



DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DE UM INVERSOR INTELIGENTE  
COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA CONTROLE  
DE TENSÃO E OPERAÇÃO ILHADA

Daniel Gomes Juliano

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

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Rio de Janeiro  
Agosto de 2022

DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DE UM INVERSOR INTELIGENTE  
COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA CONTROLE  
DE TENSÃO E OPERAÇÃO ILHADA

Daniel Gomes Juliano

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

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Aprovada por: Prof. Robson Francisco da Silva Dias  
Prof. Walter Issamu Suemitsu  
Prof. Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
AGOSTO DE 2022

Juliano, Daniel Gomes

DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DE UM  
INVERSOR INTELIGENTE COM SISTEMA DE  
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA CONTROLE  
DE TENSÃO E OPERAÇÃO ILHADA/Daniel Gomes  
Juliano. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2022.

XV, 113 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

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

Referências Bibliográficas: p. 94 – 102.

1. Microrredes. 2. Conversor Inteligente. 3. Peak-  
Shaving. 4. UFRJ. 5. Controle de Tensão. 6.  
Banco de Capacitores. I. Dias, Robson Francisco da  
Silva. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,  
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico aos meus pais que sempre  
investiram em minha educação e  
ao meu orientador que traçou  
meu caminho até o término deste  
trabalho*

# Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer aos meus familiares. Ao meu pai Salvador, minha mãe Carla, minha irmã Gabriela e minha avó Georgeta por todo o amor, carinho e apoio. Por sempre estarem presentes ao longo de toda minha vida, me incentivando e me orientando, formando a pessoa que sou e tornando possível esta conquista. À minha esposa Lucia Paiva pelo apoio e carinho, por estar sempre presente e ao meu lado, me dando confiança e força para superar os obstáculos que surgem pelo caminho. Ao professor e orientador Robson Dias pelos ensinamentos durante o mestrado, por acreditar no meu potencial, por dar suporte ao tema escolhido, pelas oportunidades e orientações sempre pertinentes. Agradeço também a todos do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia (LAFAE) pelos ensinamentos diários e apoio na vida universitária. Em especial, agradeço ao grande amigo Elienai Macedo pela amizade e ajuda com este e outros trabalhos. Aos amigos e companheiros que fiz durante o mestrado, que compartilharam comigo os momentos bons e inesquecíveis nesses anos, assim como os momentos difíceis. Agradeço também a todos os professores que me ajudaram a absorver todos os conhecimentos passados durante o curso e que me fizeram subir os degraus da minha formação, me tornando um melhor profissional. Por fim, a todos meus amigos, os de infância e os recentes, sem os quais a vida não teria razão.

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

DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DE UM INVERSOR INTELIGENTE  
COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA CONTROLE  
DE TENSÃO E OPERAÇÃO ILHADA

Daniel Gomes Juliano

Agosto/2022

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Programa: Engenharia Elétrica

O conceito de Smart-Grid (rede inteligente) foi introduzido nas instalações elétricas atuais como forma de apresentar novos conceitos e tecnologias de integração, confiabilidade e qualidade de energia. Essas redes inteligentes se utilizam de tecnologia de automação, computação e comunicação na rede elétrica convencional, de modo a obter dados como corrente elétrica, tensão ou demanda da carga, entre outros. De posse dessas informações são realizadas diversas aplicações, como gerenciamento da energia, auto recuperação de falhas na rede ou inclusão de equipamentos e consumidores nos processos de planejamento e operação da rede, tornando os sistemas mais confiáveis, seguros, flexíveis e eficientes. O trabalho consiste em utilizar alguns conceitos apresentados nas Smart-Grids no contexto da Universidade Federal do Rio de Janeiro, criando uma proposta de melhoria no gerenciamento de energia de três subestações do Centro de Tecnologia (subestações D2, G1 e H1). Para a elaboração do estudo foram realizadas medições de dados suficientes para a implementação de uma microrrede simulada e um inversor inteligente com controle de consumo, que atua no achatamento da curva de demanda de potência nos momentos de pico do campus. O inversor estudado também deve ser capaz de operar como formador de rede, onde com o auxílio de um sistema de armazenamento de energia, realiza o processo de ilhamento da rede, permitindo o suprimento de energia às cargas essenciais da microrrede quando não houver a conexão com a geração da concessionária de energia. Os processos de transição entre os modos de operação do sistema devem ocorrer de modo suave, com isso um algoritmo de sincronismo dos ângulos de operação das redes é implementado. Em relação à potência reativa, o inversor será responsável pelo auxílio no controle de corrente indutiva do sistema, trabalhando

em conjunto com bancos de capacitores no controle do fator de potência da instalação. Os controles e o gerenciamento do sistema proposto foram implementados no software PSCAD/EMTDC e, os resultados obtidos na simulação realizada na microrrede foram satisfatórios e validam a proposta do trabalho.

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

DEVELOPMENT AND APPLICATION OF A SMART INVERTER WITH A  
ENERGY SYSTEM FOR VOLTAGE CONTROL AND ISLANDED  
OPERATION

Daniel Gomes Juliano

August/2022

Advisor: Robson Francisco da Silva Dias

Department: Electrical Engineering

The idea of Smart-Grid (smart grid) was introduced in electrical installations as a way of presenting new concepts and technologies for integration, reliability and power quality. These smart grids use automation, computing and communication technology in the conventional power grid, in order to obtain data such as electric current, voltage or load demand, among others. With this information, several applications are made, such as energy management, self-recovery from network failures or the inclusion of equipment and consumers in the planning and operation processes of the network, making the systems more reliable, safe and efficient. The work consists of using the ideas presented in Smart-Grids in the context of the Federal University of Rio de Janeiro, making a proposal for improving the energy management of a substation in the Technology Center (substations D2, G1 and H1). For the study, sufficient data measurements were taken to prepare a simulated campus micro-grid and an intelligent inverter with consumption control, which acts to flatten the power demand curve at peak moments on the campus. The studied inverter must also be able to operate as a grid forming, where, with an energy storage system, it performs the network islanding process, allowing the supply of energy to the essential loads of the microgrid when there is no connection with the generation of the power utility. The transition processes between the operating modes of the system must occur in a seamless way, with an algorithm for synchronizing the operating angles of the networks is implemented. Regarding reactive power, the inverter will be responsible for helping to control the inductive current of the system, working together with capacitor banks to control the installation's power factor. The controls and system management proposed were implemented in the PSCAD/EMTDC software and the



results obtained in the simulated microgrid were satisfactory and validate the work proposal.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xv</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Contextualização . . . . .	3
1.2 Motivação e objetivos . . . . .	7
1.3 Metodologia . . . . .	8
1.4 Revisão Bibliográfica . . . . .	9
1.5 Organização da Dissertação . . . . .	10
<b>2 Microrredes: Fundamentos Teóricos e Estratégias de Controle</b>	<b>12</b>
2.1 Geração Distribuída . . . . .	12
2.2 Microrredes . . . . .	14
2.2.1 Hierarquia de controle de uma Microrrede . . . . .	15
2.2.2 Classificação dos conversores de acordo com seu controle local	20
2.3 Compensação de reativos em microrredes . . . . .	23
2.3.1 Banco de capacitores . . . . .	26
2.4 Conversores de Integração com a Microrrede . . . . .	27
2.4.1 Conversores CC-CA . . . . .	27
2.5 Sistemas de Armazenamento de Energia . . . . .	29
2.5.1 Conversor CC-CC ( <i>Buck-Boost</i> Bidirecional) . . . . .	34
<b>3 Dimensionamento e Controle do Inversor Inteligente para a Microrrede do CT</b>	<b>38</b>
3.1 Introdução . . . . .	38
3.2 Inversor inteligente . . . . .	39
3.2.1 Dimensionamento dos elementos do inversor . . . . .	40
3.2.2 Modo Controle Pico de Demanda . . . . .	46
3.2.3 Modo de Operação da Microrrede Ilhada . . . . .	55
3.3 Conversor <i>Buck-Boost</i> Bidirecional . . . . .	61
3.3.1 Dimensionamento dos componentes do Conversor <i>Buck-Boost</i>	62

3.3.2	Controle do Conversor <i>Buck-Boost</i> Bidirecional . . . . .	65
<b>4</b>	<b>Simulação e Resultados da microrrede</b>	<b>68</b>
4.1	Metodologia de coleta de dados . . . . .	69
4.2	Parâmetros utilizados na simulação . . . . .	70
4.2.1	Controlador do Inversor inteligente . . . . .	76
4.2.2	Controlador do conversor <i>Buck-Boost</i> bidirecional . . . . .	77
4.3	Resultados da microrrede simulada . . . . .	78
4.3.1	Operação da Microrrede sem a implementação de melhorias no sistema . . . . .	78
4.3.2	Operação da microrrede no modo de controle de pico de demanda	80
4.3.3	Operação de Ilhamento e Reconexão da Microrrede . . . . .	83
4.4	Análise dos Resultados . . . . .	90
<b>5</b>	<b>Conclusões</b>	<b>91</b>
5.1	Proposta de trabalhos futuros . . . . .	92
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>94</b>
<b>A</b>	<b>Resultados das medições realizadas nas subestações do CT</b>	<b>103</b>
A.1	Subestação G1 . . . . .	103
A.1.1	Subestação G1 - Transformador 1 . . . . .	103
A.1.2	Subestação G1 - Transformador 2 . . . . .	104
A.2	Subestação D2 . . . . .	105
A.2.1	Subestação D2 - Transformador 1 . . . . .	105
A.2.2	Subestação D2 - Transformador 2 . . . . .	106
A.2.3	Subestação D2 - Transformador 4 . . . . .	107
A.3	Subestação H1 . . . . .	108
A.3.1	Subestação H1 - Transformador 1 . . . . .	108
A.3.2	Subestação H1 - Transformador 2 . . . . .	109
A.3.3	Subestação H1 - Transformador 3 . . . . .	110
<b>B</b>	<b>Transformação de Park</b>	<b>112</b>

# Lista de Figuras

1.1	Investimento anual de cada continente em capacidade de microrredes	5
2.1	Controle hierárquico de uma microrrede - Adaptado de [1]	16
2.2	Diagrama esquemático do controle secundário - Transição entre os modos de operação	18
2.3	Diagrama esquemático da transição dos controles internos do inversor.	19
2.4	Conversor Formador de Rede	21
2.5	Conversor Alimentador de Rede	22
2.6	Conversor Suporte de Rede - Operando com controle de corrente	24
2.7	Conversor Suporte de Rede - Operando com controle de tensão	25
2.8	Conversor CC-CA	28
2.9	Capacidade de uma bateria de íon de lítio em função de ciclos e tensão final de carregamento [2]	33
2.10	Capacidade de retenção de energia uma bateria de íon de lítio em função de ciclos [2]	34
2.11	Esquemático simples de uma bateria	34
2.12	Conversor <i>Buck-Boost</i> Bidirecional	36
2.13	Modos de Funcionamento do Conversor	36
3.1	Esquema Simplificado da microrrede	39
3.2	Topologia filtro LCL	41
3.3	Consumo de potência do prédio CT	46
3.4	Diagrama Unifilar do Anel de Média Tensão do Centro Tecnológico	49
3.5	Planta de Localização das Subestações do Centro Tecnológico	50
3.6	Diagrama de blocos simplificado do controle de corrente do inversor - Adaptado de [3]	53
3.7	Diagrama de blocos simplificado do controle de tensão do inversor - Adaptado de [3]	56
3.8	Funcionamento do disjuntor de entrada da microrrede no processo de ilhamento e reconexão	59
3.9	Controle de sincronismo.	60

3.10	Funcionamento das chaves nos modos <i>Buck</i> e <i>Boost</i> . . . . .	62
3.11	Controle de Tensão no elo CC . . . . .	65
3.12	Fluxograma das ações implementadas para o controle de potência de saída de corrente na bateria . . . . .	67
4.1	Local de instalação dos medidores - Subestação G1. . . . .	70
4.2	Diagrama Unifilar da Subestação G1. . . . .	71
4.3	Diagrama Unifilar da Subestação D2. . . . .	72
4.4	Diagrama Unifilar da Subestação H1. . . . .	73
4.5	Diagrama Unifilar da Microrrede analisada. . . . .	74
4.6	Esquema de controle do inversor inteligente. . . . .	76
4.7	Controle <i>Buck-Boost</i> bidirecional . . . . .	77
4.8	Medição de potência ativa e reativa da microrrede. . . . .	78
4.9	Fator de potência. . . . .	79
4.10	Tensão da microrrede(em pu). . . . .	79
4.11	Cálculo da capacitância . . . . .	81
4.12	Fator de potência após a inserção dos bancos de capacitores e inversor inteligente . . . . .	82
4.13	Entrada de potência do inversor inteligente no modo de controle de pico de demanda . . . . .	82
4.14	Potência ativa e reativa medida na entrada da microrrede com a atu- ação do inversor em modo controle de pico de potência . . . . .	83
4.15	Ciclo de trabalho do conversor <i>Buck-Boost</i> bidirecional . . . . .	83
4.16	Tensão no ponto de conexão do inversor (em pu) . . . . .	84
4.17	Inicialização do controlador no algoritmo de transição de modos de operação . . . . .	85
4.18	Frequência da microrrede . . . . .	86
4.19	Potência Ativa da Rede com e sem a influência do Inversor Inteligente	87
4.20	Estado de carga da bateria . . . . .	88
4.21	Armazenamento do valor de tensão de operação da microrrede conec- tada para utilização na operação ilhada . . . . .	88
4.22	Erro de fase entre a microrrede e a rede . . . . .	89
4.23	Processo de sincronismo do ângulo theta da microrrede ilhada com a rede elétrica . . . . .	89
4.24	Corrente da microrrede no processo de reconexão . . . . .	90
A.1	Potência Ativa do Transformador 1 . . . . .	103
A.2	Potência Reativa do Transformador 1 . . . . .	104
A.3	Fator de Potência do Transformador 1 . . . . .	104
A.4	Potência Ativa do Transformador 2 . . . . .	104

A.5	Potência Reativa do Transformador 2 . . . . .	105
A.6	Fator de Potência do Transformador 2 . . . . .	105
A.7	Potência Ativa do Transformador 1 . . . . .	105
A.8	Potência Reativa do Transformador 1 . . . . .	106
A.9	Fator de Potência do Transformador 1 . . . . .	106
A.10	Potência Ativa do Transformador 2 . . . . .	106
A.11	Potência Reativa do Transformador 2 . . . . .	107
A.12	Fator de Potência do Transformador 2 . . . . .	107
A.13	Potência Ativa do Transformador 4 . . . . .	107
A.14	Potência Reativa do Transformador 4 . . . . .	108
A.15	Fator de Potência do Transformador 4 . . . . .	108
A.16	Potência Ativa do Transformador 1 . . . . .	108
A.17	Potência Reativa do Transformador 1 . . . . .	109
A.18	Fator de Potência do Transformador 1 . . . . .	109
A.19	Potência Ativa do Transformador 2 . . . . .	109
A.20	Potência Reativa do Transformador 2 . . . . .	110
A.21	Fator de Potência do Transformador 2 . . . . .	110
A.22	Potência Ativa do Transformador 3 . . . . .	110
A.23	Potência Reativa do Transformador 3 . . . . .	111
A.24	Fator de Potência do Transformador 3 . . . . .	111
B.1	Transformada do referencial $abc$ para $dq0$ . . . . .	113

# Lista de Tabelas

2.1	Características de alguns tipos de baterias, Adaptador de [4] . . . . .	30
2.2	Durabilidade da bateria em função da profundidade de descarga, Adaptado de [2] . . . . .	32
2.3	Ciclo de vida e energia armazenada disponível em função da tensão de carregamento, Adaptado de [2]. . . . .	33
3.1	Valores dos componentes do filtro LCL. . . . .	42
3.2	Parâmetros utilizados no inversor para cálculo do valor de tensão no elo CC . . . . .	44
3.3	Componentes utilizados no inversor . . . . .	54
3.4	Parâmetros dos controladores de corrente do inversor . . . . .	55
3.5	Constantes do Inversor . . . . .	57
3.6	Valores utilizados no controlador de tensão do inversor inteligente . . . . .	58
3.7	Valores dos componentes do Conversor <i>Buck-Boost</i> Bidirecional. . . . .	65
4.1	Medições realizadas nas subestações D2, G1 e H1. . . . .	69
4.2	Parâmetros do Sistema. . . . .	75

# Capítulo 1

## Introdução

O processo de desenvolvimento humano possui uma relação direta com a evolução de tecnologias que são capazes de usar fontes de energia dispostas na natureza, permitindo, assim, a melhoria de estruturas de produção do bem-estar da população e, conseqüentemente, na expectativa de vida.

As diferentes formas de conversão de energia utilizam tecnologias que permitem a sua extração oriunda de fontes naturais renováveis ou não. Contudo, cada uma delas conta com um rendimento médio, e que, por sua vez, pode ocasionar impactos ambientais distintos.

No atual cenário, há uma grande dependência da produção de energia proveniente de fontes não renováveis, com destaque para a de origem fóssil, o que gera forte impacto no meio ambiente. Busca-se, então, meios de aproveitamento dos recursos energéticos renováveis e da introdução ao sistema de novas formas de geração de energia, aumentando a confiabilidade do sistema.

Os incentivos à utilização da geração distribuída justificam-se pelos potenciais benefícios que elas proporcionam ao sistema elétrico, constituindo uma tendência em diversos países. Dentre as vantagens que estes tipos de sistemas possuem, destaca-se a postergação de investimentos em expansão da rede de geração e transmissão, a redução no carregamento das redes e a diversificação da matriz energética. Diante do exposto, a geração distribuída vem ganhando popularidade, auxiliando na geração de energia mais limpa com a utilização de fontes de geração renováveis.

De acordo com [5], o país possuía até dezembro de 2020 em torno de 350.000 (trezentos e cinquenta mil) micros e minissistemas fotovoltaicos instalados, que somavam cerca de 7 GW (sete gigawatts) de capacidade nominal, sendo que a estimativa do governo aponta para 22 GW (vinte e dois gigawatts) de energia solar distribuída até 2030.

Do total de geração fotovoltaica, cerca de 70% (setenta por cento) dos sistemas instalados são residenciais, o que demonstra que cada vez mais os consumidores buscam alternativas e meios para gerenciar sua própria demanda, buscando, assim,



preços mais acessíveis e capacidade de gerenciamento de seu consumo.

O desenvolvimento da eletrônica de potência alavancou o avanço de novos sistemas de geração distribuída. Os conversores eletrônicos permitiram o aproveitamento da energia gerada por estes pequenos centros de produção e, com isso, realizar a otimização do consumo e eliminação de perdas e custos da transmissão.

Com o avanço na utilização das gerações distribuídas, onde diversas fontes de geração perto da carga atuam concomitantemente, há de se desenvolver um sistema de gerenciamento para controlar e otimizar o consumo da energia, sendo assim introduzido o conceito de Microrredes (MR) a operação de um sistema.

Uma microrrede pode ser definida como uma rede local de distribuição com geração e consumo de energia que pode operar de forma independente da rede principal e de forma confiável, permitindo a integração e gestão de pequenas fontes de energia e em alguns casos, dispositivos de armazenamento de energia que são capazes de suprir o sistema quando ele opera de forma independente da rede principal [6]. Sua utilização possibilita a resolução de problemas locais de qualidade de energia, além de melhoria na flexibilidade do sistema. As microrredes são capazes de integrar diversos tipos de sistemas de geração de energia, que através de uma infra-estrutura de comunicação e tecnologias de informação atuam na melhoria do abastecimento de energia elétrica local, podendo desta forma ser classificadas como microrredes inteligentes [7].

Dessa forma, o sistema elétrico brasileiro está migrando de um modelo centralizado, com pouca variedade de fontes geradoras de energia, para um modelo descentralizado, baseado em Geração Distribuída (GD) [8]. Neste modelo descentralizado, a geração distribuída traz grandes vantagens em relação ao modelo anterior. Dentre elas podemos elencar que permite uma diminuição das perdas referentes à transmissão de energia, à possibilidade de um fluxo de energia bidirecional, ao aumento da confiabilidade do sistema e uma possível postergação, ou, até mesmo, eliminação de investimentos em redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Os dispositivos de eletrônica de potência em microrredes são essenciais na integração das fontes renováveis de energia. Com o aumento da demanda de energia elétrica, as fontes renováveis mais utilizadas são aquelas provenientes de módulos fotovoltaicos (energia solar), parques eólicos (energia eólica) e de usinas hidroelétricas, pois não poluem e possuem um custo baixo quando comparado a outras.

Uma microrrede inteligente pode ser descrita como uma rede de distribuição ativa devido aos diversos sistemas de geração distribuída e diferentes cargas, tudo em nível de distribuição. Pelo ponto de vista da rede, sua principal vantagem é que ela é tratada como uma unidade controlada dentro do sistema de potência, podendo ser operada como uma carga ou um sistema de geração de energia, dependendo da característica da microrrede. Pelo ponto de vista do consumidor as microrredes são

benéficas, pois suprem localmente os requisitos elétricos, podendo contribuir com o fornecimento de forma ininterrupta, melhorando a confiabilidade local e atuando com um suporte local da tensão. Já pelo ponto de vista do meio ambiente, as microrredes reduzem a poluição ambiental e o aquecimento global, através da utilização de tecnologias que diminuem a emissão de carbono [9].

Em microrredes, é possível a instalação de sistemas de armazenamento de energia para mitigar desbalanços de potência entre a geração e o consumo [10], além de garantir a energia inicial de uma transição de operação conectada à rede para uma operação ilhada, sem interrupção de energia, provendo uma capacidade de *ride-through*<sup>1</sup> quando há variações na dinâmica das fontes de energia [11].

Os sistemas de armazenamento podem ser classificados com base na densidade de energia e de potência, taxa de subida, quantidade de ciclos, entre outros. Entretanto, nenhum sistema de armazenamento de energia contempla todas as melhores características ao mesmo tempo [11].

Para a conexão desses sistemas de geração distribuída e de armazenamento de energia, devem ser utilizadas estratégias de controle baseadas nas funções requeridas e em possíveis cenários de operação. O controle de uma fonte de distribuição de energia é também determinado pela natureza das interações com o sistema e com outros sistemas de geração distribuída. As medidas de controle principais de uma microrrede são a tensão e a frequência, que atuam para balancear a potência ativa e reativa entre a microrrede e a rede principal [12].

Neste contexto, é importante o estudo dos conceitos difundidos das microrredes com o intuito de utilizar pequenas fontes de geração e armazenamento de energia de forma a se obter uma melhoria na qualidade de energia das instalações, garantindo um consumo mais eficiente, com menores custos e perdas, que é o propósito deste trabalho.

## 1.1 Contextualização

O modelo brasileiro de energia elétrica se baseia na geração em grandes usinas com transmissão por meio de linhas em alta tensão e posterior distribuição em baixa tensão para os consumidores finais. Esse modelo exige altos investimentos em usinas de grande porte, muitas delas localizadas distantes dos centros de consumo, em especial as usinas que constam do planejamento setorial, o que demanda também elevados investimentos para fazer chegar aos consumidores a energia gerada [13].

Os estímulos à geração distribuída visam reduzir perdas na transmissão da energia e no carregamento da rede, bem como postergar investimentos na expansão do

---

<sup>1</sup>O termo *ride-through* é explicado como a capacidade do equipamento de superar o distúrbio ao qual foi submetido e continuar em funcionamento

sistema de geração e transmissão.

A ideia principal da geração distribuída é que a central geradora seja instalada perto do consumo, localizada na rede de distribuição ou após o sistema de medição do consumidor [14], permitindo, assim, um consumo com menos perdas e utilizando fontes sustentáveis. De forma geral, a geração distribuída é um recurso flexível do sistema vigente, não associada aos complexos aspectos do sistema convencional [15].

Para implementação de gerações distribuídas ao sistema se faz necessário o uso dos conceitos das microrredes. As microrredes são capazes de operar de forma independente da rede principal e de forma confiável, permitindo a integração e a gestão de pequenas fontes de energia [6].

O conceito de redes inteligentes (do inglês *Smart-Grid*) foi introduzido nas instalações elétricas atuais como forma de apresentar novas tecnologias de integração, confiabilidade e qualidade de energia, não podendo ser confundido com a implantação isolada de algum equipamento. Essas redes inteligentes se utilizam de tecnologia de automação, computação e comunicação na rede elétrica convencional, de modo a obter dados como corrente elétrica, tensão ou demanda da carga, entre outros. De posse dessas informações, são realizadas diversas aplicações, como gerenciamento da energia, auto recuperação de falhas na rede e inclusão de equipamentos e consumidores nos processos de planejamento e operação da rede, tornando os sistemas mais confiáveis, seguros e eficientes [16].

As redes elétricas inteligentes apresentaram uma mudança de metodologia do setor elétrico, buscando levar-se em conta a necessidade de tornar o sistema mais interativo com o consumidor, entregando a ele a capacidade de gerar e controlar sua própria demanda de energia elétrica. A necessidade de incorporação de diferentes fontes de energia na rede - em especial de fontes geradoras descentralizadas, renováveis e intermitentes - além da importância de melhorar a eficiência, a qualidade da energia suprida e o próprio dimensionamento da rede estão entre os motivos para justificar a crescente aplicação desse conceito nos sistemas elétricos do mundo [17].

Utilizando os conceitos das redes inteligentes, é possível realizar uma melhor alocação dos recursos existentes, verificação da curva de cargas das instalações e elaboração de estratégias que levem a uma redução no pico de demanda de carga, reduzindo-se, assim, o custo efetivo total na conta de energia. Também pode ser realizada a implantação de fontes renováveis de geração, menos poluentes, mais próximas do consumidor e com dimensões menores, o que auxilia no suprimento de energia [18].

Em alguns países já há exemplos desse tipo de instalação alimentando diversas cargas. No Japão, um dos pioneiros na pesquisa em microrredes, tem-se investido em fontes renováveis de geração de energia, com o financiamento de projetos de demonstração, elaborados pela *New Energy and Industrial Technology Development*

Organization - NEDO [19].

Diversos países ao redor de todo o mundo têm movimentado bilhões de dólares em atividades envolvendo calcadas na utilização de microrredes. Estima-se que esse mercado terá um investimento em torno de US\$ 30 bilhões (trinta bilhões de dólares) até 2027 [20]. Na Figura 1.1, fica evidenciado a crescente capacidade instalada e investimento anual de cada continente em microrredes.

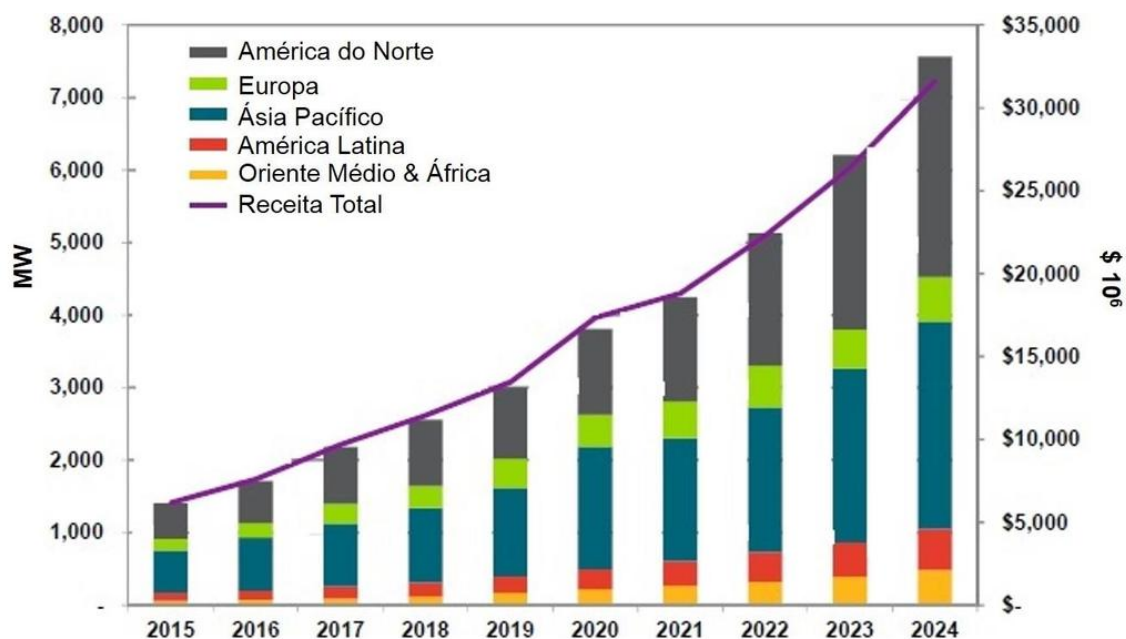


Figura 1.1: Investimento anual de cada continente em capacidade de microrredes

Grandes indústrias também têm investido em pesquisas relacionadas a microrredes, dentre as quais destacam-se: ABB, Siemens, Anco, General Motors, General Electric, destacando-se um forte investimento no desenvolvimento de controle, proteção e gerenciamento de energia em uma microrrede [21].

No Brasil, com o crescente incentivo de fontes de geração através de painéis fotovoltaicos, as microrredes surgem como excelente alternativa para integrar essas novas fontes de geração ao sistema. Desta forma estabelece-se uma forte motivação para o aumento dos investimentos no planejamento, implantação e testes de microrredes, com capacidade de operação conectada e ilhada, que produza pesquisa relevante, novos produtos e novos modelos de negócio para as empresas concessionárias de energia. Neste contexto é apresentado o projeto de pesquisa MERGE (do inglês *Microgrids for Efficient, Reliable and Greener Energy*).

O projeto MERGE tem como objetivo dimensionar, desenvolver, planejar, testar e implantar quatro microrredes na região do distrito de Barão Geraldo, cidade de Campinas em São Paulo. Cada uma das quatro microrredes apresentam características e desafios particulares, devido à natureza da demanda que deve satisfazer em cada área alvo, e das fontes de energia renováveis a serem integradas. Prevê-se a exe-

cução do projeto em 48 meses. Como executoras do projeto estão confirmadas equipes formadas por pesquisadores da Universidade Estadual de Campinas(Unicamp), da Universidade Federal do Maranhão(UFMA) e do Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação(IATI) [22].

Ainda assim, mesmo com tantos investimentos nessa área e com a observância dos benefícios intrínsecos na utilização das microrredes, como a integração de redes com o sistema e flexibilidade para o funcionamento de forma ilhada, ainda há pouco uso dessa tecnologia [23].

As microrredes possuem capacidade de gerenciamento, desconexão e sincronização com a rede elétrica local através de dispositivos de eletrônica de potência que possuem controle inteligente capaz de gerenciar o modo de operação da microrrede. Estes dispositivos também auxiliam no gerenciamento e interface de sistemas que utilizam corrente contínua para seu funcionamento, tais como em banco de baterias, painéis solares, dentre outras, permitindo-se a conexão com uma rede em corrente alternada [24].

A produção de energia através de fontes renováveis depende de fatores naturais como o sol e o vento. Em sistemas dependentes exclusivamente desse tipo de fornecimento, é necessária a utilização de sistemas de armazenamento de energia, como por exemplo, através de bancos de baterias que quando dimensionados para tal propósito, podem garantir o fornecimento ininterrupto a microrrede, aumentando a confiabilidade sob condições de variação de produção de energia. Além disso, estes sistemas são utilizados na redução da fatura de energia do consumidor, explorando dois benefícios diretos deles: por um lado, na melhoria da eficiência energética e, por outro, no controle da injeção de potência para a utilização da energia armazenada nos horários de maior consumo, e conseqüentemente, de maior tarifa. Dentre os diversos trabalhos que tratam do estudo do controle de balanço de potência, [25] detalha uma microrrede com três diferentes fontes de geração de energia e um sistema de armazenamento de energia e é realizado um controle de balanço de potência de acordo com o horário do dia e a necessidade do sistema. Já em [26], o autor realiza o algoritmo de controle de pico de demanda por meio de três tipos de algoritmos distintos, sendo o primeiro deles para o controle de minimização do custo na tarifa de energia, o segundo para o controle de perdas na geração de energia em um sistema fotovoltaico e o terceiro para a operação de controle de pico em um horário pré determinado, de forma a se obter um comparativo com outro tipo de controle para um sistema de aquecimento de água.

Outro ponto a se destacar também é flexibilidade que a microrrede ganha com a utilização de sistemas de armazenamento de energia, pois por intermédio deles é possível a continuidade do fornecimento de energia ainda que a fonte de geração principal cesse devido a falhas no suprimento. Uma questão que se levanta no que

concerne o suprimento de energia através de bancos armazenadores de energia são os transitórios que podem surgir devido à transferência entre os modos de operação do sistema, o que pode gerar uma perda do sincronismo da rede e picos de tensão. De forma a se evitar uma transição abrupta se faz necessário um algoritmo de controle que sincronize a frequência da rede com a da microrrede em funcionamento de forma ilhada.

Contudo, a fim de conseguir a plena utilização de microrredes no mercado, diversas questões técnicas devem ser resolvidas. As microrredes conectadas e com opção de ilhamento ainda experimentam alguns problemas relacionados à falta de regulamentação adequada, à proteção, conexão/reconexão com a rede, estratégias de controle e operação, transferência entre os modos, armazenamento e estresse de rede [27].

A Cidade Universitária, localizada na Ilha do Fundão, é o maior campus da UFRJ, com uma área de 5,2km<sup>2</sup> (cinco vírgula dois quilômetros quadrados) e uma circulação média de 100.000 (cem mil) pessoas por dia [28]. O Centro de Tecnologia foi escolhido como modelo para estudo por se tratar de um prédio de grande relevância com relação ao consumo de energia.

## 1.2 Motivação e objetivos

No Centro de Tecnologia, a entrada de energia é realizada através de um circuito de média tensão com potência nominal instalada de até 6,6MW (seis megawatts e seiscentos quilowatts), com circuito reserva disponível para futuras ampliações. Os circuitos de entrada são encaminhados até os cubículos de medição localizados no bloco I e de lá são distribuídos até as 23 (vinte e três) subestações do prédio. Por se tratar de local de grande consumo de energia, podendo chegar a 5,65MW (cinco vírgula sessenta e cinco megawatts), os valores referentes à conta de energia são expressivos. Dentre os motivos que contribuem para oneração da conta de energia estão o baixo fator de potência da instalação em alguns momentos do dia; o pico de consumo nos horários entre 09h30m e 15h30m, o que impossibilita uma escolha adequada do valor de demanda contratada; e o alto consumo do centro, devido à grande quantidade de laboratórios de pesquisa e de salas de aula. Nesse cenário, deve-se buscar meios de diminuir o consumo com políticas de conscientização no que tange a importância de um consumo consciente, a melhoria da qualidade da energia do sistema atuando no controle de tensão da rede e o do fator de potência da instalação.

Tendo em vista o apresentado acima, o objetivo principal do trabalho consiste em propor a implementação de um inversor inteligente com algumas de suas diversas aplicabilidades em um *Smart Building*, tais como: (i) Controle do pico de consumo

nos momentos de maior demanda do sistema, auxiliando assim na diminuição do carregamento da rede e do custo de demanda contratada da conta de energia do consumidor e, (ii) funcionamento da rede de forma ilhada, trabalhando em um controle capaz de suprir o funcionamento de algumas cargas do sistema de forma independente. Para tal, foram realizadas medições nos anos de 2019 e 2020 (dois mil e dezenove e dois mil e vinte) em 3 (três) subestações do prédio do Centro de Tecnologia. Através das medições, foi elaborado uma estudo prático em ambiente de simulação no qual foram testados os controles de corte de pico de demanda e de operação da rede em modo ilhado, implementando além de um controle capaz de gerenciar o suprimento de energia no caso de um ilhamento inesperado, um algoritmo capaz de realizar a transição suave entre os modos de operação conectado a rede principal e ilhado tomando-se o cuidado de manter os parâmetros de qualidade de energia dentro dos limites estabelecidos pela lei vigente [29].

### 1.3 Metodologia

Para a realização do estudo, foram efetuadas medições de grandezas físicas suficientes para a criação de um banco de dados onde informações sobre consumo, tensões mínimas e máximas registradas, harmônicos e fator de potência em cada subestação do anel de baixa tensão. De posse desses dados, são propostas melhorias na qualidade, no consumo e nos custos da energia.

Com base nos dados coletados e utilizando os conceitos das microrredes e da eletrônica de potência, foi elaborado, em software de simulação PSCAD/EMTDC, a modelagem de uma pequena microrrede contendo as subestações dos blocos D2, G1 e H1 simulando um dia normal de funcionamento do campus. Nessa microrrede é conectado, em paralelo aos barramentos de baixa tensão de cada subestação, um banco de capacitores automático capaz de realizar o controle do fator de potência da rede. Além disso, também conectado em paralelo com a rede, um inversor inteligente associado a um sistema de armazenamento que auxilia o ajuste fino de tensão no ponto de acoplamento, ajustando a tensão da rede em 1 pu (um pu). O inversor inteligente também atua no controle do pico de potência ativa e na garantia de funcionamento da microrrede quando ocorre sua desconexão (funcionamento no modo ilhado). No lado CC do inversor inteligente é acoplado um conversor *Buck-Boost* bidirecional, que atua no controle de tensão do elo CC. O sistema de armazenamento de energia é conectado ao conversor buck-boost bidirecional e, através do inversor inteligente, recebe as ordens de despacho de potência de acordo com a necessidade do sistema.

## 1.4 Revisão Bibliográfica

Os trabalhos relacionados com o tema desta dissertação estão associados à topologia de redes inteligentes, com a apresentação do conceito, de suas características, das vantagens e desvantagens, estratégias de controle e aplicações dos conceitos em exemplos reais.

Em [12], é apresentado os principais conceitos que compõem uma microrrede, seus modos de operação e tipos de controle utilizados. Já [30] faz uma revisão da modelagem dos diversos elementos e fontes renováveis de geração de energia que podem compor uma microrrede. Diversos trabalhos utilizam inversores inteligentes atuando com controle de gerenciamento de potência - chamados de conversores alimentadores de rede - para a implementação de sistemas fotovoltaicos na rede principal, como pode ser visto em [31] e em [32].

A aplicação dos conceitos de redes inteligentes também possibilita diversas aplicações, como a compensação de reativos na rede, como apresentado em [33] e em [34], bem como o controle da demanda de potência ativa, através do algoritmo denominado controle de pico de demanda (do inglês, *peak shaving*), que diminui os picos de demanda em horários de alto consumo de energia, como apresentado em [32] e [35].

Por sua vez, em [21] é apresentado o conceito de microrrede, suas características principais, tipos de micro-fontes de geração, suas vantagens e desvantagens e topologias de controle.

Ainda com relação ao conceito de redes inteligentes, muitos autores têm publicado trabalhos sobre estratégias de controle de uma microrrede, tanto para a operação no modo normal quanto operando de forma ilhada <sup>2</sup>. Em [36] foi elaborado um protótipo em escala reduzida de uma microrrede ilhada, detalhando-se os controles básicos associados.

Com base em uma topologia simplificada do conversor *Buck-Boost* bidirecional, [37] apresenta o modelo matemático do conversor, utilizando duas chaves IGBT, uma funcionando em antiparalelo com a outra, um indutor e um capacitor. É apresentada a formulação matemática do conversor, que é empregada no presente trabalho, Subseção 3.3.1.

Ainda na modelagem do conversor *Buck-Boost* bidirecional, [38] estuda o controle do conversor associado a um banco de baterias, apresentando a metodologia de cálculo dos componentes do conversor, o dimensionamento das baterias, com o emprego de um exemplo de simulação.

---

<sup>2</sup>Em uma microrrede com operação ilhada, os equipamentos da microrrede são responsáveis pelo suprimento de energia para as cargas essenciais. Normalmente, este abastecimento é realizado através de um elemento armazenador de energia, que por meio de um algoritmo de controle, entrega a microrrede energia com os padrões de qualidade necessários para o funcionamento



No que concerne o conversor inteligente, há diversos trabalhos relacionados à compensação de potência reativa. Em [39] investiga-se a aplicação de um STATCOM com armazenamento de energia para fins de compensação de potência reativa, e também de potência ativa e a compensação das duas concomitantemente. O trabalho também apresenta a modelagem do conversor com uma análise de desempenho de estabilidade do sistema elétrico. Ainda nessa mesma linha, [34] relaciona técnicas de controle que auxiliam a melhora na qualidade de fornecimento de energia e elabora a modelagem de um compensador de 20kVA (vinte quilovolt amperes) em software e a implementação de protótipo em um DSP (Processador Digital de Sinais). Em resumo, diversos autores utilizaram conversores inteligentes com o intuito de realizar a compensação de reativos e o controle de potência ativa através de bancos de baterias.

## 1.5 Organização da Dissertação

O trabalho está organizado em cinco capítulos, de forma a separar didaticamente os assuntos, relacionando os conceitos e explicar de forma gradativa, para melhor entendimento do tema.

No capítulo 2 são relacionados os fundamentos teóricos necessários para o estudo e a modelagem das subestações na microrrede simulada. De posse desses conceitos teóricos, formula-se uma revisão de topologias de inversores inteligentes que são usualmente utilizados para fins de compensação de reativos. Além dos inversores inteligentes, é estudado o gerenciamento do banco de baterias por meio de um conversor CC-CC, utilizados para o controle da demanda de potência ativa e no suprimento de energia em caso de desconexão com a rede principal. Ainda nos fundamentos teóricos são apresentadas considerações acerca do dimensionamento de um banco de capacitores automático, que realiza a compensação do fator de potência da microrrede utilizando como parâmetro a medição da corrente indutiva da rede.

No capítulo 3 são apresentados os parâmetros iniciais levados em consideração para a implementação das melhorias da microrrede, com a realização do cálculo dos componentes modelados. No capítulo também são expostas as estratégias de controle para a operação da microrrede nos seus diversos modos de operação.

O capítulo 4 apresenta o desenvolvimento da simulação e resultados da microrrede com o sistema de controle de pico de demanda e de ilhamento da rede com transição suave entre seus modos de operação, desde os cálculos realizados até os resultados obtidos em três modos de operação, sendo eles: (i) Com a microrrede em operação normal do sistema, ou seja, a concessionária suprindo energia ao sistema sem a implementação dos equipamentos e algoritmos de controle propostos no trabalho; (ii) A microrrede operando com controle de pico de demanda e de

fator de potência e, (iii) utilizando os mesmo critérios apresentados no item (ii), contudo simulando um ilhamento e reconexão da microrrede do abastecimento da concessionária de energia.

