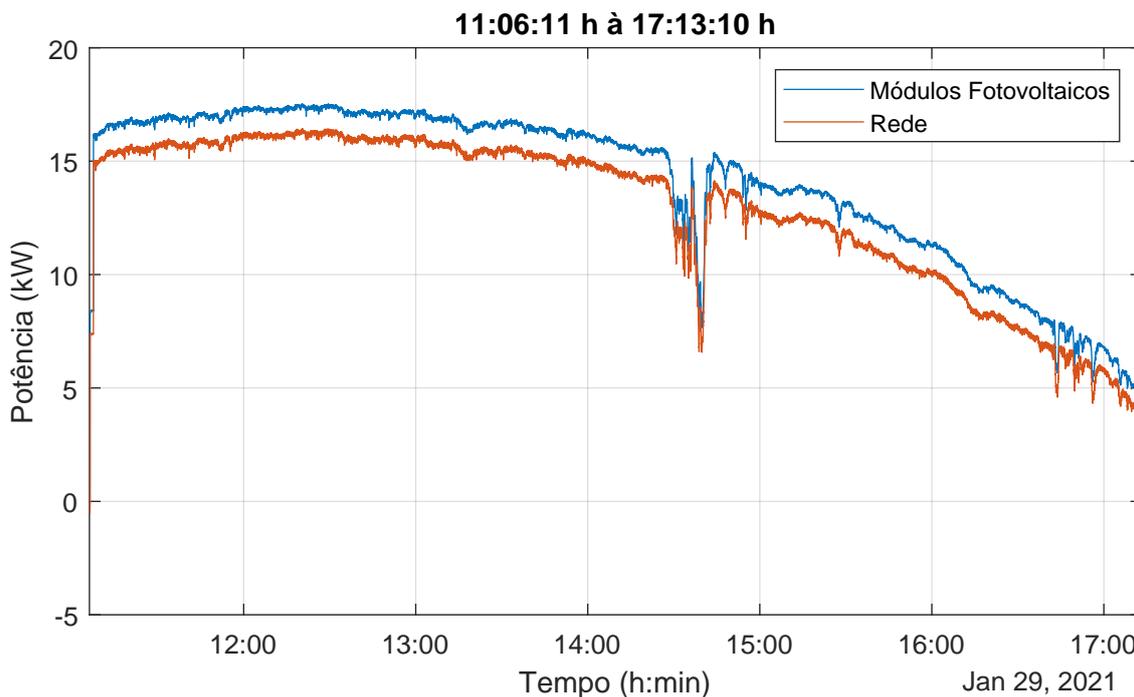


Figura 6.1: Potência de entrada (Azul) e de Saída (Vermelho) do conversor Primário.

A Figura 6.2 mostra a eficiência do Conversor Primário durante o experimento. Nota-se que a eficiência do sistema foi superior a 80% durante toda a operação, além de superior a 90% durante a parte do dia com maior capacidade de geração. Visto que o equipamento tem uma potência nominal de 35 kVA, o conversor apresentou uma eficiência em torno de 85% para geração em 2,5 kW (0,0714 pu do equipamento)

e 92,5% quando gerando 17,5 kW (0,5 pu), devendo apresentar eficiência maior ainda quanto mais próximo de sua potência nominal. A Figura 6.2 mostra que, assim como as potências de entrada e saída, a eficiência também foi afetada pela intermitência por volta de 14:30 h.

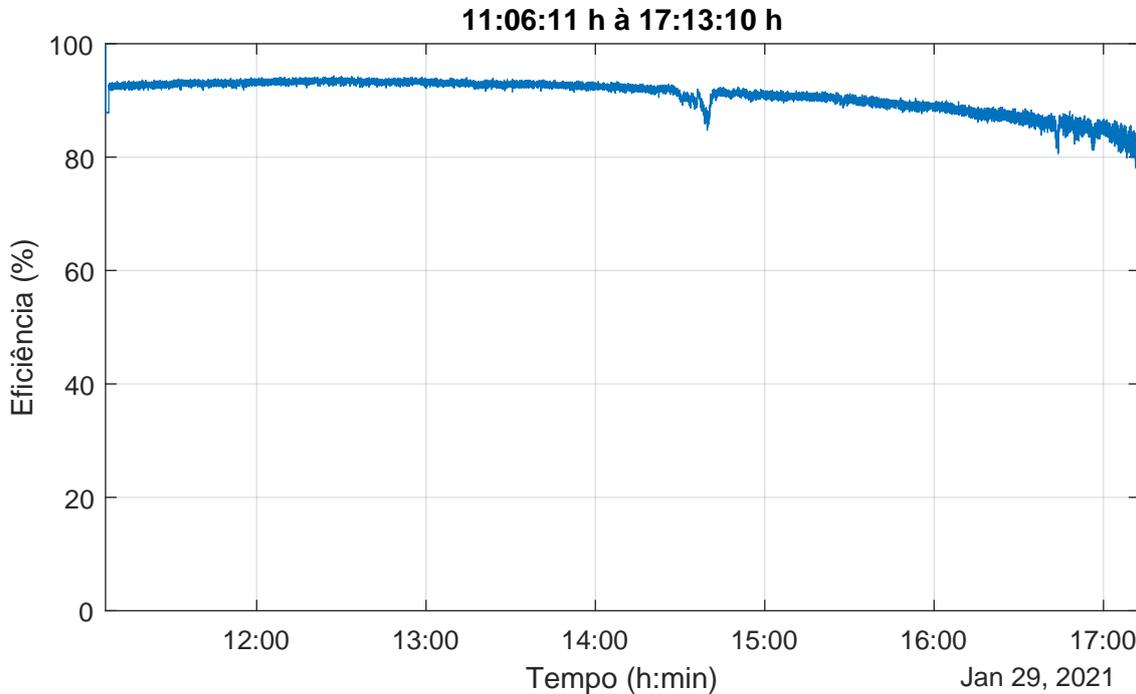


Figura 6.2: Eficiência do Conversor Primário ao longo do ensaio.

A Figura 6.3 mostra o comportamento da tensão (v_{pv}) e corrente (i_{pv}) no lado CC do Conversor Primário. A corrente CC apresentou comportamento semelhante às potências na Figura 6.1, enquanto a tensão CC permaneceu com valores entre 210 e 230 V. Interessante notar que o efeito da intermitência é mínimo na tensão CC e considerável na corrente CC do conversor, indicando a ação de sombreamento reduzindo a irradiação solar no arranjo.

A Figura 6.4 mostra as medições em RMS de correntes de linha no lado CA do Conversor Primário. As correntes CA apresentaram comportamento idêntico entre si quanto a amplitude, também semelhante as potências na Figura 6.1. Conforme esperado, a intermitência causada na geração foi refletida para as correntes de linha no lado CA do conversor.

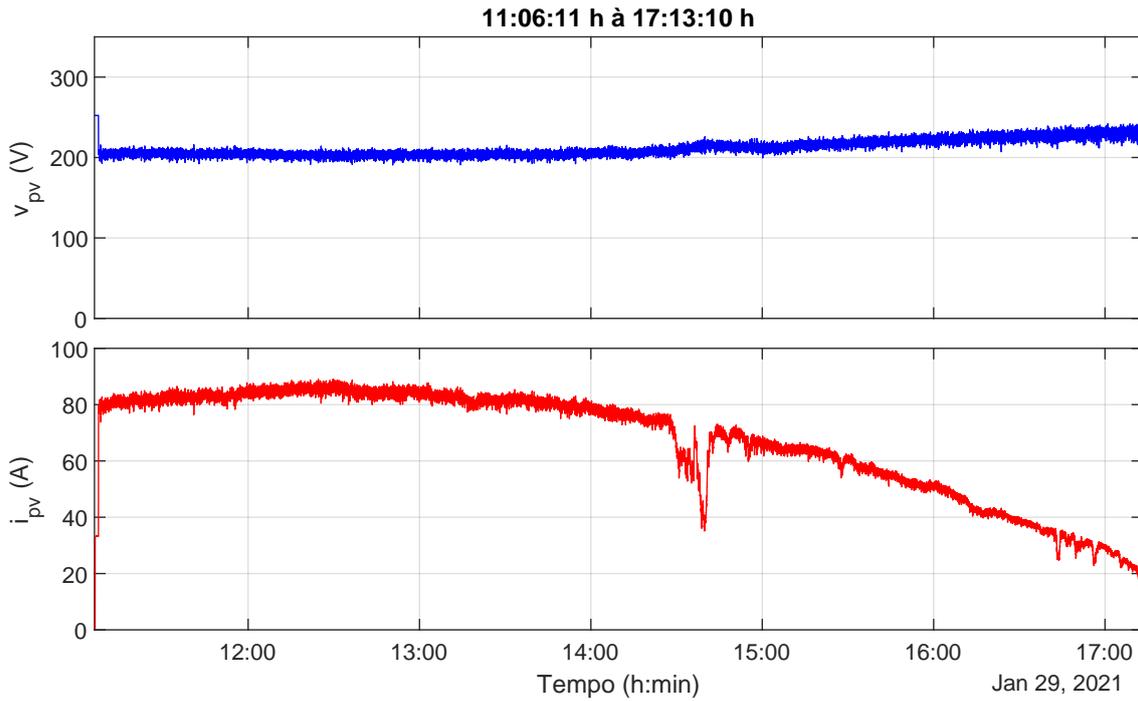


Figura 6.3: Tensão (v_{pv}) e corrente (i_{pv}) lado CC do Conversor Primário.

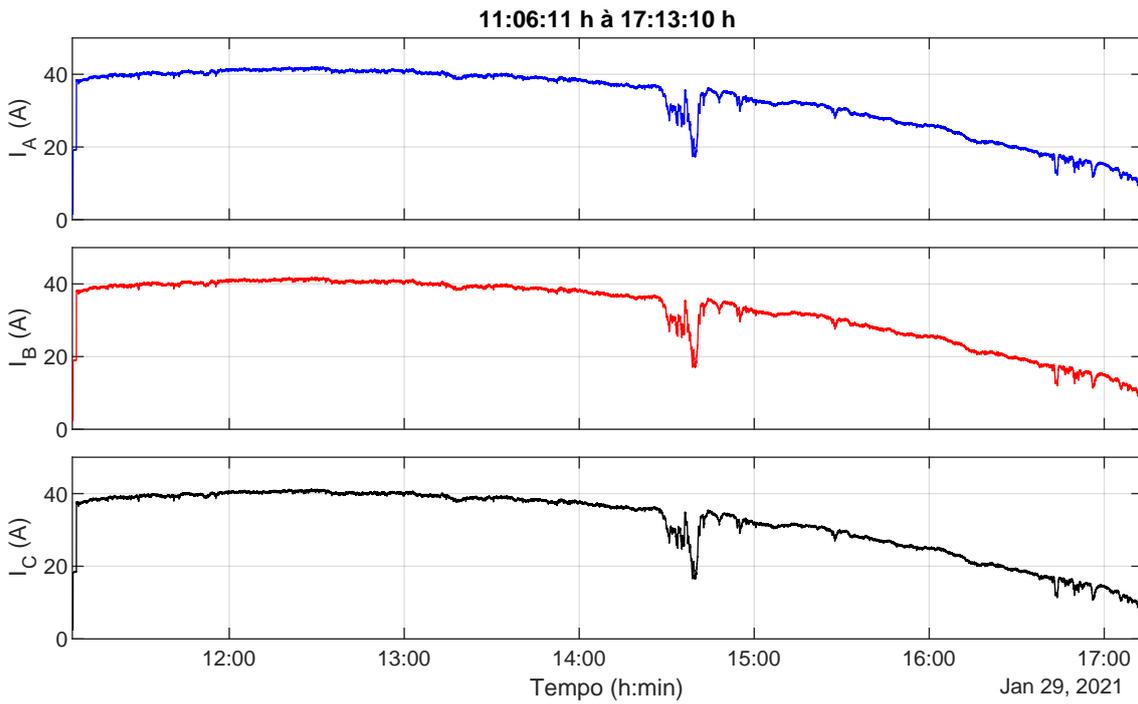


Figura 6.4: Perfil de corrente RMS do Conversor Primário.

6.2 Ensaio de integração do protótipo SIGERALEMT

Este ensaio, visa, em resumo, observar a potência injetada na rede pelo sistema de forma suave, sem variações bruscas, formando uma rampa cuja inclinação é um parâmetro determinado por um operador. Como parâmetro de projeto a maior inclinação é de 15% por minuto e a menor de 1% por minuto. Quando há uma mudança na potência gerada pelos módulos fotovoltaicos, a bateria fornece ou absorve a energia necessária, instantaneamente, fazendo com que a potência injetada na rede não varie bruscamente e obedeça ao parâmetro de variação determinada pelo operador, ou seja, a uma taxa de variação específica.

Para melhor explicar e apresentar ao leitor os dados medidos, os resultados apresentados nas figuras a seguir foram divididos em três ensaios: Ensaio 1, Ensaio 2 e Ensaio 3, cujas grandezas observadas, são:

- Potência gerada pelos arranjos fotovoltaicos (P_{pv}) e potência injetada na rede (P_g), durante todo o ensaio;
- Potência gerada pelos arranjos fotovoltaicos (P_{pv}) e potência injetada na rede (P_g), durante um período de análise;
- Corrente CC dos arranjos fotovoltaicos (i_{pv}), corrente da bateria (i_{bat}) e corrente do Conversor Primário (i_{cc1}), durante um período de análise;
- Tensão CC do Conversor Primário (v_{cc1}), tensão CC do Conversor Secundário (v_{cc2}) e tensão da bateria (v_{bat}), durante um período de análise;
- Potência gerada pelos arranjos fotovoltaicos (P_{pv}), potência do Conversor Primário (P_{cc1}), potência da bateria (P_{bat}) e potência do Conversor Secundário (P_{cc2}), durante um período de análise;
- SOC - *State Of Charge* da bateria (%), durante um período de análise;
- Razão entre as potências do Conversor Secundário e bateria (λ), durante um período de análise.

A principal característica dos ensaios e tempo de duração são descritos abaixo:

- ensaio 1 - 14/03/2022 entre 13:59 h à 16:43 h, configuração de rampa em 15% por minuto. Obs: rampas provocadas por conexão e desconexão dos arranjos fotovoltaicos, neste caso, visando medir a taxa de variação da potência na rede de acordo com o *preset* de 15%/min;

- ensaio 2 - 15/03/2022 entre 09:22 h à 16:43 h, configuração de rampa em 15% por minuto. Obs: rampas provenientes das intermitências de radiação sobre os arranjos fotovoltaicos, neste caso, visando a mitigação da intermitência da potência na rede;
- ensaio 3 - 18/03/2022 entre 10:49 h à 16:18 h, configuração de rampa em 10% por minuto. Obs: rampas provocadas por conexão e desconexão dos arranjos fotovoltaicos, neste caso, visando medir a taxa de variação da potência na rede de acordo com o *preset* de 10%/min.

Para estes ensaios utilizamos os seguintes equipamentos de medição: Analisador de potência e qualidade de energia *Fluke 435-II*; Oscilógrafo *Yokogawa ScopeCorder DL850EV* e Dados coletados pelo *Labview* (sistema SCADA).

O medidor Fluke foi configurado para efetuar as medidas de potência na rede (ponto da medição de corrente I_{abc} da Figura A.10) e a potência CC gerada pelos módulos fotovoltaicos ($v_{cc1} i_{pv}$) com uma taxa de amostragem de 4 Hz. O Oscilógrafo foi configurado para efetuar as medidas das tensões CC (v_{bat} , v_{cc1} e v_{cc2}) e correntes CC (i_{bat} , i_{cc1} e i_{cc2}) à taxa de amostragem de 0,5 kHz (500 S/s), para os ensaios dos dias 14 e 18 de março e 2 kHz (2000 S/s), para o ensaio do dia 15 de março.

Ensaio 1

A Figura 6.5 apresenta o resultado da potência de entrada no protótipo, proveniente do arranjo fotovoltaico, e potência de saída, fornecida à rede, com configuração de rampa de 15% por minuto durante todo o intervalo do ensaio. Uma observação importante é que durante o período do ensaio foram provocados degraus de potência através da conexão e desconexão dos arranjos fotovoltaicos visando uma melhor avaliação da taxa de variação da potência por minuto.

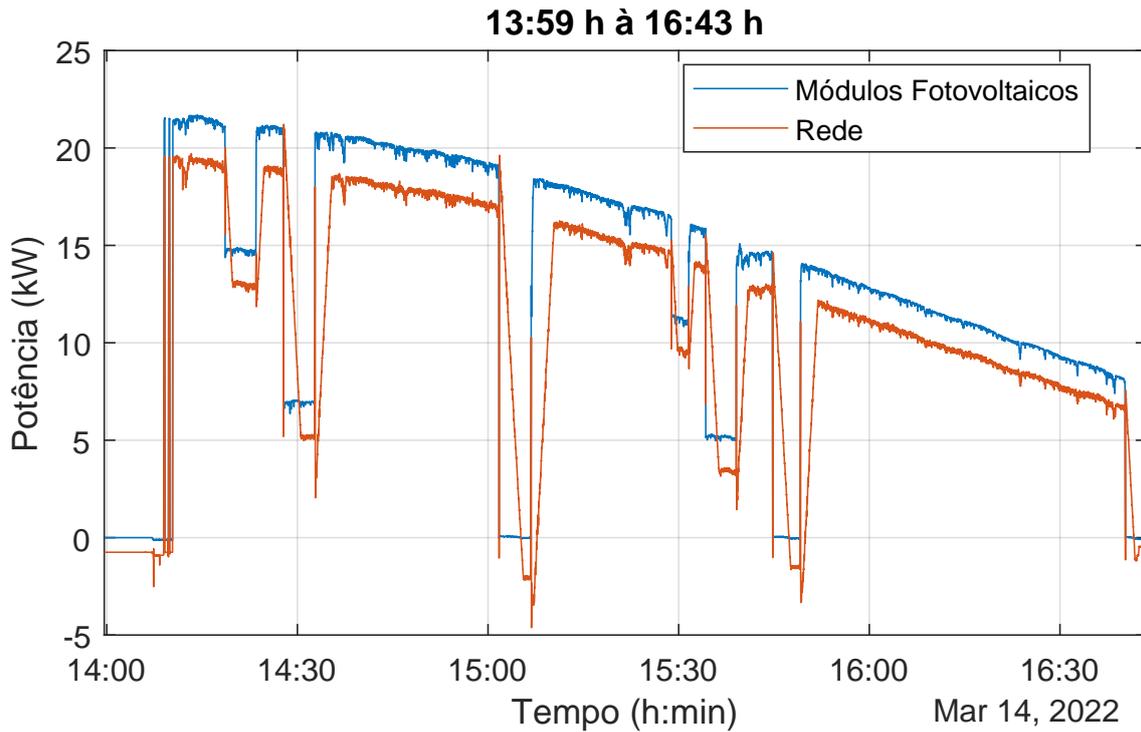


Figura 6.5: Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 15% por minuto durante todo o período do ensaio.

