

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estratégias de controlo de micro-redes industriais para o funcionamento em modo isolado

Rodrigo Nascimento Pereira Martins

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Clara Sofia Teixeira Gouveia Moura

31 de outubro de 2023

Este trabalho foi integrado no âmbito do projeto DIGITAL CER - *Digital Energy Platform for Energy Communities*, financiado pelo FEDER, através do COMPETE - Programa Operacional Competitividade e Internacionalização (POCI) do Portugal 2020, com a referência POCI-01-0247-FEDER-047197.

Cofinanciado por:



UNIÃO EUROPEIA
Fundo Europeu
de Desenvolvimento Regional



Resumo

A utilização de energia renovável é fundamental na redução das emissões de carbono no setor elétrico, não apenas por questões climáticas e para proteger a saúde pública e a qualidade de vida, mas também para reduzir a dependência de recursos não renováveis.

A geração proveniente de recursos renováveis é variável. Sendo assim, surge o conceito de micro-rede, que consiste num conjunto de cargas interligadas, de grupos de unidades de produção dispersa e de sistemas de armazenamento de energia.

As unidades de geração distribuída possuem maior capacidade de controlo e operacionalidade em comparação com os geradores convencionais, o que permite que as micro-redes desempenhem um papel importante e crítico na manutenção da estabilidade das redes elétricas.

Esta dissertação tem como objetivo o estudo de uma micro-rede industrial a operar em modo isolado, e a definição das estratégias a implementar perante diferentes cenários de consumo e produção, com base nos recursos existentes.

Abstract

The utilization of renewable energy is essential in reducing carbon emissions in the electricity sector, not only due to climate concerns and to safeguard public health and quality of life, but also to diminish reliance on non-renewable resources.

The generation from renewable sources is variable. Hence, the concept of a micro-grid emerges, comprising interconnected loads, groups of dispersed production units, and energy storage systems.

Distributed generation units offer greater controllability and operability when compared to conventional generators, enabling micro-grids to play an important and critical role in maintaining the stability of electrical networks.

This dissertation aims to study an industrial micro-grid operating in isolated mode and define strategies to be implemented in different consumption and production scenarios, based on existing resources.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço à Dra. Clara Gouveia por toda a ajuda prestada e pela disponibilidade e exigência pedida. Os seus conselhos foram essenciais para o desenvolvimento desta dissertação.

Agradeço à minha família pelo apoio que me deram, não só ao longo destes cinco anos, mas também ao longo da vida. Não teria chegado aqui sem o vosso apoio.

Agradeço a todos os meus amigos, os que estão comigo desde sempre e os que se tornaram grandes amigos ao longo desta etapa.

Obrigado a todos.

Rodrigo Martins

*“Life owes you nothing.
You owe yourself everything.”*

Corey Todd Taylor

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos da Dissertação	3
1.3	Estrutura do Documento	3
2	Micro-rede: Conceito e Aplicações	5
2.1	Introdução	5
2.2	Definição de micro-rede	5
2.3	Recursos da micro-rede	6
2.3.1	Geração	6
2.3.2	Sistema de armazenamento de energia	6
2.3.3	Carga	7
2.4	Aplicações das micro-redes	8
2.4.1	Micro-rede: Modelos de negócios	8
2.4.2	Micro-redes comunitárias e residenciais	8
2.4.3	Micro-redes em hospitais	8
2.4.4	Micro-redes militares	8
2.4.5	Micro-redes CC em navios	9
2.4.6	Data Centers	9
2.5	Micro-redes industriais	10
3	Estado-da-arte	13
3.1	Introdução	13
3.2	Topologias de micro-redes	13
3.2.1	Micro-redes CA	13
3.2.2	Micro-redes CC	13
3.2.3	Micro-redes Híbridas	14
3.3	<i>Grid Following Inverters</i> (GFLI) vs <i>Grid Forming Inverters</i> (GFMI)	15
3.4	Estratégias de controlo	17
3.4.1	Controlo primário	17
3.4.2	Controlo secundário	18
3.4.3	Controlo terciário	20
3.4.4	Controlo de micro-redes CA	20
3.4.5	Controlo de micro-redes CC	22
3.4.6	Controlo de micro-redes híbridas	24
3.5	Métodos de controlo dos GFMI	27
3.5.1	Controlo droop	27
3.5.2	Controlo VSM	28

