

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**Escola de Engenharia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**Chrystiano Alves Galdino**

**Regulação de Tensão em Redes Elétricas  
Utilizando Sistemas de Armazenamento de  
Energia em Baterias**

**Belo Horizonte**

**2023**

Chrystiano Alves Galdino

# **Regulação de Tensão em Redes Elétricas Utilizando Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Victor Flores Mendes

Belo Horizonte

2023

G149r

Galdino, Chrystiano Alves.

Regulação de tensão em redes elétricas utilizando sistemas de armazenamento de energia em baterias [recurso eletrônico] / Chrystiano Alves Galdino. - 2023.

1 recurso online (136 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Victor Flores Mendes.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f. 121-136.

Bibliografia: f. 116-120.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Potência reativa (Engenharia elétrica) - Teses. 3. Energia - Armazenamento - Teses. 4. Redes elétricas - Teses. 5. Simulação (Computadores) - Teses. I. Mendes, Victor Flores. II. Universidade Federal de Minas Gerais. III. Escola de Engenharia. V. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

## FOLHA DE APROVAÇÃO

### "REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS UTILIZANDO SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS"

**CHRYSIANO ALVES GALDINO**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica. Aprovada em 10 de julho de 2023. Por:

Prof. Dr. Victor Flores Mendes  
DEE (UFMG) - Orientador

Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura  
DEE (UFMG)

Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa  
DEE (UFMG)



Documento assinado eletronicamente por **Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior**, em 10/07/2023, às 18:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Wadaed Uturbey da Costa, Professora do Magistério Superior**, em 10/07/2023, às 20:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Wallace do Couto Boaventura, Professor do Magistério Superior**, em 10/07/2023, às 21:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufmg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **2453416** e o código CRC **2DCFEA2E**.

# Agradecimentos

Agradeço a todos aqueles que contribuíram de alguma forma para que eu alcançasse o êxito no desenvolvimento deste trabalho acadêmico. Em especial aos meus pais, orientador, colegas de pós graduação do LCCE, funcionários do CPH, e aos professores convidados para a banca.

Agradeço também ao PPGEE, e a CAPES pelo apoio financeiro recebido, e a CEMIG pela contribuição no desenvolvimento das pesquisas acadêmicas por meio do projeto de P&D D722 - Análise de Arranjo Técnico e Comercial baseado em uma Planta Piloto de Sistema Distribuído de Armazenamento de Energia em Alimentador Crítico da Rede de Distribuição de 13,8 kV.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

*“– Un jour, j’ai vu le soleil se coucher quarante-trois fois !*

*Et un peu plus tard tu ajoutais:*

*– Tu sais... quand on est tellement triste on aime les couchers de soleil...*

*– Le jour des quarante-trois fois tu étais donc tellement triste ?*

*Mais le petit prince ne répondit pas.”*

*(Antoine de Saint-Exupéry)*

# Resumo

Com o aumento da penetração da Geração Distribuída (GD) , crescem os problemas relacionados a regulação de tensão nas redes elétricas. O presente trabalho apresenta uma estratégia de controle para comandar a injeção das potências ativa e reativa em redes de distribuição, realizando a regulação de tensão através de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB). Dentre as diversas estratégias existentes para este problema, foi escolhida uma que utiliza um controle Droop modificado, buscando atender a necessidade de fornecer potência reativa capacitiva ou indutiva para controlar a tensão no ponto de conexão. São realizadas simulações computacionais utilizando-se o software PLECS, para o desenvolvimento da estratégia de controle e verificar o comportamento do sistema em análise. Um SAEB de 2 MW é considerado para o estudo computacional, conectado a uma rede trifásica de teste do IEEE, a qual possui 13 barras interligadas por meio das linhas de distribuição e cargas desbalanceadas. Com a comprovação por meio das simulações, foram realizados testes experimentais utilizando um protótipo de um SAEB de 12 kW conectado a um simulador de rede regenerativo, cujo objetivo é emular as características da rede elétrica. A partir dos resultados obtidos por análise computacional e experimental, avaliou-se a capacidade de regulação da tensão por meio do uso dos SAEBs nas redes de distribuição.

**Palavras-chave:** Regulação de tensão. Droop. Controle de potência reativa. Sistema de armazenamento de energia em baterias. Simulador de rede.

# Abstract

With the increasing penetration of Distributed Generation (DG), concerns related to voltage regulation in electrical grid arise. This work presents a control strategy to command the injection of active and reactive power in distribution grids, performing voltage regulation through Battery Energy Storage Systems (BESS). Among the various existing strategies for this problem, one that uses a modified Droop control was chosen, seeking to meet the need to provide capacitive or inductive reactive power to control the voltage at the connection point. Computer simulations are carried out using the PLECS software, for the development of the control strategy and to verify the behavior of the system under analysis. A 2 MW BESS is considered for the computational study, connected to an IEEE three-phase test network, which has 13 buses interconnected through distribution lines and unbalanced loads. With the proof through simulations, experimental tests were carried out using a prototype of a 12 kW BESS connected to a regenerative grid emulator, whose objective is to emulate the characteristics of the electrical network. Based on the results obtained by computational and experimental analysis, the voltage regulation capacity was evaluated through the use of BESS in distribution networks.

**Keywords:** Voltage regulation. Droop. Reactive power control. Battery energy storage system. Network simulator.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Principais elementos de um alimentador trifásico . . . . .	24
Figura 2 – Índice de performance x quantidade de GD . . . . .	26
Figura 3 – Capacidade instalada de geração em 2022 . . . . .	27
Figura 4 – Micro e Minigeração em 2022 . . . . .	28
Figura 5 – Conexão de um SAEB com a rede de energia . . . . .	31
Figura 6 – Barramento infinito e gerador conectados por linha de distribuição . . . . .	40
Figura 7 – Conexão típica de fontes geradoras com a rede . . . . .	42
Figura 8 – Característica Droop para inversores de GDs . . . . .	43
Figura 9 – Característica Droop para controle de tensão . . . . .	43
Figura 10 – Mercado Global de baterias 1990-2020 - Energia . . . . .	47
Figura 11 – Mercado Global de baterias 1990-2020 - Valores . . . . .	47
Figura 12 – Variação da tensão em função do tempo de descarga . . . . .	49
Figura 13 – Variação da tensão na descarga - Coup de Fouet . . . . .	49
Figura 14 – Variação da capacidade da bateria em função da vida útil . . . . .	51
Figura 15 – Efeitos da temperatura na vida das baterias de Chumbo-Ácido . . . . .	52
Figura 16 – Efeito da temperatura na capacidade efetiva . . . . .	52
Figura 17 – Topologia T3 - Estágio cc/cc ligado em paralelo . . . . .	55
Figura 18 – SAEB com unidade de gerenciamento . . . . .	56
Figura 19 – Filtro LCL para inversor trifásico . . . . .	56
Figura 20 – Conversor cc/cc “Interleaved” . . . . .	57
Figura 21 – Estágio de controle cc/cc da topologia T3 . . . . .	59
Figura 22 – Estágio de controle cc/ca da topologia T3 . . . . .	60
Figura 23 – Método do valor quadrado - $V_{dc}^2$ . . . . .	61
Figura 24 – Controle da potência reativa - Q . . . . .	61
Figura 25 – Controle de corrente Proporcional Ressonante . . . . .	61
Figura 26 – Inversor utilizado nas GDs com controle Droop . . . . .	62
Figura 27 – Controle Droop implementado . . . . .	63
Figura 28 – Estrutura básica do SAEB . . . . .	65
Figura 29 – SAEB 2 MVA simulado no PLECS . . . . .	65
Figura 30 – Circuito equivalente para o compensação de potência reativa . . . . .	66
Figura 31 – Característica V/Q de um sistema completamente compensado . . . . .	67
Figura 32 – Gráfico THD de $i_g$ x $L_t$ . . . . .	69
Figura 33 – Etapas para o cálculo do filtro LCL . . . . .	70
Figura 34 – Tensões e correntes durante o teste do filtro LCL . . . . .	71
Figura 35 – Detalhe das tensões e correntes obtidas no teste do filtro LCL . . . . .	71
Figura 36 – Diagrama do sistema de 13 barras do IEEE . . . . .	73

Figura 37 – Diagrama do sistema de 13 barras modificado . . . . .	73
Figura 38 – Variáveis de controle do SAEB . . . . .	76
Figura 39 – Variáveis medidas durante a injeção da potências ativa e reativa . . . . .	77
Figura 40 – Variáveis de controle das potências ativa e reativa . . . . .	78
Figura 41 – Tensão e corrente na rede para a variação das potências ativa e reativa . . . . .	79
Figura 42 – Caso 1 SAEB conectado na barra 675 . . . . .	79
Figura 43 – Tensão nas fases A, B e C x valor médio das fases - barra 675 . . . . .	80
Figura 44 – Tensão nas fases durante o chaveamento do banco de capacitores . . . . .	81
Figura 45 – Tensão nas fases A,B e C da barra 675 - Caso 1 . . . . .	82
Figura 46 – Medições de potência do SAEB - Caso 1 . . . . .	82
Figura 47 – Tensões e correntes medidas no SAEB - Caso 1 . . . . .	83
Figura 48 – Caso 2 SAEB conectado na barra 680 . . . . .	84
Figura 49 – Tensão nas fases A, B e C x valor médio das fases - barra 680 . . . . .	85
Figura 50 – Medições para o SAEB na barra 680 - Caso 2 . . . . .	86
Figura 51 – Potência ativa de carga e descarga - Caso 2 . . . . .	86
Figura 52 – Topologia do SAEB 12 kW . . . . .	90
Figura 53 – Painel contendo as partes de potência integrantes do SAEB 12 kW . . . . .	90
Figura 54 – DSP F28379D e placas de aquisição de sinais . . . . .	91
Figura 55 – Bancos de baterias e sua disposição em prateleira metálica . . . . .	91
Figura 56 – Supervisório do conversor cc/ca ligado na rede . . . . .	92
Figura 57 – Supervisório do conversor cc/cc das baterias . . . . .	92
Figura 58 – Simulador de rede NHR-9410 . . . . .	93
Figura 59 – Circuito monofásico equivalente da ligação SAEB - Simulador de Rede . . . . .	94
Figura 60 – Conexão entre o simulador de rede e o SAEB 12 kW . . . . .	97
Figura 61 – Supervisório para o controle Droop . . . . .	98
Figura 62 – Tensão em pu medida no ponto de conexão . . . . .	99
Figura 63 – Tensão em pu medida no ponto de conexão em pu - Teste 1 . . . . .	100
Figura 64 – Potência Reativa - Teste 1 . . . . .	101
Figura 65 – Potência Ativa - Teste 1 . . . . .	101
Figura 66 – Potência Aparente - Teste 1 . . . . .	102
Figura 67 – Fator de Potência - Teste 1 . . . . .	102
Figura 68 – Corrente nas fases - Teste 1 . . . . .	103
Figura 69 – Forma de onda das correntes - Teste 1 . . . . .	103
Figura 70 – Forma de onda das tensões - Teste 1 . . . . .	104
Figura 71 – Tensão medida no ponto de conexão em pu - Teste 2 . . . . .	105
Figura 72 – Potência Reativa - Teste 2 . . . . .	105
Figura 73 – Potência Ativa - Teste 2 . . . . .	106
Figura 74 – Potência Aparente - Teste 2 . . . . .	106
Figura 75 – Fator de Potência - Teste 2 . . . . .	107

Figura 76 – Forma de onda das tensões - Teste 2 . . . . .	107
Figura 77 – Forma de onda das correntes - Teste 2 . . . . .	108
Figura 78 – Corrente nas fases - Teste 2 . . . . .	108
Figura 79 – Tensão em pu medida no ponto de conexão - Teste 3 . . . . .	109
Figura 80 – Potência Reativa - Teste 3 . . . . .	110
Figura 81 – Potência Ativa - Teste 3 . . . . .	110
Figura 82 – Potência Aparente - Teste 3 . . . . .	111
Figura 83 – Fator de Potência - Teste 3 . . . . .	111
Figura 84 – Corrente nas fases - Teste 3 . . . . .	112
Figura 85 – Forma de onda das correntes - Teste 3 . . . . .	112
Figura 86 – Forma de onda das tensões - Teste 3 . . . . .	113

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Visão Geral das tecnologias de armazenamento . . . . .	18
Tabela 2 – Níveis de tensão utilizados na distribuição de energia . . . . .	23
Tabela 3 – Comparativo das estratégias de controle para regulação de tensão. . . . .	37
Tabela 3 – Comparativa das estratégias de controle para regulação de tensão. . . . .	38
Tabela 4 – Valores utilizados no filtro LCL para uma potência de 2 MVA . . . . .	70
Tabela 5 – Dados do transformador de tensão . . . . .	74
Tabela 6 – Parâmetros das barras do sistema . . . . .	74
Tabela 7 – Cargas pontuais do sistema . . . . .	74
Tabela 8 – Carga distribuída do sistema . . . . .	75
Tabela 9 – Dados dos bancos de capacitores . . . . .	75
Tabela 10 – Valores de tensão em pu obtidos . . . . .	75
Tabela 11 – Valores da tensão em pu para o controle Droop - Caso 1 . . . . .	84
Tabela 12 – Valores da tensão em pu para o controle Droop - Caso 2 . . . . .	87
Tabela 13 – Principais parâmetros utilizados no SAEB . . . . .	89

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Motivações</b>	<b>14</b>
1.1.1	Recursos Energéticos Distribuídos	14
1.1.2	Os sistemas de armazenamento de energia	16
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b>	<b>18</b>
<b>1.3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>19</b>
1.3.1	Simulações computacionais	19
1.3.2	Estudos experimentais em bancada	20
<b>1.4</b>	<b>Estrutura da dissertação</b>	<b>20</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>22</b>
<b>2.1</b>	<b>As redes de distribuição de energia</b>	<b>22</b>
<b>2.2</b>	<b>Problemas de tensão existentes nas redes causados pela GD</b>	<b>25</b>
<b>2.3</b>	<b>Principais formas de regulação de tensão nas redes de distribuição</b>	<b>28</b>
<b>2.4</b>	<b>Sistemas de armazenamento de energia</b>	<b>29</b>
2.4.1	Principais sistemas de armazenamento de energia existentes	29
2.4.2	Aplicações dos SAEBs nas redes de energia	31
<b>2.5</b>	<b>Estratégias para regulação de tensão utilizando SAEBs</b>	<b>33</b>
2.5.1	Controle Droop	39
2.5.2	Controle Droop aplicado na GD	41
<b>3</b>	<b>SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS - SAEB</b>	<b>45</b>
<b>3.1</b>	<b>Principais tecnologias</b>	<b>45</b>
3.1.1	Market Share	46
<b>3.2</b>	<b>Baterias de Chumbo - Ácido</b>	<b>48</b>
3.2.1	Características e limitações	48
3.2.1.1	Carga e descarga	48
3.2.1.2	Envelhecimento e degradação	50
3.2.1.3	Operação e manutenção	53
<b>3.3</b>	<b>Características construtivas de um SAEB</b>	<b>54</b>
3.3.1	Topologias	54
3.3.2	Partes constituintes	55
<b>3.4</b>	<b>Controle do SAEB</b>	<b>58</b>
3.4.1	Controle do conversor cc/cc	58
3.4.2	Controle do conversor cc/ca	59
3.4.3	Controle Droop	62

<b>4</b>	<b>ANÁLISE COMPUTACIONAL</b>	<b>64</b>
<b>4.1</b>	<b>SAEB de 2 MVA</b>	<b>64</b>
4.1.1	Visão geral do SAEB modelado	64
4.1.2	Cálculo da potência necessária para o SAEB	66
4.1.3	Modelagem do filtro LCL	68
4.1.4	Modelagem dos bancos de baterias	71
<b>4.2</b>	<b>Sistema de 13 Barras do IEEE</b>	<b>72</b>
<b>4.3</b>	<b>Resultados de Simulação</b>	<b>76</b>
4.3.1	Operação do SAEB	76
4.3.2	Estudo de Caso 1 - SAEB conectado à Barra 675 com o banco de capacitores trifásico	79
4.3.3	Estudo de Caso 2 - SAEB conectado à Barra 680	84
<b>5</b>	<b>RESULTADOS DO SISTEMA EXPERIMENTAL</b>	<b>89</b>
<b>5.1</b>	<b>Equipamentos utilizados</b>	<b>89</b>
5.1.1	SAEB - 12 kW	89
5.1.2	Simulador de Rede - NHR-9410	93
5.1.2.1	Impedância Virtual	94
5.1.2.2	Estrutura de comunicação	96
5.1.2.3	Amostragem	96
<b>5.2</b>	<b>Implementação</b>	<b>97</b>
<b>5.3</b>	<b>Testes Experimentais Realizados</b>	<b>99</b>
5.3.1	Teste 1 - Controle Droop com a descarga das baterias	99
5.3.2	Teste 2 - Controle Droop com o carregamento das baterias	104
5.3.3	Teste 3 - Controle Droop com a tensão modificada	109
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>114</b>
<b>6.1</b>	<b>Conclusões sobre o trabalho realizado</b>	<b>114</b>
<b>6.2</b>	<b>Produção da Dissertação</b>	<b>114</b>
<b>6.3</b>	<b>Proposta de Continuidade</b>	<b>115</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>116</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>121</b>
	<b>ANEXO A – CÓDIGO EM PYTHON UTILIZADO COM O SIMULADOR DE REDE</b>	<b>122</b>

# 1 Introdução

## 1.1 Motivações

As fontes de energia renováveis, com destaque para a solar e eólica que estão em crescente expansão em todo o mundo e também notavelmente no Brasil, desempenham um importante papel para a produção de energia visando complementar as formas tradicionais de geração, como a hidroelétrica e termoeétrica. Conforme exposto por [Bevrani, François e Ise \(2017\)](#), as energias renováveis apresentam vantagens econômicas, com por exemplo a criação de tecnologia e serviços, e a redução da dependência de combustíveis fósseis. Outra importante premissa apresentada pelos referidos autores, é a possibilidade de utilizar a geração distribuída para realizar a produção de energia próximo ao consumidor final, o que reduz as preocupações e custos com o transporte da energia.

Com o aumento da geração mais próxima do consumo, aparecem novos problemas relacionados as linhas de distribuição, as quais passam a desempenhar um importante papel no fluxo de potência, agora com característica bidirecional, devido a capacidade de injeção da energia produzida pelos consumidores. Uma forma interessante de reduzir os problemas da qualidade de energia e confiabilidade no sistema elétrico, é apresentada em [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#), como a utilização dos sistemas de armazenamento para o fornecimento de energia em casos de faltas, e o armazenamento de energia solar e eólica, reduzindo o problema de intermitência dessas fontes.

Assim é com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento de novas metodologias na área de armazenamento de energia, que este trabalho busca acrescentar com provas experimentais, a capacidade de resolução do problema da variação de tensão existente nas redes de distribuição, o que tem aumentado com a penetração da Geração Distribuída (GD).

### 1.1.1 Recursos Energéticos Distribuídos

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são de acordo com [IEEE \(2021\)](#) fontes ou grupos de fontes de potência elétrica que são conectados ao sistema elétrico. Incluem geradores e tecnologias de armazenamento de energia capazes de exportar potência ativa para a rede. Conforme apresentado em [Silva, Hollanda e Cunha \(2016\)](#), os RED atuam na oferta e demanda de energia, reduzindo ou transformando a carga que a rede deve anteder, contemplando:

- Geração Distribuída (GD)

- Armazenamento de energia
- Eficiência Energética
- Gerenciamento de Demanda

Dentro dos RED, temos o termo GD, o qual foi planejado segundo [Chowdhury S. P. Chowdhury \(2009\)](#) para distinguir o conceito de geração centralizada da tradicional. De acordo com os autores, alguns países possuem restrições específicas sobre a GD, incluindo por exemplo o nível de tensão de conexão e a classificação da planta utilizada, além de apresentam algumas características comuns:

- Não possuem planejamento e despacho centralizado pela concessionária de energia.
- Normalmente possuem potência inferiores a 50 MW.
- Os geradores distribuídos são usualmente conectados ao sistema de distribuição, com valores de tensão que variam de 230/415 V até 145kV.

Um outro conceito adotado em [L'Abbate et al. \(2007\)](#) caracteriza a GD como sendo um recurso de potencia elétrica conectado à rede no nível da tensão de distribuição, fornecendo energia aos consumidores no local, ou suporte à rede de distribuição. Os autores destacam a importância de dois aspectos relacionados a GD, sendo eles o tipo de tecnologia aplicada e o modo de operação. Em relação a tecnologia aplicada, elas são de vários tipos e possuem importância na segurança do fornecimento de energia, competitividade e em questões ambientais proporcionadas pela redução na emissão de poluentes. Relatam também a existência de mais possibilidade de classificação das GDs em função da sua tecnologia, baseado nas suas diferentes propriedades e comportamentos, como por exemplo a capacidade de produção combinada de potência e calor. Para os modos de operação os autores evidenciam a existência de dois fatores chaves para a alocação de unidades geradoras. O primeiro deles se refere a potência de curto-circuito da rede no ponto de conexão, e o segundo a flexibilidade de operação, a qual se relaciona com a capacidade da unidade de GD responder a uma mudança de demanda das cargas ligadas à rede.

As principais fontes renováveis de energia utilizadas para a GD são detalhadamente expostas em [Bollen e Hassan \(2011\)](#), e divididas em:

- Eólica
- Solar
- Cogeração
- Hidroelétricas

- Térmicas
- Ondas
- Maremotriz
- Geotérmica

Em [Bevrani, François e Ise \(2017\)](#) são descritas como limpas e de origem renovável a energia produzida utilizando as fontes baseadas em energias hidráulicas, eólicas, fotovoltaicas e geotérmicas, quando comparadas com as tecnologias convencionais baseadas em combustíveis fósseis e as de fissão nuclear.

De acordo com [Chowdhury S. P. Chowdhury \(2009\)](#), a utilização das GDs possuem algumas vantagens nas áreas tecnológicas, econômicas e ambientais quando comparadas com os sistemas de energia convencionais, propiciando um maior desenvolvimento e integração das GDs. Essas podem ser resumidamente descritas com:

1. Maior procura dos países por fontes de energia não convencionais/renováveis devido à redução das reservas de combustíveis fósseis.
2. Como parte do Protocolo de Kyoto, vários países buscam reduzir a emissão de gases do efeito estufa, reduzindo a poluição ambiental e o aquecimento global.
3. Aumento da eficiência energética das plantas devido a utilização do calor antes desperdiçado para o uso em cogeração.
4. Alocação das GDs em proximidade das cargas, reduzindo as perdas de transporte e distribuição, tempo de construção e investimento de capital.
5. Aumento da qualidade da energia e confiabilidade devido a possibilidade de operação de forma conectada ou isolada da rede.

### 1.1.2 Os sistemas de armazenamento de energia

A energia é um elemento essencial para a realização das atividades diárias, sejam elas relacionadas ao trabalho, alimentação, saúde ou lazer. Em [Goswami e Kreith \(2015\)](#) indica-se que a energia armazenada nas três formas fundamentais térmica, mecânica ou elétrica pode ser utilizada prontamente ou transformada em outro tipo. Deve ser observado que a energia elétrica e mecânica, por serem consideradas de alta qualidade, podem ser transformadas de uma para outra com uma pequena perda. Já a qualidade da energia térmica depende da diferença de temperatura, sendo considerada de baixa qualidade, devido a dificuldade de sua conversão para as outras formas.

Para [Huggins e Huggins \(2016\)](#), com o esgotamento dos combustíveis fósseis, e com as

diferentes demandas de energia para usos distintos, deve-se atentar para a necessidade de se estocar ou armazenar energia. Isso ocorre pois existe um importante problema em relação a produção e o uso dos recursos naturais, que está relacionado com o não sincronismo existente entre a utilização e produção desses recursos energéticos. O acionamento do armazenamento pode ocorrer em ciclos diários, como no caso da energia eólica e solar, ou em meses, como no caso dos biocombustíveis. Assim, a tecnologia de armazenamento é extremamente dependente do recurso energético utilizado.

Dentre as tecnologias de armazenamento, em [Goswami e Kreith \(2015\)](#) é apresentado uma visão geral das tecnologias existentes e suas aplicações classificadas pela sua relevância em quatro diferentes grupos, Aplicações de grande porte “Utility Shaping”, Qualidade da Energia “Power Quality”, Rede distribuída “Distributed Grid” e automotivo “Automotive”. As aplicações de grande porte correspondem ao uso dos grandes dispositivos de armazenamento para atender a uma demanda elétrica, na situação em que as fontes renováveis não estão produzindo energia suficiente, como ocorre no horário de ponta. A Qualidade da Energia está relacionado ao uso de sistemas de armazenamento com rápida resposta durante eventos de chaveamento ou curtas interrupções. A Rede Distribuída possibilita a geração e armazenamento da energia pelos próprios consumidores. As aplicações automotivas estão relacionadas com o uso em veículos elétricos, híbridos além de outras que requerem baterias móveis de maior capacidade. A Tabela 1 contendo um resumo dessas tecnologias e suas aplicações foi adaptada, sendo apresentada como referência. Observando os dados é possível verificar a grande importância dos sistemas de armazenamento eletroquímicos, devido a sua grande diversidade de atuação, podendo ser empregados desde os sistemas de energia até em aplicações automotivas.

Conforme relatado em [Shi et al. \(2022\)](#), novos desafios são impostos para o planejamento e operação dos sistemas elétricos, sendo necessário observar metodologias capazes de ampliar a capacidade de acomodação para as GDs. Entre essas, está presente a utilização dos sistemas de armazenamento para armazenar a energia intermitente produzida pelas fontes renováveis, de forma a deslocar no tempo o uso da energia e dessa forma aumentar o desempenho das redes de distribuição. Para realizar melhorias nos sistemas de distribuição é necessário observar o “Hosting Capacity”, que de acordo com [Kahrobaee e Mehr \(2020\)](#), é capaz de indicar a quantidade de geração distribuída que pode ser integrada em um ponto do sistema de distribuição, sem que os limites operacionais sejam violados, possibilitando a prorrogação do investimento em infraestrutura. Com isso algumas vantagens dos sistemas de armazenamento em baterias (SAEB), em relação ao “Hosting Capacity”, são expostas em [Salehi, Kahrobaee e Araiza \(2020\)](#), como a capacidade de realizar a regulação de tensão ao longo de um sistema de distribuição, além da redução do pico de carga, fatores que proporcionam o adiamento dos investimentos na rede.

Assim com base nas grandes possibilidades de utilização dos SAEBs para aplicações

em GDs, este trabalho foi desenvolvido considerando o uso das baterias de chumbo-ácido para serem aplicadas nos sistemas de distribuição de energia a serem estudados.

Tabela 1 – Visão Geral das tecnologias de armazenamento

	Aplicações de grande porte	Qualidade da Energia	Rede Distribuída	Automotivo
<b>Elétrico direto</b>				
Ultracapacitores		x		x
SMES				
<b>Eletroquímicos</b>				
Baterias				
Chumbo-ácido	x	x	x	
Íon-Lítio	x	x	x	x
Níquel-Cádmio	x	x		
Níquel-metal hídrico				x
Zebra				x
Sódio-sulfúrico	x	x		
Baterias de fluxo				
Vanádio redox	x			
Brometo de Polissulfeto	x			
Brometo de Zinco	x			
Hidrogênio Eletrolítico				x
<b>Mecânico</b>				
Bombeamento hidráulico	x			
Ar comprimido	x			
Volante de inércia		x		x
<b>Térmico direto</b>				
Calor sensível				
Líquidos			x	
Sólidos			x	
Calor latente				
Mudança de fase	x		x	
Hidratação-desidratação	x			
Reação química	x		x	
<b>Termoquímico</b>				
Biomassa sólida	x		x	
Etanol	x			x
Biodiesel				x
Syngas	x			x

Adaptado de: [Goswami e Kreith \(2015\)](#)

## 1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é realizar um estudo dos SAEBS atuando nas redes de distribuição de energia, realizando o serviço ancilar de regulação de tensão. Pretende-se confirmar a viabilidade técnica de uso dos sistemas de armazenamento em redes de distribuição de energia, com a finalidade de se obter melhorias no perfil da tensão, por meio da injeção das potências ativa e reativa. Essa injeção de potência deve ser realizada utilizando-se uma estratégia de controle responsável pelo despacho e atendimento ao valor de tensão escolhido como referência para a barra do sistema.

Demonstra-se nessa dissertação por meio de testes que o controle Droop consegue realizar a regulação de tensão em uma rede, mesmo na presença de diferentes valores da impedância de linha entre o SAEB e o sistema de distribuição. A influência desta impedância para a regulação da tensão é avaliada por meio de testes realizados. A capacidade da injeção simultânea de potência ativa e reativa será avaliada, possibilitando a atuação da geração distribuída existente para a realização de serviços ancilares.

## 1.3 Metodologia

Para a realização deste trabalho foram consideradas duas etapas complementares para verificar a aplicação de um SAEB junto as redes de distribuição. A primeira faz uso de uma ferramenta computacional capaz de testar com grande fidelidade o comportamento esperado para o sistema envolvendo um SAEB e uma rede de distribuição. A segunda é a parte experimental realizada em laboratório para comprovar o funcionamento do controle Droop responsável pela injeção da potência reativa.

### 1.3.1 Simulações computacionais

Devido a impossibilidade de interromper o funcionamento das redes de distribuição para a execução de testes, é necessário a utilização de modelagem computacional para os estudos envolvendo a integração das GDs nas redes. Assim, para este trabalho foi escolhido o software PLECS, o qual é capaz de representar os componentes eletrônicos e de potência encontrados nos sistemas elétricos com uma boa exatidão. Sua escolha foi realizada levando em consideração a sua difundida aplicação em engenharia de potência, e na diversidade de trabalhos e estudos realizados nele. A facilidade que o software apresenta para a visualização de gráficos somada a capacidade de programação conjunta em linguagem C, possibilita uma análise mais eficaz dos resultados.

Foi elaborada uma simulação no PLECS fazendo uso de um SAEB com potência de 2 MVA e uma rede de distribuição contendo cargas e tensões desbalanceadas. Esta rede foi criada pelo Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) para a realização de testes, a qual possui 13 barras interconectadas por meio de impedância de linha. A existência de cargas desbalanceadas e chaveamentos na rede promove um maior grau de semelhança com o comportamento encontrado nas redes de distribuição reais. Com essa simulação será comprovada a eficácia do método de controle, onde os valores das tensões nas barras podem ser monitorados para confirmar a capacidade de regulação da tensão fazendo uso do sistema de armazenamento.

### 1.3.2 Estudos experimentais em bancada

De posse dos resultados validados por meio computacional, inicia-se o processo de confirmação dos mesmos em um ambiente laboratorial. Para isso foi utilizado um SAEB de 12 kW disponível em uma bancada de testes, localizada no Laboratório de Conversão da Energia, situado no Centro de Pesquisas Hidráulicas (CPH) da UFMG. A bancada foi validada por meio do trabalho realizado por [Xavier \(2022\)](#). O sistema de armazenamento é composto por dois bancos de baterias estacionárias de chumbo-ácido, em que cada um deles é conectado em um conversor cc/cc do tipo “interleaved”, constituído de três células. Os estágios “interleaved” são conectados a um barramento cc que alimenta os dois conversores cc/ca ligados via filtro LCL ao ponto de conexão. Com esse SAEB, a primeira etapa para o início dos testes consiste em verificar e realizar pequenas adaptações nos resultados e ganhos utilizados em simulação, buscando um correto funcionamento da bancada para a estratégia de controle Droop proposta.

Como complemento para a realização do experimento, será utilizado o simulador de rede NHR 9410, com a finalidade de se realizar os estudos da integração do SAEB às redes elétricas, principalmente do ponto de vista das variações de tensão. Isso será realizado por meio de uma impedância virtual, cuja implementação fez parte deste trabalho e será utilizada para conectar o SAEB e possibilitar o fluxo de potência reativa para a rede, possibilitando a execução da regulação de tensão no ponto de conexão.

## 1.4 Estrutura da dissertação

O presente trabalho é organizado em seis capítulos.

O primeiro capítulo faz uma introdução sobre as motivações para a realização deste trabalho. São descritos o objetivo e a metodologia empregada para realizar a regulação de tensão por meio dos sistemas de armazenamento. Os temas recursos energéticos distribuídos e as tecnologias dos sistemas de armazenamento são introduzidos, com o objetivo de contextualizar a regulação de tensão nas redes de distribuição.

O segundo capítulo traz o referencial teórico relacionado aos sistemas de armazenamento em baterias e a regulação da tensão. São observados os trabalhos existentes, por meio da análise de artigos científicos, livros e manuais de referência técnicos. Foram analisados as tecnologias dos SAEBs existentes, as quais se evidenciam por meio dos tipos de baterias e conversores empregados. Dentre as possibilidades de utilização dos SAEBs foram apresentadas as funções de atuação em serviços ancilares com as redes de distribuição.

O terceiro capítulo apresenta com mais detalhes os SAEBs, e suas aplicações nos sistemas elétricos. A parte do controle de conversores recebe destaque para sua atuação

junto à rede. São abordadas as estratégias de controle utilizadas com a finalidade de regular o despacho de potência ativa e reativa. A estratégia de controle Droop é apresentada, sendo observado a sua utilização para a injeção de potência reativa e possibilitando a regulação de tensão no ponto de conexão.

O quarto capítulo aborda a parte de análise computacional do trabalho. É realizada as simulações do SAEB de 2 MVA e da rede de distribuição do IEEE contendo 13 barras com as tensões e cargas desbalanceadas. Os testes de funcionamento da rede com as suas cargas, além da conexão do SAEB são realizados para garantir um correto funcionamento do sistema simulado.

No quinto capítulo estão descritos as características do sistema experimental utilizado bem como os resultados obtidos. É feita a apresentação do SAEB de 12 kW utilizado nos testes, descrevendo todos os seus parâmetros e a configuração de ligação do banco de baterias. O simulador de rede também é apresentado, responsável por emular os valores de impedância de rede.

No sexto e último capítulo são apresentadas as conclusões além de algumas observações acerca dos testes e da metodologia utilizada. As proposta de continuidade deste trabalho são descritas, evidenciando a importância do mesmo para o desenvolvimento de trabalhos futuros sobre os sistemas de armazenamento de energia e as redes de distribuição.

## 2 Referencial Teórico

Este capítulo tem como objetivo situar o trabalho em relação aos demais existentes sobre o aspecto da regulação de tensão nas redes de distribuição, e sobre a utilização dos SAEBS com as redes executando serviços ancilares. As estratégias de controle empregadas junto aos sistemas de armazenamento também serão observadas em especial a utilização do controle Droop para a regulação de tensão.

### 2.1 As redes de distribuição de energia

A energia elétrica percorre uma grande trajetória desde a sua geração até o consumo final. Para isso é necessário que ela passe por processos de elevação e redução no valor de tensão para viabilizar o seu transporte. Esse processo é realizado no sistema de potência interligado, o qual de acordo com [El-Hawary \(2008\)](#) é subdividido em quatro grandes subsistemas:

- Geração
- Transmissão e Subtransmissão
- Distribuição
- Utilização

Dentre os subsistemas apresentados, o de distribuição de energia exerce um importante papel no transporte da energia, pois é aquele responsável por adequar o valor de tensão ao cliente final. Assim, existe uma preocupação maior com o controle deste valor de tensão, principalmente no ponto de conexão comum (PCC).

Os sistemas de distribuição de energia, segundo [Das \(2007\)](#), apresentam várias diferenças em relação ao de transmissão, entre elas a magnitude de tensão, a topologia e o número de ramos e cargas. São também divididos nos sistemas primário e secundário, se diferenciando pelo valor de tensão utilizado.

Conforme [Glover, Sarma e Overbye \(2012\)](#), os sistemas de transmissão são constituídos por linhas de transmissão trifásicas e as subestações de transmissão. Os sistemas de subtransmissão são constituídos por transformadores abaixadores, linhas e as subestações de subtransmissão que são encarregadas de fornecer energia para as estações de distribuição.

No Brasil, de acordo com [ANEEL \(2021a\)](#), as redes dos sistemas de distribuição devem ser estratificadas com de acordo com o nível de tensão, conforme os valores presentes na Tabela 2.

Tabela 2 – Níveis de tensão utilizados na distribuição de energia.

Nível de Tensão	Tensão (kV)
Alta Tensão	230
Alta Tensão	88 até 138
Alta Tensão	69
Média Tensão	2.3 até 69
Baixa Tensão	até 2.3

Fonte: Elaborada pelo Autor

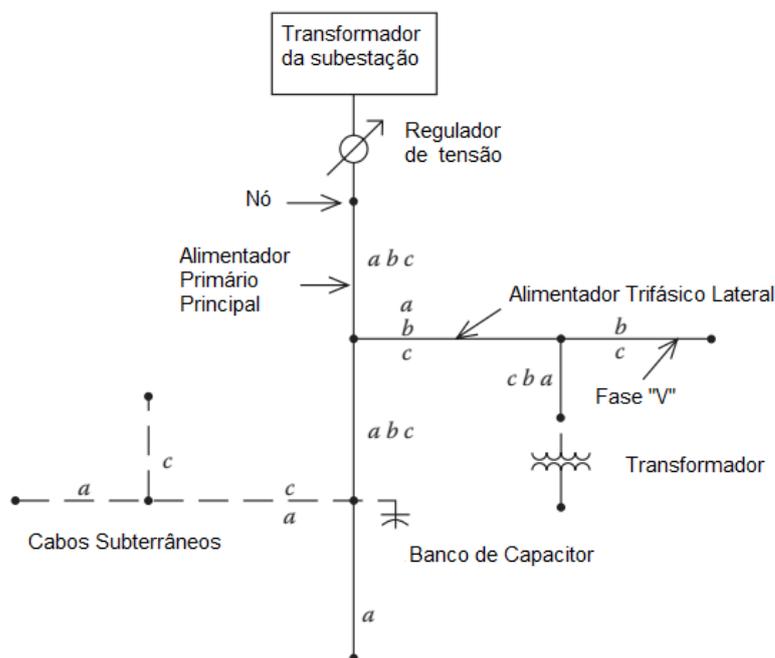
O sistema de distribuição contendo alimentadores radiais é descrito em [Grigsby \(2007\)](#), como possuindo apenas um caminho para o fluxo de potência da fonte, que no caso é a subestação de distribuição, para cada consumidor. O autor detalha que um sistema de distribuição típico consiste de uma ou mais subestações de distribuição contendo cada uma delas um ou mais alimentadores. Ele apresenta também os componentes típicos de um alimentador como os listados a seguir:

- Alimentador trifásico principal
- Alimentadores laterais monofásicos, bifásicos (fase “V”) ou trifásicos
- Regulador de tensão ou transformador de mudança de carga
- Transformadores em linha
- Banco de capacitores shunt
- Cargas monofásicas, bifásicas ou trifásicas
- Transformadores de distribuição (abaixadores para a tensão de consumo)

O diagrama de um alimentador trifásico é apresentado na Figura 1, demonstrando os principais elementos presentes no sistema de distribuição:

Conforme disposto em [Glover, Sarma e Overbye \(2012\)](#), o sistema de alimentadores primário radial é comumente utilizado em áreas de baixa densidade de carga, com comprimento variando entre 1 ou 2 km até 30 km. Devido a sua extensão territorial, problemas de desbalanço ocorrem nos alimentadores de distribuição. Segundo [Grigsby \(2007\)](#) esse problema também ocorre devido ao grande número de cargas monofásicas desiguais que são atendidas, e a um desbalanço adicional introduzido devido a um espaçamento não equilateral de condutores nos seguimentos trifásicos subterrâneos e aéreos. Uma forma de compensar esse desbalanço é descrito por [Glover, Sarma e Overbye \(2012\)](#), como a ligação

Figura 1 – Principais elementos de um alimentador trifásico.



Adaptado de: [Grigsby \(2007\)](#)

de alimentadores monofásicos laterais em diferentes fases do ramo principal trifásico com a finalidade de balancear as cargas nas três fases.

Para manter o valor de tensão nos alimentadores de distribuição, em alguns pontos é necessário a utilização de equipamentos como banco de capacitores ou reguladores de tensão. Os bancos de capacitores são amplamente utilizados para compensar localmente a potência reativa consumida pelas cargas. Os reguladores de tensão são, segundo [Fardo e Patrick \(2020\)](#), uma importante parte do sistema de distribuição e são utilizados para manter o nível de tensão em um valor apropriado para o correto funcionamento dos equipamentos da rede, de forma manual ou automática, modificando e compensando as mudanças de tensão ocorridas na carga.

Com o crescimento da geração distribuída, as redes de distribuição que antes possuíam apenas a função passiva de fornecimento de potência às cargas, agora atuam ativamente com um fluxo bidirecional de transporte de energia. Assim, como relatado em [Rhia, Daghroue e Alsamara \(2021\)](#), a utilização das GDs é caracterizada por vantagens, como uma maior confiabilidade da rede e a redução das perdas de transmissão de energia. Apesar disso alguns distúrbios podem ser gerados pelo aumento da instabilidade e da potência de curto-circuito no sistema. A alocação fora dos locais ótimos de conexão pode gerar sobretensões nocivas aos equipamentos dos consumidores, além do aumento das perdas nas linhas. Com isso, novos conceitos envolvendo essas redes ativas de distribuição foram surgindo, se justificando pela forma de utilização destas redes.