A Figura 6.6 seleciona um trecho para a avaliação dos parâmetros, neste ensaio foi realizado a conexão e desconexões dos arranjos, provocando degraus de potência, com intuito de avaliar a variação da potência injetada na rede, conforme a descrição abaixo:

- $t_1 \rightarrow$ Desconexão do arranjo de 11 kW_{pico} ;
- entre t_1 e t_2 ;
 - Potência na rede decrescendo em rampa de 15% por minuto;
 - Banco de baterias fornecendo potência, durante a rampa;
- $t_2 \rightarrow$ Reconexão do arranjo de 11 kW_{pico} ;
- entre t_2 e t_3 ;
 - Potência na rede crescendo em rampa de 15% por minuto;
 - Banco de baterias absorvendo potência, durante a rampa;
- $t_3 \rightarrow$ Desconexão do arranjo de 24 kW_{pico} ;
- entre t_3 e t_5 ;

- Potência na rede decrescendo em rampa de 15% por minuto, terminando em t_4 ;
- Banco de baterias fornecendo potência, durante a rampa;
- t_5 → Reconexão do arranjo de 24 kW_{pico} ;
- entre t_5 e t_6 ;
 - Potência na rede crescendo em rampa de 15% por minuto;
 - Banco de baterias absorvendo potência, durante a rampa;
- t_6 → Desconexão dos arranjos;
- entre t_6 e t_7 ;
 - Potência na rede decrescendo em rampa de 15% por minuto;;
 - Banco de baterias fornecendo potência, durante a rampa;
- t_7 → Reconexão dos arranjos;

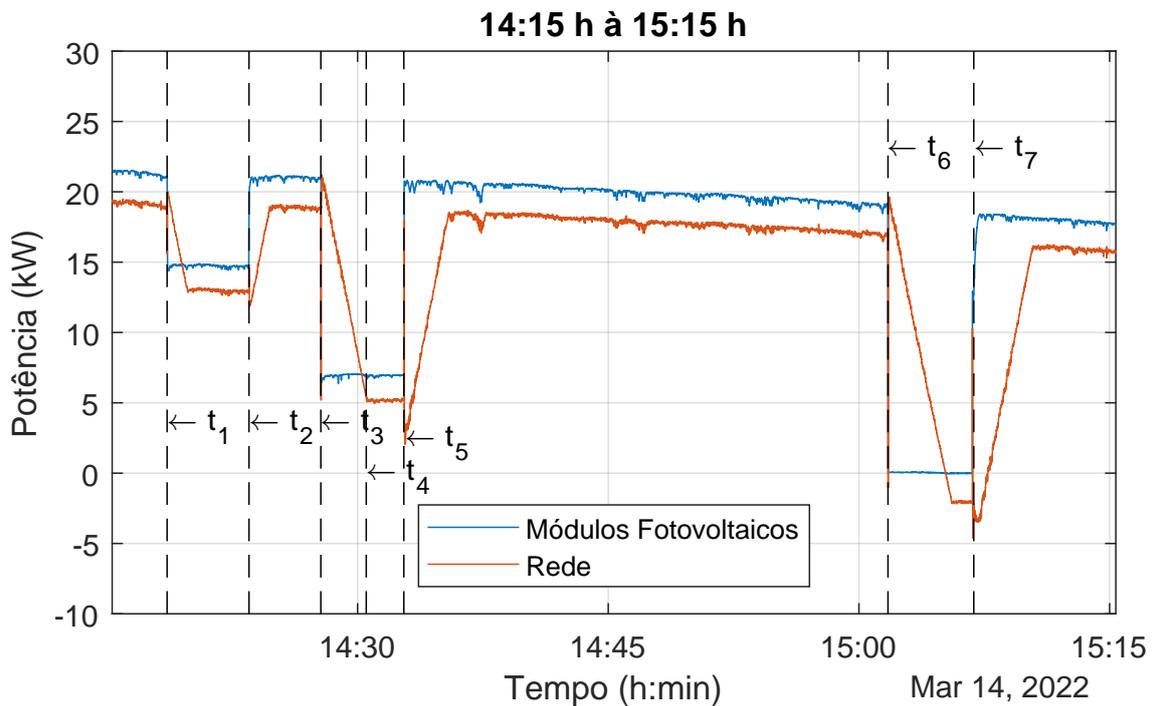


Figura 6.6: Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 15% por minuto.

Para verificarmos a eficácia do rampeamento da potência injetada na rede pelo protótipo SIGERA-LEMT, conforme o projeto de controle, podemos fazer os seguintes cálculos entre os instantes t_3 e t_4 da Figura 6.6:

- Em t_3
 - $P_g \cong 18750$ W
 - $t \cong 14:27:53$ h
- Em t_4
 - $P_g \cong 5220$ W
 - $t \cong 14:30:32$ h

Ou seja, $\Delta t \cong 2,65$ min e $\Delta P_g \cong 13530$ W. Considerando que a potência base (S_{base}) do protótipo SIGERA-LEMT é de 35 kVA, temos:

$$\frac{\frac{\Delta P_g}{S_{base}}}{\Delta t} 100\% = \frac{\frac{13530}{35000}}{2,65} 100\% \cong 14,58 \text{ \%}/\text{min}$$

A Figura 6.7 apresenta os resultados das correntes CC (i_{pv} , $i_{bat} = -i_{cc_2}$ e i_{cc_1}) medidas pelo *Yokogawa* com os respectivos instantes, comuns ao ensaio 1, que são marcadores de eventos descritos acima. De acordo com o diagrama apresentado na Figura A.10, a corrente da bateria i_{bat} é positiva quando a mesma está carregando, sendo $i_{cc_1} = i_{pv} + (-i_{bat})$. A Figura 6.8 mostra o comportamento das tensões CC (v_{cc_1} , v_{cc_2} e v_{bat}). É possível observar que no momento da desconexão dos arranjos ($i_{pv} = 0$, entre t_6 e t_7) a tensão v_{cc_1} do Conversor Primário, via controle de MPPT, aumenta forçando assim a tensão v_{cc_2} diminuir, uma vez que $v_{bat} = v_{cc_1} + v_{cc_2}$ e a tensão da bateria é praticamente constante.

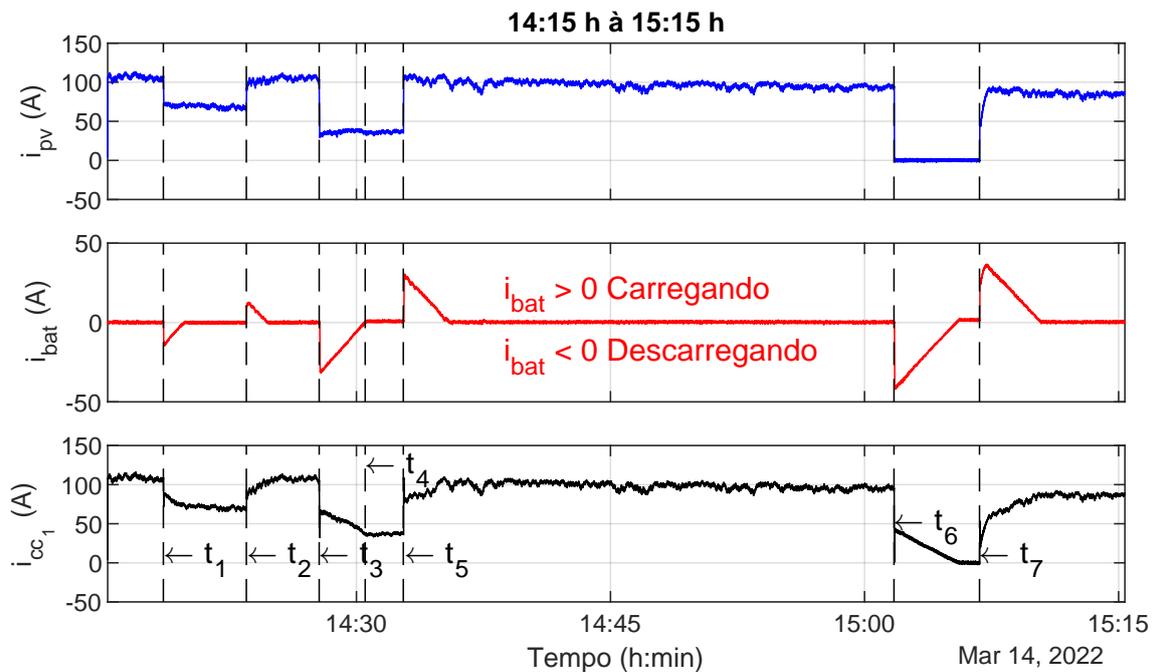


Figura 6.7: Correntes CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (i_{pv}), corrente da bateria (i_{bat}) e corrente do Conversor Primário (i_{cc_1}), com rampa em 15% por minuto.

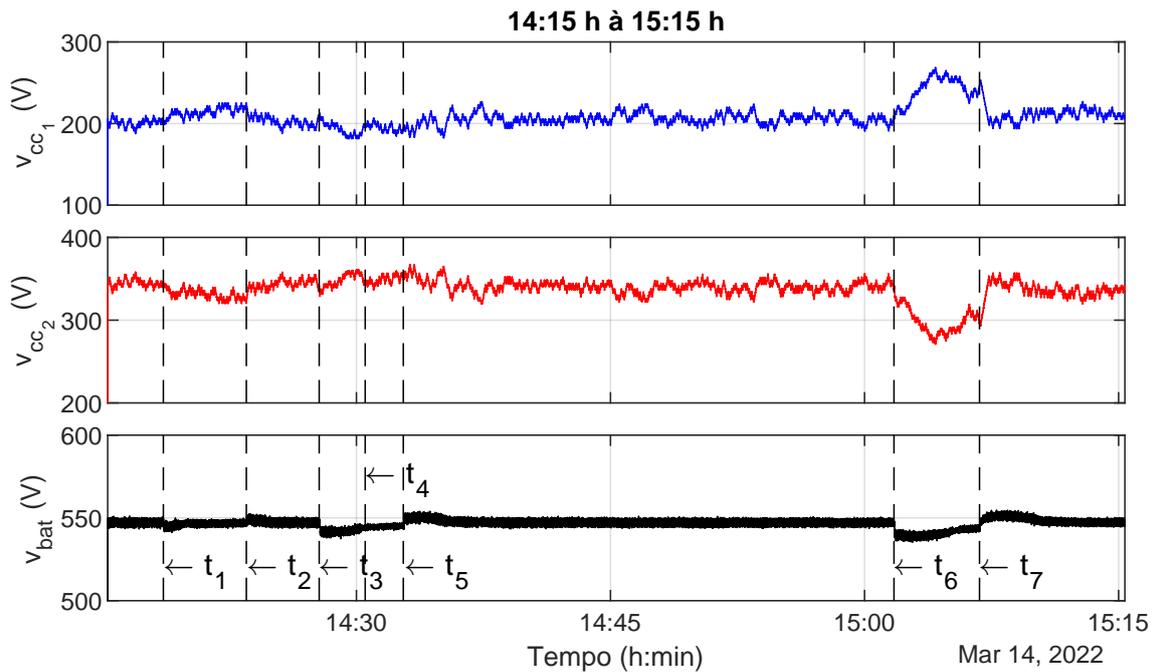


Figura 6.8: Tensões CC, arranjo fotovoltaico (v_{cc1}), Conversor Secundário(v_{cc2}) e banco de baterias (v_{bat}), com rampa em 15% por minuto.

A Figura 6.9 apresenta as potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc2}), nos respectivos instantes de análise.

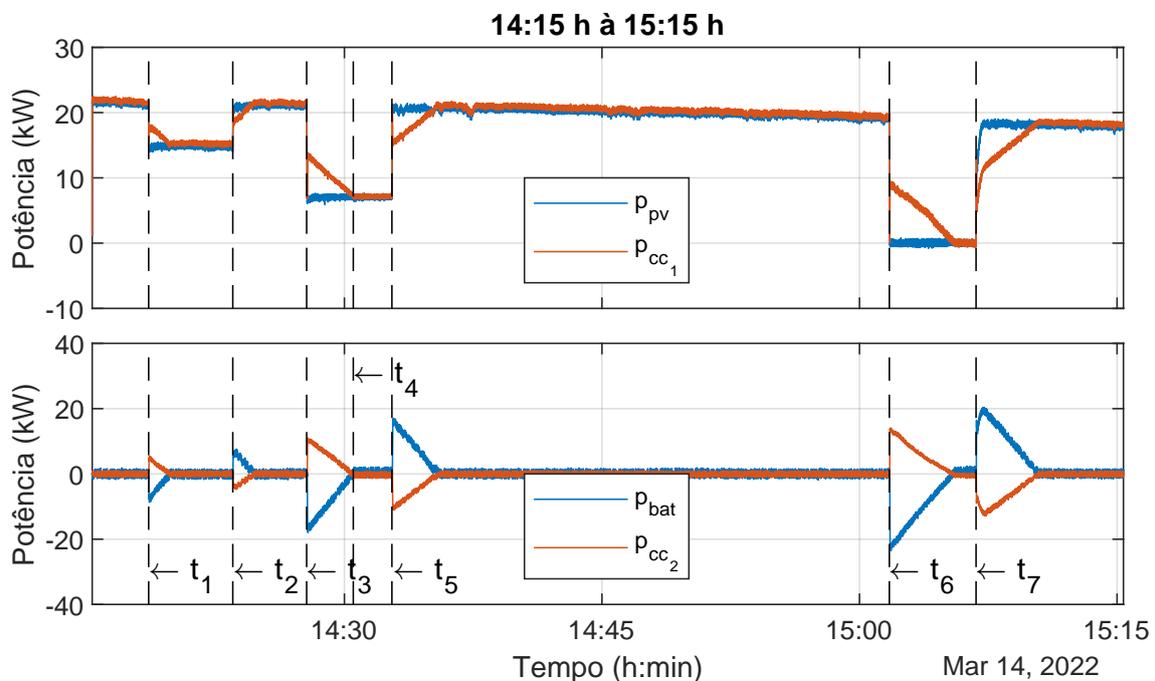


Figura 6.9: Potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc2}), com rampa em 15% por minuto.

A Figura 6.10 apresenta o comportamento do estado de carga do banco de baterias (SOC - *State of Charge*), medido e enviado pelo Sistema de gerenciamento da bateria (BMU - *Battery Management Unit*) para o SCADA, durante o período analisado. Neste caso, podemos notar uma variação do estado de carga somente nos instantes t_3 até t_5 e t_6 até t_7 , onde acontece a conexão e desconexão dos arranjos de 24 kW e 35 kW, respectivamente.

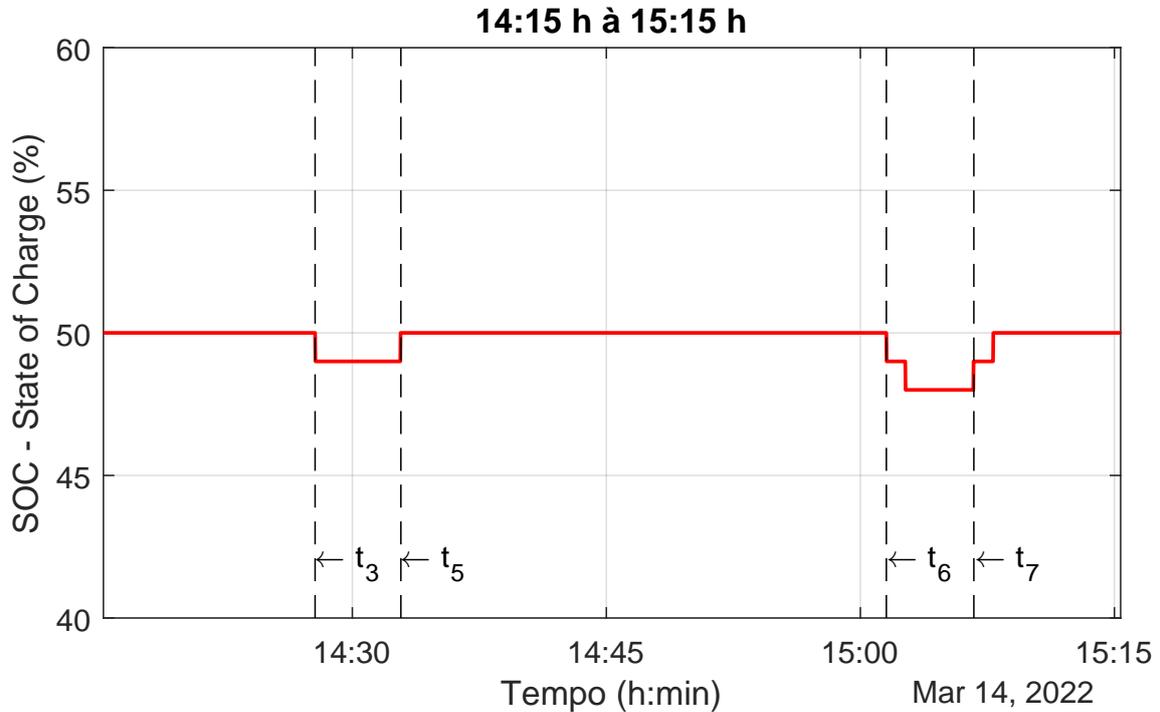


Figura 6.10: Variação do SOC do banco de baterias nos instantes analisados.

A Figura 6.11 apresenta a razão entre as potências do Conversor Secundário e banco de bateria, em porcentagem, calculada com as medições das tensões, sendo $\lambda = 100 \frac{v_{cc2}}{v_{bat}}$ e, é possível observar que a razão não ultrapassa 68%, conforme a Equação 3.16.

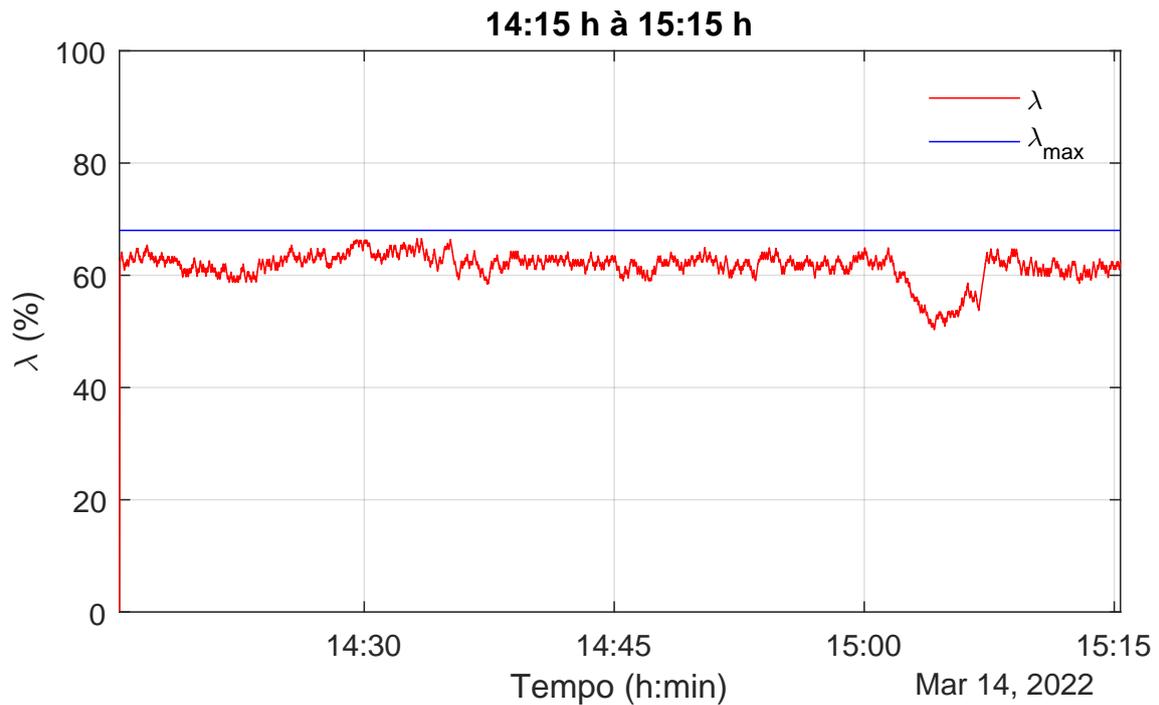


Figura 6.11: Razão entre as potência do Conversor Secundário e banco e baterias (λ) nos instantes analisados.

Ensaio 2

A Figura 6.12 apresenta o resultado da potência de entrada no protótipo, proveniente do arranjo fotovoltaico, e potência de saída, fornecida à rede, com configuração de rampa de 15% por minuto durante todo o intervalo do ensaio. Uma observação importante é o perfil de intermitência natural das potências durante o período do ensaio.

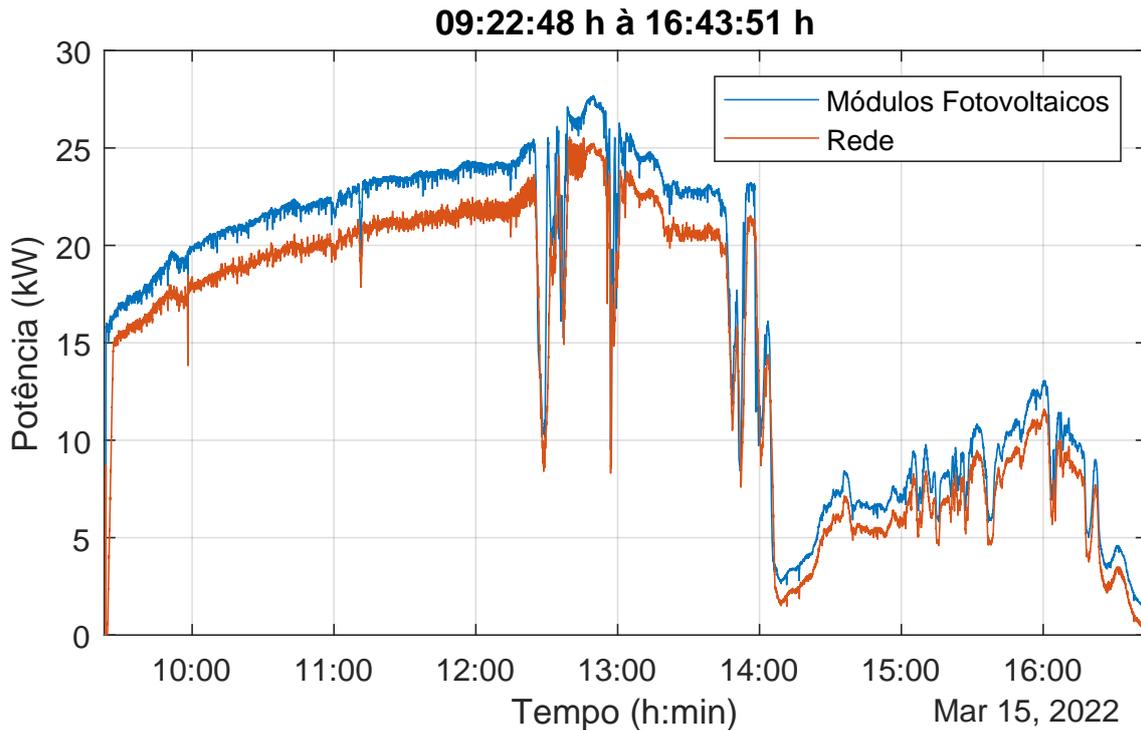


Figura 6.12: Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 15% por minuto durante todo o período do ensaio.