No capítulo 5 estão as conclusões obtidas por meio da pesquisa e dos resultados obtidos. Também são sugeridos possíveis temas de trabalhos futuros.

## Capítulo 2

# Microrredes: Fundamentos Teóricos e Estratégias de Controle

Este capítulo apresenta uma visão geral sobre microrredes, apresentando os conceitos principais, as possíveis estruturas, as vantagens e desvantagens e os equipamentos necessários para o melhor aproveitamento do sistema a ser estudado.

Atualmente, um grande problema que concerne o suprimento de energia dos consumidores se dá pelo fato da concessionária de energia não garantir a continuidade do fornecimento, necessitando-se assim da elaboração de estratégias que melhorem a confiabilidade da rede. Desta forma, as microrredes com sistemas de armazenamento de energia são capazes de suprir o fornecimento ainda que de forma ilhada, tornando assim a rede autossustentável e mais confiável. No capítulo ainda serão apresentados os requisitos e tipos de controle necessários para o funcionamento adequado do sistema independente de seu modo de operação, bem como a estratégia de controle de pico de demanda, que ajuda a controlar o alto consumo de energia da rede de distribuição na hora de pico, diminuindo assim o carregamento das linhas de transmissão e, conseqüentemente, o valor da conta de energia através da utilização da energia em valores de tarifa mais atraentes.

### 2.1 Geração Distribuída

Geração distribuída (GD) é uma expressão utilizada para designar a geração elétrica realizada no local de consumo ou próximo a ele, sendo válida para diversas fontes de energia renováveis, como a energia solar, eólica e hídrica, trazendo inúmeros benefícios aos consumidores. As GD's auxiliam na descentralização da rede, diminuindo-se assim a dependência de energia dos grandes polos de geração, que no caso do Brasil encontram-se distantes dos polos de consumo.

A utilização de um modelo descentralizado de geração traz vantagens ao sistema,

tais como:

- Rápido atendimento do crescimento da demanda, pois necessita de pouco tempo e investimento para implantação, não necessitando de reforços nas redes de transmissão;
- Aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local;
- Redução das perdas nas linhas de transmissão;

A implantação das GD's objetiva o menor carregamento dos cabos de transmissão do sistema, diminuindo-se assim as perdas, os custos de manutenção e a necessidade de ampliação da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.

De acordo com a resolução normativa nº 482/2012 [40], e módulo 3 dos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema Elétrico Nacional – PRODIST [29], foram estabelecidos os procedimentos para acesso de micro e minigeradores. Nos regulamentos, a mini e microgeração consistem na produção de energia elétrica a partir de energia solar, hidráulica, eólica, biomassa ou cogeração qualificada [41].

Para a conexão das unidades geradoras de energia ao sistema elétrico de potência convencional, são necessários equipamentos e algoritmos de controle de interconexão. Além disso, quando ocorre um eventual excesso na geração de energia da fonte geradora, ela pode ser fornecida à rede através do ponto de conexão comum (PCC).

A GD contribui para a redução dos impactos ambientais e dos custos das faturas de eletricidade do consumidor. Por outro lado, pode causar problemas de degradação da qualidade de energia elétrica (QEE) [42].

As unidades de geração distribuída começam a ter uma participação maior na rede, integrando fontes de energia como solar, eólica, usinas hidroelétricas dentre outras ao sistema interligado. Estas muitas vezes são combinadas com fontes de armazenamento de energia como banco de baterias, super capacitores, *flywheels* e outras mais que possibilitam uma maior autonomia de controle e suprimento de energia à microrrede.

Já em termos mundiais, considera-se a norma IEEE 1547 para as concessionárias. Nela são estabelecidos os aspectos de caráter geral (regulação de tensão, aterramento, sincronização, energização inadvertida, monitoramento, equipamento de isolamento, interferência eletromagnética, surtos e equipamentos em paralelo), aspectos de operação defeituosa do sistema elétrico de potência (defeitos, reenergização, resposta à perturbação de tensão, resposta à perturbação de frequência e perda de sincronismo), aspectos de qualidade de energia (injeção de componentes CC, cintilação de tensão e harmônicos) e situação de ilhamento [43].

No Brasil, no início de 2022, a energia fotovoltaica bate recorde e representa cerca de 2,6% (dois, seis por cento) de toda a matriz energética, ocupando a quarta posição. Ademais, o número de sistemas fotovoltaicos instalados tem crescido consideravelmente, principalmente nas regiões Sul e Sudeste do país [44].

Apesar dos diversos benefícios que a GD agrega às instalações elétricas, é necessário um grande esforço no que tange à conexão dessas unidades geradoras de energia à rede, sendo necessário o controle e uma sequência de ações para garantir um bom desempenho. As microrredes auxiliam o processo de integração de fontes descentralizadas de energia, controlando sua qualidade e auxiliando no suprimento das cargas conectadas. No tópico abaixo, são apresentadas as principais características e possibilidades das microrredes.

## 2.2 Microrredes

De acordo com [7] e [45], As microrredes podem ser definidas como um grupo de cargas interligadas e gerações distribuídas dentro de limites elétricos definidos que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede. Uma microrrede pode ser conectada e desconectada da rede para permitir que opere tanto de forma ilhada como conectada à rede elétrica principal. Elas são gerenciadas por um sistema de controle supervisor responsável pela manutenção dos valores de tensão e frequência nos níveis aceitáveis, mantendo a qualidade de suprimento das cargas mesmo em sua operação isolada da rede [12].

Com a utilização de dispositivos de eletrônica de potência em microrredes, o uso de fontes de energia renováveis, como solar e eólica, contribuem para a melhoria da qualidade da energia distribuída, diminuindo perdas e melhorando a confiabilidade do sistema elétrico.

Os conversores eletrônicos de potência podem ser utilizados como dispositivos de interface entre as unidades de geração distribuída e a microrrede. Os conversores recebem a tensão e corrente contínuas de sistemas de geração e armazenamento e fornecem no ponto de conexão com a rede correntes senoidais trifásicas sincronizadas com a rede. Estes equipamentos podem operar com algoritmos de controle que exercem diversas funções na microrrede, dentre os quais pode-se destacar três tipos comumente utilizados, são eles: Conversores alimentadores de rede, de suporte de rede e formadores de rede [46].

Algumas vantagens de uma microrrede são apresentadas abaixo [27]:

- Habilidade de se isolar e funcionar sem a necessidade de alimentação da rede;
- Contribuição na melhoria da qualidade de energia;

- Prevenção de falha na rede em momentos de pico, por meio da diminuição de carga demandada na rede;
- Melhoria no meio ambiente, pois muitas gerações na microrrede são de baixa ou zero emissão de gases de efeito estufa;
- Redução de custos com transmissão;
- Maior confiabilidade no fornecimento de energia;
- Diminuição dos custos da energia através da geração e armazenamento para consumo em momentos de pico.

### 2.2.1 Hierarquia de controle de uma Microrrede

Com o intuito de inserir no sistema novas fontes de energia, as redes elétricas passam por uma mudança de paradigma, migrando de um modelo baseado em grandes fontes de geração centralizadas, para um modelo descentralizado. Na estratégia de controle centralizado, todos os dados do sistema são enviados a uma central de controle, sendo ela responsável por equacionar o sistema e calcular as ações de controle ótimas para cada unidade do sistema. Neste tipo de estratégia é exigida uma rede confiável de comunicação entre o controlador central e as unidades controláveis. Já no caso do controle puramente descentralizado, cada unidade é controlada pelo seu próprio controlador local, com base em suas medidas locais, sem considerar variáveis do sistema, nem a ação dos outros controladores.

Em sistemas de potência interconectados, que cobrem áreas geograficamente extensas, é inviável a implementação de um controle puramente centralizado, devido à complexidade da infraestrutura de comunicação necessária para realizá-lo. Por outro lado, um controle totalmente descentralizado também não é possível, devido ao elevado acoplamento existente entre a operação das diversas unidades do sistema, o qual requer o mínimo de coordenação entre as ações.

Neste contexto, surge a estratégia de controle hierárquico, o qual é capaz de realizar ambas as estratégias de controle mencionadas, permitindo usufruir das vantagens de cada uma delas [47]. Dessa forma, apesar das microrredes não serem necessariamente tão extensas, especialmente em comparação com os sistemas de potência convencionais, elas podem se beneficiar dessa estratégia de controle, pois possuem diversas fontes controláveis e rigorosas exigências operacionais.

A utilização de uma estrutura hierárquica de controle é bem atraente pois a segmentação de controle em níveis hierárquicos possibilita a combinação de processos com dinâmicas distintas, sem prejuízo no controle de cada camada. Por exemplo, tem-se uma dinâmica mais rápida no controle de tensão e corrente nas unidade

de geração distribuída e, por outro lado, uma dinâmica mais lenta para os níveis hierárquicos superiores, por exemplo no despacho econômico [48].

A subdivisão do sistema de controle em níveis hierárquicos é um método já bem consolidado em aplicações de controle da geração nos sistemas elétricos de potência. Atualmente essa abordagem tem sido pensada também para parques eólicos e sistemas fotovoltaicos. Porém, é na aplicação ao controle de microrredes que essa abordagem tem recebido maior destaque, principalmente, devido ao grande número de processos de controle que compõe a organização desses sistemas [49].

A estrutura de controle hierárquico é normalmente disposta em três níveis de controle: primário, secundário e terciário. Alguns autores incluem também um nível que compreende as malhas de controle interno dos conversores, denominado de controle interno [50].

A Figura 2.1 apresenta a estrutura de um controle hierárquico de uma microrrede:

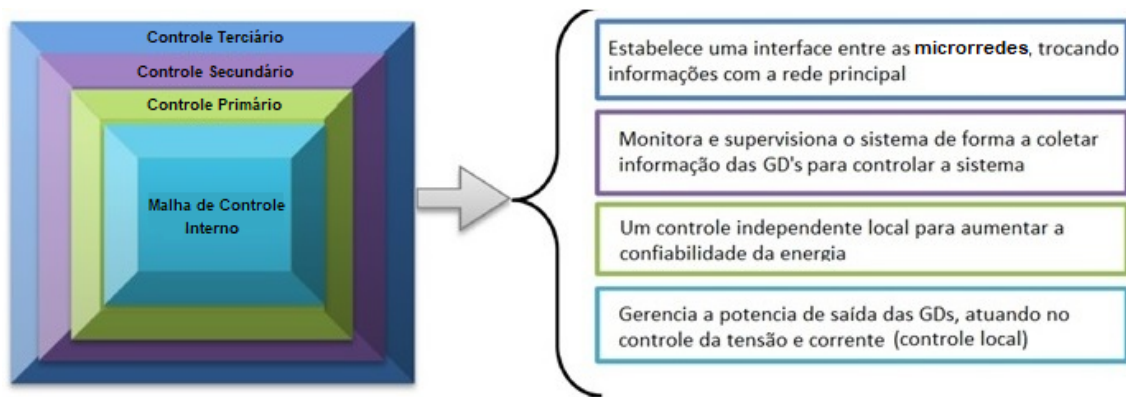


Figura 2.1: Controle hierárquico de uma microrrede - Adaptado de [1]

A seguir, são abordadas as estratégias de controle mais utilizadas e difundidas na literatura.

### 2.2.1.1 Controle Terciário

O controle terciário, quando a microrrede opera em modo conectado, é o nível hierárquico mais alto do controle, sendo responsável pela definição das condições de operação ótimas a longo prazo, dependendo, assim, de informações das necessidades do sistema, considerando, inclusive, fatores econômicos.

O controle terciário possui a dinâmica mais lenta dentre os três níveis de controle e, portanto, envia seus sinais de referência para o próximo nível hierárquico que deve possuir uma dinâmica mais rápida de atuação, mantendo-se, assim, a coordenação dos controles.

As técnicas de controle de conversores aplicadas no nível terciário são vistas em poucas referências acadêmicas, onde pode-se destacar os trabalhos de [50] e [51].

Isto se dá devido à complexidade do controle e da necessidade de armazenamento de dados para o cálculo de fluxo de potência [50].

Além disso, este controle tem a função de determinar os pontos ótimos de operação para cada unidade de geração dentro do sistema, a fim de reparar variações permanentes de tensão e frequência impostas pelo controle secundário. Este nível de controle é o último e mais lento deles, sendo ele responsável pela operação otimizada da microrrede no que diz respeito à parte econômica.

### **2.2.1.2 Controle Secundário**

O controle secundário, também conhecido como Sistema de Gerenciamento de potência da microrrede, tem o objetivo de supervisionar e monitorar o sistema de forma a ajustar os desvios de tensão e frequência, garantindo a estabilidade e qualidade no fornecimento de energia, bem como é responsável pela operação confiável da microrrede nos modos conectado e ilhado.

Para a realização do procedimento de ilhamento - o qual o inversor é responsável pela detecção da falta de suprimento da rede elétrica principal e a reconexão da microrrede novamente a rede de forma suave - é preciso um algoritmo de sincronização que utiliza métodos de detecção de fase para tal. No momento que ocorre o processo de ilhamento da rede, o controle do conversor necessita realizar a transferência dos controles de forma suave, visando a diminuição dos transitórios eletromagnéticos e a continuidade do fornecimento de energia. Com isso, para evitar mudanças bruscas no controle do inversor, os valores de saída dos controles de tensão e corrente do controle primário são armazenados e, quando ocorre a transição entre os modos de operação, estes valores são enviados e utilizados como saídas iniciais. Na Figura 2.2 é demonstrado este processo, onde quando ocorre a mudança do controle de operação de alimentador de rede (CAR) para o modo de formador de rede (CFR), a chave alterna do modo 1 para o modo 2 e o valor de corrente de referência praticado no controle do alimentador de rede, marcado em vermelho, é utilizado como valor inicial do controle do formador de rede.

Quando a microrrede opera ilhada, o controle secundário se torna o nível hierárquico mais alto. Ele opera com uma dinâmica mais lenta em relação ao controle primário, garantindo um desacoplamento entre os controles. Neste modo de operação, o controle é responsável pela verificação do retorno da geração de energia da rede, de forma a acionar o controle de sincronismo da microrrede. O algoritmo de sincronismo é responsável por garantir uma transição suave entre os modos de operação, alterando a frequência de operação da microrrede isolada de modo que o ângulo de fase dela fique sincronizada com a da rede e o controle assim, libere a conexão novamente com a rede.



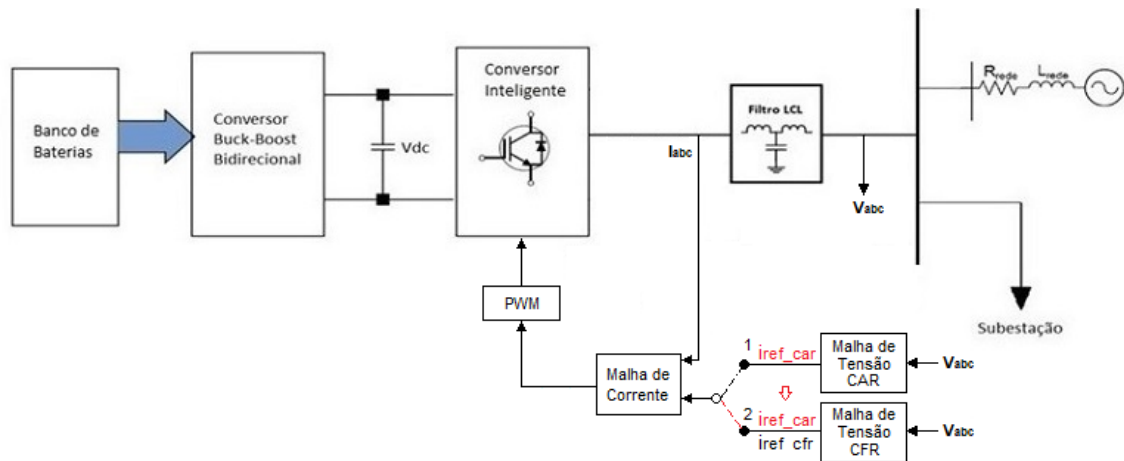


Figura 2.2: Diagrama esquemático do controle secundário - Transição entre os modos de operação

### 2.2.1.3 Controle Local (Primário)

O controle local é responsável pela confiabilidade, melhoria da performance e estabilidade local de tensão do sistema, podendo atuar no ajuste da frequência e na magnitude da tensão de saída dependendo do controle implementado no conversor [52]. Estes valores são adotados como referência, garantindo o suprimento correto de potência (tanto ativa quanto reativa). O monitoramento é realizado a partir das correntes medidas e transformadas para os eixos dq (Transformada de Park) e comparadas com um valor de referência calculado através dos valores ótimos de despacho de potência ativa e reativa. O controle primário deve possuir a resposta mais rápida em relação aos outros controles no que diz respeito às variações na rede.

O controle local é baseado apenas nas medições locais, sendo evitada a comunicação entre as GD's a fim de evitar problemas de confiabilidade [53].

O controle de conversores em paralelo em microrredes é baseado em:

- Malhas internas de regulação de tensão e corrente;
- Malhas externas de potência ativa e reativa, que podem atuar na regulação de tensão de saída e frequência da microrrede.

A utilização de equipamentos inteligentes entre fontes de geração e a microrrede é obrigatória. Essas interfaces utilizadas consistem em inversores CC/CA, onde podem ser classificadas de acordo com seu objetivo na microrrede. Estes conversores podem operar como seguidores de rede e como formadores de rede. De forma a injetar apenas corrente na rede os conversores seguidores de rede são comumente utilizados. Já para uma operação ilhada, os conversores formadores de rede são necessários para manter estável a tensão e frequência da microrrede [50].

Os filtros são utilizados na saída dos inversores de tensão com a finalidade de eliminar as componentes de alta frequência relativos à modulação PWM [54]. Eles mantêm os inversores com baixa distorção harmônica na tensão de saída, alta velocidade de resposta, rejeição elevada de distúrbios e precisão no controle de fase e magnitude [55].

Além disso, o filtro é utilizado para estabelecer malhas de controle. Assim, a corrente no indutor e a tensão no capacitor são tidas como variáveis de realimentação. A corrente no indutor é utilizada na malha interna de corrente, fazendo parte da modulação por largura de pulso, PWM. Já a tensão no capacitor é utilizada na malha externa do controle de tensão, regulando a tensão instantânea desejada na saída [54].

O controle interno do conversor pode atuar de duas formas distintas conforme objetivo na microrrede. Para um funcionamento do CAR, o controle utiliza o valor de tensão medido no ponto de conexão com a microrrede para especificar o valor de referência de corrente, que é utilizado na comparação com os valores de corrente medidos na saída do conversor e desta forma, são obtidos os sinais de referência para o conversor. Já para o funcionamento do CFR, o controle atua comparando a tensão no PCC com um valor de referência estabelecido, e desta forma é gerado um valor de referência de corrente, sendo este valor tratado da mesma maneira o qual foi realizado no controle CAR. O diagrama esquemático na Figura 2.3, sendo que as malhas internas de controle são apresentadas posteriormente nas Figuras 2.4 e 2.5.

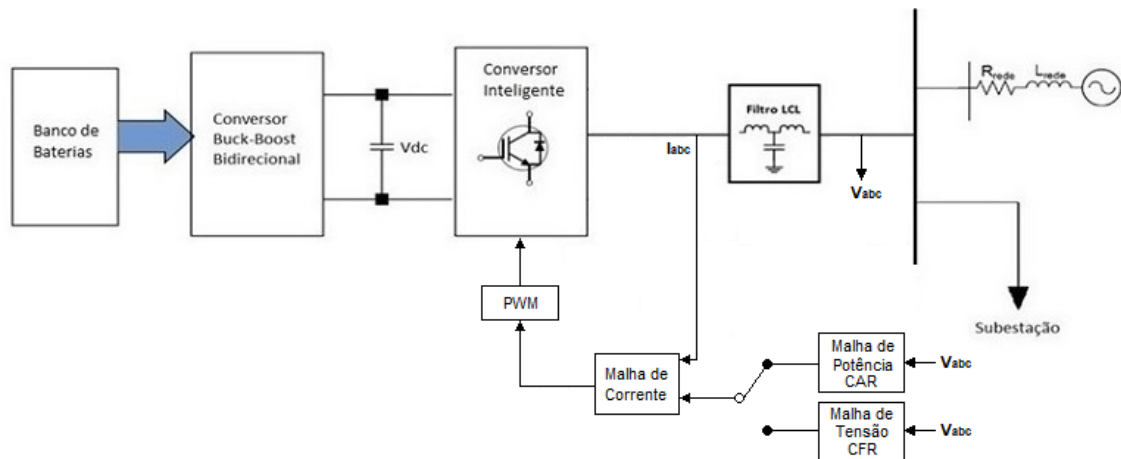


Figura 2.3: Diagrama esquemático da transição dos controles internos do inversor.

## 2.2.2 Classificação dos conversores de acordo com seu controle local

Os conversores de potência são utilizados para realizar a conexão na rede das gerações distribuídas e/ou elementos armazenadores de energia. Tais conversores são classificados de acordo com o controle a ser elaborado neles, e são divididos em duas classes distintas: Conversor formador de rede e Conversor alimentador de rede, sendo que os dois podem atuar como suporte de rede. Os conversores são apresentados a seguir:

### 2.2.2.1 Conversores formadores de rede

Os conversores formadores de rede são projetados para operar determinando as referências para a tensão e frequência na microrrede. Eles devem, necessariamente, ser alimentados por uma fonte de tensão estável, ou seja, necessitam estar associados a elementos armazenadores de energia como, por exemplo, baterias, células a combustível, ou outra fonte primária. Esses conversores podem operar em paralelo com outros formadores de rede, porém, nesse caso, é necessário um sistema de sincronização que controle de forma precisa a frequência e tensão deles. Os conversores devem atuar como formadores de rede quando ocorrem falhas do suprimento da rede principal, no qual é necessário a realização do ilhamento da microrrede. Um exemplo prático de conversor formador de rede é uma UPS <sup>1</sup>, o qual se mantém inativo quando suas baterias estão carregadas e podem entrar em operação quando há desligamento da rede principal, ou quando há a necessidade de carregamento de suas baterias. O esquema de controle a ser estudado baseia-se na utilização de duas malhas em cascata no eixo referencial dq, sendo que a malha externa é responsável pelo controle de tensão e a malha interna pelo controle de corrente.

No esquema de controle do conversor formador de rede apresentado na Figura 2.4, a amplitude de tensão na barra do painel da subestação e a corrente medida após o filtro do inversor são transformadas para o eixo dq0, aplicando-se as equações da transformação de Park (B.1). A partir dessas medições é efetuado primeiramente o laço de controle de tensão, que resultará na referência de corrente e, em seguida, o controle de corrente, resultando assim nos sinais de modulação para o PWM. Este laço de controle é implementado para atuar apenas quando ocorre a desenergização da rede, garantindo o suprimento de energia as cargas essenciais do sistema até o retorno da geração da rede. As malhas de tensão e de corrente do esquema apresentado na Figura 2.4 utilizam controladores proporcional integral (PI) para

---

<sup>1</sup>Uma fonte de alimentação ininterrupta, também conhecida como UPS (*uninterruptible power supply*), é um sistema de alimentação secundário que tem como objetivo fornecer energia estabilizada quando há interrupção na rede primária

controlar os valores de interesse no eixo síncrono dq0 de referências.

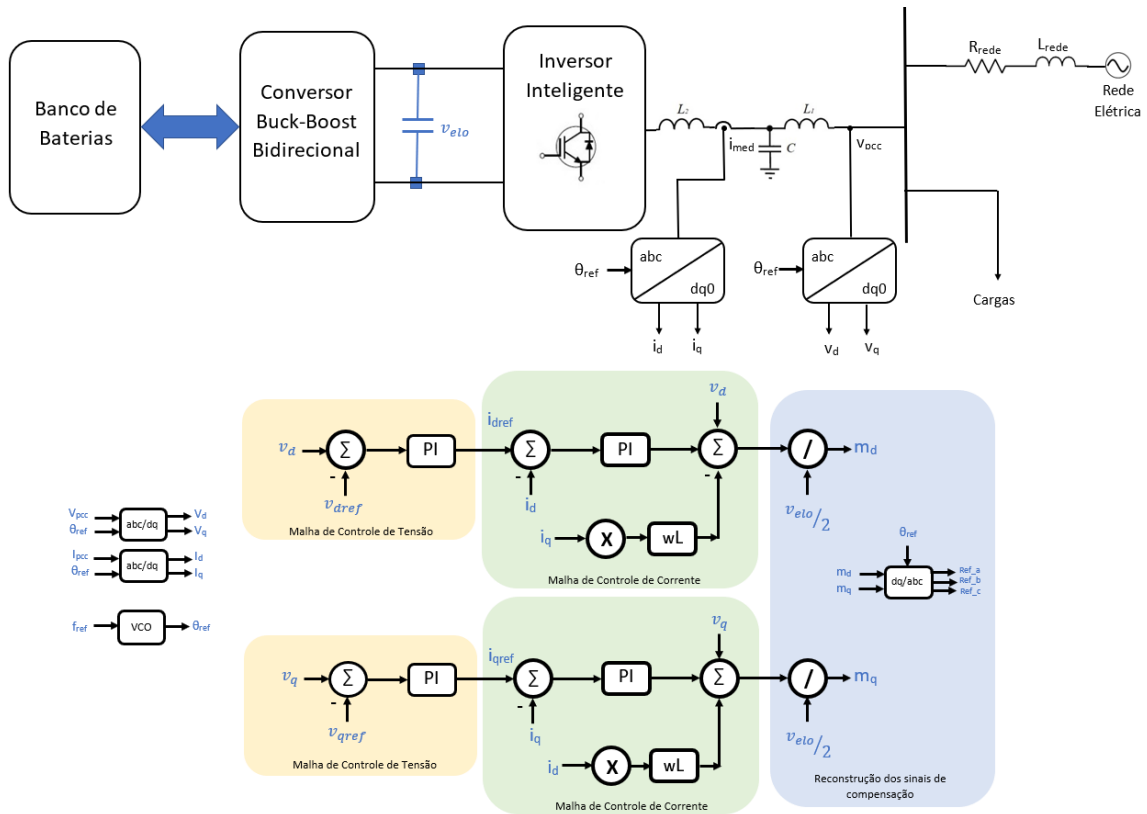


Figura 2.4: Conversor Formador de Rede

Com a implementação do esquema de controle, é possível desacoplar as componentes ativas e reativas para garantir a regulação de tensão independente, impondo a frequência de referência. Baseado na escolha da referência dq0, é possível verificar que a corrente  $i_d$  atua no controle da componente ativa, enquanto a corrente  $i_q$  atua na componente reativa. Além disso, na seleção de referência, a amplitude de  $v_q$  tem um valor nulo e  $v_d$  possui a mesma amplitude da tensão de referência [46].

### 2.2.2.2 Conversores alimentadores de rede

São responsáveis por entregar uma quantidade determinada de potência para a microrrede. Tais conversores costumam estar associados com fontes de geração distribuída, como por exemplo, módulos fotovoltaicos ou geradores eólicos. O conversor alimentador de rede atua na injeção de corrente no ponto de conexão com a microrrede. Este tipo de conversor é controlado através das correntes nos eixos dq0, calculados a partir dos valores de referência estabelecidos de potência ativa e reativa. São projetados para operar em paralelo com conversores alimentadores de rede e precisam, necessariamente, de outra fonte de energia na rede (outro conversor ou um gerador convencional) que serve como referência de tensão e frequência no caso de desconexão da microrrede.

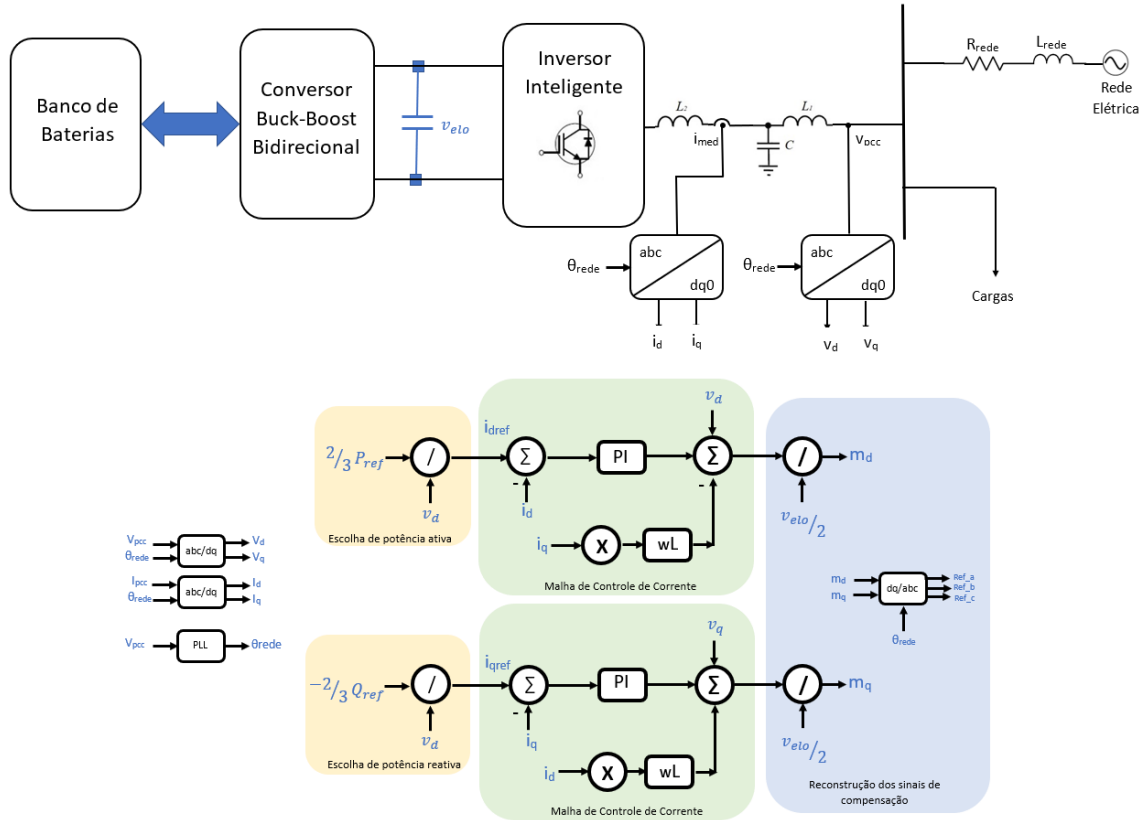


Figura 2.5: Conversor Alimentador de Rede

Para o exemplo apresentado na Figura 2.5, o conversor alimentador de rede utiliza um controle típico PI no eixo síncrono dq0, com as correntes de referência do controle calculadas através dos valores de potência ativa e reativa escolhidas como parâmetro inicial do conversor. A corrente  $i_d$  tem o controle da componente ativa de potência enquanto a corrente  $i_q$  tem o controle da componente reativa. De acordo com a potência escolhida como referência para o conversor, ele pode atuar como um suporte de tensão, através do controle do fator de potência, e na injeção de potência ativa na rede, utilizando a energia proveniente do sistema de geração ou armazenamento conectado a ele [46].

### 2.2.2.3 Conversores suporte de rede

Esses conversores podem ser projetados para operar tanto como alimentador de rede quanto como um formador de rede. Para ambos os casos, o objetivo principal é dar suporte à rede, participando da regulação da tensão e de frequência na microrrede através do controle de potência ativa e reativa [46]. Em uma microrrede isolada autônoma esses conversores podem ser alimentados por sistemas de armazenamento de energia.

Estes conversores podem ser interligados à rede através de duas formas distintas de acordo com o seu objetivo:

1. O conversor de potência é controlado como uma fonte de corrente conforme Figura 2.6, onde o seu objetivo principal é não somente suprir as cargas conectadas na microrrede, mas também deve, adicionalmente, contribuir na regulação da amplitude de tensão e frequência da microrrede [46].
2. O conversor de potência é controlado simulando o comportamento de uma fonte de tensão, onde é conectada na rede através de uma impedância como apresentado na Figura 2.7. Neste tipo de esquema de controle, a potência ativa e reativa entregues é em função da tensão da rede e da impedância de acoplamento do conversor. A impedância de acoplamento pode ser ou um dispositivo físico conectado entre o conversor e a rede ou um componente virtual, emulado através da malha de controle de corrente. Este conversor pode participar na regulação da amplitude de tensão e na frequência da microrrede nos dois modos de operação do sistema (ilhado e conectado a rede), onde no modo ilhado de operação, o conversor se torna a referência da microrrede, não havendo assim a necessidade de conectar outro conversor formador de rede no sistema [46].

No modo de operação do conversor de suporte de rede como fonte de corrente (Figura 2.6), os valores de referência para a potência ativa e reativa são determinados a partir dos valores medidos da frequência e tensão no ponto de conexão da rede. Para o correto funcionamento do controle a fonte de corrente precisa estar sincronizada com a tensão da rede no ponto de conexão com a mesma para que as potências sejam adequadamente controladas. A sincronização da corrente com a tensão é tradicionalmente realizada com o emprego de um PLL. Pode-se observar, comparando as Figuras 2.5 e 2.6, que um conversor alimentador de rede e um conversor suporte de rede operando como fonte de corrente funcionam fundamentalmente da mesma forma, com a diferença de que no primeiro as referências de potência são determinadas através do cálculo direto de corrente, enquanto no segundo as referências de potência são determinadas pela estratégia do controle droop [56].

Na operação do conversor suporte de rede operando como fonte de tensão (Figura 2.7) os valores de referência para a frequência e tensão são determinados a partir dos valores medidos de potência ativa e reativa.

## 2.3 Compensação de reativos em microrredes

A compensação de reativos tem se mostrado um requisito importante para garantir a necessária qualidade de energia no sistema. Como forma de definir o conceito de qualidade de energia, podemos citar basicamente a continuidade do suprimento,

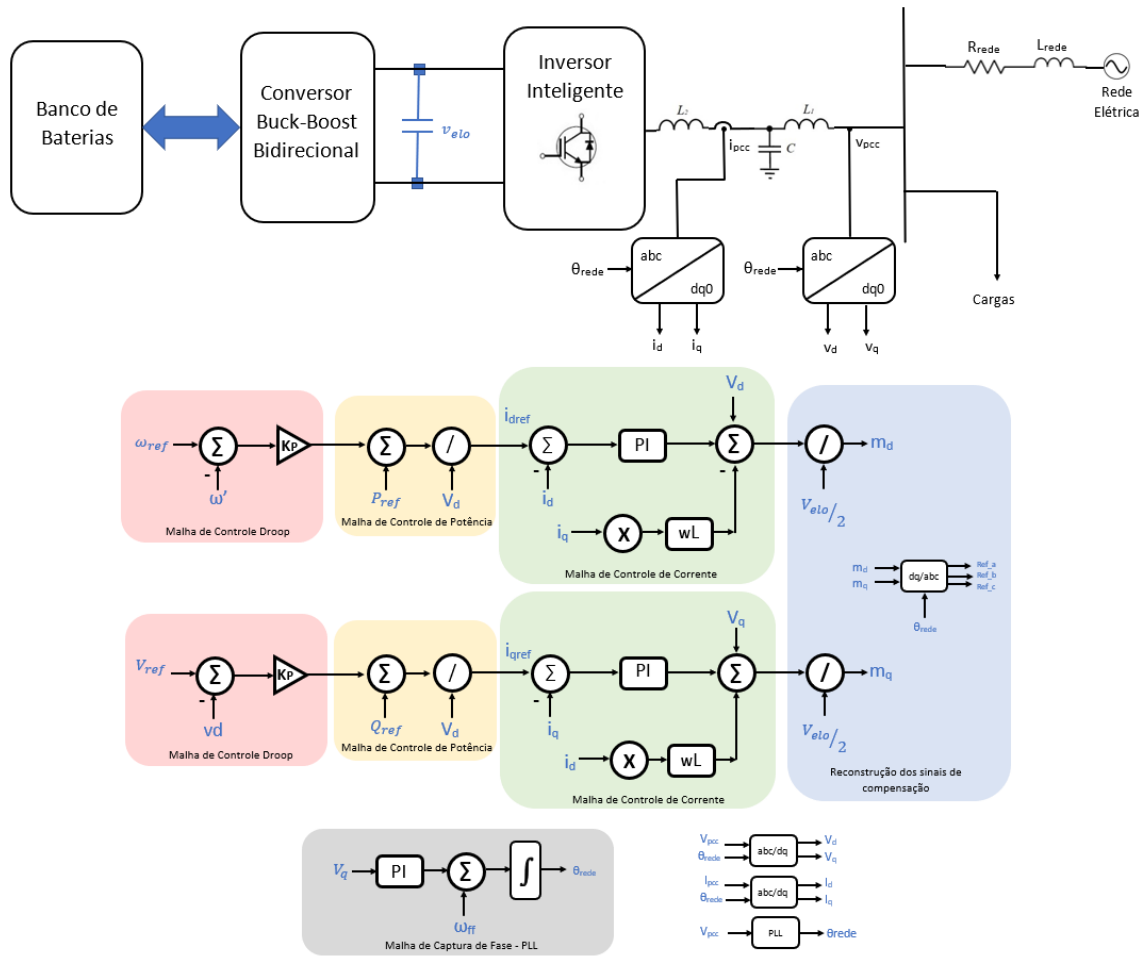


Figura 2.6: Conversor Suporte de Rede - Operando com controle de corrente

a pureza da sua forma de onda (formato de uma senoide sem harmônicas) e tensão e frequência em valores constantes e nominais.

Atualmente, uma boa parte dos problemas enfrentados por consumidores que possuem cargas industriais são causados pela operação predominantemente de cargas com característica indutivas. As cargas indutivas interferem no funcionamento da rede, diminuindo o fator de potência da instalação, o que pode gerar variações de tensão na rede, aquecimento dos condutores, redução da capacidade dos transformadores, dentre outros. Como forma de se melhorar o fator de potência, são utilizados métodos de compensação reativa através de soluções simples, como a instalação de um banco de capacitores, ou de soluções mais complexas, como utilizando dispositivos de eletrônica de potência como compensadores estáticos.

Os principais efeitos que a aplicação de dispositivos que atuam na melhoria do fator de potência da rede são:

- Diminuição dos custos na conta de energia do consumidor, tendo em vista que consumidores do grupo A pagam multa pelo fator de potência abaixo do nível recomendado pela resolução 414 da ANEEL;

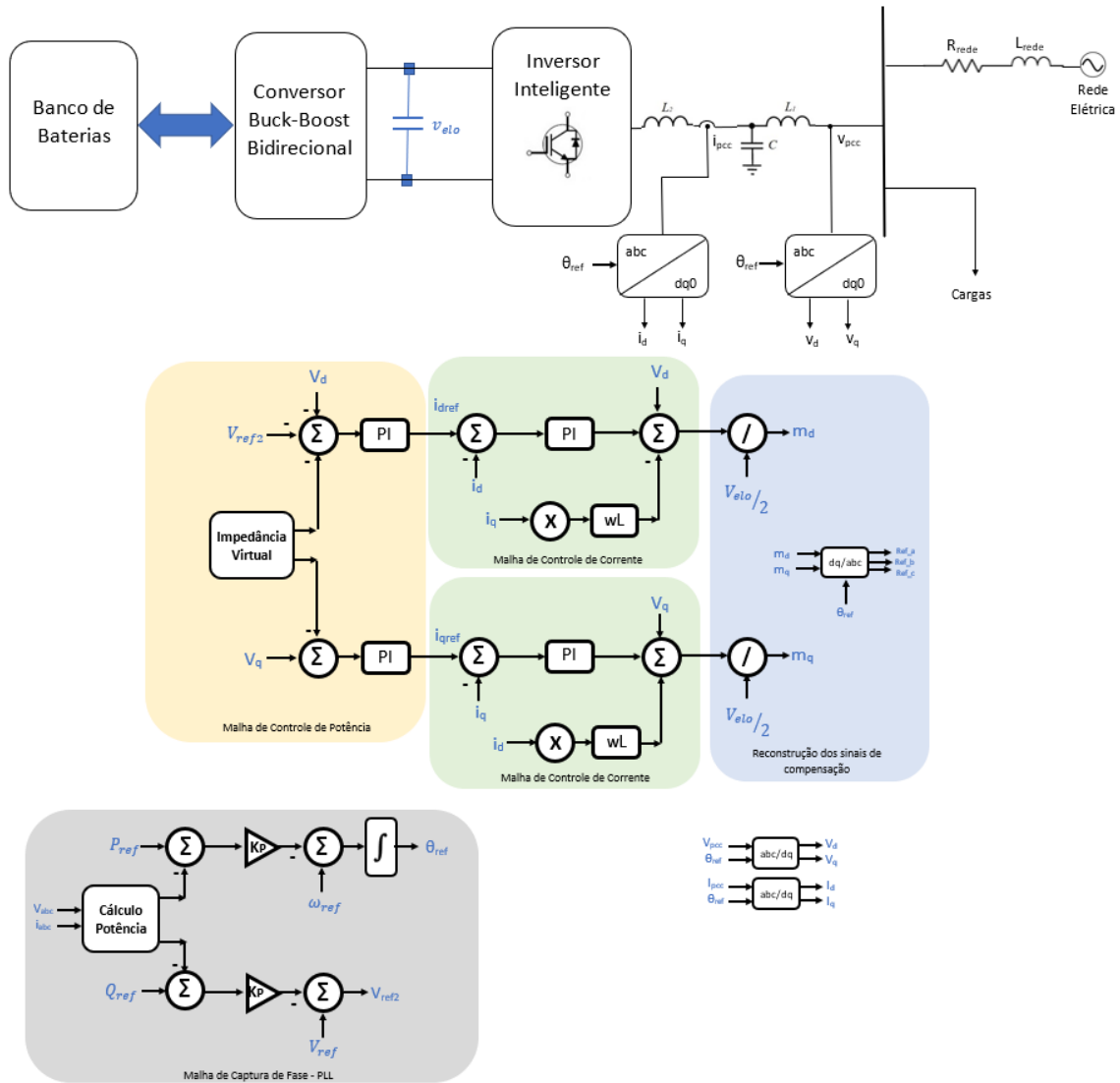


Figura 2.7: Conversor Suporte de Rede - Operando com controle de tensão

- Melhoria nas condições de tensão por conta das reduções das quedas de tensão, que auxiliam a manter o nível de tensão sustentado ao longo dos alimentadores. Esta melhoria na tensão significa uma melhoria no rendimento dos motores e, conseqüentemente, aumento na eficiência do sistema;
- Redução de perdas, pois com o fornecimento de potência reativa próximo à carga, esses dispositivos aliviam o sistema, diminuindo assim o carregamento das linhas de transmissão. Com a diminuição da corrente elétrica nas linhas, conseqüentemente também são reduzidas as perdas elétricas;
- Redução e/ou postergação de investimentos em instalações elétricas devido à diminuição da corrente elétrica necessária para manter o sistema em funcionamento.