3.5.3	Outros tipos	29
3.6	Transição do modo interligado para modo isolado	29
3.6.1	Exemplos de estratégias de controlo para obter transição suave entre modos	31
3.7	Coordenação dos recursos da micro-rede durante a operação em modo isolado	33
4	Modelização e controlo de sistemas isolados	37
4.1	Introdução	37
4.2	Caracterização do modelo implementado	37
4.3	Modelização do VSI	38
4.3.1	Controlo VSM	39
4.3.2	Virtual Speed Governor	40
4.3.3	Control Q-V	40
4.3.4	Impedância virtual transitória	40
4.3.5	Modelização do gerador PV	41
4.3.6	Modelização das cargas	41
4.4	Modelo da micro-rede	42
5	Sistema de teste e resultados de simulação	43
5.1	Introdução	43
5.2	Caraterização do sistema de teste	43
5.3	Algoritmo de despacho em modo isolado	45
5.4	Descrição dos cenários de simulação	46
5.5	Análise dos cenários	49
5.5.1	Cenário 1	49
5.5.2	Cenário 2	54
5.5.3	Cenário 3	63
5.5.4	Comparação dos cenários simulados	68
5.5.5	Cenário 4	69
5.5.6	Cenário 5	74
5.6	Arquitetura de referência para a operação em modo isolado	79
5.7	Conclusões	79
6	Conclusões e Trabalho Futuro	81
6.1	Conclusão	81
6.2	Trabalho futuro	82
A	Anexo A	83
A.1	Parâmetros das cargas	83
A.2	Parâmetros das linhas	84
A.3	Parâmetros de simulação	84
	Referências	87

Lista de Figuras

2.1	Navio totalmente elétrico	9
2.2	Data center da Supernap na Tailândia	10
3.1	Exemplo de uma arquitetura para uma micro-rede híbrida	14
3.2	Classificação dos conversores ligados à rede	15
3.3	(a) GFLI e (b) GFMI	16
3.4	Hierarquia de controlo de micro-redes	17
3.5	Arquiteturas de controlo: centralizada, distribuída e descentralizada	18
3.6	a) droop P-f para micro-redes CA; b) droop Q-V para micro-redes CA	21
3.7	Controlo droop com base na potência e corrente de saída	23
3.8	Síntese de estratégias de controlo de micro-redes híbridas	25
3.9	Métodos de controlo de GFMI	27
3.10	Exemplo de um algoritmo de isolamento intencional	30
3.11	Algoritmo de operação de emergência da micro-rede	33
3.12	Algoritmo de balanço de potência	35
3.13	Fluxograma dos diferentes modos de operação	36
4.1	Circuito equivalente do VSI	38
4.2	Esquema do controlo do conversor do BESS	39
4.3	Controlo VSM	39
4.4	Controlo Q-v	40
4.5	Loop da impedância virtual	41
4.6	Injetor de corrente (modelo dinâmico)	41
4.7	Modelo da micro-rede em Matlab/Simulink	42
5.1	Esquema unifilar da rede	44
5.2	Algoritmo de despacho em modo isolado	45
5.3	Diagrama de carga mensal	46
5.4	Diagrama de carga do dia de maior consumo	47
5.5	Diagrama de carga do dia de maior produção	47
5.6	Frequência do sistema (cenário 1)	50
5.7	Potência ativa do VSI (cenário 1)	50
5.8	Potência reativa do VSI (cenário 1)	51
5.9	Potência ativa e reativa do parque fotovoltaico (cenário 1)	51
5.10	Potência ativa e reativa no barramento 6 (cenário 1)	52
5.11	Potência ativa e reativa no barramento 7 (cenário 1)	52
5.12	Tensão no VSI (cenário 1)	53
5.13	Tensão no barramento 6 (cenário 1)	53
5.14	Tensão no barramento 7 (cenário 1)	54