A Figura 6.13 seleciona um trecho para a avaliação dos parâmetros, conforme a descrição abaixo:

- antes de t_1 → Observa-se a suavização da variação da potência injetada na rede, segundo o critério da rampa e a taxa de variação da potência gerada pelos arranjos fotovoltaicos;
- t_1 → O Conversor Secundário é desligado e desconectado do circuito CC;
- entre t_1 e t_2 → Potência na rede segue o mesmo perfil de comportamento da potência fotovoltaica, a exceção das perdas¹;
- t_2 → Conversor Secundário é novamente ligado, e então, a potência injetada na rede volta ao controle de suavização com parâmetro de 15% por minuto.

Nota-se uma diferença no gráfico do perfil de potência na rede: antes de t_1 , a potência na rede apresenta uma oscilação (ruído) maior do que aquela após o instante t_1 . Isso é devido a um alto conteúdo harmônico nas corrente CA do Conversor Secundário — inclusive com a presença de elevado nível CC nas correntes CA entre o conversor

¹Perdas por efeito Joule nos seguintes componentes: conversores, transformadores, filtros de chaveamento, alimentação do circuito de instrumentação, alimentação da ventilação forçada, alimentação dos circuitos auxiliares

e o transformador de conexão com a rede². Essa componente CC nas correntes CA saturavam o núcleo do transformador ocasionando distorções nas formas de onda das correntes injetadas na rede elétrica; após o instante t_2 este problema técnico foi resolvido.

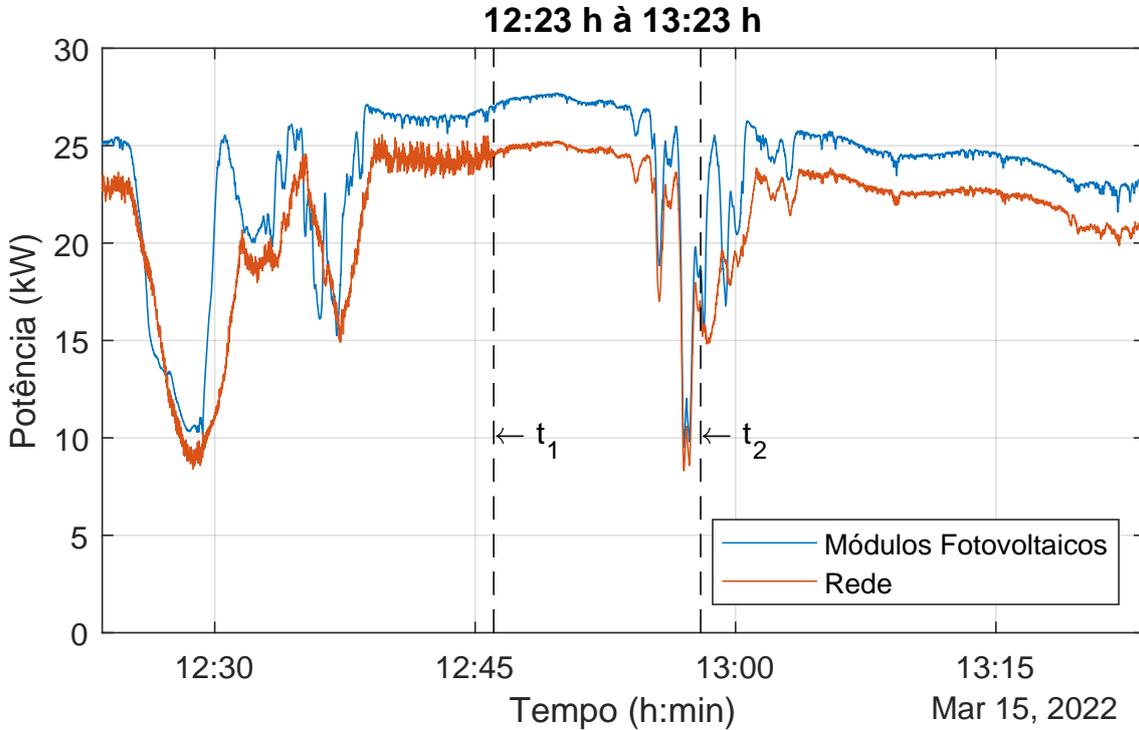


Figura 6.13: Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 15% por minuto.

De forma análoga ao Ensaio 1 a Figura 6.14 apresenta os resultados das correntes CC (i_{pv} , $i_{bat} = -i_{cc2}$ e i_{cc1}) medidas pelo *Yokogawa* e a Figura 6.15 mostra o comportamento das tensões CC (v_{cc1} , v_{cc2} e v_{bat}), com os respectivos instantes. Nota-se no instante t_1 que $i_{bat} = -i_{cc2} = 0$ e $v_{cc2} \rightarrow v_{d0}$ ³, instante de desligamento e desconexão do Conversor Secundário, bem como sua retomada a operação em t_2 .

²Esse problema foi detectado durante inspeção dos níveis de aquecimento do equipamento em operação, no caso o transformador de acoplamento, e ele se deu devido a um problema de mau contato no circuito de instrumentação, mais especificamente no conector do cabo do transdutor de medição de corrente. Ou seja, o conversor gerava indevidamente essa corrente CC que saturava o transformador, provocando assim o aparecimento de infinitos e indesejados harmônicos.

³ $v_{d0} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} V_{li} = 1,35 \times 90 = 121,5 \text{ V}$ é a tensão CC no elo, proveniente da retificação da tensão CA de entrada do conversor (V_{li}) através dos diodos em anti paralelo as chaves semicondutoras.

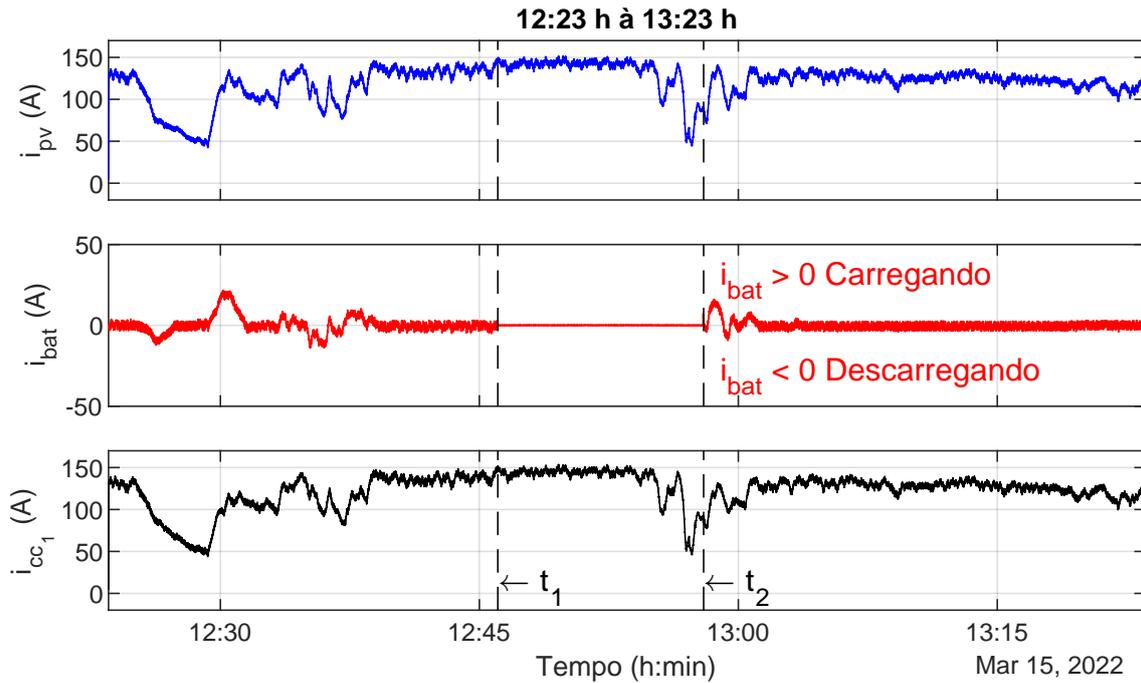


Figura 6.14: Correntes CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (i_{pv}), corrente da bateria (i_{bat}) e corrente do Conversor Primário (i_{cc1}), com rampa em 15% por minuto.

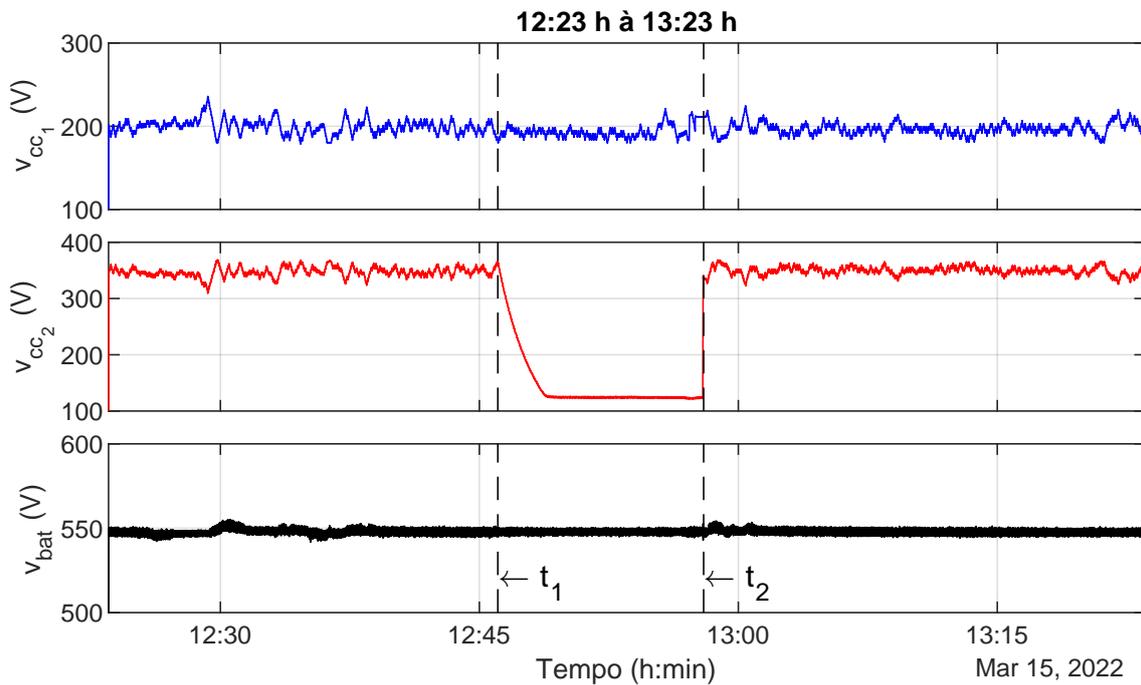


Figura 6.15: Tensões CC, arranjo fotovoltaico (v_{cc1}), Conversor Secundário (v_{cc2}) e banco de baterias (v_{bat}), com rampa em 15% por minuto.

A Figura 6.16 apresenta as potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc2}), nos respectivos instantes de análise.

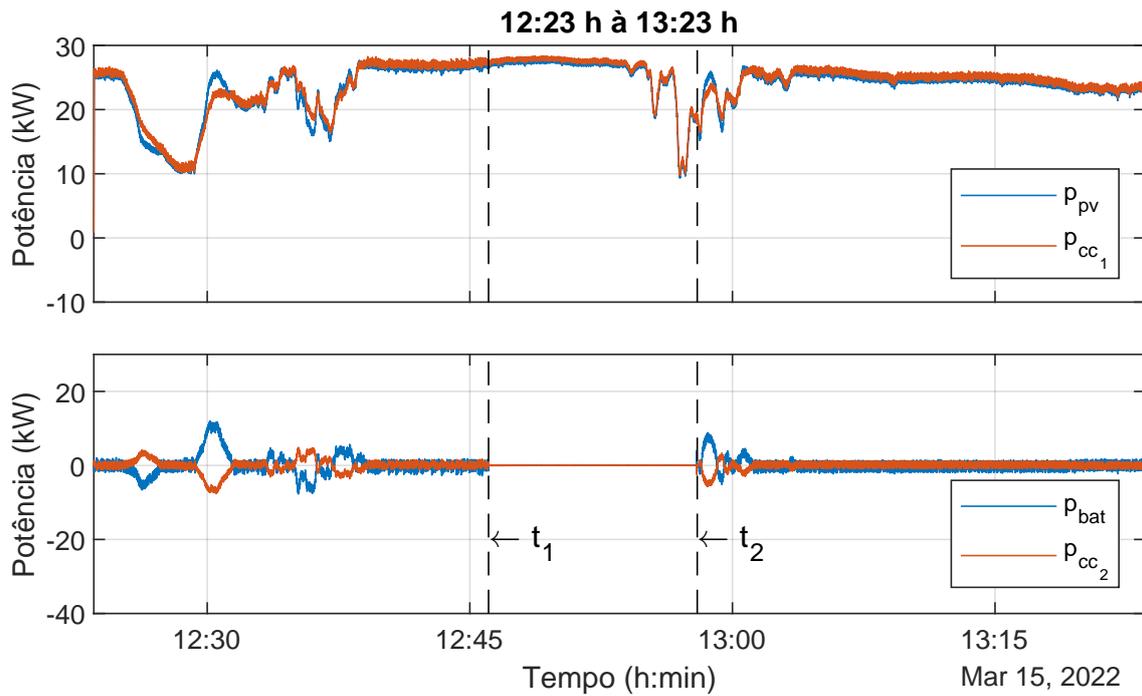


Figura 6.16: Potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc_1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc_2}), com rampa em 15% por minuto.

A Figura 6.17 apresenta o comportamento do estado de carga do banco de baterias (SOC - *State of Charge*), medido e enviado pelo Sistema de gerenciamento da bateria (BMU) para o SCADA, durante o período analisado. Neste caso, não notamos uma variação significativa no estado de carga.

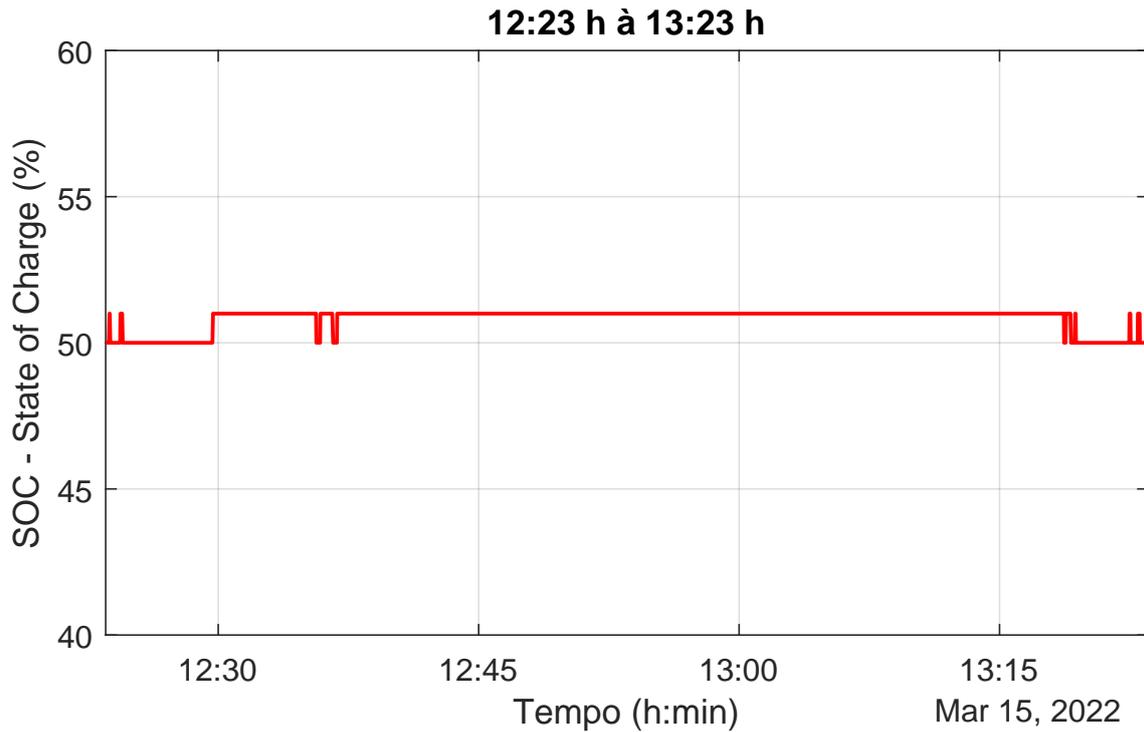


Figura 6.17: SOC do banco de baterias.

A Figura 6.18 apresenta a razão entre as potências do Conversor Secundário e banco de bateria, em porcentagem, calculada com as medições das tensões, sendo $\lambda = 100 \frac{v_{cc2}}{v_{bat}}$. Nota-se que a razão não ultrapassa 68%, conforme a Equação 3.16.

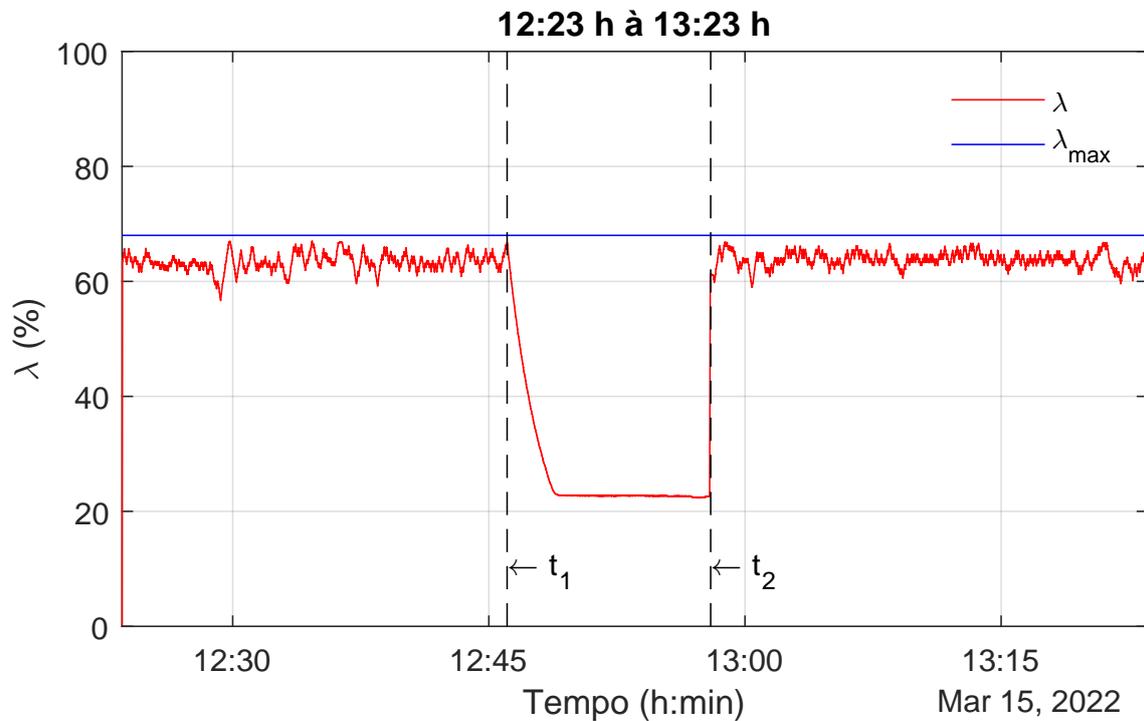


Figura 6.18: Razão entre as potência do Conversor Secundário e banco e baterias (λ).