Uma importante terminologia empregada com essas redes de distribuição é o conceito de microrrede. Em [Chowdhury S. P. Chowdhury \(2009\)](#) microrrede é conceituada como uma rede ativa de distribuição contendo vários sistemas de GD e diferentes cargas conectadas na tensão de distribuição. Os geradores utilizados nesse tipo de rede geralmente utilizam fontes renováveis ou não convencionais de recursos energéticos. Um ponto interessante abordado pelos autores é o fato que a flexibilidade do controle da microrrede permite que ela seja vista do ponto de vista da rede como uma entidade única capaz de ser controlada dentro do sistema de potência. Desde o ponto de vista dos consumidores, a microrrede é capaz de atender as demandas elétricas e térmicas (aquecimento) localmente, melhorar a confiabilidade local atuando como fonte de alimentação ininterrupta, reduzir as perdas nos alimentadores e promover um suporte de tensão local.

Uma importante questão relacionada com as microrredes envolve o controle das suas unidades de GD para atuarem conectada ou isolada da rede. Com isso é possível injetar potência ativa e reativa para as cargas locais, e no caso de falta da rede atuarem como fonte primária de frequência. Uma estratégia de controle utilizando um SAEB em uma microrrede operando de forma conectada e isolada é apresentada em [Zafar et al. \(2018\)](#). Neste artigo, o sistema de armazenamento fornece as potências ativas e reativas para a rede quando conectado à rede, enquanto a frequência e tensão são controladas pela rede. Para o caso isolado, o SAEB realiza um controle primário de frequência proporcionando o compartilhamento de potência para as cargas. O controle Droop é utilizado para controlar a frequência e ao mesmo tempo gerar a potência ativa necessária para alimentar as cargas. Ainda durante a operação isolada da rede, são utilizados geradores Diesel para fornecer potência às cargas e também manter o carregamento mínimo das baterias, garantindo que elas não se descarreguem completamente.

Um exemplo de estudo que descreve uma forma de melhorar a qualidade da energia fazendo uso dos sistemas de armazenamento é apresentado por [Yukita et al. \(2007\)](#). Para isso são utilizadas geração de energia fotovoltaica, eólica e um SAEB testados em um sistema de potência real. São comparados os resultados com e sem a presença do sistema de armazenamento, sendo constatada a melhora na qualidade da energia quando o SAEB foi utilizado.

## 2.2 Problemas de tensão existentes nas redes causados pela GD

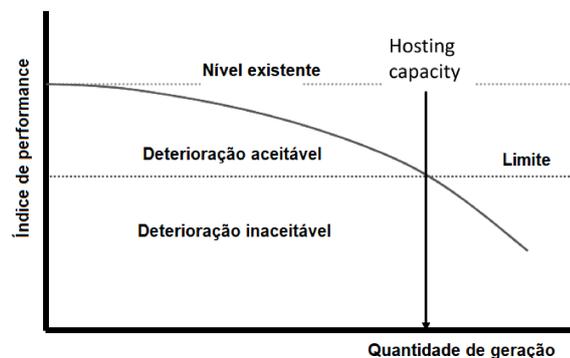
Com o aumento da geração distribuída conectada nas redes de distribuição, diversos problemas relacionados com a tensão nas barras tem sido observados. Como aborda [Kesici et al. \(2018\)](#), o sistema elétrico tradicional foi projetado para um fluxo unidirecional de potência, da central geradora para os consumidores finais. Com o recente uso do sistema com fluxo bidirecional de potência, o aumento de falhas presenciado e a degradação da

qualidade de energia vem exigindo readequações nos sistemas de proteção da rede e nos meios existentes para a regulação da tensão.

Um problema existente em relação as linhas de distribuição e que provoca problemas na qualidade da energia é o tipo das cargas utilizadas. Elas podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas e dependendo da sua ligação podem provocar desbalanço entre as fases do sistema. Além disso, como exposto em [Gomez-Exposito, Conejo e Cañizares \(2018\)](#), elas podem ser modeladas como cargas estáticas, as quais são tratadas como impedâncias ou cargas dinâmicas, representando os motores síncrono e de indução. Os autores ainda classificam as cargas de forma qualitativa em cargas particulares ou globais. As particulares consistem em apenas um dispositivo consumindo energia, podendo ser representadas por um modelo único, como por exemplo, uma lâmpada, motor, forno, etc. As cargas globais consistem em diversos dispositivos consumindo energia, cada um contendo diferentes características e condições de operação, como por exemplo as subestações ou grupo de motores.

Segundo [Bollen e Hassan \(2011\)](#), mudanças na geração ou na carga podem impactar a performance do sistema de potência. Assim o autor pontua que o impacto da geração distribuída pode ser quantificado utilizando indicadores específicos, os quais devem atender a limites determinados. Para o caso das GDs, um importante indicador é a capacidade de hospedagem, ou “Hosting Capacity”, o qual define a quantidade de geração distribuída em que a performance se torna inaceitável. É apresentado um exemplo onde a quantidade de GD adicionada proporciona um aumento do valor da magnitude de tensão para os consumidores, em caso de baixa penetração, mas provoca uma tensão muito elevada quando o limite de “Hosting Capacity” é superado. Um exemplo de deterioração da performance do sistema pode ser visto na Figura 2:

Figura 2 – Índice de performance x quantidade de GD.



Adaptado de: [Bollen e Hassan \(2011\)](#)

De uma forma geral, os problemas de tensão que ocorrem por causa da inclusão de GDs nas redes de distribuição estão contidos dentro dos distúrbios de qualidade de energia.

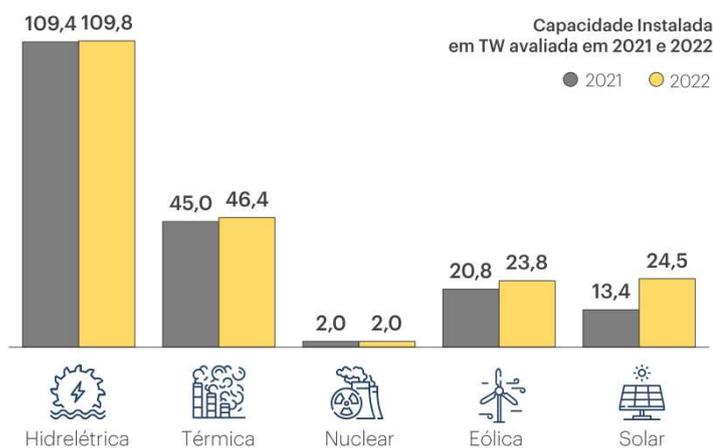
Como dito em [Chowdhury S. P. Chowdhury \(2009\)](#), a maioria dos equipamentos utilizados pelos consumidores são projetados para operar dentro de uma estreita faixa de tensão e frequência, sendo que qualquer variação dessa faixa pode comprometer a operação dos mesmos. Assim os autores apresentam os tipos básicos dos distúrbios de qualidade como:

1. Transientes de tensão
2. Quedas e elevações de tensão
3. Sobretensão e subtensão
4. Falta de energia
5. Distorção harmônica
6. Flicker
7. Ruído elétrico

Com a intermitência na geração de energia, segundo [Bevrani, François e Ise \(2017\)](#), as fontes de energia renováveis como a solar e eólica não operam com perfil constante. Dessa forma a sua potência fornecida varia, provocando variações na tensão da rede.

Segundo [EPE \(2023\)](#), a capacidade de geração instalada no Brasil em 2022 incluindo as fontes convencionais e renováveis apresentou um aumento de 8.3 % em comparação com o ano de 2021, como pode ser visto na Figura 3:

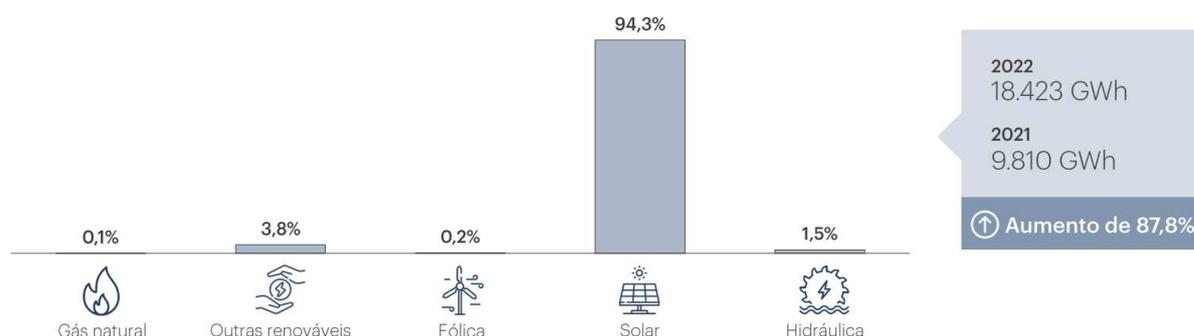
Figura 3 – Capacidade instalada de geração em 2022.



Adaptado de: [EPE \(2023\)](#)

Para a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) em 2022, de acordo com o apresentado em [EPE \(2023\)](#), ocorreu um aumento de 87.8 % em comparação com o ano de 2021, sendo que a energia solar fotovoltaica representou 94.3 % da MMGD. Esse resultado pode ser visto na Figura 4:

Figura 4 – Micro e Minigeração em 2022.



Adaptado de: [EPE \(2023\)](#)

Conforme observado nas Figuras 3 e 4, o aumento da GD no país, aumenta-se os problemas relacionados com a regulação da tensão nas redes de distribuição. Assim são necessárias ações capazes de minimizar os problemas gerados por esse aumento de geração resultante da Micro e Minigeração.

## 2.3 Principais formas de regulação de tensão nas redes de distribuição

Para realizar a regulação de tensão em uma rede de distribuição de energia, existem algumas maneiras tradicionais que podem envolver banco de capacitores instalados em pontos específicos, com a finalidade manter a tensão dentro de limites adequados ou o uso dos reguladores de tensão. Em [Fardo e Patrick \(2020\)](#), os reguladores de tensão são descritos como sendo uma importante parte do sistema de distribuição. Isso porque eles são utilizados para manter os níveis de tensão escolhidos em valores especificados nos códigos de rede. Segundo eles, transformadores com mudança de tap podem ser utilizados como reguladores de tensão, bastando apenas realizar a comutação de tap no secundário, a qual pode ser realizada de forma manual ou automática.

Uma forma de resolver os problemas de regulação de tensão nas redes é por meio da utilização dos SAEBS interligados à rede. Em [Joshi, Pradhan e Jena \(2022\)](#), é apresentado um estudo sobre a variação de tensão em alimentadores de distribuição sob diferentes condições de GD e carga. Por meio de diferentes estratégias de controle os autores atuam utilizando conversores bidirecionais para realizar a troca de potência entre a rede e o SAEBS. Durante o pico de geração ocorre o carregamento das baterias, e durante o pico de carga ocorre a injeção de energia que foi estocada.

Como uma maior utilização das fontes renováveis de energia, é necessário uma maior atenção para as questões técnicas relacionadas com as redes de distribuição existentes.

Como dito em [Ray, Kasturi e Nayak \(2022\)](#), o sistema de distribuição existente é em sua maioria radial, contendo grandes linhas, que apresentam uma elevada razão  $R/X$ . Assim para resolver algumas questões envolvendo a geração fotovoltaica, os autores sugerem a utilização em conjunto de SAEBs. Porém, uma escolha indevida de tamanho do sistema de armazenamento e do seu posicionamento pode contribuir para um aumento das perdas nas linhas e desbalanços de tensão.

Assim como exposto por [Zhang et al. \(2022\)](#), a intermitência da energia solar associada a incerteza das cargas resulta em problemas de violação de tensão ao longo dos alimentadores quando submetidos ao desbalanço de geração e consumo. Esse tipo de problema envolvendo regulação de tensão era resolvido utilizando equipamentos convencionais de rede, como os transformadores com mudança de tap, e capacitores shunt. Uma vez que esses métodos são lentos para tratar de flutuações de tensão, são priorizados os métodos que fazem uso de inversores, os quais são capazes de modular a injeção de potência reativa, “Reactive Power Compensation” (RCP) e potência ativa “Active Power Compensation” (APC).

Tendo em vista uma maior presença da GD, principalmente pela utilização dos sistemas fotovoltaicos e dos SAEBs, faz-se necessário conforme previsto em [Jian, Yutian e Guannan \(2016\)](#), que a operação bidirecional dos sistemas de armazenamento seja considerada de forma otimizada e flexível, para garantir uma operação econômica do sistema de distribuição. Assim estudos envolvendo otimização dos SAEBs aliado à previsão da geração fotovoltaica são utilizados com o objetivo de encontrar soluções ótimas para despacho de potência na rede. Alguns estudos, como o elaborado em [Zhou et al. \(2021\)](#), apresentam estratégias de controle inteligentes para o SAEB, com a finalidade de fornecer o serviço ancilar de regulação da tensão. Para isso são utilizados algoritmos de “machine learning” capazes de interagir com a rede de distribuição e guiar de forma efetiva as operações de carga e descarga do SAEB promovendo uma redução das flutuações de tensão provocadas pela intermitência das GDs.

## 2.4 Sistemas de armazenamento de energia

### 2.4.1 Principais sistemas de armazenamento de energia existentes

A energia elétrica que consumimos diariamente pode ser produzida e armazenada de diferentes maneiras. Conforme justifica [Barnes e Levine \(2011\)](#), o armazenamento de energia exerce uma importante função para as indústrias, pois para a rede elétrica, os sistemas de armazenamento representam uma maneira de acumular a energia produzida pelas grandes fontes de geração, mas com baixa capacidade de resposta. Assim, essa energia produzida pode ser despachada no horário de pico da demanda, garantindo uma maior confiabilidade, eficiência e qualidade da energia nas operações destas indústrias. O

autor ressalta que embora possuam diferentes atuações na cadeia produtiva, os sistemas de armazenamento possuem como único propósito aumentar a flexibilidade operacional. Também é observada a grande importância dos sistemas de armazenamento diante dos crescentes desafios representados pela significativa inserção das fontes de energia renovável nas redes elétricas.

Os sistemas de armazenamento basicamente se dividem em dois grupos, os físicos e químicos. Os físicos possuem como vantagens a possibilidade de realizar vários ciclos por utilizarem mecanismos reversíveis. Em contraste, os sistemas de armazenamento clássico em baterias possuem a desvantagem de limitação dos ciclos devido aos efeitos da degradação. As principais formas físicas e químicas de armazenamento existentes são descritas em [Rufer \(2017\)](#) como:

- Energia potencial associada a gravidade (ex.: bombeamento de água)
- Energia cinética relacionada com um sistema mecânico em rotação (Ex.: Flywheels)
- Pressão de um fluido compressível (Ex.: Ar comprimido)
- Ligações covalentes de algumas moléculas (Ex.: Eletroquímicas)
- Variáveis de estado elétrica ou magnéticas (Ex.: Campo Elétrico, campo magnético, capacitores, indutores supercondutores)

Dentre os sistemas de armazenamento conhecidos, este trabalho irá apresentar um foco maior nos sistemas elétricos, em especial aqueles utilizando os sistemas eletroquímicos. Os efeitos da intermitência das fontes solar e eólica se vêm atenuados com o uso de armazenamento da energia excedente produzida durante o dia, para ser utilizada no horário de pico. Um fator que torna mais relevante a utilização dos SAEBs em detrimento a outras formas de armazenamento é observado por [Goswami e Kreith \(2015\)](#), devido ao fato de que os sistemas capazes de liberar energia armazenada na forma elétrica possuem um maior valor agregado, pois essa forma de energia pode ser eficientemente convertida em energia mecânica com uma alta taxa de eficiência.

Os benefícios da utilização das baterias como elementos armazenadores vem se destacando, pois conforme dito em [Barnes e Levine \(2011\)](#), quando um sistema de baterias é utilizado para múltiplas aplicações compatíveis, como a regulação de frequência ou a regulação de tensão, o custo de aplicação se torna viável. Outro ponto destacado é o fato de que os SAEBs podem trazer benefícios de aplicação em sistemas de transmissão e distribuição de energia.

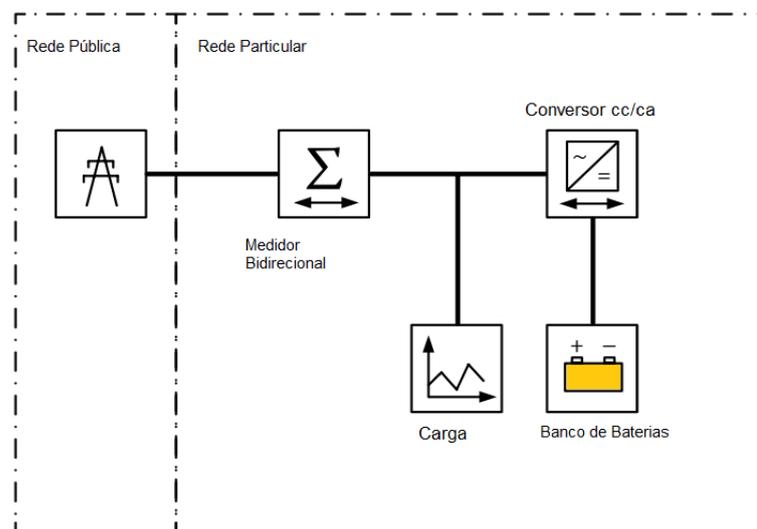
A utilização dos SAEBs e que serve de motivação para este trabalho é relacionado especialmente com a sua utilização nos sistemas de distribuição. As vantagens desta forma de aplicação são expostas em [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#), onde a alocação do

sistema armazenamento na distribuição de energia com a função de suprir os picos de demanda, poderia adiar a necessidade de ampliação da rede.

### 2.4.2 Aplicações dos SAEBs nas redes de energia

Os SAEBs podem ser utilizados conectados nas redes de distribuição provendo funções adicionais como é o caso dos serviços ancilares, ou nas funções básicas de garantir o funcionamento das cargas na ausência da rede. Quando atuando diretamente nos sistemas de distribuição, os SAEBs podem realizar uma melhoria no “hosting capacity” de uma rede, como apresentado em [Shi et al. \(2022\)](#). Já em [Rufer \(2017\)](#), o SAEB pode atuar conectado em uma rede particular, limitando o consumo de energia da rede pública e fornecendo energia durante os picos de carga. Para a função conectada à rede, é necessário a utilização de um medidor bidirecional, o qual pode medir o consumo e a injeção de energia estocada. Para esta função é necessário a utilização de um conversor para transformar a corrente contínua das baterias em corrente alternada para a rede. O conversor também é capaz de realizar o defasamento entre as correntes e tensões, de forma a impor uma corrente capacitiva ou indutiva para ser injetada na rede. A forma de interligação do SAEB junto a rede pode ser vista na Figura 5:

Figura 5 – Conexão de um SAEB com a rede de energia.



Adaptado de: [Rufer \(2017\)](#)

Devido as características intermitentes das GDs, os SAEBs são utilizados de forma conjunta para proporcionar o armazenamento de energia gerada durante os momentos de maior geração, fato que ocorre com os sistemas fotovoltaicos durante o dia. Essa energia pode ser, conforme exposto em [Shi et al. \(2022\)](#), utilizada para suprir as cargas durante o pico de demanda, evitando violações nos limites de tensão, aumentando dessa forma a confiabilidade do sistema. A principal utilização dos SAEBs nos sistemas de energia é para

a realização de serviços ancilares, como por exemplo a regulação de tensão. Os principais serviços ancilares que podem ser realizados pelos SAEBs, conforme descrito em [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#) são apresentado abaixo:

- **Regulação:** Fontes de potência conectadas, com controle automático de geração, capazes de responder ao operador do sistema com movimentos de injeção ou redução de potência. São utilizadas para rastrear flutuações de minuto em minuto nas cargas do sistema e para corrigir flutuações involuntárias dos geradores.
- **Reserva suplementar:** Se comportam de mesma maneira que a Reserva Girante, mas sem precisarem responder imediatamente. Assim as unidades podem ficar desconectadas, mas ainda conseguem despachar a potência total dentro de 10 minutos.
- **Reserva de Substituição:** Possui configuração semelhante a da Reserva Suplementar, mas com tempo de resposta de 30 minutos. É utilizada para restaurar as Reservas Girante e Suplementar aos níveis de pré-contingência.
- **Controle de Tensão:** Corresponde a injeção ou absorção de potência reativa para manter as tensões do sistema de transmissão dentro de valores requeridos.
- **Black Start:** É a capacidade do SAEB ou de um gerador em participar no restabelecimento do fornecimento de energia na rede depois de um desligamento total ou parcial.

A qualidade da energia na distribuição está relacionada com os distúrbios que impactam negativamente os consumidores. Quando estes problemas ocorrem, as consequências mais comuns são os danos causados em equipamentos e produtos, perda de informações e até possíveis desligamentos para recuperação do sistema. É destacado em [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#) que a qualidade da energia e a confiabilidade representam oportunidades para os sistemas de armazenamento a nível da distribuição de energia. Dois estudos realizados sobre distúrbios em redes de distribuição foram realizados nos Estados Unidos pelo Electric Power Research Institute (EPRI), denominados “Distribution Power Quality I” e “Distribution Power Quality II”, os quais foram finalizados respectivamente nos anos de 1996 e 1998. Com eles foi possível verificar a aplicação dos sistemas de armazenamento na solução nos principais problemas identificados relacionados a qualidade da energia, que são os afundamentos de tensão e as interrupções.

Os afundamentos de tensão e as interrupções estão relacionados pois ao ocorrer uma falta em um trecho de uma linha, ela será isolada durante um instante de tempo, por meio da abertura e posterior fechamento automático de religadores. Assim os consumidores que estiverem conectados vão experimentar uma interrupção momentânea, enquanto que os consumidores e cargas que estiverem em alimentadores acima, poderão obter uma tensão normal ou uma sobretensão resultante do corte da carga ligada no trecho com a falta.

O deslocamento de carga diário está relacionado com a utilização da energia em períodos de baixo consumo para recarregar as baterias, evitando que seja importada energia pelas linhas de transmissão e distribuição nos períodos de pico. Como resultado principal, esse deslocamento de carga produz um carregamento mais uniforme das linhas de distribuição permitindo que a necessidade de expansão ou reforma dessas linhas seja evitada ou até mesmo adiada por causa do aumento da eficiência de utilização. Em [Gu et al. \(2022\)](#), estudos realizados com sistemas fotovoltaicos e SAEBs demonstram os efeitos proporcionados no perfil de tensão para a carga e descarga, além da redução das perdas nas linhas de distribuição. A melhora no perfil de tensão ao longo da rede ocorre quando os SAEBs estão localizados no consumidor, sendo utilizados por trás do medidor ou “behind the meter”. Dessa forma eles realizam uma atuação mais próxima das cargas, contribuindo para uma menor perda nas linhas.

## 2.5 Estratégias para regulação de tensão utilizando SAEBs

Para realizar a escolha da estratégia a ser utilizada neste trabalho, foi realizada uma revisão bibliográfica com o objetivo de identificar quais as principais metodologias utilizadas para a regulação de tensão nas redes de distribuição de energia por meio de SAEBs. Por meio da análise de diversos artigos científicos buscou-se coletar informações suficiente para garantir a escolha de um método que seja eficaz e ao mesmo tempo de fácil implementação.

O primeiro método analisado, denominado *Super-twisting algorithm* é apresentado em [Ramos-Paz et al. \(2020\)](#). É um tipo de controle não linear, conhecido como controle deslizante, e opera conectado junto à rede, pois necessita da referência de frequência. O método tratado é um controle deslizante de segunda ordem, o qual apresenta como principal vantagem o fato de não ser dependente de um modelo matemático do sistema a ser controlado. Apresenta como desvantagem a presença de um erro em estado estacionário, pelo fato do sistema apresentar uma ordem relativa maior que um, impossibilitando o algoritmo de atingir um erro nulo no estado estacionário.

O segundo método é um controle centralizado que opera conectado com a rede de distribuição. Apresentado por [Kesici et al. \(2018\)](#), é um esquema de controle central das unidades de geração distribuídas. Como a potência ativa e reativa gerada pelas unidades são independentes dos valores demandados pela rede, os valores máximos produzidos em cada uma delas deve ser ajustado. Esse ajuste pode ser feito por meio da utilização das curvas de capacidade P/Q das unidades de geração distribuída. Com isso, é possível obter uma melhora no fator de potência e nos valores de tensão quando a rede estiver operando em condições ótimas. Esta estratégia de controle considera constante a injeção de potência ativa das unidades e usa a capacidade remanescente para realizar um suporte de potência

reativa, atuando dessa forma com a injeção simultânea das potência ativa e reativa na rede.

O terceiro método analisado considera o controle de geração distribuída em uma micro rede isolada, fazendo uso de um controle Droop com uma impedância virtual melhorada. Esta estratégia é apresentada por [Behera et al. \(2020\)](#) e utiliza a impedância virtual para tornar a linha mais indutiva e promover um desacoplamento de potência. É um tipo de controle centralizado e com operação ilhada, capaz de promover um compartilhamento de potência por meio da queda de tensão provocada pela impedância virtual. O autor observa que um alto valor da impedância virtual vai gerar uma queda de tensão na saída do inversor, enquanto que um baixo valor provoca uma distribuição de potência imprecisa. Assim a função da impedância virtual é garantir que cada inversor conectado na rede apresente a mesma impedância de saída. Entre as vantagens desse método está a capacidade de se manter a proporcionalidade da potência compartilhada na rede e uma melhor resposta da tensão em relação à distúrbios. Entre as desvantagens pode ser citada a resposta dinâmica lenta resultante das propriedades de amortecimento inerentes do sistema.

Em [Lima et al. \(2021\)](#) são apresentadas a quarta e quinta estratégias, as quais abordam dois tipos de controle das unidades de GDs, sendo um controle centralizado e o outro descentralizado. Os dois tipos de controle utilizados operam conectados junto a rede. O controle centralizado é responsável por realizar os cálculos de forma centralizada, despachando as informações de operações para os outros conversores envolvidos. O controle descentralizado conectado opera apenas na presença da rede, da qual ele utiliza a frequência para poder atuar de forma síncrona e possibilitar a injeção de potência. De forma diferente do controle centralizado, cada unidade geradora realiza os cálculos para a injeção de potência. As estratégias são demonstradas com a finalidade de promover a regulação de tensão em um sistema de distribuição com um alto nível de geração distribuída do tipo fotovoltaica. A intenção dos autores é utilizar um SAEB ligado em paralelo para promover um suporte de potência na rede juntamente com um controle do valor de tensão. A primeira estratégia busca controlar a tensão do sistema por meio do direcionamento do fluxo de potência para o SAEB, enquanto a segunda estratégia promove um suporte de tensão controlando o fluxo de potência injetada na rede pelas unidades fotovoltaicas e o SAEB. A primeira atua absorvendo potência ativa da rede para o SAEB em situações de sobretensão nas linhas, e em situação contrária, onde a tensão do sistema está mais baixa, trabalha injetando potência ativa com a finalidade de aumentar o perfil de tensão no sistema. A segunda atua no suporte de tensão, por meio do controle do fluxo da potência ativa e reativa entre o SAEB e a rede. Com o uso das estratégias é possível observar que o SAEB atua de forma eficaz nas barras mais próximas, enquanto que nas mais afastadas os efeitos são percebidos com uma menor intensidade. No período noturno onde a geração fotovoltaica é nula, os geradores distribuídos operam injetando potência reativa, o que provoca um pequeno aumento de tensão observados nas barras próximas do sistema de

baterias.

A sexta estratégia de controle, é exposta por [Zafar et al. \(2018\)](#) como um algoritmo de controle centralizado para o SAEB em uma microrrede, capaz de operar conectado ou ilhado da rede. No modo conectado, o conversor é capaz de realizar o compartilhamento de potência ativa e reativa por meio da teoria de controle PQ, e no modo ilhado ele executa o controle de potência - frequência (P-f), mantendo a frequência na microrrede e suprindo potência demandada. Um controle Droop é utilizado para controlar a frequência e gerar a potência ativa necessária para alimentar as cargas da rede. Para o modo ilhado, é utilizado um gerador a Diesel para fornecer potência ativa e reativa para as cargas e realizar o carregamento do SAEB. Esse método apresenta como vantagem a utilização do SAEB no modo ilhado para forma rede, operando como gerador de frequência. Assim promove uma alta resposta de potência ativa, mesmo possuindo uma baixa reserva de potência ativa quando comparado com os geradores à Diesel. Uma desvantagem observada é devido a não realização do controle de tensão quando está conectado na rede elétrica.

A sétima estratégia relata um controle coordenado que atua conectado junto à rede. Ela foi desenvolvida por [Zeraati, Golshan e Guerrero \(2016\)](#) e utiliza um SAEB com a finalidade de resolver o problema de sobretensão durante o pico da geração de um sistema fotovoltaico, e o problema de subtensão existente quando a carga do sistema é máxima. O controle proposto atua regulando o processo de carga e descarga do SAEB, utilizando uma combinação de dois métodos, um de controle local baseado em Droop e o outro, um esquema com controle distribuído, mantendo os limites das tensões nos alimentadores. Com a adição dos SAEBs junto aos sistemas fotovoltaicos é possível que a unidade de GD com saída despachável possa realizar a recarga no pico de geração e efetuar a descarga no pico de carga, conseguindo reduzir os problemas com a tensão. Os testes são realizados por meio de simulação, fazendo uso dos dados de uma rede real de distribuição com 7 barras. Os resultados obtidos comprovaram a eficácia dos métodos para manter os valores de tensão dentro dos limites. O controle distribuído também foi capaz de garantir o compartilhamento de potência entre os SAEBs de acordo com o estado de carga deles.

A oitava estratégia, presente em [Kashem e Ledwich \(2007\)](#) está relacionada com a integração das GDs na rede de distribuição por meio de um SAEB. Ele será utilizado para atuar no suporte de tensão por meio da injeção de potência ativa e reativa. Para isso, ele utiliza um modo de operação, quando conectado à rede, o qual através de um controlador PI, controla o valor da tensão. O principal objetivo do SAEB é gerar as potências ativas e reativas localmente para reduzir o pico de carga e satisfazer a demanda dos consumidores. A técnica proposta é testada em uma rede de distribuição trifásica contendo cargas variantes no tempo. Os resultados obtidos demonstram que a injeção na rede das potência ativa e reativa com prioridade no reativo é a melhor opção para elevar os valores de tensão na rede. Isso é obtido fazendo-se uso da menor quantidade de energia,

quando comparado com os casos onde ocorre apenas a injeção de potência ativa ou reativa isoladamente.

A Tabela 3 sintetiza os diferentes métodos de controle analisados para efetuar a regulação de tensão, onde foram observados os aspectos prós e contras de cada método.

Tabela 3 – Comparativo das estratégias de controle para regulação de tensão.

(continua)

Método de controle da tensão	Descrição	Artigo	Prós	Contras
'Super-Twisting Algorithm'(STA)	Método de controle não linear, conhecido como controle deslizante. É um método de segunda ordem que opera de forma conectada com a rede. Apresenta erro de estado estacionário e não necessita da modelagem matemática do sistema a ser controlado.	<i>A Robust Control Strategy for Voltage Regulation in Electrical Distribution Networks by Means of Power Electronic Converters</i>	O esquema de controle não depende do modelo matemático do sistema a ser controlado, uma vez que é apenas necessário conhecer a superfície deslizando do controlador.	É possível verificar que existe um erro de estado estacionário, devido ao fato do sistema ter um grau maior que 1, o que impossibilita o controlador Super-Twisting de obter erro nulo.
Controle central das unidades de produção distribuídas	Método de controle centralizado que opera conectado na rede. Utiliza das curvas de capacidade P/Q da unidade de geração distribuída para trabalhar em ótimas condições de fator de potência e tensão.	<i>Distributed Generation Control To Solve Voltage Regulation Problem in Distribution Networks: A Real Case Study in Turkey</i>	A potência ativa e reativa produzidas pelas unidades de geração são independentes dos valores demandados pela rede. O fator de potência e o perfil de tensão podem ser melhorados quando a demanda de potência reativa das cargas da rede for atendida.	A potência reativa fornecida pelos geradores nas condições variáveis da rede pode não ser suficiente. Assim o valor máximo de reativo obtido de cada unidade geradora deve ser ajustado.
Droop com impedância virtual melhorada	Uma técnica utilizando filtro passa baixas com um controle Droop é empregada fazendo uso de inversores trifásicos com controle de corrente e tensão em referencial síncrono. A precisão do compartilhamento de potência entre os inversores das GDs em uma microrrede ilhada é implementado por meio da análise da linha e da queda de tensão virtual que ocorre em uma impedância virtual melhorada.	<i>Voltage and Frequency Control for DG Inverter in Low Voltage Islanded Microgrid with Improved Virtual Impedance Droop Control Scheme</i>	De maneira mais significativa que o controle secundário, não necessita de linhas de comunicação e loops de controle extra para melhorar a confiabilidade do sistema. A unidade de controle é robusta e a potência pode ser proporcionalmente distribuída entre as unidades geradoras. Apresenta como vantagem que o controle consegue manter a razão de compartilhamento de potência, enquanto que o Droop convencional é seriamente afetado.	A resposta dinâmica completa é um pouco mais lenta devido às propriedades de sobre amortecimento inerentes do sistema.
Geração de potência ativa (P) e reativa(Q) com prioridade Q	A estratégia de controle proposta é baseada em um SAEB para regular a tensão de uma rede, por meio da injeção de potência ativa e a reativa com prioridade. A utilização de inversores com interface junto a GD proporciona a economia de combustível comparado com a utilização de geradores rotativos, mas a um custo de capital muito mais alto. A técnica proposta foi simulada em uma rede de distribuição trifásica contendo cargas variantes no tempo.	<i>Energy requirement for distributed energy resources with battery energy storage for voltage support in three-phase distribution lines</i>	Operar um recurso energético distribuído com a prioridade para o reativo possui a vantagem de melhorar o perfil de tensão com uma menor injeção de potência se comparado com o modo tradicional de injeção de potência ativa e reativa. Outra vantagem econômica deste investimento é a compensação de reativos.	O suporte de potência reativa é muito menos efetivo para o suporte de tensão nas linhas de distribuição rurais por causa da elevada razão R/X.

Tabela 3 – Comparativa das estratégias de controle para regulação de tensão.

(conclusão).

Método de controle da tensão	Descrição	Artigo	Prós	Contras
Estratégia 1: Controle do SAEB atuando diretamente na corrente do conversor Estratégia 2: Controle indireto do SAEB, atuando no fluxo das potências ativa e reativa entre o conversor e a rede	As duas estratégias tratadas pelos autores fazem uso de um controle centralizado e conectado junto a rede para promover um suporte de potência e tensão para a rede. A primeira estratégia busca controlar a tensão do sistema por meio do direcionamento do fluxo de potência para o SAEB, e a segunda busca controlar o valor de tensão controlando o fluxo de potência resultante entre as unidades fotovoltaicas e o SAEB para a rede.	<i>Control methodologies for energy storage systems to support voltage in distribution grids with photovoltaic insertion</i>	Realiza o controle de potência diretamente por meio de um conversor DC/DC bidirecional de corrente ou por meio de um conversor fonte de tensão. Assim o sistema é capaz de resolver os problemas de sobretensão causados pelo excesso de geração fotovoltaica ainda sendo capaz de corrigir os afundamentos de tensão devidos ao pico de demanda no período noturno.	É notável que os efeitos do SAEB são mais evidentes nas barras mais próximas do ponto de conexão do que nas barras mais distantes, as quais são menos afetadas. O uso da função vol-var-watt mostra que o controle da potência reativa possui uma menor influência no perfil de tensão do sistema, onde as barras mais próximas do SAEB são as mais afetadas durante o período de máxima demanda.
Loop de controle das potências ativa e reativa (PQ)	Algoritmo de controle centralizado para o SAEB conectado a uma microrrede, capaz de operar conectado ou ilhado da rede. A conexão é realizada por meio de um conversor fonte de tensão para o compartilhamento de potência ativa e reativa. Para o modo conectado uma malha interna de corrente e uma malha externa de controle da potência ativa e reativa são utilizadas. Para o modo ilhado um controle de potência-frequência é utilizado para manter a frequência na microrrede e suprir a potência para as cargas.	<i>On PQ Control of BESS in Grid-Connected Mode and Frequency Control in Islanded-Mode for MicroGrid Application</i>	Para um sistema livre de inércia mecânica, um SAEB é mais recomendado do que geradores diesel para produzir a frequência nominal para a microrrede. Para o controle de potência-frequência no modo ilhado, o SAEB consegue fornecer um alto balanço de potência.	No modo conectado o conversor fonte de tensão do SAEB fornece a potencia ativa e reativa compartilhada por meio do controle PQ, enquanto a frequência e tensão são controladas pela rede. O sistema de armazenamento com uma alta resposta de potência ativa fornece a resposta primária de frequência no controle ilhado, mas a sua reserva de potência ativa é pequena.
Estratégia de controle coordenado	O SAEB é utilizado para resolver a elevação e afundamento de tensão causados pela geração fotovoltaica. O controle é utilizado para regular a carga e descarga do SAEB usando a combinação do método baseado no controle droop local e um sistema de controle distribuído que garante que a tensão no alimentador esteja dentro dos limites. São utilizados algoritmos de controle para a regulação de tensão e controlar o estado de carga das baterias para prolongar a vida útil.	<i>Distributed Control of Battery Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks With High PV Penetration</i>	O controle coordenado utiliza dois algoritmos de controle, o controle consensual ponderado “weighted consensus control” e o controle consensual dinâmico “dynamic consensus control”, os quais combinados resultam em uma utilização eficiente do SAEB para a regulação de tensão.	O controle coordenado sem o algoritmo de controle consensual dinâmico apresentou uma baixa performance quando o estado de carga das baterias excedeu o limite de 80 %. Quando apenas o controle consensual dinâmico é utilizado os perfis de tensão não ficam limitados dentro dos valores permitidos.

Com base nos métodos de controle analisados, foi escolhido o Controle Droop para ser utilizado. Com isso mais informações sobre este controle foram pesquisadas e são apresentadas a seguir.

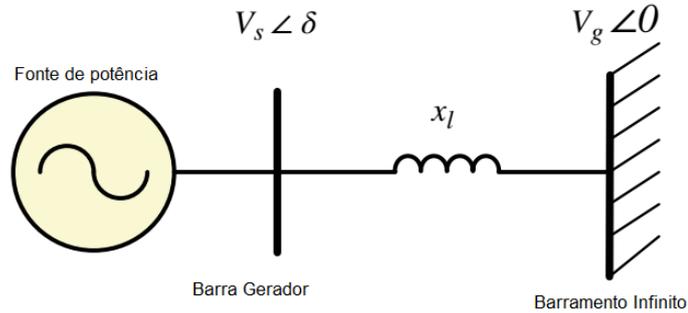
### 2.5.1 Controle Droop

O controle Droop é uma estratégia que pode ser utilizada para se controlar a potência ativa e promover o suporte de frequência, além do controle de tensão por meio do uso da potência reativa. Em [Chandorkar, Divan e Adapa \(1993\)](#), é realizado um estudo sobre o controle de conversores conectados em paralelo num sistema independente, utilizando o controle Droop para atuar na frequência e na tensão, por meio da injeção das potências ativa e reativa. A utilização do controle Droop, segundo [Fernandopulle, Meegahapola e Nutkani \(2022\)](#), é empregado no sistema convencional de potência pelos geradores síncronos para regular a frequência da rede. Conforme é explicado em [Bollen e Hassan \(2011\)](#), este tipo de estratégia é uma das formas mais clássicas de controle coordenado para tensão utilizado tanto na transmissão quanto na distribuição. As vantagens de sua utilização são o compartilhamento de potência, o aumento da confiabilidade de toda a rede junto com a estabilização da tensão em limites aceitáveis. Um exemplo de aplicação foi apresentado em [Zafar et al. \(2018\)](#), onde um controle Droop foi utilizado para controlar a frequência e gerar a potência ativa necessária para as cargas no modo de operação ilhado da rede.

Em [Brabandere et al. \(2007\)](#), um estudo sobre o controle Droop para a tensão e frequência é realizado propondo um novo método de controle para a operação em paralelo de inversores operando de forma ilhada ou conectada. Os autores também realizaram uma revisão sobre o método de controle Droop, apresentando uma alternativa ao método tradicional que envolve o controle das potências ativa e reativa. Com o uso de uma impedância virtual é possível controlar as correntes que fluem de cada inversor, apresentando um melhor desempenho quando comparado com o método tradicional, com a vantagem de considerar o efeito da razão R/X da impedância de linha.

Como exposto em [Bevrani, François e Ise \(2017\)](#), para a analisar o controle Droop no sistema de energia, é utilizado um modelo onde o gerador é conectado ao sistema por meio de uma linha de distribuição, e toda a rede é modelada como sendo um barramento infinito. A Figura 6 apresenta esse modelo.

Figura 6 – Barramento infinito e gerador conectados por linha de distribuição.



Adaptado de: [Bevrani, François e Ise \(2017\)](#)

onde:

$V_s$  é a tensão RMS do gerador,

$V_g$  é a tensão RMS do barramento infinito,

$\delta$  é o ângulo do rotor no gerador,

$X_l$  é a reatância da linha.