### 2.3.1 Banco de capacitores

Para o devido funcionamento de alguns equipamentos elétricos, como transformadores, motores e outros equipamentos que possuem rolamentos, é necessário, além de energia ativa, outra forma de energia, denominada de energia reativa. Apesar de essencial para o funcionamento correto desses equipamentos, a energia reativa deve ser limitada ao menor valor possível por não realizar trabalho efetivo, servindo apenas para magnetizar as bobinas dos equipamentos. O excesso de energia reativa exige condutores de maiores bitolas e transformadores com maiores capacidades, onerando, assim, o custo das instalações, sem dizer que o excesso de energia reativa ainda causa perdas por aquecimento nos cabos e queda de tensão [57].

Em sistemas de potência é necessário o controle do fator de potência da rede para assegurar uma operação mais eficiente, pois, no sistema de transmissão e distribuição, a potência reativa aumenta as perdas nas linhas e limita a capacidade de transmissão de potência para os consumidores.

Os capacitores auxiliam no controle de energia reativa, pois funcionam como fontes de potência reativa, limitando apenas aos pontos onde ela é necessária. Grande parte dos sistemas utilizam bancos de capacitores fixos, ou seja, não possuem a possibilidade de remoção destes dispositivos em momentos que não há necessidade. Já em sistemas com bancos de capacitores automáticos, o sistema controla a tensão de modo a mantê-lo nos níveis desejados, contudo, devem possuir dispositivos que controlem o fator de potência da microrrede, acionando a conexão dos capacitores na rede apenas nos momentos de necessidade do sistema. Os bancos de capacitores podem ser especificados de acordo com sua capacidade (em kvar) e tipo (fixo e/ou automático).

Para cálculo de projeto de banco de capacitores, deve-se levantar os dados das cargas instaladas e realizar a verificação do fator de potência da instalação de forma a obter um dimensionamento adequado.

Em instalações normais, a solicitação de potência reativa é variável, e caso não seja regulada, a entrada em operação dos capacitores pode incorrer em uma elevação na tensão, o que causa sérios problemas nos equipamentos quando o sistema trabalha em períodos de carga leve. E como seria inviável a verificação constante dos níveis de tensão e a retirada manual de capacitores da instalação, os bancos de capacitores são acoplados a controles automáticos, que comandam as operações de conexão e desligamento dos capacitores, conforme dispositivo de controle. Nesses dispositivos a lógica utilizada consiste na comparação da tensão medida no sistema, com valores limites ajustados de forma a obter a conexão apropriada dos capacitores na rede.

## 2.4 Conversores de Integração com a Microrrede

Historicamente, os conversores eletrônicos de potência eram empregados, predominantemente, em indústrias. Porém, devido a avanços em semicondutores de potência e tecnologias em microeletrônica, as aplicações em sistemas de potência ganharam mais atenção nas últimas décadas [58]. Além disso, está crescendo a utilização de conversores eletrônicos de potência para compensação e aplicações de filtros de potência [3].

Para que a relação entre o sinal de controle e a tensão média de saída seja linear, como desejado, a portadora deve apresentar uma variação linear. Além disso, a sua frequência deve ser, pelo menos, 10 (dez) vezes maior que a modulante, de modo a viabilizar a filtragem do sinal modulado, recuperando sobre a carga uma tensão contínua proporcional à tensão de controle. De forma a viabilizar a conexão de fontes de energia renováveis, que usualmente geram na forma de corrente contínua, é necessário um conversor de acoplamento. Estes realizam a conexão entre os sistemas, convertendo a tensão gerada em corrente contínua para o padrão utilizado pelos consumidores. Os conversores de potência podem ser classificados através de suas características, de onde verifica-se três aplicações.

- Conversores CC-CC (*Choppers*)
- Conversores CC-CA (Retificadores/Inversores)
- Conversores CA-CA (Conversores de frequência)

No presente estudo é utilizado, dentre os três conversores listados acima, somente um conversor CC-CC e um conversor CC-CA, cujas características são mostradas a seguir.

### 2.4.1 Conversores CC-CA

Inversores são circuitos capazes de transferir potência bidirecionalmente entre uma fonte de energia CC e uma carga CA com amplitude e frequência desejada. Neste tipo de conversor a tensão de saída pode ser fixa ou variável em uma frequência também fixa ou variável. Caso a tensão CC de entrada seja fixa e não-controlável, uma tensão variável de saída pode ser obtida pela variação de ganho do inversor, a qual é normalmente realizada pelo controle por uma modulação por largura de pulso dentro do inversor. O ganho do inversor pode ser definido como a relação entre a tensão de saída CA e a de entrada CC[59].

Existem diversas topologias disponíveis de inversores de frequência, mas como o foco deste trabalho consiste na utilização dos inversores trifásicos, somente este

será detalhado. A Figura 2.8 apresenta um inversor trifásico que produz uma saída trifásica em corrente alternada a partir de uma entrada ( $V_{cc}$ ) em corrente contínua. No inversor trifásico, o chaveamento de cada fase é feito independentemente das

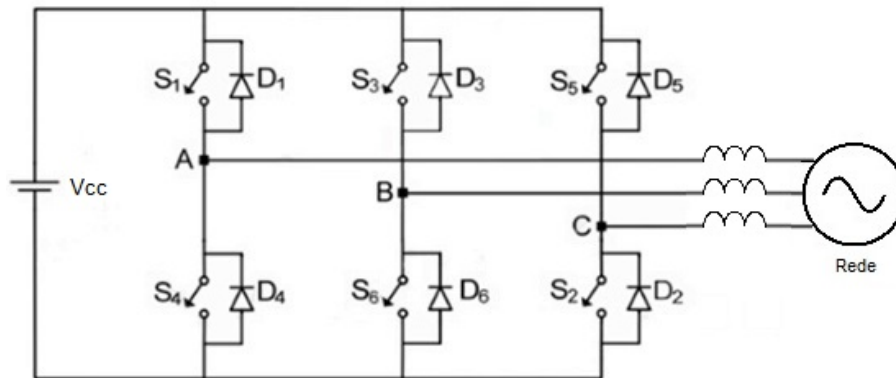


Figura 2.8: Conversor CC-CA

outras 2 (duas) fases, definido através de um ciclo de trabalho. Para se obter a forma de onda desejada, é realizada a comparação do sinal de referência com um triangular. Quando o sinal de controle for maior em módulo que a triangular, a chave de cima do ramo ( $S_1, S_3, S_5$ ) entra em condução; caso contrário a chave de baixo do ramo ( $S_4, S_6, S_2$ ) conduz.

Devido à grande quantidade de grandezas fasoriais e sua complexidade, o controle vetorial tem sido utilizado amplamente no controle de inversores [46] [6]. O uso do controle vetorial auxilia na representação matemática das correntes e tensões senoidais, simplificando a análise e o controle.

A simplificação ocorre devido à redução no número de equações envolvidas e a diminuição das grandezas controladas, visto que os valores trifásicos são transformados em duas coordenadas através de uma matriz de transformação. Além da diminuição das grandezas controladas, o controle dessas variáveis se torna mais simples pois as transforma em componentes constantes para sistemas equilibrados, sendo possível que o monitoramento dessas grandezas seja realizado através de um controle vetorial.

Para ser realizado o controle, é interessante a realização da mudança do referencial de abc para dq0. Ela é feita com o objetivo de explorar a relação existente entre a potência ativa e a corrente do eixo direto ( $i_d$ ), e a relação entre a potência reativa com a corrente de eixo de quadratura ( $i_q$ ), facilitando, assim, o controle da potência ativa e reativa através de ajustes nos valores de eixo d e q, respectivamente. Os sinais de tensão  $v_{md}$  e  $v_{mq}$  são gerados pelo controlador e enviados para o controle PWM.

As equações que determinam os valores de potência ativa e reativa entregues no ponto de conexão no sistema em corrente alternada CA são [3]:

$$P_s(t) = \frac{3}{2}(v_{sd}(t)i_d(t) + v_{sq}(t)i_q(t)) \quad (2.1)$$

$$Q_s(t) = \frac{3}{2}(-v_{sd}(t)i_q(t) + v_{sq}(t)i_d(t)) \quad (2.2)$$

Com o sistema sincronizado com a rede através da utilização de um PLL [3], o valor de  $v_{sq} = 0$ , e as equações podem ser reescritas como:

$$P_s(t) = \frac{3}{2}v_{sd}(t)i_d(t); \quad (2.3)$$

$$Q_s(t) = -\frac{3}{2}v_{sd}(t)i_q(t) \quad (2.4)$$

Dessa forma, para determinar a potência de saída do inversor, é necessário realizar o controle da corrente de acordo com as expressões abaixo:

$$i_{dref} = \frac{2}{3v_{sd}}P_{sref}(t) \quad (2.5)$$

$$i_{qref} = -\frac{2}{3v_{sd}}Q_{sref}(t) \quad (2.6)$$

Consequentemente, para a implementação do controle do conversor alimentador de rede, as correntes de referência utilizadas são de acordo com a potência especificada, sendo calculada conforme as equações (2.5) e (2.6) e inseridas no controle conforme ilustrado na Figura 2.5.

Já no modo formador de rede, o controle é responsável por realizar o ajuste da tensão e frequência da microrrede. O inversor age como uma fonte de tensão, onde sua tensão e frequência são monitorados e controlados.

No trabalho é utilizado a estratégia proposta por [3], que engloba o controle de frequência e tensão quando a fonte de energia principal se encontra desconectada. Na Figura 2.4, é apresentado o diagrama de blocos do esquema de controle de tensão e frequência proposto. Quando o inversor opera isolado da rede, ele estabelece o nível de tensão e frequência adequado para o suprimento das cargas da microrrede. Para isso, o algoritmo monitora os valores  $v_d$  e  $v_q$  para o ponto de operação desejado, variando assim a potência ativa e reativa na saída do inversor.

## 2.5 Sistemas de Armazenamento de Energia

Nas microrredes, os sistemas de armazenamento de energia são utilizados para diminuir os problemas de divergência de potência entre a geração e o consumo.

Através destes sistemas, a microrrede ganha autonomia para realizar sua operação de forma ilhada, sem a interrupção do fornecimento de energia quando não há o suprimento da rede, bem como pode compensar desbalanços de potência, operar de forma mais eficiente e auxiliar também no processo de inserção de energias renováveis no sistema, visto que podem compensar a intermitência das fontes de geração distribuída.

De acordo com [60], usualmente são utilizados dois tipos de baterias em sistemas armazenadores de energia em aplicações como veículos elétricos e microrredes, que são baterias de chumbo-ácido e baterias de íon de lítio. A Tabela 2.5 apresenta dois dos tipos de baterias comumente presentes no mercado.

Tabela 2.1: Características de alguns tipos de baterias, Adaptador de [4]

<b>Parâmetros</b>	<b>Chumbo-ácido</b>	<b>Íon de Lítio</b>
Custo Inicial	Baixo	Baixo
Custo a longo prazo	Alto	Baixo
Segurança	Boa	Boa
Impacto ambiental	Alto	Médio-Baixo
Ciclos	200	400-600
Tensão Nominal (V)	2	3,4
Densidade de energia	35	120
Densidade de energia volum. (Wh/m <sup>3</sup> )	80	280
Autodescarga mensal (%)	<5	<5
Efeito memória	Não	Não
Temperatura de operação (°C)	-15 a 50	-20 a 60
Peso	Pesada	Muito Leve
Tempo de carga	Longo (8-16 horas)	Curto (2-4 horas)

Além dos tipos apresentados na Tabela 2.5, existem ainda tecnologias emergentes de baterias sendo estudadas, e que vêm sendo utilizadas em sistemas de armazenamento em microrredes, tais como células de combustível de hidrogênio, baterias de fluxo líquido, baterias de zinco-argônio, baterias de grafeno e baterias de fluxo de óxido de vanádio [61].

A bateria é um importante elemento presente em microrredes, pois é responsável pelo armazenamento de energia nos momentos de menor necessidade do sistema. As baterias de chumbo ácido possuem grande adesão em sistemas fotovoltaicos e microrredes devido ao seu menor custo quando comparada com outras [62], [63], [64]. Ademais, as que utilizam íon de lítio possuem diversas vantagens em relação à sua concorrente de menor custo. Para fins didáticos, definiu-se como escolha de utilização do trabalho as baterias de íon de lítio, sendo apenas esta detalhada na

seção.

As baterias de íon de lítio são mais vantajosas em relação às outras baterias mais usualmente utilizadas no mercado devido:

- Menor tempo de carregamento;
- Maior número de ciclos em relação as baterias de chumbo ácido;
- Alta densidade energética;
- Baixa manutenção, ou dependendo-se do modelo utilizado pode ser totalmente livre de manutenção;
- Baixa resistência interna

Apesar das diversas vantagens apresentadas acima, as baterias de íon de lítio não são amplamente utilizadas pelos pequenos e médios consumidores por possuírem, ainda, um custo elevado. Entretanto, onde há necessidade de aplicações de alta confiabilidade e baixa necessidade de manutenção, as baterias de íon de lítio são uma excelente escolha [64].

Independente do tipo e tamanho do banco de baterias, a sua capacidade de armazenamento de energia é finita. Desta forma, é necessário que haja um algoritmo de controle de potência do sistema para que o banco de baterias seja mantido dentro dos limites seguros à integridade física dele. Além disso, o banco de baterias precisa ser criteriosamente dimensionado para que tenha a capacidade de absorver oscilações transitórias na potência da microrrede. Isso é necessário para assegurar que os limites suportáveis de corrente e tensão do banco de baterias sejam respeitados, mas também para viabilizar a controlabilidade da tensão sobre o barramento CC dos conversores [56].

Alguns aspectos operacionais das baterias são fundamentais na concepção das estratégias de controle e operação de uma microrrede que utiliza sistemas de armazenamento. O controle do estado de carga nas baterias é um dos aspectos mais importantes. Através do estado de carregamento do banco de baterias é possível a implementação de um controle capaz de manter o banco de baterias em níveis seguros de funcionamento.

O estado de carregamento do banco de baterias (SOC) é expresso em percentagem da capacidade nominal do banco, definido conforme:

$$SOC(t) = \frac{Q_{nom} - \int_0^t i_b(t) dt}{Q_{nom}} * 100\% \quad (2.7)$$

Em que:

- $SOC(t)$  é o estado de carregamento do banco de baterias;

- $Q_{nom}$  a capacidade nominal;
- $i_b(t)$  a corrente instantânea da bateria, sendo positiva quando a bateria está fornecendo energia e negativa quando está recebendo.

A identificação do estado de carga da bateria é realizado através da medição da tensão terminal do banco, pois há uma correlação entre a tensão terminal de circuito aberto de uma bateria e o seu estado de carga. Embora este valor de tensão terminal da bateria não indique com precisão o seu estado de carga, as duas grandezas são fortemente correlacionadas. Esta característica sugere que a tensão terminal não ultrapassa um determinado valor máximo durante o processo de carregamento. Na prática, a tensão terminal de uma bateria deve ser inferior ao seu valor máximo de tensão terminal [62]. Este valor máximo é tipicamente da ordem de 4,3V por célula em uma bateria de íon de lítio em temperatura ambiente de 25°C. Uma tensão de carregamento maior que a tensão terminal pode implicar em redução de sua vida útil ou até mesmo a sua explosão.

Para mensurar-se a capacidade de uma bateria e estimar sua vida útil, é utilizada a quantidade de ciclos de carga que a bateria é capaz de realizar. Entretanto, torna-se de considerável dificuldade mensurar esse valor, pois o que constitui um ciclo não é bem definido, haja vista que cada processo de carga e descarga pode ocorrer de forma parcial, não completando-se, assim, um ciclo completo. Dentre os fatores que mais influenciam na vida útil da bateria, a temperatura, as correntes elevadas de carga e descarga e a profundidade de descarga (do inglês, *Depth of Discharge*, DoD) destacam-se, gerando estresse e, conseqüentemente, diminuindo a durabilidade de armazenamento de energia. As baterias de íon de lítio não possuem efeito memória, com isso, processos de carga e descarga incompletos não prejudicam sua vida útil. As tabelas abaixo mostram uma estimativa de ciclos disponíveis de uma bateria de íon de lítio para determinados DoDs e tensão de carregamento para demonstrar como esses parâmetros influenciam na durabilidade da bateria.

Tabela 2.2: Durabilidade da bateria em função da profundidade de descarga, Adaptado de [2]

Profundidade de descarga (DoD)	Ciclos de descarga disponíveis
10%	Aprox. 15.000
20%	Aprox. 9.000
40%	Aprox. 3.000
60%	Aprox. 1.500
80%	Aprox. 900
100%	Aprox. 600

Além dos parâmetros demonstrados, conforme mencionado anteriormente, a capacidade da bateria também diminui por conta de outros fatores, tais como o número

Tabela 2.3: Ciclo de vida e energia armazenada disponível em função da tensão de carregamento, Adaptado de [2].

Tensão final de carga da célula	Ciclos de descarga disponíveis	Energia armazenada disponível
4,30V	150-250	110-115%
4,25V	200-350	105%-110%
4,20V	300-500	100%
4,15V	400-700	90-95%
4,10V	600-1.000	85-90%
4,05V	850-1.500	80-85%
4,00V	1.200-2.000	70-75%
3,90V	2.400-4.000	60-65%

de ciclos, conforme Figuras 2.9 e 2.10. Na Figura 2.9, verifica-se que por razões de segurança e de prolongamento da vida útil da bateria, as baterias de íons de lítio não podem ultrapassar o limite de tensão de 4,20V/célula, ocasionando uma perda significativa em sua quantidade de ciclos de carregamento. Já na Figura 2.10, é possível verificar a dinâmica das baterias de acordo com testes de estresse realizados, onde a maior perda na capacidade ocorre quando uma bateria realiza ciclos de descarregamento longos, entre seu carregamento total - 100% (cem por cento) - e seu limite de descarregamento inferior, ou seja, até 25% (linha em preto). Já para ciclos que ocorrem entre um intervalo menor, como o apresentado pela linha laranja, a capacidade de ciclos o qual a bateria é capaz de realizar aumenta significativamente.

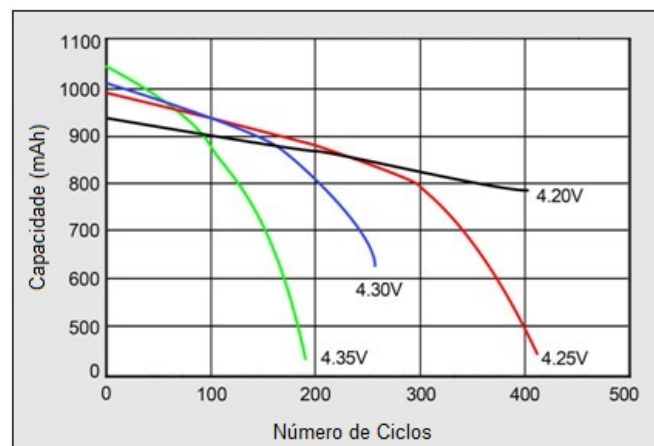


Figura 2.9: Capacidade de uma bateria de íon de lítio em função de ciclos e tensão final de carregamento [2]

Em relação à eficiência das baterias, como elas possuem uma resistência interna proveniente de componentes não ideais, quando ocorre o carregamento e descarregamento, a resistência interna absorve potência, perdendo-se energia assim devido ao efeito joule. Diante do exposto, quanto maior a taxa de corrente de carga/descarga,



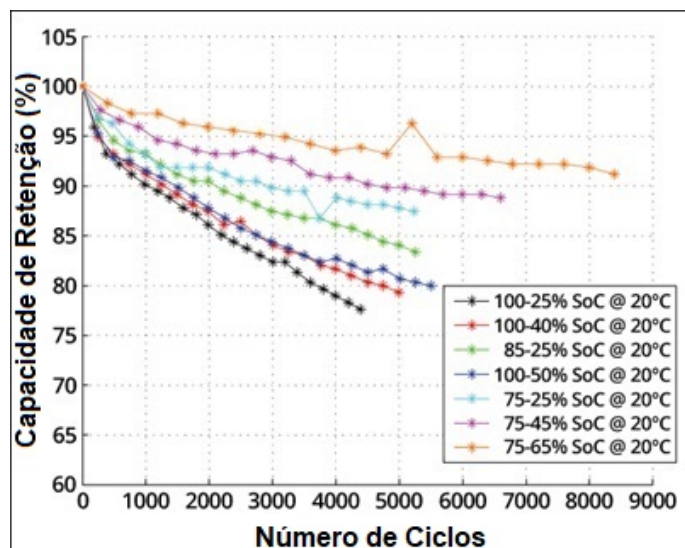


Figura 2.10: Capacidade de retenção de energia uma bateria de íon de lítio em função de ciclos [2]

menor será sua eficiência devido ao efeito Joule, podendo-se variar entre 80 – 99% (oitenta a noventa e nova por cento), dependendo da bateria utilizada.

A Figura 2.11 ilustra a topologia utilizada para a conexão de um sistema de banco de baterias aos conversores:

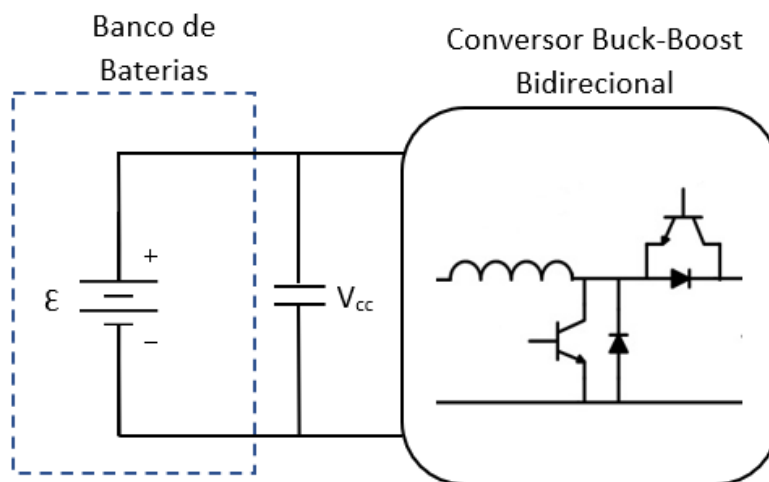


Figura 2.11: Esquemático simples de uma bateria

### 2.5.1 Conversor CC-CC (*Buck-Boost* Bidirecional)

Conforme já descrito neste trabalho, as microrredes que possuem possibilidade de trabalharem de forma isolada podem ter aplicação prática na formação de sistemas elétricos de potência para atendimento de pequeno sistemas. As microrredes que utilizam geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia podem se

beneficiar tecnicamente, principalmente em sistemas distantes dos grandes centros de consumo ou em áreas com intermitências de suprimento da rede.

Considerando-se que deva haver continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, bem como considerando também o caráter intermitente que muitas vezes a rede de transmissão possui, há a necessidade da utilização um sistema que garanta o suprimento no caso de falha no abastecimento da rede. Para o trabalho foi adotada a utilização de um sistema armazenador de energia, com capacidade de reserva de carga para o suprimento de demanda durante tempo suficiente para o seu retorno seguro. Esses sistemas de armazenamento têm sido montados com bancos de baterias eletroquímicas, conforme reportado, por exemplo, em [65], [66] e [67].

Com a utilização dos dispositivos armazenadores é necessário a elaboração de um controle capaz de operar o fluxo de corrente do sistema de armazenamento de modo bidirecional, ou seja, podendo retirar ou fornecer energia da rede. Os conversores *buck-boost* bidirecionais CC-CC têm se tornado chaves em sistemas com fontes renováveis de energia, entregando ao sistema a possibilidade de controlar o fluxo de corrente CC, tanto da microrrede para a bateria, realizando seu carregamento, quanto do elemento armazenador de energia para as cargas conectadas, atuando no suprimento de energia nos momentos de necessidade da rede.

Na literatura são apresentadas algumas topologias de conversores CC-CC bidirecionais, isoladas e não isoladas, como: Cuk bidirecional, Cuk isolado, Circuito em meia ponte (*half-bridge*) e Circuito em ponte completa (*full-bridge*), dentre outras [68] e [69]. Entretanto, dependendo da topologia escolhida, muitos desses conversores podem apresentar um número elevado de componentes armazenadores de energia, como o Cuk, ou elevado número de dispositivos semicondutores, como no caso do conversor *dual full-bridge*. Além disso, circuitos isolados elevam o custo, o volume e o peso do sistema de acordo com a potência do sistema. Assim sendo, o conversor *buck-boost* bidirecional é adotado para a utilização no trabalho, pois possui um número reduzido de semicondutores, ser de simples aplicação e de menor custo em relação aos outros sistemas[70].

Para ter o entendimento fundamental do funcionamento desta topologia, a análise é realizada em regime permanente, descrevendo como os modos *Buck* e *Boost* funcionam. Algumas simplificações são necessárias para a apresentação teórica, como a de assumir que os dispositivos utilizados possuem componentes ideais.

A operação do conversor pode ser dividida em dois modos. Durante o modo 1, onde ocorre o carregamento da bateria, o IGBT Qbuck(vide Figura 2.12) conduz e o IGBT QBoost está desligado. Neste modo, a chave QBuck é acionada e a corrente flui através do indutor, que armazena energia na forma de campo magnético. Quando a chave é desligada, o elemento indutivo libera a energia acumulada através do diodo

DBoost, de forma a se obter o nível de tensão desejado. Consequentemente, a energia é liberada através do indutor e carrega a bateria conforme o ciclo de carregamento programado. Durante o modo 2, quando acontece o descarregamento da bateria, o IGBT QBoost conduz e o IGBT QBuck fica desligado. Nesta situação a bateria fornece energia através do diodo e a potência flui da bateria para o conversor.

Na Figura 2.12 é verificado o circuito equivalente do conversor considerado para este estudo:

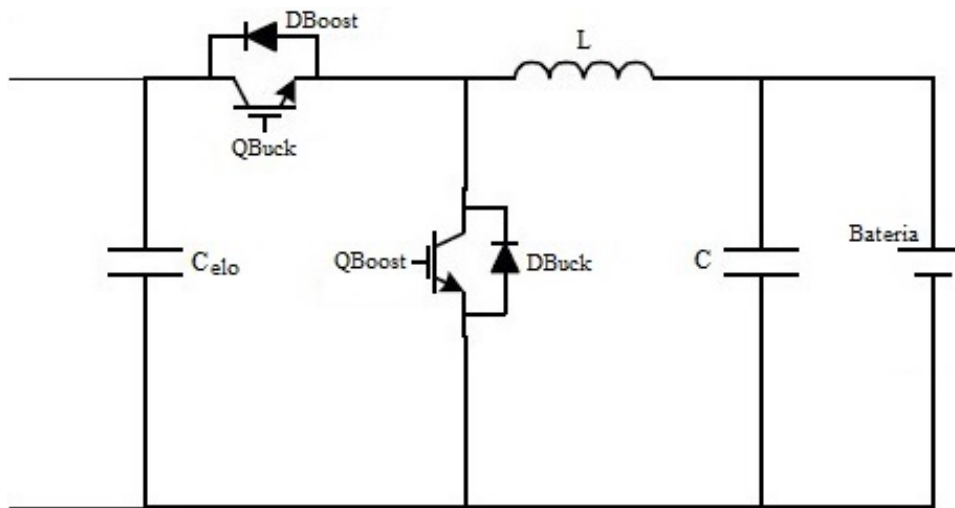


Figura 2.12: Conversor *Buck-Boost* Bidirecional

O conversor possui duas etapas distintas, sendo que no modo *Buck* as baterias são carregadas, solicitando ao inversor o suprimento de potência ativa proveniente da rede. Durante a etapa *Boost*, o controle do inversor demanda a entrega de potência da bateria, iniciando-se, assim, o descarregamento da energia armazenada.

Na Figura 2.13 pode ser visto como se comportam as chaves nos dois modos de operação do conversor:

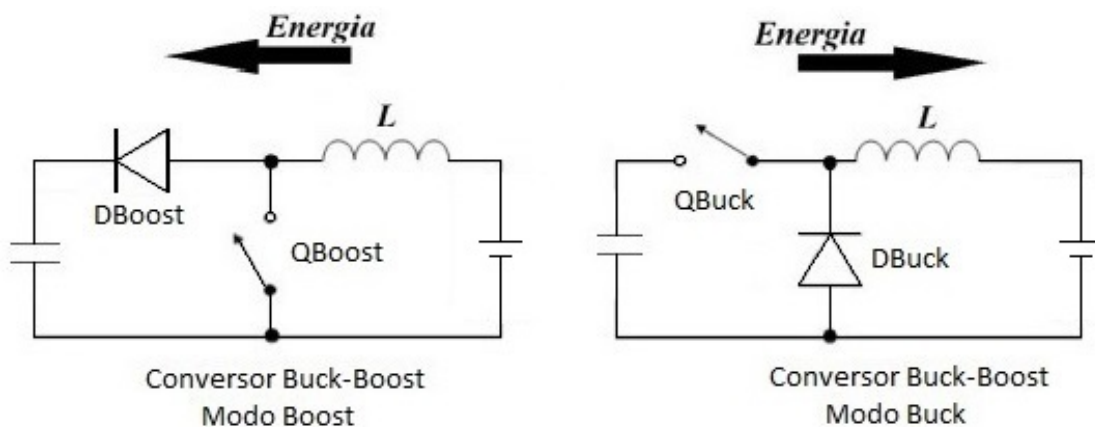


Figura 2.13: Modos de Funcionamento do Conversor

Para elaboração do controle das chaves do conversor, deve ser realizado o monitoramento do nível de tensão do capacitor no elo de corrente contínua, para que, assim, seja obtido o ciclo de chaveamento desejado dentro do conversor. A ação do controlador do conversor CC-CC é equivalente à de se conectar uma fonte de tensão controlada entre os terminais do conversor. Também deve ser verificado o estado de carregamento das baterias, onde um algoritmo de controle é adotado para realizar o gerenciamento da carga da bateria.

Conforme apresentado na Figura 2.5, a vida útil de uma bateria é significativamente afetada por conta de seu ciclo de carregamento, sendo assim de grande importância mantê-la em um nível de carregamento adequado, sendo estipulado os valores entre 65% a 95% de limite como forma de se obter um número elevado de ciclos de carregamentos. Além disso, o funcionamento do conversor é regido pelo controle de operação do sistema, podendo alternar entre seus modos de acordo com o algoritmo de controle do inversor inteligente.

# Capítulo 3

## Dimensionamento e Controle do Inversor Inteligente para a Microrrede do CT

### 3.1 Introdução

Conforme verificado no capítulo 2, o controle dos elementos contidos em uma microrrede é de vital importância no gerenciamento correto do fluxo de potência, de forma a alcançar um suprimento de energia com confiabilidade e qualidade. Dessa forma, neste capítulo apresentam-se as técnicas utilizadas no controle da microrrede proposta no trabalho e o cálculo dos componentes implementados.

Este capítulo traz enfoque no dimensionamento de um inversor inteligente, acoplado a um conversor *Buck-Boost* e um sistema de baterias, capaz de realizar o controle necessário para o melhor aproveitamento do sistema de baterias em função do modo de operação do sistema. No que tange o monitoramento do elo de conexão entre os conversores, são utilizados controles distintos para cada conversor de forma a dividir as atribuições, e assim garantir o controle sem a necessidade de comunicação entre eles. Quando ocorre a desconexão da microrrede, o inversor inteligente, por exemplo, é responsável pelo controle de tensão e frequência no ponto de conexão, já no conversor *Buck-Boost*, o modo *Boost* é selecionado e o controle do conversor atua na manutenção da tensão do elo CC constante.

Além do apresentado acima, neste capítulo são abordadas as técnicas utilizadas para o controle da microrrede em função dos modos de operação escolhidos: 1) Conectado a rede e com controle de pico de potência 2) e ainda trabalhando com o algoritmo de controle de pico é simulando uma desconexão, alterando-se assim o algoritmo do inversor para controle de formador de rede.

A aplicação de inversores conectados com a rede é comum no sistema. Quando

a tensão é garantida pela rede, o algoritmo do conversor é implementado de forma simples, pois, neste caso, é necessário apenas a realização do controle da potência de saída do conversor. Dentre as aplicações dos inversores operando como formadores de rede, pode-se destacar [71].

- A operação dos inversores em sistemas de alimentação ininterrupta (UPS), onde podem ser utilizados para a melhoria da confiabilidade da microrrede;
- Os inversores também podem ser utilizados para auxiliar ou até mesmo controlar a tensão e frequência, mantendo-se assim estes valores controlados e em níveis adequados ao sistema.

A Figura 3.1 mostra o sistema de armazenamento de energia conectado no ponto de conexão da microrrede por meio de conversores.

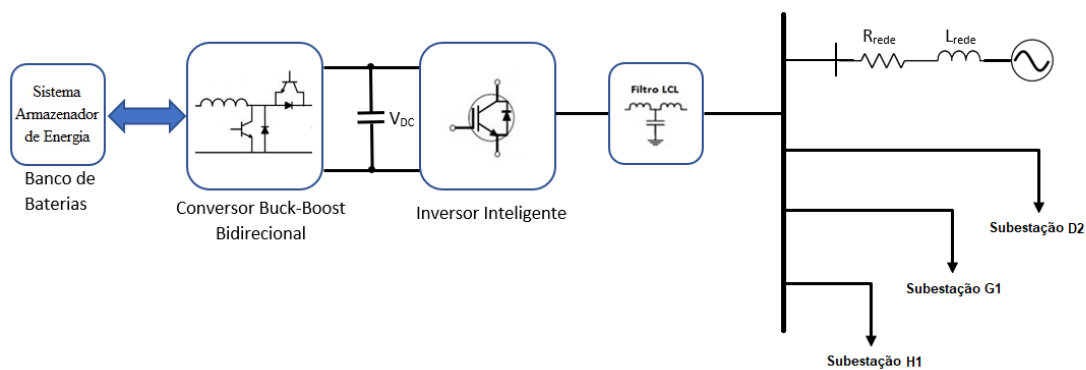


Figura 3.1: Esquema Simplificado da microrrede

## 3.2 Inversor inteligente

Os inversores inteligentes são capazes de se valer de diversas estratégias para atuar na qualidade e continuidade do suprimento de energia, sendo detalhado abaixo as duas escolhidas para o estudo:

- Controle de pico de demanda: Nesse tipo, o inversor recebe os sinais de referência de potência ativa e reativa e os horários de ultrapassagem da demanda de corte delimitada e atua para realizar o controle do pico de consumo e de fator de potência. As grandezas utilizadas como entrada para o inversor são especificadas com base nas medições realizadas previamente na microrrede estudada;
- Controle formador de rede: Neste modo, o inversor simulado no trabalho atua como referência de tensão e frequência da microrrede, operando como um

fonte geradora de energia no sistema. Caso ocorra uma variação na demanda de carga, os valores de tensão entregues pelo conversor são ajustados automaticamente para garantir o fornecimento dentro dos limites especificados. Além disso, a reconexão do microrrede ilhada ocorre apenas após o seu sincronismo com a geração principal, onde através de um sinal de reconexão do disjuntor de entrada da microrrede o algoritmo de sincronismo atua sincronizando o ângulo de fase da microrrede ilhada com o do fornecimento principal.

Em um projeto de conversor é necessário o correto dimensionamento dos elementos que constituem o inversor inteligente para seu funcionamento adequado nos dois modos de operação do sistema, onde no item 3.2.1 são apresentados os cálculos realizados para o dimensionamento dos componentes do inversor.

### **3.2.1 Dimensionamento dos elementos do inversor**

#### **3.2.1.1 Dimensionamento do filtro LCL para inversor conectado à rede**

Para a implementação de um inversor inteligente capaz de realizar o controle de fluxo de energia entre o banco de baterias e a microrrede, é necessária a implementação de um filtro capaz de impedir que conteúdos harmônicos gerados por conta do processo de modulação em alta frequência seja injetado na microrrede.

A presença de harmônicos não é desejável, pois podem causar redução da vida útil de equipamentos conectados, aquecimento dos transformadores, ressonâncias e interferência nos dispositivos de proteção [72].

Os principais tipos de filtros que são utilizados junto ao inversor são os filtros L, LC e LCL, dependendo da carga a ser utilizada. Em caso de cargas mais sensíveis o filtro LC é utilizado. Já para a utilização do inversor conectado à rede, o filtro LCL é o escolhido, já que garante uma melhor resposta de atenuação, por se tratar de um sistema de terceira ordem, e com a utilização de um segundo indutor, é fornecido maior proteção a distúrbios da rede, que podem se propagar tanto no sentido do conversor para a rede quanto no inverso [36].

Com base no exposto, o filtro projetado para atender aos requisitos quanto à qualidade de energia foi o de topologia LCL (Figura 3.2), e nessa seção, será descrito o cálculo dos seus componentes.

##### **3.2.1.1.1 Cálculo do indutor do inversor ( $L_1$ )**

Para o projeto do indutor próximo ao conversor, é utilizado o valor de *ripple* de corrente permitido. Pode ser verificado na (3.1), que o método de chaveamento interfere diretamente na equação do dimensionamento de  $L_1$ , bem como o valor da

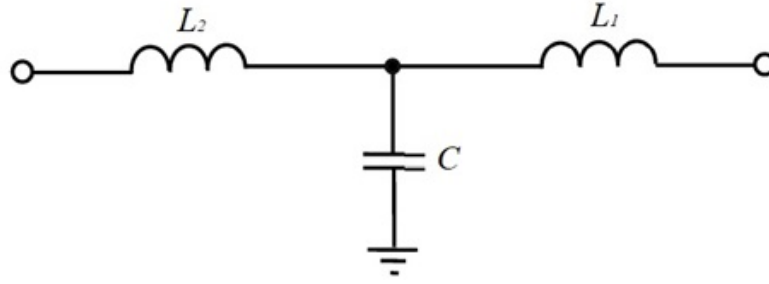


Figura 3.2: Topologia filtro LCL

tensão máxima de fase que o inversor deve ser capaz de sintetizar [36].

$$L_1 = \frac{M_{max} V_{dc}}{8\sqrt{3}\Delta i_{max} i_{base} f_{sw}} \quad (3.1)$$

Sendo,

- $M_{max}$  = Índice de modulação máximo do conversor;
- $V_{dc}$  = Tensão no elo CC do conversor;
- $\Delta i_{max}$  = *ripple* máximo de corrente em  $L_1$ ;
- $f_{sw}$  = frequência de chaveamento do conversor.

Utilizando os parâmetros do projeto, o valor obtido para o indutor  $L_1$  é:

$$L_1 = \frac{0,752362 * 1000}{8\sqrt{3} * 0,05 * 363,1163 * 8000} = 374\mu H \quad (3.2)$$

### 3.2.1.1.2 Cálculo do capacitor (C)

O valor da capacitância do filtro é usualmente limitado a 5% (cinco por cento) do valor da capacitância base do sistema. A escolha desse limite se dá para garantir que não haja diminuição do fator de potência do sistema quando o conversor estiver operando à plena carga [36].

$$C = C_{\%} C_{base} \quad (3.3)$$

Sendo,

- $C_{\%}$  = limite da capacitância do filtro

Utilizando os parâmetros do projeto, o valor calculado para o capacitor C é:

$$C = C_{\%} C_{base} = 0,05 * 0,002754 = 138\mu F \quad (3.4)$$



### 3.2.1.1.3 Cálculo do indutor da rede ( $L_2$ )

O indutor da rede é responsável por garantir que os harmônicos de corrente de ordem superior a 35n (trinta e cinco) tenham magnitude inferior a 0,3% (zero virgula três por cento) do harmônico fundamental, conforme o padrão IEEE-Std 1547-2008. A equação que fornece o dimensionamento de  $L_2$  é [36]:

$$L_2 \geq \frac{2w_{sw}L_1 \frac{0,003i_{base}}{V(m_f)} + 1}{w_{sw}(L_1C(w_{sw})^2 - 1) \frac{0,003i_{base}}{V(m_f)}} \geq 49,39\mu H = 50\mu H \quad (3.5)$$

Onde:

- $w_{sw}$  = frequência angular de chaveamento;
- $V(m_f)$  = magnitude de harmônico de ordem  $m_f$ .

Em (3.6), o cálculo da magnitude do harmônico pode ser calculado através da equação abaixo caso seja utilizado um chaveamento PWM com portadora triangular.

$$V(m_f) = 0,7123 * \frac{V_{dc} * M_{max}}{2} = 267,95 \quad (3.6)$$

Para a verificação do desempenho do filtro é realizado o teste de frequência ressonante, onde a frequência do filtro deve ficar entre os seguintes limiares [36].

$$10\omega_{rede} \leq \omega_{res} \leq \frac{\omega_{sw}}{2} \quad (3.7)$$

A frequência de ressonância do filtro LCL é:

$$\omega_{res} = \sqrt{\left(\frac{L_1L_2}{L_1 + L_2}\right) C}^{-1} = 12818,42 \quad (3.8)$$

Desta forma, a equação de verificação fica:

$$10\omega_{base}(10 * 376,991rad/s) \leq \omega_{res}(12818,42rad/s) \leq \frac{\omega_{sw}}{2}(25.132,74rad/s) \quad (3.9)$$

Os valores adotados no filtro são listados na Tabela 3.1:

Tabela 3.1: Valores dos componentes do filtro LCL.