5.15	Frequência do sistema (cenário 2)	55
5.16	Potência ativa do VSI (cenário 2)	56
5.17	Potência reativa do VSI (cenário 2)	56
5.18	Potência ativa e reativa do parque fotovoltaico (cenário 2)	57
5.19	Potência ativa e reativa no barramento 6 (cenário 2)	57
5.20	Potência ativa e reativa no barramento 7 (cenário 2)	58
5.21	Tensão no VSI (cenário 2)	58
5.22	Tensão no barramento 6 (cenário 2)	59
5.23	Tensão no barramento 7 (cenário 2)	59
5.24	Frequência do sistema (cenário 2 - sem corte de produção)	60
5.25	Potência ativa no VSI (cenário 2 - sem corte de produção)	60
5.26	Potência reativa no VSI (cenário 2 - sem corte de produção)	61
5.27	Tensão no VSI (cenário 2 - sem corte de produção)	61
5.28	Frequência do sistema (cenário 2 - BESS com 640 kW)	62
5.29	Potência ativa no VSI (cenário 2 - BESS com 640 kW)	63
5.30	Tensão no VSI (cenário 2 - BESS com 640 kW)	63
5.31	Frequência do sistema (cenário 3)	64
5.32	Potência ativa do VSI (cenário 3)	65
5.33	Potência reativa do VSI (cenário 3)	65
5.34	Potência ativa e reativa no barramento 6 (cenário 3)	66
5.35	Potência ativa e reativa no barramento 7 (cenário 3)	66
5.36	Tensão no VSI (cenário 3)	67
5.37	Tensão no barramento 6 (cenário 3)	67
5.38	Tensão no barramento 7 (cenário 3)	68
5.39	Frequência do sistema	69
5.40	Potência ativa do VSI	70
5.41	Potência reativa do VSI	70
5.42	Potência ativa e reativa no barramento 6	71
5.43	Potência ativa e reativa no barramento 7	72
5.44	Tensão no VSI	72
5.45	Tensão no barramento 6	73
5.46	Tensão no barramento 7	73
5.47	Frequência do sistema	74
5.48	Potência ativa no VSI	75
5.49	Potência reativa no VSI	75
5.50	Potência ativa e reativa na bateria de vanádio redox	76
5.51	Potência ativa e reativa no barramento 6	76
5.52	Potência ativa e reativa no barramento 7	77
5.53	Tensão no VSI	77
5.54	Tensão no barramento 6	78
5.55	Tensão no barramento 7	78
5.56	Arquitetura de referência para operação em modo isolado	79

Lista de Tabelas

3.1	Comparação entre estratégias de controlo secundário	33
5.1	Potência das cargas (cenário 1)	49
5.2	Potência das cargas (cenário 2)	54
5.3	Potência das cargas (cenário 3)	64
A.1	Cargas PT1	83
A.2	Cargas PT3	83
A.3	Ligações entre o PT1 e as cargas correspondentes	84
A.4	Ligações entre o PT3 e as cargas correspondentes	84
A.5	Ligações na rede MT	84
A.6	Parâmetros da rede principal	84
A.7	Parâmetros do BESS	85

Abreviaturas e Símbolos

BESS	<i>Battery Energy Storage Sistem</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
CER	<i>Comunidade de Energia Renovável</i>
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
EDLC	<i>Electric double layer capacitor</i>
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GFLI	<i>Grid Following Inverter</i>
GFMI	<i>Grid Forming Inverter</i>
HESS	<i>Hybrid Energy Storage System</i>
HMI	<i>Human Machine Interface</i>
IBR	<i>Inverter Based Resources</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MS	<i>Micro Sources</i>
MT	Média Tensão
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PT	Posto de Transformação
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
TVI	<i>Transient Virtual Impedance</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
VSM	<i>Virtual Synchronous Machine</i>
VSG	<i>Virtual Speed Governor</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

Nos últimos anos a procura por eletricidade cresceu significativamente, como consequência do aumento da qualidade de vida e do crescimento populacional. Consequentemente, a rede elétrica necessita de evoluir, de modo a ser capaz de satisfazer o crescente número de consumidores [1].