Ensaio 3

A Figura 6.19 apresenta o resultado da potência de entrada no protótipo, proveniente do arranjo fotovoltaico, e potência de saída, fornecida à rede, com configuração de rampa de 10% por minuto durante todo o intervalo do ensaio. Uma observação importante é que no início do do ensaio foram provocados degraus de potência através da conexão e desconexão dos arranjos fotovoltaicos visando uma melhor avaliação da taxa de variação da potência por minuto, após esses testes, até o fim do ensaio, não foram observadas intermitências na geração fotovoltaica.

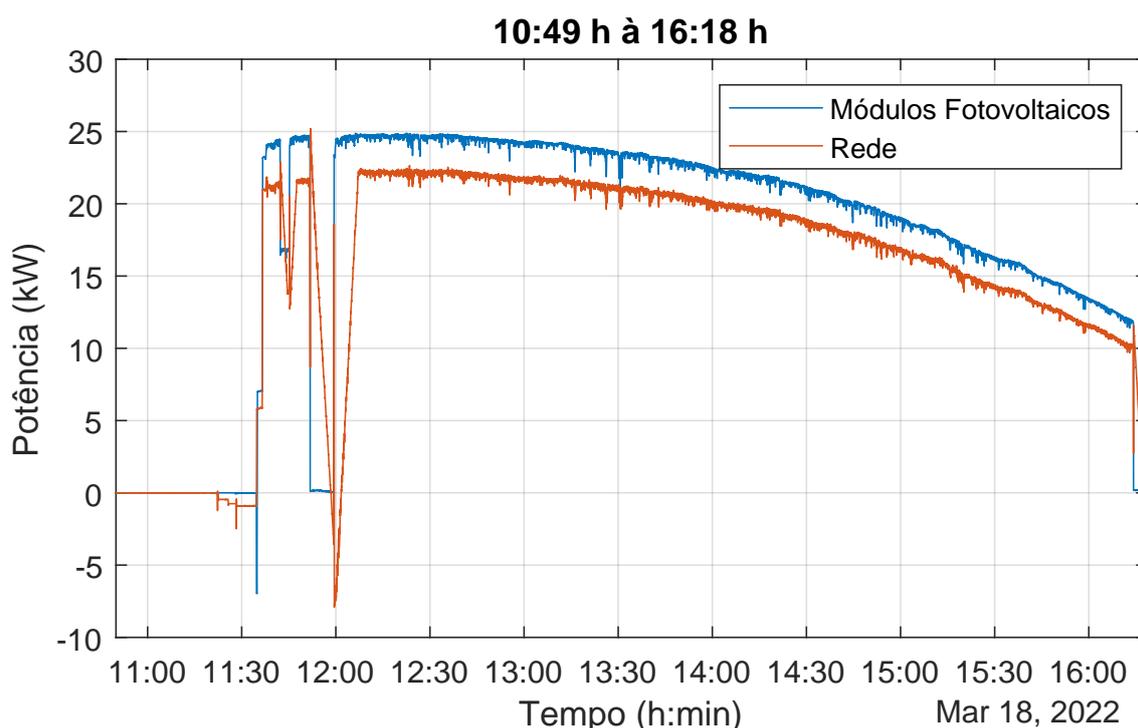


Figura 6.19: Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 10% por minuto durante todo o período do ensaio.

A Figura 6.20 seleciona um trecho para a avaliação dos parâmetros, neste ensaio foi realizado a conexão e desconexões dos arranjos, com intuito de avaliar a variação da potência injetada na rede, conforme a descrição abaixo:

- t_0 → Start-up do protótipo SIGERA-LEMT;
- t_1 → Desconexão do arranjo de 11 kW;
- entre t_1 e t_2 ;
 - Rampa em 10% por minuto na potência da rede;
 - Banco de baterias fornecendo potência, durante a rampa;

- $t_2 \rightarrow$ Reconexão do arranjo de 11 kW ;
- entre t_2 e t_3 ;
 - Rampa em 10% por minuto na potência da rede;
 - Banco de baterias absorvendo potência, durante a rampa;
- $t_3 \rightarrow$ Desconexão completa dos arranjos fotovoltaicos;
- entre t_3 e t_4 ;
 - Rampa em 10% por minuto na potência da rede;
 - Banco de baterias fornecendo potência, durante a rampa;
- $t_4 \rightarrow$ Reconexão completa dos arranjos;

Para verificarmos a eficácia do rampeamento da potência injetada na rede pelo protótipo SIGERA-LEMT, podemos fazer o seguintes cálculos entre os instantes t_4 e t_5 :

- Em t_4
 - $P_g \cong -5370$ W
 - $t \cong 11:59:28$ h
- Em t_5
 - $P_g \cong 22110$ W
 - $t \cong 12:07:13$ h

Ou seja, $\Delta t \cong 7,75$ min e $\Delta P_g \cong 27480$ W. Considerando que a potência base (S_{base}) do protótipo SIGERA-LEMT é de 35 kVA, temos:

$$\frac{\frac{\Delta P_g}{S_{base}}}{\Delta t} 100\% = \frac{\frac{27480}{35000}}{7,75} 100\% \cong 10,13 \text{ \%}/min$$

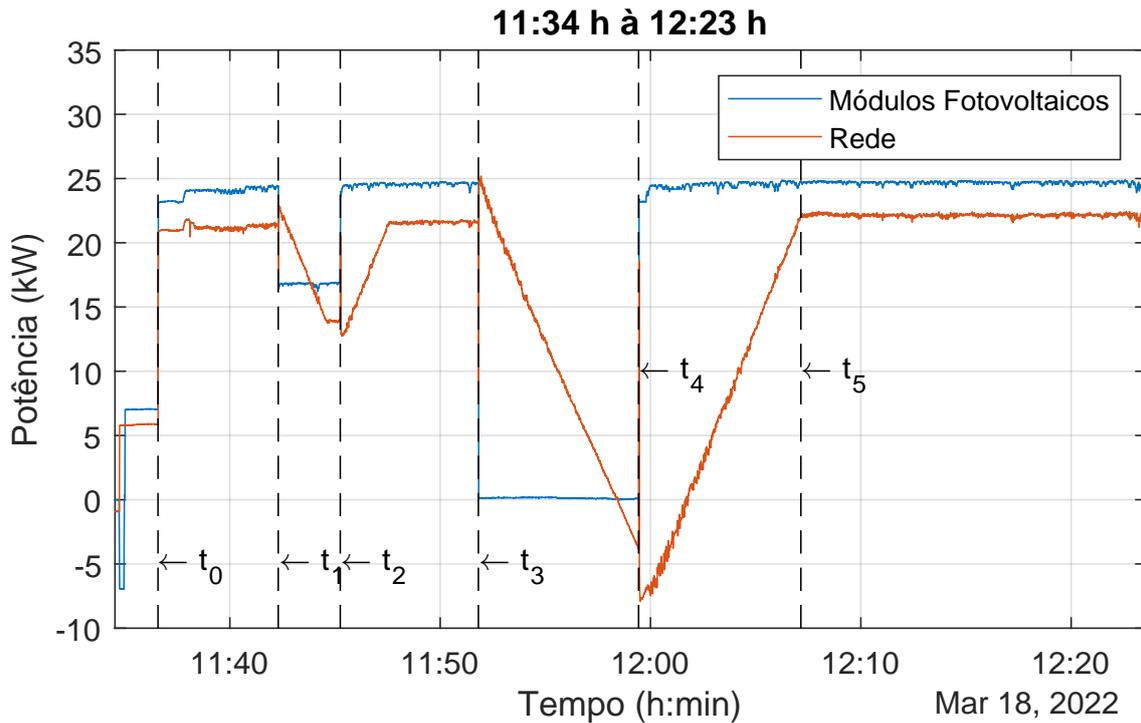


Figura 6.20: Potência de Entrada, proveniente do arranjo fotovoltaico (em Azul), e Potência de Saída (em Vermelho), fornecida à rede, com rampa em 10% por minuto.

Seguindo a mesma lógica dos ensaios anteriores a Figura 6.21 apresenta os resultados das correntes CC (i_{pv} , $i_{bat} = -i_{cc2}$ e i_{cc1}) medidas pelo *Yokogawa* com os respectivos instantes. A Figura 6.22 mostra o comportamento das tensões CC (v_{cc1} , v_{cc2} e v_{bat}). É possível observar que no momento da desconexão dos arranjos ($i_{pv} = 0$, entre t_3 e t_4) a tensão v_{cc1} do Conversor Primário, via controle de MPPT, aumenta forçando assim a tensão v_{cc2} diminuir, uma vez que $v_{bat} = v_{cc1} + v_{cc2}$ e a tensão da bateria é praticamente constante. Após a reconexão dos arranjos a tensão v_{cc1} retorna instantaneamente aos valores operativos anteriores.

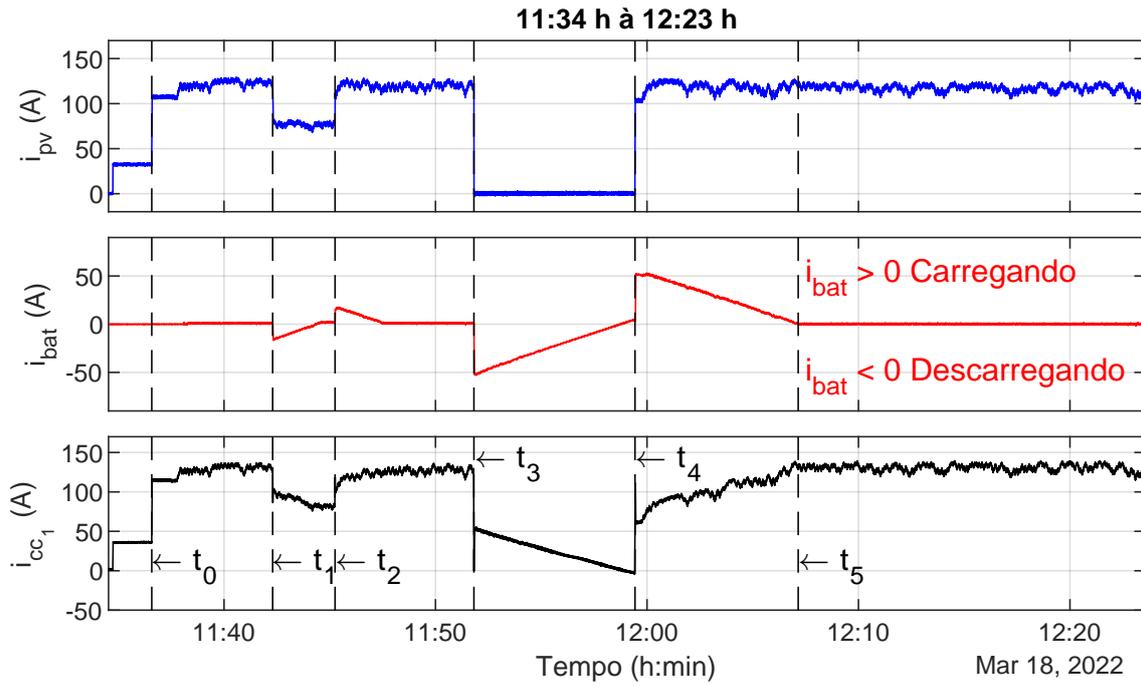


Figura 6.21: Correntes CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (i_{pv}), corrente da bateria (i_{bat}) e corrente do Conversor Primário (i_{cc1}), com rampa em 10% por minuto.

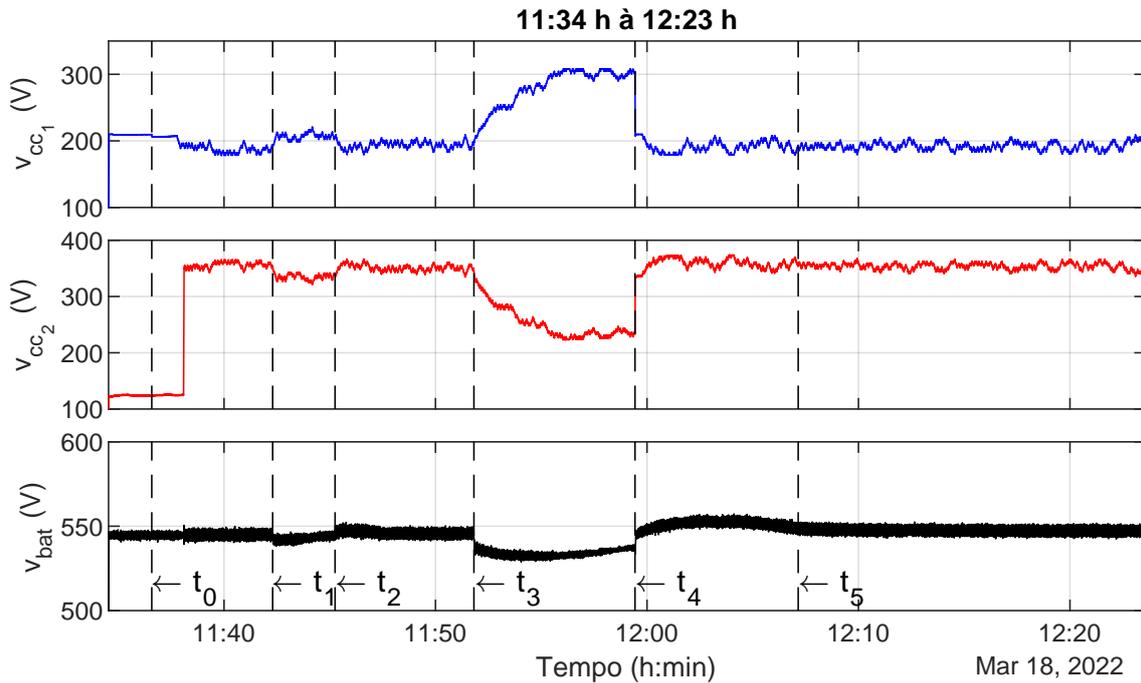


Figura 6.22: Tensões CC, arranjo fotovoltaico (v_{cc1}), Conversor Secundário (v_{cc2}) e banco de baterias (v_{bat}), com rampa em 10% por minuto.

A Figura 6.23 apresenta as potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc2}), nos respectivos instantes de análise.

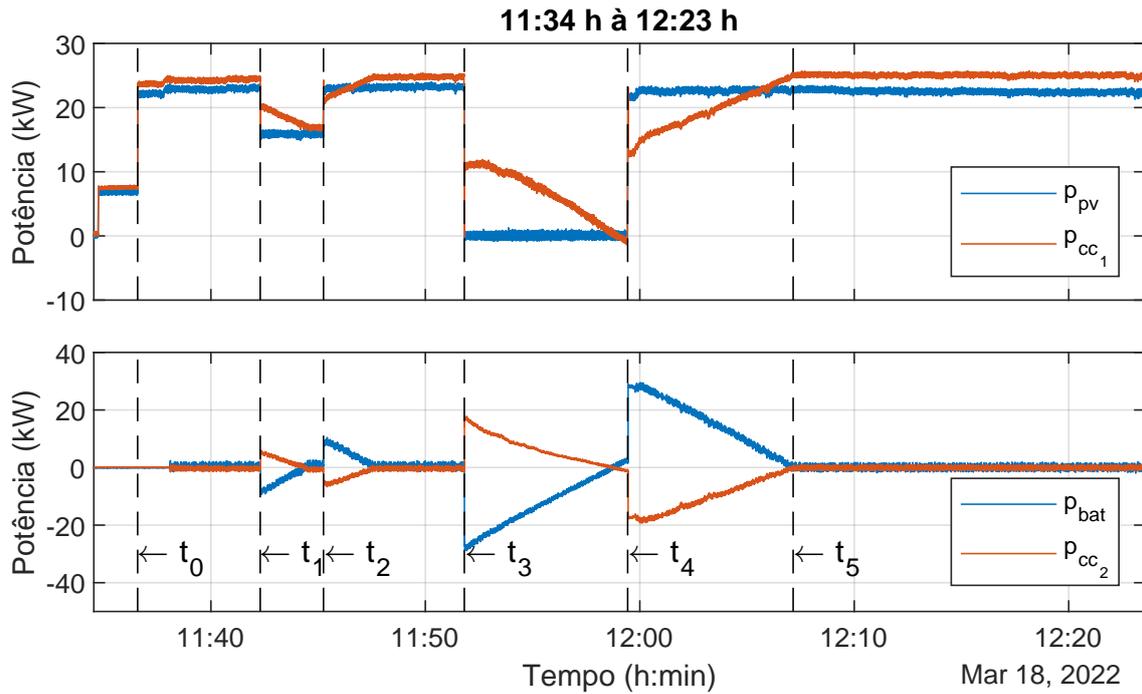


Figura 6.23: Potências CC, proveniente do arranjo fotovoltaico (P_{pv}), do Conversor Primário (P_{cc_1}), do banco de baterias (P_{bat}) e do Conversor Secundário (P_{cc_2}), com rampa em 10% por minuto.

A Figura 6.24 apresenta o comportamento do estado de carga do banco de baterias (SOC), medido e enviado pelo Sistema de gerenciamento da bateria (BMU) para o SCADA, durante o período analisado. Neste caso, podemos notar uma variação do estado de carga nos instantes t_1 até t_2 e t_3 até t_5 , onde acontece a conexão e desconexão dos arranjos de 11 kW e 35 kW, respectivamente.

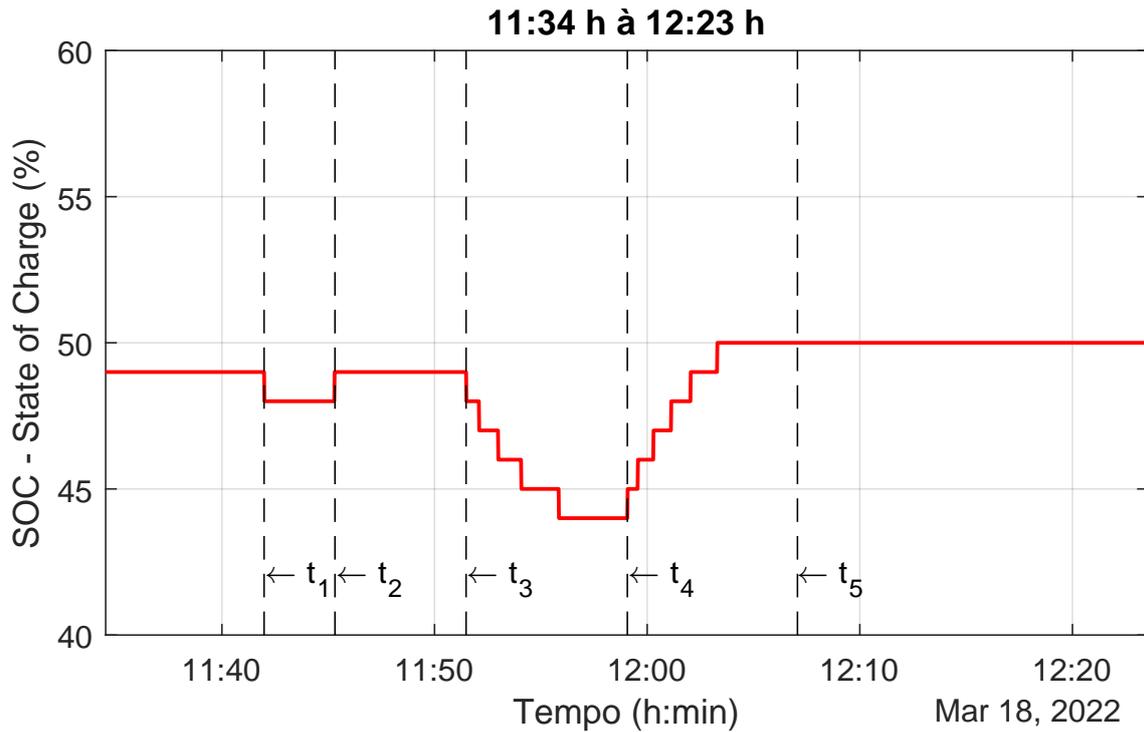


Figura 6.24: SOC do banco de baterias.

A Figura 6.25 apresenta a razão entre as potências do Conversor Secundário e banco de bateria, em porcentagem, calculada com as medições das tensões, sendo $\lambda = 100 \frac{v_{cc2}}{v_{bat}}$. Nota-se que a razão não ultrapassa 68%, conforme a Equação 3.16.