A equação básica do controle Droop para a frequência e potência ativa possui origem na equação de balanço do gerador síncrono conectado à rede, a qual relaciona frequência e potência elétrica conforme a Equação 2.1:

$$M \frac{d}{dt} \omega + D (\omega - 1) = P_m - P_e \quad (2.1)$$

onde:

$\omega$  representa a frequência angular,

$M$  é a constante de inércia,

$D$  o coeficiente de amortecimento,

$P_m$  é a potência mecânica,

$P_e$  é a potência elétrica de saída.

Considerando a rede como um barramento infinito e desprezando as resistências do gerador e da linha de transmissão, a equação para da potência ativa fornecida para a rede é calculada pela Equação 2.2:

$$P_e = \frac{V_s * V_g * \sin \delta}{x'_d + x_l} \quad (2.2)$$

Por meio das Equações 2.1 e 2.2, além de considerar as tensões  $V_s$  e  $V_g$  constantes no ponto de equilíbrio, é possível se observar que para pequenas variações no ângulo  $\delta$  do

rotor do gerador, a variação na potência elétrica  $P_e$  responde linearmente. Dessa forma, se a potência ativa produzida pelo gerador sofre alguma mudança, o ângulo da tensão deve apresentar uma variação contrária.

Essa relação entre a potência ativa e a frequência é modelada por meio de uma equação linear, descrita na Equação 2.3:

$$f - f_0 = -k_p(P - P_0) \quad (2.3)$$

Onde  $f_0$  e  $P_0$  são os valores nominais de frequência e potência ativa, enquanto que  $k_p$  é a razão entre a variação da frequência pela potência, sendo conhecida como característica Droop ( $k_p$ ). A Equação 2.4 apresenta a relação de variação entre as grandezas da característica Droop frequência-potência ativa:

$$k_p = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (2.4)$$

De maneira similar a que foi desenvolvida para a característica Droop frequência-potência ativa, foi desenvolvida uma relação Droop para a tensão-potência reativa ( $k_q$ ). Na Equação 2.5, é disposta esta relação linear entre as duas grandezas:

$$v - v_0 = -k_q(Q - Q_0) \quad (2.5)$$

Onde  $v_0$  e  $Q_0$  são os valores nominais de tensão e potência reativa, enquanto que  $k_q$  é a razão entre a variação da tensão pela potência, sendo conhecida como característica Droop ( $k_q$ ). A Equação 2.6 apresenta a característica Droop tensão-potência reativa por meio das variações de tensão e potência reativa:

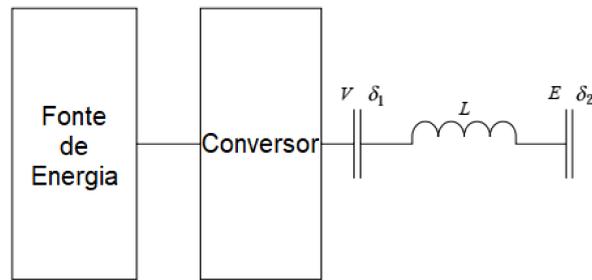
$$k_q = \frac{\Delta v}{\Delta Q} \quad (2.6)$$

É por meio dessa relação linear entre a tensão e potência reativa que a regulação de tensão pode ser obtida. Assim, a estratégia Droop empregada neste trabalho utilizará como base as equações apresentadas acima para realizar a regulação de tensão. Será utilizado um SAEB conectado junto à rede, o qual irá fornecer/consumir a potência reativa necessária para promover o ajuste da tensão.

## 2.5.2 Controle Droop aplicado na GD

Nas microrredes e redes de distribuição, a presença de GD possibilita a operação desconectada em caso de ilhamento, além da atuação em sincronismo com a rede. A Figura 7 demonstra o esquema básico de interligação com a rede, onde a GD utiliza um conversor eletrônico de potência conectado por meio de uma impedância:

Figura 7 – Conexão típica de fontes geradoras com a rede.



Adaptado de: [Chowdhury S. P. Chowdhury \(2009\)](#)

onde:

$V$  representa o módulo da tensão de saída do conversor,

$E$  representa o módulo da tensão na barra da rede,

$L$  representa a indutância da linha,

$\delta_1$  é o ângulo de fase da tensão do conversor,

$\delta_2$  é o ângulo de fase da tensão na rede.

A diferença entre os ângulos  $\delta_1$  e  $\delta_2$  é o ângulo  $\delta$ , o qual é responsável pelo controle do fluxo da potência ativa, enquanto que a reativa é controlada pelo módulo da tensão  $V$ . A potência flui do conversor para a rede pela linha com parâmetro reatância série  $X$ . O fluxo das potências são descritas em [Chowdhury S. P. Chowdhury \(2009\)](#) por meio da Equação 2.7 para a injeção de potência ativa e da Equação 2.8 para a potência reativa:

$$P = \frac{3VE}{2X} \sin \delta \quad (2.7)$$

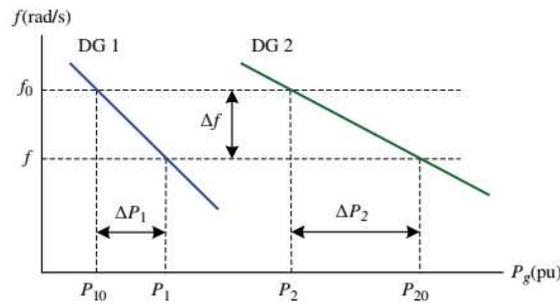
$$Q = \frac{3VE}{2X} (V - E \cos \delta) \quad (2.8)$$

As estratégias Droop conhecidas como  $v/Q$  e  $f/P$  descritas respectivamente pelas Equações 2.5 e 2.3, podem ser representadas graficamente para a atuação de dois geradores conectados por meio da Figura 8.

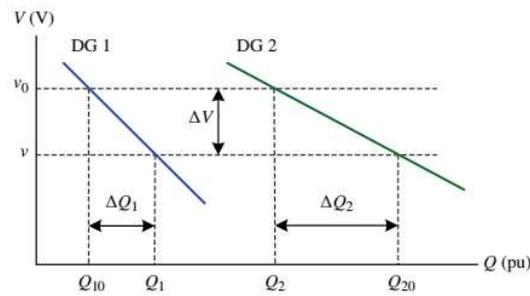
Conforme a Figura 8, o controle Droop pode ser aplicado para o controle da potência ativa e reativa, para duas unidades geradoras conectadas em um mesmo ponto. A variação de potência ativa e reativa é diferente para cada unidade, mas a variação proporcionada na frequência e tensão será a mesma. Isso ocorre pelo fato da inclinação da reta ser igual nas unidades geradoras. Essa inclinação é conhecida como ganho Droop, sendo um importante parâmetro utilizado para o controle da tensão e frequência.

Assim, observando - se as características de atuação do controle Droop, a capacidade

Figura 8 – Característica Droop para inversores de GDs



(a) Droop  $f/P$

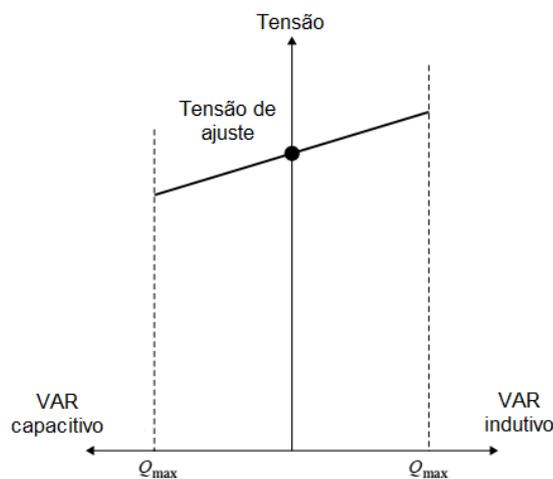


(b) Droop  $v/Q$

Fonte: [Bevrani, François e Ise \(2017\)](#)

de regulação da tensão recebe um destaque, pois possibilita aumentar a estabilidade de uma rede contendo GDs. Um exemplo de atuação com a finalidade de produzir uma melhora no perfil de tensão, utilizando o controle de tensão-potência reativa ( $V/Q$ ) pode ser visto na Figura 9.

Figura 9 – Característica Droop para controle de tensão.



Adaptado de: [Chowdhury S. P. Chowdhury \(2009\)](#)

Para a Figura 9, um controlador Droop é utilizado para aumentar ou diminuir a tensão em uma microrrede conforme o consumo de potência reativa da rede. Esse controlador atua aumentando o ponto de operação da tensão quando as correntes na rede se tornarem predominantemente indutivas, e reduzindo a tensão quando as correntes se tornarem capacitivas. Essa operação é realizada com o objetivo de reduzir a circulação de correntes reativas entre os geradores distribuídos da microrrede. Assim, a potência reativa máxima que pode ser utilizada pelo controlador é determinada pelas potências ativa e aparente, conforme a Equação 2.9:

$$Q_{max} = \sqrt{S_{max}^2 - P^2} \quad (2.9)$$

Essa equação pode ser utilizada para realizar a regulação de tensão em uma rede, por meio da utilização de um SAEB. A variação da tensão no ponto de conexão está relacionada com a quantidade de potência reativa (Q) disponível para uso. Essa variação de tensão sofre modificação caso o SAEB esteja sendo utilizado para injetar/consumir potência ativa (P) na rede.

Apesar da capacidade de atuação para promover melhorias na tensão, conforme relatado por Adeyemo et al. (2018), o controle Droop modifica a capacidade de injeção da potência reativa do SAEB sem considerar o fator de potência. Isso pode ocasionar uma operação do sistema com um baixo valor do fator de potência, além do fluxo de correntes maiores. Como o objetivo deste trabalho será a comprovação da eficácia do controle Droop para a regulação de tensão, o fator de potência não será controlado diretamente. Utilizando-se um conversor capaz de injetar potência reativa na rede, é possível realizar a regulação de tensão em um ponto de conexão específico da rede. Assim, observando esse princípio de atuação do controle Droop, um SAEB será modelado neste trabalho, sendo utilizado para realizar a regulação de tensão em uma rede de testes. Uma descrição dos sistemas de armazenamento é apresentada no capítulo 3, onde as suas principais características serão abordadas.

## 3 Sistemas de Armazenamento em Baterias - SAEB

Neste capítulo serão apresentados os sistemas de armazenamento em baterias, explicitando a sua construção e aplicação nos sistemas elétricos. As suas principais partes constituintes serão abordadas, dando-se ênfase no sistema utilizando baterias de chumbo-ácido, as quais foram utilizadas neste trabalho. As formas de controle dos SAEBs serão abordadas, sendo descritas as maneiras de se controlar a tensão no ponto de conexão e os valores de potência transmitida para a rede no caso de descarga e recarga das baterias.

### 3.1 Principais tecnologias

Os SAEBs possuem diversas tecnologias de baterias que são responsáveis pelo armazenamento eletroquímico da energia. Como relatado em [Goswami e Kreith \(2015\)](#), cada tecnologia de armazenamento independente da categoria pode ser caracterizada por um pequeno número de parâmetros, e no caso dos sistemas com baterias os principais são:

- Tempo de auto-descarga
- Eficiência
- Ciclo de vida
- Energia específica
- Densidade de energia

A escolha do tipo de tecnologia a ser utilizada para um determinado projeto se faz com base nestes e outros parâmetros, visando um equilíbrio entre eficiência, peso e custo. De maneira geral, segundo os autores, as aplicações que envolvem o gerenciamento da demanda, necessitam do tempo de auto-descarga moderado e um sistema com grande capacidade de armazenamento. As aplicações que envolvem a qualidade da energia não são muito afetadas pela auto-descarga, mas também precisam de um sistema capaz de fornecer capacidade de potência.

Segundo [Zobaa et al. \(2018\)](#), atualmente vários tipos de baterias estão sendo pesquisadas, estando algumas disponíveis comercialmente e outras em fase de desenvolvimento. Dentre as disponíveis para uso, as mais adequadas para aplicações no sistema elétrico são as de chumbo ácido, íons de Sódio e íons de Lítio.

Dentre os tipos existentes de baterias, as de Chumbo-Ácido, segundo [Huggins e Huggins \(2016\)](#), representam a maior parte do mercado global de baterias. Isso se deve por

várias razões, como por exemplo o baixo custo, a facilidade de construção, alta corrente de descarga e um bom ciclo de vida. Com isso as baterias de chumbo possuem uma maior confiabilidade em termos de aplicação, devido à uma maior utilização ao longo do tempo. Nos sistemas de transmissão e distribuição já estão sendo aplicadas em diversas partes do mundo.

As baterias de Sódio são baseadas no processo de oxidação dos íons de sódio. Conforme [Zobaa et al. \(2018\)](#), estão em fase madura de desenvolvimento, sendo aplicadas em subestações com potência variando entre 500 kW até 80 MW. Como exposto por [Almarzooqi et al. \(2020\)](#), as vantagens das baterias de sódio são o alto ciclo de vida, grande eficiência, alta capacidade de energia e baixa manutenção.

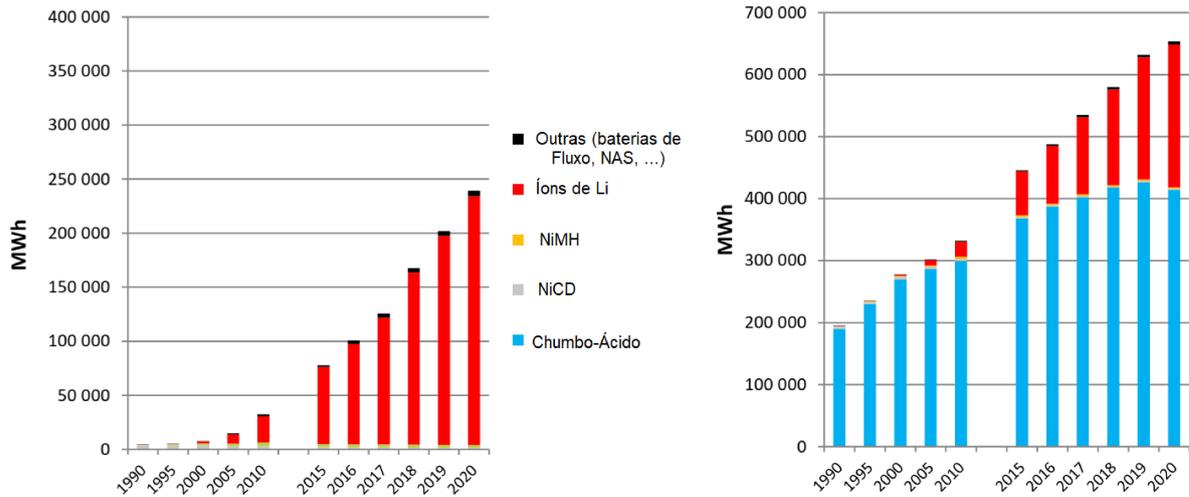
Os SAEBs contendo baterias de Lítio, conforme [Parthasarathy, Hafezi e Laaksonen \(2020\)](#), são capazes de fornecer energia em um pequeno intervalo de tempo, sendo utilizadas em diferentes tipos de serviços auxiliares. Esse tipo de bateria apresenta uma baixa taxa de auto-descarga, elevada densidade de potência e energia, além de uma elevada eficiência. Conforme estudos de utilização de um SAEB em integração com painéis fotovoltaicos, [Baloyi e Chowdhury \(2021\)](#), foi observado que um sistema utilizando baterias de Chumbo-Ácido apresenta um custo menor comparado com as de Lítio.

### 3.1.1 Market Share

Conforme apresentado por [IRENA \(2017\)](#), os fabricantes continuam implementando melhorias de desempenho e fazendo esforços para reduzir os custos das baterias estacionárias de Chumbo, comparado com as tecnologias emergentes e que recebem mais investimentos, como notadamente as de Lítio. De acordo com [Akhil et al. \(2013\)](#), as tecnologias de baterias Chumbo-Carbono (PbC) podem apresentar uma alta taxa de carga e descarga, sem os efeitos prejudiciais típicos das tradicionais baterias de Chumbo-Ácido ventiladas, “Vented Lead-Acid” -(VLA) e das baterias reguladas por válvula, “Valve Regulated Lead Acid” - (VRLA). Isso faz com que esse tipo de bateria consiga aceitar altas taxas de correntes que são aplicadas apenas nas baterias de Níquel-Hidreto metálico (NiMH), e nas baterias de íons de Lítio, ambas de custo elevado.

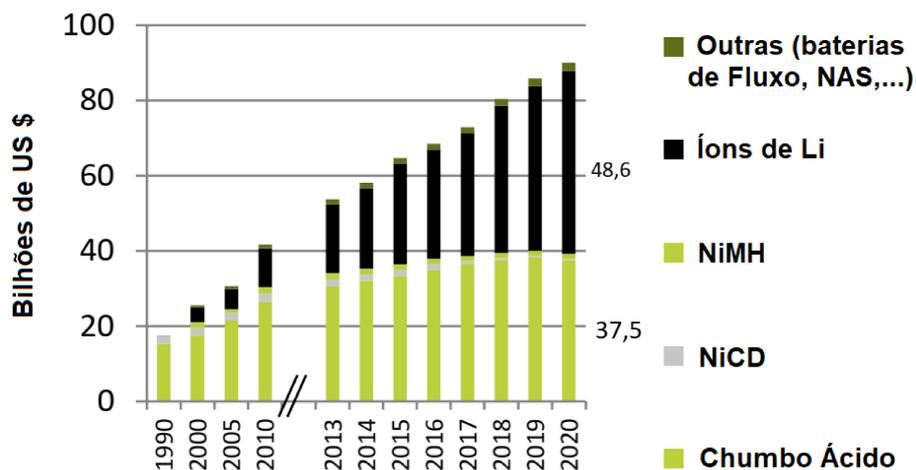
Observando a presença no mercado de baterias, segundo [PILLOT \(2021\)](#), as baterias de Chumbo-Ácido possuem aproximadamente uma quota de mercado de 60 %, enquanto que as baterias de Íons de Lítio possuem um maior crescimento, associado a uma maior parte dos investimentos realizados. Os valores movimentados envolvendo as células de baterias de Chumbo durante o ano de 2020 foram de aproximadamente 37.5 bilhões de dólares, enquanto para as células de íons de Lítio foram de aproximadamente 48.6 bilhões de dólares. As Figuras 12 e 11 apresentam respectivamente a energia utilizada em MWh por ano das principais tecnologias e os valores em dólares utilizados em cada uma das tecnologias durante os anos de 1990 e 2020.

Figura 10 – Mercado Global de baterias 1990-2020 - Energia.



Adaptado de: [PILLOT \(2021\)](#)

Figura 11 – Mercado Global de baterias 1990-2020 - Valores.



Adaptado de: [PILLOT \(2021\)](#)

Conforme apresentado por [IRENA \(2017\)](#), o potencial de redução no custo para as tecnologias de armazenamento é significativo, principalmente para as baterias de íons de Lítio, as quais possuem um potencial de redução no custo para as aplicações estacionárias entre 54 – 61 % para 2030. As baterias de Chumbo apresentam um potencial de redução no custo na ordem de 50 %. Assim, baseado nas vantagens das baterias de Chumbo-Ácido, e na sua ampla utilização nos SAEBs, essa tecnologia será utilizada neste trabalho. Com isso, as suas principais características relevantes para a utilização nos SAEBs serão descritas na próxima sessão.

## 3.2 Baterias de Chumbo - Ácido

As baterias de Chumbo-Ácido são utilizadas para o armazenamento de energia em diversas áreas, sendo a principal delas o setor automotivo. Por isso continuam até hoje a serem estudadas, apresentando melhorias em relação a vida útil e também na reciclagem de materiais. Segundo [Sanjareh et al. \(2021\)](#), as baterias de Chumbo-Ácido estão entre as mais comuns utilizadas junto à rede e também nas aplicações industriais, sendo um dos seus aspectos mais importantes a sua capacidade. A quantidade de energia que pode ser injetada ou absorvida da rede é determinada pela capacidade das baterias utilizadas, sendo essa característica limitante para a operação com o sistema de distribuição.

Com relação a sua forma construtiva, [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#) esclarece a existência de dois tipos principais, as baterias de chumbo-ácido “flooded” e as ventiladas. Dentro desses dois tipos, existem vários subtipos de baterias, sendo otimizadas para cada aplicação em particular. Os tipos de liga utilizados nos eletrodos também servem para diferenciar os tipos de baterias. Isso pode ser visto nas baterias modernas, as quais utilizam menos Antimônio ou Cálcio Chumbo, reduzindo assim a perda de água. Dessa forma foi reduzida a necessidade de se repor a água nas baterias mais antigas, resultante da perda por meio do processo de gasificação.

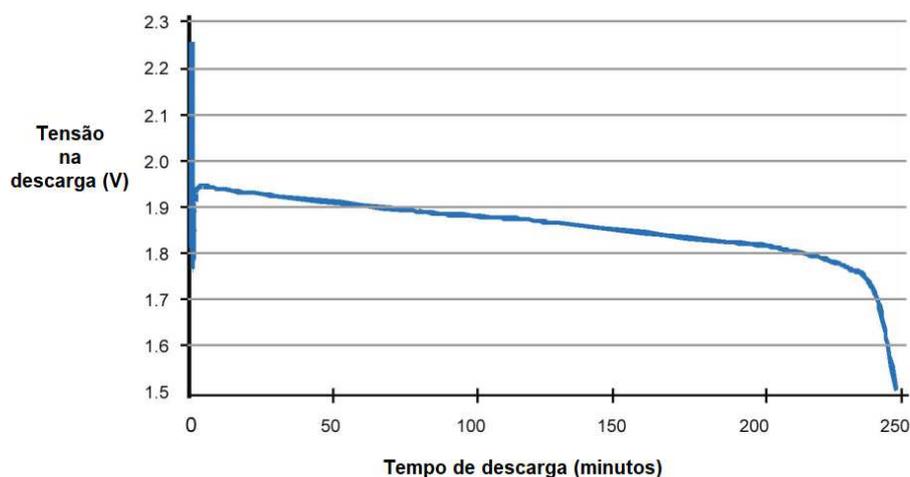
### 3.2.1 Características e limitações

Apesar da popularidade de utilização das baterias de Chumbo, alguns de seus problemas ainda persistem, como por exemplo a sua baixa energia específica (W-h/kg) e potência específica (W/kg). Mesmo com esses problemas a tecnologia de baterias com chumbo ainda é a mais utilizada pelo fato de possuir o melhor custo benefício entre as tecnologias existentes e de ser a mais amadurecida e conhecida. Logo, um correto entendimento do funcionamento desse tipo de bateria é necessário para que a sua utilização seja eficaz e de forma segura. Em [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#) os principais aspectos característicos para a manutenção e eficiência das baterias de chumbo foram amplamente descritos e serão apresentados de forma resumida a seguir.

#### 3.2.1.1 Carga e descarga

As baterias de Chumbo-ácido possuem valores de tensão nominais que são obtidos de acordo com a associação de células. Essas conforme [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#), possuem uma tensão nominal de 2 V, apresentando uma tensão de circuito aberto que varia entre 1.90 V e 2.15 V. A operação de cada uma das células varia entre 1.75 V no final da descarga até 2.5 V no fim de carga. Os valores de temperatura influenciam na tensão, reduzindo a eficiência do processo de carga e descarga. Uma curva de variação da tensão para uma célula durante a descarga é apresentada na Figura 12.

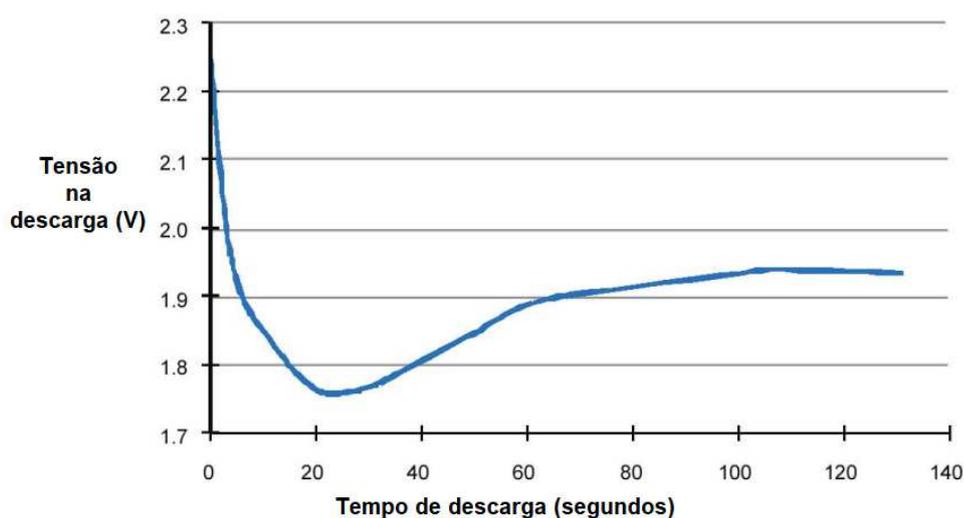
Figura 12 – Variação da tensão em função do tempo de descarga.



Adaptado de: [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#)

Outro fato interessante apresentado por [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#), é sobre o processo de descarga das baterias é o afundamento abrupto de tensão que ocorre logo no início da descarga, chamado de *Coup de fouet*, que em português significa algo como o estalo do chicote, em analogia ao movimento descrito pela movimento do chicote no ar. Este comportamento pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 – Variação da tensão na descarga - Coup de Fouet.



Adaptado de: [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#)

Esse tipo de comportamento ocorre por causa de mecanismos químicos que ocorrem na placa positiva durante a descarga. Segundo os autores não é um sinal de defeito ou degradação, apesar de ser mais expressivo nas baterias mais velhas. Eles advertem também

para a possibilidade de atuação dos sistemas de proteção contra afundamentos de tensão, em função da rápida queda que ocorre nos valores da tensão.

Durante o processo de carregamento das baterias, as reações químicas ocorrem na direção oposta da descarga. Dessa forma conforme exposto em [Barnes e Levine \(2011\)](#), quando as células se aproxima da carga plena, a maior parte do  $PbSO_4$  é convertida em  $Pb$  ou  $PbO_2$ , e assim a tensão na célula se aproxima do valor da tensão de gaseificação que é próxima de 2.39 V. Com isso uma reação de sobrecarga se inicia, resultando na produção de Hidrogênio e Oxigênio, acarretando em uma perda de água. Como apresentado por [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#), na medida em que a tensão das células aumenta, uma parte maior da energia é empregada na eletrólise, o que reduz a eficiência de carga. Com isso é possível verificar se a célula está completamente carregada, situação na qual toda a corrente é aplicada na eletrólise, resultando em uma eficiência de carga zero.

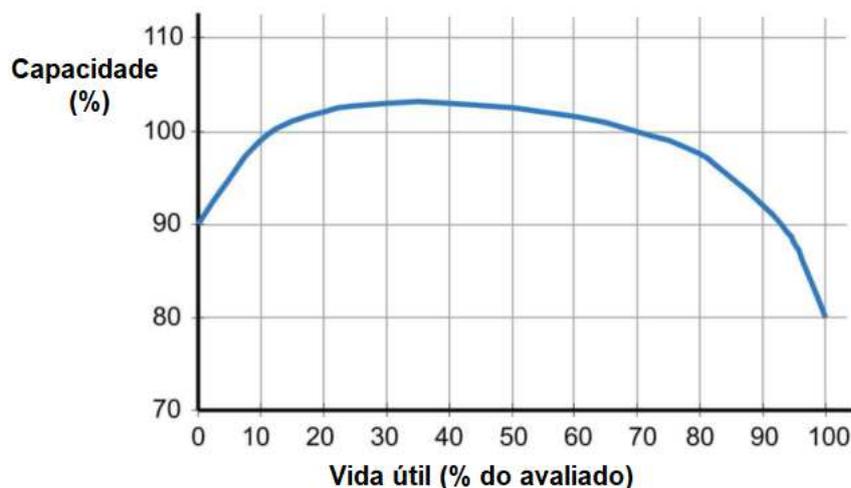
### 3.2.1.2 Envelhecimento e degradação

Com a utilização e o passar do tempo, as baterias sofrem processos que reduzem a sua vida útil e eficiência. Como descreve [Barnes e Levine \(2011\)](#), os parâmetros globais de performance das baterias podem ser definidos como a sua capacidade de energia. A capacidade de uma bateria descreve a quantidade disponível de carga ou descarga enquanto ela está sujeita a varias condições de stress durante a operação, além dos fenômenos de degradação. Capacidade de energia está relacionada com a injeção de energia, que a célula é capaz de fazer durante a sua vida útil, sendo relacionada com a resistência interna da célula.

O processo de degradação que ocorre nas células, é um resultado do período de operação e também do tempo parado ou estacionário, conhecidos respectivamente como envelhecimento cíclico “cycling aging” e envelhecimento de calendário “calendar aging”. As condições de stress que as baterias são expostas resultam de parâmetros externos que influenciam na degradação. Entre os fatores de envelhecimento cíclico estão a temperatura, profundidade de descarga e a corrente de descarga. Entre os fatores do envelhecimento de calendário, estão a temperatura e o estado de carga em que as baterias estão armazenadas.

A degradação das baterias pode aumentar com o passar do tempo e com o número dos ciclos de carga e descarga. Em [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#) é apresentado um fato relevante em relação a capacidade de armazenamento das baterias, que está relacionado com a variação da capacidade durante a sua vida útil. Nos seus estágios iniciais de vida, a capacidade da bateria aumenta, devido ao processo contínuo de formação do material ativo, além da baixa difusão de eletrólitos pelos pequenos poros. Este mesmo processo ocasiona a redução da sua capacidade, devido ao processo de corrosão acelerada. É possível verificar essa variação de capacidade graficamente através da Figura 14.

Figura 14 – Variação da capacidade da bateria em função da vida útil.



Adaptado de: [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#)

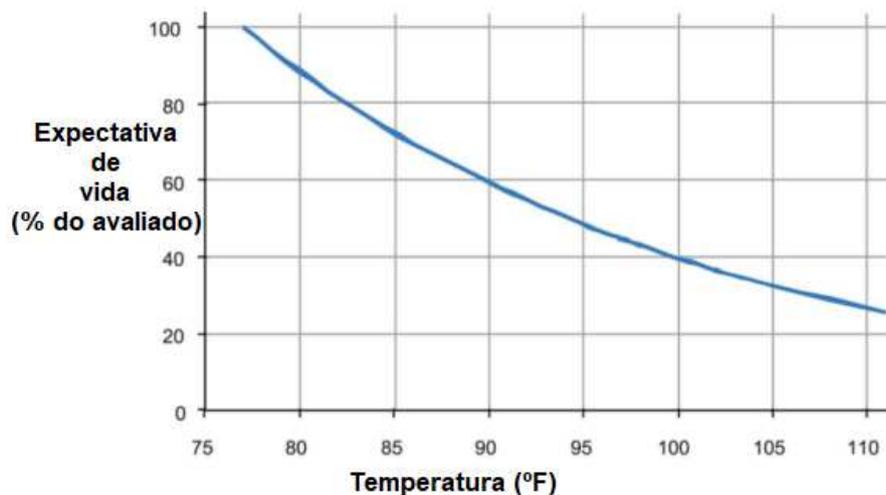
Outro fator degradante da vida útil das baterias são as corrosões nos polos positivos, o que gera Óxido de Chumbo, e ocorrem nas baterias mais velhas. Essa corrosão é aumentada pela operação de carregamento na tensão de flutuação. Como dito em [Khattab \(2021\)](#), ocorre uma perda de capacidade da bateria devido ao derramamento de eletrólito no ponto corrosão. Além disso, ocorre um estresse mecânico no eletrodo, resultando em um aumento da resistência interna e uma gradual redução na capacidade de energia, como pode ser observado na Figura 14, resultando em menos energia para o processo de descarga.

O efeito da temperatura sobre as baterias merece destaque, pois de acordo com [Barnes e Levine \(2011\)](#), assim como ocorre em qualquer processo eletroquímico, a elevação da temperatura proporciona uma aceleração do processo. Com isso, os processos de degradação são acentuados, aumentando a formação de gases e auto-descarga. Segundo os autores, é sugerido que a temperatura de operação fique entre os 10 °C e os 25 °C, e que a cada 10 °C de aumento na temperatura, ocorre uma redução em metade da vida útil das baterias. A Figura 15 explicita os efeitos da temperatura sobre a expectativa de vida das baterias de Chumbo-Ácido.

Conforme apresentado em [Hutchinson \(2004\)](#), o ciclo de vida das baterias seladas de Chumbo-Ácido está relacionado com a profundidade de descarga. O número típico de cargas e descargas na temperatura de 25 °C, a qual é considerada ótima para as baterias de Chumbo-Ácido está relacionado com a profundidade de descarga da seguinte forma:

- 150 - 200 ciclos com 100 % da profundidade de descarga (Descarga completa)
- 400 - 500 ciclos com 50 % da profundidade de descarga (Descarga parcial)
- 1000 ou mais ciclos com 30 % da profundidade de descarga (Descarga rasa)

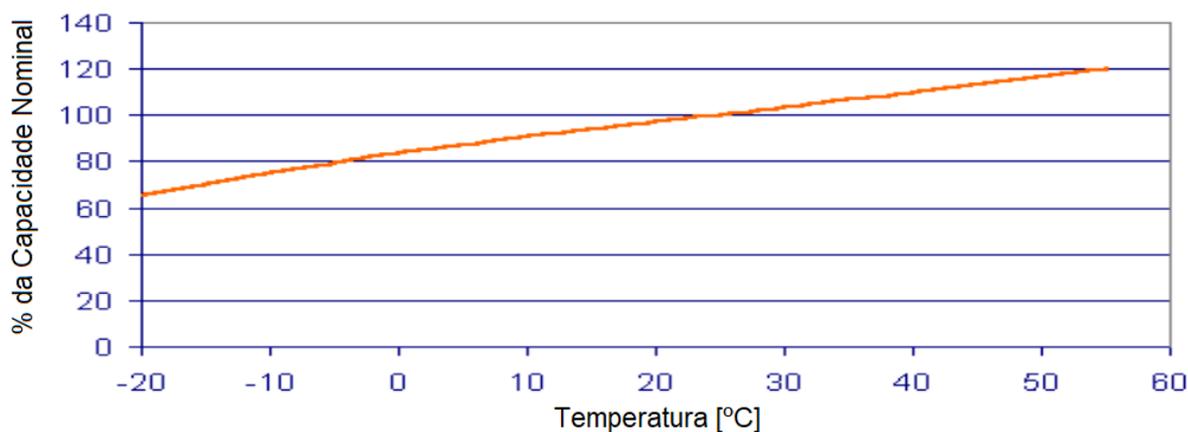
Figura 15 – Efeitos da temperatura na vida das baterias de Chumbo-Ácido.



Adaptado de: [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#)

O efeito da temperatura para as baterias seladas de Chumbo-Ácido pode ser visto na Figura 16.

Figura 16 – Efeito da temperatura na capacidade efetiva.



Adaptado de: [Hutchinson \(2004\)](#)

Como apresentado em [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#), a elevação da temperatura provoca a redução da resistência interna do eletrólito, aumentando o processo de gaseificação, aquecimento e evaporação. Para a redução da temperatura, o processo de descarga da bateria se torna mais lento, e em temperaturas abaixo de  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , o eletrólito pode congelar, correndo o risco de explosão.

### 3.2.1.3 Operação e manutenção

Por ser uma tecnologia madura em relação a operação e manutenção, as baterias de Chumbo-Ácido são de fácil aplicação e cuidados. Conforme [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#), os principais cuidados de operação e manutenção que devem ser considerados são listados e apresentados de forma resumida a seguir:

- Carga em tensão de flutuação
- Carga em tensão de equalização
- Manutenção dos polos
- Descarte e reciclagem

Na carga em flutuação, um valor de tensão constante é aplicado às baterias que já se encontram carregadas apenas com a finalidade de compensar a corrente perdida pela auto descarga. Esse procedimento ajuda na prevenção da sulfatação, que é o acúmulo do Sulfato de Chumbo  $PbSO_4$  na forma de pequenos cristais sobre a superfícies dos eletrodos. Como exposto em [Khattab \(2021\)](#), a sulfatação reduz a capacidade da bateria de duas formas, pela perda do material que forma os cristais do Sulfato de Chumbo, e também pelo bloqueio que esses cristais fazem com o material abaixo dele. Esse bloqueio acaba reduzindo a quantidade de reagentes na reação química de carga ou descarga da bateria. Manter as baterias sempre carregadas, como ocorre na flutuação, auxilia na manutenção da concentração do Sulfato de Chumbo na menor quantidade possível.

A equalização das baterias possui a finalidade de corrigir a diferença de tensão entre as células internas da bateria. Devido a essas diferenças existentes algumas baterias podem sofrer o fenômeno de sulfatação enquanto outras pode receber sobrecarga. Para este processo é necessário que as baterias sejam carregadas com um valor de tensão mais alto durante um período de tempo maior. Os gases gerados na equalização são utilizados para corrigir o problema de estratificação que ocorre normalmente durante os ciclo de carga e descarga.

A manutenção dos polos das baterias se deve ao fato da exposição dos mesmo à umidade do ar e ao ácido das baterias, formando o zinabre além de sofrer a corrosão. Para evitar esse problemas os polos devem ser limpos frequentemente, e deve ser aplicada graxa condutiva para prevenir o excesso de corrosão. Conforme apresentado em [Kuttalam et al. \(2017\)](#), as baterias de Chumbo-Carbono (Pb-C), possuem o eletrodo negativo em Carbono e o eletrodo positivo convencional, formando um capacitor assimétrico. Como principais vantagens, apresenta uma menor manutenção, taxas de carga maiores e a eliminação da sulfatação devido ao eletrodo de carbono.

Segundo [Anderson e Frankhouser \(2015\)](#), a tecnologia Pb-C sozinha não garante o desempenho do ciclo da bateria, pois a degradação do material ativo positivo torna-se o

elemento limitante da bateria. Assim deve ser considerado uma operação das baterias com um estado parcial de carga “Parcial State of Charge” (PSoC), o qual apresenta benefícios quando aplicado com as baterias estacionárias. Entre esses benefícios estão as melhorias na eficiência de carga e a redução da degradação dos componentes relacionada com a sobrecarga das baterias.

No fim da vida útil das baterias de Chumbo, um cuidado especial deve ser tomado com o descarte dessas baterias devido ao efeito nocivo que o Chumbo é capaz de provocar. Assim, devido as inúmeras restrições de segurança e ambientais existentes, existe a necessidade da reciclagem de todos os componentes constituintes. Segundo os autores, as baterias de Chumbo estão entre os produtos mais reciclados do mundo, onde os seus elementos constituintes são reaproveitados. Os fabricantes aceitam as baterias de Chumbo antigas como serem recicladas, onde segundo [Mears, Gotschall e Kamath \(2003\)](#), aproximadamente 99.3 % da bateria é completamente reciclado.

### 3.3 Características construtivas de um SAEB

#### 3.3.1 Topologias

Os SAEBs possuem inversores para a conexão com a rede e podem apresentar diferentes topologias de ligação para as suas baterias. Essas diferenças podem ser em relação ao número de conversores, ou em relação a forma de associação das baterias.

Como descrito em [Xavier \(2022\)](#), uma característica comum das topologias existentes para os sistemas de armazenamento é a presença do filtro de saída utilizado para a conexão com a rede, o qual atenua os efeitos de chaveamento dos semicondutores. Como diferença existe a possibilidade de ligação em quatro topologias diferentes para os SAEBs conectados junto a rede:

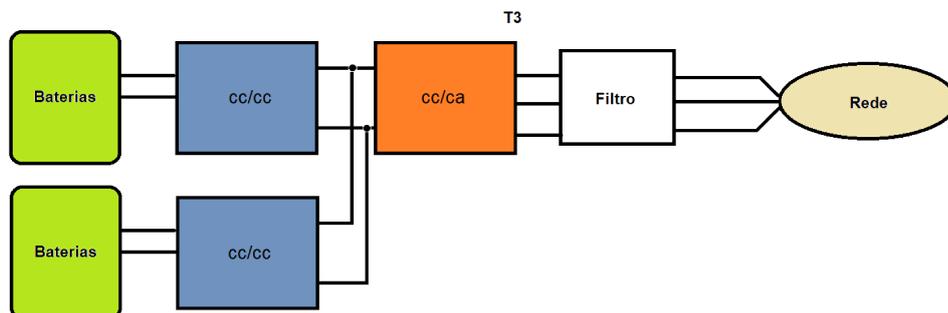
- T1: Possui apenas um estágio cc/ca
- T2: Possui um estágio cc/cc e um estágio cc/ca
- T3: Possui dois ou mais estágios cc/cc ligados em paralelo e um estágio cc/ca
- T4: Possui dois ou mais estágios cc/cc conectados em série e um estágio cc/ca

Segundo o autor, a topologia T1 as baterias são ligadas diretamente ao conversor apresentando como principal vantagem a simplicidade de implementação e o baixo custo. Como desvantagem está a necessidade de várias baterias ligadas em série para aumentar a tensão de trabalho para o link CC. Caso uma das baterias apresente problema, todo o sistema será desligado. Em T2 já existe um conversor responsável por elevar ou abaixar a tensão contínua, necessitando de um menor número de baterias operando em série. Em caso

de falha de uma bateria apenas o string no qual ela está conectada será desativado. Esta topologia apresenta um numero maior de semicondutores do que o estágio T1, o que eleva o custo, mas apresenta a vantagem de possibilitar a execução de serviços ancilares pelo inversor enquanto o controle de carga e descarga fica como responsabilidade do conversor cc/cc. Para a topologia T3 existem mais de um conversores cc/cc ligados em paralelo, possibilitando uma operação com correntes distintas fluindo de cada um dos bancos, que devem apenas possuir o mesmo valor de tensão. Isso apresenta mais confiabilidade para a operação do sistema, além de possibilitar a operação em caso de um dos bancos falhar. A topologia T4 apresenta mais de um conversor cc/cc ligados em série. Apresenta a vantagem de cada conversor cc/cc trabalhar com tensões menores do que na topologia T3, mas em caso de falha compromete toda a operação do sistema.