Os recursos de energia renovável são a melhor opção de geração para fazer face ao aumento do consumo, pois para além de poderem ser integrados em qualquer ponto da rede e não contribuírem muito para o aumento das perdas de transmissão (se forem ligados perto das cargas), também consistem numa boa solução no combate da crise climática. Os impactos do aquecimento global são indiscutíveis, daí que devem ser tomadas medidas urgentes para preservar a saúde, a prosperidade e o bem-estar de todos os cidadãos. A produção proveniente de energia renovável é essencial para a descarbonização do setor elétrico, não só devido às questões climáticas e à preservação da saúde pública e da qualidade de vida, mas também para diminuir ao máximo a dependência de recursos não renováveis. Em particular, Portugal tem investido significativamente em resultado de objetivos de descarbonização ambiciosos, embora tenha feito uma mudança essencialmente de petróleo e carvão para gás natural [2]. No entanto, tem investido progressivamente em fontes de energia renovável. A utilização de recursos de energia renovável contribui para a realização das metas ambiciosas definidas pela União Europeia. De acordo com o Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC): "Portugal apresenta fortes argumentos para continuar a estar na vanguarda da transição energética e ter como objetivo uma economia neutra em carbono, razão pela qual têm defendido, quer a nível nacional quer a nível europeu, mais ambição para o horizonte 2030 na redução de emissões de GEE, na incorporação de fontes de energia renovável nos vários setores, na eficiência energética e na promoção das interligações"[1]. Portugal assumiu o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica até 2050, o que implica a transição gradual de um modelo económico linear baseado em combustíveis fósseis, para uma economia que se apoia em recursos renováveis e os utiliza de forma eficiente. Para além do PNEC, outra medida no combate da crise climática é o Acordo de Paris, que estabelece um quadro global para evitar mudanças climáticas perigosas, limitando o aquecimento global a bem abaixo de 2°C e fazendo esforços para limitá-lo

a 1,5°C [3]. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), a energia eólica tem sido, de longe, a tecnologia com maior investimento desde o início do século. A energia solar fotovoltaica começa a ser mais relevante, devido à diminuição dos custos da tecnologia, que a tornam competitiva face às tecnologias convencionais e à eólica. Em Portugal, o investimento em energia solar tem aumentado, especialmente em 2022, em que Portugal destacou-se como o país com o maior aumento percentual de capacidade instalada, com um salto de 250% (+2,5 GW) num ano. Entretanto, a capacidade hidroelétrica parece ter atingido o pico, mantendo-se estável, mas sujeita a variações consoante o volume de chuva e a gestão da água e da energia [2]. Em relação à energia geotérmica, em Portugal, é mais proeminente nas ilhas dos Açores.

No entanto, à medida que a produção renovável aumenta em capacidade instalada, os problemas associados também irão aumentar. A geração proveniente de recursos renováveis é variável e depende muito das condições meteorológicas. Este problema pode ser ultrapassado através de produção controlável (por exemplo pilhas de combustível) e de sistemas de armazenamento de energia.

O conceito de micro-rede consiste num conjunto de cargas interligadas, de grupos de unidades de produção dispersa e de sistemas de armazenamento de energia [4]. Uma micro-rede é capaz de operar em modo isolado ou interligado com a rede de distribuição, através de um ponto único de acoplamento (PCC - *Point of Common Coupling*). Em caso de falha da rede a montante, a rede tem capacidade de isolar-se automaticamente e operar em modo ilha ou isolado, assegurando assim a continuidade de serviços essenciais, tais como hospitais, instalações militares e setores de segurança. Nos anos 90, os Estados Unidos e a Europa iniciaram a procura por novas formas de integração de grandes quantidades de recursos energéticos distribuídos nas suas infraestruturas elétricas já desenvolvidas e envelhecidas [5]. Para realizar o nível de pesquisa necessário para um programa de desenvolvimento desta magnitude, os Estados Unidos criaram o CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*) e a Europa desenvolveu o consórcio MICROGRIDS, em 2003. Ambos foram pioneiros na definição de uma solução, uma arquitetura de rede dividida em subsecções que poderiam gerir a geração e a procura a nível local e também ser desconectadas da rede elétrica principal, caso fosse necessário. O termo definido para a solução deste desafio foi micro-rede [5]. No caso do CERTS, o conceito de micro-rede tinha também como objetivo aumentar a fiabilidade do sistema e a qualidade de onda, em particular quando aplicado no contexto industrial. De acordo com [6], os fatores que motivam o desenvolvimento e a implementação de micro-redes em locais com infraestruturas de rede elétrica já estabelecidas, dividem-se em três grandes categorias: segurança energética, benefícios económicos e energia limpa.