L1	374 $\mu H$
L2	50 $\mu H$
C	138 $\mu F$

### 3.2.1.2 Seleção dos parâmetros do capacitor do elo CC

O capacitor do elo CC é o elemento armazenador de energia no inversor. Ele provê ao inversor uma tensão fixa em corrente contínua entre os momentos de chaveamento, o que é essencial para o seu funcionamento adequado.

Para a implementação de um sistema com um inversor inteligente, a seleção de tensão do elo CC e o seu dimensionamento devem ser adequados para o funcionamento correto do inversor dado os parâmetros iniciais e suas condições, tanto em regime permanente quanto em estágios transitórios.

#### 3.2.1.2.1 Dimensionamento da tensão do elo CC

A tensão do elo cc do sistema deve satisfazer o seguinte parâmetro [3].

$$V_{DC} \geq 2V_t \quad (3.10)$$

Assim, deve-se avaliar o valor adequado de  $V_t$  utilizando o pior cenário de operação. De tal modo, como o utilizado nos controles do inversor, o valor de  $V_t$  deve ser expresso em termos de  $P_s$  e  $Q_s$ . Dessa forma, assumindo o valor de  $V_{sq} = 0$  e  $(R + r_{on}) = 0$ :

$$V_{td} = \left( \frac{2L}{3V_{sd}} \right) \frac{dP_s}{dt} + \left( \frac{2L\omega_0}{3V_{sd}} \right) Q_s + V_{sd} \quad (3.11)$$

$$V_{tq} = - \left( \frac{2L}{3V_{sd}} \right) \frac{dQ_s}{dt} + \left( \frac{2L\omega_0}{3V_{sd}} \right) P_s \quad (3.12)$$

A amplitude da tensão no lado CA é:

$$V_t = \sqrt{V_{td}^2 + V_{tq}^2} \quad (3.13)$$

Inicialmente, o sistema encontra-se sem carga, onde,  $P_s = P_{sref} = P_{s0}$  e  $Q_s = Q_{sref} = Q_{s0}$ . Os valores de  $P_{sref}$  e  $Q_{sref}$  são sujeitos a mudanças em passos de  $P_{s0}$  para  $P_{s0} + \Delta P_s$ , e  $Q_{s0}$  para  $Q_{s0} + \Delta Q_s$ , respectivamente. Os valores de  $P_s$  e  $Q_s$  apresentam resposta aos aumentos de potência conforme equações abaixo:

$$P_s(t) = (P_{s0} + \Delta P_s) - \Delta P_s e^{-(t-t_0)/\tau_i} \quad (3.14)$$

$$Q_s(t) = (Q_{s0} + \Delta Q_s) - \Delta Q_s e^{-(t-t_0)/\tau_i} \quad (3.15)$$

Substituindo os valores de  $P_s(t)$  e  $Q_s(t)$  nas equações de  $V_{td}$  e  $V_{tq}$ , podemos deduzir:

$$V_{td} = V_{sd} + \left( \frac{2L\omega_0}{3V_{sd}} \right) (Q_{s0} + \Delta Q_s) + \left( \frac{2L\omega_0}{3V_{sd}} \right) \left( \frac{\Delta P_s}{\omega_0 \tau_i} - \Delta Q_s \right) e^{\frac{-(t-t_0)}{\tau_i}} \quad (3.16)$$

$$V_{tq} = \left( \frac{2Lw_0}{3V_{sd}} \right) (P_{s0} + \Delta P_s) - \left( \frac{2Lw_0}{3V_{sd}} \right) \left( \frac{\Delta Q_s}{w_0\tau_i} + \Delta P_s \right) e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau_i}} \quad (3.17)$$

Considerando a pior circunstância, onde o valor final da tensão,  $V_{td}(t_0^+)$  e  $V_{tq}(t_0^+)$  é alcançado em  $t = t_0^+$ , ou seja, imediatamente depois de  $t = t_0$ , os valores de  $V_{td}(t_0^+)$  e  $V_{tq}(t_0^+)$  são calculados:

$$V_{td}(t_0^+) = V_{sd} + \left( \frac{2Lw_0}{3V_{sd}} \right) Q_{s0} + \left( \frac{2L}{3\tau_i V_{sd}} \right) \Delta P_s \quad (3.18)$$

$$V_{tq}(t_0^+) = \left( \frac{2Lw_0}{3V_{sd}} \right) P_{s0} - \left( \frac{2L}{3\tau_i V_{sd}} \right) \Delta Q_s \quad (3.19)$$

Os parâmetros utilizados no inversor para cálculo do valor de tensão no elo CC são apresentados na Tabela 3.2. Os valores de variação de potência ativa e reativa foram obtidos considerando-se o pior caso que o inversor inteligente atua na aplicação desejada. Dessa forma, o valor de variação de potência  $\Delta P_s$  deve ser considerado como o dobro de sua potência nominal, pois o inversor no instante de que realiza a mudança de seu estado de descarregamento da bateria para o carregamento da mesma possui uma variação de potência do dobro de seu valor nominal. Já para o valor de  $\Delta Q_s$ , foi considerado o valor máximo estipulado para o inversor inteligente compensar.

Tabela 3.2: Parâmetros utilizados no inversor para cálculo do valor de tensão no elo CC

$L_1 + L_2$	0,000424F
$w_0$	377
$V_{sd}$	179,6V
$\tau_i$	0,005
$P_{s0}$	0
$Q_{s0}$	0
$\Delta P_s$	100kW
$\Delta Q_s$	5kvar

Assim, os valores de  $V_{td}$  e  $V_{tq}$  são:

$$V_{td}(t_0^+) = V_{sd} + \left( \frac{2Lw_0}{3V_{sd}} \right) Q_{s0} + \left( \frac{2L}{3\tau_i V_{sd}} \right) \Delta P_s = 494,25V \quad (3.20)$$

$$V_{tq}(t_0^+) = \left( \frac{2Lw_0}{3V_{sd}} \right) P_{s0} - \left( \frac{2L}{3\tau_i V_{sd}} \right) \Delta Q_s = -15,73V \quad (3.21)$$

Através de (3.20) e (3.21), é calculada a tensão  $V_t$  máxima e, consequentemente, o

valor de tensão do elo CC  $V_{dc}$ .

$$V_t = \sqrt{V_{td}^2 + V_{tq}^2} = 494,495V \quad (3.22)$$

$$V_{DC} \geq 2V_t \geq 988,99V \quad (3.23)$$

Por consequência, o valor assumido para a tensão do elo CC é:

$$V_{DC} = 1000V \quad (3.24)$$

### 3.2.1.2.2 Cálculo do capacitor ( $C_{elo}$ )

Com o dimensionamento do nível de tensão adequado, o cálculo do capacitor se faz necessário. O projeto do capacitor do elo CC leva em consideração sua operação de forma contínua, os limites de tensão em condições transientes, correntes harmônicas e correntes de pico devido falhas no lado CC.

No projeto do capacitor um requerimento de baixo *ripple* de tensão resulta em um capacitor maior. Contudo, em capacitores de menor valor, há vantagens em relação ao controle e a dinâmica do inversor, resultando assim em uma resposta mais rápida do controle. A seleção do capacitor é uma compensação entre o *ripple* de tensão, seu tempo de vida, custo e tempo de resposta do controle. Baseado na especificação do *ripple* de tensão, um limite inferior pode ser estabelecido para o capacitor[73]:

$$C_{dc} > \frac{S_{vsc}}{2\omega V_{DC}\Delta V_{DC}} \quad (3.25)$$

Em que,  $C_{dc}$  é o valor da capacitância do elo CC,  $S_{vsc}$  o valor da potência do inversor em (kVA),  $V_{DC}$  a tensão calculada,  $\omega$  a frequência e  $\Delta V_{DC}$  o *ripple* de tensão permitido. Os fabricantes costumam especificar o *ripple* de tensão com valores de 3-10%, sendo escolhido para o projeto o valor de 5%:

$$C_{dc} > \frac{55}{2 * 377 * 1000 * 0,05} = 1460\mu F \quad (3.26)$$

Com o limite inferior estabelecido, é possível especificar também o limite superior através da equação (3.27) [73]:

$$C_{dc} < \frac{2\tau S_{vsc}}{V_{dc}^2} \quad (3.27)$$

Onde  $\tau$  é a constante de tempo em milissegundos para o carregamento do capacitor. Esta constante é comumente escolhida para valores até 20ms para uma resposta

rápida a transientes.

$$C_{dc} < \frac{2 * 20 * 55}{1000^2} = 2200\mu F \quad (3.28)$$

Desta forma, foi adotado o valor de  $2000\mu F$  para o dimensionamento do capacitor do elo CC.

### 3.2.2 Modo Controle Pico de Demanda

De forma a entender o conceito de controle de pico de demanda deve ser entendido o perfil de utilização do consumidor. No caso das subestações monitoradas do Centro Tecnológico, o consumo se concentra em grande parte no horário entre 7:00 e 16:00 horas, conforme pode ser observado na Figura 3.3.

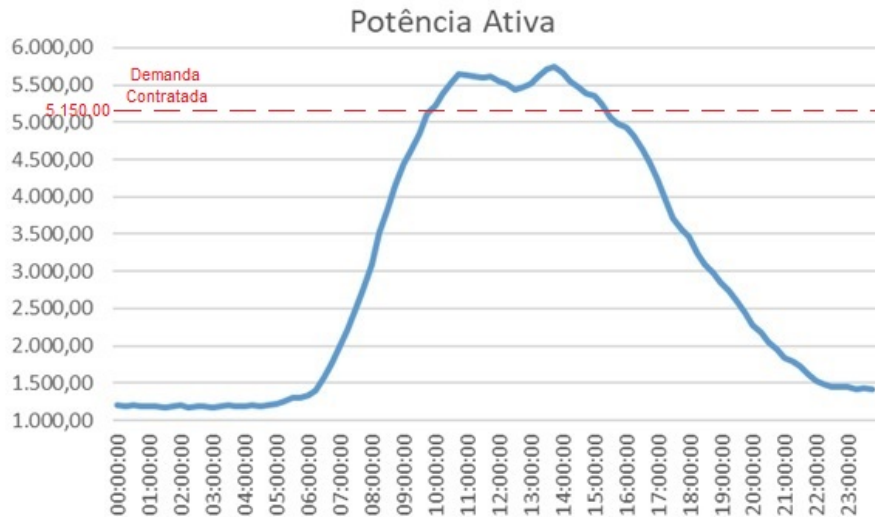


Figura 3.3: Consumo de potência do prédio CT

Os prédios do Centro de Tecnologia são enquadrados no regime tarifário horosazonal verde do tipo A4, que é adotado para consumidores com fornecimento de tensão entre 2,3kV a 25kV (dois virgula três a vinte e cinco quilo volts). A tarifação do consumo de energia elétrica (R\$/kWh) é feita de acordo com a hora de utilização. Nos períodos mais críticos da rede a tarifa é mais alta, sendo apresentado na conta de energia como consumo no horário de ponta. Já nos períodos com menor carregamento do sistema, a tarifação é menor, sendo apresentada na conta de energia como consumo fora de ponta. Além disso, os consumidores de médio porte classificados como A4, devem atentar-se também, à tarifa de demanda (R\$/kW), especificando a concessionária o valor estimado de utilização para a instalação. Vale ressaltar que esta segunda tarifa não difere de acordo com as horas do dia, sendo única para todo o período.

Dessa maneira, o consumidor deve estar atento que o custo da energia é composto de três componentes: o consumo na ponta, fora da ponta e a demanda contratada. O

custo da demanda contratada pode contribuir com cerca de 30% (trinta por cento) do valor total da conta de energia, sendo assim necessária a preocupação com a busca de um perfil de demanda balanceado, diminuindo-se os picos de consumo nos horários críticos da rede. Dentre os fatores que causam preocupação aos consumidores de médio porte, pode-se citar os problemas na qualidade de energia, os níveis de estresse do sistema e os custos em relação ao pico de demanda, levando assim, ao incentivo no investimento de sistemas que suavizam a curva de demanda e que melhoram a qualidade de energia do sistema.

A ideia fundamental dos sistemas com controle de pico de demanda é a de limitar a potência drenada da rede até um nível especificado, injetando a potência necessária para manter o sistema no nível recomendado através de uma fonte de energia local. Uma prática comum para reduzir os picos de demanda é a de inserir na microrrede um sistema armazenador de energia. Esse sistema trabalha carregando o banco de baterias durante períodos fora do pico do sistema e descarregando durante as horas de pico, reduzindo o consumo quando a tarifação de energia é maior. O fluxo de potência bidirecional das baterias é possível através da utilização de elementos de eletrônica de potência. Contudo, esses elementos alteram a forma de onda da corrente, injetando correntes harmônicas na rede.

A presença de harmônicos no sistema é extremamente prejudicial para os consumidores. De forma a mitigar esse conteúdo harmônico gerado, os filtros são utilizados. Eles podem ser passivos e possuem elementos capacitivos e indutivos, de forma a ser ressonante na frequência harmônica que necessita ser filtrada. Desta forma, para realizar o controle do pico de demanda do sistema, será detalhado em 3.2.2 o cálculo do dimensionamento da potência de corte adotada para as subestações escolhidas do Centro Tecnológico, os dispositivos necessários para a elaboração deste tipo de algoritmo proposto para a implementação no Centro de Tecnologia, valendo-se das características dos inversores para o controle de demanda sem a injeção de harmônicos na rede.

### **3.2.2.1 Dimensionamento da potência de corte da microrrede do CT**

Os prédios do Centro de Tecnologia servem como base da Escola Politécnica, Escola de Química, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Instituto de Macromoléculas (IMA) e Núcleo Interdisciplinar para o Desenvolvimento Social (NIDES).

O Centro de Tecnologia é atendido pela concessionária por alimentação proveniente de rede subterrânea. A entrada de energia se dá por dois ramais de alimentação da LIGHT de 13,8kV, um energizado e o outro reserva, para a cabine seccionadora principal de média de onde deriva-se quatro saídas, sendo elas: duas entradas do anel entre as subestações A e B, uma saída de energia para cada subestação, e duas

entradas do anel entre as subestações C e H, também uma para cada, conforme Figura 3.4.

Com um total de 23 subestações (vinte e três), o suprimento proveniente da cabine seccionadora é em média tensão 13,8kV (treze virgula oito quilo volts) e, através das subestações distribuídas entre os prédios e interligadas em anel, diminuem o nível de tensão para 220/127V (duzentos e vinte e sete volts). Já apta para o consumo, a energia é encaminhada para os painéis de distribuição e, após, para as cargas finais. As subestações são distribuídas pelos blocos conforme Figura 3.5.

Para a realização do estudo foram utilizados os dados de 3 (três) dentre as 23 (vinte e três) subestações do CT. As subestações D2, G1 e H1 foram escolhidas como referência para o estudo, pois nelas foram obtidos dados suficientes dos transformadores, bem como encontravam-se com bom estado de conservação, sem alagamentos e visualmente pronta para receber os equipamentos de medição e, futuramente, os conversores e banco de baterias.

Por tratar-se de um trabalho inicialmente com finalidade acadêmica e com o intuito de verificação de estudo preliminar, foram utilizadas apenas 3 (três) subestações, pois elas representam um percentual significativo em relação à potência instalada do campus, atendendo, assim, ao objetivo inicial de realizar a verificação de viabilidade técnica das melhorias propostas.

A subestação D2 possui quatro transformadores abaixadores, sendo um deles de 112,5kVA (cento e doze virgula cinco), outros dois de 225kVA (duzentos e vinte e cinco) e outro de 300kVA (trezentos), com um total de carga disponível instalada de 862,5kVA (oitocentos e sessenta e dois virgula cinco).

A subestação G1 possui dois transformadores abaixadores, sendo um deles de 225kVA (duzentos e vinte e cinco) e outro de 500kVA (quinhentos), com um total de carga disponível instalada de 725kVA (setecentos e vinte e cinco).

A subestação H1 possui quatro transformadores abaixadores, sendo um deles de 225kVA (duzentos e vinte e cinco), outro de 500kVA (quinhentos) e outros dois de 150kVA (cento e cinquenta) que atuam intertravados, ou seja, quando um encontra-se ligado o outro fica desligado. O total de carga instalada disponível é de 875kVA (oitocentos e setenta e cinco).

As três subestações possuem carga instalada total de 2462,5kVA (dois mil quatrocentos e sessenta e dois virgula cinco quilovolt ampere), o que equivale em torno de 10% (dez por cento) da potência total instalada do Centro de Tecnologia, que possui 21537,5kVA (vinte e um mil quinhentos e trinta e sete virgula cinco quilovolt ampere). A demanda máxima dos prédios do Centro Tecnológico chega a valores próximos de 5.650kW, ultrapassando a demanda contratada, que de acordo com as contas de energia obtidas é de 5.150kW, em aproximadamente 500kW. Para fins di-

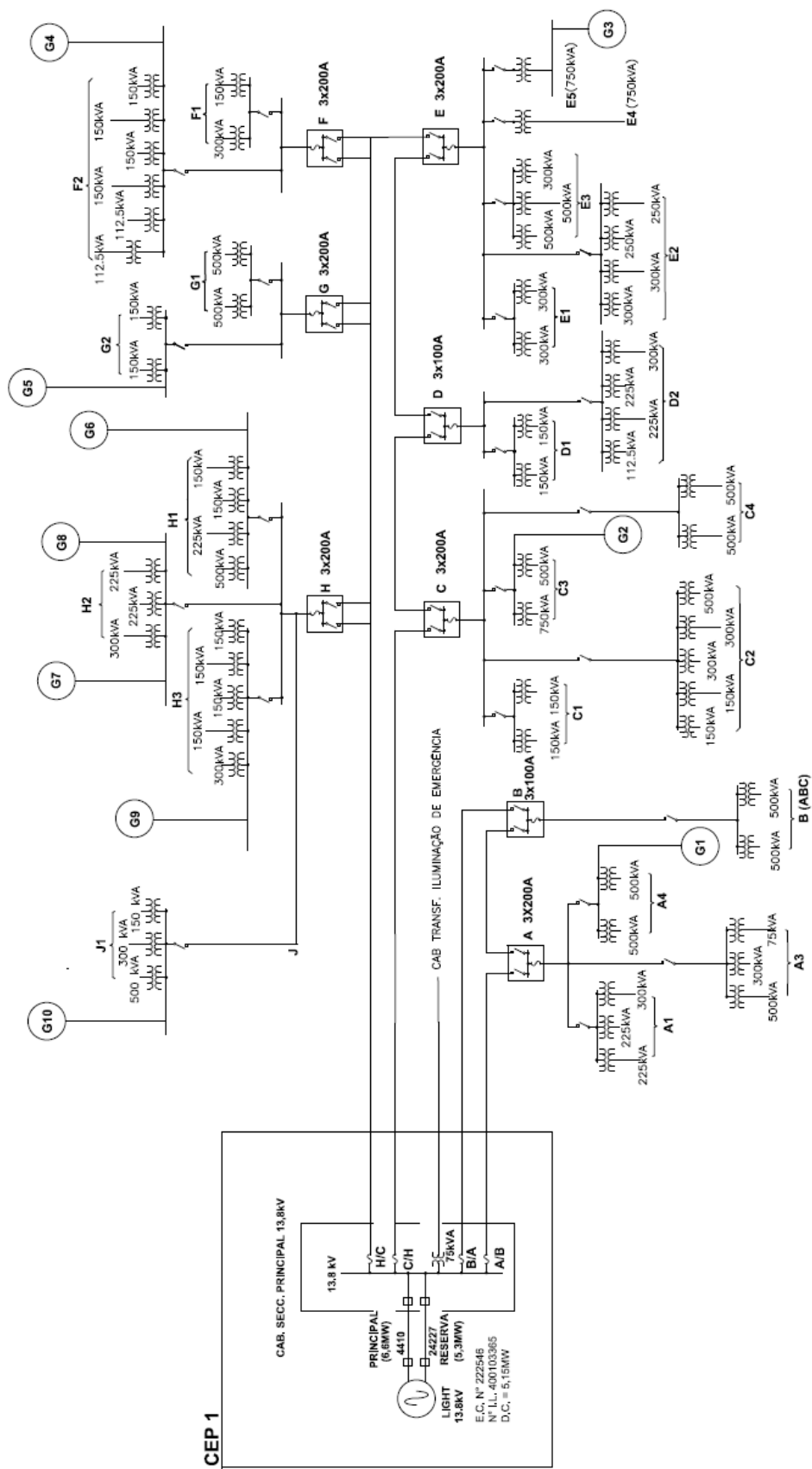


Figura 3.4: Diagrama Unifilar do Anel de Média Tensão do Centro Tecnológico



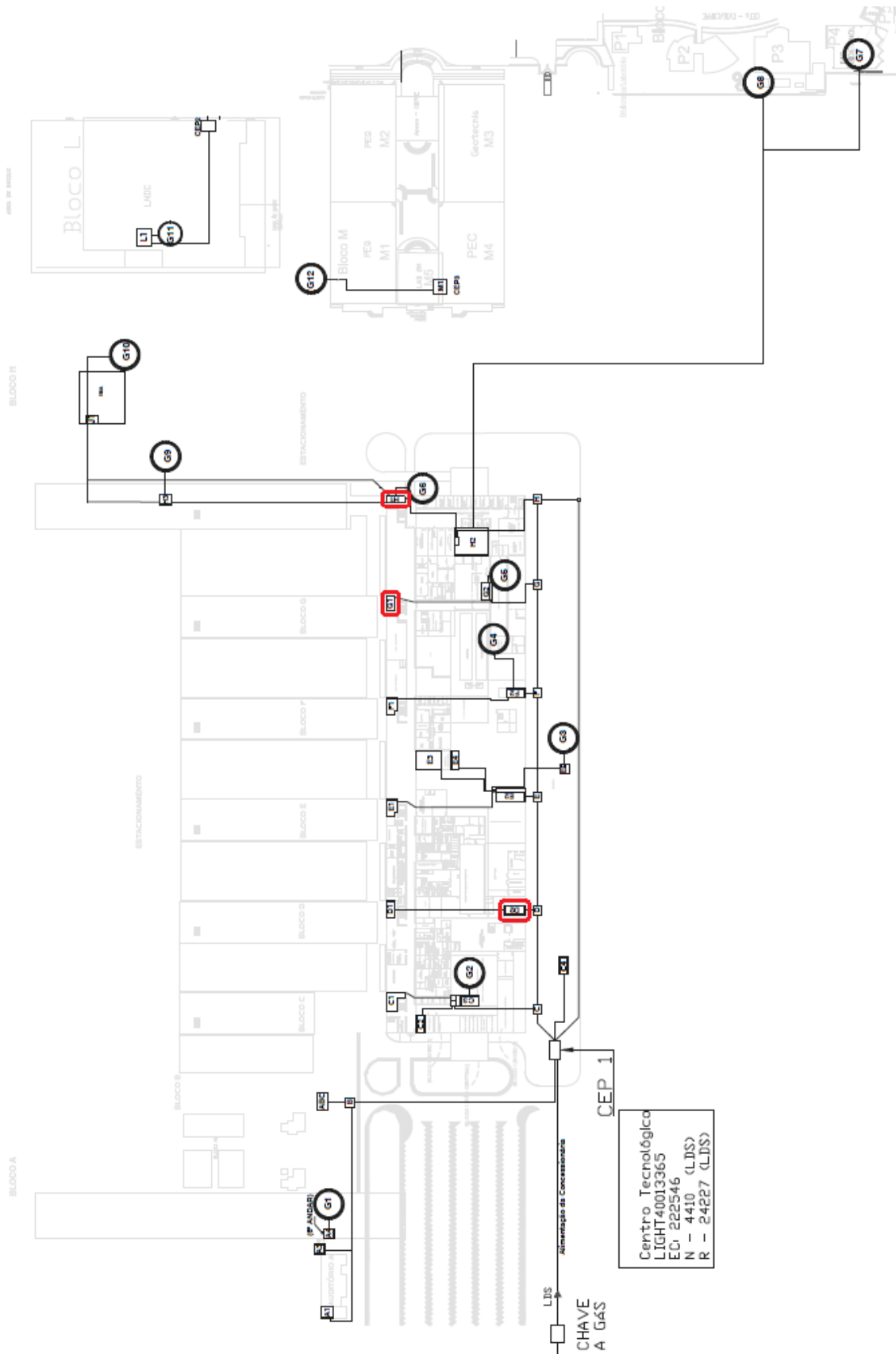


Figura 3.5: Planta de Localização das Subestações do Centro Tecnológico

dáticos foi adotado o valor de referência de 500kW (quinhentos quilowatts) ( $D_{PICO}$ ) dentre os 5.650kW (cinco mil e quinhentos quilowatts) totais de demanda, vide Figura 3.3, para realizar o corte do pico de demanda e, possivelmente, eliminar a multa de demanda ultrapassada. Dessa forma, como a parcela analisada do CT equivale apenas a um dé cimo de carga instalada no prédio, o valor de 10% (dez por cento), denominado como fator de corte ( $f_C$ ), do total a ser compensado foi adotado para o corte da curva de demanda. Desse modo, tem-se um valor de corte para as três subestações escolhidas ( $D_{PS}$ ):

$$D_{PS} = D_{PICO} * f_C = 50kW \quad (3.29)$$

Isto posto, os cálculos referentes ao banco de baterias e os conversores utilizam como base o valor de 50kW (cinquenta quilowatts) de potência máxima de carregamento e descarregamento do banco de baterias.

### 3.2.2.2 Capacidade do banco de baterias

Neste trabalho optou-se pela utilização de um banco de baterias de íon de lítio em detrimento à bateria de chumbo ácido, que apesar de possuir um custo menor, pode ser considerada inferior por possuir menor ciclo de vida, maior necessidade de manutenção e menor eficiência em relação à carga e descarga.

Inicialmente, são apresentadas algumas premissas antes do dimensionamento da capacidade de energia do banco de baterias. A primeira é em relação à autonomia da bateria, ou seja, por quanto tempo o sistema deve permanecer suprindo energia para a realização do corte de demanda. A relação de custo-benefício envolvida deve ser analisada, pois quanto maior o tempo de autonomia e capacidade de injeção de potência, maior será o custo e tamanho do banco de baterias. Outra consideração que deve ser levada em conta está relacionada com a profundidade de descarga, isto é, até qual percentual do estado de carga que a bateria será descarregada. Conforme visto em (2.5), quanto maior a profundidade de descarga, menor será o ciclo de vida da bateria, e, dessa maneira, foi adotada a utilização de uma profundidade de descarga (DoD) de 40% (quarenta por cento) visando obter um bom equilíbrio de tamanho, peso do banco de baterias e vida útil. A terceira consideração é referente à eficiência de carga e descarga. De acordo com o já informado anteriormente, observa-se que quanto menor a taxa  $C$  de carga e de descarga, maior será a eficiência da bateria, com isso foi utilizado no cálculo o valor de eficiência para 80% (oitenta por cento).

Posto isso, o primeiro passo para o cálculo da capacidade de energia do banco de baterias é estipular qual a demanda diária de energia do sistema. Para realização desse cálculo, é utilizada (3.30), onde  $E_L$  é a energia consumida pela carga em [Wh],

$P_L$  é a potência da carga [W] e  $t$  é o tempo de autonomia por dia [h].

$$E_L = P_L * t \quad (3.30)$$

Em concordância com a (3.29), a potência adotada para o projeto de dimensionamento do banco de baterias é de 50kW (cinquenta quilowatts) e deverá permanecer em funcionamento pelo período necessário para realizar o corte do pico de demanda, estipulado em 9 horas (nove horas), como pode ser verificado no item 3.2.2. Este tempo é o necessário para realizar o corte da demanda proporcional as três subestações escolhidas de forma a limitar o consumo total do prédio do Centro Tecnológico para o valor de 5.150kW (cinco mil cento e cinquenta quilowatts). Assim, a energia total consumida pela carga e que será suprida é:

$$E_L = 50.000 * 9 \quad (3.31)$$

$$E_L = 450.000 \text{ Wh} \quad (3.32)$$

A partir do valor de energia requisitada pela carga, a tensão do banco de baterias ( $V_b$ ), a profundidade de descarga considerada (DoD) e a eficiência do sistema ( $n_b$ ), calcula-se a capacidade do banco de baterias necessário conforme 3.34:

$$C_{bb} = \frac{E_L}{V_b * n_b * DoD} \quad (3.33)$$

$$C_{bb} = \frac{450.000}{120 * 0,4 * 0,8} = 11718,75Ah \quad (3.34)$$

Vale ressaltar que para encontrar um sistema de banco de baterias com as especificações acima, deverá ser realizado a associação série/paralelo de baterias de íon de lítio. Contudo, este cálculo não será exposto no trabalho por não ser o objetivo do estudo.

### 3.2.2.3 Parâmetros dos controladores de corrente

O controle de corrente tem como parâmetro de entrada intrinsecamente a ordem de potência desejada, determinada pelo controle de operação de corte de pico de demanda ou através do controle de tensão quando o inversor encontra-se em modo ilhado. Em função dessas entradas, as equações (2.5) e (2.6) de  $i_{dref}$  e  $i_{qref}$  respectivamente, permitem determinar as correntes de referência em componentes dq.

O erro entre a corrente de referência e a medida é rastreada nos eixos dq com a aplicação da transformação de Park. O uso de componentes dq permitem o controle

de cada parâmetro do sistema de forma independente, com a utilização de controladores proporcional integral. Na Figura 3.6, é apresentado o diagrama de controle de corrente do projeto nos eixos dq, sendo que estes podem ser considerados iguais, sendo que o valor de  $(r_{on})$  a resistência da chave IGBT quando está fechada e  $L$  é representado pela valor total dos indutores do filtro LCL. Diferentemente do eixo de coordenadas  $\alpha\beta$ , onde os controladores são difíceis de se otimizar,  $k_d$  pode ser considerado um controlador proporcional-integral simples, capaz de rastrear a referência [3].

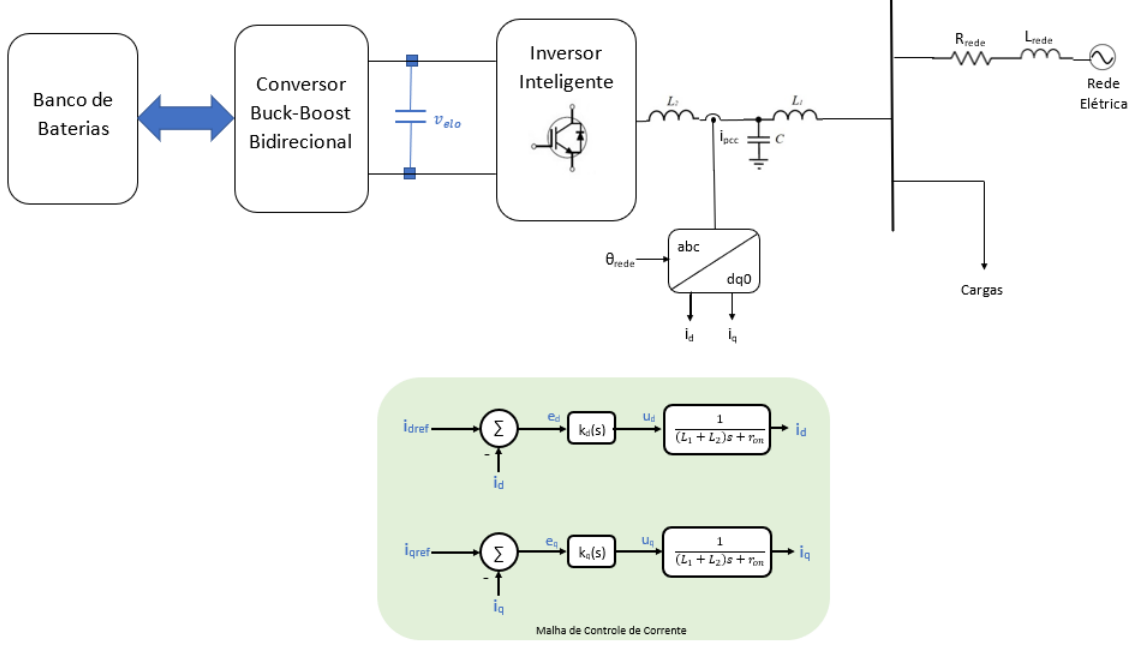


Figura 3.6: Diagrama de blocos simplificado do controle de corrente do inversor - Adaptado de [3]

Por ter uma dinâmica idêntica, os controladores dos eixos d e q possuem a forma e valores conforme apresentado em:

$$k_d(s) = \frac{k_p s + k_i}{s} \quad (3.35)$$

Em que, os valores de  $k_p$  e  $k_i$  são os ganhos proporcional e integral respectivamente. Além disso, o ganho da malha é:

$$l(s) = \left( \frac{k_p}{Ls} \right) \frac{s + \frac{k_i}{k_p}}{s + \frac{(R+r_{on})}{L}} \quad (3.36)$$

Verificando as equações acima, o polo do projeto é  $s = -(R + r_{on})/L$ , onde é muito próximo a origem, onde a magnitude e fase do ganho da malha começa a cair em baixas frequências. Assim, o polo da planta é cancelado pelo controlador  $s = -k_i/k_p$ , e o ganho da malha assume a forma de  $l(s) = k_p/(Ls)$ . Dessa forma, a

função de transferência de malha fechada fica conforme [3]:

$$\frac{I_d(s)}{I_{dref}(s)} = G_i(s) = \frac{1}{\tau_i s + 1} \quad (3.37)$$

Se

$$k_p = \frac{L}{\tau_i} \quad (3.38)$$

$$k_i = \frac{(R + r_{on})}{\tau_i} \quad (3.39)$$

Em que,  $\tau_i$  é a constante de tempo do sistema de malha fechada. A escolha deste valor é realizada pelo projetista. Valores pequenos de  $\tau_i$  trazem uma resposta rápida ao controle de corrente, contudo o valor de  $1/\tau_i$  deve ser maior que dez vezes a frequência de chaveamento do inversor (expresso em radianos por segundo). Um valor típico utilizado para a constante de tempo é no intervalo entre  $0,5 - 0,5ms$  (entre zero virgula cinco e zero virgula cinco milissegundos), com isso foi adotado para o trabalho o valor de  $0,5ms$  de constante de tempo  $\tau_i$  [3]. Os valores dos parâmetros utilizados no inversor são apresentados na Tabela 3.3, onde  $L$  representa o valor total da indutância do filtro LCL e o somatório  $R + R_{on}$  o valor total referente a resistência da chave IGBT e do filtro:

Tabela 3.3: Componentes utilizados no inversor

$L_1 + L_2$	$0,000424H$
$R + R_{on}$	$0,001\Omega$
$\tau_i$	$0,0005$

Visto isso, os valores utilizados para as constantes  $k_p$  e  $k_i$  para os compensadores dos eixos dq são:

$$k_p = \frac{L}{\tau_i} = \frac{0,000424}{0,0005} = 0,8476 \quad (3.40)$$

$$k_i = \frac{(R + r_{on})}{\tau_i} = \frac{0,001}{0,0005} = 2 \quad (3.41)$$

$$T_i = \frac{1}{k_i} = 0,5 \quad (3.42)$$

Desta forma, os valores adotados para os controladores de corrente do inversor são apresentados na Tabela 3.4:

Tabela 3.4: Parâmetros dos controladores de corrente do inversor

$k_p$	0,8476
$T_i$	0,5

### 3.2.3 Modo de Operação da Microrrede Ilhada

Em sistemas elétricos, todo consumidor está susceptível a falhas no fornecimento de energia, onde pode-se levar a microrrede a se desconectar da rede de distribuição e passar a operar de forma autônoma. Neste caso, a microrrede perde sua referência de tensão e frequência da rede de suprimento da concessionária, sendo assim necessário a alteração do controle do inversor inteligente para formador de rede, garantido-se assim a continuidade do suprimento de energia através do sistema armazenador de energia,

No sistema estudado do trabalho, o inversor inteligente utiliza como parâmetro de entrada os valores de tensão dos eixos d e q ( $v_d$  e  $v_q$ ) pré ilhamento como referência a ser seguida pelo conversor formador de rede, evitando-se assim transitórios bruscos no ilhamento.

Como foi visto na Seção 2.2.2.1, o controle do inversor inteligente garante a tensão e frequência para microrrede quando ela estiver isolada, sendo necessário o dimensionamento do controle do formador de rede para o sistema utilizado 3.2.3.1, bem como controles secundários que atuam na transição entre os modos de operação do sistema 3.2.3.2.

#### 3.2.3.1 Parâmetros dos controladores de tensão

Quando ocorre a desconexão do suprimento de energia principal da microrrede, o controle do inversor inteligente recebe um sinal de ilhamento e atua em seu controle de forma a manter os valores de tensão e frequência inalterados. Dessa forma o algoritmo de controle alterna para um controle de tensão e recebe como parâmetro inicial os valores de tensão nos eixos dq que estavam sendo praticados na microrrede antes da desconexão. Em função dessas entradas, os valores são comparados com os medidos nos eixos dq, gerando um sinal de erro que é atenuado por um controlador e enviado como referência de corrente para o próximo passo do controle.

Na Figura 3.7, é apresentado o diagrama da malha de controle de tensão do projeto nos eixos dq. Os valores de  $V_{sd}$  e  $V_{sq}$  são medidos no ponto de conexão do inversor a microrrede, os valores de  $V_{sdref}$  e  $V_{sqref}$  referem-se ao último valor medido de tensão quando a rede encontra-se em modo conectado e o valor de  $C_f$  refere-se ao capacitor do filtro LCL. Os ganhos dos controladores podem ser considerados iguais nos eixos. Assim como no controlador de corrente,  $k_d$  pode ser considerado

um controlador proporcional-integral simples, capaz de rastrear a referência [3].

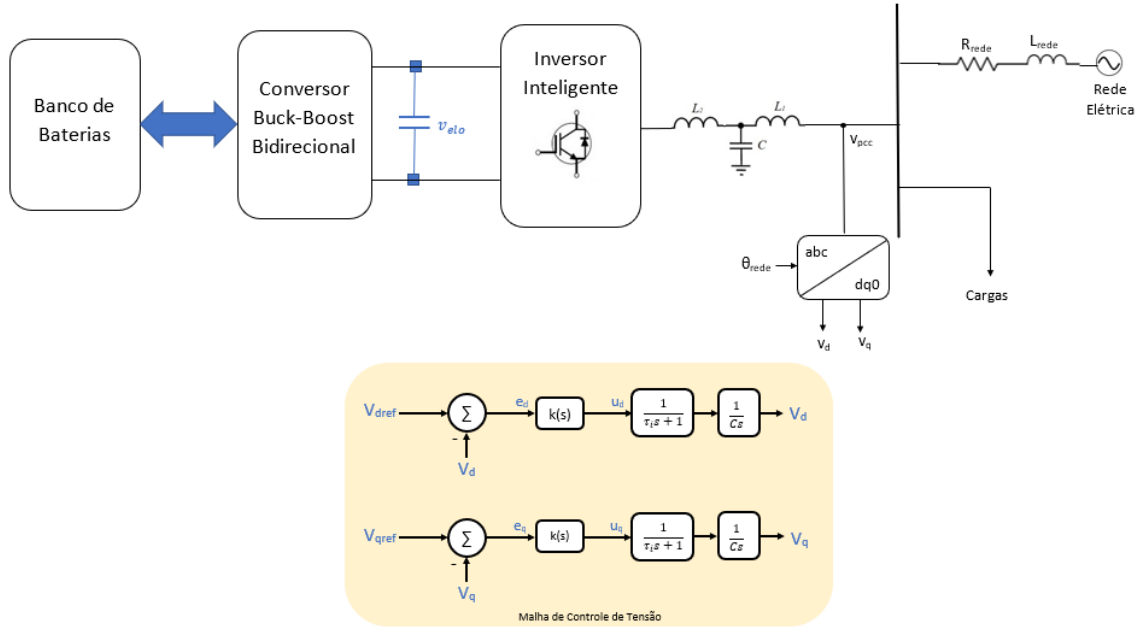


Figura 3.7: Diagrama de blocos simplificado do controle de tensão do inversor - Adaptado de [3]

Cada uma das malhas de controle dos eixos dq representadas possui um termo de integral com polo em  $s = 0$ , além de outro polo em  $s = -\frac{1}{\tau_i}$ . Em um sistema deste tipo um controlador proporcional-integral é capaz de suprir a necessidade de uma rápida regulação e a eliminação de erro em regime permanente. Dessa forma, o compensador é [3]:

$$k_v(s) = k \frac{s + z}{s} \quad (3.43)$$

Ajustando a equação, o ganho da malha se torna:

$$l(s) = \frac{k}{\tau_i C} \left( \frac{s + z}{s + \tau^{-1}} \right) \frac{1}{s^2} \quad (3.44)$$

Em frequências baixas, o ângulo de  $l(j\omega) = -180^\circ$  (cento e oitenta graus) devido ao polo duplo em  $s=0$ . Se  $z < \tau^{-1}$ , então o ângulo  $l(j\omega)$  aumenta até chegar ao seu valor máximo,  $\delta_m$ , na frequência  $\omega_m$ . Então, para  $\omega > \omega_m$  o ângulo  $l(j\omega)$  cai e assintoticamente se aproxima de  $-180^\circ$ . Assim, os valores de  $\delta_m$  e  $\omega_m$  são:

$$\delta_m = \sin^{-1} \left( \frac{1 - \tau_i z}{1 + \tau_i z} \right) \quad (3.45)$$

$$\omega_m = \sqrt{z \tau_i^{-1}} \quad (3.46)$$

Se o ganho da frequência de *crossover*  $\omega_c$  é escolhida como  $\omega_m$ , então  $\delta_m$  se torna

a margem de fase. De forma a satisfazer esta afirmação, o ganho proporcional do controlador  $k$ , deve ser  $|l(j\omega_c)| = |l(j\omega_m)| = 1$ , O que leva a:

$$k = C\omega_c \quad (3.47)$$

O método apresentado para o projeto do controlador é conhecido como simétrico ótimo. Esta metodologia é utilizada quando o ganho da malha possui dois polos em  $s=0$  (incluindo o polo do controlador PI) e um polo real. Baseado nele, o sistema de malha fechada resultante é de terceira ordem. Também pode ser visto que o sistema de malha fechada sempre possui um polo real em  $s = -\omega_c$ , além de dois outros polos, complexos conjugados, localizados em um círculo de raio  $\omega_c$ . A localização exata dos dois outros polos no círculo depende da margem de fase selecionada, onde, comumente, é escolhida entre  $30^\circ$  e  $75^\circ$  (trinta e setenta e cinco graus). Diante dos fatos, duas escolhas interessantes podem ser realizadas. A primeira é uma margem de fase de  $\delta_m = 45^\circ$  (quarenta e cinco graus), o que gera dois polos complexos conjugados com uma constante de amortecimento de  $\delta_m = 0,707$  (zero vírgula setecentos e sete). A segunda escolha seria uma margem de fase de  $\delta_m = 53^\circ$  (cinquenta e três graus), o que faz os dois polos coincidirem em  $s = -\omega_c$ . Na segunda escolha, de malha fechada terá um polo triplo em  $s = -\omega_c$  [3].