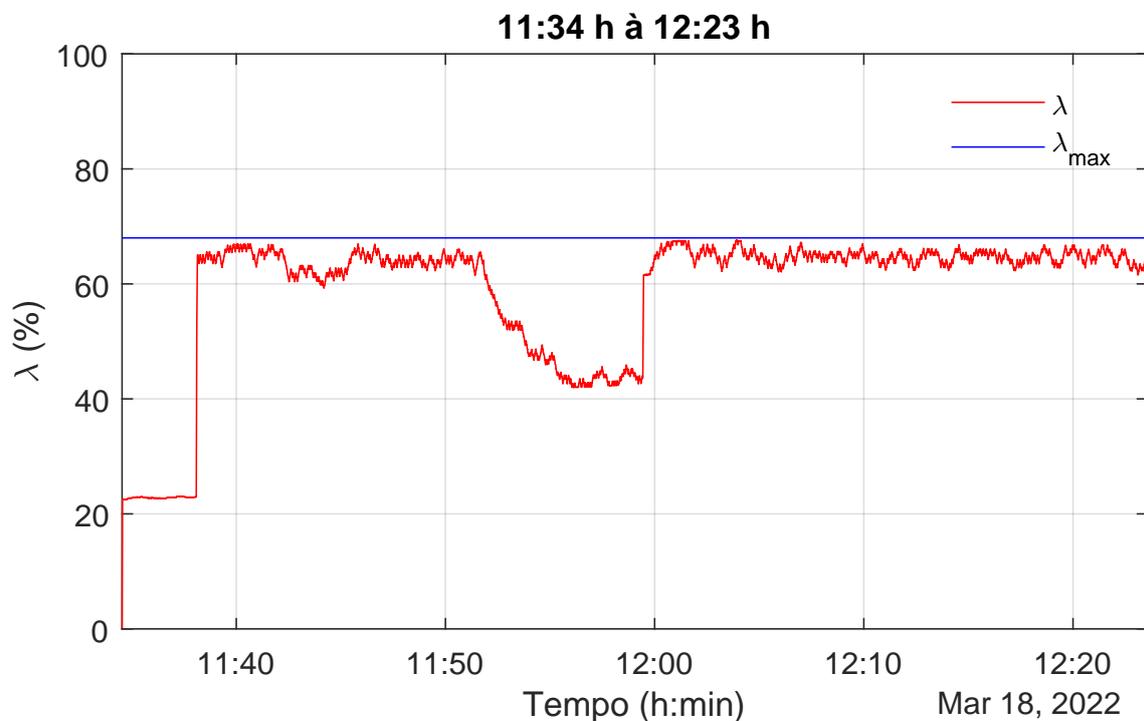


Figura 6.25: Razão entre as potência do Conversor Secundário e banco e baterias (λ).

Capítulo 7

Conclusões

Esta pesquisa foi concluída tendo alcançado o seus objetivos, sendo seu principal marco desenvolver uma solução tecnológica inovadora para suavização de intermitências de geração fotovoltaica. Conforme mostrado nos resultados, foi comprovado experimentalmente que o protótipo SIGERA-LEMT é capaz de suavizar as referidas intermitências através de uma topologia com sistema de armazenamento, cujo conversor é de potência reduzida em relação a potência do banco de baterias. Esta topologia atinge esse objetivo, pois utiliza parte da capacidade ociosa do conversor previamente instalado para despachar parte da potência do sistema de armazenamento.

Com o estudo da solução proposta SIGERA-LEMT, foi possível identificar os critérios relevantes para o projeto de um protótipo laboratorial. Tais critérios foram elaborados e, a partir deles, os parâmetros do protótipo foram determinados.

O projeto do controle em cascata para o Conversor Secundário atingiu o objetivo de controlar a potência do banco de baterias para a topologia do sistema SIGERA-LEMT, conforme mostrado nos resultados. Cada camada de controle foi projetada para cumprir com seus respectivos requisitos de controle.

Os reguladores PI e PR foram configurados para atender suas respectivas especificações de desempenho, enquanto as malhas *feedforward* foram projetadas para adicionar ações de controle que minimizam o esforço dos reguladores e, assim, contribuem para rejeição das perturbações no sistema. Foi mostrado também que a topologia escolhida e seu sistema de controle de rampa não interferem na extração de potência do sistema fotovoltaico, comprovando assim sua eficiência.

O controlador rampa baseado na potência da bateria e no estado de carga da bateria se mostrou adequado. Sua validação e análise com os dados reais da usina UFV-AR foram fundamentais para precisão do seu desempenho, conforme os resultados indicaram.

Os sistemas propostos foram integrados e testados com sucesso, resultando em uma pequena usina fotovoltaica com sistema de armazenamento com topologia ino-

vadora e um sistema SCADA para monitoramento e registro.

A tecnologia desenvolvida nesse projeto destaca-se em relação às soluções existentes no mercado, pois oferece uma solução de custo reduzido e que pode ser aplicada tanto em novas plantas fotovoltaicas quanto naquelas já existentes e em operação. Este projeto também resultou em um depósito de patente referente a inovação de sua topologia, uma vez que não foram encontradas na literatura.

Apêndice A

O Protótipo SIGERA-LEMT

A.1 O Protótipo SIGERA-LEMT

O protótipo SIGERA-LEMT, conforme mencionado, é composto pelos conversores Primário e Secundário, banco de baterias e os arranjos fotovoltaicos, sendo um dos equipamentos que compõe uma microrrede CA no laboratório LEMT. Esta microrrede está em contínuo processo de mudanças, visando uma melhoria no processo de interação com o usuário/operador e neste projeto foi possível e necessário a implantação de um sistema de supervisão e controle (SCADA), que aos poucos continua a ser implantado nos equipamentos que compõem a microrrede, conforme ilustra a Figura A.1.

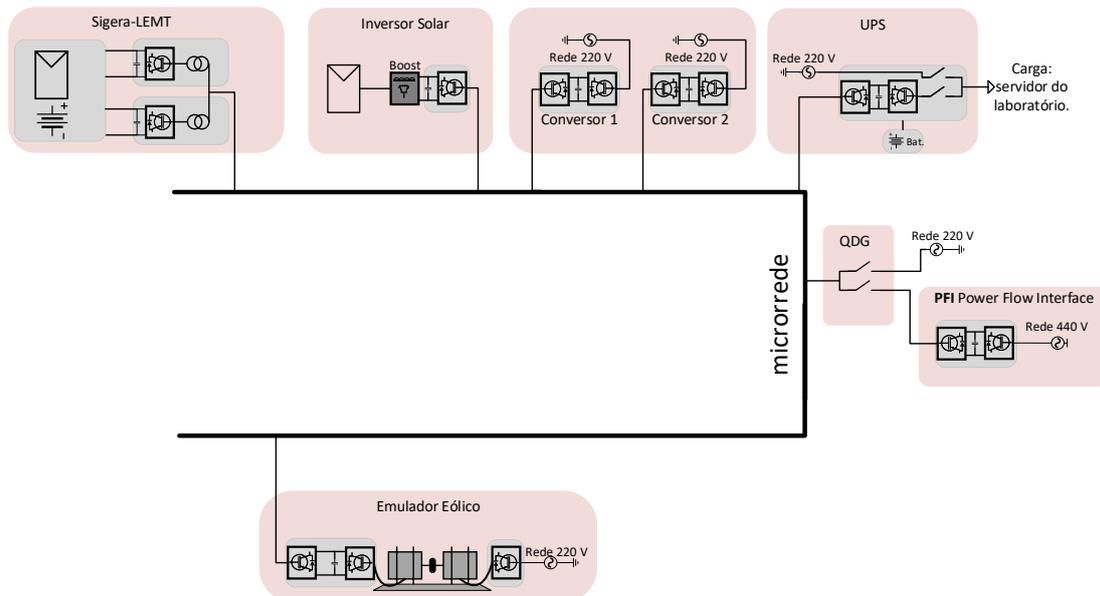


Figura A.1: Diagrama dos equipamentos que compõem a microrrede.

Esta seção visa apresentar os detalhes dos equipamentos que formam o protótipo

SIGERA-LEMT e sua interação com o sistema SCADA.

A.1.1 Banco de Baterias

O banco de bateria de íon-lítio industriais modelo CH90-6, fabricado pela *Hitachi Chemical Co. Ltd.*, possui pontos importantes para a integração com os conversores do protótipo SIGERA-LEMT, como interface de potência, sistemas de proteção, informações disponibilizadas pelo *Battery Management Unit*, Unidade de Gerenciamento de Bateria (BMU) e seu meio de comunicação com o protótipo e o sistema *Supervisory Control and Data Acquisition*, Sistema de Supervisão e Aquisição (SCADA).

Os *packs* de bateria foram montados em um painel de aço com sistema de ventilação forçada, sua tecnologia de fabricação permite a operação em instalações internas com temperatura ambiente entre $0^{\circ}\text{C} \sim 40^{\circ}\text{C}$ e umidade relativa do ar entre 30% \sim 90% (sem condensação), conforme ilustra a Figura A.2. A Tabela A.1 resume os valores dos parâmetros elétricos do banco de bateria.



Figura A.2: Banco de baterias.

Tabela A.1: Parâmetros elétricos do banco.

Parâmetros Elétricos do Banco	
Tensão nominal (V)	532,8
Range de tensão de operação (V)	432,0 ~ 604,8
Capacidade nominal (kWh)	48
Capacidade de corrente nominal (Ah)	90
Corrente máxima (A)	225

O sistema de gerenciamento da bateria é subdividido, o M-BMU (master) e o BMU. O BMU monitora tensão, corrente e temperatura das células no conjunto de baterias. O M-BMU resume as informações das baterias oriundas do BMU e as transmite, neste caso, por um sistema de comunicação CAN (*Controller Area Network*) ao sistema de comunicação da microrrede. Essas informações podem ser acessadas pelo Conversor Secundário e pelo sistema de monitoramento da microrrede (SCADA). Um relé de resumo de alarme também é acessado pelo Conversor Secundário para desligamento em caso de alarmes oriundos do banco de baterias.

A.1.2 Os Conversores

A Adelco foi a fornecedora dos conversores necessários ao protótipo SIGERA-LEMT. A Adelco Sistemas de Energia é uma empresa brasileira, localizada em São Paulo que atua na fabricação de equipamentos de eletrônica de potência (carregadores de bateria, retificadores, inversores e *no-breaks*) e transformadores. A Adelco possui um histórico de parcerias com o laboratório LEMT em diversos projetos de P&D, contribuindo com o seu *know-how* em fabricação de painéis contendo dispositivos chaveados.

Essa parceria nos permitiu discutir todos os detalhes técnicos importantes e requisitos para o funcionamento do equipamento: topologia do circuito de potência (em termos de cada conversor individualmente, sem apresentar a topologia SIGERA-LEMT), número de transdutores de correntes e tensões, fundos de escala, tipo de comunicação, níveis de tensão e corrente, entre outros. A Tabela A.2 resume os valores nominais.

É do conhecimento do laboratório a tecnologia utilizada nos equipamentos fabricados por ela, inclusive o laboratório desenvolveu, em parceria com a própria Adelco o *hardware* e *software* utilizados nos equipamentos atuais da empresa, fruto de um projeto de P&D para modernização dos seus equipamentos comerciais. Isso facilitou o desenvolvimento de um código embarcado com o controle proposto para o protótipo SIGERA-LEMT.

Tabela A.2: Parâmetros elétricos dos conversores.

Parâmetros nominais dos conversores		
Grandezas	Conversor Primário	Conversor Secundário
Tensão lado alta CA	220 V	220 V
Tensão lado baixa CA	90V	90 V
Tensão de elo CC	180~400 V	200~400V
Potência Nominal	35 kVA	24 kVA
Corrente lado alta	92 A	63 A
Corrente lado baixa	225 A	154 A

Visita à Adelco em São Paulo para inspeção dos conversores

Após a fabricação dos conversores, foi feita uma inspeção, ainda em fábrica, nos dias 9 e 10 de dezembro de 2019 para acompanhar os testes de funcionamento a plena carga de ambos os conversores. Para a realização desses testes, a equipe de técnicos da Adelco configurou ambos os conversores como retificador, ou seja, lado CC conectado a uma carga e lado CA conectado a rede elétrica. Com isso, foi possível avaliar o seu desempenho sob carga, avaliando suas capacidades elétricas e térmicas. A Figura A.3 mostra os conversores sendo testados durante a visita de inspeção.



Figura A.3: Conversores durante a inspeção na fábrica da Adelco.

Alocação dos conversores no laboratório LEMT

Ambos os conversores, Primário e Secundário, foram instalados e inspecionados. Além disso, visando avaliar o funcionamento dos componentes e sistemas internos

de cada um dos equipamentos, ambos foram submetidos previamente a uma etapa de comissionamento geral. As Figuras A.4 e A.5 mostram os dois inversores que compõem o protótipo experimental da topologia SIGERA-LEMT.



Figura A.4: Conversor Primário em etapa de comissionamento.



Figura A.5: Conversor Secundário em etapa de comissionamento.

Sistema de instrumentação e controle

A Figura A.6 apresenta o sistema de instrumentação utilizado em ambos os conversores, cada equipamento contém uma placa eletrônica. As diferenças entre as instrumentações dos conversores estão nos números de transdutores utilizados nas medições, fundos de escalas das medidas e o código embarcado no *Microcontroller Unit*, Unidade Microcontroladora (MCU).

Esse sistema é composto por uma placa responsável pela interface elétrica entre os circuitos dos transdutores/sensores, atuadores e de comunicação, são eles:

- Medições de correntes;
- Medições de tensão;
- Entradas e saídas digitais;
- Disparo PWM;
- Comunicação CAN.

Essa instrumentação é equipada com um microcontrolador *multicore* (MCU) — *Texas Instruments*, da família Concerto F28M35H52C — com comunicação independente e subsistemas de controle em tempo real. Os dois CPU's são de 32-bit, o subsistema de comunicação se dá pelo Arm Cortex-M3, já C28x *floating-point* é o subsistema de controle em tempo real. Portanto, no código embarcado em ambos os conversores o M3 é o responsável pela comunicação CAN e o C28 pelo controle de todo o equipamento. Como há um compartilhamento de memória entre os núcleos, os valores discretizados de corrente e tensão — lidos pelo C28, bem como, variáveis de alarme — são utilizados pelo M3.

O conjunto de mensagens enviadas pelos conversores via CAN, são, basicamente, tensão RMS, corrente RMS, potência, energia e alarme (caso exista). Uma observação importante é que nenhuma informação de controle (*set point* ou tipo de controlador) ou nível de operação (mestre/escravo) é enviada de um conversor para o outro, conforme dito anteriormente. O Conversor Secundário apenas verifica se o Conversor Primário está em estado de alarme e, caso isso seja verdadeiro, ele sai de operação. Além disso as grandezas elétricas são lidas pelo sistema de monitoramento (SCADA).

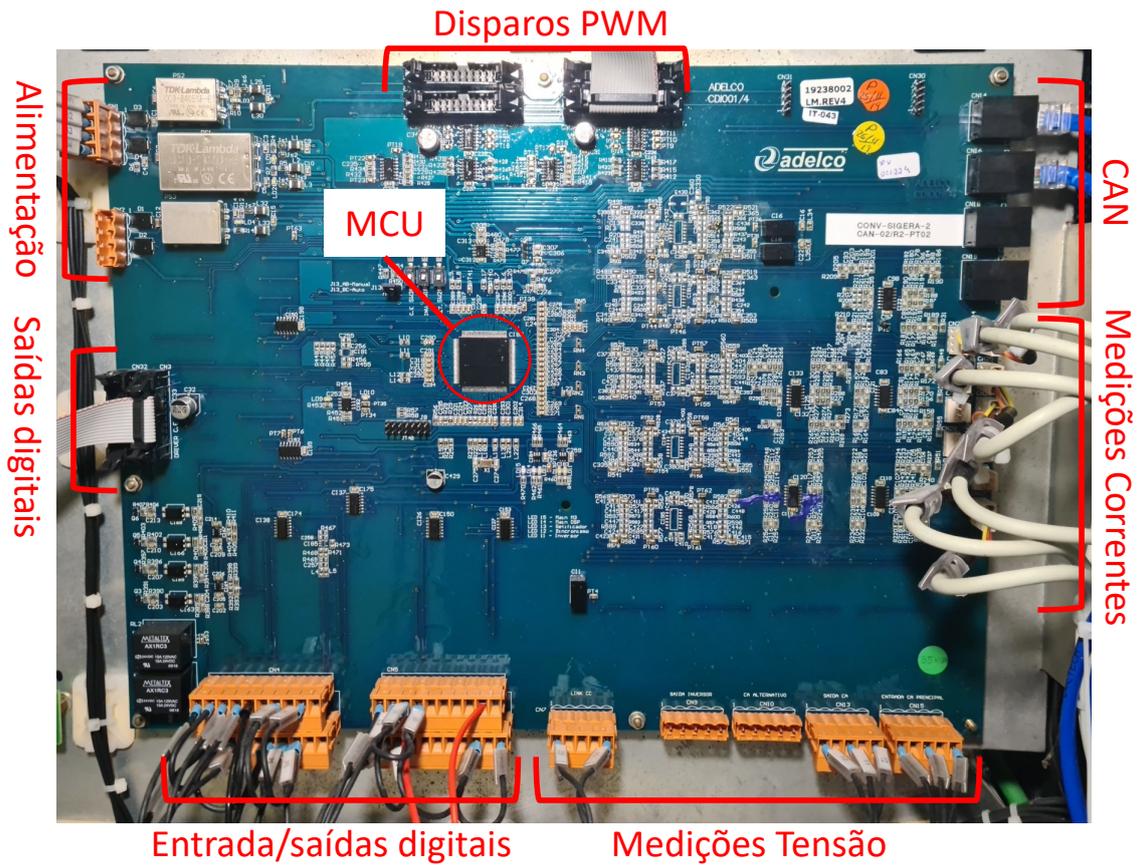


Figura A.6: Sistema de instrumentação dos conversores.

A.1.3 Módulos Fotovoltaicos

O sistema de geração solar do LEMT de $35\text{ kW}_{\text{pico}}$ é subdividido em dois arranjos, um de $11\text{ kW}_{\text{pico}}$ (fabricante Yingli, modelo YL245P-29b) e outro de $24\text{ kW}_{\text{pico}}$ (fabricante BYD, modelo 335PHK-36), instalados no estacionamento lateral do bloco H do Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Figura A.9. Os arranjos são ilustrados a seguir:

- A Figura A.7 apresenta a configuração do arranjo de $11\text{ kW}_{\text{pico}}$ e Tabela A.3 os principais dados elétricos;

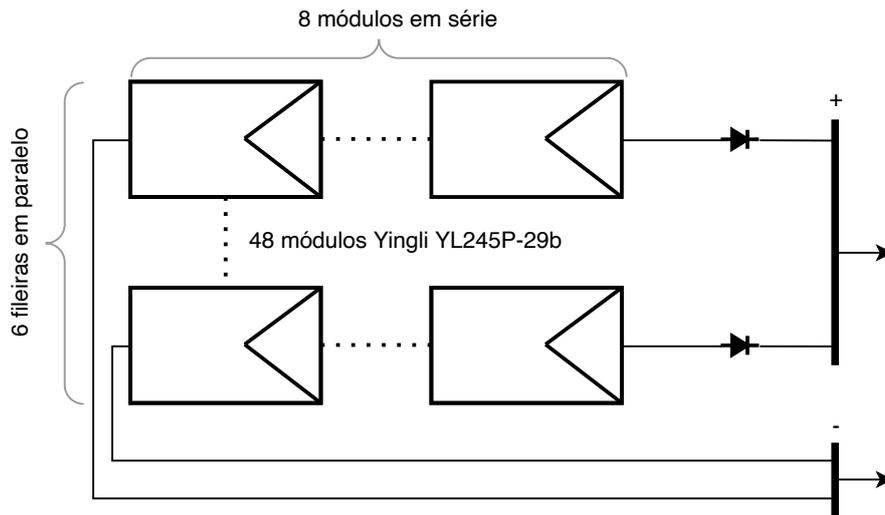


Figura A.7: Configuração do arranjo de 11 kW_{pico} .

Tabela A.3: Parâmetros elétricos dos módulos Yingli YL245P-29b.

Dados de placa (STC) - Yingli YL245P-29b		
Potência máxima de saída	P_{max}	245 W
Tensão máxima de operação	V_{mpp}	30,2 V
Corrente máxima de operação	I_{mpp}	8,11 A
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	37,8 V
Corrente de curto-circuito	I_{oc}	8,63 A

STC - Standard Test Conditions: 1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$

- A Figura A.8 apresenta a configuração do arranjo de 24 kW_{pico} e Tabela A.4 os principais dados elétricos.