As unidades de geração distribuída apresentam um maior grau de controlabilidade e operacionalidade em comparação com os geradores convencionais, o que permitirá que as micro-redes desempenhem um papel importante e crítico na manutenção da estabilidade das redes elétricas. Assim, as micro-redes gradualmente se tornarão num suporte forte e eficaz para a rede elétrica principal. Os sistemas de armazenamento de energia podem ajudar a reduzir o desequilíbrio energético entre oferta e procura, armazenando energia e fornecendo-a posteriormente. A maioria dos ESS (*Energy Storage Systems*) utiliza baterias de iões de lítio e baterias de sódio-enxofre, que

não só possuem altas densidades de potência e energia, como também alta eficiência. O controlo adequado deste tipo de recursos é uma das vertentes mais importante no desenvolvimento das micro-redes, embora apresente alguns desafios, principalmente durante o modo de operação isolado. Em geral, a arquitetura de controlo das micro-redes é dividida em três níveis: o controlo primário (responsável pela estabilização da tensão e frequência da micro-rede e transferência de potência), o controlo secundário (responsável pela mitigação dos desvios de tensão e frequência introduzidos pelo controlo primário) e o controlo terciário (responsável por definir o trânsito de potência entre a micro-rede e a rede principal, regulando a potência ativa e reativa dos dois lados da rede, assim como a tensão e a frequência da micro-rede).

A descarbonização da indústria é de elevada importância para o cumprimento dos objetivos de descarbonização. As políticas neste setor, assim como o aumento dos custos da energia e instabilidade de preços, conduziram a um aumento no investimento de produção renovável para autoconsumo e na integração de estratégias de gestão otimizada do consumo, nomeadamente com a implementação de micro-redes industriais.

1.2 Objetivos da Dissertação

O trabalho desta dissertação foi desenvolvido no âmbito do projeto DIGITAL-CER ("Digital Energy Platform for Energy Communities") POCI-01-0247-FEDER-047197. O projeto tem como objetivo desenvolver e demonstrar uma plataforma digital inovada com aplicações avançadas para o planeamento e gestão da CER em redes elétricas privadas ou públicas, constituídas exclusivamente por membros do setor industrial e empresarial (B2B). No âmbito do projeto, a dissertação tem como objetivos a especificação de estratégias de controlo da micro-rede para funcionamento em modo isolado e desenvolvimento de funcionalidades para a coordenação das ações de controlo dos recursos distribuídos.

Sendo assim, pretende-se estudar o funcionamento em modo isolado, pelo que foi feita a adaptação de um modelo da micro-rede de modo a aproximar aos parâmetros reais, e analisados diversos cenários de operação com base nos recursos existentes.

Especificamente, através do modelo desenvolvido, serão cumpridos os seguintes objetivos:

- Desenvolver o modelo da rede industrial para estudar o comportamento da rede na transição e durante a operação em modo isolado
- Identificar estratégias de controlo do BESS (*Battery Energy Storage System*), carga e produção que assegurem um isolamento mais seguro

1.3 Estrutura do Documento

O documento está dividido em seis capítulos. O capítulo 1 corresponde à introdução da dissertação, em que é referida a motivação e os objetivos específicos.

O capítulo 2, apresenta uma descrição do conceito de micro-rede e dos recursos disponíveis, alguns exemplos de aplicações reais das micro-redes e uma análise focada no conceito das micro-redes industriais. O capítulo 3 corresponde ao estado-da-arte, em que são apresentadas as principais topologias de micro-redes existentes, a arquitetura de controlo utilizada e alguns exemplos de algoritmos de coordenação entre armazenamento e carga durante a operação em modo isolado.