Os valores dos parâmetros utilizados no inversor são apresentados na tabela abaixo: Para a realização do cálculo dos compensadores nos eixos dq, inicialmente

Tabela 3.5: Constantes do Inversor

$C_f$	0,000138F
$\delta_m$	$53^\circ$
$\tau_i$	0,005

devemos calcular o valor da frequência máxima, que será utilizada com o a frequência de *crossover*:

$$\omega_m = \sqrt{z\tau_i^{-1}} = \sqrt{224 * \frac{1}{0,005}} = 669,33 \quad (3.48)$$

Com o valor de  $\omega_m$ , o valor do ganho proporcional do controlador é calculado:

$$k = C\omega_m = 0,000138 * 669,33 = 0,0923 \quad (3.49)$$

Através dos valores de  $k$  e  $z$  são calculados os valores de  $k_p$  e  $t_i$  do controlador de tensão:



Tabela 3.6: Valores utilizados no controlador de tensão do inversor inteligente

$k_p$	0,0927
$t_i$	0,0045

### 3.2.3.2 Estratégia de suavização na transição entre os modos de operação da microrrede

Nesta seção é apresentado o desenvolvimento da estratégia de controle capaz de realizar a operação de transição suave entre a microrrede conectada para o modo de operação ilhada e vice e versa.

Quando o sistema opera de forma conectada, o inversor inteligente atua utilizando os parâmetros do algoritmo de controle do pico de demanda estabelecidos. Porém, quando ocorre a desconexão da microrrede da rede elétrica, o sistema deve informar ao algoritmo de controle do inversor que deverá alterar sua lógica e atuar como um dispositivo formador de rede.

A sequência de operação realizada para a transição entre o modo conectado para ilhado é listada abaixo:

1. Ocorre a desconexão da microrrede e foi assumido que o disjuntor consiga através de um algoritmo de detecção de ilhamento associado, enviar um sinal para o controle informando a desconexão com a rede elétrica;
2. Como o sistema proposto não possui potência suficiente para suprir todas as cargas conectadas à microrrede, foi desenvolvido um algoritmo que realiza um descarte de cargas, proporcional à capacidade instalada de cada subestação, de forma a suprir energia as três subestações modeladas. O algoritmo limita o suprimento de até 50kW do inversor quando encontra-se funcionando como formador de rede, distribuindo a cada subestação uma fração dessa potência, permitindo-se assim suprir as cargas essenciais de cada subestação;
3. Na Figura 3.8 é possível verificar o disjuntor de entrada presente no sistema simulado que auxilia no processo de ilhamento e reconexão da microrrede. Quando ocorre a desconexão da microrrede, o controle do inversor recebe o sinal de desconexão do disjuntor  $BRK_{rede}$  e alterna para o modo formador de rede. O sistema opera apenas com o fornecimento de energia através do inversor inteligente, fornecendo ao sistema as referências de tensão e frequência necessárias para o seu funcionamento adequado. De modo a manter o sistema funcionando no mesmo ponto de operação previamente à ocorrência do ilhamento, os valores de  $V_d$  e  $V_q$  pré ilhamento são utilizados como referências no controle do formador de rede, evitando-se assim mudanças abruptas.

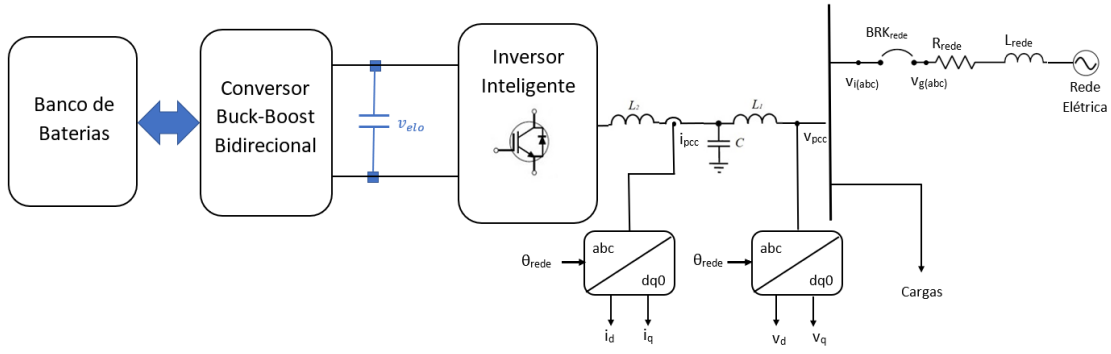


Figura 3.8: Funcionamento do disjuntor de entrada da microrrede no processo de ilhamento e reconexão

Após o retorno do suprimento de energia da concessionária, o controle não deve permitir a reconexão enquanto não estiver sincronizada com a microrrede, sendo que para isso deve ser implementado um algoritmo que atue na suavização da transição dos modos. O algoritmo tem como objetivo a sincronização da frequência da microrrede quando opera de forma ilhada com o valor da frequência da concessionária de energia quando seu suprimento é restabelecido. De forma a evitar os transientes na reconexão, a microrrede necessita estar sincronizada com a rede principal, realizando a operação de transição apenas após a sincronização da rede ilhada com a rede elétrica de distribuição.

O algoritmo de sincronização implementado no controle é realizado através do cálculo da diferença de fase entre a tensão da rede e a tensão gerada pelo inversor [74], sendo esta diferença representada pelo ângulo  $\theta$ .

$$\theta = \angle \dot{\mathbf{V}}_G - \angle \dot{\mathbf{V}}_I \quad (3.50)$$

Para calcular o valor de  $\theta$ , são utilizados dois conjuntos de valores de tensão.

$$K = v_{ia}v_{ga} + v_{ib}v_{gb} + v_{ic}v_{gc} = \frac{3}{2} (\cos \theta) \quad (3.51)$$

$$G = v_{ia}v_{gb} + v_{ib}v_{gc} + v_{ic}v_{ga} = \frac{3}{4} \left( -\cos \theta + \sqrt{3} \sin \theta \right) \quad (3.52)$$

Assumindo a tensão da rede como referência, as tensões da rede e da microrrede ilhada, medidas na entrada da rede elétrica e no ponto de conexão do inversor respectivamente, conforme apresentado na Figura 3.8, podem ser representadas:

$$v_{ga} = V_{gm} \sin(\omega t) \quad (3.53)$$

$$v_{gb} = V_{gm} \sin(\omega t + 120^\circ) \quad (3.54)$$

$$v_{gc} = V_{gm} \sin(\omega t - 120^\circ) \quad (3.55)$$

$$v_{ia} = V_{im} \sin(\omega t + \theta) \quad (3.56)$$

$$v_{ib} = V_{im} \sin(\omega t + 120^\circ + \theta) \quad (3.57)$$

$$v_{ic} = V_{im} \sin(\omega t - 120^\circ + \theta) \quad (3.58)$$

Utilizando os valores das variáveis K e G, o valor do seno pode ser calculado como:

$$\sin \theta = \frac{\frac{4}{3}G + \frac{2}{3}K}{\sqrt{3}} \quad (3.59)$$

O valor do seno é utilizado no cálculo para obter o ângulo de fase necessário para a sincronização da rede elétrica com o inversor. No momento que a tensão da rede principal é restabelecida, o controlador do algoritmo de transição atua e processa os valores de tensão de fase da rede e do inversor. Quando o valor do seno é praticamente zerado pelo controle, as tensões são consideradas sincronizadas e o algoritmo sinaliza que a transição do modo ilhado de operação do inversor para o modo conectado pode ser realizada.

O esquema de controle do algoritmo de verificação de sincronismo da rede é apresentado na Figura 3.9.

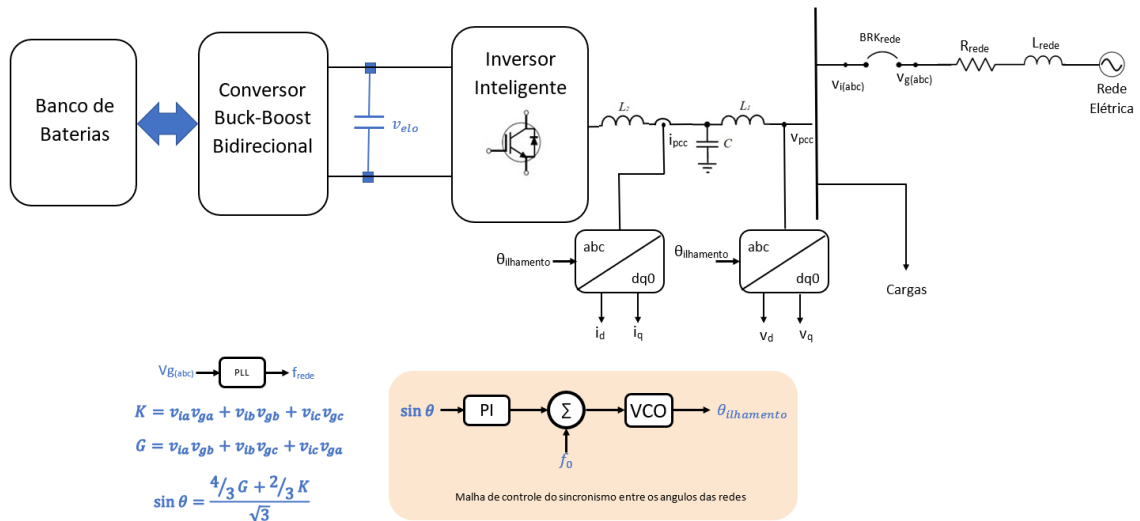


Figura 3.9: Controle de sincronismo.

A sequência de operações realizada para que a microrrede alterne de seu modo de funcionamento ilhado para conectado é enumerada abaixo:

1. Assim como na desconexão da microrrede, quando ocorre reestabelecimento do suprimento de energia da rede elétrica, um sinal de energização é enviado para o controle do inversor inteligente;
2. O algoritmo de sincronismo entra em atuação e altera a frequência da microrrede ilhada de forma a sincronizar o ângulo de fase da microrrede ilhada com o do fornecimento principal, de forma a suavizar o retorno do funcionamento normal da microrrede. Vale ressaltar que a faixa máxima de variação da frequência é de  $\pm 0,1\text{Hz}$ , obedecendo os critérios mínimos de qualidade especificados pela ANEEL [29];
3. Após a sincronização, é enviado um sinal para o disjuntor  $BRK_{rede}$  de entrada da microrrede e ocorre o fechamento após 0,5 segundos do processo de sincronismo inicializado, conectando novamente ao fornecimento de energia da concessionária e retornando o controle do inversor para o modo de controle de pico de demanda.

### 3.3 Conversor *Buck-Boost* Bidirecional

Os conversores CC-CC são equipamentos capazes de converter um nível de tensão contínua em outro mais adequado, com a saída normalmente regulada. Esses conversores também podem ser denominados chaveados, uma vez que o princípio básico de funcionamento parte do pressuposto que os níveis de tensão são alcançados através do chaveamento de chaves eletrônicas semicondutoras [75].

Em um conversor *Buck-Boost* convencional, o sentido do fluxo de corrente é único, ou seja, possui apenas uma função de elevar ou abaixar a tensão. Ainda que seja possível ser obtido um fluxo bidirecional através de um arranjo paralelo de dois conversores convencionais, esta alternativa não se mostra vantajosa devido seu maior volume e custo de implementação [76].

Logo, o conversor *Buck-Boost* bidirecional destaca-se por possuir uma topologia que permite ambas as operações com um custo menor. O conversor *buck-boost* bidirecional é uma melhoria do conversor CC-CC tradicional, pois é uma maneira eficiente de prover um fluxo de potência de maneira bidirecional e controlada [76].

Em um projeto de conversor é desejável que a tensão do capacitor representado pelo barramento CC seja constante, independente da potência absorvida ou injetada no capacitor. Isto é conseguido através da elaboração de uma estrutura de controle que varie o ciclo de chaveamento, de forma a manter seu nível de carregamento

constante. Além disso, é necessário o correto dimensionamento dos elementos que constituem o conversor *Buck-Boost* para seu funcionamento adequado nos dois modos de operação do sistema. Na Subseção 3.3.1 é elaborado o dimensionamento dos elementos do conversor e na Subseção 3.3.2 é dimensionado o controle.

### 3.3.1 Dimensionamento dos componentes do Conversor *Buck-Boost*

No modo *Buck*, a tensão de saída é menor que a de entrada. Para o carregamento da bateria através do capacitor, a chave S1 é ativada e a S2 é deixada desligada conforme apresentado na Figura 3.10. Quando a chave S1 está fechada, a entrada de corrente aumenta e a energia é armazenada no indutor L. Quando a chave S1 desliga, a corrente do indutor é liberada até o próximo ciclo. A energia armazenada no indutor L é utilizada para o carregamento da bateria.

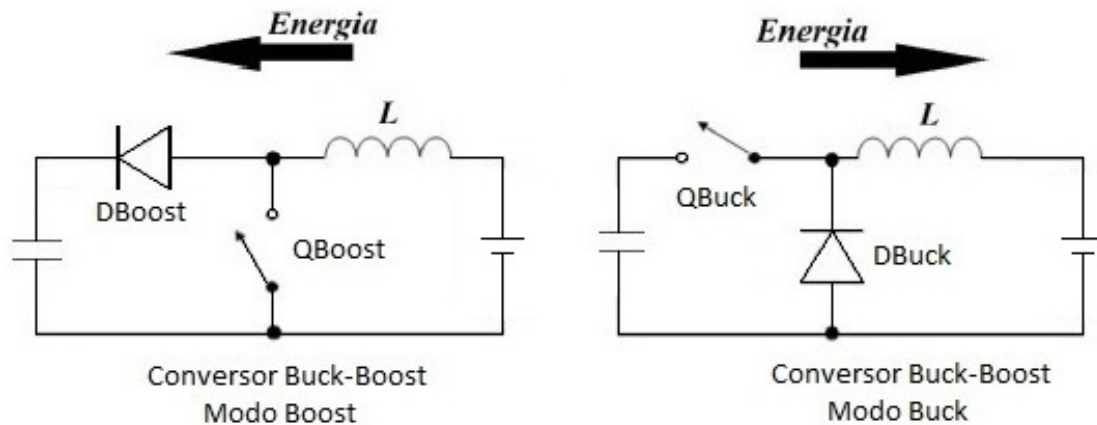


Figura 3.10: Funcionamento das chaves nos modos *Buck* e *Boost*.

Para o projeto foi utilizada a tensão referência do capacitor em 1000V (mil volts) e a tensão da bateria em 120V (cento e vinte volts). Com isto, podemos calcular o ciclo de trabalho conforme a equação abaixo:

$$D = \frac{V_{out}}{V_{in} * n} = \frac{120}{1000 * 0,9} = 0,1333 \quad (3.60)$$

Onde,

- $V_{in}$  = tensão de entrada,
- $V_{out}$  = tensão de saída,
- $n = 0,9$  = eficiência do conversor, estimada em 90%.

### 3.3.1.1 Seleção do Indutor no modo *Buck*

O *ripple* de corrente do indutor é normalmente escolhido com valores aproximados de 10 – 20% (dez a vinte por cento) da corrente de saída, como pode ser visto em [36] e, [77]. Contudo, no trabalho foi adotado o valor de 5% com o intuito de se obter uma corrente de saída do indutor com menor conteúdo harmônico, podendo assim, ser encontrado através da equação, :

$$\Delta I_L = 0,05 * I_{out} \quad (3.61)$$

A corrente da bateria através de uma taxa de carregamento com potência de 50kW (cinquenta quilowatts), é de:

$$I_{out} = \frac{P_{carreg}}{V_{out}} = \frac{50000}{120} = 416,67A \quad (3.62)$$

Com o cálculo da corrente de saída do conversor, temos como *ripple* de corrente:

$$\Delta I_L = 0,05 * I_{out} = 0,05 * 416,67 = 20,834A \quad (3.63)$$

Para a escolha do indutor, o cálculo abaixo é realizado, sendo que quanto maior o valor do indutor, maior o valor de máximo de corrente de saída devido à redução do *ripple* de corrente.

$$L = \frac{D * (V_{in} - V_{out})}{f_{sw} * \Delta I_L} \quad (3.64)$$

$$L = \frac{0,133 * (1000 - 120)}{10.000 * 20,834} \geq 563\mu F \quad (3.65)$$

### 3.3.1.2 Seleção do Capacitor no modo *Buck*

No cálculo do capacitor, usualmente é utilizado o valor de *ripple* de tensão de 5% (cinco por cento) da tensão de saída. Dessa forma, a partir do valor do *ripple* de tensão escolhido [36] e [77], temos:

$$C_{out} = \frac{(1 - D) * V_{out}}{8L * \Delta V_{out} * (f_{sw})^2} \quad (3.66)$$

$$C_{out} = \frac{(1 - 0,133) * 120}{8 * 0,0006 * 0,05 * 120 * 10.000^2} \geq 36,1\mu F \quad (3.67)$$

### 3.3.1.3 Seleção do Indutor no modo *Boost*

No modo *Boost*, a tensão de saída é maior que a de entrada. A bateria descarrega a potência armazenada para o inversor, acionando a chave S2 e desligando a S1.

Quando a chave S2 está ligada, a entrada de corrente aumenta e armazena energia através do indutor L. No momento em que a chave S2 desliga, a corrente do indutor é liberada até o próximo ciclo. Para o cálculo do ciclo de trabalho do conversor em modo *Boost*, foi utilizado também uma eficiência de 90% (noventa por cento), conforme (3.68) .

$$D = 1 - \frac{V_{in} * n}{V_{out}} = 1 - \frac{120 * 0,9}{1000} = 0,89 \quad (3.68)$$

O *ripple* de corrente do indutor é assumido como aproximadamente 5% (cinco por cento) da corrente de saída, podendo, assim, ser encontrado através da equação:

$$\Delta I_L = 0,05 * I_{in} \quad (3.69)$$

A corrente da bateria através de uma taxa de carregamento com potência de 50kW (cinquenta quilowats) é de:

$$I_{in} = \frac{P_{carreg}}{V_{in}} = \frac{50000}{120} = 416,67A \quad (3.70)$$

Com o cálculo da corrente de saída do conversor, temos como *ripple* de corrente:

$$\Delta I_L = 0,05 * I_{in} = 0,05 * 416,67 = 20,834A \quad (3.71)$$

Para a escolha do valor do indutor, o cálculo abaixo é realizado, sendo que quanto maior o valor do indutor, maior o valor de máximo de corrente de saída devido a redução do *ripple* de corrente.

$$L = \frac{D * (V_{in})}{f_{sw} * \Delta I_L} \quad (3.72)$$

$$L = \frac{0,89 * (120)}{10.000 * 20,834} \geq 513,79\mu F \quad (3.73)$$

#### 3.3.1.4 Seleção do Capacitor no modo *Boost*

Também no modo *Boost*, conforme visto no cálculo do capacitor no modo *Buck*, é utilizado o valor de *ripple* de tensão de 5% (cinco por cento) na saída. Dessa forma, para o *ripple* de tensão escolhido, o valor do capacitor é:

$$C_{out} = \frac{I_{out} * D}{f_{sw} * \Delta V_{out}} \quad (3.74)$$

$$C_{out} = \frac{2,5 * 0,89}{10.000 * 50} \geq 89,2\mu F \quad (3.75)$$

Com isso, os valores adotados no elementos do conversor *Buck-Boost* Bidirecional são listados na tabela abaixo:

Tabela 3.7: Valores dos componentes do Conversor *Buck-Boost* Bidirecional.

L	$600\mu H$
C	$90\mu F$

### 3.3.2 Controle do Conversor *Buck-Boost* Bidirecional

Na Figura 3.11, é apresentado um esquema de controle do conversor *Buck-Boost* bidirecional, que opera na interface entre o inversor e o elemento armazenador de energia. A estratégia consiste em realizar o controle de tensão do elo CC, mantendo constante o carregamento do capacitor através do chaveamento dos IGBT's. Assim, quando há solicitação de potência pelo inversor, definida pela estratégia de controle de pico de demanda ou pelo controle do formador de rede, o capacitor descarrega e o controle do conversor *Buck-Boost* atua solicitando energia da bateria, retornando o capacitor ao seu nível de carregamento ideal. Da mesma forma, quando o controle de pico de demanda do inversor envia a ordem de absorver energia da rede, o capacitor do elo CC aumenta seu nível de tensão, e, de forma a manter valor constante, injeta potência no lado de corrente contínua, carregando a bateria.

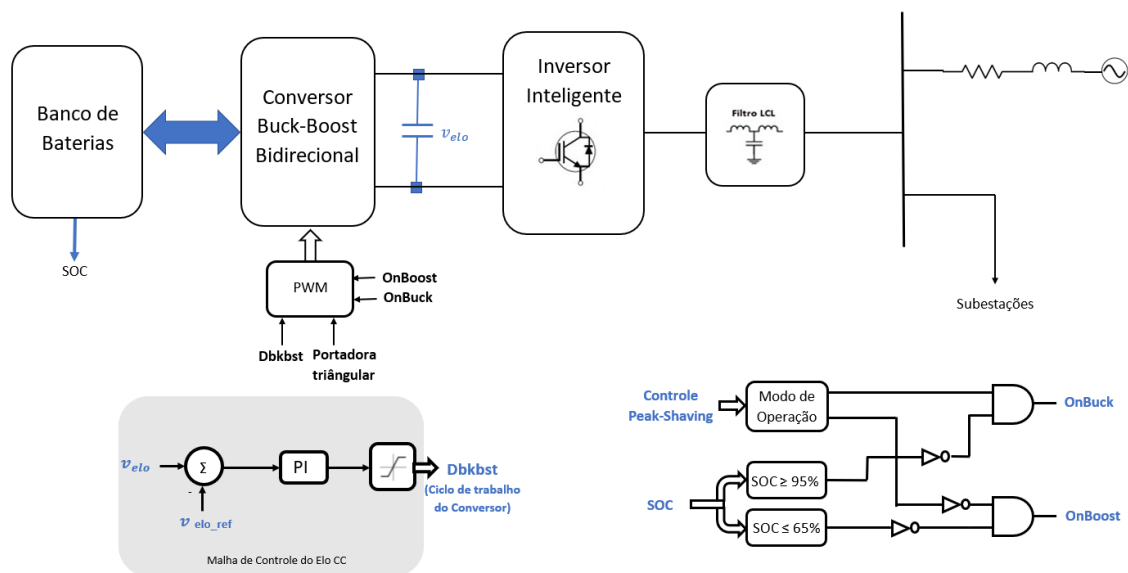


Figura 3.11: Controle de Tensão no elo CC

Na Figura 3.11 é visto o algoritmo de controle do conversor *Buck-Boost* Bidirecional. Além do controle do elo CC, que através de um controlador PI, mantém o nível do elo CC constante, é desenvolvido um controle adicional no conversor, onde são executadas as ações de injeção e absorção de energia da bateria apenas quando



os valores de estado de carga da bateria estão entre 65% a 95%, prolongando-se assim sua vida útil [2]. O controle atua no monitoramento do SOC, e quando o carregamento da bateria chega ao seu valor limite mínimo estipulado, significa que o controle do conversor deve interromper o fornecimento de potência das baterias, assim como quando é chegado ao seu valor máximo estipulado de carregamento. O algoritmo apresentado na Figura 3.11 envia uma ordem de ativação do modo *buck* ou *boost* (OnBuck ou OnBoost na figura) de acordo com a informação de programação do controle *Peak-Shaving*, parametrizado para funcionamento do modo *boost* nos horários entre 07:00 e 16:00 e no modo *buck* nos demais horários, e com a informação se a bateria encontra-se nos limites adequados de operação.

Os ganhos do controlador proporcional integral do conversor *Buck-Boost* Bidirecional foram obtidos pelo método de tentativa e erro (do inglês, *guess and check*), uma vez que com o entendimento do significado de cada parâmetro, a metodologia de rastreamento dos valores otimizados se torna simplificada. Inicialmente o valor do termo  $K_i$  é definido como zero e o ganho proporcional é aumentado até a saída da malha de controle começar a oscilar, tomando-se cuidado para não aumentá-lo ao ponto de se instabilizar o sistema. Uma vez definido o valor de  $K_p$ , o termo integral é aumentado a fim de se parar as oscilações [78].

As ações de controle que precisam ser implementadas no controle do conversor CC-CC são ilustradas através do fluxograma da Figura 3.12.

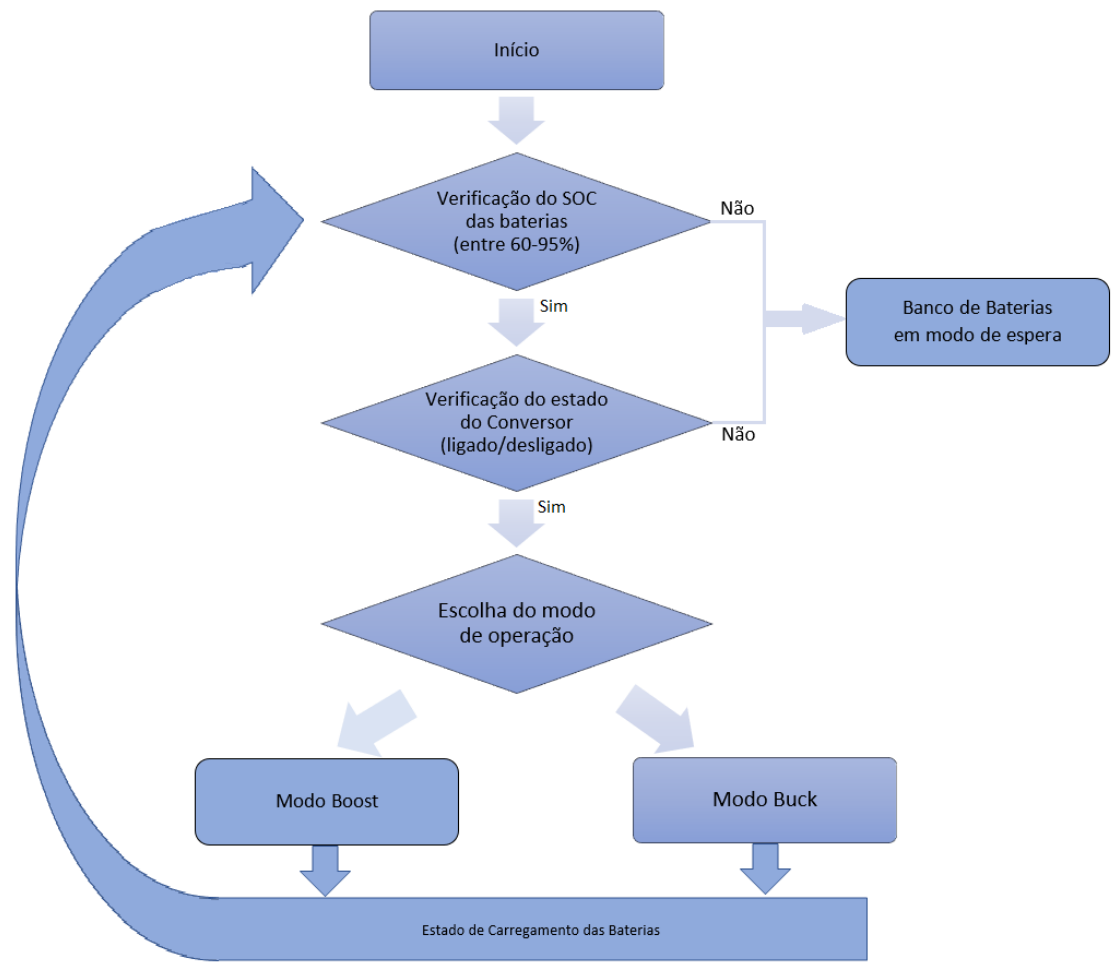


Figura 3.12: Fluxograma das ações implementadas para o controle de potência de saída de corrente na bateria

## Capítulo 4

# Simulação e Resultados da microrrede

Este capítulo apresenta a implementação em ambiente PSCAD/EMTDC, de uma parte da microrrede do Centro de Tecnologia. Foram utilizadas medições de potência ativa e reativa das subestações D2, G1 e H1 do CT com o intuito de se aproximar do perfil de consumo e, dessa forma, conseguir elaborar melhorias apropriadas para a microrrede do prédio. Acoplado à microrrede simulada, foi modelado um sistema de armazenamento de energia, que é controlado através de um conjunto de conversores que atuam de forma a agregar à microrrede melhorias na confiabilidade e no aproveitamento da energia de forma mais econômica.

O sistema considerado na simulação é composto por um inversor inteligente que, inicialmente, opera com um regime de suavização da curva de demanda do prédio do Centro de Tecnologia, carregando a bateria em momentos de menor demanda e injetando a energia armazenada nos períodos de pico do sistema. Além do regime de controle de pico de demanda, o inversor também é capaz de operar como um formador de rede, garantido o fornecimento de energia em caso de desabastecimento da concessionária.

Serão apresentados os resultados obtidos a partir dos valores encontrados no capítulo anterior. É avaliado o desempenho do controle desenvolvido para os cenários:

- Funcionamento da microrrede sem a conexão de nenhuma melhoria;
- Inversor em funcionamento de controle de pico de demanda;
- Controle do inversor e do sistema na desconexão, reconexão e em modo ilhado.

## 4.1 Metodologia de coleta de dados

Como forma de detalhar as curvas de demanda das subestações de transformação, foram realizadas, ao longo do ano de 2019, medições que obtiveram os valores de potência ativa e reativa necessários para a verificação dos padrões de consumo. Por conta da chegada da pandemia do Coronavírus esse trabalho foi interrompido, restando, assim, a utilização dos dados que já haviam sido coletados.

As medições nas subestações foram realizadas em dias distintos em virtude da pouca quantidade de medidores disponíveis. As datas de medição de cada transformador são demonstradas conforme Tabela 4.1:

Subestações		Data da medição	
		Início	Fim
Subestação D2	Transformador 1	07/11/2019	22/11/2019
	Transformador 2	23/01/2020	29/01/2020
	Transformador 4	07/11/2019	22/11/2019
Subestação G1	Transformador 1	29/08/2019	19/09/2019
	Transformador 2	29/08/2019	19/09/2019
Subestação H1	Transformador 1	19/11/2019	05/12/2019
	Transformador 2	14/02/2020	12/03/2020
	Transformador 3	14/02/2020	12/03/2020

Tabela 4.1: Medições realizadas nas subestações D2, G1 e H1.

Os medidores foram instalados no lado de baixa tensão dos transformadores, logo após o disjuntor de proteção do painel, por ser de mais fácil acesso e sem a necessidade de interromper o fornecimento de energia.

Na Figura 4.1 é apresentado uma foto representando como foram instalados os medidores (fotografia realizada na subestação G1). Já nas Figuras 4.2, 4.3 e 4.4 os diagramas unifilares das subestações são exibidos.

As subestações estudadas possuem distintas cargas e, com isso, padrões de consumo diferentes. A subestação D2 possui três transformadores em funcionamento e sua carga instalada é de 750kVA, atendendo basicamente o Núcleo de Ensino e Pesquisa em Materias e Tecnologias de Baixo Impacto Ambiental (NUMATS). O Núcleo de ensino é composto de diversos laboratórios como o Microlab, de Fluência e Retração, Concretagem, de Biomassa, Cimentação dentre outros, onde o perfil de consumo da subestação é mais linear, pois muitas das vezes alguns equipamentos de pesquisa funcionam de forma ininterrupta. A subestação G1 possui dois transformadores em funcionamento e sua carga instalada é de 725kVA. O transformador 1 da subestação atende exclusivamente o Laboratório de Engenharia de Polimerização (Engepol), já o transformador 2 atende em sua grande maioria salas de aula e secre-



Figura 4.1: Local de instalação dos medidores - Subestação G1.

tarias dos cursos, que apresenta horário de funcionamento fixo, normalmente entre 8:00 e 22:00 (oito e vinte e duas horas). Já a subestação H1 possui 3 transformadores em funcionamento e sua carga instalada é de 875kVA. O transformador 1 atende algumas salas de aula e o laboratório de fontes alternativas de energia (LAFAE), o transformador 2 atende em sua grande maioria salas de aula do primeiro e segundo andar do bloco, secretárias de cursos e o laboratório de sistemas de potência (LASPOT), já o transformador 3 atende também em sua maioria salas de aula e secretarias de cursos e o restaurante Kilowatt. As cargas contidas na subestação H1 também apresenta característica de funcionamento fixo entre 8:00 e 22:00 (oito e vinte e duas horas), com exceção dos laboratórios que em certos momentos podem funcionar 24 horas.

## 4.2 Parâmetros utilizados na simulação

A avaliação do desempenho da microrrede proposta é realizada através de simulação do sistema da Figura 4.5. Os parâmetros utilizados na simulação são apresentados na Tabela 4.2. Com o intuito de se aproximar da realidade nas subestações do CT, foram utilizadas as médias dos valores de consumo medidos a cada 30 (trinta) minutos, ou seja foram utilizados 48 (quarenta e oito) pontos, sendo desta forma possível perceber com bastante realidade os horários do dia com maior consumo, as demandas máximas, os horários de pico e baixa do sistema. Após a modelagem das

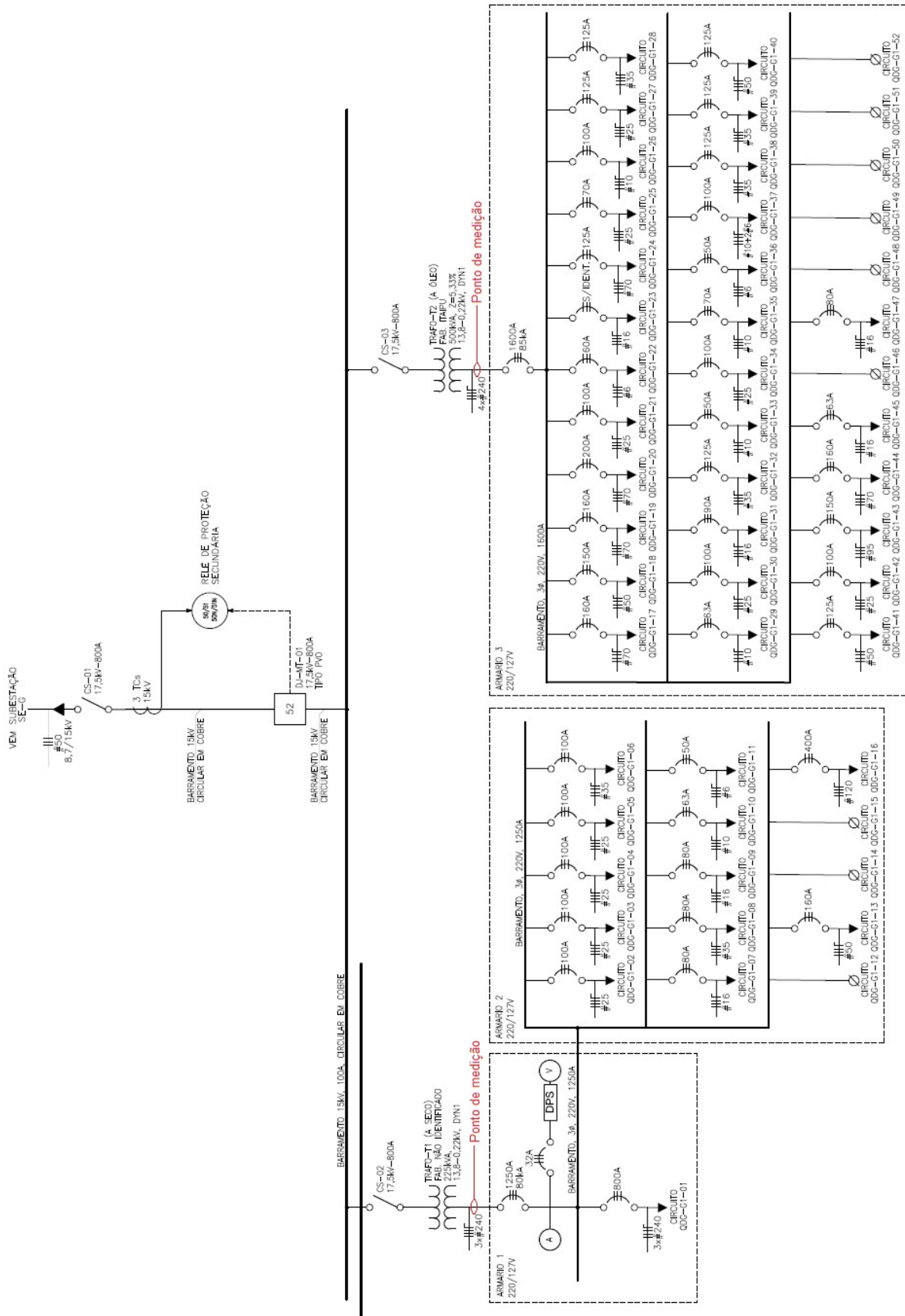


Figura 4.2: Diagrama Unifilar da Subestação G1.

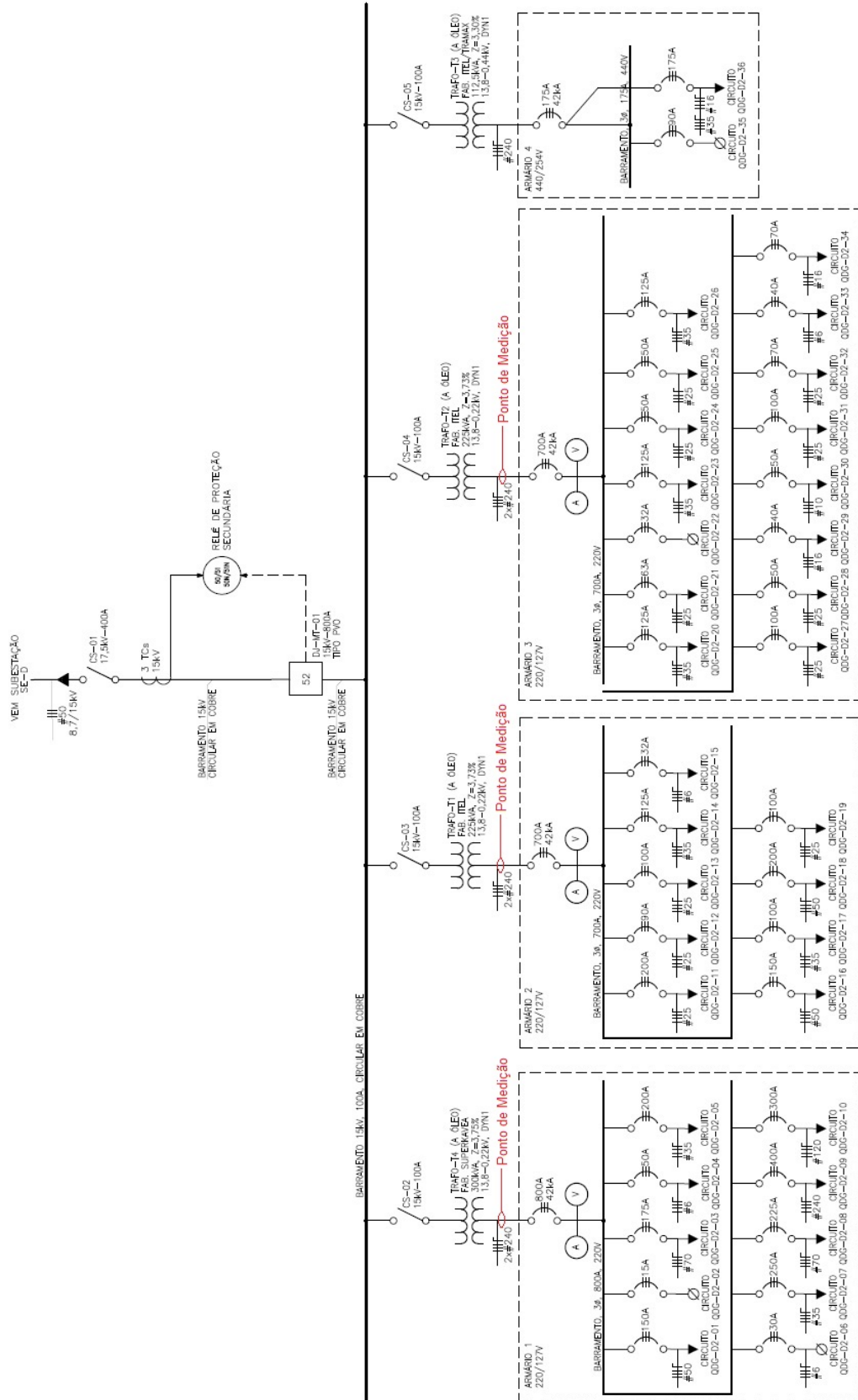


Figura 4.3: Diagrama Unifilar da Subestação D2.