Este trabalho utilizará como ênfase exclusivamente a topologia T3, a qual será utilizada em todas as simulações realizadas e também no trabalho experimental para obtenção dos resultados pretendidos. Um desenho esquemático da topologia T3 é disposto na Figura 17.

Figura 17 – Topologia T3 de ligação do SAEB

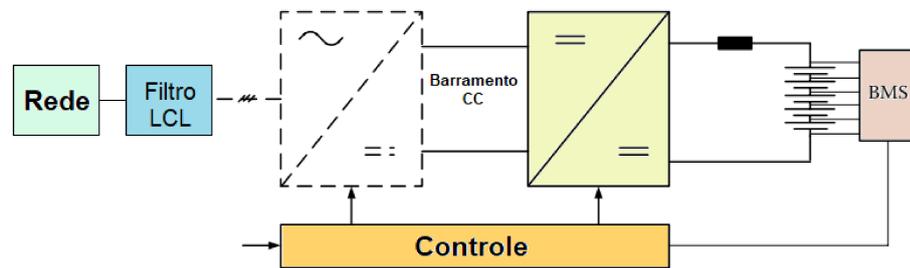


Fonte: Elaborada pelo Autor

### 3.3.2 Partes constituintes

Um SAEB é constituído principalmente pelos seus conversores, bancos de baterias e o filtro de conexão com a rede de energia. Como descrito por [Rufer \(2017\)](#), uma unidade de gerenciamento das baterias “Battery Management System” (BMS) é responsável pela supervisão e proteção de todo o sistema além de interligar o sistemas de medição dos diferentes elementos existentes ao controle. A Figura 18 apresenta um SAEB com o sistema de controle e conversores.

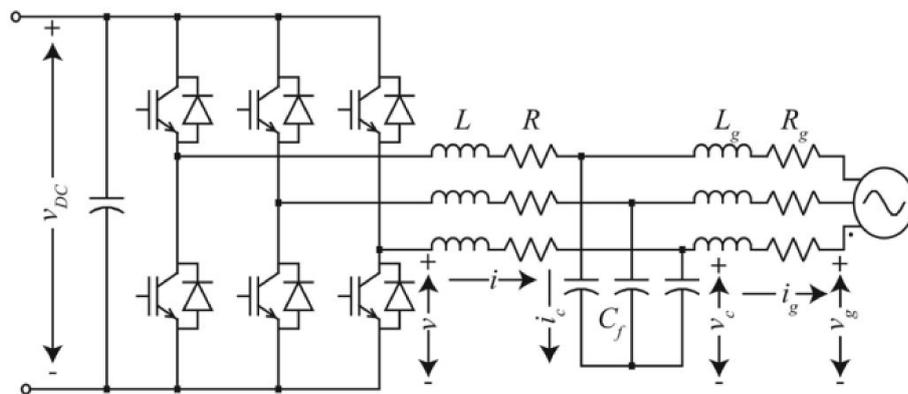
Figura 18 – SAEB com unidade de gerenciamento.



Adaptado de: [Rufer \(2017\)](#)

Outro componente de fundamental importância é o filtro LCL, responsável pela filtragem dos harmônicos de chaveamentos produzidos nos inversores. Como justificado em [Pena-Alzola et al. \(2014\)](#), os filtros LCL são utilizados nos conversores conectados junto a rede, ao invés de simples indutores, porque eles permitem que se utilizem valores menores de indutâncias reduzindo o tamanho dos indutores e com isso o custo. Embora permitam a filtragem do ripple de corrente, a presença desse filtro, segundo [Teodorescu, Liserre e Rodriguez \(2011\)](#), pode causar problemas de ressonância. Essa é resultante da instabilidade do loop de corrente, que pode não ser detectada em operação normal, mas pode aumentar devido a distúrbios de outras cargas conectadas na rede. Assim, é recomendado utilizar estratégias de amortecimento, para evitar a ressonância. Podem ser utilizadas as estratégias de amortecimento passivo ao custo de perdas dissipativas, ou de amortecimento ativo, resultando em perdas menores. Um exemplo de filtro LCL trifásico é mostrado na Figura 19, onde é possível se verificar a disposição dos componentes na implementação do filtro.

Figura 19 – Filtro LCL para inversor trifásico.

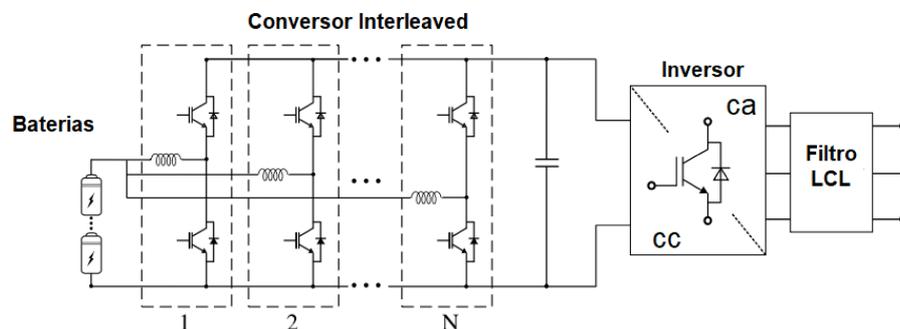


Fonte: [Pena-Alzola et al. \(2014\)](#)

Para a topologia T3, a qual será analisada em destaque neste trabalho, os conversores

empregados no estágio cc/cc são do tipo bidirecionais “interleaved”. Conforme apresenta [Xavier \(2022\)](#), uma vantagem da utilização deste tipo de conversor é a sua capacidade de limitar o ripple da corrente de entrada e de saída no banco de baterias. O indutor presente neste conversor é responsável por limitar a corrente de ripple em cada célula e, segundo o autor, quanto maior o número de células do conversor, menor será a corrente de ripple no banco de baterias devido ao cancelamento do ripple na frequência de chaveamento efetuado pelo deslocamento de fase promovido pelo PWM. A Figura 20 apresenta um conversor do tipo “interleaved” com sua estrutura de interligação modular constituída por N células de meia-ponte conectadas em paralelo.

Figura 20 – Conversor cc/cc “Interleaved”.



Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

As baterias utilizadas para as simulações e obtenção dos resultados experimentais são as de Chumbo-Ácido. Para a utilização das baterias no desenvolvimento das simulações é necessário o uso da modelagem matemática para representar os comportamentos de carga e descarga. Como descrito em [Rufier \(2017\)](#), é importante que na modelagem seja levado em consideração o estado de carga para a utilização no sistema de gerenciamento e controle das baterias.

Para esse trabalho será utilizado um modelo matemático apresentado em [Xavier \(2022\)](#), onde são modeladas as características macroscópicas das bateria de Chumbo, tais como a corrente, tensão e temperatura. Este modelo é baseado nas relações de Sherperd, utilizando equações empíricas, que possibilitam um ajuste por meio de parametrizações feitas com auxílio de datasheets dos fabricantes. Um aprofundamento sobre as modelagens das baterias foge do escopo deste trabalho, e maiores informações sobre as modelagens das baterias de Chumbo podem ser obtidas em [Xavier \(2022\)](#) e em trabalhos publicados pelo Instituto de Tecnologia Edson Mororó Moura (ITEMM).

## 3.4 Controle do SAEB

A operação dos sistemas de armazenamento deve ser realizada de forma a operar em conjunto com as demais fontes de GD existentes nas redes de distribuição. Assim, como expresso em [Kramer et al. \(2008\)](#), existem diversos modos de operação para um SAEB conectado junto a rede. O projeto de controle é diferente para os modos de carga e descarga, onde no modo de carga o fluxo de potência vai da rede para os conversores cc/cc, e na descarga o fluxo é contrário.

Para a realização do controle do SAEB são necessárias o controle da potência ativa e reativa trocada com a rede. Conforme apresentado em [Xavier \(2022\)](#), a maioria dos sistemas de armazenamento utiliza um controle de potência reativa no loop mais externo do estágio de controle cc-ca, e no loop interno um controle de corrente. O controle de corrente é responsável por gerar as tensões de referência que são utilizadas para a modulação do conversor cc/ca.

As estruturas de controle envolvem o comando dos estágios cc/cc e cc/ca de forma a atender as especificações necessárias para a carga e descarga das baterias, além dos requisitos de conexão junto a rede. Serviços ancilares também podem ser realizados por meio do controle de tensão no ponto de conexão e injeção da potência reativa. O controle das potências ativa e reativa é realizado através da teoria da potência instantânea, a qual realiza utilizando o referencial estacionário  $\alpha \beta$  o cálculo das correntes de referência.

### 3.4.1 Controle do conversor cc/cc

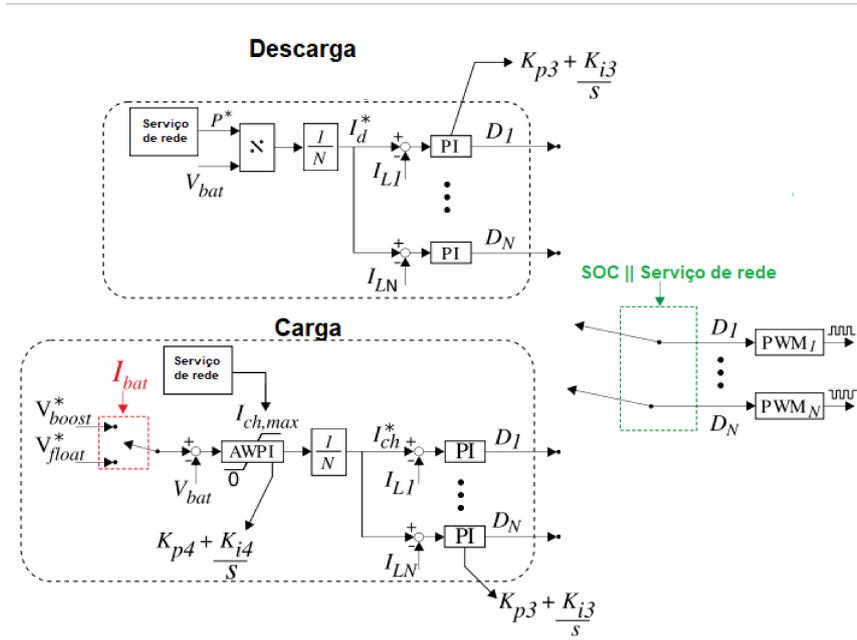
O controle do estágio cc/cc apresenta duas malhas, sendo uma para o comando da descarga e outra para a carga do banco de baterias. Controladores PI são utilizados para regular a corrente que passa no indutor de cada banco, sendo a malha de corrente a mais interna por ser mais rápida e as malhas de potência as mais externas, sendo mais lentas. A Figura 21 demonstra as malhas de controle utilizadas para a carga e descarga dos bancos de bateria.

Tanto para a carga e descarga,  $N$  indica o número de células em cada conversor “interleaved”. A escolha entre os modos de carga ou descarga é baseada no estado de carga das baterias, ou pelo serviço de rede em execução.

Para a descarga,  $P^*$  representa a potência ativa de referência,  $V_{bat}$  é a tensão medida das baterias,  $I_d$  a corrente de referência para cada célula de controle. O controlador PI é utilizado para controlar a corrente do indutor  $I_{LN}$  de cada célula. O sinal de saída do PI  $D_N$  é utilizada para gerar as referências de tensão do estágio cc/ca, sintetizadas por meio do PWM.

No processo de carga, as tensões  $V_{boost}^*$  e  $V_{float}^*$  são as referências, que são chaveadas

Figura 21 – Estágio de controle cc/cc da topologia T3.



Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

de acordo com a corrente de carga das baterias  $I_{bat}$ . O processo de carga apresenta um modo de corrente constante, onde um controlador “Anti-Windup Proportional-Integral” (AWPI) saturado com o valor de corrente máxima para a carga  $I_{ch,max}$  é responsável por garantir a corrente constante durante a carga. Esse valor máximo de corrente é comandado pelo serviço de rede utilizado. A corrente de referência produzida é fornecida para um controlador PI para produzir  $D_N$ , que é utilizada para gerar as referências de tensão do estágio cc/ca, sintetizadas por meio do PWM.

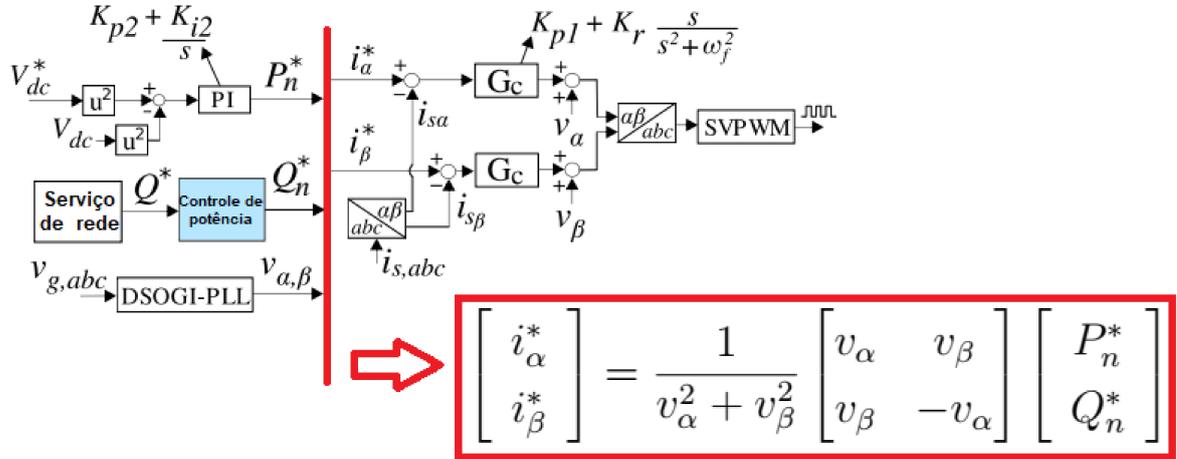
### 3.4.2 Controle do conversor cc/ca

A estrutura básica de controle do conversor cc/ca é apresentada na Figura 22, evidenciando o controle de tensão do barramento cc, o controle de potência reativa e as malhas internas de controle de corrente no referencial estacionário. A técnica de modulação clássica vetorial “Space Vector Pulse Width Modulation” (SVPWM) é utilizada para comandar o conversor.

Para sincronização do conversor com a rede foi utilizada a técnica de detecção de sequência positiva adaptável à frequência “Dual Second-Order Generalized Integrator PLL” (DSOGI-PLL), apresentada por [Rodriguez et al. \(2006\)](#). O método fornece uma solução efetiva para a sincronização de conversores nas redes em condições distorcidas e extremamente desbalanceadas. Conforme observado em [Kaur e Singh \(2018\)](#), o DSOGI-PLL também é capaz de separar o ângulo de fase das componentes de sequência positiva e

negativa com uma boa resposta dinâmica.

Figura 22 – Estágio de controle cc/ca da topologia T3.



Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

Onde:

$V_{dc}^*$  é a tensão de referência para o barramento cc

$V_{dc}$  é a tensão medida no barramento cc

$V_{g,abc}$  é a tensão medida da rede

$i_{s,abc}$  são as correntes medidas da rede

$V_{\alpha,\beta}$  é a tensão da rede no referencial estacionário

$i_{s\alpha}$  é a corrente medida da rede no referencial estacionário alfa

$i_{s\beta}$  é a corrente medida da rede no referencial estacionário beta

$Q^*$  é a potência reativa de referência fornecida pelo serviço de rede

$Q_n^*$  é a potência reativa calculada pelo controle de potência reativa

$P_n^*$  é a potência ativa de referência calculada pelo controle de tensão do barramento cc

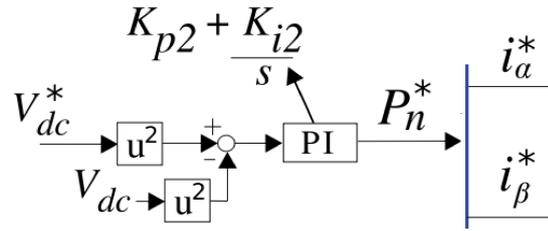
$G_c$  é o controlador proporcional ressonante

Para controlar o barramento cc, conforme apresentado em [Xavier \(2022\)](#), o loop externo do estágio cc-ca controla a tensão com o método do valor quadrado  $V_{dc}^2$ . A Figura 23 apresenta a etapa de controle da tensão responsável por gerar a referência de potência ativa para o cálculo das referências de corrente através da teoria de potência instantânea.

Para realizar o controle da potência reativa, [Xavier \(2022\)](#) utiliza em seu trabalho uma referência de potência  $Q^*$ , a qual é obtida de acordo com os serviços de rede. Essa referência de potência é passada para o controle, que gera juntamente com a referência de potência ativa, as referências de corrente para a malha interna do conversor. A Figura 24 demonstra a estratégia empregada para realizar o controle da potência reativa utilizada pelo conversor cc-ca.

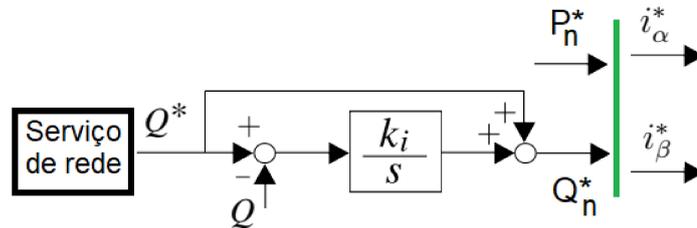
O controle da corrente é realizado no referencial estacionário, onde as correntes

Figura 23 – Controle do barramento cc pelo método  $V_{dc}^2$ .



Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

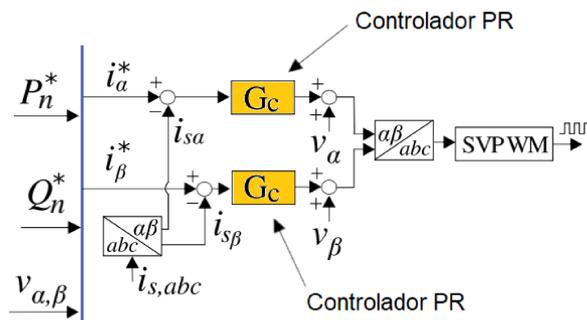
Figura 24 – Controle da potência reativa - Q.



Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

de referência  $\alpha \beta$  são calculadas por meio da teoria da potência instantânea. Conforme apresentado em [Xavier \(2022\)](#), essas referências de corrente são sinais senoidais com frequência da rede. Assim, com a finalidade de se evitar o erro de estado estacionário foram empregados controladores do tipo Proporcional Ressonante (PR). Esse tipo de controlador corrige o problema de limitação da faixa de passagem existente no controlador PI, sendo utilizado um para cada eixo alfa e beta. Para isso o controlador fornece um ganho infinito na frequência de ressonância, o que promove uma redução no erro de estado estacionário. A Figura 25 apresenta a malha do controle ressonante para as correntes.

Figura 25 – Controle de corrente Proporcional Ressonante.

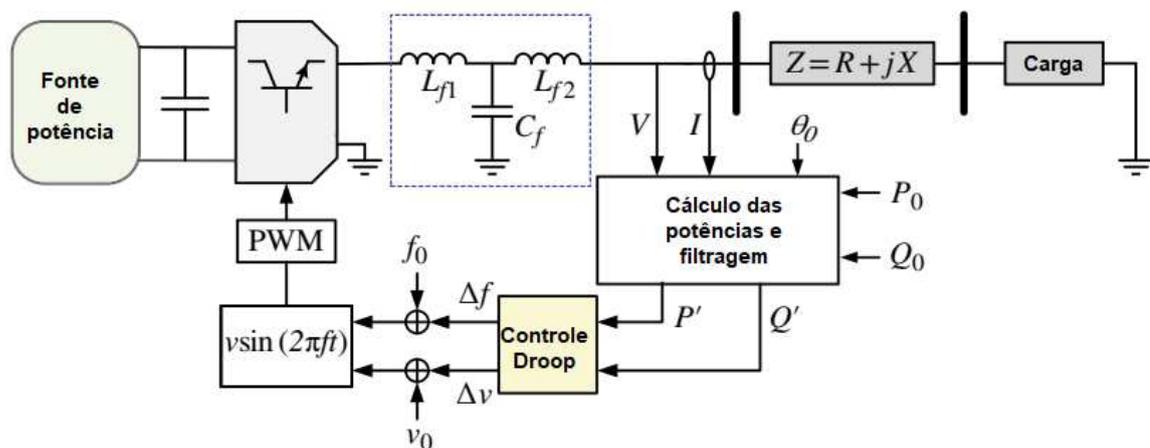


Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

### 3.4.3 Controle Droop

O controle Droop é utilizado com os conversores para realizar o controle de frequência e potência ativa ( $f/P$ ) e também o controle de tensão com a potência reativa ( $v/Q$ ). Para realizar esse controle é necessário uma impedância conectando a GD e rede de distribuição. Segundo [Bevrani, François e Ise \(2017\)](#), as redes de distribuição por apresentarem características indutivas, permitem que seja realizado o controle independente da frequência ou da tensão. Além disso, a performance do controle Droop é altamente dependente dos parâmetros de impedância da rede, por meio da sua relação de curto-circuito ou seja, a razão entre reatância e a resistência da linha ( $X/R$ ). Um exemplo de controle geral Droop é apresentado na Figura 26.

Figura 26 – Inversor utilizado nas GDs com controle Droop.

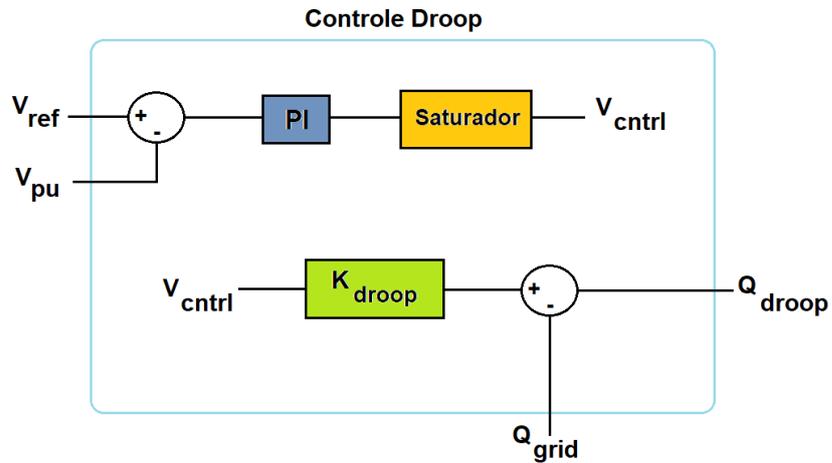


Adaptado de: [Bevrani, François e Ise \(2017\)](#)

Para o caso do presente trabalho, o controle Droop será utilizado para realizar o controle da potência reativa injetada na rede, com a finalidade de realizar uma regulação da tensão. Ao invés de se utilizar um valor de referência para realizar o despacho da potência reativa, este valor será calculado por meio da análise do valor da tensão na rede, de forma que o valor de referência estipulado para a no ponto de conexão tensão seja alcançado. O controle faz uso de um controlador PI para produzir uma tensão de controle ( $V_{ctrl}$ ), a qual é multiplicada pelo ganho do controle Droop ( $K_{droop}$ ) para gerar a potência reativa que deve ser injetada ( $Q_{droop}$ ). Para isso ele faz a leitura das variáveis tensão da rede em pu ( $V_{pu}$ ), tensão de referência ( $V_{ref}$ ) e a potência reativa injetada na rede ( $Q_{grid}$ ). A Figura 27 apresenta o diagrama representativo do controle Droop elaborado.

A estratégia de controle Droop pode ser utilizada junto ao controle apresentado anteriormente, pois não necessita de grandes modificações. O valor de potência reativa produzida pelo Droop será fornecido como referência, conforme visto na Figura 24. Com isso, a malha interna do sistema de controle não será alterada, e os valores de ganhos e as

Figura 27 – Controle Droop implementado.



Fonte: Elaborada pelo Autor

demais interações de controle são preservadas.

Para confirmar a eficácia da aplicação do controle Droop ao sistema de controle desenvolvido para o SAEB, será verificado o desempenho do sistema por meio das simulações desenvolvidas no próximo capítulo. Nelas serão verificados o desempenho do controle Droop em um sistema de 13 barras do IEEE.

## 4 Análise Computacional

Neste capítulo serão apresentadas as simulações realizadas com um SAEB de 2 MVA projetado para atuar junto à rede de distribuição de teste 13-barras IEEE. Esta rede de teste possui 13 barras, apresentando perfis de tensão e cargas desbalanceadas. Para a implementação das simulações será utilizado o software PLECS, modelando alguns casos com a finalidade de se verificar a capacidade de atuação do SAEB na regulação de tensão através do controle Droop.

### 4.1 SAEB de 2 MVA

Para a realização da regulação de tensão na rede de teste, foi escolhido o controle Droop. Este é capaz de promover uma melhora no valor da tensão, por meio da injeção de potência reativa. Assim é necessário um sistema de armazenamento que possua uma capacidade mínima de potência, a qual injetada consiga realizar a regulação da tensão. Dessa forma é necessário especificar os elementos presentes no sistema de armazenamento para que seja possível realizar as funções básicas de injeção das potências ativa e reativa, em adição ao serviço ancilar proposto.

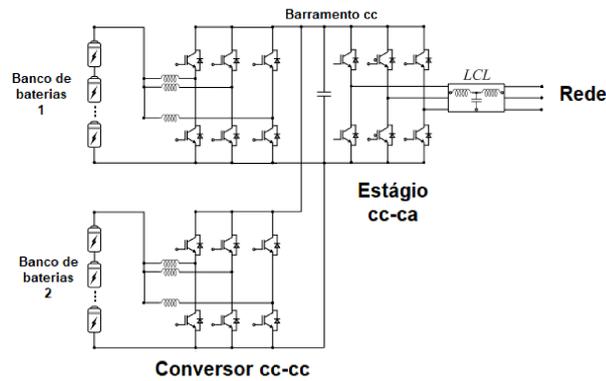
O SAEB projetado foi baseado no sistema presente em [Xavier \(2022\)](#), o qual foi previamente modelado no PLECS. Este modelo é posteriormente implementado a escala de protótipo experimental para a prova de conceito da estratégia de controle. Com isso o sistema desenvolvido para a potência de 2 MVA possui as mesmas partes constituintes, as quais apenas adequadas para a utilização de uma potência maior conforme detalhado a seguir.

#### 4.1.1 Visão geral do SAEB modelado

As principais partes integrantes do sistema de armazenamento foram implementadas no PLECS, tais como baterias, capacitores, conversores cc/cc e cc/ca, sistemas de controle, filtro LCL e a rede elétrica. A estrutura básica do SAEB está presente na Figura 28.

O controle e modulação são implementados em linguagem C de maneira a ser possível a rápida implementação em DSP no sistema experimental descrito no próximo capítulo. O sistema de controle do SAEB é baseado no controle implementado em [Xavier \(2022\)](#), onde foi utilizado um controle para o estágio cc-cc responsável por realizar a carga e descarga das baterias, e um controle para o estágio cc-ca, responsável pela conexão junto à rede, e injeção de potência reativa.

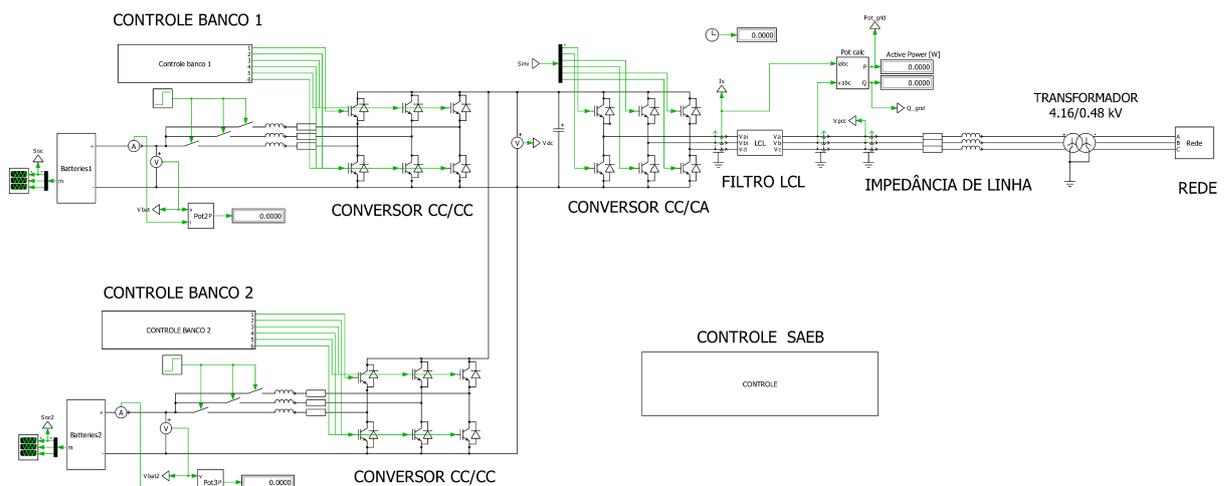
Figura 28 – Estrutura básica do SAEB.



Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

Foram empregado dois conversores cc/cc bidirecionais do tipo “Interleaved”, conectados em paralelo no barramento cc, onde cada um deles realiza o controle de um banco de baterias estacionárias de Chumbo-Ácido. O Conversor cc/ca utilizado foi do tipo “Voltage Source Inverter” (VSI) ponte completa, com uma tensão de linha igual a 480 V. Para realizar a filtragem dos harmônicos produzidos pelo chaveamento, foi projetado um filtro LCL para a conexão do conversor cc/ca com a rede. Uma impedância de linha é utilizada para representar a impedância existente em uma linha de distribuição. Com a finalidade de reduzir a tensão da rede de testes foi utilizado um transformador abaixador de 4.16/0.48 kV para a conexão do SAEB. Uma visão geral do SAEB modelado é vista na Figura 29:

Figura 29 – SAEB 2 MVA simulado no PLECs.



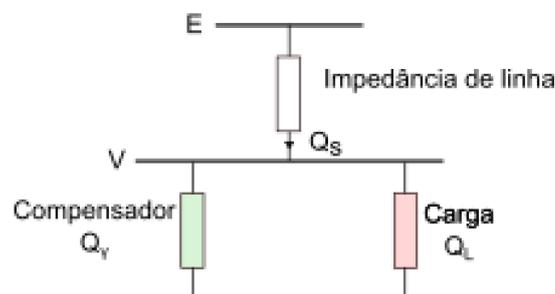
Fonte: Elaborada pelo Autor

### 4.1.2 Cálculo da potência necessária para o SAEB

Conforme Miller (1982), o controle da potência reativa para um determinada rede de distribuição é capaz de reduzir as perdas resultantes da circulação da potência reativa, além de prevenir os distúrbios de tensão. O autor apresenta o conceito de compensação de carga que está relacionado com o gerenciamento da potência reativa para melhorar a qualidade no suprimento nas redes elétricas. Essa compensação é realizada por um compensador que seja capaz de fornecer a potência reativa requerida de forma rápida, além de apresentar uma característica de tensão constante em seus terminais. Neste trabalho um SAEB será utilizado como equipamento compensador da potência reativa, com a finalidade de realizar a regulação de tensão por meio da atuação do controle Droop. O circuito equivalente de um compensador exposto em Miller (1982) para a regulação de tensão em uma barra é apresentado na Figura 30.

Esse compensador é utilizado para controlar a tensão em uma barra contendo uma carga com a injeção de potência reativa da rede por meio de uma impedância de linha. Assim a potência reativa total fornecida pela rede deve atender a Equação 4.2.

Figura 30 – Circuito equivalente para o compensação de potência reativa.



Adaptado de: Miller (1982)

$$Q_S = Q_{Lmax} + Q_\gamma \quad (4.1)$$

onde:

$Q_S$  = Potência reativa fornecida pela rede

$Q_{Lmax}$  = Potência reativa máxima consumida pela carga

$Q_\gamma$  = Potência reativa consumida/fornecida pelo compensador

$V$  = Tensão de operação

$E$  = Tensão da rede

De acordo com a Equação 4.2, a potência reativa  $Q_\gamma$  fornecida pelo compensador pode variar tornando a potência fornecida pela rede  $Q_S$  constante. Para o caso onde

$Q_S = Q_{Lmax}$ , obtêm-se um valor da tensão de operação constante  $V$ , calculado de acordo com a Equação 4.2:

$$V = E * \left(1 - \frac{Q_{Lmax}}{S_{sc}}\right) \quad (4.2)$$

onde:

$S_{sc}$  = Potência de curto-circuito da rede

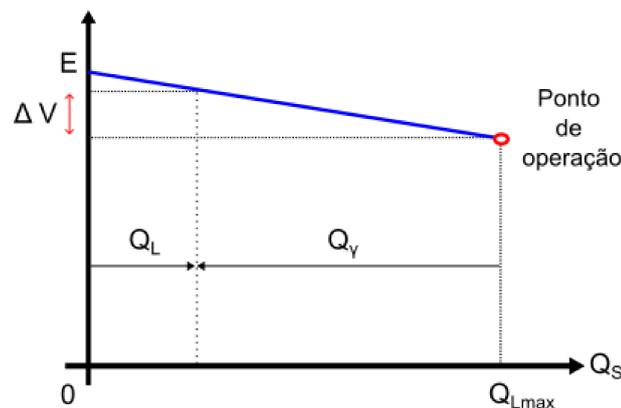
$Q_{Lmax}$  = Potência reativa máxima consumida pela carga

$V$  = Tensão de operação no ponto de conexão

$E$  = Tensão da rede

A Figura 31 apresenta a relação gráfica deste compensador, a qual é uma característica Droop, onde um aumento da potência reativa  $Q_S$  fornecida pela rede provoca uma redução no valor da tensão de operação  $V$ :

Figura 31 – Característica  $V/Q$  de um sistema completamente compensado.



Adaptado de: Miller (1982)

Considerando a rede de teste do IEEE, os valores da rede foram utilizados para estimar o valor de potência reativa necessária para a regulação de tensão, caso a carga total da rede fosse centralizada:

$$V_{linha} = 4160 \text{ V}$$

$$S_{sc} = 5000 \text{ kVA}$$

$$Q_{lmax} = 1986 \text{ kVAr}$$

Dessa forma considerando um SAEB de potência reativa 2000 kVAr, seria possível compensar a potência reativa total das carga, fazendo com que a tensão no ponto de operação ficasse constante. Assim para esse trabalho foi escolhido um SAEB com a potência

total de 2 MVA para realizar as simulações. Entre os testes que serão realizados está a utilização do SAEB conectado na barra 675 para realizar a regulação de tensão após a remoção do banco de capacitores trifásicos da barra. Esse teste irá demonstrar que a um SAEB com essa potência é capaz de regular a tensão na barra além de fornecer a potência reativa necessária para o restante da rede.

### 4.1.3 Modelagem do filtro LCL

Para o desenvolvimento do SAEB foi necessário realizar o projeto de um filtro LCL, capaz de realizar a filtragem dos harmônicos produzidos durante o chaveamento. Para a modelagem foram utilizadas com referências as etapas de cálculo descritas em [Pena-Alzola et al. \(2014\)](#), onde foi possível se obter os valores de indutores e do capacitor capaz de realizar a filtragem de forma passiva. Foram observados para os cálculos o fator de potência, a distorção da corrente harmônica total e o valor de indutância total, a qual está diretamente relacionada com o tamanho e custo dos indutores utilizados. Conforme descrito pelos autores, o valor de capacitor está relacionado com a potência reativa utilizada pelo conversor. O amortecimento passivo é alcançado utilizando um resistor em série com o capacitor empregado. A utilização deste resistor é de acordo com [Seo, Cho e Lee \(2016\)](#), necessária para prevenir problemas de ressonância no sistema.

Seguindo o fluxo de projeto determinado pelos autores, é necessário utilizar os parâmetros do conversor e escolher o tipo de amortecimento a ser utilizado. Para o filtro projetado será utilizado um amortecimento passivo, o qual além da simplicidade de implementação, é capaz de reduzir os problemas de instabilidade causados pela ressonância do filtro. A obtenção dos valores do filtro ocorre pela escolha de razões predeterminadas, que são função do método de amortecimento, da robustez e do consumo de potência reativa.

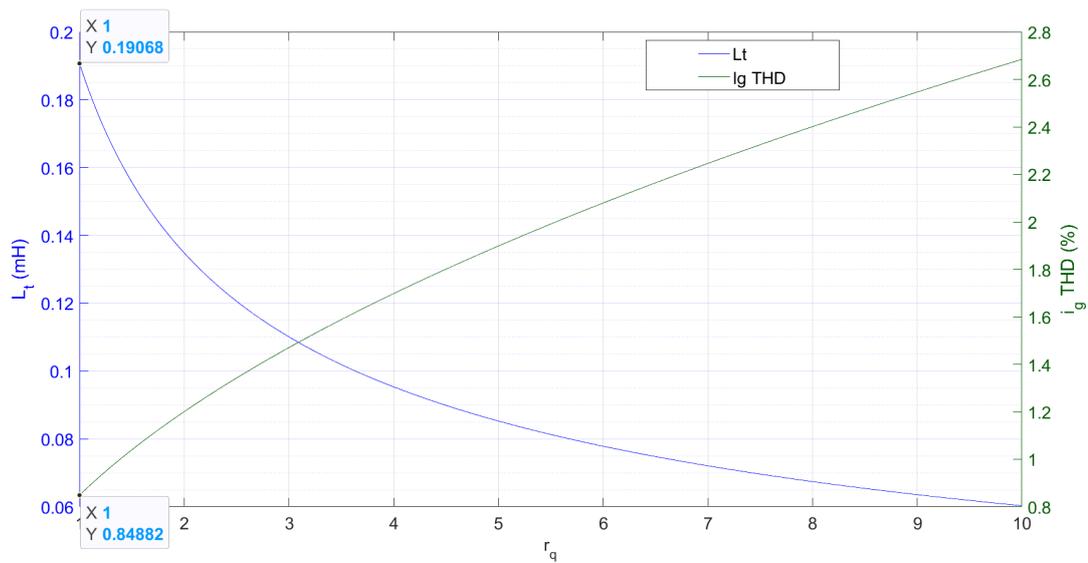
A primeira escolha para o dimensionamento é da variável  $r_f$ , que representa a razão entre a frequência de chaveamento e a frequência de ressonância. Segundo em [Pena-Alzola et al. \(2014\)](#), o valor ótimo é igual a  $r_f = 3.12$ , e corresponde ao maior valor de amortecimento possível na frequência de amortecimento.

A segunda etapa está relacionado com os valores dos indutores do lado da rede e do conversor. A razão entre estes indutores é chamada de  $r_l$ , e foi escolhida como unitária, fazendo com que os dois indutores tenham valores iguais. Como expresso em [Pena-Alzola et al. \(2014\)](#), essa razão afeta a atenuação total do filtro, e a variação da frequência de ressonância quando a indutância da rede varia. Por outro lado, independente do valor escolhido para o capacitor, se  $r_l = 1$  o valor de indutância total do filtro  $L_t$  será mínima. Isso acarreta em uma menor queda de tensão no filtro, produzindo dessa forma uma melhor resposta dinâmica.

Após ajustar a indutância, o último indicador a ser escolhido é a razão entre capacitância e indutância total do filtro, respectivamente  $C_f$  e  $L_t$ . Esse indicador é denominado  $r_q$ , e também foi ajustado com o valor unitário. Esse valor resulta em um menor valor de energia armazenado, e conseqüentemente um menor tamanho para os componentes passivos a serem utilizados. Para o valor de  $r_q = 1$  foi obtido uma indutância  $L_t = 190.68 \mu\text{H}$ .

Assim a próxima etapa observada foi a estimação dos valores de “Total Harmonic Distortion” (THD) nas correntes da rede, para avaliar a capacidade de atenuação do filtro. Um gráfico relacionando a corrente  $i_g$ , a indutância total  $L_t$  e a razão  $r_q$ , é apresentado na Figura 32. Nele é possível se verificar a variação dos valores de corrente obtidos em função de um aumento da indutância total utilizada para o filtro. A partir desse gráfico, foi obtida uma corrente com THD percentual de  $i_g = 0.84882 \%$ , e uma indutância total de  $L_t = 0.19068 \text{ mH}$  para a razão  $r_q$  escolhida com valor unitário.

Figura 32 – Gráfico THD de  $i_g \times L_t$ .