O capítulo 4 descreve a modelização dos componentes do modelo de simulação e refere métodos tipicamente utilizados para o controlo de conversores GFMI (*Grid Forming Inverters*), e exemplos de estratégias de controlo para a transição entre modo interligado e modo isolado. O capítulo 5 corresponde ao capítulo de resultados, em que é descrito o parque industrial, e são efetuadas simulações do modelo em Matlab/Simulink, de modo a tirar conclusões relativamente à operação em modo isolado.

Por último, no capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões e os trabalhos futuros a realizar.

Capítulo 2

Micro-rede: Conceito e Aplicações

2.1 Introdução

Com o aumento da preocupação com questões ambientais e alterações climáticas, os países e organizações internacionais estabeleceram metas ambiciosas em relação à proteção do meio ambiente e eficiência energética. De modo a atingir as metas pretendidas, são necessárias soluções para a redução dos impactos ambientais, redução dos custos operacionais e melhoria da fiabilidade dos sistemas. Este capítulo apresenta a definição do conceito de micro-rede, os principais componentes que a constituem e alguns exemplos de aplicações das micro-redes. Adicionalmente, é feita uma análise focada nas micro-redes em contexto industrial.

2.2 Definição de micro-rede

De acordo com o departamento de energia do Estados Unidos da América e com o *Microgrid Exchange Group* [4], micro-redes são um conjunto de cargas interligadas e de grupos de unidades de geração distribuída com limites elétricos bem definidos que funcionam como apenas uma entidade no que diz respeito ao controlo pela rede. Podem conectar-se e desconectar-se da rede principal, podendo assim funcionar interligada ou isolada da rede.

Em [7], o conceito de micro-rede CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*) é definido como uma agregação de cargas e micro-fontes em funcionamento como um único sistema, que fornece tanto energia quanto calor, e a flexibilidade necessária por meio de um sistema de controlo eletrónico de potência.

Uma micro-rede é assim capaz de operar em modo isolado ou interligado à rede de distribuição, através de um ponto único de ligação à rede (PCC). Em caso de falha da rede a montante, a rede tem capacidade de isolar-se automaticamente e operar em modo autónomo ou isolado.

2.3 Recursos da micro-rede

2.3.1 Geração

As unidades de geração distribuída utilizadas nas micro-redes são normalmente referidas como MS (*micro sources*) e podem ser definidas de acordo com a sua controlabilidade [8]:

- MS não controláveis: fontes de energia renovável, nomeadamente sistemas fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas. Devido à variabilidade da fonte primária de energia, a potência de saída também é altamente variável, sendo controlada para extrair a potência máxima, considerando a disponibilidade do recurso energético.
- MS controláveis: fontes com despacho, como microturbinas e *fuel cells*. Têm sido adotadas no desenvolvimento do conceito de micro-redes devido à alta eficiência e baixos níveis de emissão em comparação com outras tecnologias.

As saídas dos painéis fotovoltaicos e dos geradores de células de combustível são em corrente contínua (CC). As turbinas eólicas podem ser construídas tanto em corrente alternada (CA) como em corrente contínua (CC). Atualmente, os sistemas fotovoltaicos e os geradores de células de combustível (*fuel cells*) requerem inversores CC/CA para se conectarem aos sistemas de distribuição. Adicionalmente, é necessário um circuito de controlo complexo para cada inversor CC/CA, a fim de sincronizar com sistemas CA de 50 ou 60 Hz e fornecer correntes CA de alta qualidade sem harmónicos [9].

2.3.2 Sistema de armazenamento de energia

As unidades de geração distribuída, como sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas, introduziram diversos problemas técnicos (como flutuações de tensão e frequência) desde que começaram a ser utilizadas, e devido à sua natureza intermitente (pois são influenciadas pelas alterações climáticas), nem sempre fornecem o apoio necessário ao sistema. Sendo assim, são utilizados sistemas de armazenamento de energia, que atuam como *buffers*, de modo a compensar a variabilidade da produção.