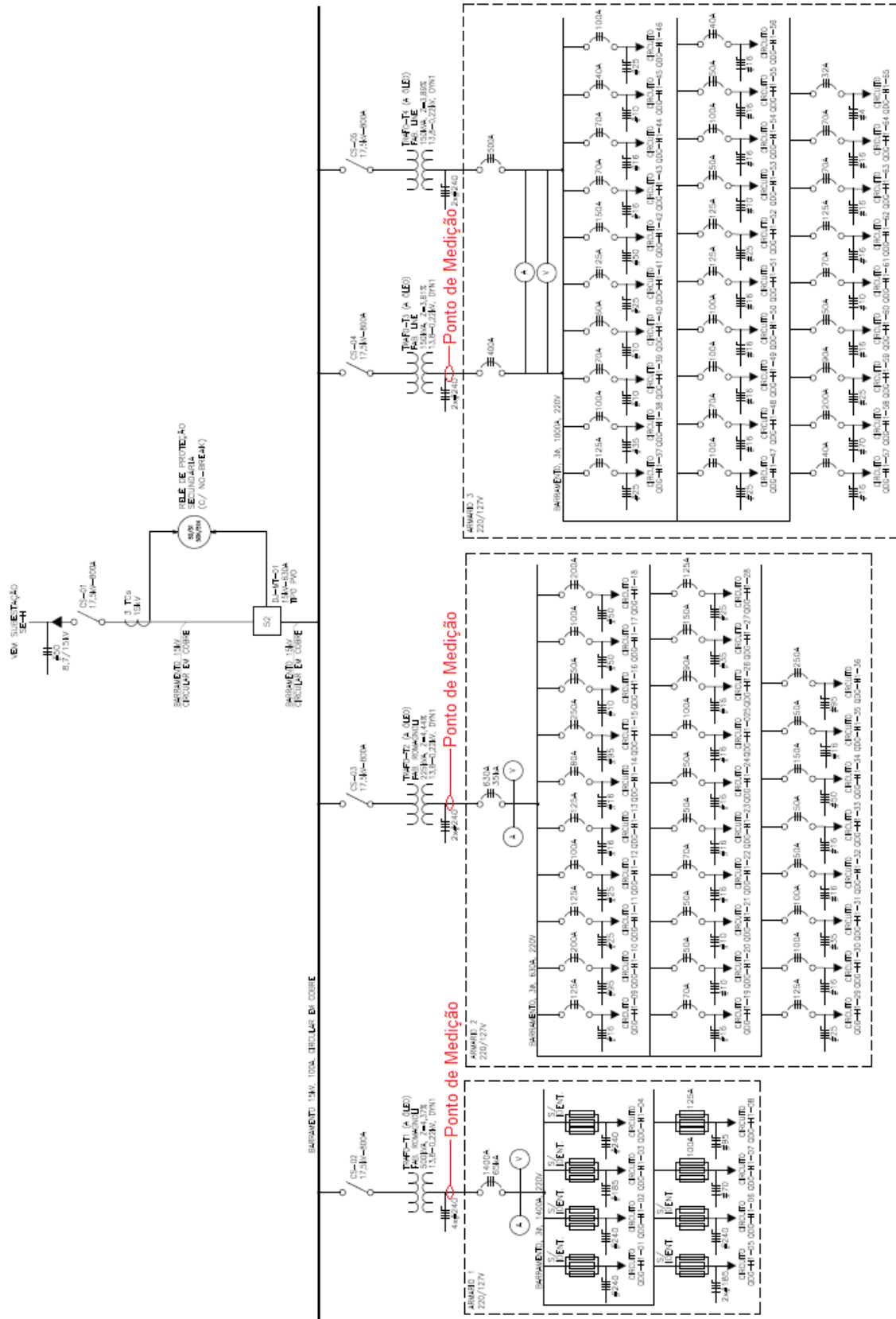


Figura 4.4: Diagrama Unifilar da Subestação H1.



três subestações da microrrede do CT, foi implementado um inversor inteligente com armazenamento de energia com o intuito de agregar melhorias no controle de pico de demanda, como pode ser visto na Subseção 4.3.2 e quando ocorre um ilhamento na microrrede, também visto na Subseção 4.3.3.

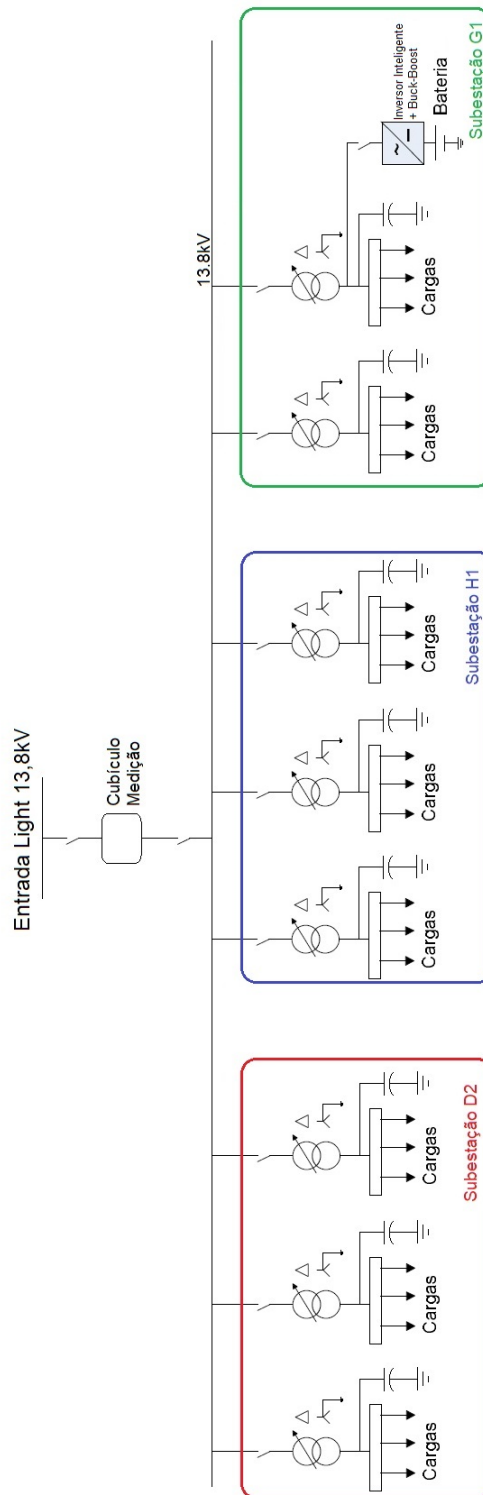


Figura 4.5: Diagrama Unifilar da Microrrede analisada.

Parâmetros		Valor	Unidade
Rede Light	Tensão da fonte	13,80	kV
	Resistencia da linha	0,161	$\Omega$
	Indutância da linha	0,19	H
Subestação D2	Transformador 1	Potência	225 kVA ( $\Delta Y$ )
		N1/N2	13,8/0,22 kV <sub>rms</sub>
		Reatância	3,73 %
	Transformador 2	Potência	225 kVA ( $\Delta Y$ )
		N1/N2	13,8/0,22 kV <sub>rms</sub>
		Reatância	3,73 %
	Transformador 4	Potência	300 kVA ( $\Delta Y$ )
		N1/N2	13,8/0,22 kV <sub>rms</sub>
		Reatância	3,75 %
Subestação G1	Transformador 1	Potência	225 kVA ( $\Delta Y$ )
		N1/N2	13,8/0,22 kV <sub>rms</sub>
		Reatância	5,33 %
	Transformador 2	Potência	500 kVA ( $\Delta Y$ )
		N1/N2	13,8/0,22 kV <sub>rms</sub>
		Reatância	5,33 %
Subestação H1	Transformador 1	Potência	500 kVA ( $\Delta Y$ )
		N1/N2	13,8/0,22 kV <sub>rms</sub>
		Reatância	4,37 %
	Transformador 2	Potência	225 kVA ( $\Delta Y$ )
		N1/N2	13,8/0,22 kV <sub>rms</sub>
		Reatância	4,44 %
	Transformador 3	Potência	150 kVA ( $\Delta Y$ )
		N1/N2	13,8/0,22 kV <sub>rms</sub>
		Reatância	3,81 %
Filtro LCL	Indutor Inversor (L1)	374	$\mu H$
	Capacitor	138	$\mu F$
	Indutor Rede (L2)	50	$\mu H$
Inversor CA-CC	Tensão do elo CC	1	kV
	Frequência de Chaveamento	8000	Hz
Conversor Buck-Boost Bidirecional	Indutor	600	$\mu H$
	Capacitor	9,00E-05	$\mu F$
Banco de Baterias	Tensão nominal	120	V
	Capacidade nominal	11718,75	Ah

Tabela 4.2: Parâmetros do Sistema.

## 4.2.1 Controlador do Inversor inteligente

Ratificando o que foi descrito na Seção 3.2, o inversor desempenha tanto a função de conversor alimentador de rede, injetando ou absorvendo energia do sistema de acordo com o estipulado no controle, quanto a função de formador de rede, fornecendo à microrrede as referências de tensão e frequência necessárias para o funcionamento adequado do sistema. Aliado aos controles mencionados, no modo de operação de alimentador de rede, o inversor juntamente com os bancos de capacitores atua na manutenção do fator de potência próximo da unidade. O esquema de controle implementado no PSCAD/EMTDC pode ser visualizado na Figura 4.6, onde sempre que ocorre a interrupção do fornecimento de energia da rede, um sinal é enviado ao controle e comuta para o modo adequado.

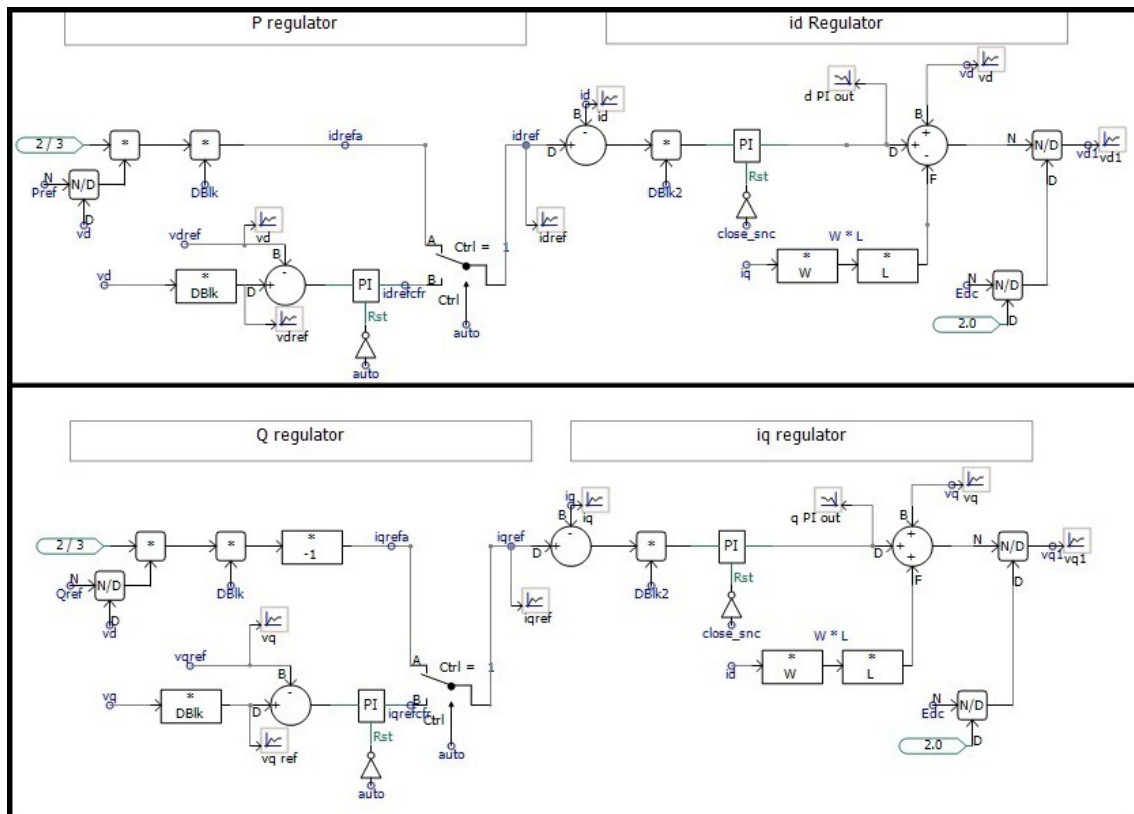


Figura 4.6: Esquema de controle do inversor inteligente.

Na Figura 4.6 é apresentado o algoritmo implementado para o controle do inversor inteligente. O algoritmo possui uma chave comutadora, acionada a partir de um sinal proveniente do disjuntor de entrada de energia da concessionária, que realiza a mudança entre os modos de operação do inversor, podendo atuar como alimentador ou formador de rede. Em modo de alimentador de rede o controle recebe o valor  $P_{ref}$ , configurado de acordo com o valor especificado no algoritmo de controle de pico, e utilizando a equação apresentada em (2.5) é encontrada a corrente de referência para o controle de corrente e assim encontrada a tensão no eixo d a ser

perseguida. O mesmo acontece no eixo  $q$ , onde a partir do valor  $Q_{ref}$  é encontrada a corrente de referência que é utilizada para encontrar a tensão no eixo  $q$  a ser perseguida. Já no modo formador de rede além da malha controle de corrente, é implementada uma malha onde os valores de tensão e frequência medidas no ponto de conexão são controladas para a sua manutenção nos níveis praticados antes do ilhamento da microrrede.

## 4.2.2 Controlador do conversor *Buck-Boost* bidirecional

O controle foi modelado levando-se em consideração os sinais de comando do controle superior referentes ao modo de operação, *Buck* ou *Boost* de acordo com a necessidade do momento e o valor do carregamento da bateria, limitado de acordo com limites de segurança estabelecidos pelo fornecedor do equipamento. Na Figura 4.7, são apresentados os controles implementados para o conversor *Buck-Boost* Bidirecional, onde foi implementado uma chave para seu acionamento ou desligamento (Charger ON/OFF), implementado no algoritmo para coleta dos resultados sem a influência do conversor, o controle de nível de carregamento da bateria que foi detalhado na Subseção 3.3.2 e os valores de controle de pico utilizados para carregamento e descarregamento da bateria (0,05MW).

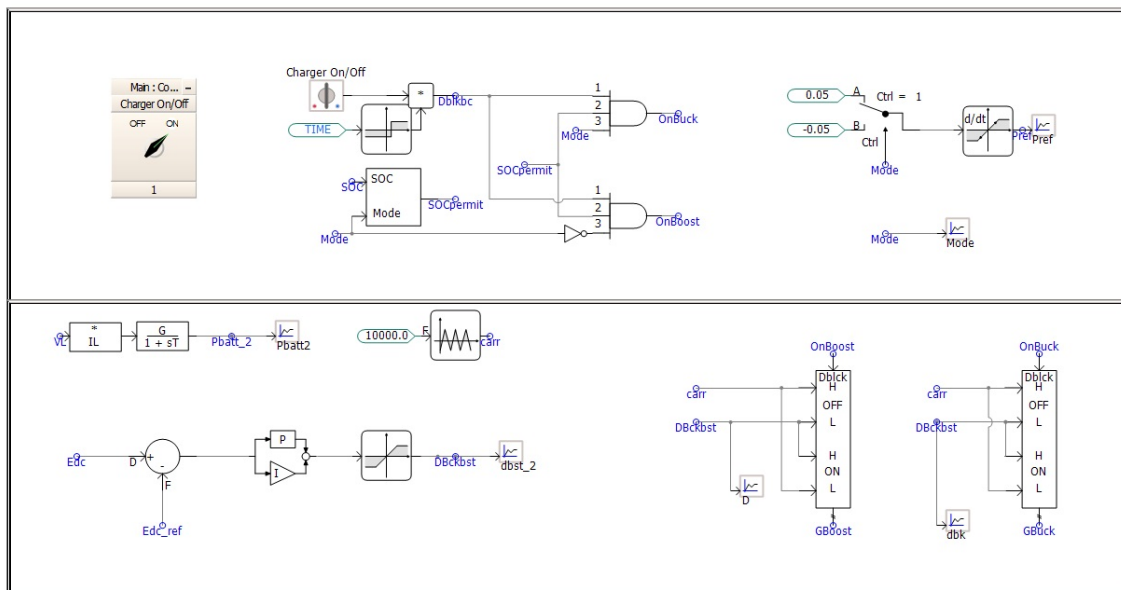


Figura 4.7: Controle *Buck-Boost* bidirecional

### 4.3 Resultados da microrrede simulada

Neste item são demonstrados os resultados do desempenho da microrrede nas três situações que foram simuladas a microrrede proposta. As subseções a seguir apresentam, detalhadamente, os resultados obtidos para cada situação.

#### 4.3.1 Operação da Microrrede sem a implementação de melhorias no sistema

A simulação tem por objetivo demonstrar a operação de parte da rede do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e, dessa forma, analisar o comportamento das cargas sem a influência do inversor inteligente e os bancos de capacitores.

Os resultados apresentados pretendem ilustrar se as melhorias propostas no trabalho trazem um impacto significativo no fragmento de rede simulado do prédio.

Para a verificação do consumo total das subestações D2, G1 e H1 do prédio do Centro de Tecnologia, foram utilizados os dados de medição de um dia útil na Universidade, conforme citado na Seção 4.1 e, desta forma, somatizados, resultando nos gráficos de Potência ativa e Reativa total das três subestações, vide Figura 4.8, e o do fator de potência total também das três subestações, vide Figura 4.9.

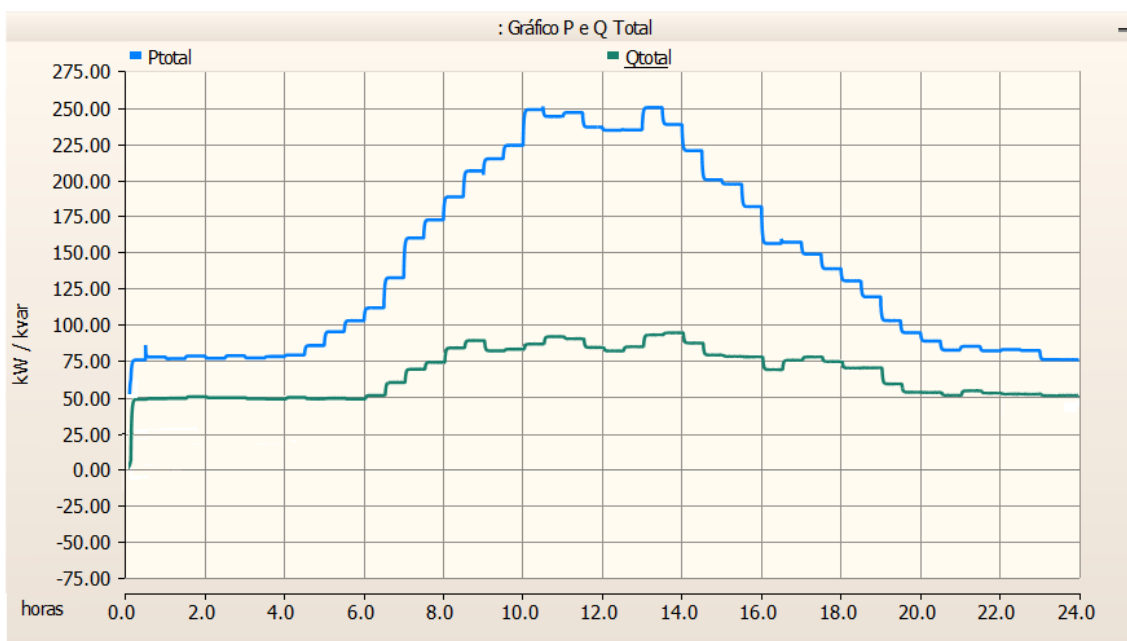


Figura 4.8: Medição de potência ativa e reativa da microrrede.

Os valores indicam um baixo fator de potência da instalação, principalmente nos horários de menor movimento do prédio do Centro de Tecnologia, como pode ser verificado na Figura 4.9, onde nos períodos entre 00:00 e 9:00 horas e 16:00 e 24:00

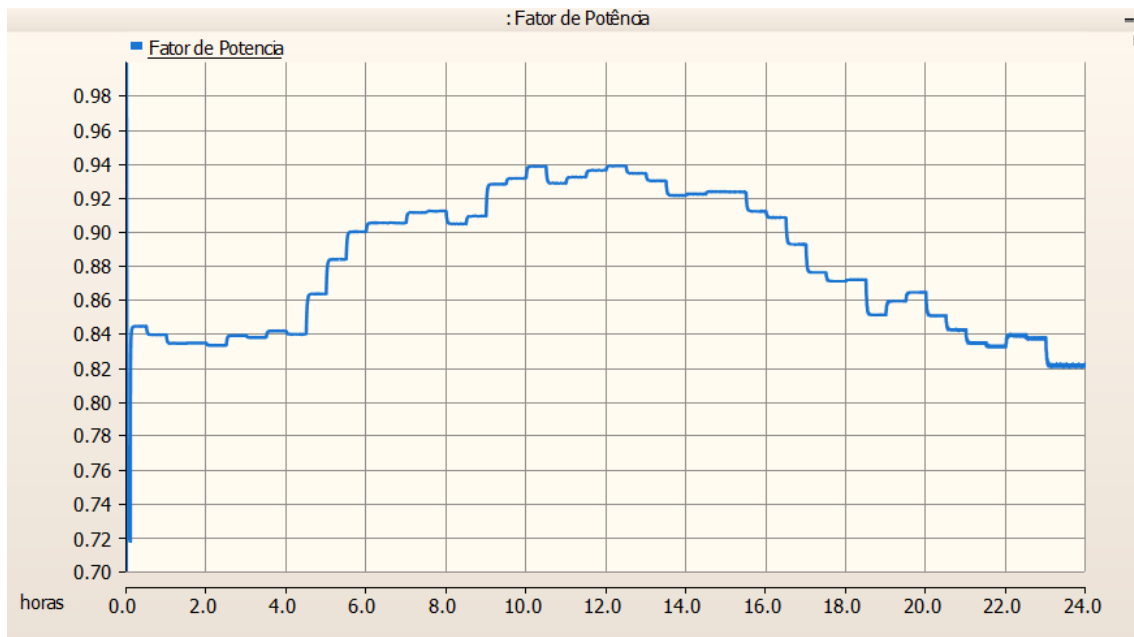


Figura 4.9: Fator de potência.

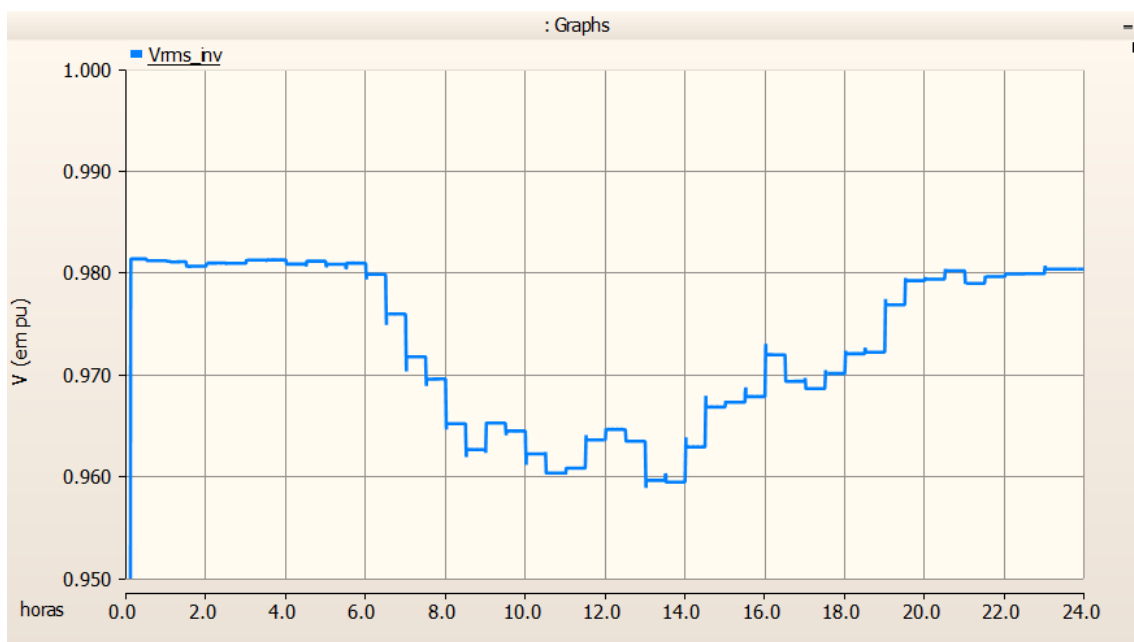


Figura 4.10: Tensão da microrrede(em pu).

o fator de potência fica menor que 0,92, evidenciando que grande parte das cargas que possuem baixo fator de potência tem seu funcionamento constante no dia e que apenas o valor do consumo de potência ativa da rede aumenta significativamente, justificando assim a melhoria do valor do fator de potência da instalação.

Já na Figura 4.10, onde é apresentado a tensão em pu no ponto de conexão do inversor inteligente, pode ser verificado que a tensão nos horários de maior movimentação do prédio, entre 8:00 e 18:00 horas, fica abaixo de 0,97pu, causando

um maior carregamento dos cabos e com isso aquecimento, além de poder danificar equipamentos sensíveis em casos mais severos.

### 4.3.2 Operação da microrrede no modo de controle de pico de demanda

Para a operação no modo de controle de pico de demanda, o cenário simulado levou em consideração a instalação de bancos de capacitores automáticos modelados para a compensação do fator de potência em cada subestação, aliado ao inversor inteligente que, trabalhando em conjunto com o conversor *Buck-Boost* bidirecional e banco de baterias, atuam no ajuste fino do controle de corrente indutiva e na injeção de potência ativa que flui através do ponto de conexão do sistema acoplado.

Para a simulação, conforme apresentado em Subseção 3.2.2, foi adotada uma metodologia de controle de demanda nos horários críticos do campus, sendo especificado para o inversor o carregamento do banco de baterias nos horários entre 00:00 e 07h00 e 16h00 a 23h59. O carregamento das baterias nesses horários permite que o nos horários de maior consumo do campus seja injetado no sistema uma potência constante, que suaviza a curva de consumo diário da microrrede. Uma taxa de variação de 50kW (cinquenta quilowatts) foi escolhida para o valor de carregamento e descarregamento das baterias.

Outra estratégia utilizada no sistema consistiu na medição dos valores de potência reativa indutiva nos transformadores de cada subestação, com sua devida compensação sendo feita através de um banco de capacitores com capacitância regulável, variando seu valor de acordo com a necessidade do sistema. Em bancos de capacitores reais, como não é fisicamente possível a realização da variação da capacitância conforme é realizada em ambiente de simulação, a associação série e paralelo é utilizada para a variação do valor do capacitor, criando-se, assim, degraus nos valores de capacitância, sendo a compensação desses valores residuais de responsabilidade do inversor. No ambiente de controle do inversor, o algoritmo elaborado utiliza o valor não compensado pelo banco de capacitores como parâmetro de entrada no controle, evitando-se assim que os degraus deixados pelo banco de capacitor não sejam compensados.

No ambiente de simulação do PSCAD/EMTDC foi elaborado um bloco que visa transformar o valor de entrada de capacitância necessária para compensação em uma saída com valor fixo mais próximo possível do valor de entrada, porém, respeitando-se os degraus mínimos possíveis de serem realizadas em associações de capacitores, de acordo com o que é realizado em um banco de capacitores real. Na Figura 4.11, é realizada a soma dos valores de potência reativa medidas dos transformadores

e calcula-se, a partir do bloco NINT <sup>1</sup>, o valor que será compensado pelo banco de capacitores reais. Através deste valor de compensação calculado, é realizado o dimensionamento em tempo real do capacitor na simulação.

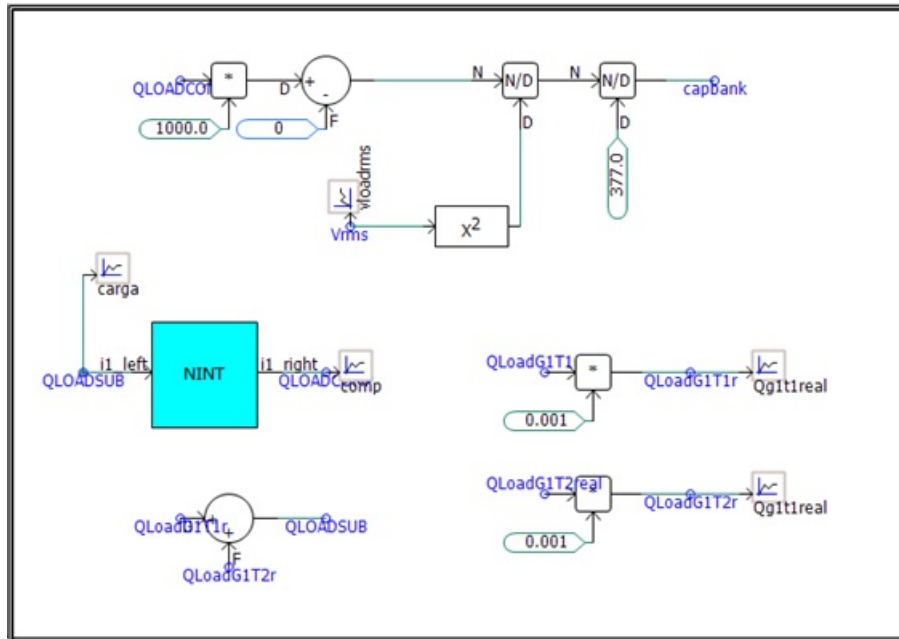


Figura 4.11: Cálculo da capacitância

Além da correção do fator de potência realizada pelos capacitores, o inversor também atua nesta melhoria, sendo que o ajuste de referência enviado para o controle é feito através de medição no ponto de conexão da microrrede com entrada de energia da Light. Na Figura 4.12, é apresentado o fator de potência da microrrede completa com a atuação do banco de capacitores aliado ao inversor inteligente, onde pode-se notar que o fator de potência da instalação foi compensado para a sua unidade.

Em Figura 4.13 é apresentado o comportamento do inversor quanto ao fornecimento de potência ativa e reativa no ponto de conexão. É possível verificar a influência que o sistema causa na microrrede através da Figura 4.14, que demonstra os valores de potência ativa e reativa entregues pelos equipamentos inseridos.

Uma vez que o inversor é responsável pelo controle de injeção de potência, o conversor *Buck-Boost* bidirecional atua no controle de tensão no elo CC, mantendo seu valor fixo. O conversor alterna entre os modos de controle conforme solicitação, mantendo a taxa de trabalho adequada para cada modo de operação, vide Figura 4.15. Apesar dos valores iniciais de ciclo de trabalho na Figura 4.15 apresentarem algumas distorções devido a inicialização dos controles, como pode ser observado no período

<sup>1</sup>O bloco NINT foi modelado no ambiente de programação de forma a entregar na saída do bloco o valor inteiro mais próximo, dessa forma, como a potência reativa, em kvar, foi denominada como entrada do bloco, a potência reativa compensada pelo banco de capacitores sempre será realizada em passos de 1kvar (um kilovoltampere)



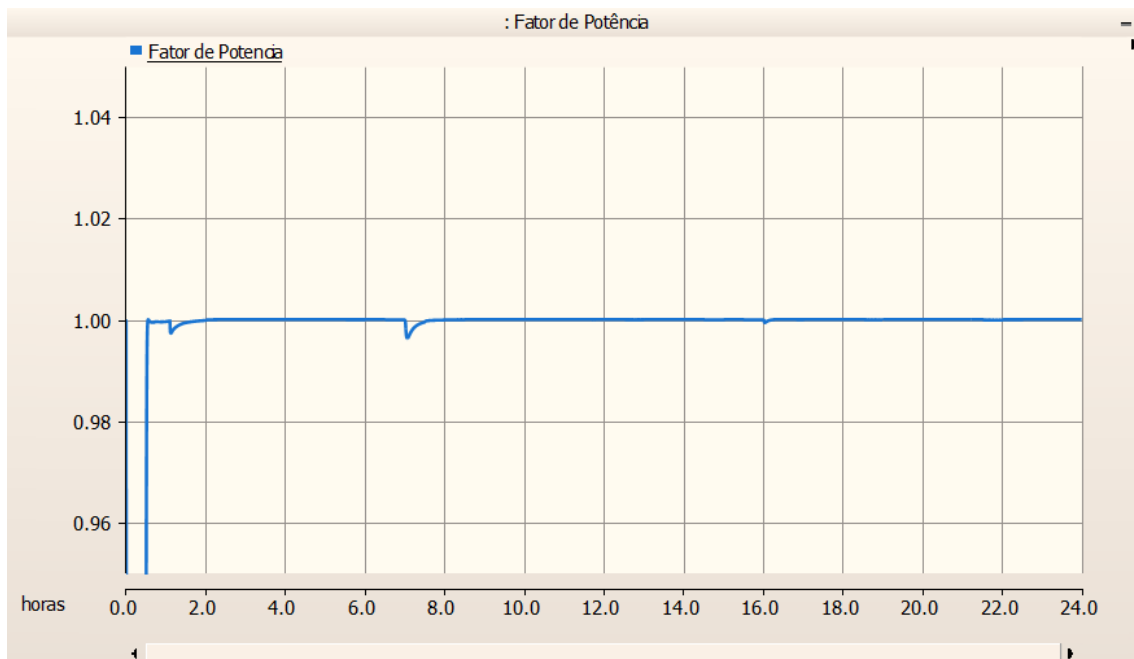


Figura 4.12: Fator de potência após a inserção dos bancos de capacitores e inversor inteligente

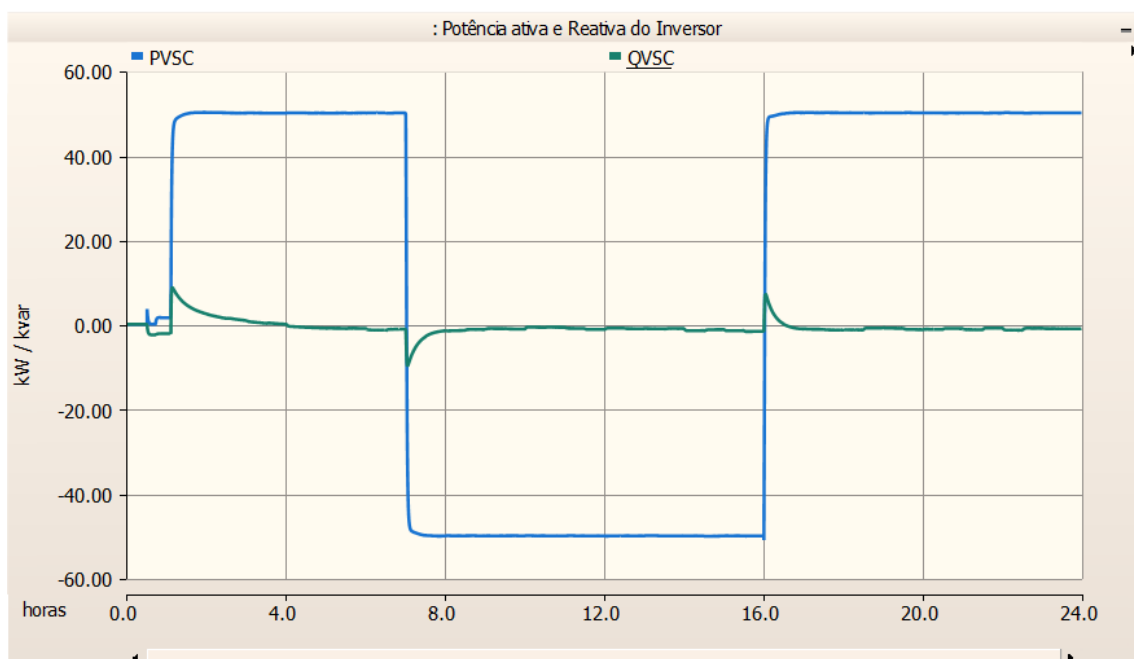


Figura 4.13: Entrada de potência do inversor inteligente no modo de controle de pico de demanda

entre 00:00 e 01:10, estes podem ser ignorados, pois o conversor entra em operação apenas após a conexão do inversor, o que ocorre logo após 01:10. Além disso, com a inserção dos bancos de capacitores automáticos e o controle do inversor atuando também na correção do fator de potência, a tensão medida no ponto de conexão do inversor inteligente se aproxima da unidade, conforme pode ser observado na

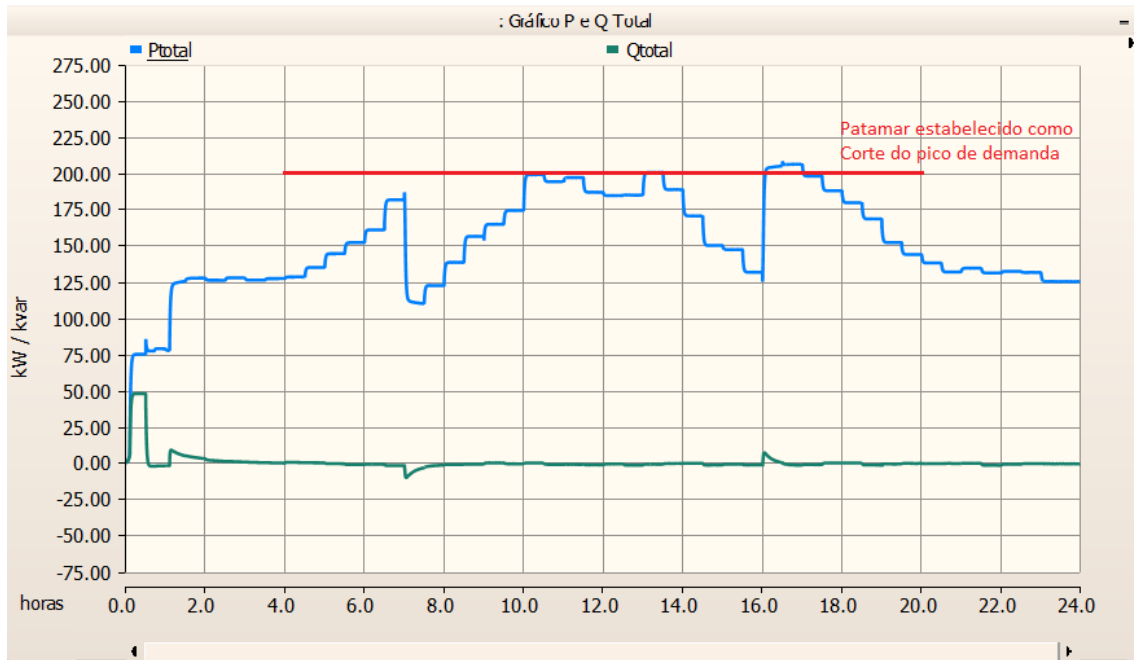


Figura 4.14: Potência ativa e reativa medida na entrada da microrrede com a atuação do inversor em modo controle de pico de potência

Figura 4.16.

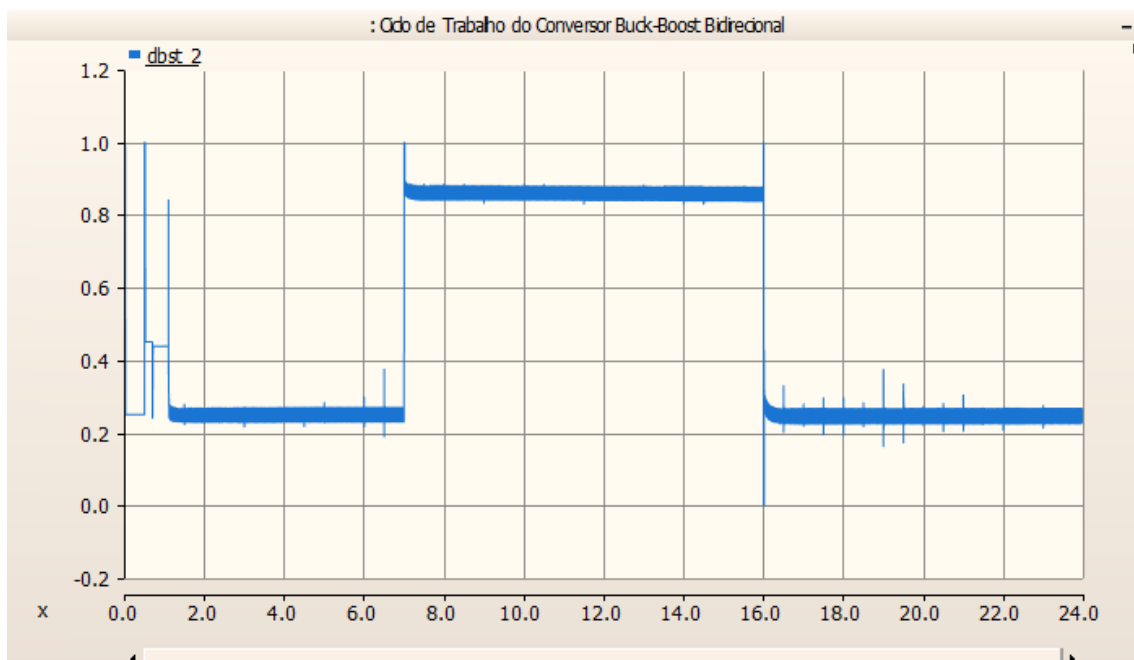


Figura 4.15: Ciclo de trabalho do conversor *Buck-Boost* bidirecional

### 4.3.3 Operação de Ilhamento e Reconexão da Microrrede

Um importante aspecto a ser considerado no modo conectado de operação é o sincronismo com a tensão da rede. Essa sincronização é realizada através de um PLL,

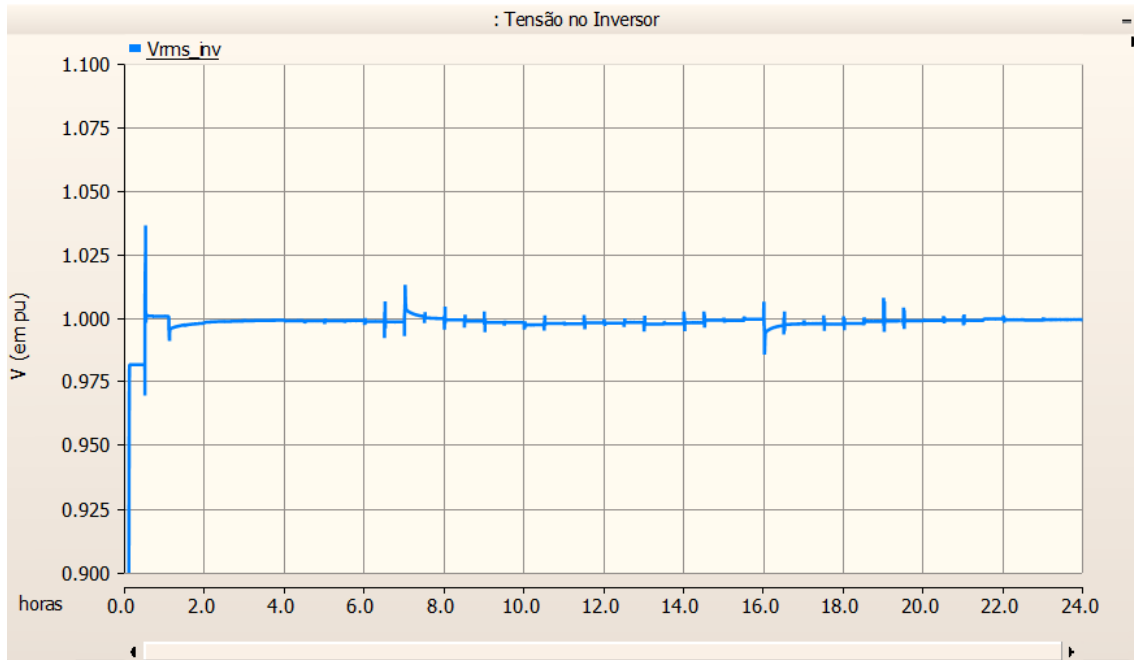


Figura 4.16: Tensão no ponto de conexão do inversor (em pu)

que além de determinar o ângulo de referência de operação, apresenta, também, a frequência no ponto de conexão.