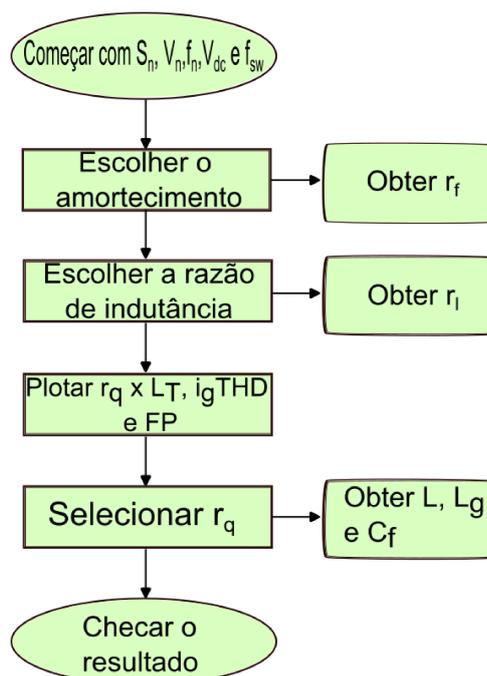
Fonte: Elaborada pelo Autor

Com base nas etapas descritas em [Pena-Alzola et al. \(2014\)](#), e considerando a THD de corrente máxima admissível na rede, igual a 5 %, e o fator de potência mínimo de 0.995. As etapas utilizadas para o cálculo do filtro são apresentadas na Figura 33.

Foram obtidos os valores de  $i_g = 0.84882 \%$  e  $FP = 0.984$ , e os resultados atendem as especificações de projeto determinadas, sendo a etapa de testes a próxima etapa a ser executada. Os valores dos parâmetros escolhidos para o filtro a ser empregado no SAEB de 2 MVA, são apresentados na Tabela 4.

Com esses valores dimensionados para o filtro, foi simulado um teste do SAEB

Figura 33 – Etapas para o cálculo do filtro LCL.



Adaptado de: [Pena-Alzola et al. \(2014\)](#)

Tabela 4 – Valores utilizados no filtro LCL para uma potência de 2 MVA.

Componente	Valor
$L_T$	190.68 $\mu\text{H}$
$L_f$	95.340 $\mu\text{H}$
$L_g$	95.340 $\mu\text{H}$
$R_d$	0.0953 $\Omega$
C	143.68 $\mu\text{F}$

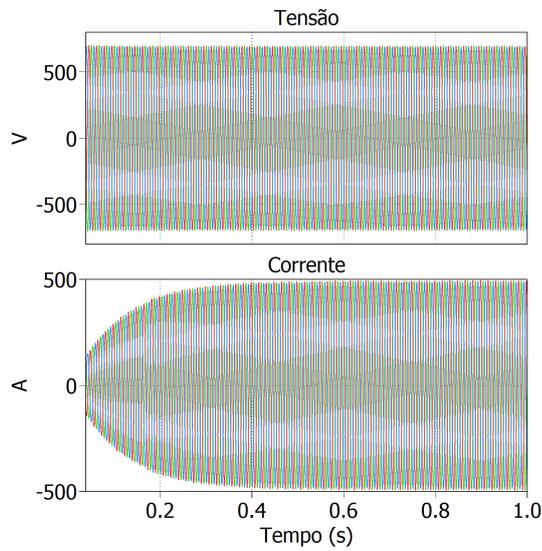
Fonte: Elaborada pelo Autor

conectado a uma rede, para confirmar a capacidade de injeção de potência ativa e reativa. O teste envolveu a injeção de 50 kW além de 300 kVar, com a finalidade de verificar o comportamento dinâmico do filtro. A tensão do SAEB é de 480  $V_{rms}$  e a corrente eficaz máxima medida no teste foi de 345 A. A Figura 34 apresenta as formas de onda obtidas para as tensões e correntes injetadas na rede.

De acordo com o resultado obtido na Figura 34, observa-se que ao realizar a injeção de potências, o filtro atua de maneira eficaz, não apresentando distorções nas formas de onda, na medida em que a corrente injetada na rede aumentava. A Figura 35 apresenta em detalhe as formas de onda da tensão senoidal obtida na rede e corrente.

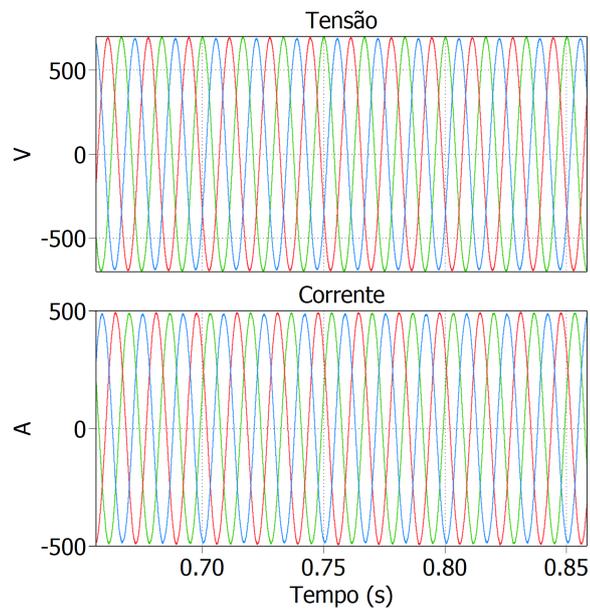
Foi obtido um valor médio na THD de corrente igual a 2.0863 %. Os valores medidos de THD se encontram dentro das especificações de projeto contidas em [Pena-Alzola et al.](#)

Figura 34 – Tensões e correntes durante o teste do filtro LCL.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Figura 35 – Detalhe das tensões e correntes obtidas no teste do filtro LCL.



Fonte: Elaborada pelo Autor

(2014), uma vez são inferiores aos 5% recomendados.

#### 4.1.4 Modelagem dos bancos de baterias

Para a modelagem das baterias é necessário observar a topologia dos conversores cc-cc e cc-ca utilizados. Para o conversor cc-cc empregado neste trabalho, foram escolhidos dois conversores “interleaved” com 3 células de meia ponte, conectados em paralelo. Como

exposto em [Xavier \(2022\)](#), a utilização de conversores em paralelo facilita a operação independente entre os bancos, além de melhorar a confiabilidade do sistema, caso ocorra a falha de um dos conversores cc-cc.

Para a rede de testes onde a tensão de linha é de 4.16 kV, é utilizado um transformador de 4.16/0.48 kV para interligar o SAEB na rede. Conforme apresentado em [Xavier \(2022\)](#), a tensão mínima do barramento cc deve ser igual ao valor de pico da tensão na rede. Para uma tensão de 480 V, o valor da tensão de pico na rede é de aproximadamente 679 V. Dessa forma foi escolhida a tensão do barramento cc de 1015 V para ser utilizada, a qual além de ser superior a tensão mínima, envolve menores valores de correntes drenados dos bancos de baterias.

Considerando as baterias de Chumbo-Ácido de 12 V, com tensão máxima de carga igual a 14.4 V, são necessárias 70 baterias conectadas em série para conseguir uma tensão superior a 1015 V escolhida para o barramento cc. Considerando as baterias com capacidade igual a 120 Ah, e para a potência de 2 MW, são utilizados 9 strings para cada conversor cc-cc, resultando em 630 baterias por banco. Como são utilizados dois bancos, o número total de baterias são 1260 sendo cada uma com capacidade de 151.2 kAh.

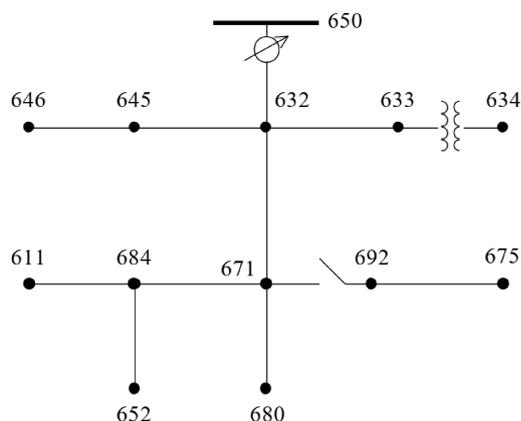
A modelagem matemática utilizada para as baterias é baseada no modelo das equações de Shepherd, onde foram consideradas as informações presentes nos datasheets dos fabricantes para a parametrização das baterias. A modelagem utilizada no PLECS considera a variação do estado de carga, além das variações de tensão e corrente durante a carga e descarga. O detalhamento completo da modelagem de baterias foge do escopo deste trabalho, podendo ser encontradas mais informações em [Xavier \(2022\)](#).

## 4.2 Sistema de 13 Barras do IEEE

A rede escolhida para os testes é um sistema de distribuição radial, contendo 13 barras elaborado pelo Subcomitê responsável pelas Análise dos Sistemas de Distribuição do IEEE disponível em [IEEE \(1992\)](#). Conforme [Schneider et al. \(2018\)](#), a intenção da rede modelada é propiciar aos pesquisadores um modelo de sistema de distribuição para ser utilizado em métodos de solução para fluxo de potência. As redes de teste desenvolvidas pelo IEEE tem origens nos sistemas radiais, sendo representado dessa forma os alimentadores mais comuns nos Estados Unidos.

O circuito modelado opera com uma tensão de linha igual a 4.16 kV e inclui cargas monofásicas e trifásicas desbalanceadas, banco de capacitores shunt, e linhas de distribuição aéreas e subterrâneas com vários comprimentos. Essa rede possui no total 2.49 km de linhas de distribuição, onde a maior parte é trifásica. Das nove cargas existentes na rede, uma é do tipo distribuída, sendo localizada entre os nós 632 e 671. A estruturação básica original das barras do sistema é apresentada na Figura 36.

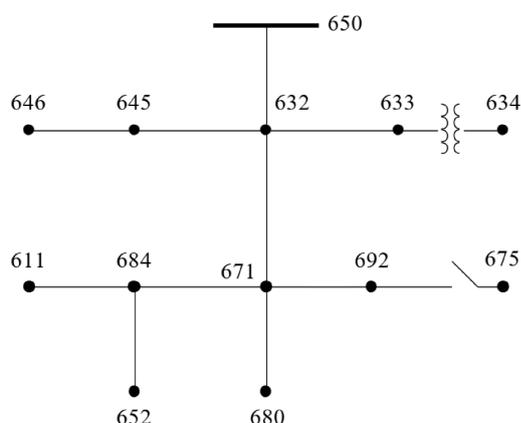
Figura 36 – Diagrama do sistema de 13 barras do IEEE.



Fonte: [IEEE \(1992\)](#)

Para as simulações foi construído o referido alimentador no software PLECS, com algumas modificações. O aspecto final do alimentador é mostrado na Figura 37.

Figura 37 – Diagrama do sistema de 13 barras modificado.



Adaptado de: [IEEE \(1992\)](#)

A primeira modificação foi a remoção do regulador de tensão existente entre as barras 650 e 632, buscando explicitar a análise da regulação de tensão apenas em função do SAEB. Outra modificação foi a adição de um seccionador na barra 675, para possibilitar a desconexão do banco de capacitores trifásico ali instalado, e com isso promover uma redução do módulo da tensão propositalmente.

Os dados dos transformadores utilizados entre as barras 633 e 634, e o utilizado na subestação conectada na barra 650 são apresentados na Tabela 5.

Os parâmetros do sistema como a impedância das linhas e a distância entre as barras são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 5 – Dados do transformador de tensão.

Transformador	Potência (kVA)	Tensão - Alta (kV)	Tensão - Baixa (kV)	R (%)	X(%)
Subestação	5.000	115 D	4.16 Y aterrado	1	8
XFM - 1	500	4.16 Y aterrado	0.48 Y aterrado	1.1	2

Adaptado de: [IEEE \(1992\)](#)

Tabela 6 – Parâmetros das barras do sistema.

Barra A	Barra B	Distância (m)	Fase		Neutro	
			R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )
632	645	300	0.1656	0.9555	0.3288	0.09951
632	633	300	0.1656	0.9555	0.3288	0.09951
633	634	0	0	0	0	0
645	646	180	0.09936	0.05733	0.19728	0.059706
650	632	480	0.26496	0.15288	0.52608	0.159216
684	652	180	0.03654	0.016344	0.03654	0.016344
632	671	300	0.1656	0.09555	0.3288	0.09951
671	684	480	0.26496	0.15288	0.52608	0.159216
671	680	180	0.09936	0.05733	0.19728	0.059706
671	692	0	0	0	0	0
684	611	1020	0.56304	0.32487	1.11792	0.338334
692	675	300	0.0618	0.02244	0.0618	0.02244

Adaptado de: [Shinde e Mane \(2022\)](#)

As cargas existentes no sistema são desbalanceadas, podendo ser do tipo pontuais ou distribuídas. As duas configurações são apresentadas nas Tabelas 7 e 8.

Tabela 7 – Cargas pontuais do sistema.

Barra	Carga	Fase 1	Fase 1	Fase 2	Fase 2	Fase 3	Fase 3
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Adaptado de: [IEEE \(1992\)](#)

Dois barras do sistema possuem banco de capacitores shunt instalados. A barra 611 possui um banco monofásico e a barra 675 um banco trifásico, conforme a Tabela 9.

Tabela 8 – Carga distribuída do sistema.

Barra A	Barra B	Carga	Fase 1	Fase 1	Fase 2	Fase 2	Fase 3	Fase 3
		Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Adaptado de: [IEEE \(1992\)](#)

Tabela 9 – Dados dos bancos de capacitores.

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611	0	0	100
Total	200	200	300

Adaptado de: [IEEE \(1992\)](#)

Tendo em vista que o programa PLECS não é um software para cálculos de fluxo de potência e visando analisar o comportamento da tensão em relação à injeção de potência reativa, apenas o seu módulo foi utilizado como indicador nos estudos realizados. Os valores da magnitude de tensão em pu obtidos nas barras durante a simulação da rede sem o SAEB são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Valores de tensão em pu obtidos

Perfil de tensão no PLECS (pu)			
Barra	Fase A	Fase B	Fase C
650	1.0000	1.0000	1.0000
632	1.0174	1.042	1.021
633	1.01387	1.03913	1.01889
634	0.989948	1.02075	0.999943
645		1.03274	1.01741
646		1.03073	1.01552
671	0.967879	1.03081	0.987414
680	0.967875	1.03081	0.987302
684	0.966187		0.985759
611			0.98368
652	0.96052		
692	0.967889	1.03081	0.987531
675	0.961476	1.03092	0.983224

Fonte: Elaborada pelo Autor

Como o sistema apresentado é desequilibrado, e a regulação da tensão será aplicada às três fases simultaneamente, foi escolhido o valor médio das fases A, B e C como referência para os cálculos. Assim a quantidade de potência reativa injetada nas três fases será igual

e correspondente ao valor calculado para que ocorra a regulação de tensão do valor médio obtido. O ideal seria utilizar uma estratégia de controle que atue individualmente nas fases corrigindo os desbalanços, porém esse tipo de controle não será abordado neste trabalho.

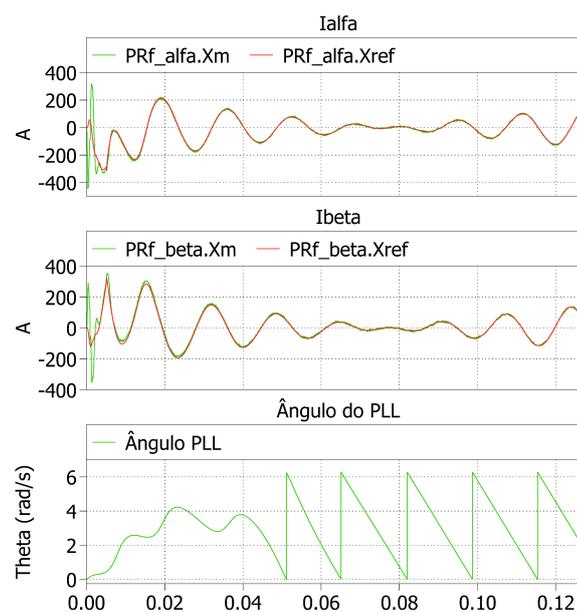
## 4.3 Resultados de Simulação

### 4.3.1 Operação do SAEB

Com o sistema modelado para atender a rede de distribuição, foram realizados alguns testes para verificar a capacidade do SAEB em se conectar com a rede e de realizar os controles de potência ativa e reativa. O primeiro resultado a ser observado é a capacidade de sincronismo com a rede por meio do algoritmo de “Phase-Locked loop” (PLL), e o tempo de sincronização. Para isso foram realizadas as medições dos sinais de controle do conversor, sendo observados as correntes Alfa e Beta, a tensão do barramento cc e o ângulo de fase gerado pelo PLL.

Para o caso da rede de testes do IEEE, onde as tensões são desequilibradas e existem cargas assimétricas, o tempo de sincronismo é importante para garantir um correto funcionamento do SAEB na injeção de potência e para a regulação de tensão proposta. Dessa forma uma indicação da efetividade para a conexão pode ser monitorada com a observação das correntes  $I_\alpha$  e  $I_\beta$ , além do ângulo de sincronismo do PLL. Os valores obtidos durante a conexão do SAEB junto a rede são apresentados na Figura 38, onde é possível se observar o tempo necessário para o PLL sincronizar.

Figura 38 – Variáveis de controle do SAEB.



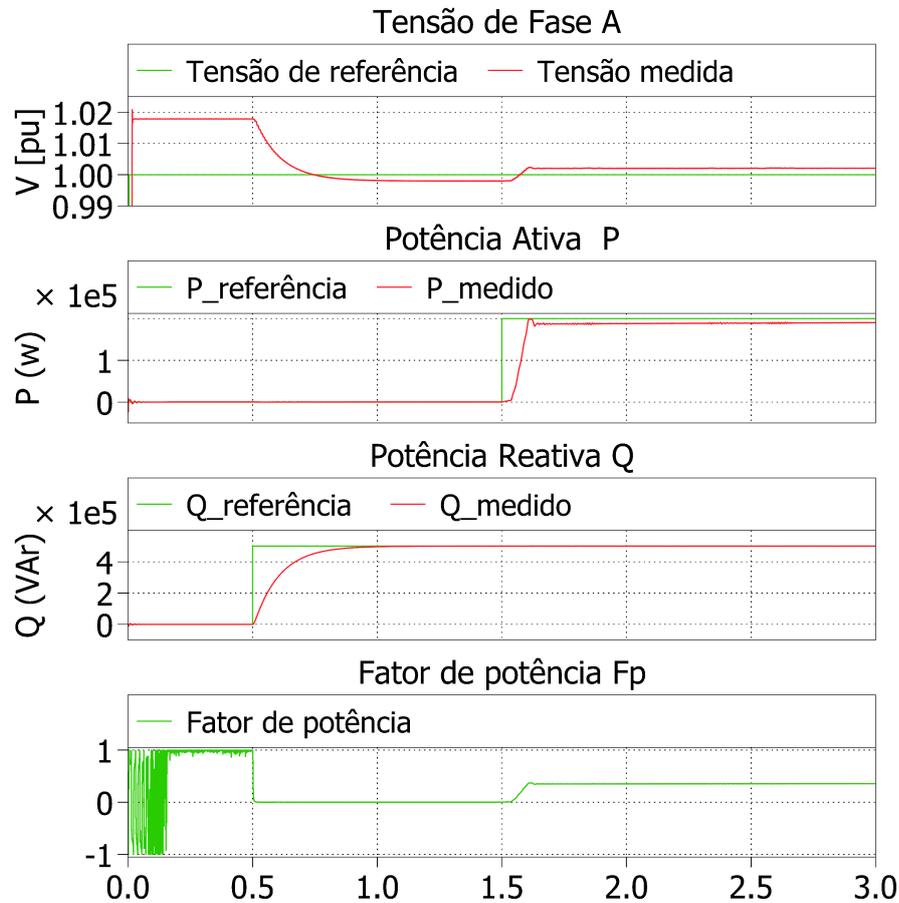
Fonte: Elaborada pelo Autor

Conforme os resultados da Figura 38, o tempo gasto para que o conversor se sincronize com a rede foi de aproximadamente 50 ms, assim, passados os transitórios iniciais, o SAEB já é capaz de realizar a transferência de potência por meio da injeção de corrente na rede.

O próximo teste realizado foi o de controle das potências ativa e reativa injetadas na rede. Para isso o SAEB foi conectado, recebendo os comandos para despachar potência ativa e reativa, sendo utilizada como referência apenas a tensão da fase A medida em pu. Inicialmente foi injetada uma potência reativa de 500 kVAR no instante de tempo igual a 0.5 s, e depois uma potência ativa de 200 kW em 1.5 s.

Foi monitorado o comportamento do SAEB por meio das variáveis responsáveis pelo sincronismo junto à rede, e também com os valores de tensão na rede e potências injetadas. A tensão no barramento cc por ser um importante indicador de controle do estágio cc-cc, também foi observada durante as variações de potência. Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 39 e 40, onde é possível de se verificar que o SAEB é capaz de atender os comandos de injeção.

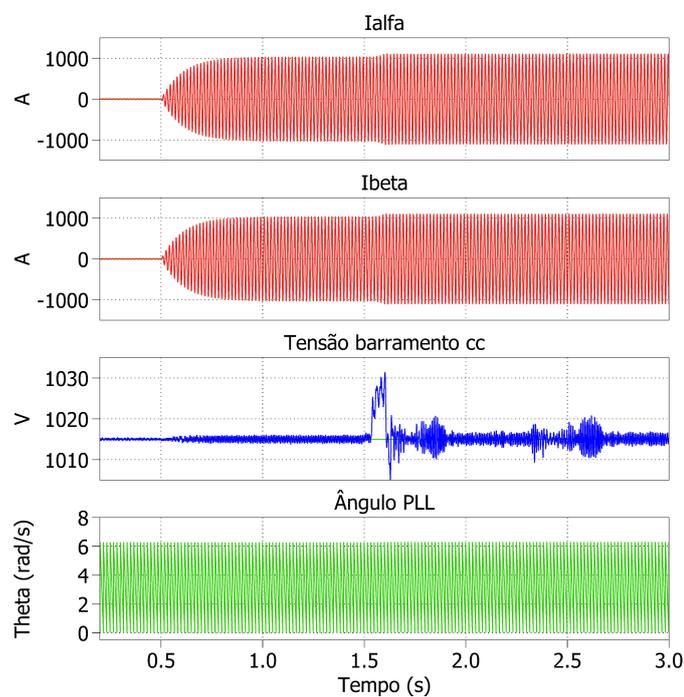
Figura 39 – Variáveis medidas durante a injeção da potências ativa e reativa.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Analisando a Figura 39, percebe-se que a tensão inicialmente se encontrava com 1.0178 pu na fase A, sem que ocorresse a injeção de potências na rede. Ao se aplicar a potência reativa indutiva, verifica-se uma redução no valor da tensão, resultado do consumo de potência reativa pelo SAEB. Com isso o valor de tensão alcança um valor mínimo de 0.9979 pu. Em seguida, ocorre a injeção de 200 kW, que provoca uma elevação da tensão para 1.0020 pu, uma vez que não está sendo feito um controle de tensão, mas apenas a variação das referências de potência. A potência reativa, assim como esperado é capaz de realizar uma modificação expressiva no valor da tensão. Observa-se também a variação do fator de potência na rede.

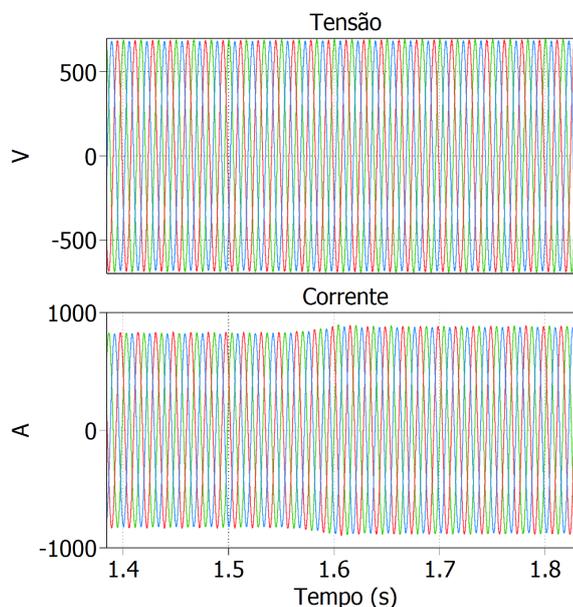
Figura 40 – Variáveis de controle das potências ativa e reativa.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Observando a Figura 40, tem-se que as correntes  $I_\alpha$  e  $I_\beta$  são capazes de seguir a referência durante as variações de potência. O PLL se mantém conectado e estável durante todo o teste, não apresentando variações com as oscilações de tensão e potências. O barramento cc apresenta uma pequena oscilação durante a injeção da potência ativa, provocando variações na tensão em torno do valor de 1015 V. Apesar dessas oscilações permanece estável durante todo o teste, indicando que o controle é capaz de atender as variações na potência ativa. As formas de onda da tensão e corrente na rede foram observadas e não apresentam distorções, indicando o correto funcionamento do filtro LCL. A Figura 41 apresenta as formas de onda obtidas para a tensão e corrente medidas no lado de baixa do transformador de conexão com a rede. Com os resultados obtidos confirma-se o funcionamento do SAEB, sendo analisados a seguir alguns estudos de caso.

Figura 41 – Tensão e corrente na rede para a variação das potências ativa e reativa.

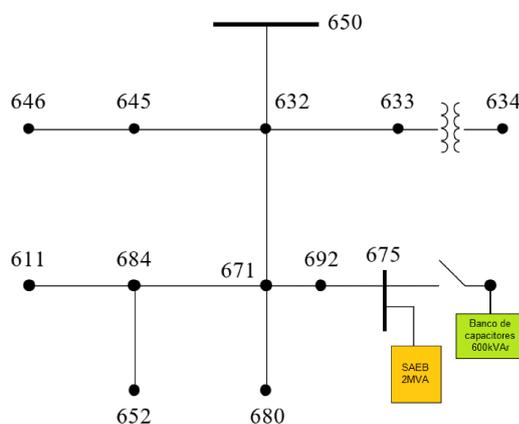


Fonte: Elaborada pelo Autor

#### 4.3.2 Estudo de Caso 1 - SAEB conectado à Barra 675 com o banco de capacitores trifásico

Este primeiro caso a ser analisado irá considerar a conexão do SAEB na barra 675 do sistema. Nesta barra está instalado um banco de capacitores trifásico de 200 kVAr por fase. Assim, um dos objetivos do teste a ser realizado é verificar se o sistema de armazenamento consegue restabelecer o valor da tensão de referência no ponto de conexão após a remoção do banco de capacitores da rede. A Figura 42 mostra a configuração da rede para a realização do teste.

Figura 42 – Caso 1 SAEB conectado na barra 675.

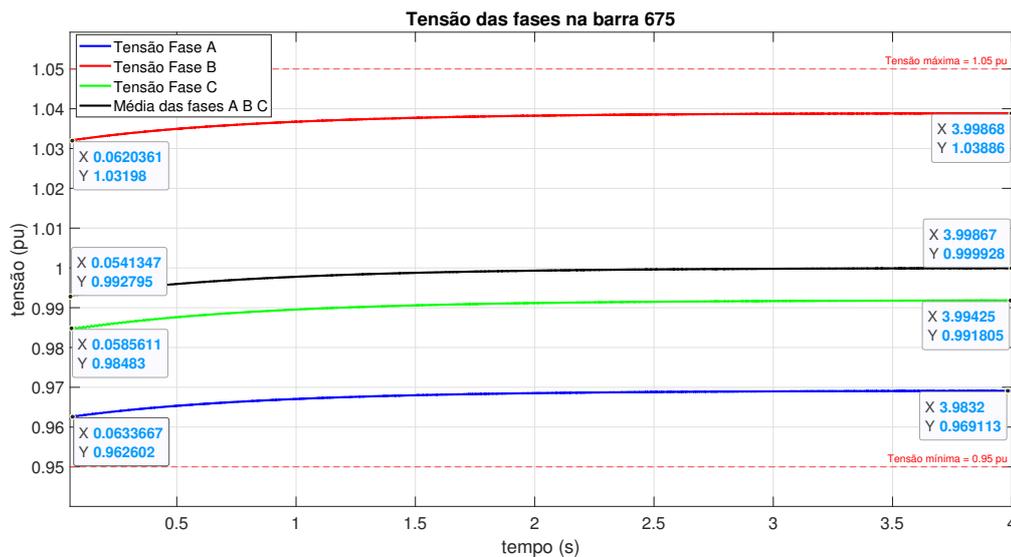


Fonte: Elaborada pelo Autor

Como as tensões na barra são desbalanceadas, o valor de tensão médio das fases A, B e C será utilizado como indicador para a regulação de tensão em 1 pu. Inicialmente o sistema de controle Droop atua sem a remoção do banco de capacitores para efetuar a regulação de tensão na barra, onde as tensões operam com valores diferentes da referência. Isso foi realizado para verificar a eficácia do controle Droop sem a presença de transitórios na rede, e da estratégia de calcular a média das tensões na barra.

A Figura 43 apresenta o resultado da regulação de tensão aplicado na barra 675, onde foi observado o comportamento das fases A, B e C além da média entre as elas. Conforme pode ser visto na Figura 43, o valor de tensão inicial na fase A é de aproximadamente 0.962602 pu, na fase B é de 1.03198 pu e na fase C é igual a 0.98483 pu. O valor médio das três fases é de 0.992795 pu. Após a habilitação do controle de tensão pelo SAEB, as tensões atingem os valores finais de 0.969113 pu para a fase A, 1.03886 pu para a fase B e 0.991805 pu para a fase C. O valor médio das fases atinge 0.999928 pu.

Figura 43 – Tensão nas fases A, B e C x valor médio das fases - barra 675.



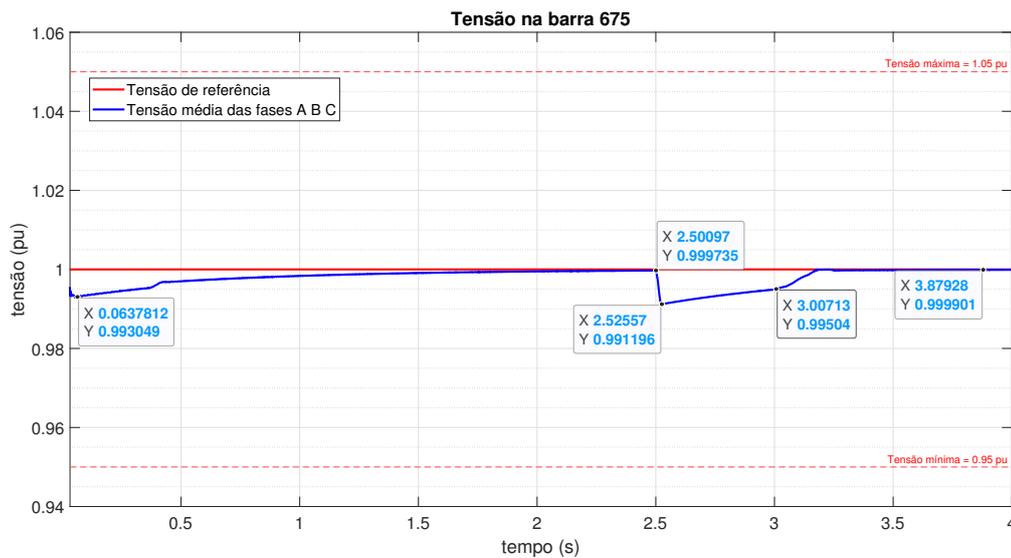
Fonte: Elaborada pelo Autor

Prosseguindo com os testes, agora será realizado a regulação de tensão com o chaveamento do banco de capacitores conectado na barra 675. Para isso o sistema será simulado até atingir o valor estacionário, onde o banco de capacitores será removido. A potência ativa será injetada durante todo o teste, sendo que após a variação abrupta de tensão ocasionada pela remoção dos capacitores, o valor de potência ativa será aumentado com a finalidade de verificar o comportamento do controle Droop associado a essa variação adicional de potência ativa.

O teste realizado considera o banco de capacitores conectado até o instante 2.5 s e o SAEB injetando 100 kW com o controle Droop atuando. Após a desconexão do banco,

ocorre a mudança no valor da potência ativa para 500 kW, atuando de forma conjunta com o controle Droop para realizar a regulação na tensão. A injeção das potência ativa e reativa de forma simultânea tem como objetivo testar a capacidade do SAEB em realizar a regulação de tensão ao mesmo tempo em que executa as funções que envolvem a potência ativa, como a carga e descarga das baterias. O comportamento da tensão média nas fases da barra 675 é apresentado na Figura 44.

Figura 44 – Tensão nas fases durante o chaveamento do banco de capacitores.

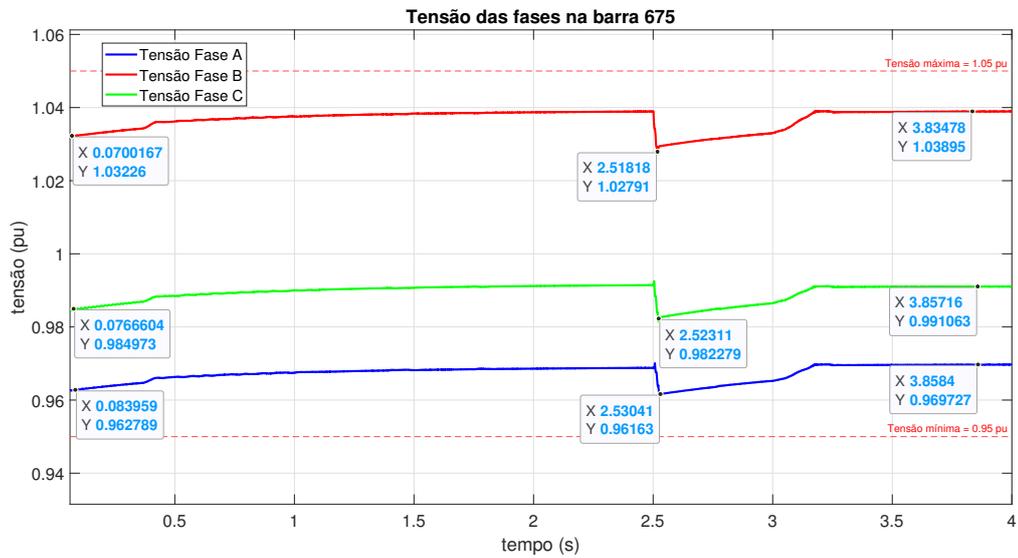


Fonte: Elaborada pelo Autor

Como pode ser visualizado na Figura 44, a tensão média nas fases apresenta inicialmente um valor de 0.993049 pu. O controle Droop atua corrigindo a tensão em direção ao valor de referência, atingindo o valor de 0.999735 pu antes da remoção do banco. Com o chaveamento dos capacitores a tensão média atinge 0.991196 pu, onde o controle Droop novamente atua para o restabelecimento da tensão de referência. Em 3 s com a tensão em 0.99504 pu, ocorre a variação da potência ativa para 500 kW, que contribui para a elevação da tensão, que em aproximadamente 3.8 s atinge o valor de 0.999901 pu.

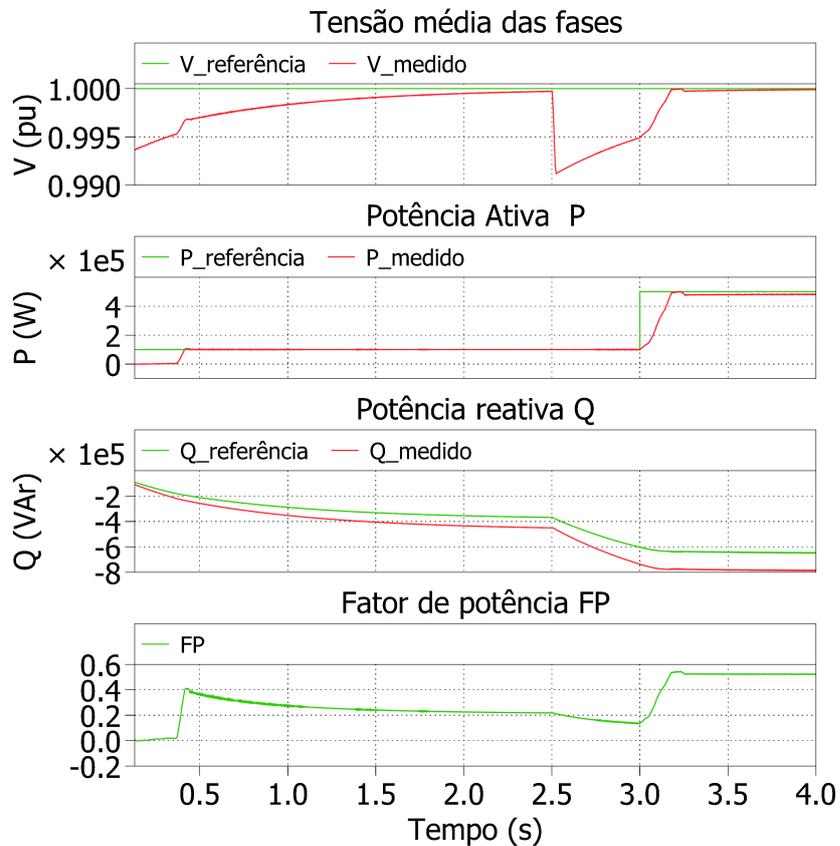
Com os resultados obtidos é possível confirmar a eficácia do controle Droop, mesmo na presença de transitórios na tensão. A capacidade de atuação em conjunto com a injeção de potência ativa também foi confirmada. Os valores obtidos para as tensões nas fases da barra 675 também comprovam o correto funcionamento do controle para a regulação de tensão. As tensões por fase na barra 675 são apresentadas na Figura 45 e as outras variáveis medidas estão presentes na Figura 46.

Figura 45 – Tensões nas fases A, B e C da barra 675 - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo Autor

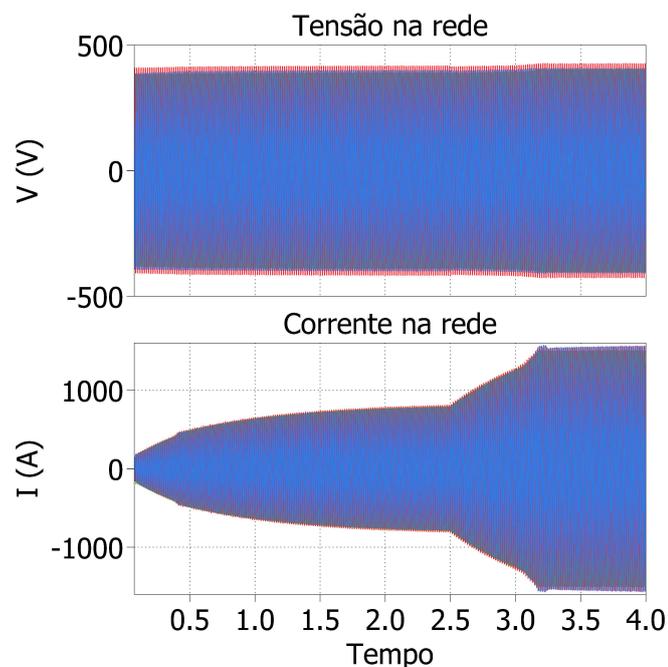
Figura 46 – Medições de potência do SAEB - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Os valores de potência ativa e reativa fornecidos pelo SAEB apresentam o comportamento esperado, seguindo os valores de referência. A potência ativa apresenta uma atuação mais lenta com a finalidade de reduzir um sobressinal no valor de potência injetada. A potência reativa medida segue o valor de referência com um erro de estado estacionário. Esse valor de referência é calculado pelo controle, como sendo o valor necessário para que ocorra a regulação de tensão. Atendido o objetivo principal do controle de tensão, não houve a preocupação de tratar esse erro. A tensão média consegue atingir o valor de referência especificado, e o fator de potência apresenta um valor baixo devido a predominante injeção de potência reativa. As formas de onda da tensão e correntes senoidais foram medidas no lado de baixa tensão do transformador que conecta o SAEB na rede, e são apresentadas na Figura 47. A variação nos valores da corrente indica um aumento nos valores de potência reativa e ativa durante o teste.

Figura 47 – Tensões e correntes medidas no SAEB - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Os resultados obtidos para a tensão em todas as barras do sistema é apresentado na Tabela 11. São apresentados os valores originais da rede e após a regulação de tensão utilizando o SAEB, para possibilitar a comparação dos resultados. É possível verificar a capacidade de penetração da potência reativa utilizada pelo controle Droop no sistema, pela variação da tensão obtida nas barras. Todas as barras localizadas a jusante da 671 sofreram melhoria no seu perfil de tensão, atingindo variações da ordem 0.01 pu. A quantidade de potência reativa utilizada para regular a tensão na barra de conexão, não é capaz de proporcionar grandes mudanças nas barras mais distantes do SAEB.