De acordo com [10], podem ser utilizados os seguintes sistemas de armazenamento de energia para diversas aplicações: baterias (*Battery energy storage system* - BESS), supercondensadores, sistemas de ar comprimido (*Compressed air energy storage* - CAES), *flywheels* (armazenamento de energia através da energia cinética de rotação), sistemas térmicos, supercondutores (*Superconducting magnetic energy storage* - SMES), tecnologias *vehicle to grid* (V2G) e armazenamento através de energia térmica.

Em [11], foi realizada uma comparação técnica de diferentes tipos de baterias: baterias de chumbo-ácido, baterias de iões de lítio, baterias de níquel-cádmio, baterias de sódio-enxofre e baterias de fluxo (baterias vanádio-redox e baterias zinco-bromo). A análise efetuada demonstrou

que os BESS de larga escala (capacidade elevada, com uma ampla variedade de aplicações), utilizam baterias de sódio-enxofre. As baterias de fluxo, especialmente as baterias de fluxo vanádio-redox, são usadas para BESS de menores dimensões.

Os volantes de inércia (*flywheels*) são sistemas capazes de transformar a energia cinética rotativa armazenada em energia elétrica, através de circuitos magnéticos e eletrônica de potência avançada [12]. A potência armazenada é proporcional à velocidade de rotação, no entanto a manutenção de uma velocidade alta, e por sua vez de armazenamento de energia, é extremamente dispendiosa. A energia de um *flywheel* pode ser descarregada a uma potência alta durante um curto período de tempo ou mais suavemente durante períodos mais extensos.

Os supercondensadores, também conhecidos como *Electric double layer capacitor* (EDLC), armazenam energia nos dois condensadores em série da camada elétrica dupla, que é formada entre cada um dos elétrodos e os íons do eletrólito [12]. A energia elétrica pode ser armazenada diretamente, sem processo químico tornando o tempo de resposta muito pequeno. A capacitância e a densidade de energia destes dispositivos são milhares de vezes maiores do que a dos condensadores eletrolíticos. Comparando com uma bateria de chumbo-ácido, um supercondensador tem menor densidade de energia, no entanto tem a capacidade de realizar um maior número de ciclos durante a sua vida útil, e é muito mais poderoso do que as baterias em termos de capacidade de carga e descarga rápida [12].

Os Sistemas de Armazenamento Híbridos (HESSs), são compostos por duas ou mais tecnologias de armazenamento de energia, e apresentam uma grande melhoria em termos técnicos e económicos [13]. No entanto, as configurações híbridas geralmente requerem estruturas de controlo complexas, em relação às tecnologias de armazenamento individuais [12].

2.3.3 Carga

As cargas podem ser de corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC), e essa é a principal razão para o desenvolvimento de micro-redes híbridas, a fim de reduzir a necessidade de conversões. Por exemplo, sistemas de refrigeração e ar condicionado convencionais são considerados cargas CA, enquanto que veículos elétricos e dispositivos eletrónicos (como telemóveis ou computadores) são considerados cargas CC. O aumento no uso de cargas CC tem incentivado a investigação e o desenvolvimento de micro-redes CC e, principalmente, micro-redes híbridas ao longo da última década [9].

No contexto das micro-redes, as cargas são muitas vezes divididas em grupos, com o objetivo de definir a prioridade de cada carga. Tal acontece pois existem cargas críticas que não podem ser desligadas a qualquer momento (equipamentos hospitalares, por exemplo) e cargas que não podem interromper o funcionamento durante muito tempo (arcas refrigeradoras, por exemplo). Estes grupos de prioridade são essenciais na ocorrência de *load shedding*, que poderá ser uma consequência de um isolamento.

2.4 Aplicações das micro-redes

Com o aparecimento de novas tecnologias, os benefícios da corrente contínua tornaram-se cada vez mais relevantes. Por exemplo, o uso acrescido de recursos de energia renovável, como painéis solares, levaram ao desenvolvimento de sistemas de potência CC, que são atualmente mais viáveis devido à diminuição do custo dos conversores de tensão, comparativamente ao passado.