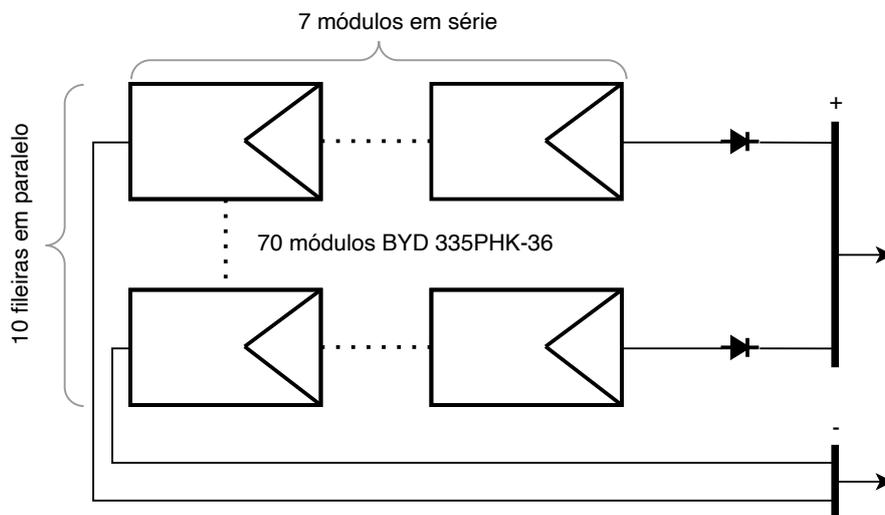


Figura A.8: Configuração do arranjo de 24 kW_{pico} .

Tabela A.4: Parâmetros elétricos dos módulos BYD 335PHK-36.

Dados de placa (STC) - BYD 335PHK-36		
Potência máxima de saída	P_{max}	335 W
Tensão máxima de operação	V_{mpp}	38,36 V
Corrente máxima de operação	I_{mpp}	8,79 A
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	45,44 V
Corrente de curto-circuito	I_{oc}	9,25 A
STC - <i>Standard Test Conditions</i> : 1000 W/m ² , 25 °C		



Figura A.9: Foto dos arranjos fotovoltaicos instalados no estacionamento.

A.1.4 Integração e Comunicação dos Equipamentos do SIGERA-LEMT

Por fim, após a apresentar todos os equipamentos que compõem o protótipo SIGERA-LEMT, a Figura A.10 ilustra a interligação entre eles com suas respectivas chaves de conexão e convenções de sinais de corrente e tensão. A Figura A.11 ilustra como é feita a integração dos equipamentos do SIGERA-LEMT com o sistema SCADA. Um algoritmo foi implementado, utilizando o *software Labview*, para decodificar, ilustrar e armazenar os dados oriundos do SIGERA-LEMT, o que exemplifica a Figura A.12.

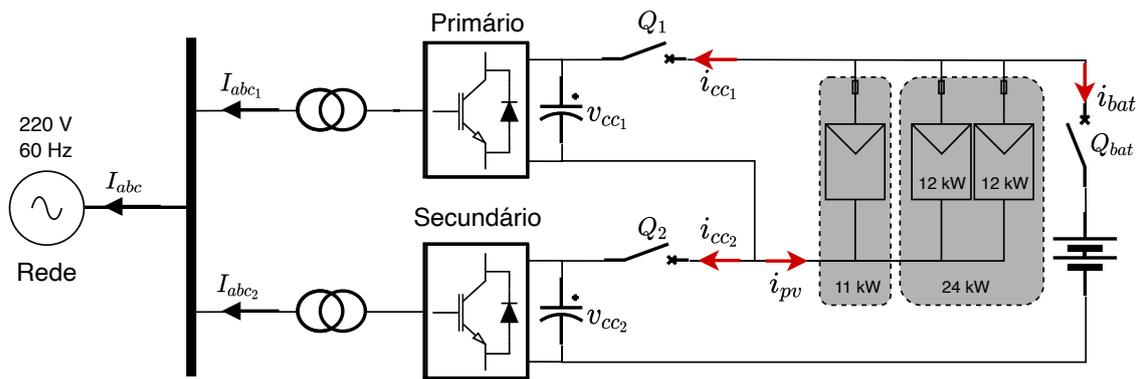


Figura A.10: Diagrama do protótipo SIGERA-LEMT.

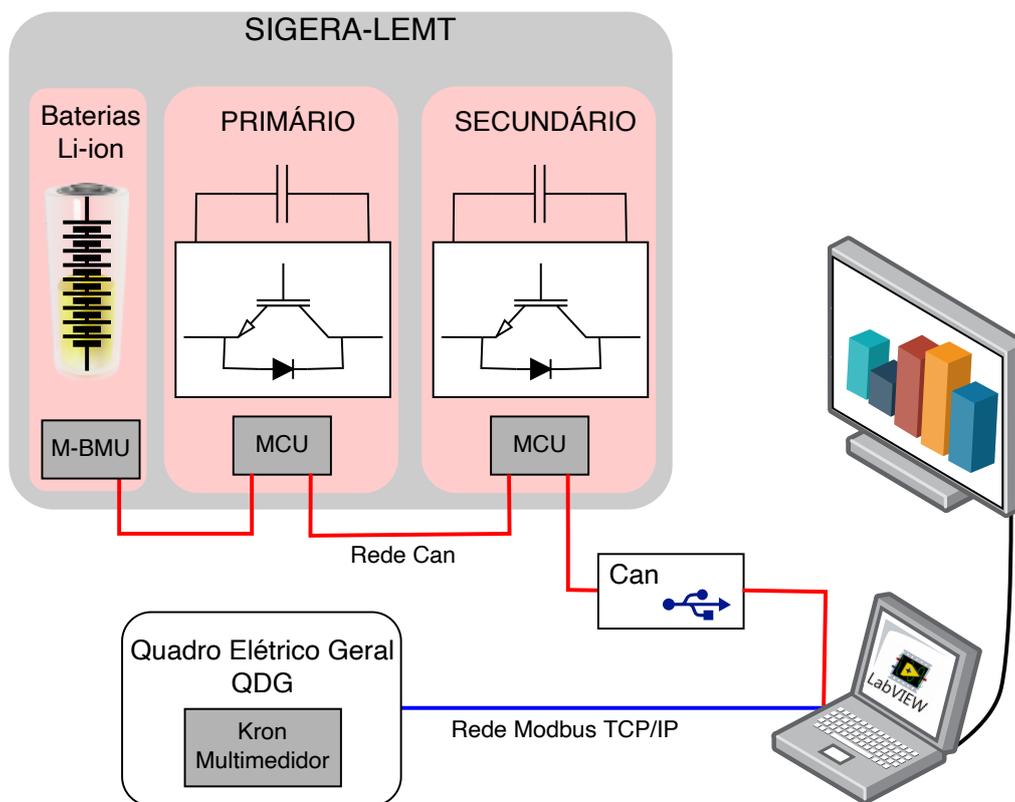


Figura A.11: Diagrama das redes de comunicação que compõem o sistema SCADA.

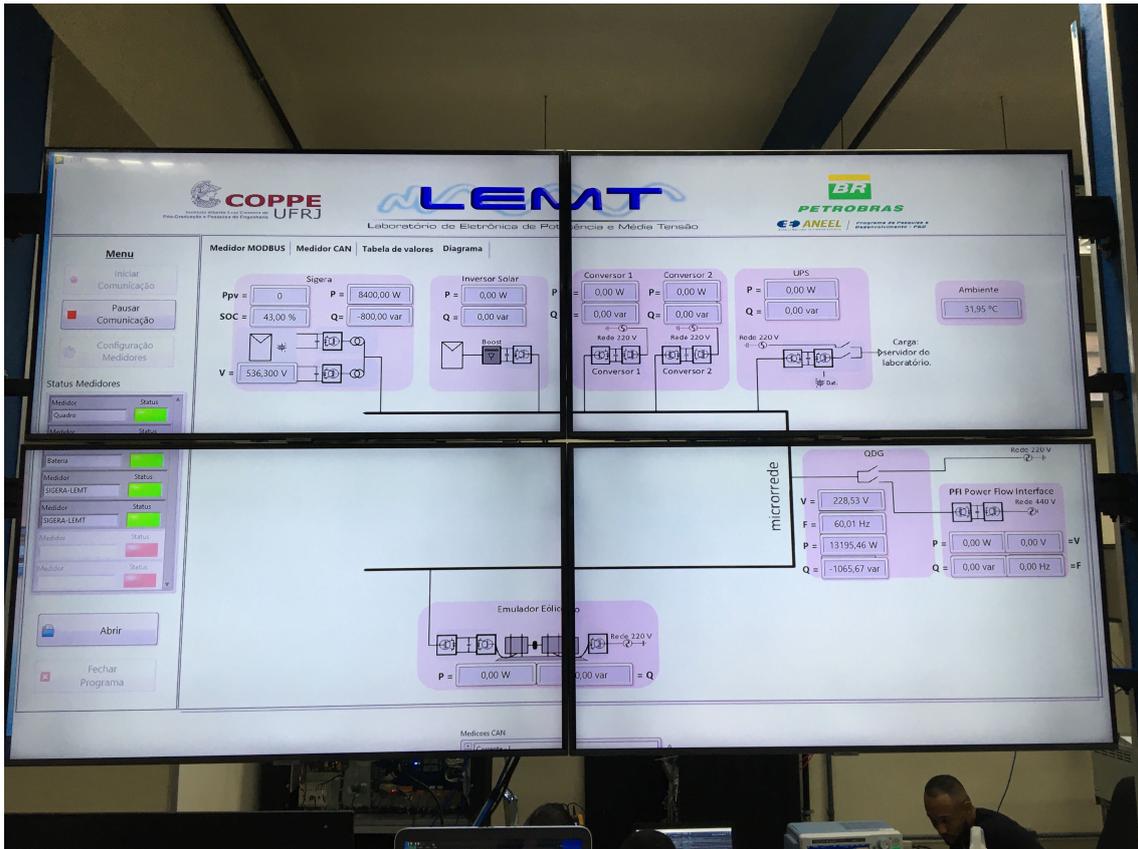


Figura A.12: Foto dos monitores que formam a interface SCADA da microrrede.

Apêndice B

Resultados Preliminares e Melhorias no Controle do SIGERA-LEMT

B.1 Ensaio de integração preliminar do protótipo SIGERA-LEMT

Este foi o primeiro ensaio, que visa, apresentar em detalhes os resultados da suavização da intermitência da potência injetada na rede pelo protótipo SIGERA-LEMT, dito de integração, envolvendo os seguintes equipamentos: Conversores Primário, Secundário, módulos fotovoltaicos e banco de baterias.

Para este ensaio utilizamos o seguinte equipamento de medição:

- Analisador de potência e qualidade de energia Fluke 435-II

O medidor Fluke foi configurado para efetuar as medidas de potência na rede (ponto da medição de corrente I_{abc} da Figura A.10) e a potência CC gerada pelos módulos fotovoltaicos ($v_{cc1} i_{pv}$) com uma taxa de amostragem de 4 Hz.

O ensaio teve uma duração de aproximadamente 2h e 43 min, entre 14:15h e 16:58h do dia 19/03/2021. Para melhor explicar e apresentar ao leitor os dados medidos, os resultados apresentados nas figuras a seguir foram divididos em três testes: teste 1, teste 2 e teste 3, que serão detalhados a seguir.

Devido ao número de canais utilizados e cálculos em tempo real, alterações na janela de medição implicam em alterações na taxa de amostragem do instrumento de medição utilizado.

Uma observação importante neste ensaio é o fato de um dos arranjos fotovoltaicos, o de 11 kW, apresentado na Figura A.10, por questões de manutenção, não estar disponível para o ensaio, ou seja, a potência de pico máxima dos módulos é 24 kW.

Teste 1 - entre 14:15 h e 14:48 h

A Figura B.1 apresenta as medições de potência injetada na rede e a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico durante o teste 1. Os instantes de tempo apresentam os seguintes eventos:

- $t_0 \rightarrow$ **Partida** do Conversor Primário;
 - Energiza dos Conversores Primário e Secundário pela rede;
 - Fecha o disjuntor Q_1 ;
 - Habilita chaveamento do Conversor Primário;
 - Fecha disjuntor Q_{bat} .
- entre t_0 e $t_1 \rightarrow$ **Partida** do Conversor Secundário;
 - Habilita chaveamento do Conversor Secundário;
 - Fecha disjuntor Q_2 .
- $t_1 \rightarrow$ Habilita controle de rampa no Conversor Secundário com uma rampa de 15 %/min. Neste ponto, houve um erro de inicialização do controlador devido à inclusão, durante os testes de bancada, de filtros passa-baixa sobre as medições que alimentam a malha de controle mais externa, de geração de referência de potência em rampa. Esse erro causou o salto na potência da rede. A inicialização foi corrigida para o teste 3;
- $t_2 \rightarrow$ Desconexão do arranjo de 11 kW;
- $t_3 \rightarrow$ Reconexão do arranjo de 11 kW;
- $t_4 \rightarrow$ Desabilita o controle de MPPT no Conversor Primário (obs: momentos antes de t_4 , $v_{cc1} = 205 V$) e altera-se a referência de tensão do Conversor Secundário para 252 V. É possível observar na Figura B.1 que a potência dos módulos fotovoltaicos reduz para um valor próximo ao desligamento do arranjo de 11 kW, mas isso é apenas uma coincidência, pois o objetivo é apenas reduzir a potência injetada saindo do ponto de extração da máxima potência.

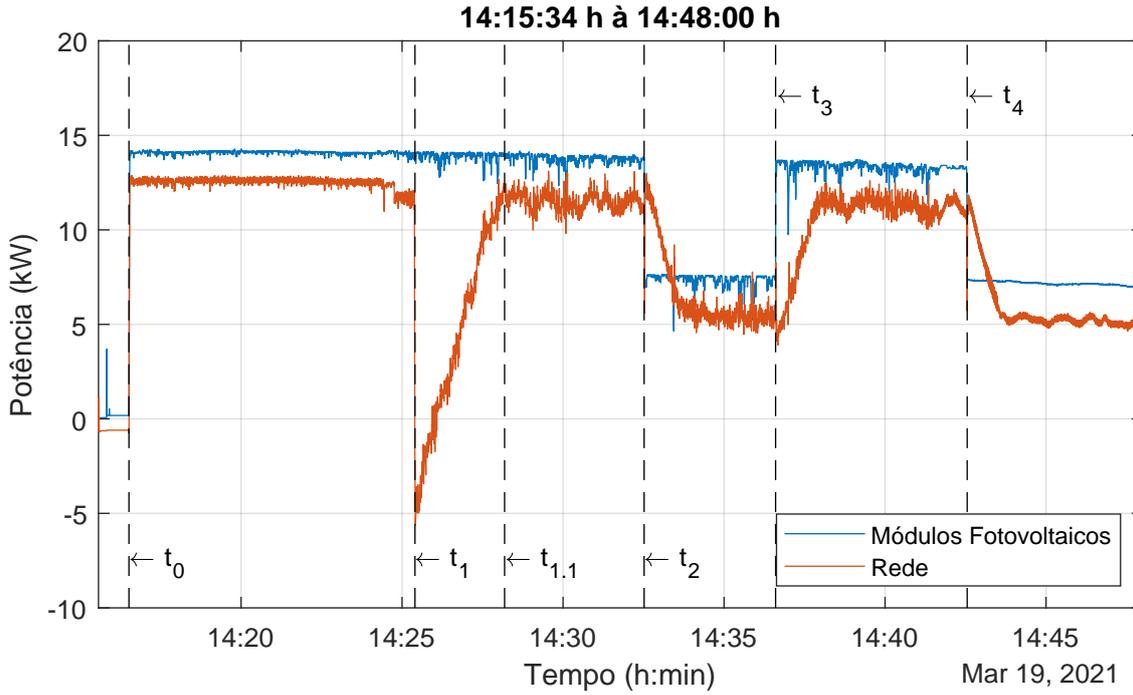


Figura B.1: Potência medida na rede e nos módulos fotovoltaicos no teste 1.

Para verificarmos a eficácia do rampeamento da potência injetada na rede pelo protótipo SIGERA-LEMT, podemos fazer os seguintes cálculos entre os instantes t_1 e $t_{1.1}$:

- Em t_1
 - $P_g \cong -5550 \text{ W}$
 - $t \cong 14:25:25 \text{ h}$
- Em $t_{1.1}$
 - $P_g \cong 12090 \text{ W}$
 - $t \cong 14:28:11 \text{ h}$

Ou seja, $\Delta t \cong 3,25 \text{ min}$ e $\Delta P_g \cong 17640 \text{ W}$. Considerando que a potência base (S_{base}) do protótipo SIGERA-LEMT é de 35 kVA, temos:

$$\frac{\Delta P_g}{S_{base}} 100\% = \frac{17640}{35000} 100\% \cong 50,4\%.$$

Teste 2 - entre 14:48 h e 15:28 h

A Figura B.2 apresenta as medições de potência injetada na rede e a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico durante o teste 2. Os instantes de tempo apresentam os seguintes eventos:

- t_1 → Desconexão dos arranjos fotovoltaicos;
- t_2 → Reconexão dos arranjos fotovoltaicos com alteração no controle de rampa de 15 %/min para 2 %/min. Neste ponto, observa-se novamente o problema de inicialização do controle de rampa;
- t_3 → Desligamento do protótipo SIGERA-LEMT;

Momentos antes do desligamento do protótipo em t_3 , após o controle de rampa assentar sobre a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico, somamos e subtraímos, em sequência, valores constantes à referência gerada pelo controle de rampa. Isso pode ser observado pelos saltos para cima e para baixo na potência injetada na rede. Em seguida, em t_3 , o protótipo é desligado.

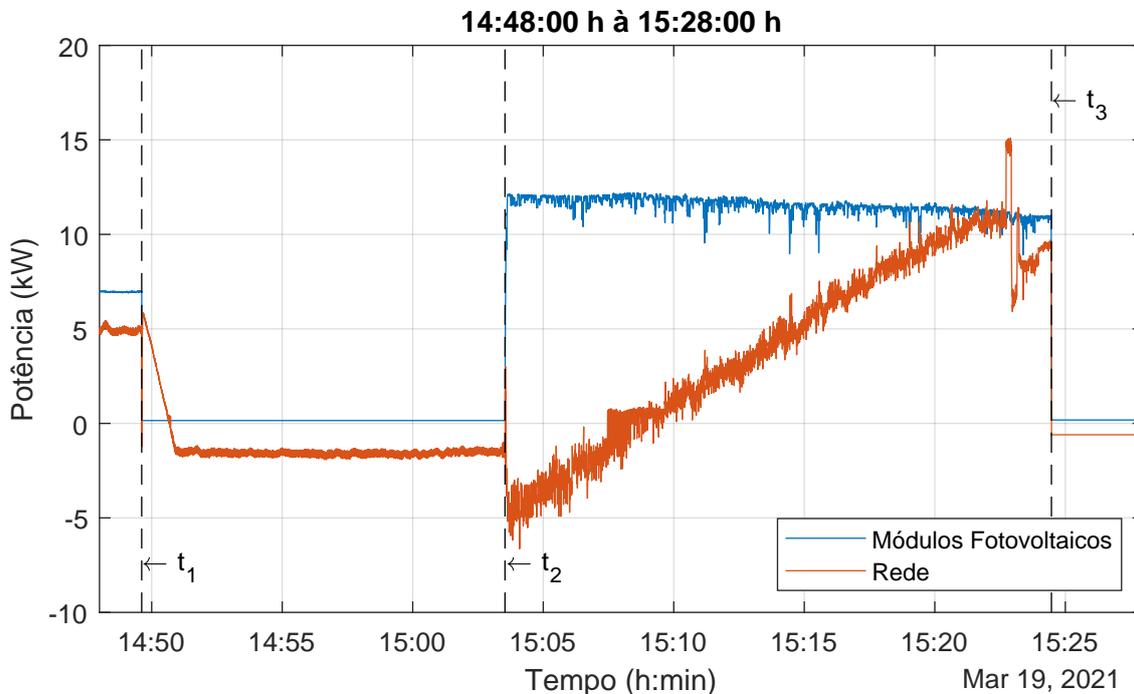


Figura B.2: Potência medida na rede e nos módulos fotovoltaicos no teste 2.

Teste 3 - entre 15:28 h e 16:58 h

A Figura B.3 apresenta as medições de potência injetada na rede e a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico durante o teste 3. Os instantes de tempo apresentam os seguintes eventos:

- Antes de t_1 → Alteração no *firmware* do Conversor Secundário (correção da inicialização do controle) e partida do protótipo SIGERA-LEMT;
- t_1 até t_3 → Testes para verificar a eficácia do controle de rampa após alteração;

- $t_3 \rightarrow$ Reconexão dos arranjos fotovoltaicos sem controle de MPPT ($V_{cc1} = 252 V$);
- $t_4 \rightarrow$ Desconexão dos arranjos fotovoltaicos com controle de rampa de $1 \%/min$;
- $t_5 \rightarrow$ Reconexão dos arranjos fotovoltaicos;
- $t_6 \rightarrow$ Habilitado o controle de MPPT no Conversor Primário;
- $t_7 \rightarrow$ Desligamento do protótipo SIGERA-LEMT;
 - Desliga chaveamento do Conversor Secundário;
 - Abre disjuntor Q_2 ;
 - Abre disjuntor Q_{bat} ;
 - Desliga chaveamento do Conversor Primário;
 - Abre disjuntor Q_1
 - Desconexão dos Conversores Primário e Secundário da rede.