Tabela 11 – Valores da tensão em pu para o controle Droop - Caso 1

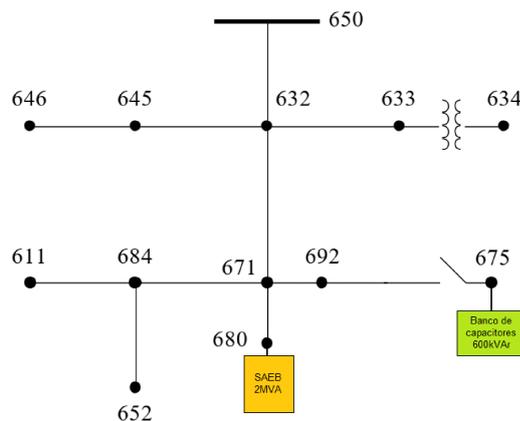
Barra	Perfil de tensão original (pu)			Perfil de tensão Controle Droop (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
650	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
632	1.0174	1.042	1.021	1.0174	1.042	1.021
633	1.01387	1.03913	1.01889	1.01387	1.03913	1.01889
634	0.989948	1.02075	0.999943	0.989948	1.02075	0.999944
645		1.03274	1.01741		1.03274	1.01741
646		1.03073	1.01552		1.03072	1.01552
671	0.967879	1.03081	0.987414	0.973648	1.03664	0.992626
680	0.967875	1.03081	0.987302	0.973648	1.03664	0.992626
684	0.966187		0.985759	0.971932		0.990932
611			0.98368			0.988817
652	0.96052			0.965331		
692	0.967889	1.03081	0.987531	0.973648	1.03664	0.992626
675	0.961476	1.03092	0.983224	0.969678	1.03897	0.991032

Fonte: Elaborada pelo Autor

#### 4.3.3 Estudo de Caso 2 - SAEB conectado à Barra 680

Será analisado o caso em que o SAEB é conectado na barra 680 da rede, a qual anteriormente era um fim de uma linha de distribuição. A escolha dessa barra se deve a sua posição mais próxima da 671, a qual é responsável por distribuir a potência recebida da barra 632, exercendo assim um importante papel no fluxo de potência na rede. A Figura 48 mostra a configuração da rede para a realização do teste.

Figura 48 – Caso 2 SAEB conectado na barra 680.

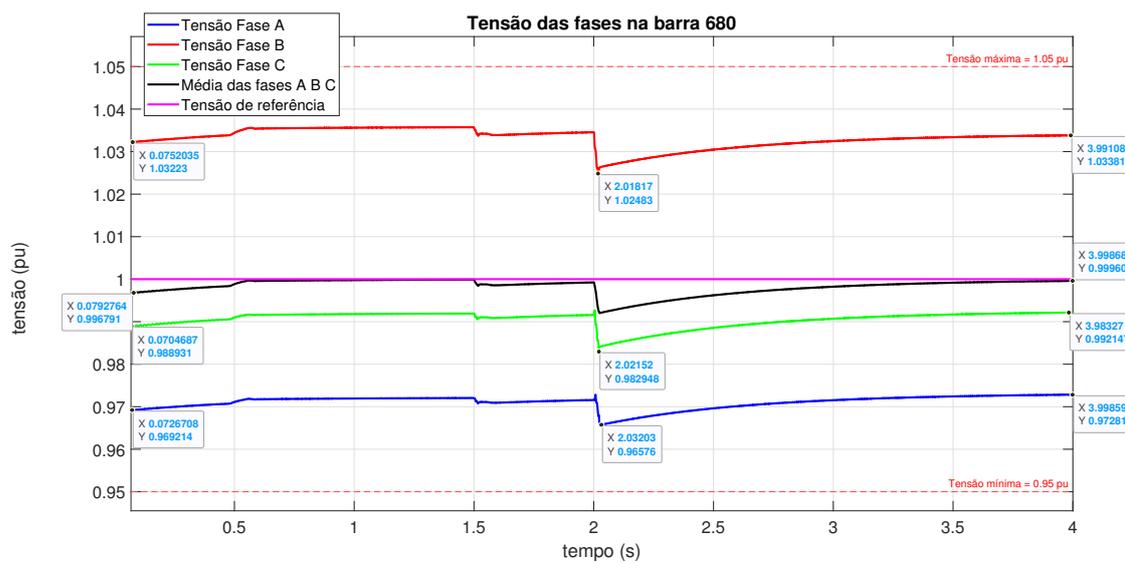


Fonte: Elaborada pelo Autor

Para verificar o comportamento do controle Droop, inicialmente o SAEB irá injetar uma potência ativa de 100 kW e depois mudará a sua operação de descarga para carga no

instante 1.5 s, recarregando as baterias com uma potência de 35 kW. Essa variação no modo de operação e no valor da potência ativa é realizado para verificar o comportamento do controle Droop. O chaveamento do banco de capacitores ocorrerá na barra 675, no instante de tempo igual a 2 s onde ele será removido da rede. Os valores obtidos para as tensões nas fases da barra 680 e para a tensão média, podem ser observados na Figura 49.

Figura 49 – Tensão nas fases A, B e C x valor médio das fases - barra 680.

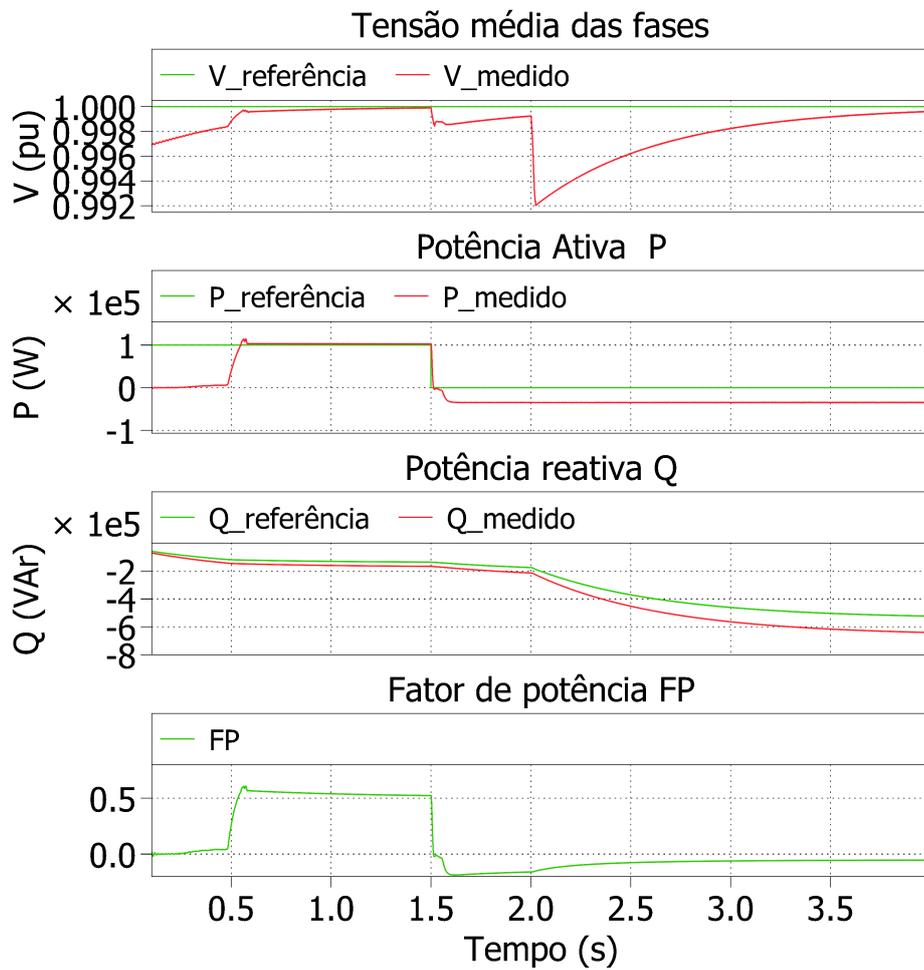


Fonte: Elaborada pelo Autor

Como pode ser visto na Figura 49, as variações provocadas na tensão pelo processo de carga, descarga e chaveamento do banco de capacitores são corrigidas pelo controle Droop. A regulação de tensão ocorre inicialmente elevando o valor médio das tensões de 0.996791 pu para 0.999601 pu, contando com o auxílio da injeção da potência ativa. No instante 1.5 s ocorre a mudança de operação do SAEB de descarga para carga, o que provoca uma redução nos valores de tensão nas fases. O controle Droop continua regulando a tensão até o instante 2 s onde ocorre o chaveamento do banco, modificando novamente o perfil de tensão, provocando uma nova redução do seu valor nas fases. A partir deste ponto apenas a ação do controle Droop é responsável por elevar a tensão para 0.999601 pu na média das fases. O valor médio das fases e cada uma delas atendem aos limites máximos e mínimos para a tensão, confirmando a eficácia do controle para a regulação da tensão.

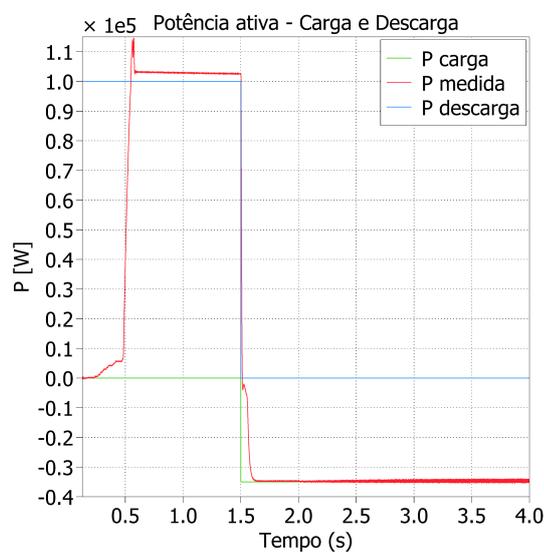
Os valores da potência ativa, reativa e do fator de potência medidos são fornecidos na Figura 50. Os valores de potência ativa para a carga e descarga podem ser visualizados na Figura 51. Apesar do sobressinal da potência ativa injetada na rede, as potências utilizadas para carga e descarga seguem os valores de referência. A transição entre a descarga e carga é rápida, e apesar da grande variação no valor de potência, não afeta a operação do controle Droop.

Figura 50 – Medições para o SAEB na barra 680 - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Figura 51 – Potência ativa de carga e descarga - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

O gráfico de tensão apresenta o seu comportamento modelado pelas variações de potência que ocorrem no decorrer do teste. O controle Droop atua de forma contínua, buscando regular o valor da tensão para a referência especificada. A potência reativa varia de acordo com o controle Droop, e a potência ativa atua de acordo com o modo de operação do SAEB. O fator de potência permanece maior que zero enquanto a potência ativa é injetada na rede, passando para negativo durante a carga das baterias.

A Tabela 12 apresenta os resultados obtidos para as tensões neste segundo caso analisado. Os valores obtidos sem a presença do sistema de armazenamentos são apresentados para possibilitar a comparação dos resultados. É possível verificar a capacidade de penetração da potência reativa utilizada pelo controle Droop no sistema, pela variação da tensão obtida nas barras. A quantidade de potência reativa utilizada para regular a tensão na barra de conexão, não é capaz de proporcionar grandes mudanças nas barras mais afastadas do SAEB. Até a barra 671 é possível verificar a modificação dos valores nas tensões das fases em comparação com o valor original obtido sem a presença do SAEB na rede.

O chaveamento do banco de capacitores na barra 675 provoca uma redução nos valores da tensão nas barras mais próximas. Com o SAEB conectado na barra 680, ocorre a regulação no ponto de conexão, e uma pequena modificação no perfil de tensão das outras barras. Comparado com o Caso 1, o SAEB injetando potência reativa sem o banco de capacitor é menos eficiente devido a sua maior distância da barra 675.

Tabela 12 – Valores da tensão em pu para o controle Droop - Caso 2

Barra	Perfil de tensão no original (pu)			Perfil de tensão Controle Droop (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
650	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
632	1.0174	1.042	1.021	1.0174	1.042	1.021
633	1.01387	1.03913	1.01889	1.01387	1.03913	1.01889
634	0.989948	1.02075	0.999943	0.989948	1.02075	0.999943
645		1.03274	1.01741		1.03274	1.01741
646		1.03073	1.01552		1.03072	1.01552
671	0.967879	1.03081	0.987414	0.968947	1.02995	0.987797
680	0.967875	1.03081	0.987302	0.972831	1.03384	0.992157
684	0.966187		0.985759	0.967239		0.986107
611			0.98368			0.983997
652	0.96052			0.960957		
692	0.967889	1.03081	0.987531	0.968947	1.02995	0.987797
675	0.961476	1.03092	0.983224	0.96126	1.0288	0.982375

Fonte: Elaborada pelo Autor

Após a realização do estudo envolvendo os dois casos propostos, foi possível constatar a eficácia do controle Droop aplicado junto a rede de testes do IEEE. Para regular a

tensão no ponto de conexão foi injetada potência reativa a qual proporcionou variações nas tensões de fase ao longo da rede.

No Caso 1 em que o banco de capacitores foi removido, o controle conseguiu atingir a tensão de referência. A presença de cargas não balanceadas e o fato da rede ser desequilibrada não afetou a robustez do controle, permitindo que o processo da regulação de tensão fosse realizado.

No Caso 2, o SAEB atua realizando a regulação de tensão na barra, mesmo injetando potência reativa ou realizando a recarga das baterias. A eficácia para a compensação de reativo é reduzida ao se conectar o SAEB em uma barra mais distante do local onde o banco de capacitor estava instalado. Neste caso o fluxo de corrente pela rede é modificado, apresentando dessa forma valores de tensão diferentes dos encontrados no Caso 1.

Com os testes de simulação realizados e comprovada a eficácia do método de controle Droop, a próxima etapa será verificar o funcionamento do controle em um sistema experimental. Para isso o Capítulo 5 seguinte irá tratar da obtenção dos resultados com o SAEB existente no laboratório.

## 5 Resultados do Sistema Experimental

Serão apresentados os resultados experimentais obtidos para o controle Droop na bancada experimental constituída por um SAEB de 12 kW conectada à um Simulador de Rede.

### 5.1 Equipamentos utilizados

#### 5.1.1 SAEB - 12 kW

O Sistema de armazenamento existente no laboratório possui uma potência nominal de 12 kW sendo constituído por dois bancos independentes, cada um contendo 16 baterias de Chumbo-ácido conectadas em série. Os bancos podem ser utilizados individualmente ou conectados em paralelo, resultando em uma mesma tensão de saída para o barramento cc. Os principais parâmetros utilizados para a construção e implementação da bancada são apresentados na Tabela 13. As características construtivas completas do SAEB podem ser consultadas com mais detalhes em [Xavier \(2022\)](#).

Tabela 13 – Principais parâmetros utilizados no SAEB

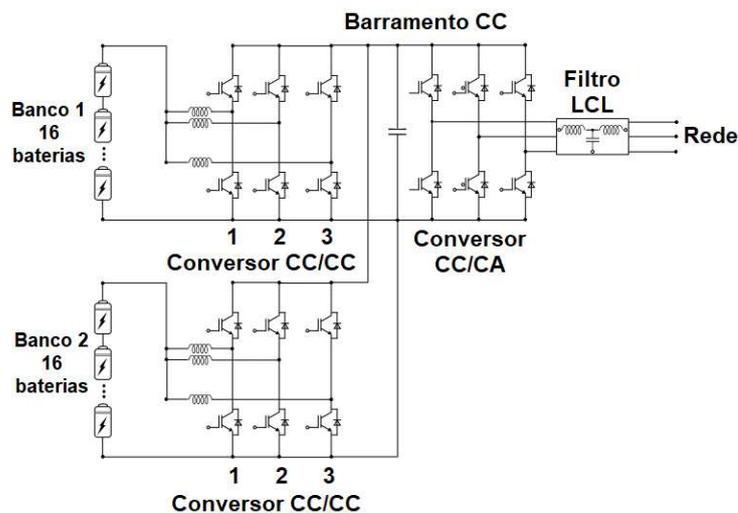
Parâmetros	Valores	Unidade
Indutância cc/cc	4	mH
Frequência de chaveamento do conversor cc/cc	9	kHz
Frequência de chaveamento do conversor cc/ca	9	kHz
Indutâncias da rede e do estágio cc/ca	1	mH
Número de células do conversor “interleaved” cc/cc	3	-
Capacitância do filtro LCL	25	uF
Resistência de amortecimento do filtro LCL	1.8	$\Omega$
Tensão da rede (RMS)	220	V
Frequência da rede	60	Hz
Tensão do barramento cc	500	V
Corrente nominal	16	A

Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

O sistema é constituído de um conversor cc/ca responsável por se conectar junto a rede, um filtro LCL que realiza a filtragem dos harmônicos produzidos devido ao chaveamento e um estágio cc/cc composto por dois conversores “interleaved”. Essa disposição para o sistema de armazenamento é apresentada na Figura 52.

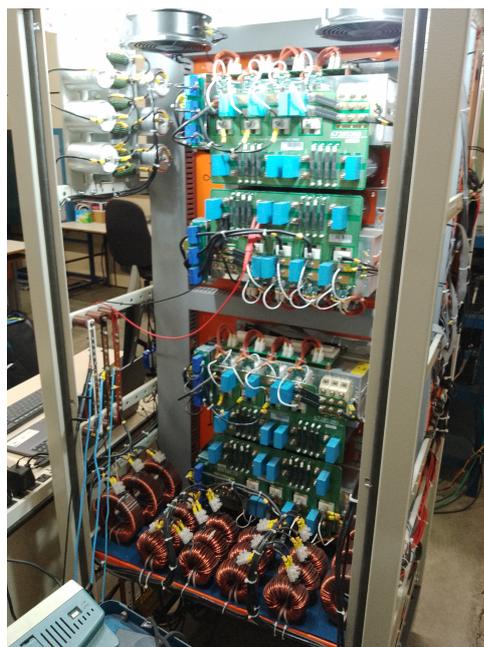
A disposição dos conversores e do filtro LCL pode ser vista com mais detalhes na Figura 53, onde o painel contendo toda a parte de potência da banca pode ser visualizado.

Figura 52 – Topologia do SAEB 12 kW.



Adaptado de: [Xavier \(2022\)](#)

Figura 53 – Painel contendo as partes de potência integrantes do SAEB 12 kW.



Fonte: Elaborada pelo Autor

O sistema de operação da bancada consiste em dois “Digital Signal Processor” (DSP) modelo F28379D da fabricante Texas Instrument, os quais são responsáveis por operar o conversor da rede e os conversores dos bancos de baterias.

Para a supervisão das variáveis são utilizadas placas auxiliares de medição e condicionamento de sinais, responsáveis pela aquisição e filtragem dos valores obtidos nos sensores de corrente e tensão. Na Figura 54 pode - se visualizar as placas do condicionamento

de sinal, além da DSP instalada.

Figura 54 – DSP F28379D e placas de aquisição de sinais.



Fonte: Elaborada pelo Autor

As baterias utilizadas na bancada são do tipo estacionária da fabricante Moura, modelo nobreak 12MN36, tensão de 12 V e com capacidade de 36Ah. Cada banco conta com 16 baterias ligadas em série, possibilitando a utilização de 32 baterias, com os bancos em paralelo. A tensão nominal de cada banco é aproximadamente 217.6 V considerando a tensão de flutuação igual a 13.6 V. A disposição dos dois bancos de baterias é apresentada na Figura 55, onde é possível visualizar a conexão em série das baterias em cada banco, os quais são montados em andares diferentes da prateleira metálica.

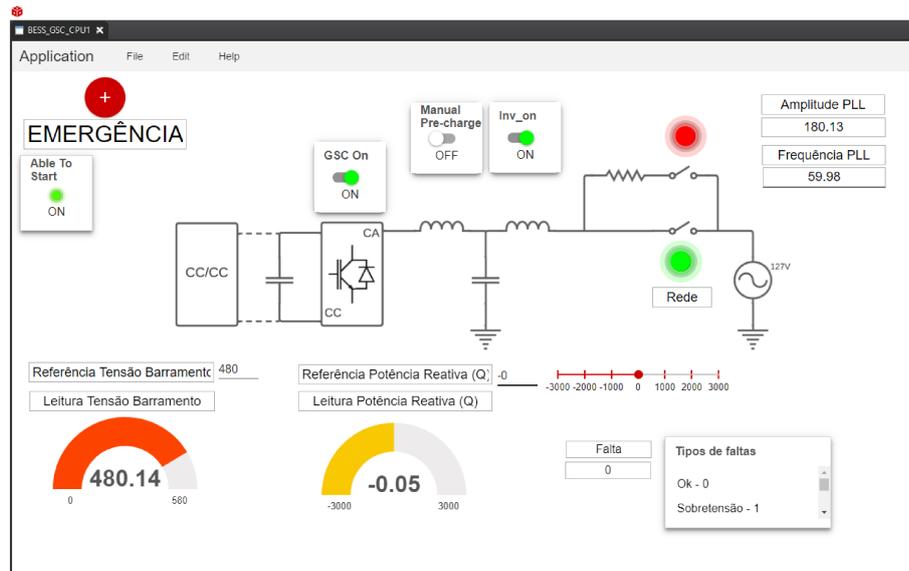
Figura 55 – Bancos de baterias e sua disposição em prateleira metálica.



Fonte: Elaborada pelo Autor

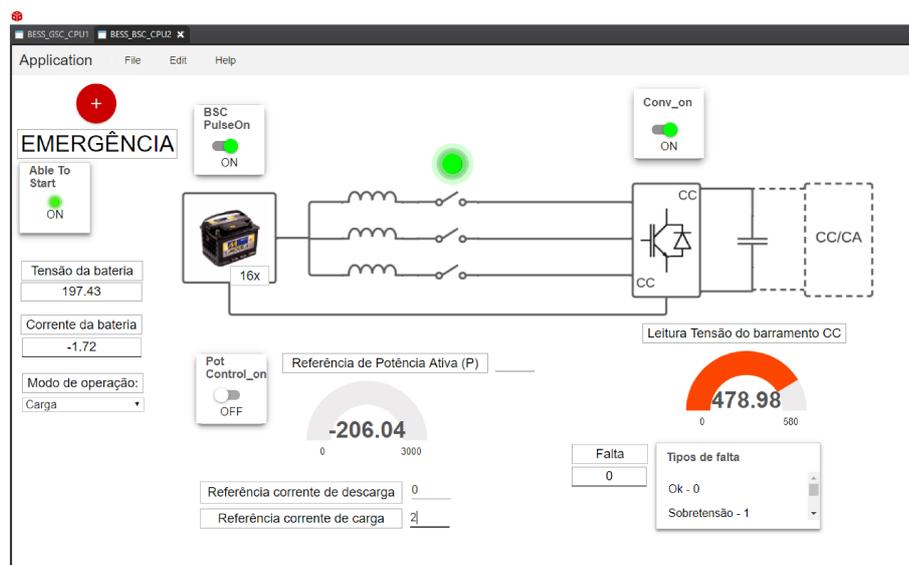
O SAEB conta com painéis supervisorio criados para realizar as funções de inicialização do inversor, controle da potência reativa injetada na rede além da potência ativa utilizada para carregar as baterias ou injetada na rede. Eles foram criados no software Code Composer Studio da Texas Instrument pelos alunos de iniciação científica do laboratório. A Figura 56 apresenta o supervisorio de conexão com a rede, e a Figura 57 apresenta o supervisorio de controle das baterias.

Figura 56 – Supervisorio do conversor cc/ca ligado na rede.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Figura 57 – Supervisorio do conversor cc/cc das baterias.



Fonte: Elaborada pelo Autor

### 5.1.2 Simulador de Rede - NHR-9410

O simulador de rede utilizado é o modelo NHR-9410, produzido pela NH Research, com potência máxima de 12 kW/31.5 kVA, possuindo três canais que são utilizados para a sua atuação como fonte bidirecional em cc ou ca, possibilitando uma combinação de 13 modos distintos de programação. Permite a variação da frequência entre 30 e 100 Hz, além de operar com tensões ca entre 175 e 350  $V_{RMS}$ . Para o estudo realizado será utilizado apenas o modo de corrente alternada trifásico ligado em estrela, onde o neutro está disponível e as fases estão defasadas de 120°.

O aparelho apresenta um painel em LCD “touch screen” que possibilita a inserção de comandos além da visualização dos parâmetros em tempo real. Ele possui a capacidade de realizar uma conexão do tipo “Transmission Control Protocol/Internet Protocol” (TCP/IP) que foi utilizada para realizar a conexão do computador com o simulador. A Figura 58 mostra o simulador em funcionamento.

Figura 58 – Simulador de rede NHR-9410.



Fonte: Elaborada pelo Autor

O aparelho pode ser utilizado por meio da implementação dos comandos necessários diretamente no painel, via softwares compatíveis ou por meio de programação. O usuário pode criar um programa em qualquer linguagem de programação que seja capaz de realizar uma conexão TCP/IP com o aparelho, para enviar e receber comandos.

Para a parte experimental, foi utilizada a programação na linguagem Python para criar um programa contendo a rotina utilizada na operação do simulador. O programa criado envia os comandos de execução necessários em uma linguagem especial que é utilizada pelo simulador, chamada “Standard Commands for Programmable Instruments” (SCPI). Os comandos SCPI são usados em diversos equipamentos de teste e medição, sendo resultados de uma padronização para facilitar a controlabilidade dos equipamentos fabricados, e possibilitar a realização de testes automáticos por meio de rotinas programadas.

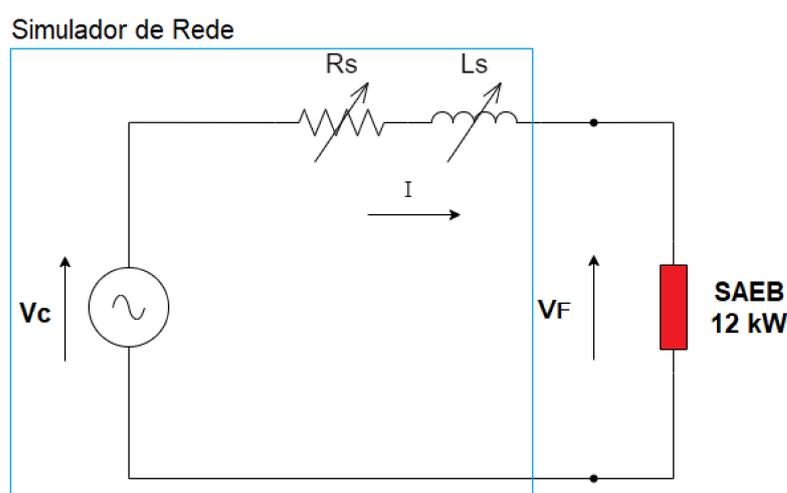
### 5.1.2.1 Impedância Virtual

Para implementar a impedância de ligação entre o simulador de rede e o SAEB foi utilizada uma impedância virtual. O conceito de impedância virtual diz respeito a uma impedância fictícia composta por uma resistência e uma indutância, capaz de desempenhar a limitação física da corrente fornecida para uma carga, apresentando a vantagem de não ocorrer dissipação de energia. Essa impedância apresenta uma queda de tensão que também é proporcional a corrente demandada pela carga. Pelo fato de não utilizar componentes físicos, podem ser utilizados diversos valores de resistência e indutância, o que representaria uma certa dificuldade, caso fossem utilizados componentes reais.

Os valores utilizados para a resistência e para a indutância virtual são baseados em valores encontrados nas redes de distribuição, e por serem muito pequenos, acarretam em uma baixa queda de tensão para o circuito em análise. Dessa forma permitem realizar experimentos para diversas linhas de distribuição, possibilitando a validação de equipamentos para um determinada rede, sem a necessidade de realizar testes físicos.

O experimento entre o SAEB e simulador de rede apresenta um fluxo de potência bidirecional, envolvendo as potências ativa e reativa. Para isso foi preciso modelar o comportamento da impedância virtual quando conectada entre os equipamentos. Dessa forma, considerando uma rede trifásica equilibrada, a modelagem do circuito pode ser feita utilizando um equivalente por fase, o qual é apresentado na Figura 59.

Figura 59 – Circuito monofásico equivalente da ligação SAEB - Simulador de Rede.



Adaptado de: [Galdino et al. \(2021\)](#)

Onde os parâmetros do circuitos são:

$V_C$  = Tensão do barramento infinito

$V_F$  = Tensão no ponto de conexão

$I$  = Corrente no circuito

$R_S$  = Resistência Virtual

$L_S$  = Indutância Virtual

As relações das tensões e corrente no circuito equivalente monofásico são representadas por meio da Equação 5.1.

$$V_F = V_C - I * (R_s + j * L_s * w), \quad (5.1)$$

Onde:

$w$  = Frequência angular

$j$  = Operador imaginário

A solução desta equação fazendo uso da tensão de referência do barramento infinito,  $V_C = |V_C| \angle 0^\circ$ , e os valores de resistência e indutância virtual ( $R_s$  e  $L_s$ ), possui o seguinte formato:

$$V_F \cos(\theta_F) = V_C \cos(\theta_C) - I \cos(\theta_I) R_s + I \sin(\theta_I) w L_s \quad (5.2)$$

$$V_F j \sin(\theta_F) = V_C j \sin(\theta_C) - I j w L_s \cos(\theta_F) - I j \sin(\theta_I) R_s \quad (5.3)$$

Onde:

$\theta_F$  = Ângulo de fase da tensão  $V_F$

$\theta_C$  = Ângulo de fase da tensão  $V_C$

$\theta_I$  = Ângulo de fase da corrente  $I$

A tensão  $V_F$ , calculada na carga pela Equação 5.1, é o valor de tensão que deve ser controlada, fazendo-se uso da impedância virtual. O objetivo deste método é impor um valor de tensão na saída do simulador, o qual é calculado utilizando a corrente que flui entre os equipamentos, a tensão interna do simulador e os valores da impedância virtual, para que seja possível emular as características da linha de distribuição escolhida.

Com a utilização da impedância virtual, são realizados dinamicamente os cálculos dos valores de tensão que devem ser impostos no ponto de conexão para que seja considerado a queda ou aumento de tensão sobre a impedância escolhida.

O código desenvolvido é apresentado no Anexo A para maiores detalhes sobre as etapas de cálculo. Para os testes foi escolhida uma impedância considerando os valores de resistência igual a  $R_S = 0.1 \Omega$  e uma indutância de  $L_S = 0.001 mH$ .

Com o sistema implementado fisicamente e testado com o código necessário para emular a impedância virtual, foram propostos testes para se verificar o controle Droop. A

eficácia do método será comprovada pela capacidade da regulação de tensão, através da injeção de potência ativa e reativa, por meio da impedância virtual.

#### 5.1.2.2 Estrutura de comunicação

Para que a impedância virtual fosse utilizada foi necessário a utilização de um computador dedicado responsável por se comunicar com o simulador de rede e rodar o código em Python.

A parte de comunicação foi realizada com o estabelecimento de uma rede interna com o protocolo de comunicação TCP/IP. Nesta rede foram interligados o simulador e o computador contendo a rotina de programação necessária para a simulação da impedância virtual. Com essa ligação é possível realizar o comando de disparo que habilita a impedância virtual, além de se obter os valores medidos de forma praticamente instantânea.

O objetivo de utilizar um sistema ligado por meio de rede, é a redução do número de cabos de dados envolvidos, e com isso melhorar a qualidade dos resultados obtidos, os quais apresentam menores interferências eletromagnéticas e ruídos, fatores muito comuns em um ambiente laboratorial.

Os comandos que são fornecidos ao simulador são implementados em um código Python que é responsável pela tradução dos comandos necessários para a linguagem SCPI utilizada pela máquina, a captura das medições, o armazenamento e processamento dos dados obtidos. As equações 5.2 e 5.3 são utilizadas de forma interativa para o cálculo do valor da tensão  $V_F$ , com o auxílio da impedância virtual. Assim o programa atua comandando os valores de tensão para serem disponibilizados no ponto de conexão, já considerando a presença da impedância virtual.

#### 5.1.2.3 Amostragem

O tempo de amostragem utilizado para a simulação da impedância virtual, possui uma relação direta com a velocidade que o simulador de rede recebe um comando, processa e envia a resposta. Como o modelo do DSP utilizado internamente no simulador de rede não é divulgado pelo fabricante, as informações sobre a conversão analógico-digital (A/D) e a capacidade de armazenamento são obtidos no manual do usuário. Os valores divulgados para a função “Waveform Digitizer”, nas funções de saída de tensão e corrente são utilizados como referência de capacidade de amostragem. Assim o aparelho apresenta uma memória de 64 mil amostras, uma taxa de amostragem de 125 mil amostras por segundo, uma precisão de 0.05% na leitura e um “aperture time” de 1 ciclo até 64 segundos.

Para se determinar o tempo de resposta do equipamento mediante o uso da impedância virtual, foram realizadas as aquisições de duas medições consecutivas, e realizado o cálculo desse intervalo de tempo entre as medidas. O valor obtido foi de

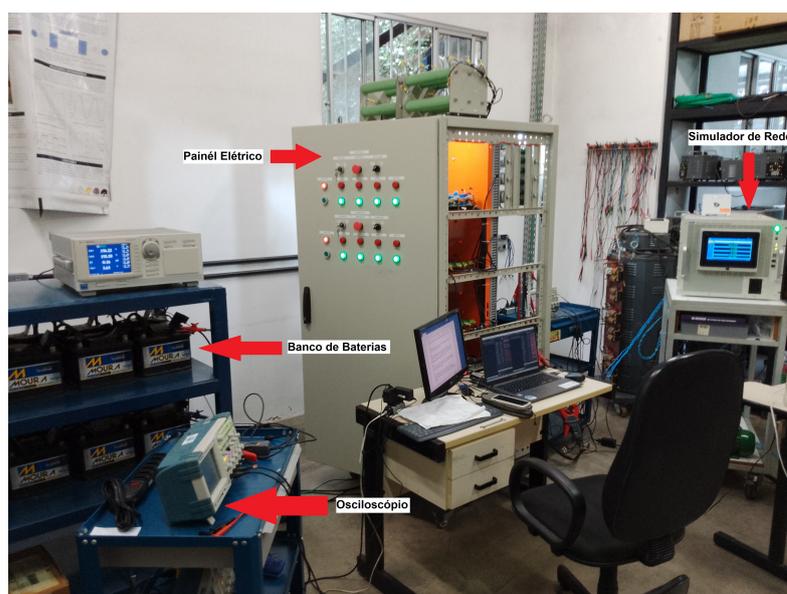
aproximadamente 9 ms, o qual não pode ser melhorado, pois é fruto do tempo de aquisição e processamento de dados no DSP do equipamento, e do código em Python responsável por emular a impedância, realizar os cálculos e armazenar os valores processados. O código em Python é o único ponto que contribui para o tempo de resposta que pode ser modificado para uma melhor performance. O código foi implementado de forma que somente as tarefas essenciais fossem realizadas, e dessa forma gastasse um menor tempo de execução possível..

O teste realizado considera apenas a análise de regime permanente para a utilização da impedância virtual. Isso decorre em um equacionamento que não considera as variações temporais de tensão e corrente, representadas pelas suas derivadas, simplificação adotada devido a limitação do tempo de amostragem obtido. No entanto, a emulação da impedância em regime permanente possibilita muitos estudos de integração da GD na rede, e apresentou resultados satisfatórios para os testes realizados com o controle Droop.

## 5.2 Implementação

A implementação física para o teste consiste na interligação do simulador de rede com o SAEB de 12 kW. Para esta ligação foram utilizados conexões diretas via cabo, ficando a medição dos valores por meio de osciloscópios, multímetros e do programa implementado para emular a impedância virtual. Os equipamentos utilizados e a ligação podem ser visualizados na Figura 60.

Figura 60 – Conexão entre o simulador de rede e o SAEB 12 kW.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Com o sistema implementado fisicamente e testado com o código necessário para emular a impedância virtual, foram propostos testes para se verificar o controle Droop. A

eficácia do método é comprovada pela capacidade da regulação de tensão por injeção de potência reativa, calculada pelo controle. Serão realizadas injeções de potência ativa por meio dos bancos de baterias, para verificar a robustez do controle em relação as variações na tensão.

Para a obtenção dos gráficos contendo os resultados para a tensão, potência reativa e ativa, foram registrados as formas de onda com um supervisor criado para plotar os gráficos das variáveis medidas diretamente do DSP. As formas de onda senoidais para a tensão entre fase A e o neutro, e para as correntes nas fases A e B foram visualizadas em tempo real no osciloscópio para auxiliar na supervisão dos testes.

O supervisor desenvolvido para registrar os resultados obtidos foi baseado nos sistemas apresentados nas Figuras 56 e 57, responsáveis pela operação do SAEB. As variáveis escolhidas para serem observadas foram as potências ativa e reativa, o valor da tensão em pu no ponto de conexão com o simulador de rede, e a variável responsável pela atuação do controle Droop. Ele permite que o controle Droop implementado seja ligado ou desligado em qualquer momento, facilitando a execução dos testes. A Figura 61 apresenta a interface gráfica do supervisor.

Figura 61 – Supervisor para o controle Droop.



Fonte: Elaborada pelo Autor

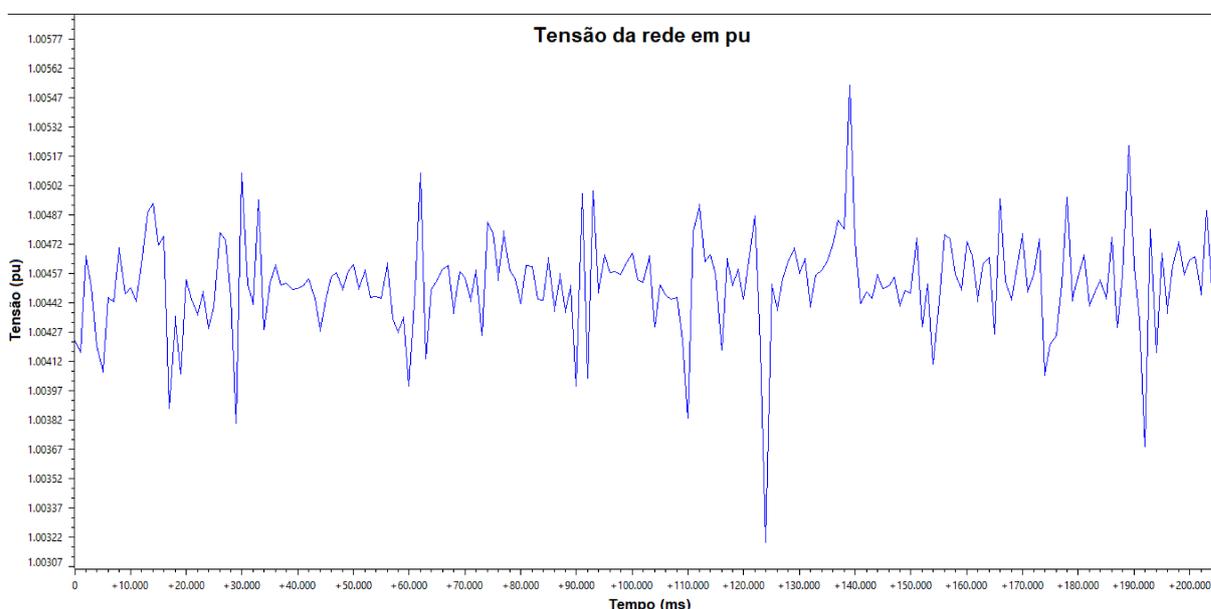
Com o sistema de supervisor implementado, e com a medição das variáveis monitoradas no DSP, foram registrados os valores de tensão e potências para o controle Droop. Os gráficos contendo os resultados produzidos para os testes, são apresentados na próxima sessão.

## 5.3 Testes Experimentais Realizados

A primeira etapa para a realização dos testes experimentais consiste em realizar a medição dos valores de tensão após a montagem dos equipamentos. Dessa forma foi utilizada uma impedância virtual de linha para interligar o SAEB ao simulador de rede e possibilitar um fluxo de potência. Foi medido no ponto de conexão uma tensão de aproximadamente 1.0046 pu, que será utilizada como base para a análise dos resultados.

Um registro da tensão em pu foi realizado com o software da CodeComposer da Texas Instrument, sendo apresentada na Figura 62. O programa é capaz de ler os valores medidos pelo DSP em tempo real, e possibilita uma melhor visualização das oscilações que ocorrem na tensão.

Figura 62 – Tensão em pu medida no ponto de conexão.



Fonte: Elaborada pelo Autor

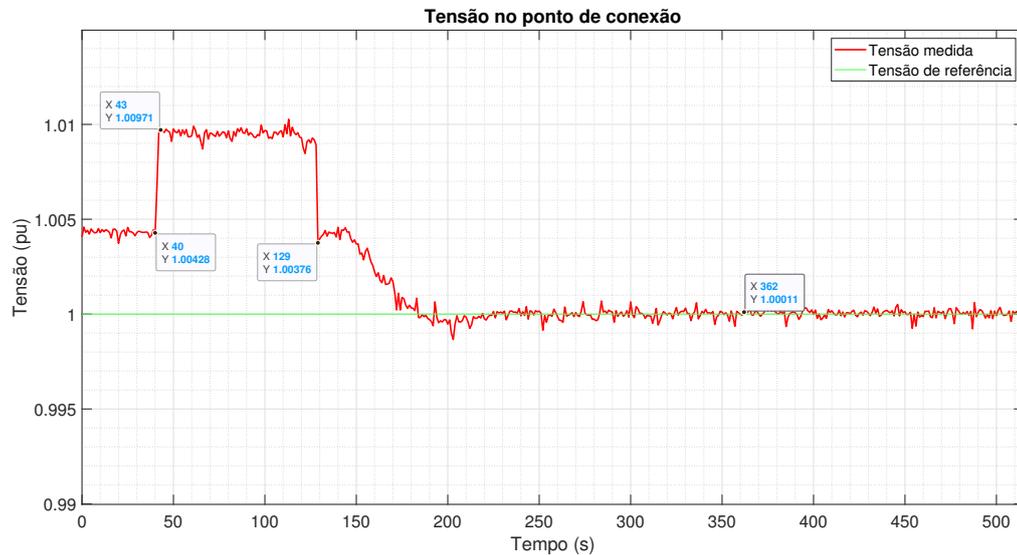
Os testes realizados vão utilizar a potência ativa para realizar a carga ou descarga do SAEB para a rede, enquanto o controle Droop atua realizando a regulação de tensão. A tensão de referência para o ponto de conexão também será variada para um valor diferente de 1 pu, para verificar a atuação do controle.