Quando a microrrede opera de forma ilhada e a causa da desconexão se extingue, a transição entre a operação ilhada e conectada inicia. De forma a evitar elevados transientes na reconexão, a geração realizada pelo banco de baterias e controlada pelo inversor inteligente deve ser sincronizada com a rede.

Após a sincronização com a rede, a microrrede é conectada à fonte de suprimento principal e o controle é alterado do modo de controle de tensão para o de corrente.

O controle detalhado em 3.2.3.2 é implementado e, quando ocorre o ilhamento, a microrrede atua com uma frequência de funcionamento de 60,1Hz, simulando assim uma frequência distinta da praticada pela geração da concessionária e com isso, dessincronizando-a do fornecimento principal. Quando ocorre o retorno do suprimento de energia, o disjuntor de entrada da microrrede  $BRK_{rede}$  continua aberto. O algoritmo de sincronismo inicia, calcula a diferença entre os ângulos theta da microrrede ilhada e da geração principal e altera o valor da entrada VCO da microrrede de forma a sincronizar os ângulos e com isso liberar a reconexão da microrrede.

Outra observação importante a ser apresentada se dá em relação ao mecanismo de transição dos modos de operação do inversor. Para que a transição entre os modos de controle no inversor ocorra de forma suave, é importante que seja realizada a inicialização dos controladores integrais. Quando o controle realiza a transição entre os modos, é enviado ao controlador integral o último valor praticado pelo controle do outro modo de operação, evitando-se assim uma transição brusca entre

os modos. Na Figura 4.17 é apresentado como foi realizado este algoritmo, onde por exemplo na transição entre o modo conectado para o modo ilhado, o controlador PI do formador de rede recebe como parâmetro inicial o último valor utilizado ( $i_{dref}$ ) no modo alimentador de rede, suavizando assim a transição.

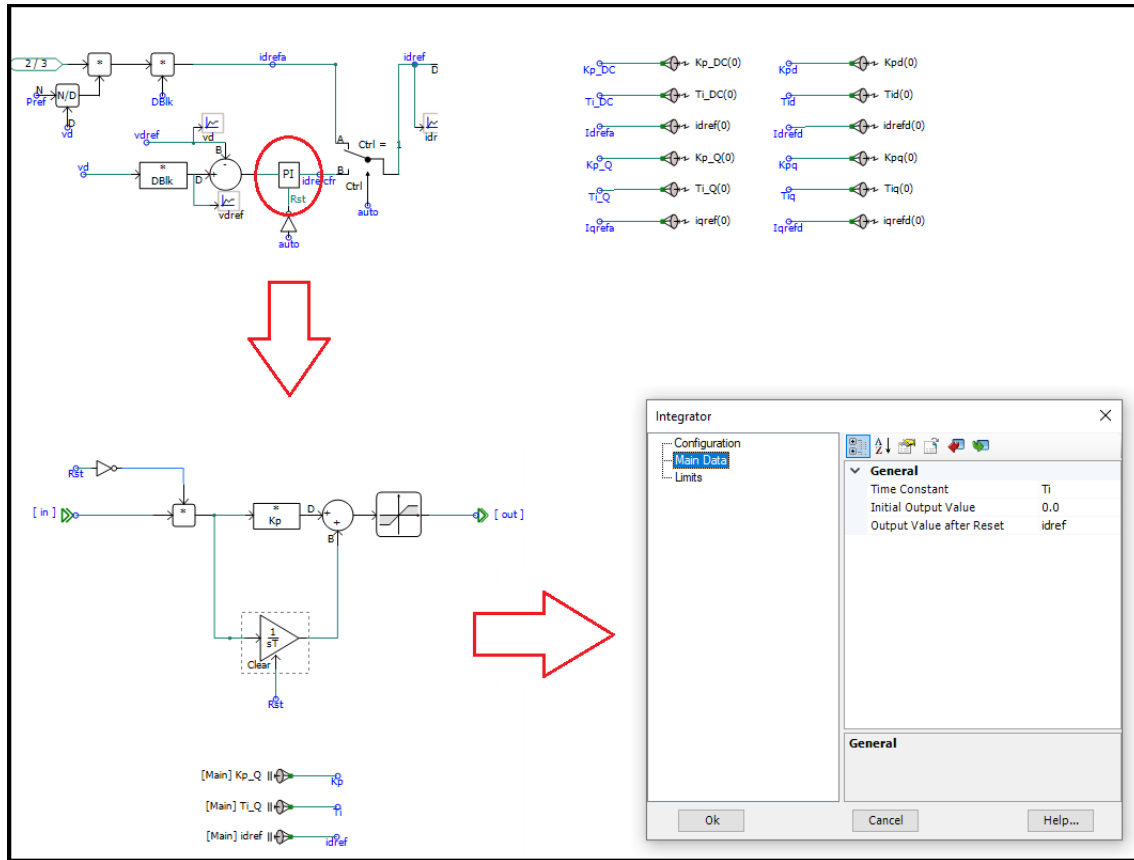


Figura 4.17: Inicialização do controlador no algoritmo de transição de modos de operação

No projeto foi mantida a simulação em modo de controle de pico de potência e especificado para a ocorrência do ilhamento em 12,5 segundos (doze virgula cinco segundos) de simulação. Como o inversor não é capaz de suprir a potência total das 3 (três) subestações da microrrede, o controle atua eliminando as cargas não essenciais ao sistema, sendo delimitado neste estudo o valor de 50kW (cinquenta quilowats) para as cargas essenciais, onde cada transformador é responsável por uma parcela fixa do total especificado. Para o caso simulado, o descarte de cargas em cada subestação é proporcional a potência de cada transformador, sendo acionado através do sinal de abertura do disjuntor da concessionária.

Em 12,5 segundos (doze virgula cinco segundos) de simulação, ocorre a desconexão da rede, simulando um ilhamento não programado. Após o ocorrido, um sinal proveniente do disjuntor de entrada da rede é enviado e o inversor altera sua operação para o algoritmo de controle de formador de rede. Em 13,5 segundos (treze virgula cinco segundos), o fornecimento é restabelecido e a microrrede já é capaz

de retornar ao funcionamento normal. Neste instante, o controle inicia o processo de sincronização da frequência da rede com a de operação da microrrede. Em 14 segundos (quatorze segundos) o processo de sincronização é concluído, retornando sua operação normal no modo de alimentador de rede, suprindo energia conforme controle de pico de demanda previamente demonstrado.

Para a verificação do atendimento técnico do sistema, foram utilizados os indicadores estabelecidos no manual de qualidade de energia elétrica adotado pela ANEEL, [29]. Com relação à variação de frequência, o sistema de distribuição e às instalações conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz (cinquenta e nove vírgula nove a sessenta vírgula um hertz). Na Figura 4.18 é possível observar o comportamento da microrrede, mostrando que o controle é capaz de regulá-la em torno do valor de referência.

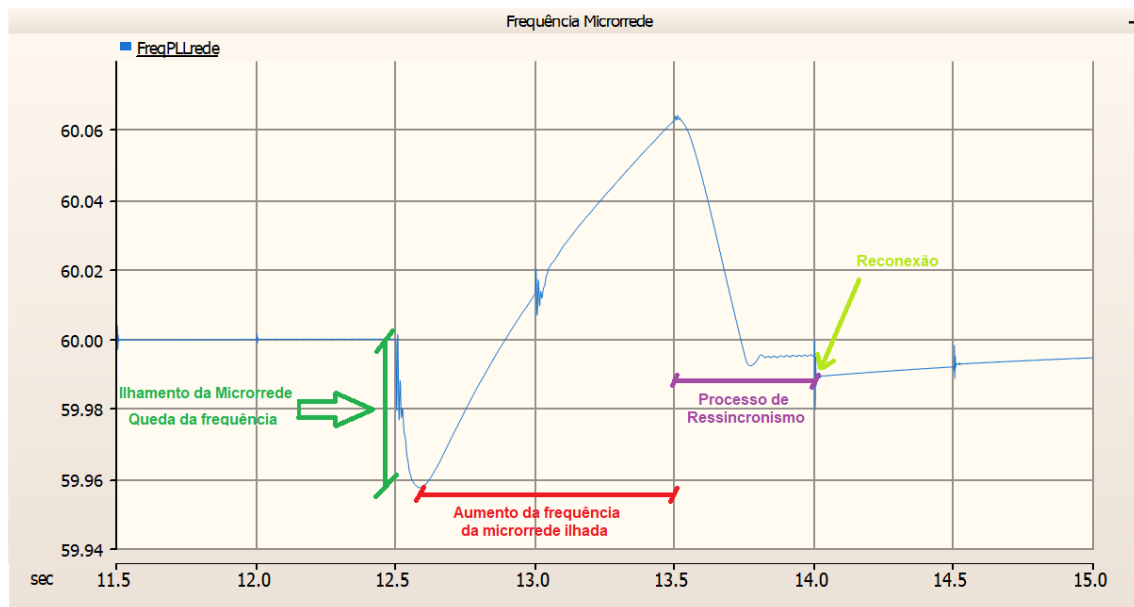


Figura 4.18: Frequência da microrrede

Já na Figura 4.19 pode ser observada a potência injetada pelo inversor (em verde) e as potências consumidas pela rede, com a influência do inversor inteligente (em laranja) e sem a sua influência (em azul), onde nota-se as seguintes sequências de operação:

1. Até 7,0 segundos: Na curva em laranja, o inversor atua no modo de carregamento da bateria, com o funcionamento da rede normal. Nota-se que em comparação com a curva em azul há uma diferença de 50kW, que é utilizada para o carregamento da bateria;
2. Entre  $t = 7,0$  e 12,5 segundos, o inversor atua injetando a potência na rede,

controlando o pico de demanda, diminuindo-se assim o pico de demanda da rede;

- Entre 12,5 e 13,5 segundos, ocorre o ilhamento da microrrede, onde é alterado o controle para o modo formador de rede e o algoritmo de descarte de cargas atua, limitando-se a potência entregue pelo inversor a 50kW, dividido proporcionalmente à capacidade instalada de cada subestação, permitindo o funcionamento das cargas essenciais conectadas na microrrede. Na curva laranja pode-se perceber que o fornecimento de energia se dá exclusivamente pelo inversor;
- Entre 13,5 e 14,0 segundos é retornado o suprimento de energia pela rede de fornecimento, e dessa forma, é iniciado o processo de sincronização com a microrrede, como pode ser percebido nas Figuras 4.22, 4.23 e 4.24 que retorna ao modo de operação conectado após a verificação de sincronismo;
- Entre 14,0 e 16,0 segundos a microrrede se reconecta à rede elétrica, o algoritmo de descarte de cargas é desativado e o fornecimento volta ao normal. Além disso, pode-se perceber pela curva laranja de potência fornecida pela rede, que é continuada a injeção de potência no sistema, atuando na regulação do consumo conforme programação do controle de pico;
- Entre 16,0 e 24,0 segundos ocorre o carregamento da bateria.



Figura 4.19: Potência Ativa da Rede com e sem a influência do Inversor Inteligente

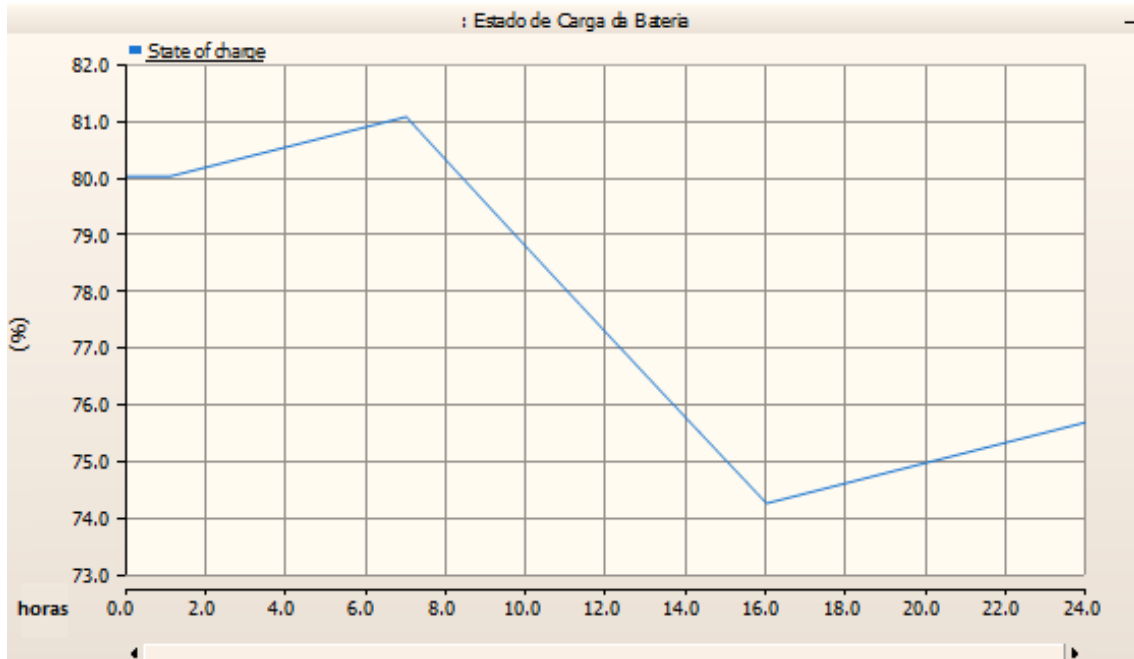


Figura 4.20: Estado de carga da bateria

Para a suavização da transição entre a operação do sistema no modo de operação de controle de pico de demanda para seu ilhamento, foi elaborado um controle, vide Figura 4.21, que armazena os valores de referência da tensão de eixo direto,  $v_d$ , e utiliza o último valor armazenado (após um processo de filtragem de mudanças bruscas por conta da transição de modos) como tensão de referência para o controle do formador de rede. Isto além de auxiliar a suavização dos transitórios, também colabora para que a rede continue operando na mesma tensão que operava antes do processo de ilhamento.

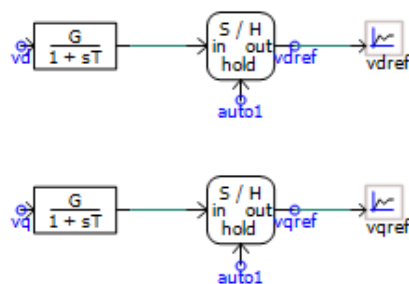


Figura 4.21: Armazenamento do valor de tensão de operação da microrrede conectada para utilização na operação ilhada

Ainda sobre o processo de ilhamento, nota-se que durante a sincronização da rede, o algoritmo atua no controle de frequência de operação, enviando ao inversor inteligente uma solicitação de aumento ou diminuição da frequência da microrrede, de forma a sincronizar com o ângulo theta da rede principal, zerando, assim, a dife-

rença angular, vide Figuras 4.22 e 4.23, e com isso liberar o processo de reconexão, que acontece em 14 segundos. Apesar de o algoritmo ter sido capaz de realizar o sincronismo em 13,7 segundos, o controle realiza sua reconexão programada em 14 segundos. Já na Figura 4.24, é possível observar que o processo de sincronismo auxilia na diminuição dos transitórios referentes a reconexão, permitindo uma transição quase imperceptível ao sistema.

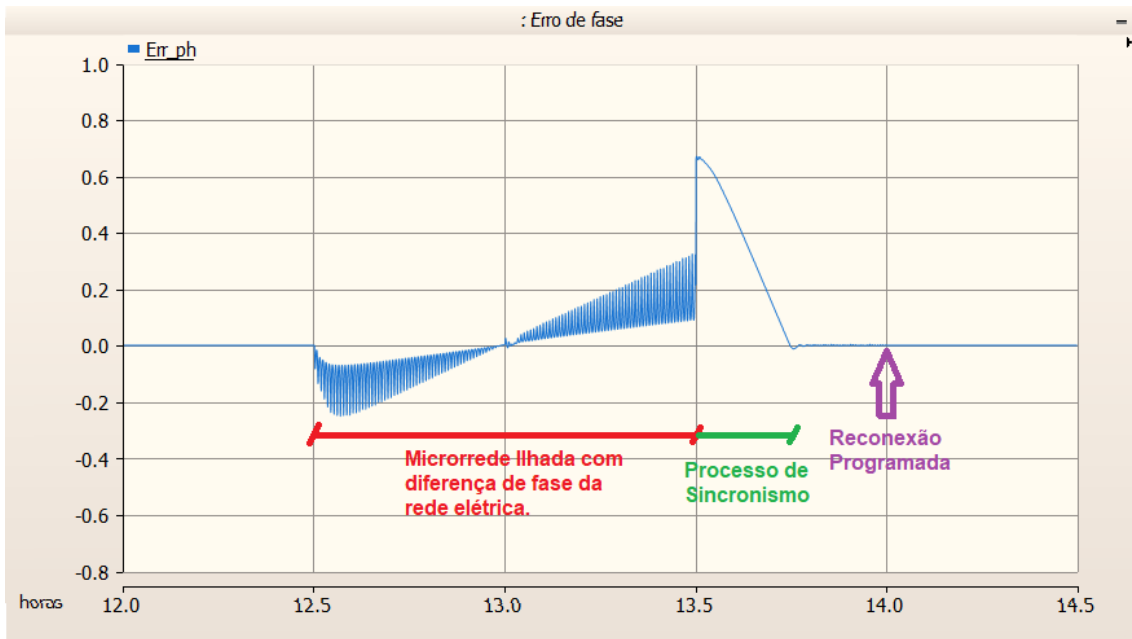


Figura 4.22: Erro de fase entre a microrrede e a rede

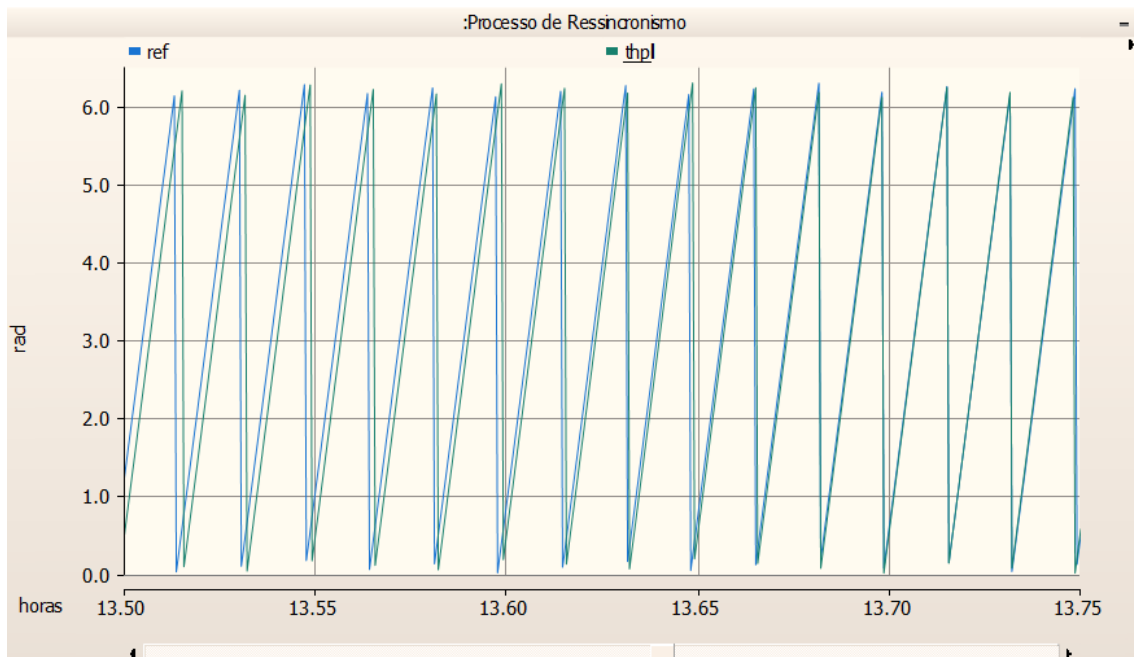


Figura 4.23: Processo de sincronismo do ângulo theta da microrrede ilhada com a rede elétrica



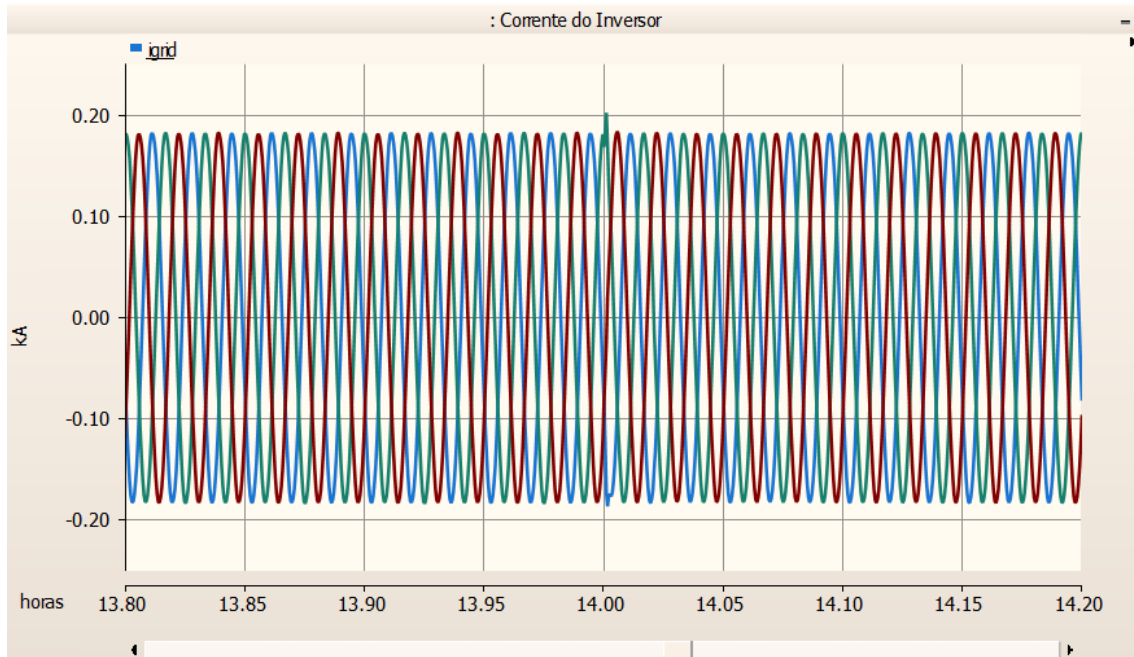


Figura 4.24: Corrente da microrrede no processo de reconexão

## 4.4 Análise dos Resultados

Este capítulo apresentou os resultados obtidos nas operações propostas. Três condições foram simuladas para esta análise; na primeira, quando a microrrede é simulada apenas com as três subestações do Centro de Tecnologia, o sistema apresentou um cenário bem similar ao constatado diariamente, permitindo-se elaborar projetos de melhoria na rede utilizando dados reais do sistema; na segunda, a microrrede foi analisada sob operação de corte de pico de demanda, apresentando o controle adequado do consumo de potência ativa, bem como a realização do controle de corrente indutiva na rede através de bancos de capacitores, que auxiliam na melhoria de fator de potência da instalação; já na terceira condição, foram feitas análises quanto ao processo de ilhamento da rede, onde foi elaborado um algoritmo de controle para a suavização dos transitórios nas mudanças de modo de operação da rede, garantindo a qualidade adequada no fornecimento, bem como a confiabilidade da rede.

Desta forma, foi analisado o comportamento da microrrede nos três cenários de operação dos equipamentos propostos, sendo verificado em todos os casos um desempenho adequado da microrrede, validando assim os controles analisados.

# Capítulo 5

## Conclusões

Esta dissertação teve por objetivo analisar algumas técnicas de controle aplicadas à microrredes, de forma a assegurar uma melhoria na qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia, utilizando um estudo de caso com base em dados reais coletados nas instalações da UFRJ.

O tema escolhido, apesar de ser largamente difundido na literatura, ainda possui diversas vertentes de estudo e possibilidades. As microrredes possuem vantagens referentes ao gerenciamento de fontes locais de geração e armazenamento de energia. Existem, até a presente data, poucas microrredes implementadas no mundo, sendo que no Brasil não há incentivos econômicos para a utilização de fontes alternativas de geração.

Para a análise da microrrede proposta, foi elaborada uma modelagem em ambiente de simulação no qual foram implementados os valores medidos em três subestações do Centro de Tecnologia, sendo modelado um inversor inteligente que atua junto a um conversor *Buck-Boost* bidirecional e um banco de baterias, bem como bancos de capacitores variáveis. Como resultado, era esperado uma melhoria quanto à qualidade de energia das instalações, continuidade do fornecimento no caso de alguma intercorrência na rede de abastecimento, e um possível retorno financeiro por conta da melhoria da eficiência e planejamento do consumo.

Na primeira parte do desenvolvimento do trabalho foi realizada a revisão da bibliografia, onde foi pesquisado a respeito das estruturas de controle das microrredes, topologias utilizadas nos conversores e as estratégias adotadas para melhoria na eficiência de consumo da rede e do fator de potência da instalação. Através dessa revisão, o trabalho se estendeu no tema, apresentando nos próximos capítulos as medições realizadas nas subestações do Centro de Tecnologia que serviram como base para a implementação, em ambiente de simulação, de uma microrrede que representa parte do consumo do campus. A partir desta simulação foram elaborados algoritmos de controle para as situações onde os equipamentos estudados poderiam contribuir.

A microrrede implementada foi testada em três operações distintas; Primeiramente, foi realizada a simulação sem a interferência dos equipamentos modelados, de forma a se obter um parâmetro de comparação, além de servir para verificar se os resultados obtidos são coerentes com as medições realizadas nas subestações. O segundo cenário testado foi a utilização do algoritmo de controle de pico de demanda, apresentando resultados satisfatórios quanto à melhoria da curva de demanda, auxiliando ao melhor planejamento de consumo e escolha de enquadramento tarifário.

Vale ressaltar também, que foram utilizados bancos de capacitores que, trabalhando juntos com os conversores, atuavam na melhoria do fator de potência da instalação. Já na terceira simulação, a conexão da microrrede a rede de distribuição foi interrompida, forçando a rede a trabalhar de forma ilhada. Neste modo de operação, o controle do inversor deve garantir a continuidade do fornecimento de energia com confiabilidade e livre de transitórios. Na simulação, a frequência e tensão do barramento da microrrede variaram dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL; tensão com variação de no máximo 10% (dez por cento), e frequência nos limites de  $60 \pm 0,1 Hz$  (sessenta hertz com tolerância de zero virgula um) [29].

No trabalho também foi constatada a importância da utilização de unidades de armazenamento de energia, onde apenas com a utilização deste dispositivo foi possível a realização do controle de pico de consumo e a garantia do funcionamento quando ela se encontra desconectada da rede central.

## 5.1 Proposta de trabalhos futuros

Como primeira proposta de trabalhos futuros, sugere-se a implementação de todas as subestações do prédio na simulação. Esta proposta promove a possibilidade de um estudo mais aprofundado quanto à implementação de um controle centralizado para a microrrede.

Em segunda instância, a implementação de um sistema de detecções de ilhamento para que, em caso de perda de conexão com a rede, os componentes da microrrede ajustem sua operação imediatamente para operar em modelo ilhado.

Outra sugestão de melhoria é a incorporação de fontes de geração distribuída à microrrede sugerida. Inicialmente, é sugerido o aproveitamento dos telhados das instalações do campus, instalando painéis fotovoltaicos que poderiam compor a microrrede. A modelagem de um sistema de geração fotovoltaica permitiria à microrrede a ampliação das possibilidades referentes ao controle de potência, através da elaboração de um controle hierárquico mais robusto, que traria as instalações elétricas do prédio mais alternativas para o gerenciamento do sistema.

Considera-se, também, o estudo da confecção do equipamento modelado para a realização de testes em bancada e, futuramente, aplicação nas instalações do prédio.

Os estudos iniciais realizados neste trabalho serviram como balizamento e verificação de viabilidade técnica da proposta, sendo futuramente, necessário também a verificação de viabilidade econômica da proposta, onde é verificado se os custos referentes aos equipamentos modelados compensam financeiramente a economia que eles trariam a rede.

E, por fim, sugere-se a implementação de um controle de detecção de ilhamento da microrrede, de forma a detectar automaticamente quando ocorre a necessidade de comutar o controle do inversor inteligente para o seu modo formador de rede.

# Referências Bibliográficas

- [1] PALIZBAN, O., KAUHANIEMI, K. “Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 44, pp. 797–813, 2015. ISSN: 13640321. doi: 10.1016/j.rser.2015.01.008. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.008>>.
- [2] VIERA VALENCIA, L. F., GARCIA GIRALDO, D. “BU-808: How to Prolong Lithium-based Batteries”. 2019. Disponível em: <<https://batteryuniversity.com/article/bu-808-how-to-prolong-lithium-based-batteries>>.
- [3] YAZDANI, A., IRAVANI, R. Voltage - Sourced Converters in Power Systems - Modeling, Control, and Applications, v. 53. 2015. ISBN: 9788578110796.
- [4] DE LELIS, Á. M. F. Sistema de Armazenamento Híbrido para Veículos Elétricos. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Ouro Preto, 2018. Disponível em: <[https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1141/1/MONOGRAFIA\\_SistemaArmazenamentoHíbrido.pdf](https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1141/1/MONOGRAFIA_SistemaArmazenamentoHíbrido.pdf)>.
- [5] MAESTRI, H. G. Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Autônomo para Alimentação de um Dispositivo de Monitoramento de Parâmetros Elétricos em Linhas de Transmissão. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.
- [6] BOUZID, A. M., GUERRERO, J. M., CHERITI, A., et al. “A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 44, pp. 751–766, 2015. ISSN: 13640321. doi: 10.1016/j.rser.2015.01.016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.016>>.
- [7] IEEE 2030 STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21. IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System ( EPS ), End-Use

- Applications, and Loads IEEE Standards Coordinating Committee 21. N. September. 2011. ISBN: 9780738167275.
- [8] IPAKCHI, A., ALBUYEH, F. “The Grid of the Future”, Green Energy and Technology, , n. april, pp. 239–269, 2020. ISSN: 18653537. doi: 10.1007/978-3-030-41952-3\_10.
- [9] CHOWDHURY, S., CHOWDHURY, S. P., CROSSLEY, P. Microgrids and active distribution networks. 2009. ISBN: 9781849191029. doi: 10.1049/pbrn006e.
- [10] GREEN, T. C., PRODANOVIĆ, M. “Control of inverter-based micro-grids”, Electric Power Systems Research, v. 77, n. 9, pp. 1204–1213, 2007. ISSN: 03787796. doi: 10.1016/j.epsr.2006.08.017.
- [11] XIAO, J., WANG, P., SETYAWAN, L. “Hierarchical Control of Hybrid Energy Storage System in DC Microgrids”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 62, n. 8, pp. 4915–4924, 2015. ISSN: 02780046. doi: 10.1109/TIE.2015.2400419.
- [12] KATIRAEI, F., IRAVANI, R., HATZIARGYRIOU, N., et al. “Microgrids management”, IEEE Power and Energy Magazine, v. 6, n. 3, pp. 54–65, 2008. ISSN: 15407977. doi: 10.1109/MPE.2008.918702.
- [13] ENERGIA, M. M. “Programa de Incentivo a Geração Distribuída de Energia elétrica”. .
- [14] ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., SÖDER, L. “Distributed generation: A definition”, Electric Power Systems Research, v. 57, n. 3, pp. 195–204, 2001. ISSN: 03787796. doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [15] RODRÍGUEZ, C. R. C. Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída : O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída : O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [16] FALCÃO, D. “Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid”, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, pp. 1 – 5, 2010. Disponível em: <[http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/odilon/te339/artigo\\_SMART\\_GRID.PDF](http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/odilon/te339/artigo_SMART_GRID.PDF)>.

- [17] RIVERA, R., ESPOSITO, A. S., TEIXEIRA, I. “Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local”, Revista do BNDES 40, pp. 43–84, 2013. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/rivera1.pdf>>.
- [18] CABELLO, A. F. “Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: a necessidade de uma avaliação adequada de custos e benefícios”, Radar - Tecnologia, Produção e Comércio Exterior, IPEA, p. 6, 2012.
- [19] ROMANKIEWICZ, J., MARNAY, C., NAN, Z., et al. “Lessons from international experience for China’s microgrid demonstration program”, Energy Policy, v. 67, pp. 198–208, 2014.
- [20] MICROGRID KNOWLEDGE. “What’s Driving Microgrids toward a \$30.9B Market?” 2018. Disponível em: <<https://microgridknowledge.com/microgrid-market-navigant/>>.
- [21] DA SILVA, F. L. Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Espírito Santo, 2011.
- [22] LÓPEZ, J. C., OTA, J. I. Y., RIDER, M. J., et al. “Objetivos e Desafios do Projeto de P&D MERGE: Microgrids for Efficient, Reliable and Greener Energy”. 2020.
- [23] HOSSAIN, E., KABALCI, E., BAYINDIR, R., et al. “Microgrid testbeds around the world: State of art”, Energy Conversion and Management, v. 86, pp. 132–153, 2014. ISSN: 01968904. doi: 10.1016/j.enconman.2014.05.012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.012>>.
- [24] CVETKOVIC, I. Modeling , Analysis and Design of Renewable Energy Nanogrid Systems. Tese de Doutorado, Virginia Polytechnic Institute and State University, 2010. Disponível em: <[http://scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd-09092010-121815/unrestricted/Cvetkovic\\_I\\_2010.pdf](http://scholar.lib.vt.edu/theses/available/etd-09092010-121815/unrestricted/Cvetkovic_I_2010.pdf)>.
- [25] VAVILAPALLI, S., PADMANABAN, S., SUBRAMANIAM, U., et al. “Power balancing control for grid energy storage system in photovoltaic applications - Real time digital simulation implementation”, Energies, v. 10, n. 7, 2017. ISSN: 19961073. doi: 10.3390/en10070928.

- [26] RIESEN, Y., DING, P., MONNIER, S., et al. “Peak Shaving Capability of Household Grid-Connected PV-System with Local Storage: A Case Study.” pp. 1–29, 2000.
- [27] BELLIDO, M. M. H. Microrredes Elétricas: Uma Proposta de Implementação no Brasil. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.
- [28] FUNDO VERDE, U. “Plano de Gerenciamento de Energia da Cidade Universitária : Universidade Federal do Rio de Janeiro Ficha Técnica”. 2019.
- [29] ANEEL, A. N. D. E. E. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional”, pp. 1–88, 2021.
- [30] SEN, S., KUMAR, V. “Microgrid modelling: A comprehensive survey”, Annual Reviews in Control, v. 46, pp. 216–250, 2018. ISSN: 13675788. doi: 10.1016/j.arcontrol.2018.10.010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2018.10.010>>.
- [31] LEAL, G. C. B. Análise e Modelagem de Controle Descentralizado de Conversores em Microrredes de Baixa Tensão. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.
- [32] BAROIS, L. The PV-battery Integrated module: Energy Storage Sizing. Tese de Doutorado, Delft University of Technology, 2018.
- [33] ENDERLE, T. P. Análise, projeto e implementação de um D-STATCOM para redes de distribuição monofásica. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria, 2012.
- [34] MELO, V. S. D. Controle Da Qualidade Da Tensão De Fornecimento Em Redes Secundárias De Distribuição Através De Compensador Estático De Reativos. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Espírito Santo, 2014.
- [35] OMER, M. I. H. Peak Load Shaving and Power Quality Improvement for the Louis-Hippolyte-La Fontaine Tunnel in Montréal. Tese de Doutorado, Concordia University, 2018.
- [36] ALVES, F. A. L., CASTAÑO, J. E. C., DE CASTRO, A. R., et al. “Projeto e Aplicação de Filtros LCL+RC em Inversores Conectados à Rede”, Proceedings XXII Congresso Brasileiro de Automática, 2018. doi: 10.20906/cps/cba2018-1258.



- [37] HAGEDORN, J. Basic Calculations of a 4 Switch Buck-Boost Power Stage. Relatório técnico, Texas Instruments, 2018.
- [38] ZACHAREK, D. C., SUNDQVIST, F. Design of Bidirectional DC / DC Battery Management System for Electrical Yacht. Tese de Doutorado, Linköping University, 2018. Disponível em: <<https://liu.diva-portal.org/smash/get/diva2:1229999/FULLTEXT01.pdf>>.
- [39] PINTO, A. C. Análise da Influência do Statcom no Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Simulador. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, 2002.
- [40] ANEEL, A. N. D. E. E. “Resolução Normativa N<sup>o</sup>482”, p. 9, 2012.
- [41] ANEEL. “Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica”. .
- [42] DA SILVA BEZERRA, S. M., DE ARAÚJO, P. S. R., BARBOSA, D., et al. “Motivações e Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica Conectada a Rede na Matriz Energética Brasileira”, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, , n. October, pp. 2693–, 2016.
- [43] DE ARAÚJO, J. V., ORLANDO, A. D. F. Metodologia para determinação do mercado potencial de um sistema de cogeração com microturbina para produção de energia elétrica e água quente. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2007.
- [44] ONS. “Energia Solar bater recorde em 2022”. 2022. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220203\\_Energia\\_solar\\_bate\\_o\\_primeiro\\_recorde\\_em\\_2022.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220203_Energia_solar_bate_o_primeiro_recorde_em_2022.aspx)>.
- [45] TON, D. T., SMITH, M. A. “The U.S. Department of Energy’s Microgrid Initiative”, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>>.
- [46] ROCABERT, J., LUNA, A., BLAABJERG, F., et al. “Control of Power Converters in AC Microgrids”, v. 27, n. 11, pp. 4734–4749, 2012.
- [47] OLIVARES, D. E., MEHRIZI-SANI, A., ETEMADI, A. H., et al. “Trends in microgrid control”, IEEE Transactions on Smart Grid, v. 5, n. 4, pp. 1905–1919, 2014. ISSN: 19493053. doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [48] ALMEIDA, R. G., LEÃO, R. P. S. Gerenciamento e controle distribuído hierárquico primário e secundário aplicado a microrrede CA. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Ceará, 2019.

- [49] HATZIARGYRIOU, N. Microgrids: Architectures and Control. 2013. ISBN: 9781118720677. doi: 10.1002/9781118720677.
- [50] GUERRERO, J. M., VASQUEZ, J. C., MATAS, J., et al. “Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 58, n. 1, pp. 158–172, 2011. ISSN: 02780046. doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [51] MENG, L., TANG, F., SAVAGHEBI, M., et al. “Tertiary control of voltage unbalance compensation for optimal power quality in islanded microgrids”, IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 29, n. 4, pp. 802–815, 2014. ISSN: 08858969. doi: 10.1109/TEC.2014.2363687.
- [52] MENG, L., SHAFIEE, Q., TRECATE, G. F., et al. “Review on Control of DC Microgrids and Multiple Microgrid Clusters”, IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, v. 5, n. 3, pp. 928–948, 2017. ISSN: 21686785. doi: 10.1109/JESTPE.2017.2690219.
- [53] FERREIRA, W. M. Abordagem Multiobjetivo para o Controle do Fluxo de Potência e Melhorias na Qualidade de Energia de uma Microrrede de Baixa Tensão. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2018.
- [54] TULADHAR, A., JIN, H., UNGER, T., et al. “Parallel operation of single phase inverter modules with no control interconnections”, Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC, v. 1, pp. 94–100, 1997. doi: 10.1109/apec.1997.581439.
- [55] CARVALHO, H. T. D. M., COELHO, E. A. A. Controle de microrredes CA: Estudo da regulação de frequência e tensões. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, 2019.
- [56] DE MATOS, J. G., RIBEIRO, L. A. D. S. R. Controle de potência em minirredes CA isoladas com aerogeradores e bancos de baterias distribuídos. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Maranhão, 2014.
- [57] FRAGOAS, A. G. Estudo De Caso Do Uso De Bancos De Capacitores Em Uma Rede De Distribuição Primária – Indicativos Da Sua Viabilidade Econômica. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2008. Disponível em: <[https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEWja9fHc\\_MTNahVFGZAKHaEOCq8QFggeMAA&url=http://www.tcc.sc.usp.br/tce/](https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEWja9fHc_MTNahVFGZAKHaEOCq8QFggeMAA&url=http://www.tcc.sc.usp.br/tce/)>

disponiveis/18/180500/tce-26032010-145421/publico/Fragoas\_Alexandre\_Graciolli.pdf&usg=AFQjCNESjONtESKEzo5bmnZE>.