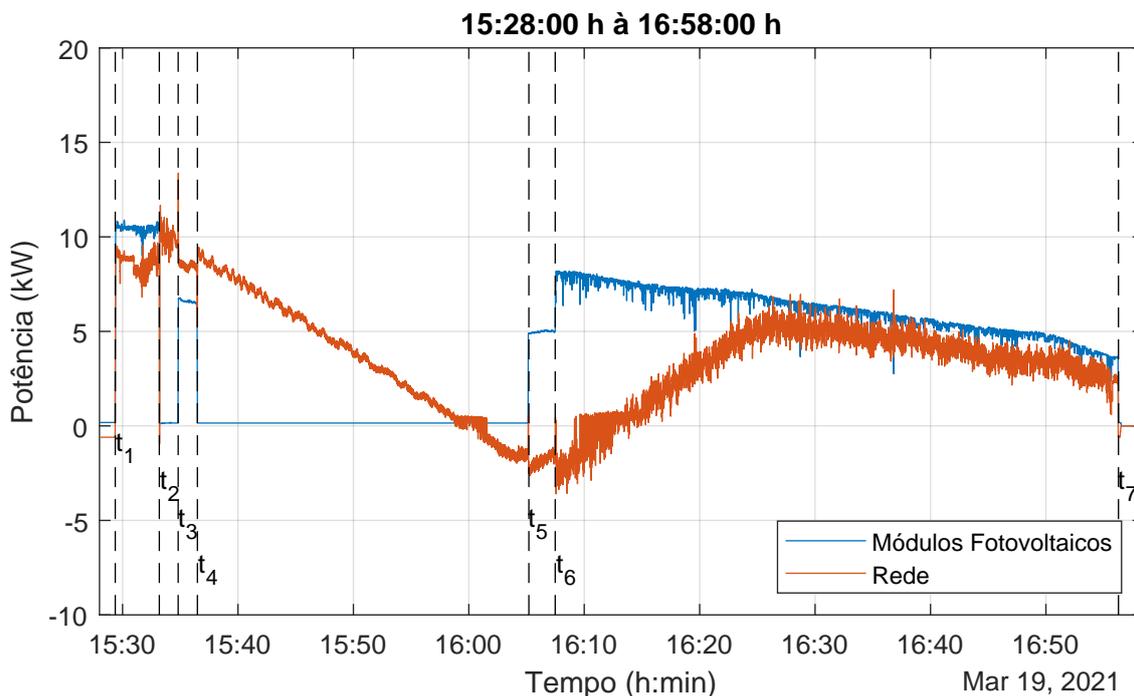


Figura B.3: Potência medida na rede e nos módulos fotovoltaicos no teste 3.

Durante os testes 1 e 2, quando ocorriam variações (degraus) na geração fotovoltaica, a potência na rede também variava de forma inesperada. Conforme mencionado este problema era na inicialização do algoritmo do controle de rampa que foi corrigido na janela entre o fim do teste 2 e o início do teste 3, ou seja, antes do instante t_1 da Figura B.3. Entre t_1 e t_3 foram feitos alguns experimentos para

verificar a eficácia da alteração no algoritmo do controle de rampa. A partir de t_3 continuamos o teste 3, mas agora com a rampa de menor inclinação, $1\%/min$, de forma decrescente e sem MPPT. Depois, em t_5 , com a reconexão da geração fotovoltaica, vemos uma rampa crescente. Em t_6 , habilitamos o controle de MPPT.

B.2 As Melhorias Implementadas

Após os resultados apresentados na Seção B.1 foram implementadas algumas melhorias de controle em ambos os conversores, são elas: melhoria do controle de MPPT do Conversor Primário, implementação de um *soft-start* do protótipo SIGERA-LEMT, compensação de correntes harmônicas, que são exemplificadas a seguir. Sendo assim, os resultados apresentados na Seção 6.2 contemplam essas melhorias.

Melhorias no controle MPPT do Conversor Primário

O Conversor Primário foi ensaiado com diferentes parâmetros implementados no seguidor de máxima potência. Esse experimento teve o intuito de verificar o impacto da dinâmica do MPPT na tensão CC do conversor primário, de analisar a influência na extração de potência pelo conversor e de garantir que a dinâmica do MPPT não estivesse afetando o controle interno de corrente, o que poderia piorar o desempenho do equipamento quanto a qualidade de energia. As medições foram efetuadas com o medidor YOKOGAWA *ScopeCorder DL850E*.

Os gráficos nas Figuras B.4 e B.5 mostram, respectivamente, o comportamento da tensão CC do conversor primário com o MPPT com tempo de perturbação em 147 ms e 2 s . Percebe-se que a estratégia de Perturbe & Observe implementada com ΔT de 2 s proporcionou um perfil de tensão com menos oscilações, o que resulta em menor ruído na potência ativa extraída do arranjo fotovoltaico. No gráfico da Figura B.5, os cursores mostrados mostram que tanto o ΔV de $3,6\text{ V}$ (2% de 180 V) quanto o ΔT de 2 s foram corretamente implementados, ambos parâmetros de projeto.

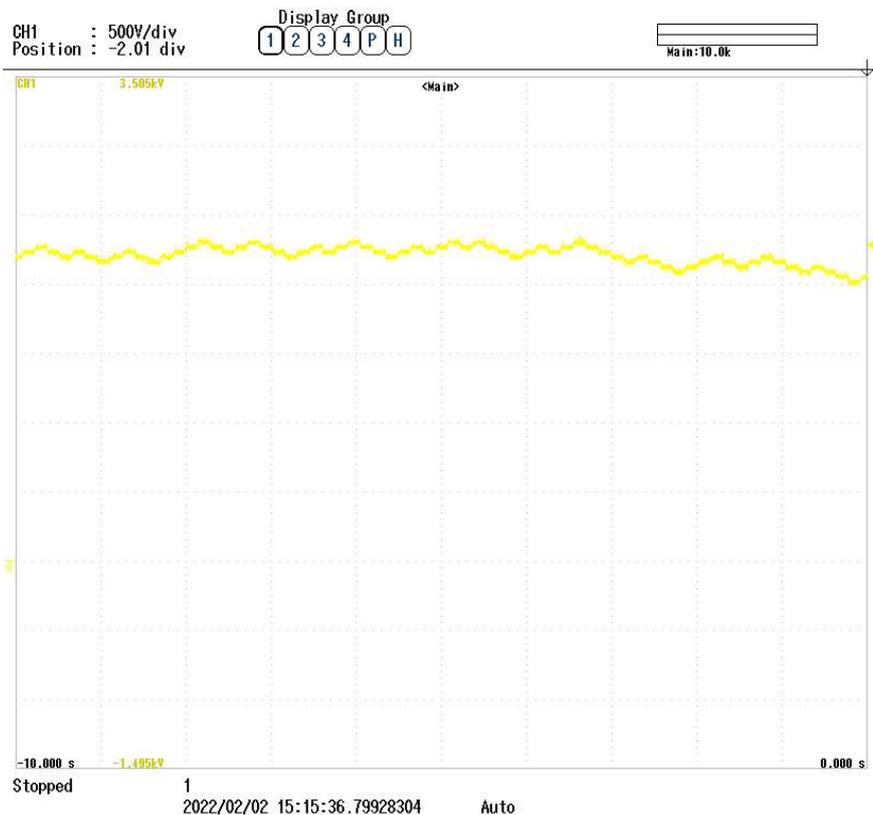


Figura B.4: Tensão CC do Conversor Primário para o MPPT com $\Delta T=147$ ms.

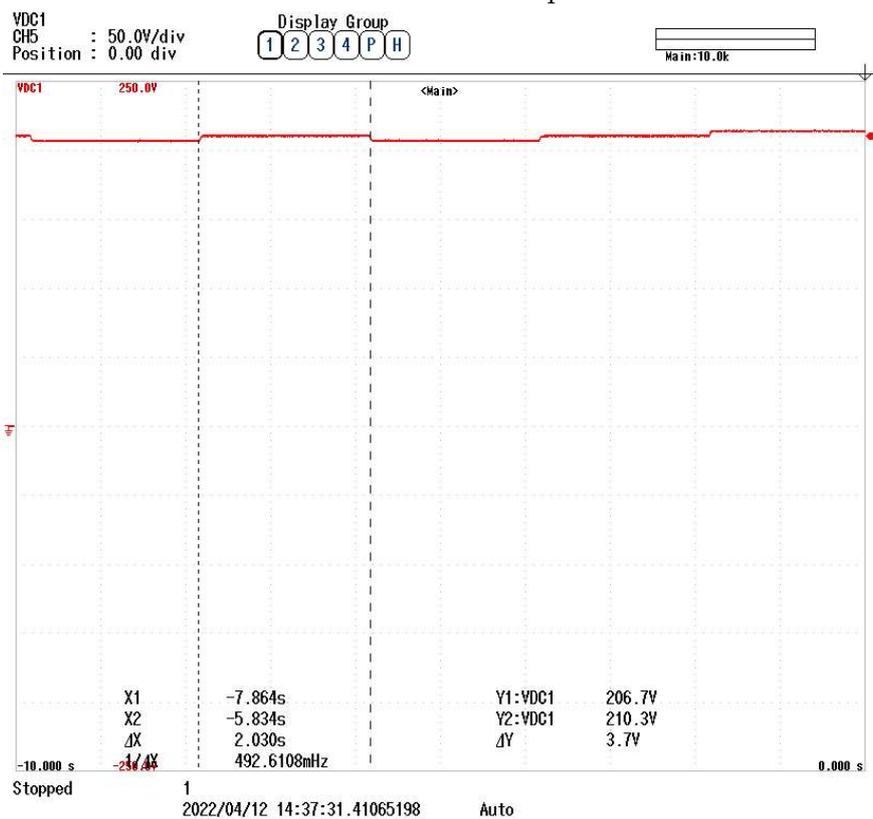


Figura B.5: Tensão CC do Conversor Primário para o MPPT com $\Delta T=2$ s.

Soft-start

A Figura B.6 mostra o momento de inicialização da injeção da potência ativa na rede elétrica por parte do sistema completo sem a implementação do *soft-start*, além da potência fotovoltaica gerada. É possível notar que há uma abrupta variação de potência da rede no momento t_1 .

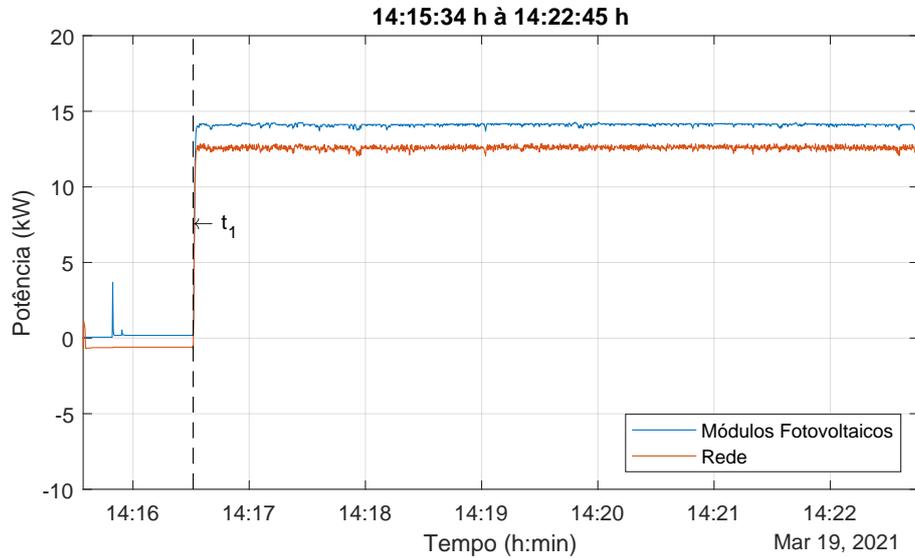


Figura B.6: Partida da planta sem *soft-start*.

Entretanto, na Figura B.7, a sequência de comandos para iniciar o sistema com *soft-start* é executada. A potência ativa na rede e a potência fotovoltaica gerada são então apresentadas. Nota-se que a potência inicial na rede varia do valor nulo em t_1 até o valor final em forma de rampa, com uma taxa de variação de $15\%/min$. Tal resultado valida o aprimoramento e a funcionalidade de *soft-start* do protótipo SIGERA-LEMT.

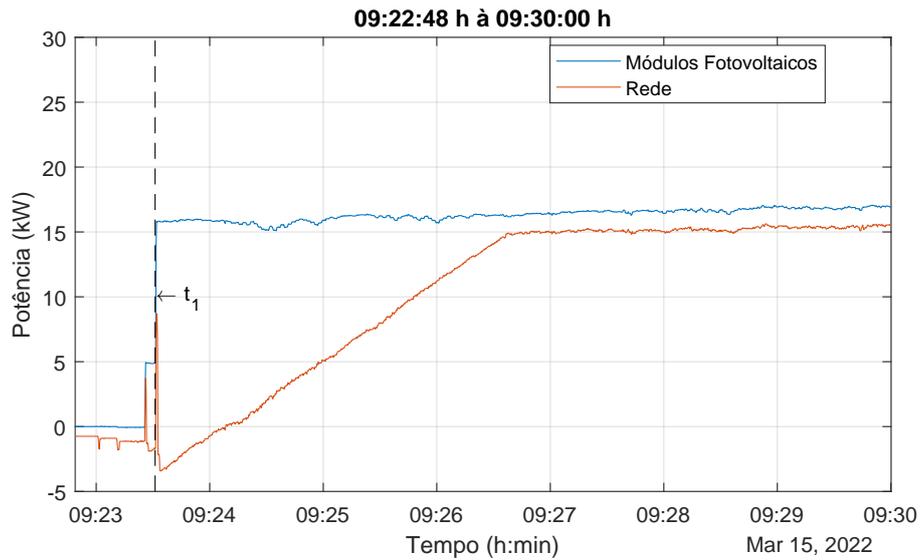


Figura B.7: Partida da planta com *soft-start*.

Compensação de correntes harmônicas CA

Os esforços se concentraram na redução da distorção harmônica total (THD) da corrente CA, cujo espectro harmônico e THD das três fases podem ser vistos na Figura B.8.

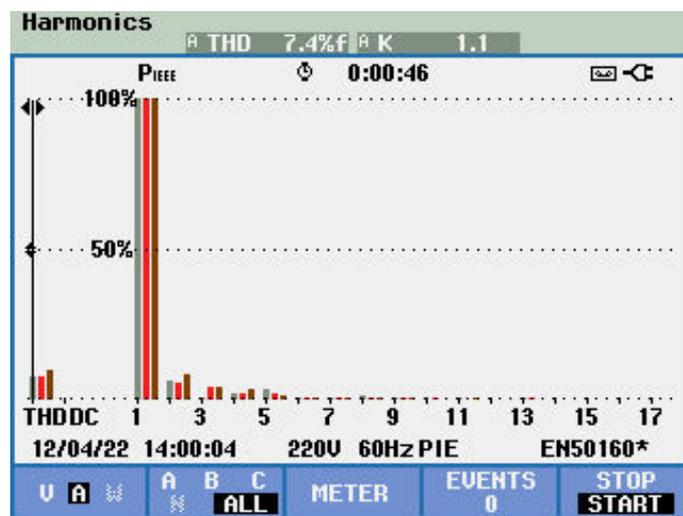


Figura B.8: Espectro Harmônico e THD da corrente CA do conversor primário.

Para esse objetivo, um controle de compensação de 5^o harmônico da corrente CA foi implementado no Conversor Primário. Contudo, a análise do espectro harmônico da Figura B.8 evidencia que a compensação não foi capaz de melhorar o THD e tampouco de reduzir o harmônico específico. Não obstante, foi possível notar a presença de diversos harmônicos, inclusive harmônicos pares (2^o, 4^o, etc.), na corrente CA. Além desses harmônicos não serem compensados pelo controle desenvolvido, não era esperada a presença deles, o que causou questionamento de qual seria a

origem dos mesmos. Investigando esse problema, notou-se a presença de componentes CC na corrente CA entre o conversor e o transformador de acoplamento, o que justificaria a presença dos harmônicos não-característicos [27] verificados no ensaio em virtude da saturação do transformador, acarretando no desenvolvimento apresentado na próxima Seção.

Compensação de Corrente CC no Primário do Transformador

A Figura A.10 mostra o esquema da conexão do Conversor Primário à rede elétrica pelo transformador de acoplamento. Medindo a corrente I_{abc_1} (entre conversor e transformador), foi detectado componente CC nas três fases. A Figura B.9 mostra a oscilografia das correntes medidas pelo osciloscópio, onde a magnitude da componente CC é verificada pela média das correntes (*mean*) na coluna a direita.

A componente CC é indesejada pois acarreta na saturação do núcleo do transformador. Visto que a derivada do fluxo concatenado é igual a tensão induzida nos terminais do transformador, a componente CC aumentará o fluxo continuamente até atingir a saturação do material ferromagnético do transformador. Com o núcleo em saturação, o transformador sai da região linear de operação e passa a se comportar como um elemento não-linear, produzindo os harmônicos não-característicos observados.

Para solucionar esse problema, foi implementado um filtro digital nas variáveis de saída do controlador que servem de referência para os registradores PWM do microcontrolador. Com esse filtro, a componente CC gerada pelo conversor foi eliminada e a oscilografia das correntes CA podem ser vistas na Figura B.10, em que é possível perceber que o valor médio das correntes em cada fase foram reduzidas para valores desprezíveis. Comparando as Figuras B.9 e B.10, percebe-se uma evidente melhora nas formas de onda com a compensação CC, o que é corroborado pela comparação do THD (*Total Harmonic Distortion*) e do IHD (*Individual Harmonic Distortion*) apresentados pela Figura B.11.

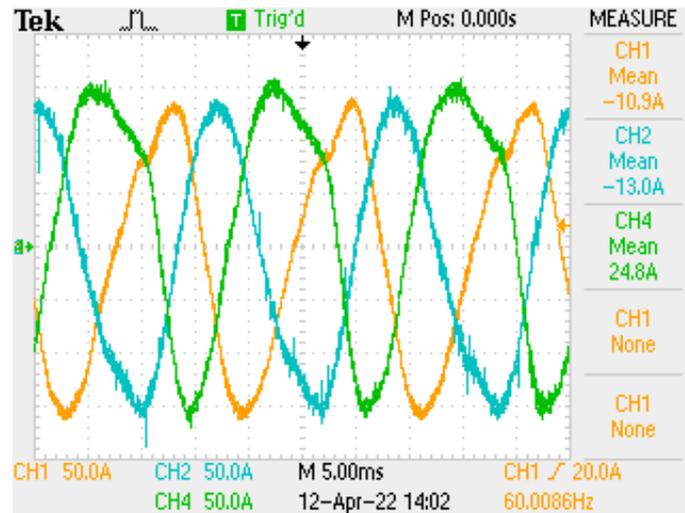


Figura B.9: Correntes CA entre o conversor e o transformador de acoplamento e a medição das respectivas médias.

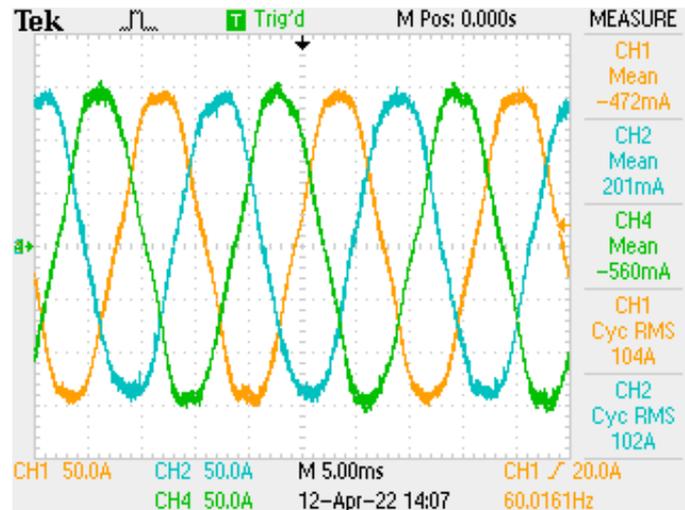


Figura B.10: Correntes CA entre o conversor e o transformador de acoplamento após a eliminação da componente CC.