### 5.3.1 Teste 1 - Controle Droop com a descarga das baterias

Esse teste irá avaliar o comportamento do controle Droop quando o SAEB atua injetando potência ativa na rede, por meio da descarga das baterias. Inicialmente o controle estará desligado, e a impedância virtual será ligada durante a injeção de potência ativa na rede. Após o acionamento do controle Droop se iniciará a injeção da potência reativa na rede, e uma consequente regulação de tensão.

Para o teste foram utilizados os dois bancos de baterias, descarregando potência ativa para a rede com uma corrente constante de 5 A sendo drenada de cada banco. Os valores obtidos para a tensão durante o teste são apresentados na Figura 63.

Figura 63 – Tensão em pu medida no ponto de conexão - Teste 1.

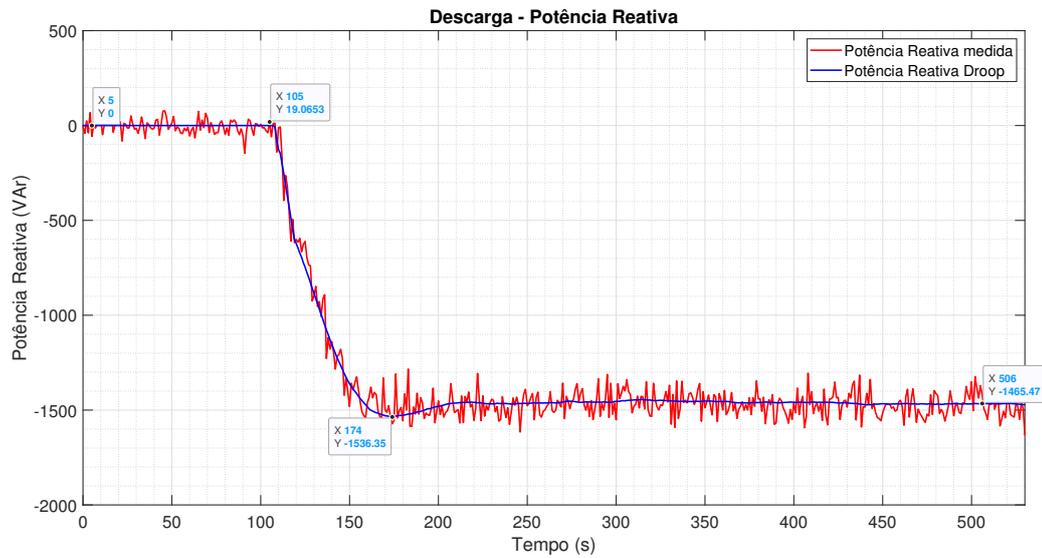


Fonte: Elaborada pelo Autor

A tensão inicialmente se encontra próxima de 1.00428 pu, e ao ser ativada a impedância virtual ela vai para o valor de 1.00971 pu. Quando o controle Droop é ativado, ocorre um transitório com a redução da tensão para 1.00376 pu, a qual vai se reduzindo para em direção a tensão de referência, atingindo o valor de 1.00011 pu. Dessa a forma a tensão segue o valor de referência até o final do teste, onde a impedância virtual é desligada. Os valores medidos apresentam desvios muito baixos, os quais são contaminados por ruídos de medição, mas seguem o valor de referência estipulado pelo controle.

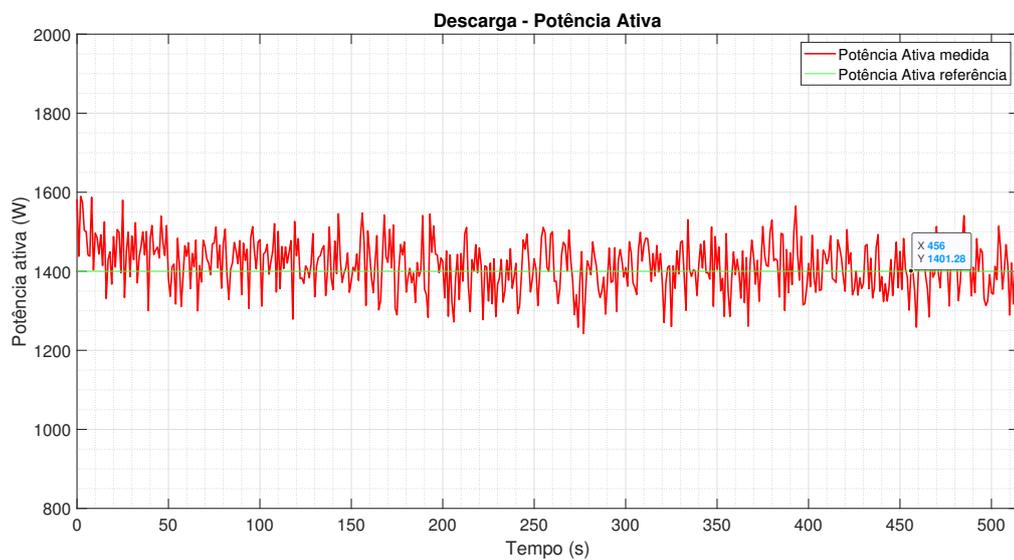
A potência reativa utilizado pelo controle Droop e a potência ativa injetada pelas baterias são apresentadas nas Figuras 64 e 65.

Figura 64 – Potência Reativa - Teste 1.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Figura 65 – Potência Ativa - Teste 1.

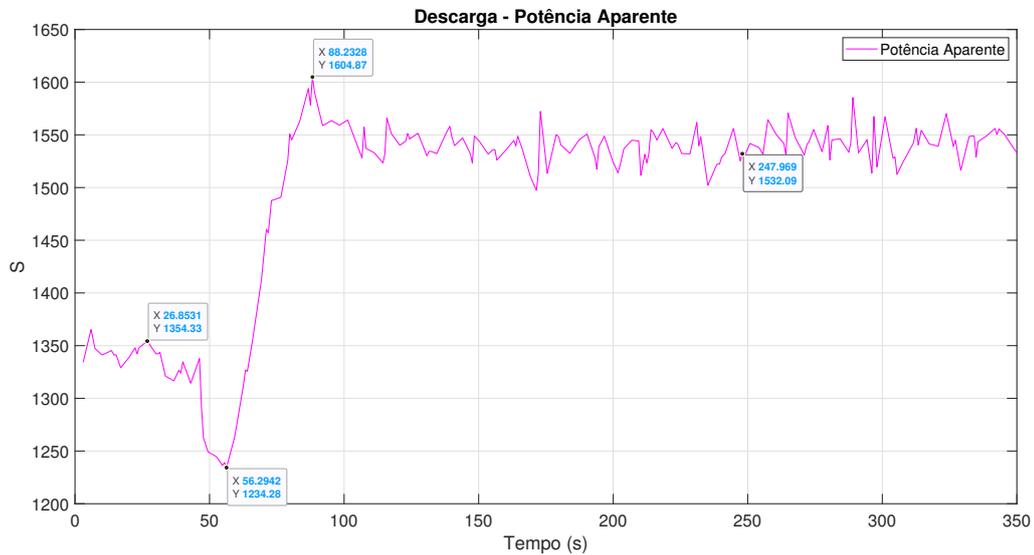


Fonte: Elaborada pelo Autor

Como pode ser visto na Figura 64, o controle Droop é capaz de realizar a regulação de tensão por meio da injeção de potência reativa. O valor medido segue o valor de referência calculado pelo controle, utilizando de aproximadamente 1.5 kVAR para conseguir controlar a tensão em 1 pu. A Figura 65 demonstra a potência ativa constante de aproximadamente 1.4 kW injetada pelas baterias.

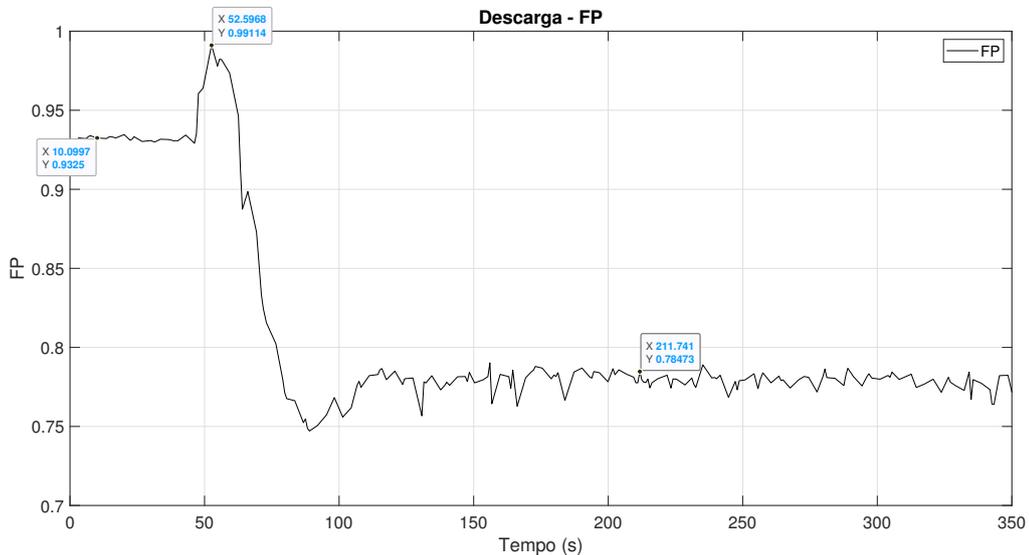
Os gráficos contendo a potência aparente e o fator de potência são apresentados nas Figuras 66 e 67.

Figura 66 – Potência Aparente - Teste 1.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Figura 67 – Fator de Potência - Teste 1.



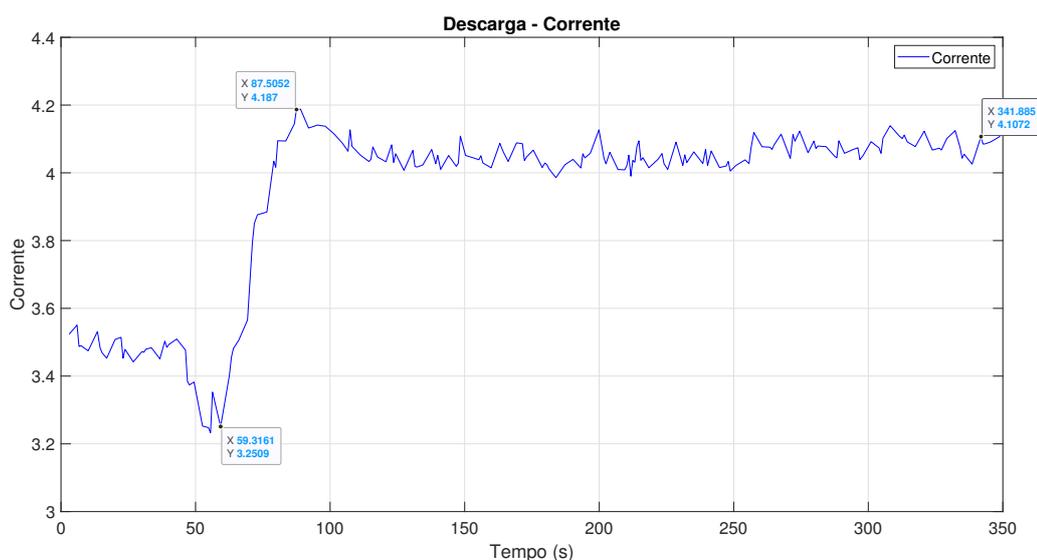
Fonte: Elaborada pelo Autor

A Figura 66 apresenta a potência aparente medida no simulador de rede. O seu valor inicial é de aproximadamente 1.35 kVA, sendo resultado da potência ativa injetada na rede e a uma parcela de potência reativa necessária para o filtro LCL. Ao se conectar a impedância virtual, ocorre uma redução na potência aparente, por causa da impedância

virtual. Com a atuação do controle Droop ocorre a injeção de potência reativa capacitiva ( $FP > 0$ ), elevando a potência aparente para próximo de 1.55 kVA, levando a uma redução do fator de potência mostrada na Figura 67.

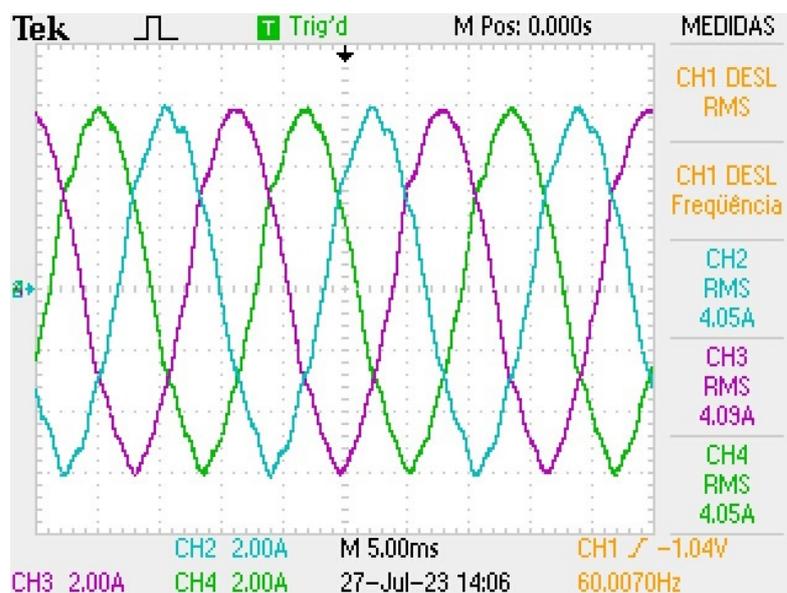
A Figura 68 apresenta a corrente RMS registrada no simulador de rede, a Figura 69 e 70 apresentam respectivamente as formas de onda das correntes e tensões registradas em osciloscópio.

Figura 68 – Corrente nas fases - Teste 1.



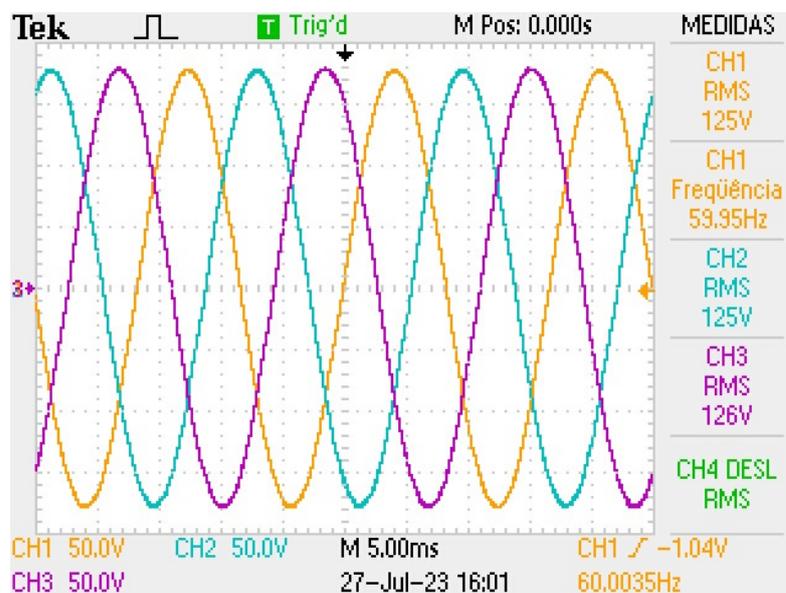
Fonte: Elaborada pelo Autor

Figura 69 – Forma de onda das correntes - Teste 1.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Figura 70 – Forma de onda das tensões - Teste 1.



Fonte: Elaborada pelo Autor

A corrente da Figura 68 segue o comportamento previsto, onde após a inclusão da impedância virtual sofre uma redução do seu valor para 3.2509 A. Após o controle Droop atuar ocorre um aumento da corrente para 4.187 A devido a injeção da potência reativa. A corrente se mantém aproximadamente constante durante toda a atuação do controle. Nas Figuras 69 e 70 respectivamente é possível verificar os valores das correntes e tensões durante o teste.

Conclui-se que o teste de descarga das baterias durante o controle Droop foi bem sucedido, onde a tensão atinge o valor de referência, sem grandes oscilações, gastando aproximadamente 40 s conforme pode ser visto no gráfico da tensão. Assim o próximo teste apresentado será o do controle Droop quando as baterias são carregadas.

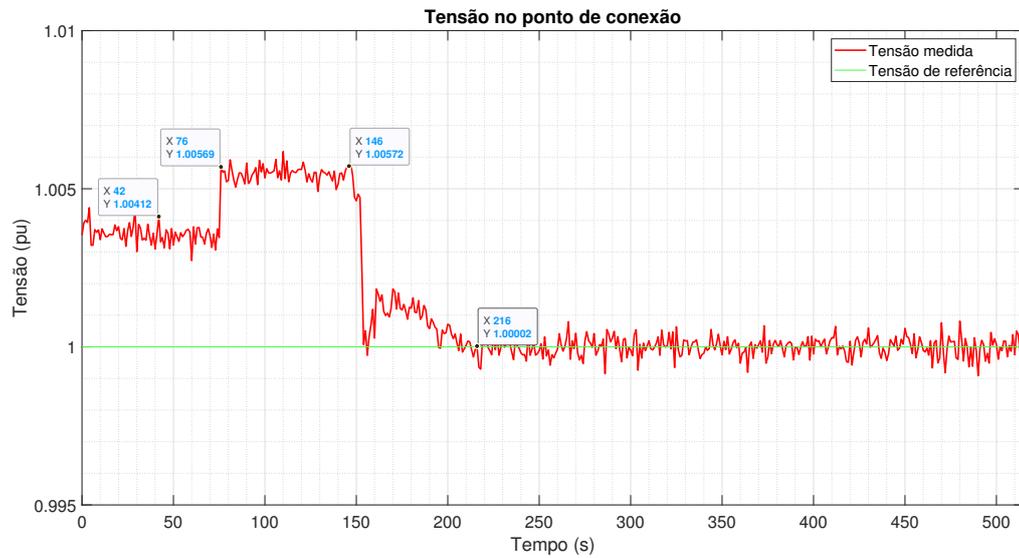
### 5.3.2 Teste 2 - Controle Droop com o carregamento das baterias

Esse teste irá avaliar o comportamento do controle Droop quando o SAEB atua carregando as baterias, realizando o consumo de potência ativa. Inicialmente o controle estará desligado, e a impedância virtual será ligada durante o consumo de potência ativa da rede. Após o acionamento do controle Droop se iniciará a injeção da potência reativa na rede, e uma consequente regulação de tensão.

Foram utilizados os dois bancos de baterias, sendo carregados com uma corrente constante de 2 A sendo consumida em cada banco. Os valores obtidos para a tensão durante o teste são apresentados na Figura 71.

A tensão inicialmente se encontra no valor de 1.00412 pu, e ao ser ativada a

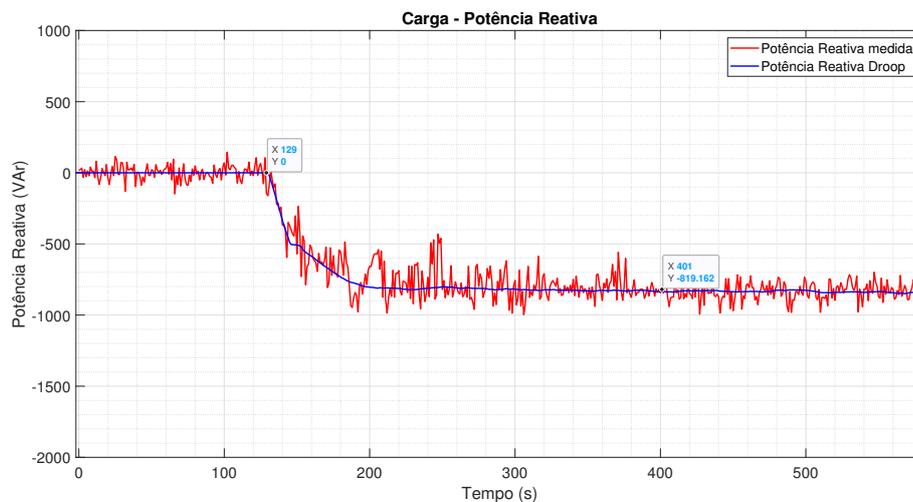
Figura 71 – Tensão medida no ponto de conexão em pu - Teste 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

impedância virtual ela sofre um aumento em seu valor indo à 1.00569 pu. Essa elevação se deve a tensão gerada sobre a impedância virtual devido a corrente de carga das baterias. Quando o controle Droop é ativado, a tensão é reduzida para o valor de 1.00002 pu. Dessa forma ela segue o valor de referência até o final do teste, mantendo o valor próximo de 1 pu. A potência reativa utilizado pelo controle Droop e a potência ativa injetada pelas baterias são apresentadas nas Figuras 72 e 73.

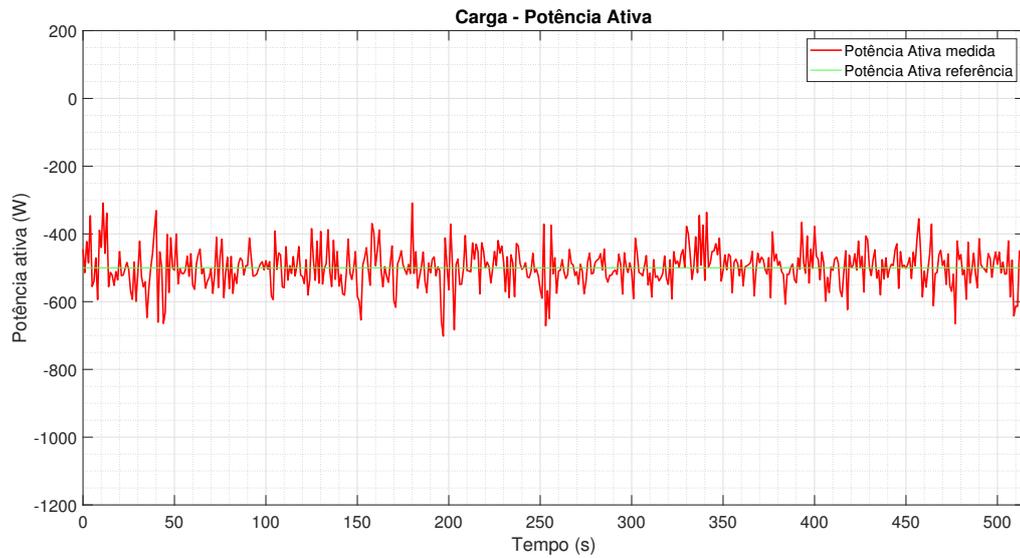
Figura 72 – Potência Reativa - Teste 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Como pode ser visto na Figura 72, o controle Droop é capaz de realizar a regulação

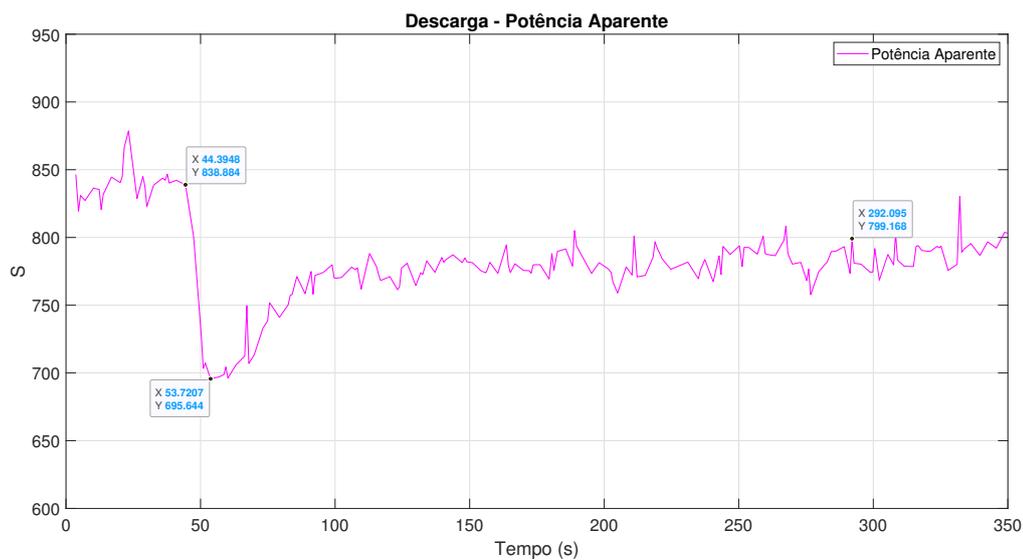
Figura 73 – Potência Ativa - Teste 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

de tensão por meio da injeção de potência reativa. O valor medido segue o valor de referência calculado pelo controle, utilizando de aproximadamente 850 VAR para conseguir controlar a tensão em 1 pu. A Figura 65 demonstra a potência ativa constante de aproximadamente 500 W consumida pelas baterias durante a carga. Os gráficos contendo a potência aparente e o fator de potência são apresentados nas Figuras 74 e 75.

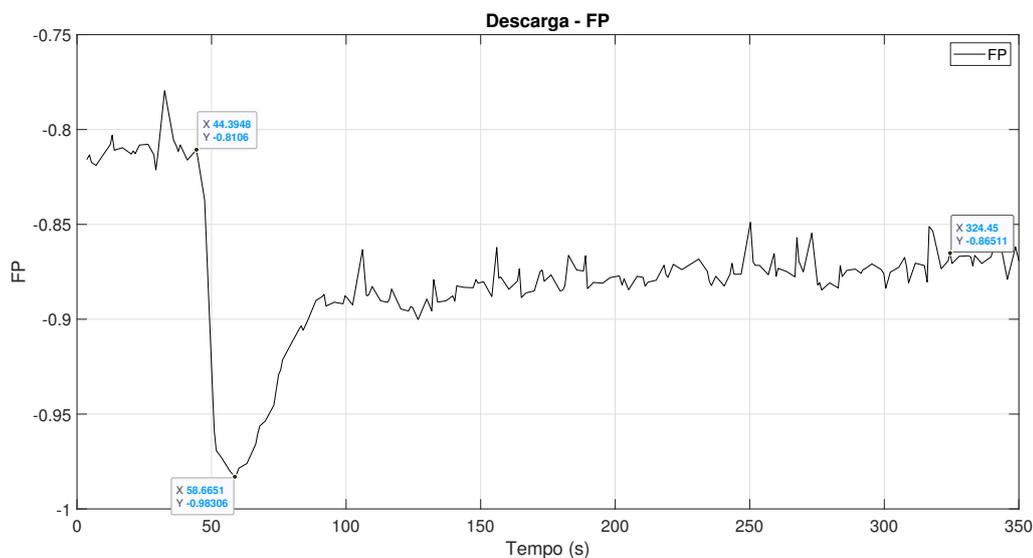
Figura 74 – Potência Aparente - Teste 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

A Figura 74 apresenta a potência aparente medida no simulador de rede. O seu

Figura 75 – Fator de Potência - Teste 2.

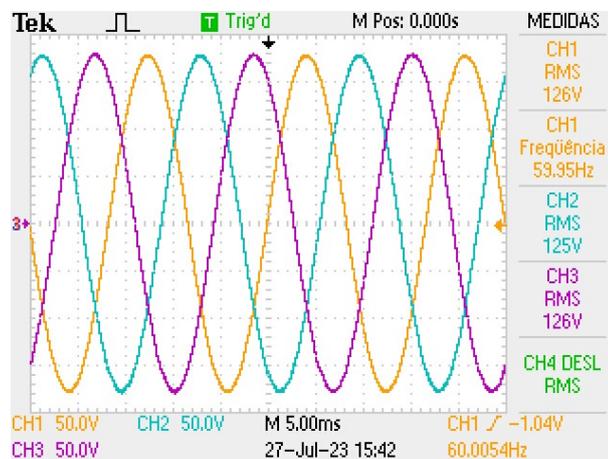


Fonte: Elaborada pelo Autor

valor inicial é de aproximadamente 840 VA, sendo resultado da potência ativa consumida para a carga das baterias e de valor de potência reativa consumida pelo filtro LCL. Ao se conectar a impedância virtual, ocorre uma redução na potência aparente, por causa da indutância e resistência virtual. Com a atuação do controle Droop ocorre um consumo de potência reativa indutiva ( $FP < 0$ ), elevando a potência aparente para aproximadamente 800VA, levando a uma redução do fator de potência mostrada na Figura 75.

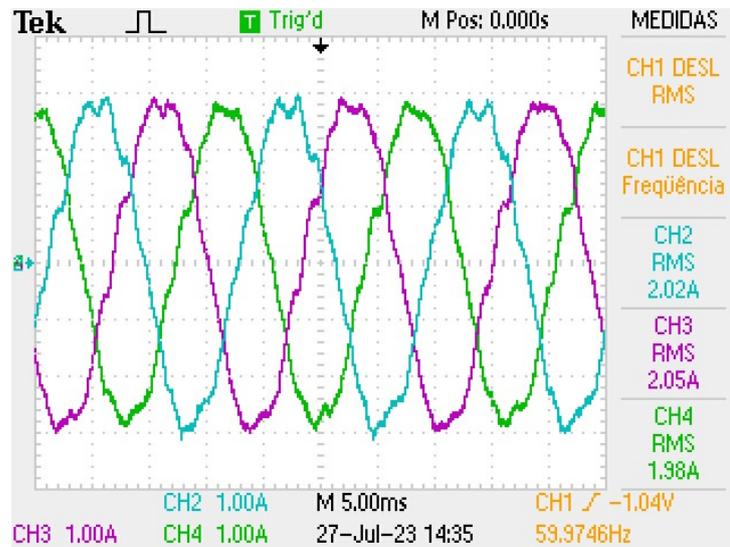
As Figuras 76 e 77 apresentam respectivamente as formas de onda das tensões e correntes registradas em osciloscópio.

Figura 76 – Forma de onda das tensões - Teste 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

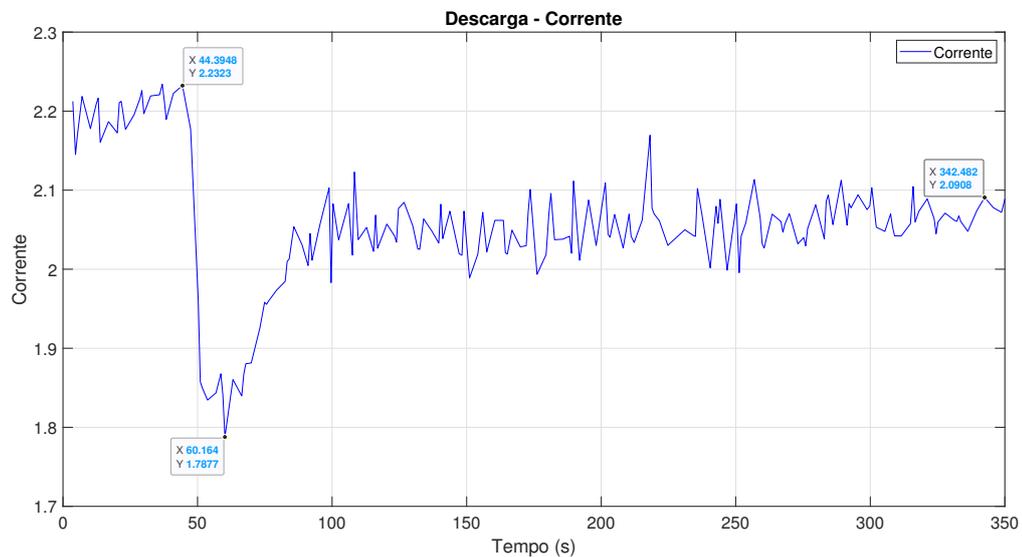
Figura 77 – Forma de onda das correntes - Teste 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

A Figura 78 apresenta a corrente RMS registrada no simulador de rede.

Figura 78 – Corrente nas fases - Teste 2.



Fonte: Elaborada pelo Autor

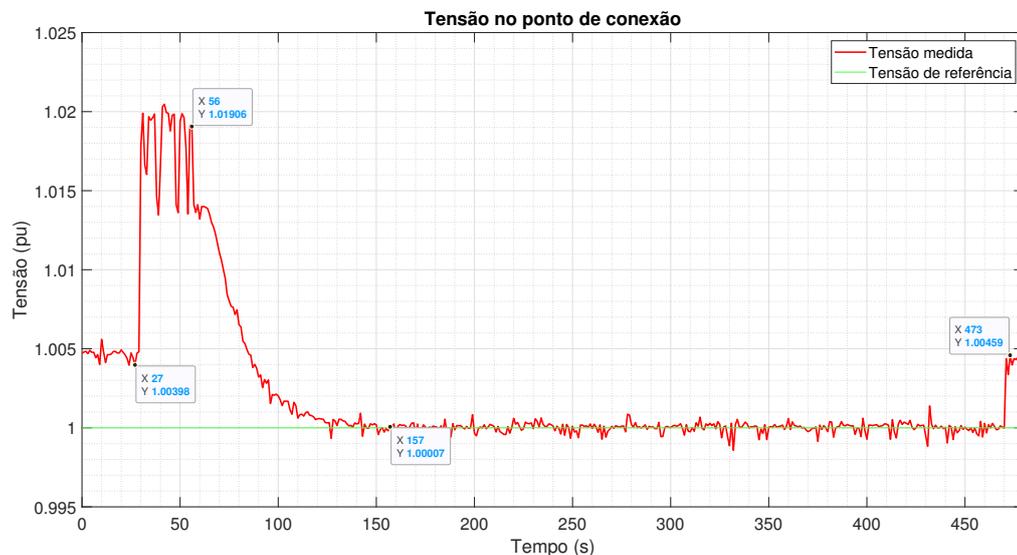
Conclui-se que o teste de carga das baterias durante o controle Droop foi bem sucedido, onde a tensão atinge o valor de referência, sem grandes oscilações, gastando aproximadamente 50 s conforme pode ser visto no gráfico da tensão. Assim o próximo teste apresentado será o do controle Droop quando o SAEB realiza a descarga, mas com a condição de sobretensão da rede.

### 5.3.3 Teste 3 - Controle Droop com a tensão modificada

Para este teste será realizada a descarga dos dois bancos do SAEB utilizando uma corrente constante de 5 A. A tensão interna no simulador de rede (tensão  $V_C$  na Equação 5.1) será aumentada em aproximadamente 1 %, sendo modificada de 220 V para 222 V.

Inicialmente ocorrerá a descarga das baterias, e em seguida será ligada a impedância virtual. A última etapa a ser realizada é o acionamento do controle Droop. Os valores obtidos para a tensão durante o teste são apresentados na Figura 79.

Figura 79 – Tensão em pu medida no ponto de conexão - Teste 3.

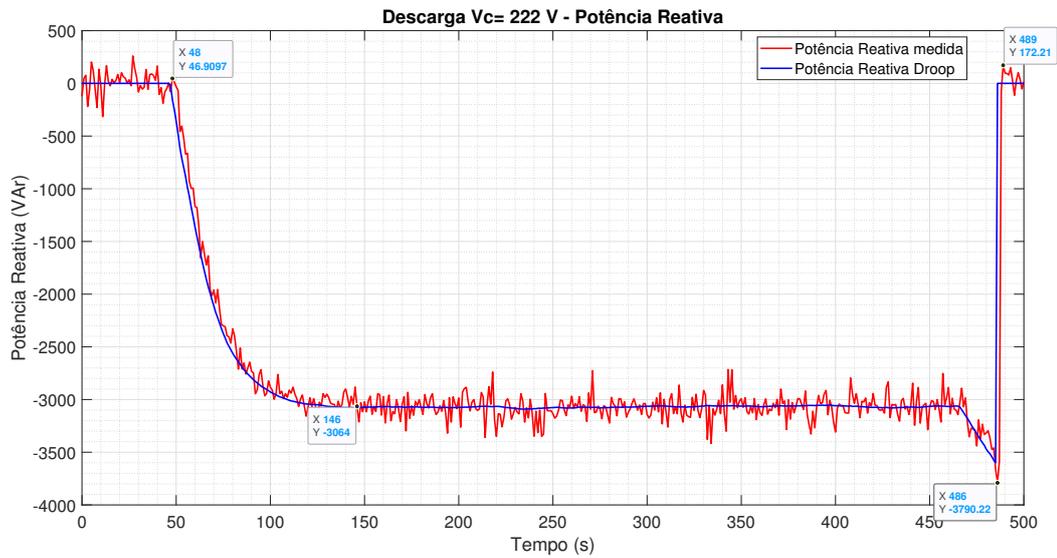


Fonte: Elaborada pelo Autor

A tensão inicialmente se encontra no valor de 1.00398 pu, e ao ser ativada a impedância virtual ela sofre uma elevação, atingindo 1.01906 pu. Após ser acionado controle Droop, a tensão é reduzida de forma gradual até atingir o valor de referência, em 157 s.

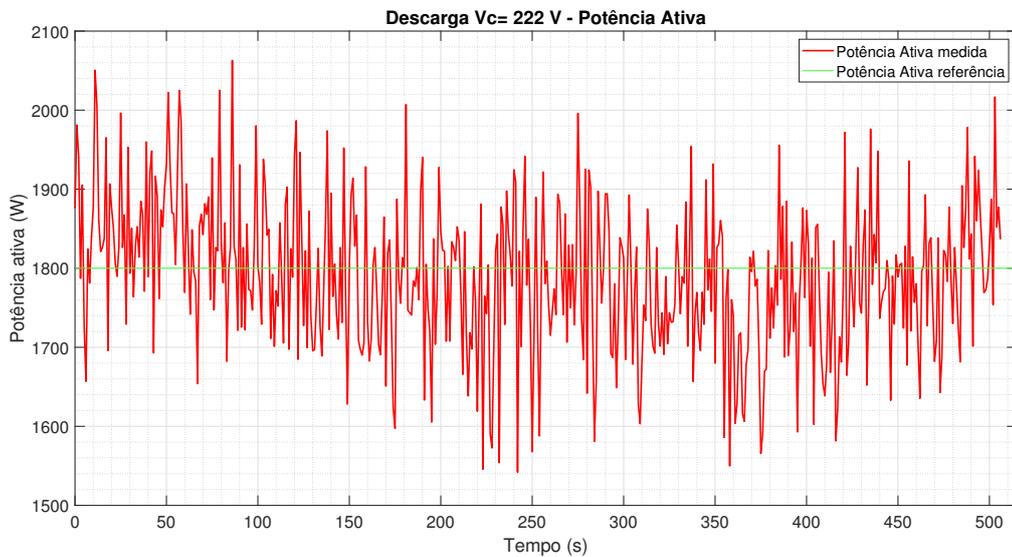
O valor da tensão é controlado até o final do teste, quando a impedância virtual é desligada, fazendo com que a tensão atinja 1.00459 pu. A potência reativa utilizada pelo controle Droop para realizar a regulação da tensão, e a potência ativa injetada na rede pelas baterias são apresentadas nas Figuras 80 e 81.

Figura 80 – Potência Reativa - Teste 3.



Fonte: Elaborada pelo Autor

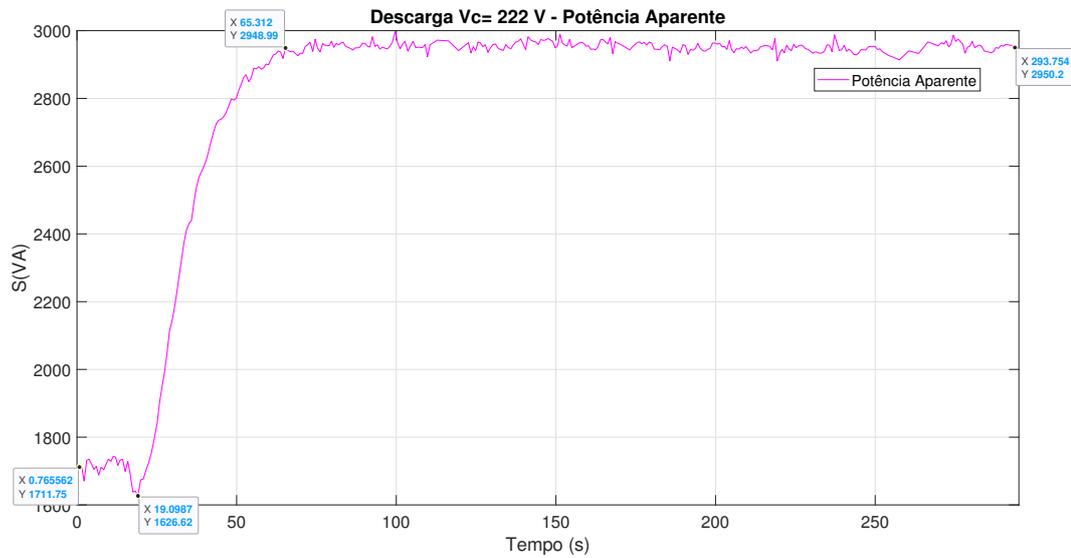
Figura 81 – Potência Ativa - Teste 3.