- [58] HINGORANI, N. G. “Power Electronics in Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems”, Proceedings of the IEEE, v. 76, n. 4, pp. 481–482, 1988. ISSN: 15582256. doi: 10.1109/5.4432.
- [59] RASHID, M. H. Eletrônica de Potência - Dispositivos, circuitos e aplicações. 2014. ISBN: 978-85-430-0594-2.
- [60] BARROZO, F. E. O., BASCOPÉ, R. P. T., PONTES, R. S. T. Conversor CC-CC bidirecional em corrente para aplicação em veículos elétricos. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Ceará, 2010.
- [61] FERREIRA FABRE, Y., SOUZA, A. N. D., MAZON, T., et al. “Análise do Comportamento de Arquitetura Híbrida de Armazenamento de Energia Visando o Aumento da Vida Útil da Bateria Chumbo Ácido em Microrredes”, pp. 1–6, 2021. doi: 10.17648/cbqee-2021-130533.
- [62] LINDEN, D., REDDY, T. Handbook of Batteries. McGraw-Hill handbooks. McGraw-Hill Education, 2001. ISBN: 9780071414753. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=XquySsZp5jsC>>.
- [63] A. L. PAIXÃO, B., I. BRANDÃO, D., T. D. FERNANDES, N., et al. “Comparação de Vida Útil entre Bancos de Baterias de Íon-lítio e Chumbo-ácido no Contexto da Compensação de Energia com Fotovoltaicos e Tarifa Branca”, 2021. doi: 10.48011/sbse.v1i1.2153.
- [64] HORIBA, T. “Lithium-Ion Battery Systems”, Proceedings of the IEEE, v. 102, n. 6, pp. 939–950, 2014. doi: 10.1109/JPROC.2014.2319832.
- [65] FOSTER, R. E., OROZCO, R. C., RUBIO, A. R.-P., et al. “Lessons Learned from the XCALAK Village Hybrid System : A seven year retrospective”, 1999 Solar World Conference , International Solar Energy Society, 1999.
- [66] DE S. RIBEIRO, L. A., SAAVEDRA, O. R., LIMA, S. L., et al. “Making isolated renewable energy systems more reliable”, Renewable Energy, v. 45, pp. 221–231, 2012. ISSN: 0960-1481. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.02.014>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811200153X>>.
- [67] RIBEIRO, L., SAAVEDRA, O., LIMA, S., et al. “Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island”, Sustainable

- Energy, IEEE Transactions on, v. 2, pp. 1–11, 2011. doi: 10.1109/TSTE.2010.2073723.
- [68] MIURA, Y., KAGA, M., HORITA, Y., et al. “Bidirectional isolated dual full-bridge DC-DC converter with active clamp for EDLC”, 2010. doi: 10.1109/ECCE.2010.5617843.
- [69] ABOULNAGA, A., EMADI, A. “High performance bidirectional Cuk converter for telecommunication systems”. In: INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings), pp. 182–189, 2004. ISBN: 0-7803-8458-X. doi: 10.1109/INTLEC.2004.1401464.
- [70] NORTHCOTT, D. R., FILIZADEH, S., CHEVREFILS, A. R. “Design of a bidirectional buck-boost dc/dc converter for a series hybrid electric vehicle using PSCAD/EMTDC”. In: 2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, pp. 1561–1566, 2009. doi: 10.1109/VPPC.2009.5289583.
- [71] BRABANDERE, K. D. Voltage and Frequency Droop Control in Low Voltage Grids by Distributed Generators with Inverter Front-End. N. October 2006. 2006. ISBN: 9056827456. Disponível em: <<http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:VOLTAGE+AND+FREQUENCY+DROOP+CONTROL+IN+LOW+VOLTAGE+GRIDS+BY+DISTRIBUTED+GENERATORS+WITH+INVERTER+FRONT-END#0%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Voltage+and+Frequen>>.
- [72] PUPO, A. D. Estudo de metodologias de projeto para filtros de saída de inversores. Tese de Doutorado, 2015.
- [73] JOVCIC, D. High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids. John Wiley & Sons, Incorporated. ISBN: 9781523128259. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=hGWEzQEACAAJ>>.
- [74] IRVIN J. BALAGUER-ÁLVAREZ, U. S. “Seamless Transitions between Grid-Connected and Stand-Alone Operations of Distributed Generation in Microgrids”, International Journal of Engineering Research and Development, v. 10, n. 11, pp. 06–16, 2014. Disponível em: <[http://ijerd.com/paper/vol10-issue11/Version\\_1/B10110616.pdf](http://ijerd.com/paper/vol10-issue11/Version_1/B10110616.pdf)>.
- [75] W. HART DANIEL. Commonly used Power and Converter Equations. 2010. ISBN: 9780073380674.

- [76] SHEN, Y., ZHAO, Z. “Bi-directional DC / DC Converter and its practical Application”, pp. 11–16, 2014.
- [77] JADHAV, S., DEVDAS, N., NISAR, S., et al. “Bidirectional DC-DC converter in Solar PV System for Battery Charging Application”, 2018 International Conference on Smart City and Emerging Technology, ICSCET 2018, pp. 22–25, 2018. doi: 10.1109/ICSCET.2018.8537391.
- [78] GOODWIN, G. C., GRAEBE, S. F., GRAEBE, S. A., et al. Control System Design. Prentice Hall, 2001. ISBN: 9780139586538. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=7dNSAAAAMAAJ>>.
- [79] SANTOS, V. “Controle GDSC Aplicado a um Restaurador Dinâmico de Tensão”, 2015.

# Apêndice A

## Resultados das medições realizadas nas subestações do CT

A etapa inicial do desenvolvimento do trabalho se dá pela medição dos transformadores das subestações do Centro de Tecnologia. Conforme citado anteriormente, foram escolhidas para estudo na dissertação as subestações D2, G1 e H1.

Por se tratar de uma estimativa de curvas de demanda, foi adotado como referência um dia de consumo normal de energia do campus para a realização da simulação, sendo escolhido um dia da semana para o cálculo.

As curvas de consumo, potência reativa e de fator de potência de cada transformador das 3 (três) subestações escolhidas são apresentadas a seguir.

### A.1 Subestação G1

#### A.1.1 Subestação G1 - Transformador 1

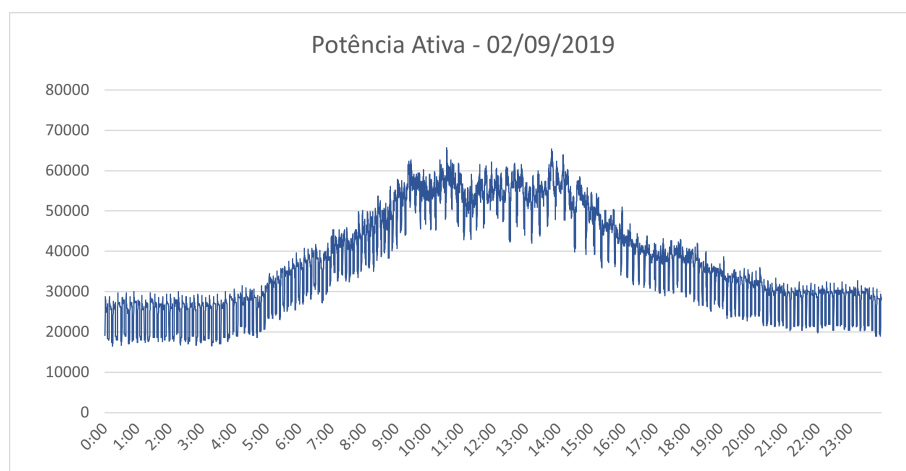


Figura A.1: Potência Ativa do Transformador 1

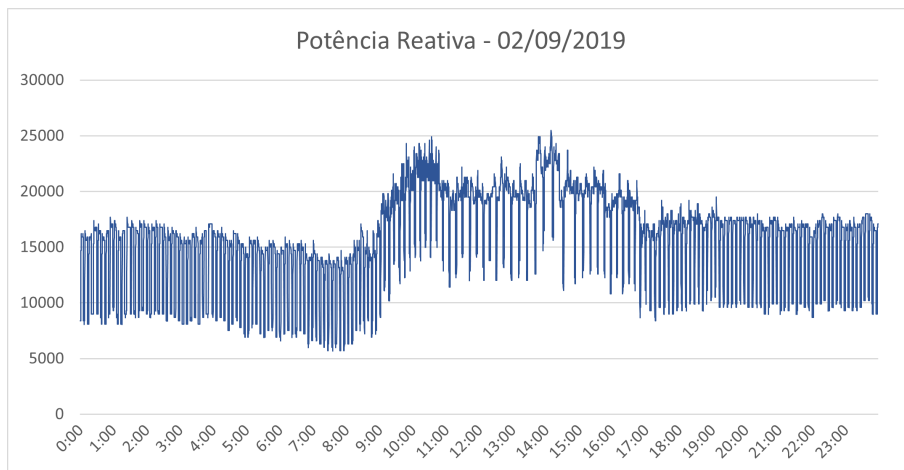


Figura A.2: Potência Reativa do Transformador 1

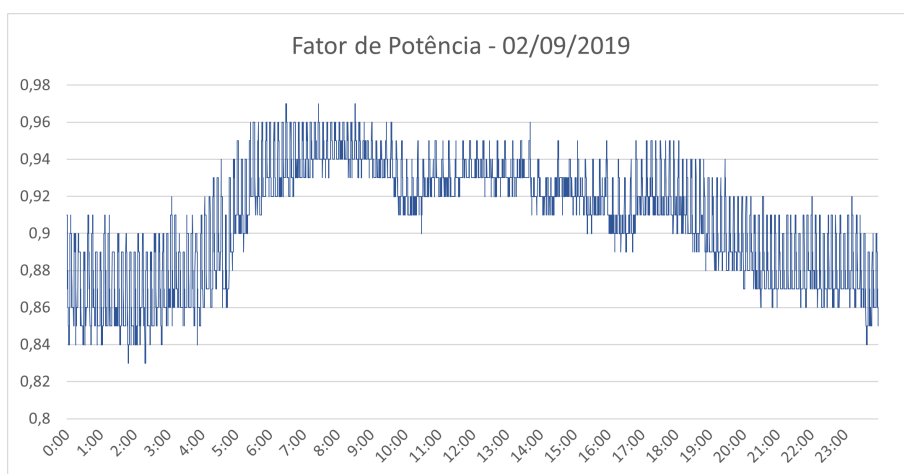


Figura A.3: Fator de Potência do Transformador 1

### A.1.2 Subestação G1 - Transformador 2

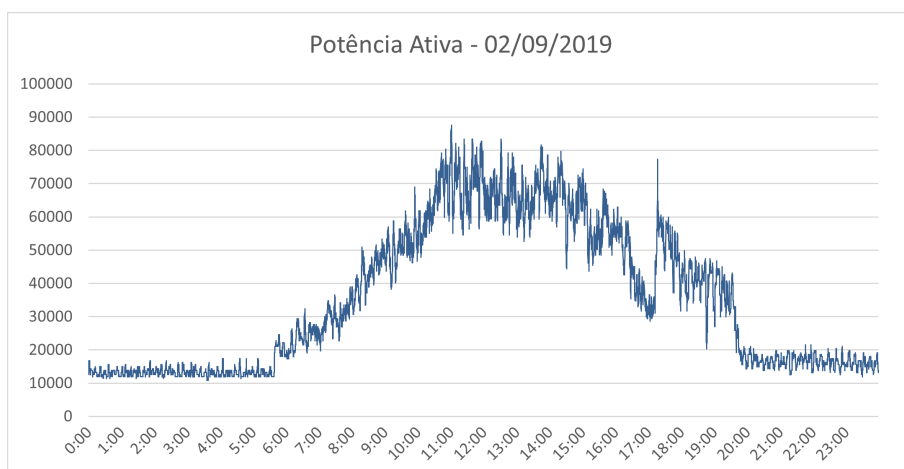


Figura A.4: Potência Ativa do Transformador 2

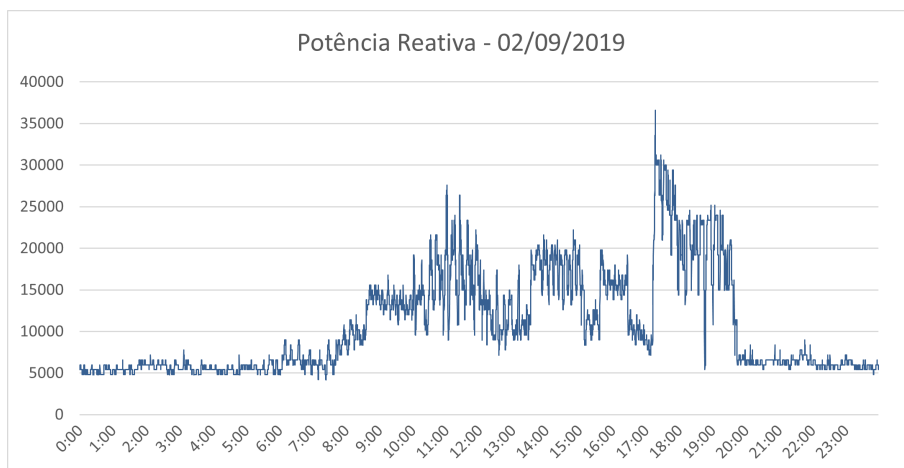


Figura A.5: Potência Reativa do Transformador 2

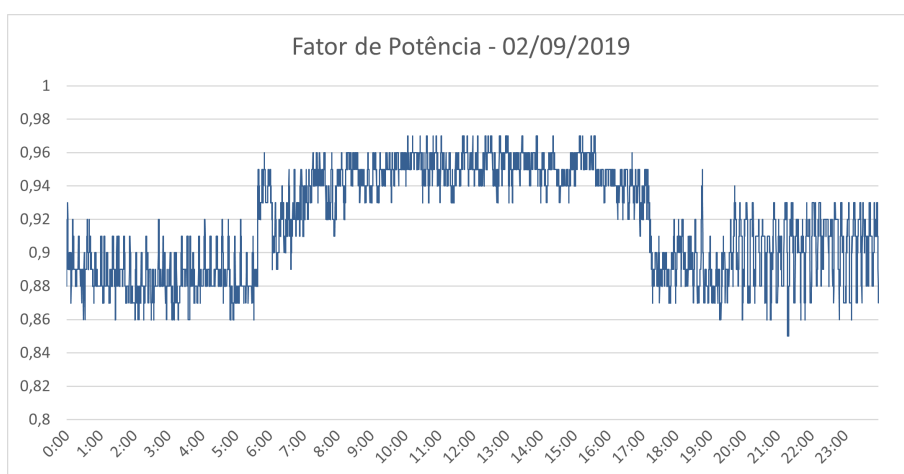


Figura A.6: Fator de Potência do Transformador 2

## A.2 Subestação D2

### A.2.1 Subestação D2 - Transformador 1

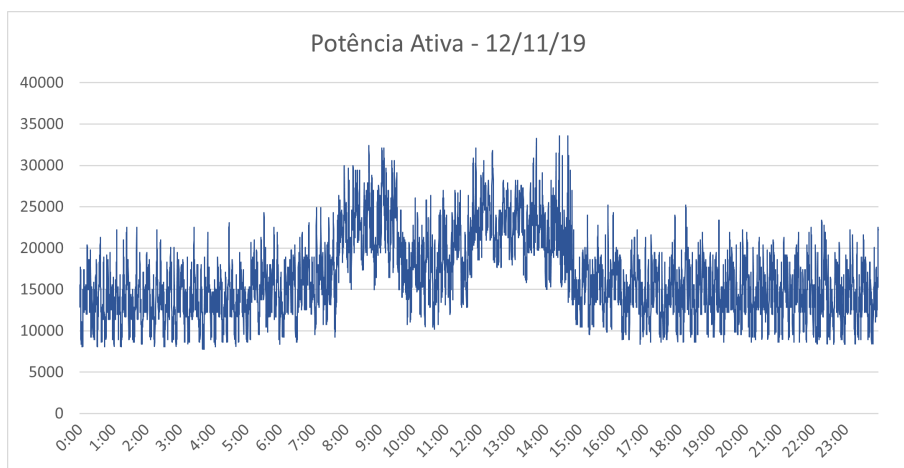


Figura A.7: Potência Ativa do Transformador 1



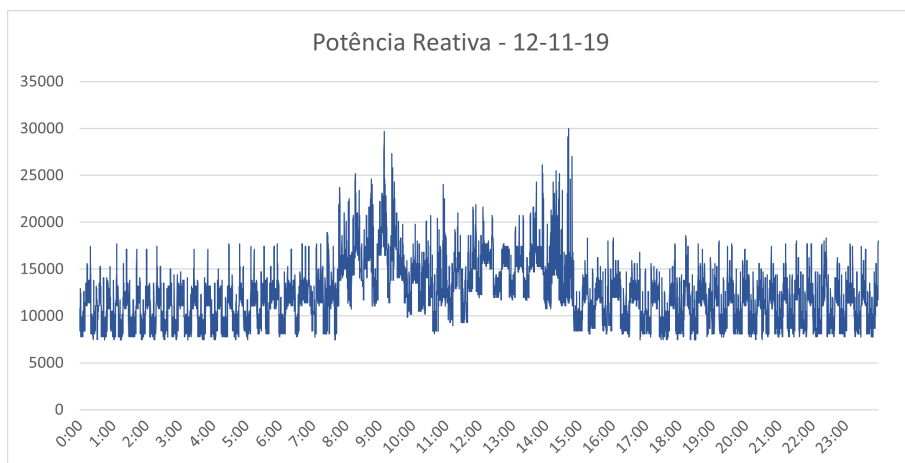


Figura A.8: Potência Reativa do Transformador 1

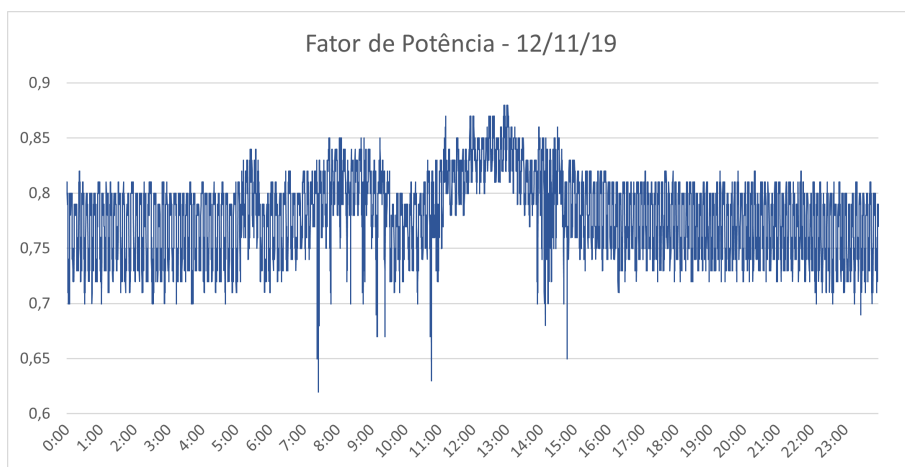


Figura A.9: Fator de Potência do Transformador 1

## A.2.2 Subestação D2 - Transformador 2

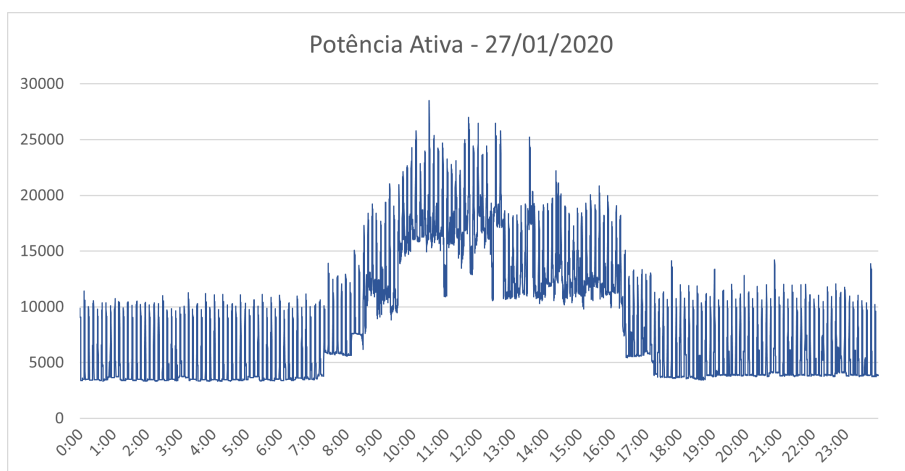


Figura A.10: Potência Ativa do Transformador 2

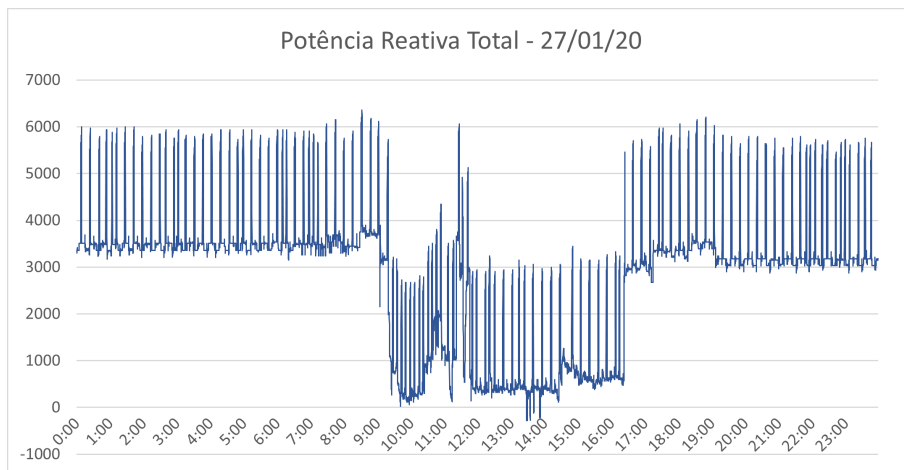


Figura A.11: Potência Reativa do Transformador 2

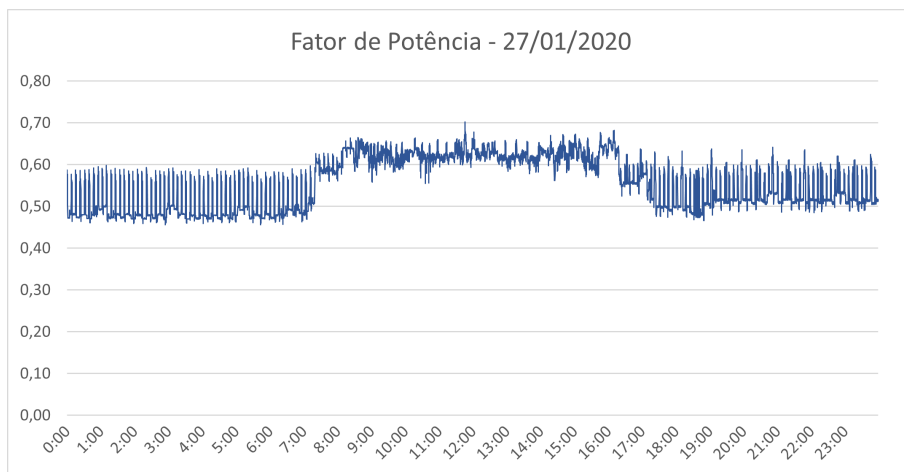


Figura A.12: Fator de Potência do Transformador 2

### A.2.3 Subestação D2 - Transformador 4

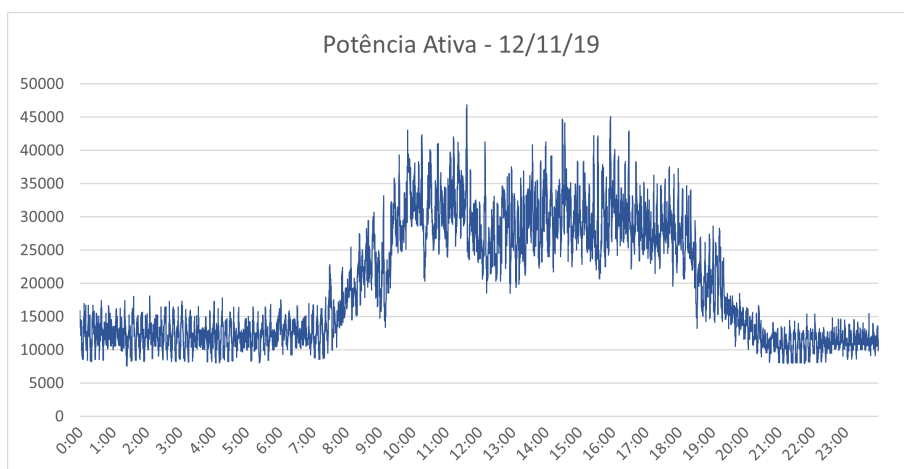


Figura A.13: Potência Ativa do Transformador 4

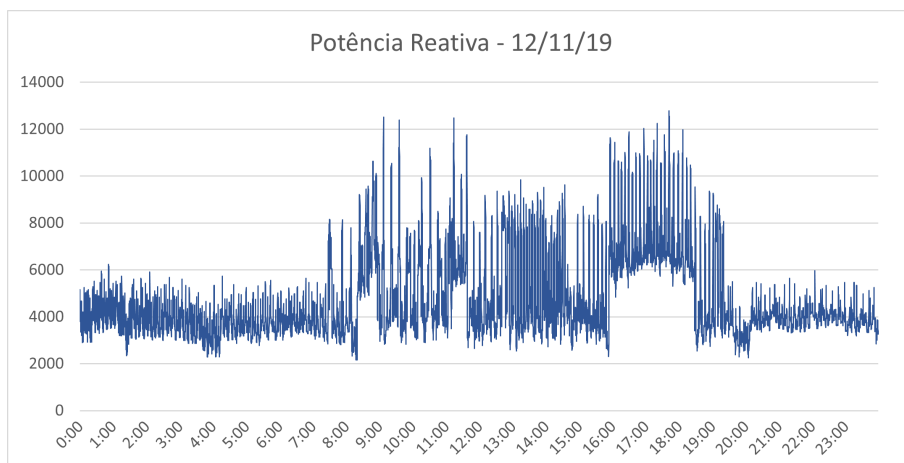


Figura A.14: Potência Reativa do Transformador 4

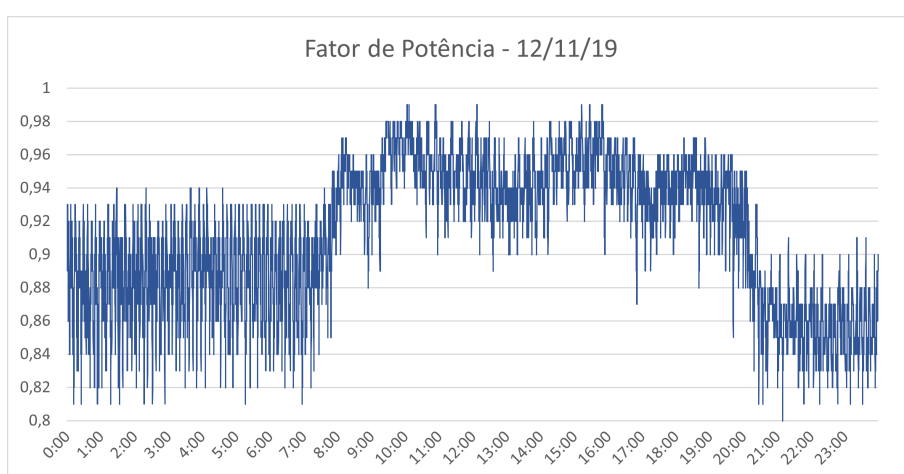


Figura A.15: Fator de Potência do Transformador 4

## A.3 Subestação H1

### A.3.1 Subestação H1 - Transformador 1

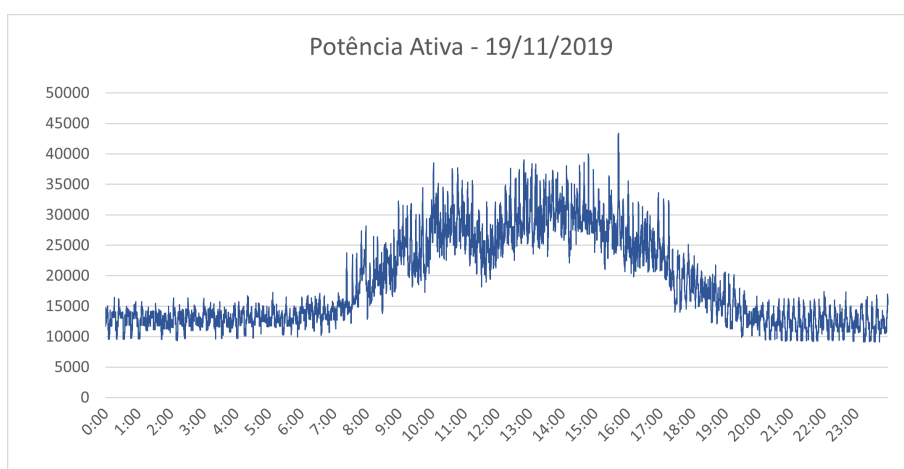


Figura A.16: Potência Ativa do Transformador 1

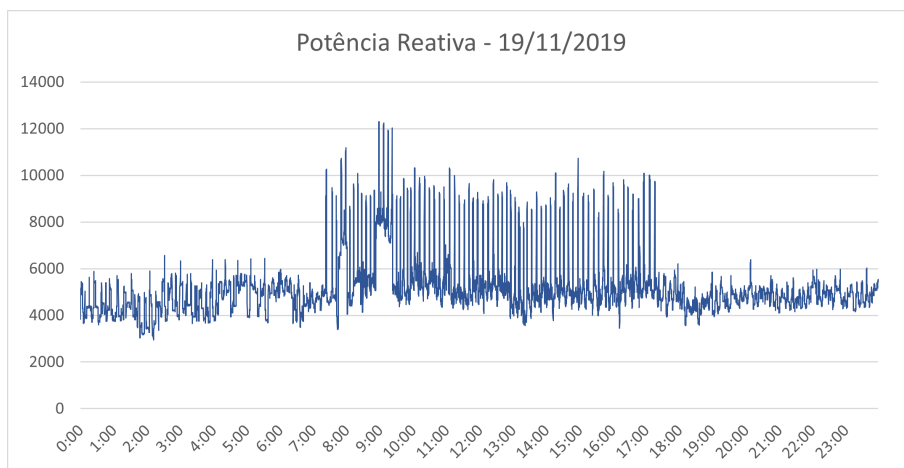


Figura A.17: Potência Reativa do Transformador 1

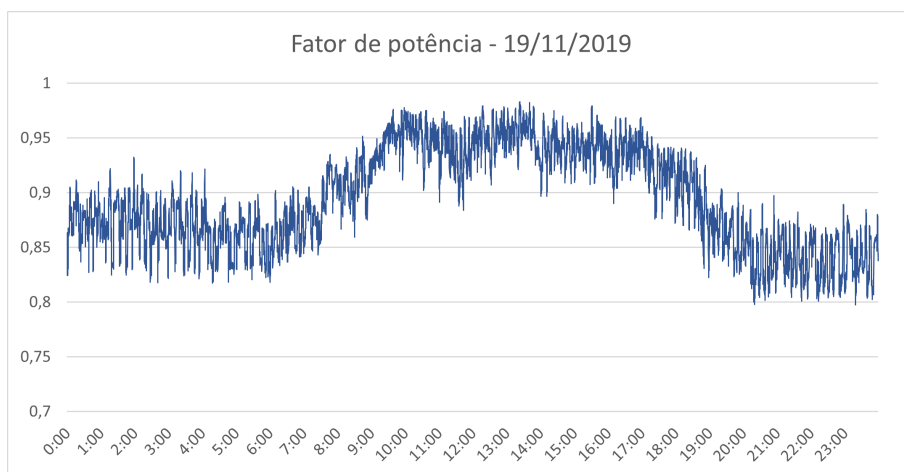


Figura A.18: Fator de Potência do Transformador 1

### A.3.2 Subestação H1 - Transformador 2

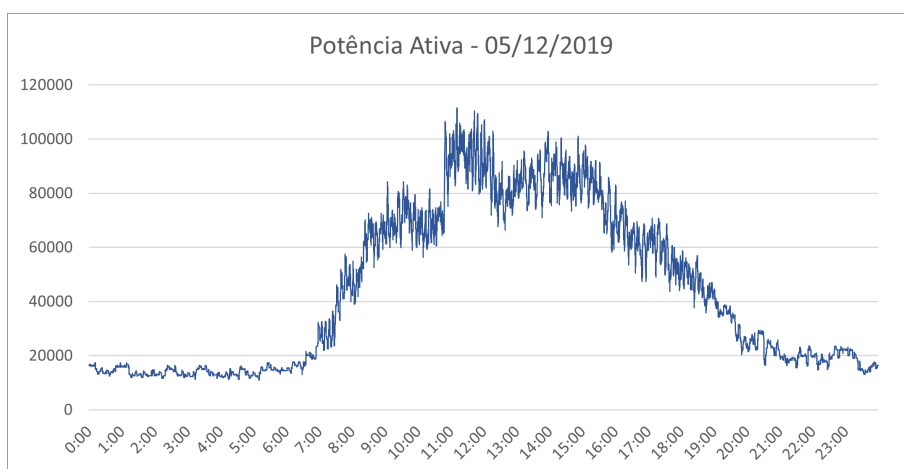


Figura A.19: Potência Ativa do Transformador 2

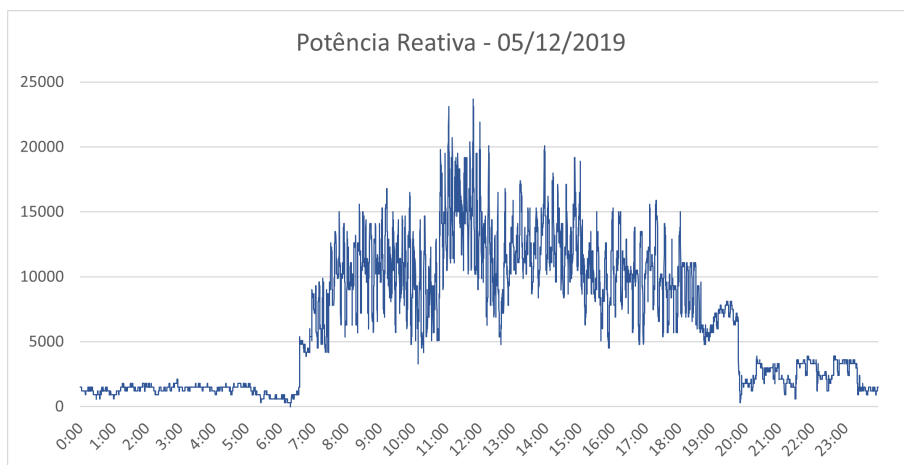


Figura A.20: Potência Reativa do Transformador 2

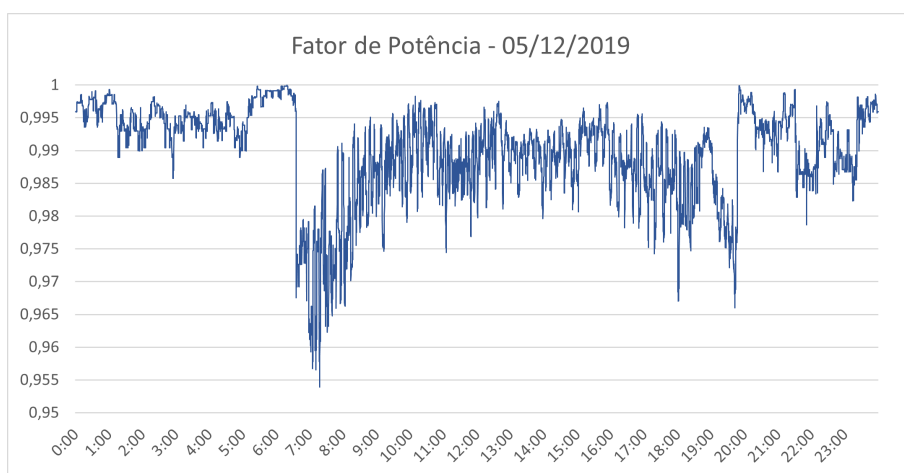


Figura A.21: Fator de Potência do Transformador 2

### A.3.3 Subestação H1 - Transformador 3

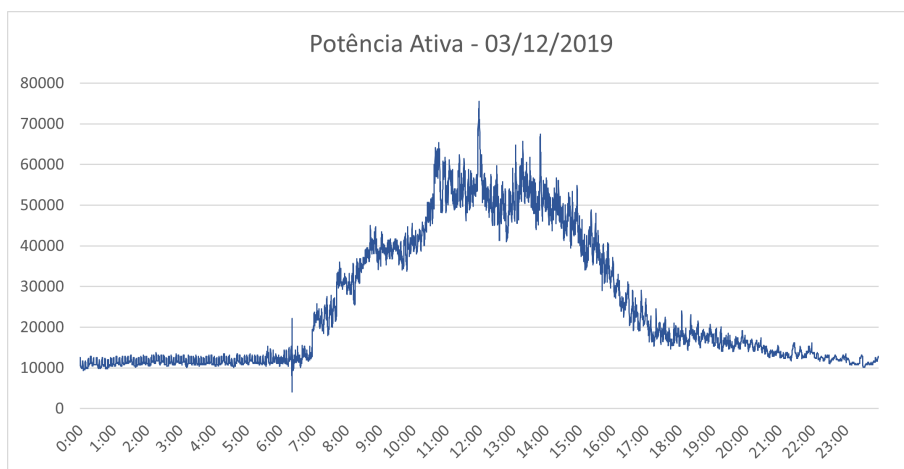


Figura A.22: Potência Ativa do Transformador 3

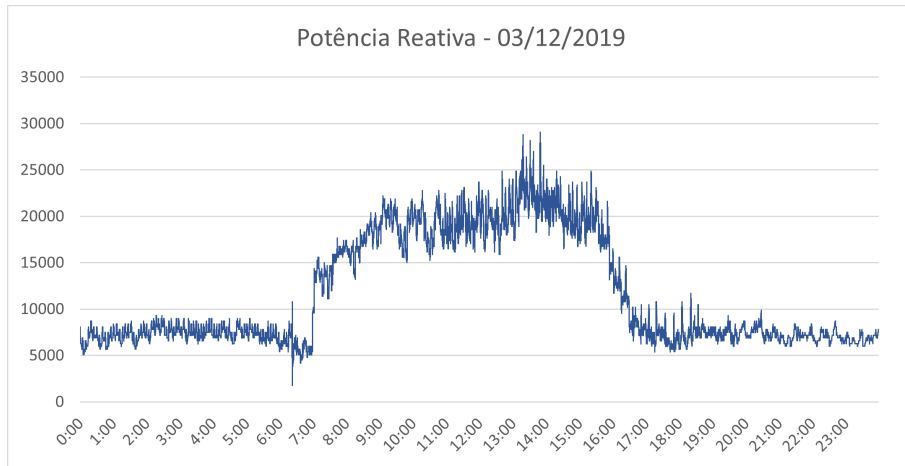


Figura A.23: Potência Reativa do Transformador 3

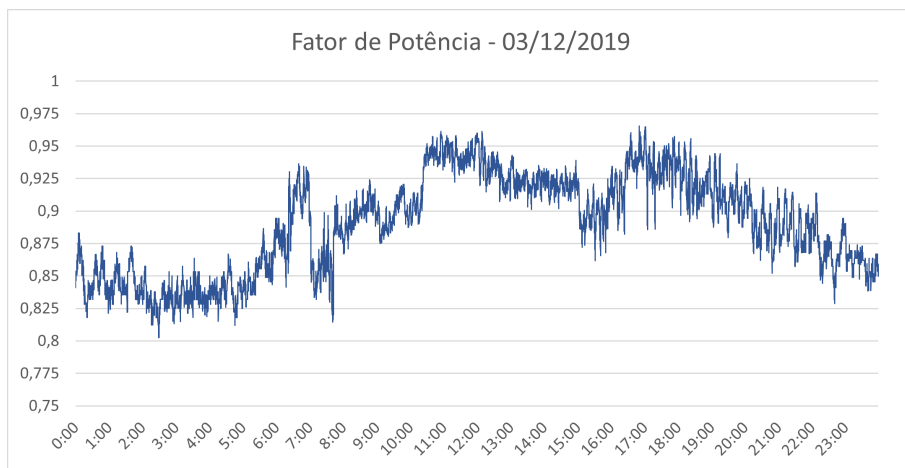


Figura A.24: Fator de Potência do Transformador 3

# Apêndice B

## Transformação de Park

A representação de um conjunto de grandezas de fase de um sinal trifásico pode ser realizada através de um vetor espacial. Desta forma, pode-se, de uma maneira mais compacta, representar as equações de sistemas elétricos através da notação matricial. Porém, em muitas aplicações de sinais trifásicos é conveniente realizar uma mudança de coordenadas do sistema estacionário  $abc$  para um sistema que simplifique os modelos matemáticos, como o referencial  $\alpha\beta 0$  ou o referencial  $dq0$  [79].

Um sinal trifásico de tensão ou corrente em função do tempo  $[s_a, s_b, s_c]^T$  pode ser representado em um sistema de coordenadas  $dq0$  síncrono representado pelo vetor  $[s_d, s_q]^T$ , mais um escalar  $S_0$ .

Para a correta realização dos cálculos da transformada de Park, os valores precisam estar sincronizados com a rede no ponto de conexão para regular, de forma precisa, a transformação. Para a sincronização do controle, é utilizado um dispositivo PLL que realiza o rastreamento do ângulo fase da rede.

A matriz de transformação de Park é dada por:

$$M_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin(\omega t) & \sin(\theta - 120^\circ) & \sin(\theta + 120^\circ) \\ \cos(\omega t) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

Assim sendo, para representar um conjunto de variáveis (sejam elas tensões ou correntes) do sistema  $abc$  para o sistema  $dq0$ , basta aplicar a matriz de transformação, como mostrado em (B.2).

$$\begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \\ v_0(t) \end{bmatrix} = M_{dq0} * \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Para retornar as variáveis do sistema síncrono novamente para o sistema  $abc$ , a

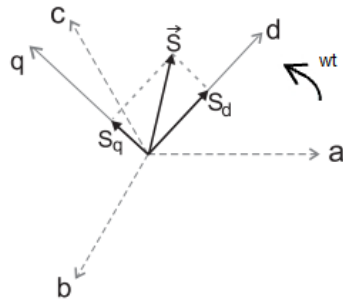


Figura B.1: Transformada do referencial  $abc$  para  $dq0$

transformada inversa é utilizada, conforme é apresentado em (B.3).

$$M_{dq0}^{-1} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) & 1 \\ \sin(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) & 1 \\ \sin(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$