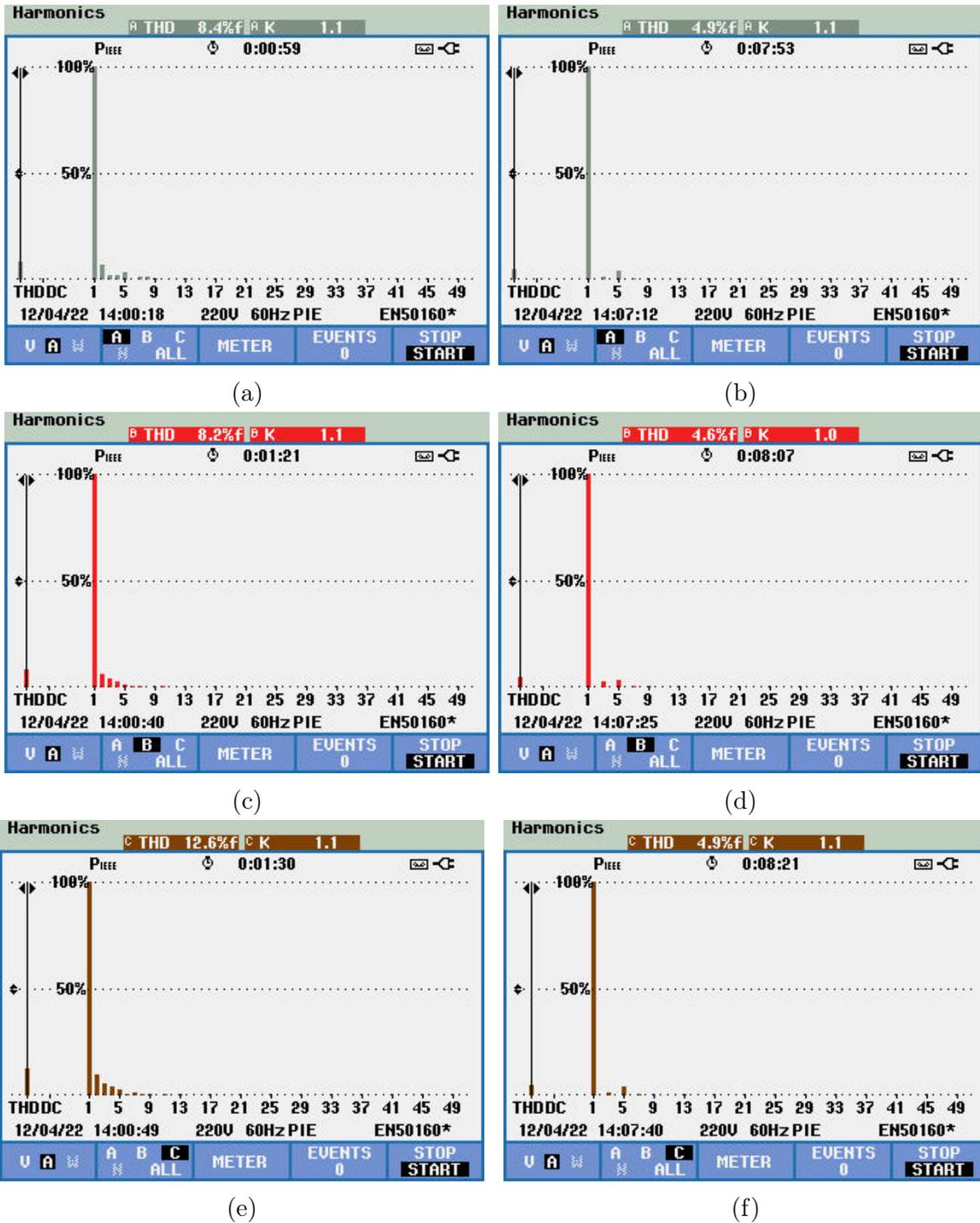


Figura B.11: Comparação do THD e do espectro harmônico na corrente CA da: fase A – (a) Sem e (b) Com controle de compensação CC; fase B – (c) Sem e (d) Com controle de compensação CC; fase C – (e) Sem e (d) Com controle de compensação CC.

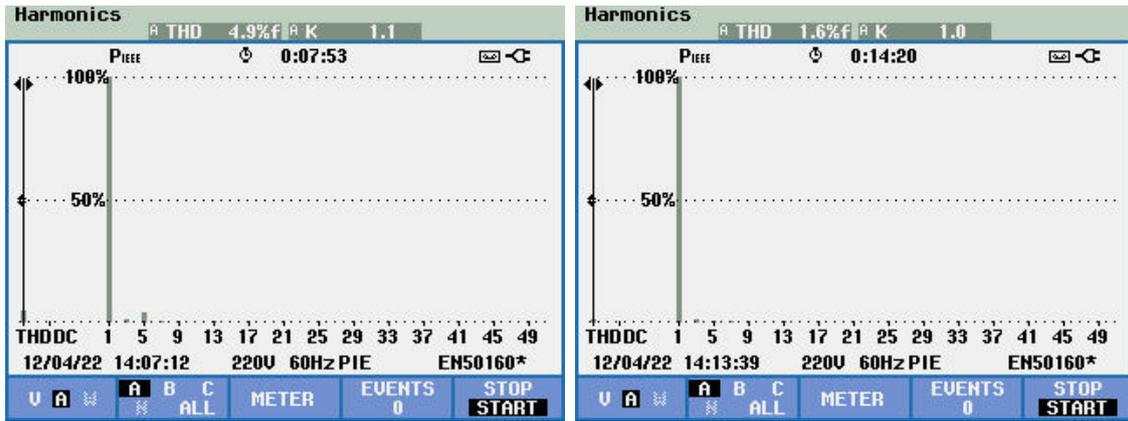
Compensação de 5^o Harmônico na Corrente CA do Conversor Primário

Após a implementação da compensação CC, o protótipo SIGERA-LEMT foi posto em operação com o arranjo fotovoltaico gerando entre 21 kW e 23 kW. Nessas condições, o sistema foi ensaiado com intuito de validar experimentalmente a com-

pensação de 5^o harmônico no controle de corrente CA. As medições foram realizadas com o medidor FLUKE 435 *Series II - Power Quality and Energy Analyzer* e com o *YOKOGAWA ScopeCorder DL850E* pelo seguinte procedimento:

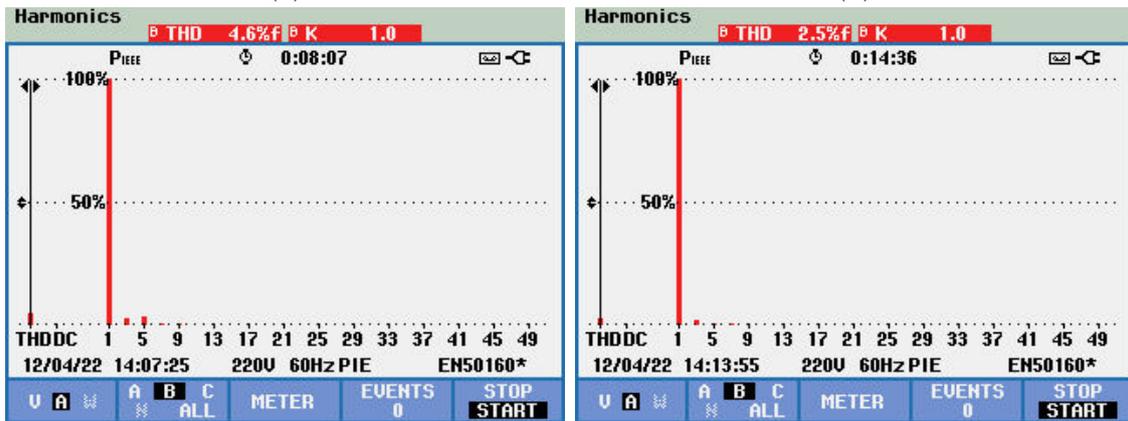
- O sistema SIGERA-LEMT foi iniciado pelo procedimento de *Soft-Start*;
- Inicialmente, o sistema SIGERA-LEMT operou com controle de corrente CA sem a compensação harmônica desenvolvida. Para essa configuração, as medições de THD das três fases da corrente CA estão expostas nas Figuras B.12a, B.12c e B.12e;
- Posteriormente, a compensação de 5^o harmônico no controle de corrente CA foi implementado. As medições de THD na corrente CA para essa configuração podem ser observadas nas Figuras B.12b, B.12d e B.12f;

As Figuras B.13a e B.13b mostram a oscilografia das correntes CA para os casos testados, enquanto a Tabela B.1 resume os resultados do THD expostos na Figura B.12.



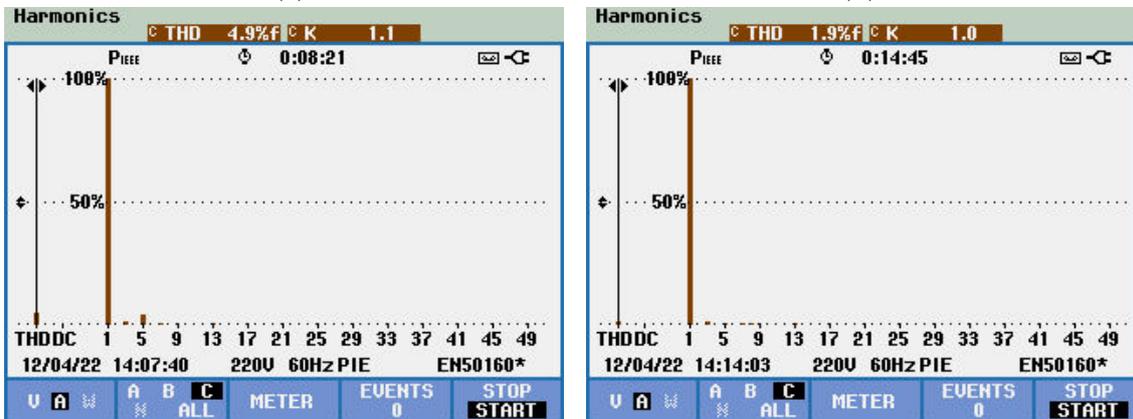
(a)

(b)



(c)

(d)



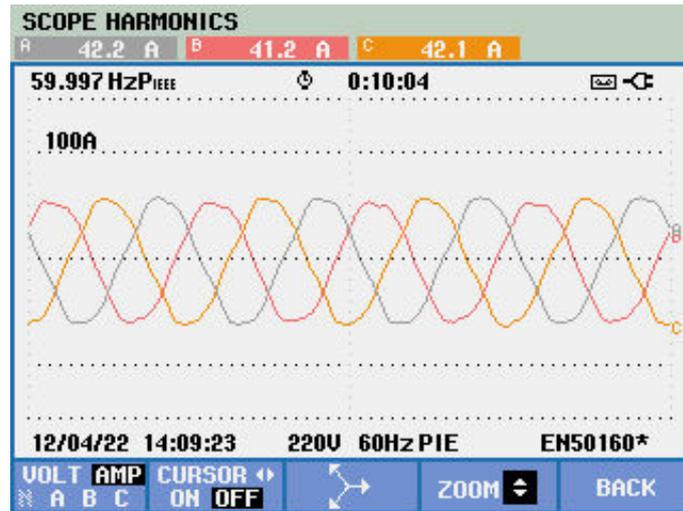
(e)

(f)

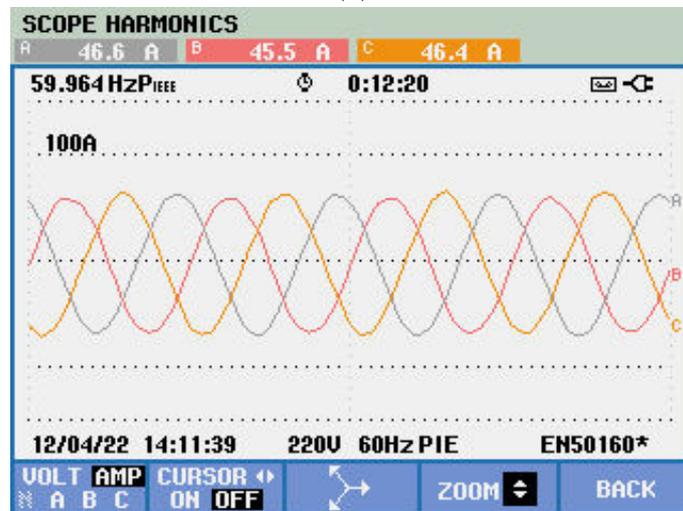
Figura B.12: Comparação dos valores de THD na corrente CA da: fase A – (a) Sem e (b) Com controle de compensação de 5^o harmônico; fase B – (c) Sem e (d) Com controle de compensação de 5^o harmônico; fase C – (e) Sem e (d) Com controle de compensação de 5^o harmônico.

Tabela B.1: Comparação do THD na corrente CA com e sem o controle de compensação de harmônicos.

Fase	Sem Compensação	Com Compensação
A	4,9 %	1,6 %
B	4,6 %	2,5 %
C	4,9 %	1,9 %



(a)



(b)

Figura B.13: Valores de Corrente CA medidos: a) Sem Compensação Harmônica; b) Com Compensação.

Referências Bibliográficas

- [1] JAEN, C., MOYANO, C., SANTACRUZ, X., et al. “Overview of maximum power point tracking control techniques used in photovoltaic systems”. In: *2008 15th IEEE International Conference on Electronics, Circuits and Systems*, pp. 1099–1102. IEEE, 8 2008. ISBN: 978-1-4244-2181-7. doi: 10.1109/ICECS.2008.4675049.
- [2] BOLLIPO, R. B., MIKKILI, S., BONTAGORLA, P. K. “Hybrid, optimization, intelligent and classical PV MPPT techniques: Review”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, v. 7, n. 1, pp. 9–33, 2020. ISSN: 20960042. doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.02720.
- [3] BRAGARD, M., SOLTAU, N., THOMAS, S., et al. “The Balance of Renewable Sources and User Demands in Grids: Power Electronics for Modular Battery Energy Storage Systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 25, n. 12, pp. 3049–3056, 12 2010. ISSN: 0885-8993. doi: 10.1109/TPEL.2010.2085455.
- [4] ROCABERT, J., LUNA, A., BLAABJERG, F., et al. “Control of power converters in AC microgrids”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 27, n. 11, pp. 4734–4749, 2012. ISSN: 08858993. doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [5] LOPES, S. A. S. *Tecnologias de armazenamento de energia para fornecimento de serviços de sistema*. Tese de Doutorado, Universidade de Coimbra, 2015.
- [6] VAZQUEZ, S., LUKIC, S. M., GALVAN, E., et al. “Energy storage systems for transport and grid applications”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 57, n. 12, pp. 3881–3895, 2010. ISSN: 02780046. doi: 10.1109/TIE.2010.2076414.
- [7] MAHMOOD, H., MICHAELSON, D., JIN JIANG. “A Power Management Strategy for PV/Battery Hybrid Systems in Islanded Microgrids”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 2, n. 4,

pp. 870–882, 12 2014. ISSN: 2168-6777. doi: 10.1109/JESTPE.2014.2334051.

- [8] SUN, K., ZHANG, L., XING, Y., et al. “A distributed control strategy based on DC bus signaling for modular photovoltaic generation systems with battery energy storage”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 26, n. 10, pp. 3032–3045, 2011. ISSN: 08858993. doi: 10.1109/TPEL.2011.2127488.
- [9] RIFFONNEAU, Y., BACHA, S., BARRUEL, F., et al. “Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 2, n. 3, pp. 309–320, 7 2011. ISSN: 1949-3029. doi: 10.1109/TSTE.2011.2114901.
- [10] CAISHENG WANG, NEHRIR, M. “Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 23, n. 3, pp. 957–967, 9 2008. ISSN: 0885-8969. doi: 10.1109/TEC.2007.914200.
- [11] CHIANG, S. J., CHANG, K. T., YEN, C. Y. “Residential photovoltaic energy storage system”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 45, n. 3, pp. 385–394, 1998. ISSN: 02780046. doi: 10.1109/41.678996.
- [12] HIROAKI NAKAYAMA, EIJI HIRAKI, TOSHIHIKO TANAKA, et al. “Stand-alone photovoltaic generation system with combined storage using lead battery and EDLC”. In: *2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference*, pp. 1877–1883. IEEE, 9 2008. ISBN: 978-1-4244-1741-4. doi: 10.1109/EPEPEMC.2008.4635539.
- [13] WU, H., XING, Y., XIA, Y., et al. “A family of non-isolated three-port converters for stand-alone renewable power system”, *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, v. 3, pp. 1030–1035, 2011. doi: 10.1109/IECON.2011.6119337.
- [14] BHATTACHARJEE, A. K., KUTKUT, N., BATARSEH, I. “Review of Multiport Converters for Solar and Energy Storage Integration”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 34, n. 2, pp. 1431–1445, 2019. ISSN: 08858993. doi: 10.1109/TPEL.2018.2830788.
- [15] DING, S., WU, H., XING, Y., et al. “Topology and control of a family of non-isolated three-port DC-DC converters with a bidirectional cell”. In: *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and*

Exposition - APEC, pp. 1089–1094. IEEE, 3 2013. ISBN: 9781467343541. doi: 10.1109/APEC.2013.6520435.

- [16] TOMAS-MANEZ, K., ANTHON, A., ZHANG, Z., et al. “High efficiency non-isolated three port DC-DC converter for PV-battery systems”, *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC-ECCE Asia 2016*, pp. 1806–1812, 2016. doi: 10.1109/IPEMC.2016.7512568.
- [17] ZHANG, B., WANG, P., BEI, T., et al. “Novel topology and control of a non-isolated three port DC-DC converter for PV-battery power system”. In: *2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, pp. 1–6, Zhang2017, 8 2017. IEEE. ISBN: 978-1-5386-3246-8. doi: 10.1109/ICEMS.2017.8056089.
- [18] ZHANG, N., SUTANTO, D., MUTTAQI, K. M. “A review of topologies of three-port DC-DC converters for the integration of renewable energy and energy storage system”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, pp. 388–401, 2016. ISSN: 18790690. doi: 10.1016/j.rser.2015.11.079.
- [19] HAQUE, M. M., WOLFS, P., ALAHAKOON, S. “Dual active bridge and matrix converter based three-port converter topology for grid interactive PV-battery system”, *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2017*, v. 2017-Novem, pp. 1–6, 2018. doi: 10.1109/AUPEC.2017.8282444.
- [20] KIM, H., PARKHIDEH, B., BONGERS, T. D., et al. “Reconfigurable solar converter: A single-stage power conversion PV-battery system”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 28, n. 8, pp. 3788–3797, 2013. ISSN: 08858993. doi: 10.1109/TPEL.2012.2229393.
- [21] WANG, J., WANG, C., HONG, F. “New topology of DC/DC converter for battery discharging circuit in PV syetem”, *ICEMI 2009 - Proceedings of 9th International Conference on Electronic Measurement and Instruments*, pp. 136–139, 2009. doi: 10.1109/ICEMI.2009.5274906.
- [22] OZDEMIR, E., KAVASLAR, F. “A new multifunctional power converter for grid connected residential photovoltaic applications”. In: *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 2650–2656. IEEE, 9 2009. ISBN: 978-1-4244-2893-9. doi: 10.1109/ECCE.2009.5316059.
- [23] MA, L., SUN, K., TEODORESCU, R., et al. “An integrated multifunction DC/DC converter for PV generation systems”, *IEEE Internatio-*

nal Symposium on Industrial Electronics, pp. 2205–2210, 2010. doi: 10.1109/ISIE.2010.5637648.

- [24] MOHAN, N., UNDELAND, T. M., ROBBINS, W. P. *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*. 3rd edition ed. Hoboken, NJ, USA, John Wiley & Sons, 2003. ISBN: 978-0-471-22693-2.
- [25] MILENOV, V., ZARKOV, Z., DEMIRKOV, B., et al. “Modeling of Electrical Characteristics of Various PV Panels”. In: *2019 16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA)*, n. June, pp. 1–5. IEEE, 6 2019. ISBN: 978-1-7281-1413-2. doi: 10.1109/ELMA.2019.8771692.
- [26] AKAGI, H., WATANABE, E. H., AREDES, M. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. Hoboken, NJ, USA, John Wiley & Sons, Inc., 2 2017. doi: 10.1002/9781119307181.index. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9781119307181.index>>.
- [27] HAN, Y., YANG, M., LI, H., et al. “Modeling and stability analysis of *LCL*-type grid-connected inverters: A comprehensive overview”, *IEEE Access*, v. 7, pp. 114975–115001, 2019.