Fonte: Elaborada pelo Autor

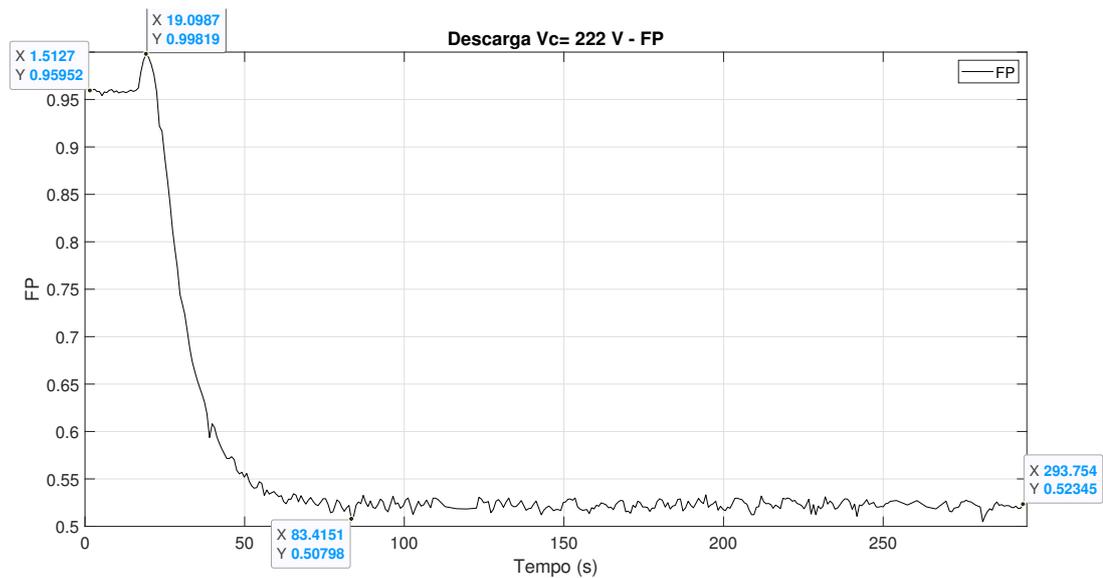
Como pode ser visto na Figura 80, o controle Droop é capaz de realizar a regulação de tensão por meio da injeção de potência reativa. O valor medido segue o valor de referência calculado pelo controle, utilizando de aproximadamente 3 kVar para conseguir controlar a tensão em 1 pu. A Figura 81 demonstra uma potência ativa constante de aproximadamente 1.8 kW sendo injetada pelas baterias durante a descarga. Os gráficos contendo a potência aparente e o fator de potência são apresentados nas Figuras 82 e 83.

Figura 82 – Potência Aparente - Teste 3.



Fonte: Elaborada pelo Autor

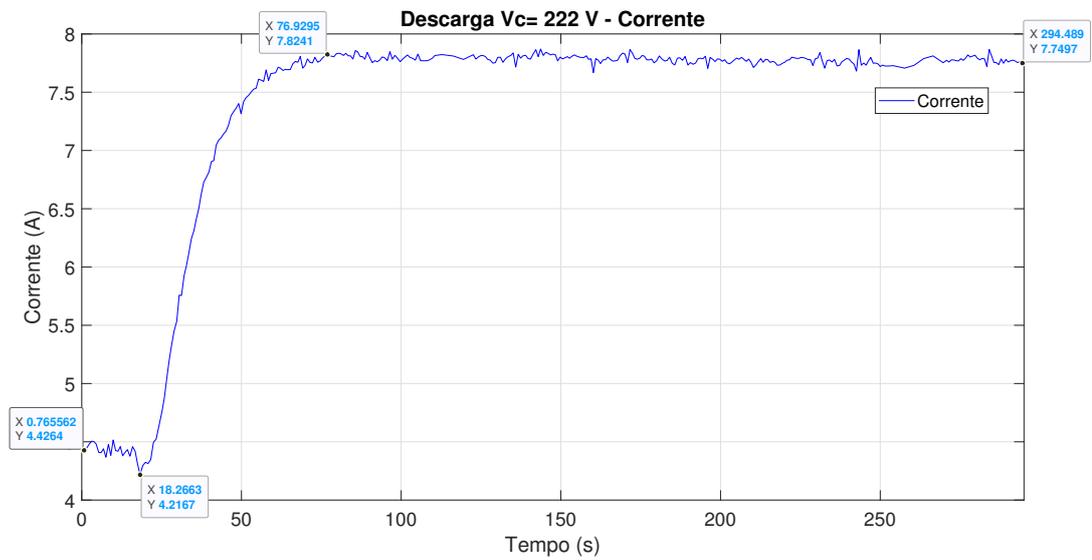
Figura 83 – Fator de Potência - Teste 3.



Fonte: Elaborada pelo Autor

A Figura 82 apresenta a potência aparente medida no simulador de rede. O seu valor inicial é de aproximadamente 1.7 kVA, e após a conexão da impedância virtual, ocorre uma redução no seu valor para 1626.26 VAR. Com a atuação do controle Droop ocorre a injeção de potência reativa capacitiva ( $FP > 0$ ), elevando a potência aparente para aproximadamente 2950 VAR até o final do teste. Isso resulta em uma redução do fator de potência, saindo de 0.99819 para 0.50798 conforme mostrado na Figura 83. A Figura 84 apresenta a corrente RMS registrada no simulador de rede.

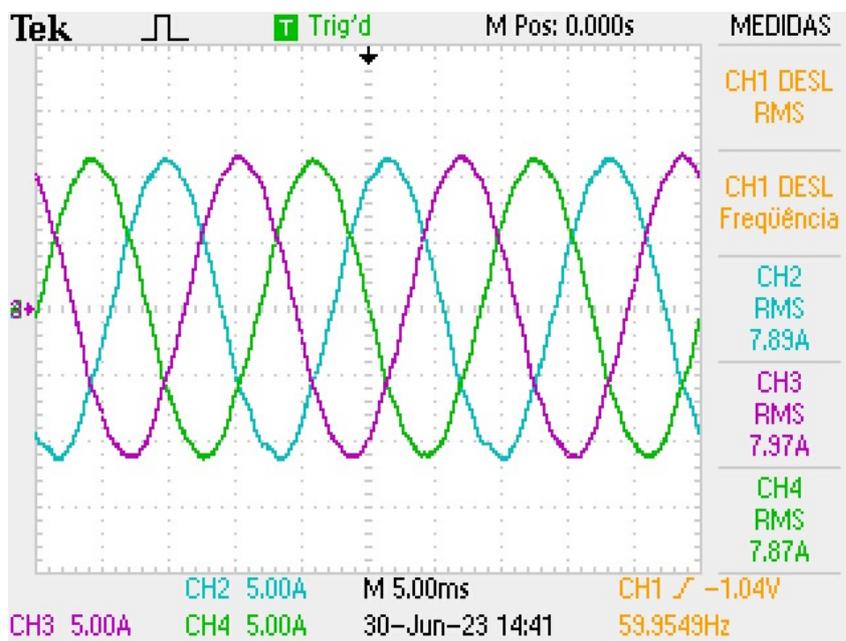
Figura 84 – Corrente nas fases - Teste 3.



Fonte: Elaborada pelo Autor

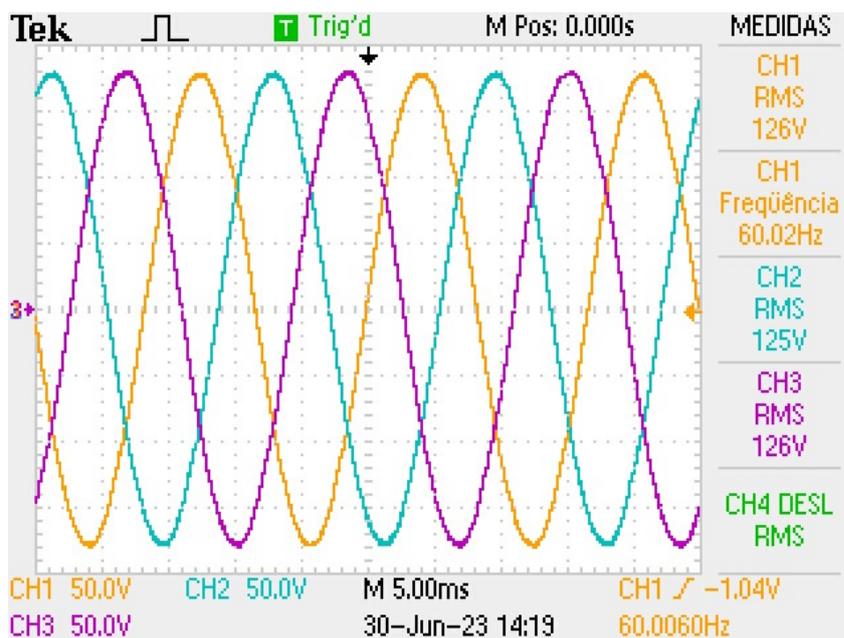
As Figuras 85 e 86 apresentam respectivamente as formas de onda das correntes e tensões registradas em osciloscópio.

Figura 85 – Forma de onda das correntes - Teste 3.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Figura 86 – Forma de onda das tensões - Teste 3.



Fonte: Elaborada pelo Autor

A corrente da Figura 84 sofre uma redução em seu valor inicial passando de 4.4264 A para 4.2167 A, após a inclusão da impedância virtual. Após o controle Droop atuar ocorre uma elevação da corrente para 7.8241 A devido a injeção da potência reativa. Esse valor de corrente continua aproximadamente constante durante toda a atuação do controle. Nas Figuras 85 e 86 é possível verificar respectivamente os valores das correntes e tensões nas fases durante o teste.

Conclui-se que o teste de descarga das baterias durante o controle Droop foi bem sucedido, mesmo no caso de uma tensão interna do simulador de rede acima da nominal. A tensão atinge o valor de referência, gastando aproximadamente 100 s conforme pode ser visto no gráfico da tensão. Os valores medidos das potências ativa e reativa seguem os valores especificados como referência, sendo que o controle Droop consegue realizar a variação na potência reativa sem afetar o controle da potência ativa.

## 6 Conclusões

### 6.1 Conclusões sobre o trabalho realizado

Com este trabalho foi possível realizar um estudo sobre os sistemas de armazenamento em baterias utilizados na geração distribuída. Um controle Droop foi escolhido para realizar a regulação de tensão por meio da injeção de potência reativa. O estudo realizado envolveu simulações com um SAEB de 2 MW e uma rede de testes contendo 13 barras elaborada pelo IEEE. Como parte experimental foi utilizado um protótipo de SAEB com potência de 12 kW, que foi interligado em um simulador de rede. Essa conexão foi implementada com o auxílio de uma impedância virtual emulada pelo simulador. Assim foi possível verificar os efeitos da impedância de linha no valor da tensão obtida no ponto de conexão, e a capacidade do SAEB em atuar com o serviço ancilar de injeção de potência reativa.

O trabalho desenvolvido possibilitou a verificação da estratégia de controle Droop, aplicada para a regulação da tensão nas linhas de distribuição, tanto em redes trifásicas desequilibradas quanto em redes equilibradas. O controle Droop se mostrou robusto mesmo no caso da rede contendo cargas desbalanceadas e também quando submetido à transitórios de chaveamento. A tensão de referência do controle foi alcançada em todos os casos simulados e nos testes físicos realizados, o que demonstra a eficácia do método para a regulação de tensão.

Por meio das simulações e implementação em laboratório foi verificado o comportamento do controle Droop, junto ao funcionamento do SAEB para a injeção de potência ativa para a rede. Assim além das funções básicas de carga e descarga, os SAEBs podem ser utilizados para realizar a regulação de tensão nas redes de distribuição. Dessa forma este trabalho contribui para que novos estudos envolvendo os SAEBs e as GDs possam ser elaborados, buscando mais contribuições para o funcionamento do sistema de distribuição.

### 6.2 Produção da Dissertação

Este trabalho de dissertação deu origem a seguinte publicação em congresso:

GALDINO, Chrystiano Alves; MENDES, Victor Flores; COELHO, Pedro de Oliveira; RIBEIRO, Arthur Miranda do Vale. Emulação de Impedância Virtual através de um Simulador de Rede para Estudos de Conexão de um SAEB à Rede Elétrica. ANAIS DO XXIV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA – CBA 2022, Fortaleza -CE, 2022. Disponível em: <[https://www.sba.org.br/cba2022/wp-content/uploads/artigos\\_](https://www.sba.org.br/cba2022/wp-content/uploads/artigos_)

[cba2022/paper\\_450.pdf](#)>. Acesso em: 23 jun. 2023.

### 6.3 Proposta de Continuidade

Como proposta de continuidade para este trabalho tem-se a ideia de desenvolver uma estratégia de controle para realizar a regulação de tensão em uma rede trifásica, com atuação monofásica, visando atender as questões do desequilíbrio de tensão. Também serão estudadas outras estratégias de controle mais eficazes e capazes de atuar conjuntamente com a potência ativa.

A utilização do controle Droop associado com novas estratégias para despacho de potência ativa podem ser avaliadas para produzir melhoras no perfil de tensão da rede, além de reduzir o tempo de atuação para a regulação da tensão. Serão analisadas as redes de distribuição com grandes quantidades de GDs buscando melhorias para o perfil de tensão devido as intermitências ocasionadas pela geração solar e eólica.

Deve ser observado novamente a possibilidade de realizar as simulações e implementações experimentais de forma complementar, buscando comprovar a eficácia dos trabalhos desenvolvidos. Outros estudos relativos à potência reativa e sistemas de distribuição de energia serão preferencialmente abordados, para dar continuidade aos trabalhos iniciados durante este trabalho de dissertação.

## Referências

- ADEYEMO, O. et al. Reactive power control for multiple batteries connected in parallel using modified power factor method. In: IEEE. *2018 North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.], 2018. p. 1–6.
- AKHIL, A. A. et al. *DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA*. [S.l.]: Sandia National Laboratories Albuquerque, NM, USA, 2013. v. 1.
- ALMARZOOQI, A. et al. Optimizing operations of sodium sulfur (nas) large-scale battery storage. In: IEEE. *2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.], 2020. p. 159–163.
- ANDERSON, J. L.; FRANKHOUSER, J. Advanced lead carbon batteries for partial state of charge operation in stationary applications. In: IEEE. *2015 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*. [S.l.], 2015. p. 1–5.
- ANEEL, P. d. D. d. E. P. Módulo 2 - planejamento da expansão do sistema de distribuição. *ANEEL Resolução Normativa N<sup>o</sup> 956*, 2021.
- ANEEL, P. d. D. d. E. P. Módulo 8 - qualidade da energia elétrica. *ANEEL Resolução Normativa N<sup>o</sup> 956*, 2021.
- BALOYI, T.; CHOWDHURY, S. Sizing and selection of battery energy storage system for time of use arbitrage in a commercial building in south africa. In: IEEE. *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica*. [S.l.], 2021. p. 1–5.
- BARNES, F.; LEVINE, J. Large energy storage systems. *NY: Taylor & Francis Group*, 2011.
- BEHERA, M. K. et al. Voltage and frequency control for dg inverter in low voltage islanded microgrid with improved virtual impedance droop control scheme. In: IEEE. *2020 IEEE 17th India Council International Conference (INDICON)*. [S.l.], 2020. p. 1–7.
- BEVRANI, H.; FRANÇOIS, B.; ISE, T. *Microgrid dynamics and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2017.
- BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. *Integration of distributed generation in the power system*. [S.l.]: John wiley & sons, 2011.
- BRABANDERE, K. D. et al. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 22, n. 4, p. 1107–1115, 2007.
- CHANDORKAR, M. C.; DIVAN, D. M.; ADAPA, R. Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems. *IEEE transactions on industry applications*, IEEE, v. 29, n. 1, p. 136–143, 1993.
- CHOWDHURY S. P. CHOWDHURY, P. C. S. Microgrids and active distribution networks. *Institution of Engineering and Technology - IET*, 2009.
- DAS, D. *Electrical power systems*. [S.l.]: New Age International, 2007.

- EL-HAWARY, M. E. *Introduction to electrical power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008.
- EPE, E. d. P. E. *Balanço Energético Nacional 2023, Relatório Síntese/Ano Base 2022*. [S.l.]: EPE, 2023. <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN\\_SÃntese\\_2023\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_SÃntese_2023_PT.pdf)>. Acesso em: 18 de jul. de 2023.
- FARDO, S. W.; PATRICK, D. R. *Electrical power systems technology*. [S.l.]: River Publishers, 2020.
- FERNANDOPULLE, J.; MEEGAHAPOLA, L.; NUTKANI, I. Analysis of droop control of bess for vpp based frequency control in distribution network. In: IEEE. *2022 IEEE PES 14th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. [S.l.], 2022. p. 1–6.
- GALDINO, C. A. et al. Emulação de impedância virtual através de um simulador de rede para estudos de conexão de um saeb à rede elétrica. *ANAIS DO XXIV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA – CBA 2022*, SBA, 2021.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. *Power system analysis & design, SI version*. [S.l.]: Cengage Learning, 2012.
- GOMEZ-EXPOSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C. *Electric energy systems: analysis and operation*. [S.l.]: CRC press, 2018.
- GOSWAMI, D. Y.; KREITH, F. *Energy efficiency and renewable energy handbook*. [S.l.]: CRC press, 2015.
- GRIGSBY, L. L. *Electric power generation, transmission, and distribution*. [S.l.]: CRC press, 2007.
- GU, M. et al. Impacts of residential pv and bess on distribution network performance. In: IEEE. *2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON)*. [S.l.], 2022. p. 1–6.
- HUGGINS, R. A.; HUGGINS, R. A. *Energy storage: fundamentals, materials and applications*. [S.l.]: Springer, 2016.
- HUTCHINSON, R. *Temperature effects on sealed lead acid batteries and charging techniques to prolong cycle life*. [S.l.], 2004.
- IEEE. “*IEEE 13 NODE TEST FEEDER*”. [S.l.]: PSACE COMMITTEE, 1992. <<https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/wp-content/uploads/sites/167/2017/08/feeder13.zip>>. Acesso em: 08-01-2023.
- IEEE. Ieee guide for distributed energy resources management systems (derms) functional specification. *IEEE Std 2030.11-2021*, p. 1–61, 2021.
- IRENA, I. R. E. A. *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. 2017.
- JIAN, C.; YUTIAN, L.; GUANNAN, B. Optimal operating strategy for distribution networks with pv and bess considering flexible energy storage. In: IEEE. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.], 2016. p. 1–5.

- JOSHI, L. M.; PRADHAN, R.; JENA, P. Impact of battery storage system on voltage control in distribution system. In: IEEE. *2022 22nd National Power Systems Conference (NPSC)*. [S.l.], 2022. p. 512–517.
- KAHROBAEE, S.; MEHR, V. Probabilistic analysis of pv curtailment impact on distribution circuit hosting capacity. In: IEEE. *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.], 2020. p. 2210–2213.
- KASHEM, M.; LEDWICH, G. Energy requirement for distributed energy resources with battery energy storage for voltage support in three-phase distribution lines. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 77, n. 1, p. 10–23, 2007.
- KAUR, S. P.; SINGH, A. Dsogi based grid synchronization under adverse grid conditions. In: IEEE. *2018 2nd IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*. [S.l.], 2018. p. 792–797.
- KESICI, M. et al. Distributed generation control to solve voltage regulation problem in distribution networks: A real case study in turkey. In: IEEE. *2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)*. [S.l.], 2018. p. 183–187.
- KHATTAB, A. A. Novel method for estimating state of health for lead-acid batteries. In: IEEE. *2021 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)*. [S.l.], 2021. p. 125–129.
- KRAMER, W. et al. *Advanced power electronic interfaces for distributed energy systems part 1: systems and topologies*. [S.l.], 2008.
- KUTTALAM, I. et al. Preparation of high surface area activated carbon from cow bone for the development of lead carbon (pb-c) batteries for hybrid vehicle applications. In: IEEE. *2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)*. [S.l.], 2017. p. 2248–2254.
- LIMA, M. L. et al. Control methodologies for energy storage systems to support voltage in distribution grids with photovoltaic insertion. In: IEEE. *2021 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*. [S.l.], 2021. p. 1–7.
- L'ABBATE, A. et al. Distributed power generation in europe: technical issues for further integration. *JRC European Commission Scientific and Technical Report. EUR*, v. 23234, 2007.
- MEARS, L.; GOTSCHALL, H.; KAMATH, H. Eprido handbook of energy storage for transmission and distribution applications. *Electric Power Research Institute Report*, v. 1001834, 2003.
- MILLER, T. J. *Reactive power control in electric systems*. [S.l.]: Wiley-Interscience, 1982.
- PARTHASARATHY, C.; HAFEZI, H.; LAAKSONEN, H. Lithium-ion bess integration for smart grid applications-ecm modelling approach. In: IEEE. *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S.l.], 2020. p. 1–5.
- PENA-ALZOLA, R. et al. Lcl-filter design for robust active damping in grid-connected converters. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 10, n. 4, p. 2192–2203, 2014.

- PILLOT, C. The rechargeable battery market and main trends 2020-2030. In: AVICENNE ENERGY. *Batteries Event 2021*. Lyon, França: Avicenne Energy, 2021. p. 1–23.
- RAMOS-PAZ, S. et al. A robust control strategy for voltage regulation in electrical distribution networks by means of power electronic converters. In: IEEE. *2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. [S.l.], 2020. v. 4, p. 1–5.
- RAY, S.; KASTURI, K.; NAYAK, M. R. Pv and bess integration in radial distribution network using dragonfly algorithm. In: IEEE. *2022 International Conference on Intelligent Controller and Computing for Smart Power (ICICCCSP)*. [S.l.], 2022. p. 1–6.
- RHIA, R. A.; DAGHROUR, H.; ALSAMARA, M. Optimal location of distributed generation and its impacts on voltage stability. In: IEEE. *2021 12th International Renewable Engineering Conference (IREC)*. [S.l.], 2021. p. 1–6.
- RODRIGUEZ, P. et al. New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions. In: IEEE. *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*. [S.l.], 2006. p. 1–7.
- RUFER, A. *Energy storage: systems and components*. [S.l.]: CRC Press, 2017.
- SALEHI, V.; KAHROBAEE, S.; ARAIZA, J. Sizing and operation of bess to increase loadability of a weak distribution feeder. In: IEEE. *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S.l.], 2020. p. 1–5.
- SANJAREH, M. B. et al. New strategy for battery sizing regarding the impact of discharge durations on its capacity. In: IEEE. *2021 29th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*. [S.l.], 2021. p. 329–334.
- SCHNEIDER, K. P. et al. Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 3, p. 3181–3188, 2018.
- SEO, S.; CHO, Y.; LEE, K.-B. Design of an LCL-filter for space vector PWM in grid-connected 3-level inverters system. In: IEEE. *IECON 2016-42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.], 2016. p. 2259–2264.
- SHI, N. et al. Analyzing impact of bess allocation on hosting capacity in distribution networks. In: IEEE. *2022 North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.], 2022. p. 1–6.
- SHINDE, K. D.; MANE, P. B. Investigation of effects of solar photovoltaic penetration in an IEEE 13-bus radial low-voltage distribution feeder system. In: IEEE. *2022 19th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*. [S.l.], 2022. p. 1–5.
- SILVA, T. d. F. B. d.; HOLLANDA, L.; CUNHA, P. C. F. d. Recursos energéticos distribuídos. FGV Energia, 2016.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.
- XAVIER, L. S. A comprehensive analysis of design and performance of power converters for battery energy storage systems. In: UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS, ESCOLA DE ENGENHARIA. *2022 Doctoral Thesis*. [S.l.], 2022. p. 1–114.

- YUKITA, K. et al. A study of electric power quality using storage system in distributed generation. In: IEEE. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*. [S.l.], 2007. p. 1–4.
- ZAFAR, S. et al. On pq control of bess in grid-connected mode and frequency control in islanded-mode for micro-grid application. In: IEEE. *2018 International Conference on Computing, Electronic and Electrical Engineering (ICE Cube)*. [S.l.], 2018. p. 1–6.
- ZERAATI, M.; GOLSHAN, M. E. H.; GUERRERO, J. M. Distributed control of battery energy storage systems for voltage regulation in distribution networks with high pv penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 3582–3593, 2016.
- ZHANG, Z. et al. Event-triggered hybrid voltage regulation with required bess sizing in high-pv-penetration networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 13, n. 4, p. 2614–2626, 2022.
- ZHOU, W. et al. Voltage regulation based on deep reinforcement learning algorithm in distribution network with energy storage system. In: IEEE. *2021 4th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE)*. [S.l.], 2021. p. 892–896.
- ZOBAA, A. F. et al. Energy storage at different voltage levels: technology, integration, and market aspects. In: . [S.l.]: Energy Engineering, 2018. v. 111.

# Anexos

# ANEXO A – Código em Python utilizado com o Simulador de Rede

```
'''
```

```
XXIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2022)
```

```
Artigo: Utilização de um Simulador de Rede para Estudos de Integração de Geração  
Distribuída às Redes Elétricas
```

```
CHRISTIANO ALVES GALDINO
```

```
Mestrado em Eng.Elétrica
```

```
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica - UFMG
```

```
Belo Horizonte - MG
```

```
'''''
```

```
#Importar o módulo de socket do Python
```

```
import socket #modulo para conexão
```

```
import time #módulo para usar tempo
```

```
import numpy as np #módulo para usar números float
```

```
import matplotlib.pyplot as plt #para plotar gráficos
```

```
from drawnow import *
```

```
import math as math
```

```
import cmath
```

```
from math import floor
```

```
import csv #módulo para usar arquivos CSV
```

```
#declaração de variáveis
```

```
plt.ion() # Informa ao matplotlib que será utilizado o modo interativo
```

```
#para plotar os dados em tempo real
```

```
#variaveis de tempo
Tsimula = 300 # t em segundos de simulação
end_time = time.time() + Tsimula
countTimer = 0
cont2 = 0
sleepTime = 100*(10**(-6))

# Estabilizar a conexão do socket
s = socket.socket(socket.AF_INET, socket.SOCK_STREAM)
s.settimeout(20)
s.connect(("192.168.0.149", 5025)) #endereço e porta de conexão

#Envio de comandos

#clear da máquina
data6 = "*CLS\r\n"
s.send(data6.encode())

#limpar os dados de medição acumulados para o instrumento
data19 = "MEAS:RESET:ALL\r\n"
s.send(data19.encode())

#Ligar a saída
data1 = "SOUR:OUTP 1\r\n"
s.send(data1.encode())

#mudar a tensão para 220 v
data2 = "SOUR:VOLT: 220\r\n"
s.send(data2.encode())

# Utilizar arrays para medir tensão e correntes (senoidais)
#escolhe o instrumento 1 para medição
data5 = "INST:NSEL 1\r\n"
s.send(data5.encode())

#inicia uma nova sequencia de aquisição
data8 = "INIT\r\n"
s.send(data8.encode())
```

```
#Declaração da função para converter vetor de strings em vetor float
def converte(vetor):
#convertendo os dados de string unico para vários strings
aux = vetor.split(',')
#converter a lista de strings para o tipo numpy
array = np.array(aux)
#converte a variavel array para uma lista de float
vet_float = array.astype(float)
#retorna o vetor convertido em um vetor de float
return vet_float

#Declara a função que plota o gráfico
def makeFig():

# Teste plot com várias figuras
plt.subplot(511)
plt.plot(vet,'r',label='tensão')
plt.legend()
plt.grid(True) #habilita o grid
plt.autoscale #configura os eixos x e y automaticamente

plt.subplot(512)
plt.plot(vetC,'g--',label='corrente')
plt.legend() #adiciona o conteudo de legenda declarado acima junto aos plots
plt.grid(True) #habilita o grid
plt.autoscale #configura os eixos x e y automaticamente

plt.subplot(513)
plt.plot(vetPF,'b-.',label='FP')
plt.legend() #adiciona o conteudo de legenda declarado acima junto aos plots
plt.grid(True) #habilita o grid
plt.autoscale #configura os eixos x e y automaticamente
#plt.title('Senoide 3') #título do gráfico

plt.subplot(514)
plt.plot(vetpot,'k',label='Potência Ativa')
plt.legend()
```

```
plt.grid(True) #habilita o grid
plt.autoscale #configura os eixos x e y automaticamente
#plt.title('Senoide 1') #título do gráfico

plt.subplot(515)
plt.plot(vetapp,'m',label='Potência Aparente')
plt.legend()
plt.grid(True) #habilita o grid
plt.autoscale #configura os eixos x e y automaticamente
#plt.title('Senoide 1') #título do gráfico

plt.show() #Mostra o grafico na tela

#Declara a função que realiza as medições
def medeV():
#inicia uma nova sequencia de aquisição
data8 = "INIT\r\n"
s.send(data8.encode())

#tensão senoidal da fase A
data14 = "MEAS:VOLT?\r\n"
s.send(data14.encode())
dadosRecebidos14 = s.recv(2048)

# Fase A
#recebendo os dados do aparelho
medidas = dadosRecebidos14.decode()
return medidas

#Declara a função que realiza as medições de corrente
def medeC():
#inicia uma nova sequencia de aquisição
data8 = "INIT\r\n"
s.send(data8.encode())

#corrente senoidal
data14 = "MEAS:CURR?\r\n"
s.send(data14.encode())
```

```
dadosRecebidos14 = s.recv(2048)

#recebendo os dados do aparelho
medidas = dadosRecebidos14.decode()
return medidas

def medPF():
#inicia uma nova sequencia de aquisição
data8 = "INIT\r\n"
s.send(data8.encode())

#mede o fator de potência
data14 = "MEAS:PF?\r\n"
s.send(data14.encode())
dadosRecebidos14 = s.recv(2048)

#recebendo os dados do PF
fatorP = dadosRecebidos14.decode()
return fatorP

def medP():
#inicia uma nova sequencia de aquisição
data8 = "INIT\r\n"
s.send(data8.encode())

#mede potência ativa
data14 = "MEAS:POW?\r\n"
s.send(data14.encode())
dadosRecebidos14 = s.recv(2048)

#recebendo os dados do P
Pativa = dadosRecebidos14.decode()
return Pativa

def medS():
#inicia uma nova sequencia de aquisição
data8 = "INIT\r\n"
s.send(data8.encode())
```

```
#mede potência aparente
data14 = "MEAS:POW:APP?\r\n"
s.send(data14.encode())
dadosRecebidos14 = s.recv(2048)

#recebendo os dados do P aparente
Papparent = dadosRecebidos14.decode()
return Papparent

def medTempo():
#inicia o tempo de medição

start = time.time() #retorna o tempo em segundos

#efetua a leitura de um valor de tensão por meio função
tensaoV = medeV()
#correnteC = medeC()

stop = time.time()

#para o tempo de medição

tempo = stop - start

#retorna o tempo de execução
return tempo

#Definição das funções para utilizar a impedancia virtual

def pol2cart(raio,ang):

#conversão para coordenadas cartesianas
x = raio * math.cos(ang)
y = raio * math.sin(ang)

return x,y # função retorna uma tupla (retorna mais de um valor)

def cart2pol(x,y):
```

```
#retorna a representação em coordenadas polares
num = complex(x,y)

#fase do numero complexo
theta = cmath.phase(num)

#módulo do número complexo
mod = abs(num)

return mod,theta # a função retorna uma tupla

def AngTheta(Fpot):
if Fpot > 1:
aux = floor(Fpot) #arredonda para 1 se for maior que 1
angulo = math.acos(aux) #calcula o angulo em radianos
#sinal = -1 # retorna se o fp é indutivo (-1) ou capacitivo (1)
return angulo

def Vsaida(Vc,thetaVC,V,I,FP,signal):

#Variaveis

f =60; #frequencia
w = 2*math.pi*f;

#Impedancia virtual
# Rs = 0.1;
# Ls = 100*(10**(-3));

#Impedância virtual - Caso base
Rs = 0.1;
Ls = 0.001;

#Impedância virtual - 5 x o Caso base
#Rs = 0.5;
#Ls = 0.005;

#Impedância virtual - 10 x o Caso base
```

```
# Rs = 1;
# Ls = 0.01;

# Rs = 0.00642; #valores da simulação plecs
#Ls = 0.00083;

#calculo do angulo entre V e I
aux = AngTheta(FP) # angulo em radianos sem o sinal

theta = signal * aux; #fator de potência detectado como capacitivo ou indutivo

#sinal para teste com fp Indutivo
#theta = - aux; #considerando apenas o fator de potência indutivo

#sinal para teste com fp Capacitivo
# theta = aux; #para fator de potência capacitivo

#Componentes cartesianos dos valores
Vx,Vy = pol2cart(V,theta);
Ix,Iy = pol2cart(I,theta);

#Componente real da tensão VF
#VFreal = Vc - Ix*Rs + w*Ls*Iy;
VFreal = Vc - Ix*Rs - w*Ls*Iy;

#Componente imaginário da tensão VF
#VFimg = thetaVC - Ix*w*Ls - Iy*Rs;
VFimg = thetaVC + Ix*w*Ls - Iy*Rs;

#Converter VF de cartesiano para polar
VFmag,VFtheta = cart2pol(VFreal,VFimg); #angulo em radianos

return VFmag,VFtheta

def concatena(numerofloat):

#converte o numero float em string de texto
texto = str(numerofloat);
```

```
#Soma de strings para formar o comando de tensão
comando = "SOUR:VOLT: " + texto + "\r\n"

#print(comando)
return comando

#Declara a função ajusta o valor de Vc
def tensaoVC(V):
#Tensão da rede - tensão mais baixa para partir o motor
vc = V; #modulo de vc
thetaVC = 0; #fase 0
ax1,ax2 = cart2pol(vc,thetaVC); #angulo e modulo de VC

VC = ax1/cmath.sqrt(2);
ThetaVc = ax2/cmath.sqrt(2);
return VC,ThetaVc

###Funções que medem V e I senoidais
def medeVsen():
#inicia uma nova sequencia de aquisição
data8 = "INIT\r\n"
s.send(data8.encode())

#tensão senoidal da fase A
data14 = "FETC:ARR:VOLT?\r\n"
s.send(data14.encode())
dadosRecebidos14 = s.recv(2048)

# Fase A
#recebendo os dados do aparelho
Vsen = dadosRecebidos14.decode()
return Vsen

#Declara a função que realiza as medições de corrente
def medeCsen():
#inicia uma nova sequencia de aquisição
data8 = "INIT\r\n"
s.send(data8.encode())
```

```
#corrente senoidal
data14 = "FETC:ARR:CURR?\r\n"
s.send(data14.encode())
dadosRecebidos14 = s.recv(2048)

#recebendo os dados do aparelho
Csen = dadosRecebidos14.decode()
return Csen

#Função que armazena o sinal do fator de potência (ind ou cap)

def sinalFP(vetV,vetC):

#converte para tipo list

c = converte(vetC)
v = converte(vetV)

corr = c.ravel().tolist()
tens = v.ravel().tolist()

#verifica o primeiro sinal do elemento do vetor
if(corr[0]>0):
sinal_c = 1
else:
sinal_c = -1

if (tens[0]>0):
sinal_t = 1
else:
sinal_t = -1

#Verifica se FP esta atrasado ou adiantado
if (sinal_c>0 and sinal_t<0):
sinal = -1 #FP capacitivo corrente atrasada
else:
if (sinal_c<0 and sinal_t>0):
sinal = 1 #FP indutivo corrente adiantada
```

```
else:
    sinal = 1    #FP unitário, o angulo é zero

return sinal

def moving_average(a, n) :    #Função cálculo da média móvel
    tamanho = len(a)
    if tamanho<n: # se o vetor não tiver o numero de elementos igual a janela
    #da media movel, igual a janela ao tam do vetor
    n=tamanho
    ret = np.cumsum(a, dtype=float)
    ret[n:] = ret[n:] - ret[:-n]
    return ret[n - 1:] / n

#variaveis usadas no Loop de medição
aux=0
cont = 0
vet = [] #Vetor com valores de tensão
vetC = [] #Vetor com valores de corrente
vetPF = [] #Vetor com valores do fator de potência
vetpot = [] #Vetor com valores de potência ativa
vetapp = [] #Vetor com valores de potência aparente
plt.ion()

#Variaveis para o uso com a impedancia virtual

#Tensão da rede
vc = 220; #modulo 100 v
VC,ThetaVc = tensaoVC(vc)

##Leitura de dados do teclado
valor_lido = 'n';
while valor_lido != 's':    #Mantem a tensão do simulador de rede constante
#até que a impedancia seja ligada

valor_lido = input("Digite s para ligar a Impedância Virtual: ")

#inicia o tempo de medição
start = time.time() #retorna o tempo em segundos
```

```
##### Leitura de arquivos CSV #####
#cria o arquivo
f = open('arquivo_de_dados.csv', 'w', newline='', encoding='utf-8')

#cria o objeto de gravação
w = csv.writer(f)

while True:

while time.time() < end_time:
# while cont2==0:
# cont2=1
#leitura de tensão por meio de função
medidas = medeV()

#leitura da corrente por meio de função
medC = medeC()

#leitura do fator de potência
fpot = medPF()

#leitura da potência ativa
pativa = medP()

#leitura da potência aparente
paparente = medS()

#obtendo o vetor de float por meio da função - corrente
medidasC = converte(medC)

#obtendo o vetor de float por meio da função - tensão
medidasA = converte(medidas)

#obtendo o vetor de float por meio da função - fator de potência
fatorP = converte(fpot)

#obtendo o vetor de float por meio da função - potência ativa
Pa = converte(pativa)
```

```
#obtendo o vetor de float por meio da função - potência aparente
Ps = converte(paparente)

#carrega o vetor com os valores lidos
vet.append(medidasA)
vetC.append(medidasC)
vetPF.append(fatorP)
vetpot.append(Pa)
vetapp.append(Ps)

#####
#verifica o sinal do fator de potência

#leitura de tensão por meio de função
vetorVsen = medeVsen()

#leitura da corrente por meio de função
vetorCsen = medeCsen()

#função que calcula o sinal do FP
sinal = sinalFP(vetorVsen,vetorCsen)

#####Filtro média móvel #####
#MM = 8 #coeficiente do filtro média móvel (Valor original utilizado é 8)

MM = 8

Vtensao = moving_average(vet,MM)
Vcorrente = moving_average(vetC,MM)
VfatorP = moving_average(vetPF,MM)
Vpot = moving_average(vetpot,MM)
Vapp = moving_average(vetapp,MM)

#####
#calculo de VF por meio de função
modVF,angVF = Vsaida(VC,ThetaVc,Vtensao[-1],Vcorrente[-1],VfatorP[-1],sinal)
#o indice -1 pega o ultimo elemento da lista
```

```
ax =(angVF *180) /math.pi #angulo em graus
# print('Tensão no simulador: Modulo = %0.2f, Ângulo em graus= %0.3f' %(modVF,ax))
print('Tensão de pico (V): Modulo = %0.2f' %(math.sqrt(2)*modVF))
#print('Corrente (A) = %0.3f' %(medidasC[0]))
#print('Potência ativa (w) = %0.3f' %(Pa[0]))
#print('Potência aparente (VA) = %0.3f' %(Ps[0]))
#print('Sinal do FP = ',sinal)
# print('tensao senoidal = ',vetorVsen)
# print('tensao corrente = ',vetorCsen)

#Utilizar o valor de VF no simulador de rede

#converte o VF para valor de pico (multiplica por raiz de 2)
VFaux = math.sqrt(2)*modVF;
VF = round(VFaux,3); #arredonda para 3 casas decimais

##### Escreve os valores no arquivo CSV #####
# dados no arquivo: (contador,modulo de Vf, angulo de Vf, Vf de pico, tensão,
#corrente,fator de potência, potencia ativa, potencia aparente)

#escreve no arquivo marcando o tempo
stop = time.time()
tempo = stop - start #retorna o tempo em segundos
w.writerow([tempo,modVF,angVF,VF,medidasA[0], medidasC[0], fatorP[0],Pa[0],Ps[0]])

#cria o comando de tensão em string
ComandoVF = concatena(VF)

#mudar a tensão para o valor de VF
#data2 = "SOUR:VOLT: 100\r\n"
data2 = ComandoVF

s.send(data2.encode()) #envia o valor calculado de
# VF para o Simulador de REDE

#if(cont>50):

#Remove o elemento na posição zero para liberar memória
### vet.pop(0)
```

```
### vetC.pop(0)
### vetPF.pop(0)
### vetpot.pop(0)
### vetapp.pop(0)

#plote do gráfico
# drawnow(makeFig) # chama a função drawnow para
#atualizar o gráfico em tempo real
# plt.pause(.0000005)

### cont = cont + 1
aux = aux + 1
countTimer += sleepTime #incrementa o tempo de simulação

##### Fecha o arquivo CSV #####
#w.close()
###f.close()

#limpar os dados de medição acumulados para o instrumento
data19 = "MEAS:RES\r\n"
s.send(data19.encode())

#para o tempo de medição
stop = time.time()

#mudar a tensão para 220 v antes de desligar a impedancia virtual
data2 = "SOUR:VOLT: 220\r\n"
s.send(data2.encode())

break # termina o loop infinito
```