Nas subsecções seguintes, serão apresentados exemplos modernos de aplicações de sistemas de potência.

2.4.1 Micro-rede: Modelos de negócios

Dado que as micro-redes permitem a interligação e partilha de recursos para corresponder às cargas, podem desempenhar um papel na realização de uma maior utilização dos recursos existentes de geração. No que diz respeito às micro-redes, um modelo de negócios terá a função de definir a forma como um projeto de uma micro-rede é planeado, implementado e executado para atingir objetivos estratégicos. Os objetivos estratégicos podem variar desde a resiliência da comunidade até à integração de energias renováveis ou à redução dos custos de energia para uma empresa, como um data center [14]. Para que uma micro-rede seja comercialmente e financeiramente viável, é necessário abordar tanto os componentes técnicos (por exemplo, planeamento, operações, componentes e funções) como os comerciais (por exemplo, receitas, despesas e lucro) [14].

2.4.2 Micro-redes comunitárias e residenciais

As micro-redes comunitárias e residenciais oferecem uma forma para bairros, cidades, vilas e áreas tribais atenderem às suas necessidades energéticas localmente. Algumas tornam a eletricidade de uma comunidade mais confiável e sustentável, enquanto outras servem infraestruturas críticas, como instalações de bombeiros, polícia e tratamento de água [15].

2.4.3 Micro-redes em hospitais

As instalações de cuidados de saúde como hospitais, instalações de cuidados a longo prazo e clínicas cirúrgicas, são exemplos de infraestruturas críticas que devem ter um fornecimento de energia confiável. As micro-redes de cuidados de saúde podem substituir ou reduzir a dependência de geradores a diesel como backup, o que por sua vez diminui as emissões de carbono das instalações [15].

2.4.4 Micro-redes militares

O setor militar tem demonstrado micro-redes sofisticadas e inovadoras que servem como campo de aprendizagem para as micro-redes desenvolvidas para o setor civil. Uma micro-rede pode satisfazer todas as necessidades energéticas da instalação militar enquanto estiver isolada. As micro-redes são também utilizadas em campos de batalha, na forma de unidades móveis que

podem ser rapidamente instaladas. A instalação de micro-redes em setor militar serve também para melhorar a cibersegurança, através da independência energética. Além do controlo avançado, as micro-redes incluem energia eólica, solar, gás natural e armazenamento de energia, e a arquitetura distribuída de uma micro-rede torna-a mais resistente a ciberataques. Caso um gerador seja atacado, a micro-rede possui outras fontes de energia para substituí-lo [15].

2.4.5 Micro-redes CC em navios

Os navios constituem um ambiente de aplicação especial, pois a micro-rede necessita de elevadas quantidades de potência para operar corretamente. No entanto, de modo a fornecer a potência necessária, é necessário o cumprimento de certas condições [16]:

- Disponibilidade constante de potência: o sistema de potência deve estar sempre disponível para fornecer cargas vitais para o funcionamento do navio. O sistema de potência tem de ser fiável e tem de possuir sistemas de armazenamento de energia em caso de falhas.
- Espaço limitado: uma vez que o navio tem um espaço limitado, o equipamento responsável pela disponibilidade de potência tem de ser compacto.
- *Pulsed loads*: estas cargas particulares extraem intermitentemente correntes de curto prazo muito elevadas, pelo que as fontes de potência necessitam de acompanhar as mudanças na procura de carga.

As vantagens de sistemas de potência CC já levaram à construção de navios de média tensão totalmente elétricos.



Figura 2.1: Navio totalmente elétrico [17].

2.4.6 Data Centers

Os data centers são instalações muito importantes. Com o passar dos anos, a sua importância só irá aumentar, pois a necessidade de armazenamento de informação será cada vez mais elevada.

A grande maioria das cargas nos data centers são de corrente contínua, o que significa que o fornecimento em corrente alternada da rede leva a perdas elevadas devido aos conversores CA/CC. Adicionalmente, os conversores CA/CC são mais complexos e têm maiores probabilidades de falha em relação aos conversores CC/CC, o que também reduz a fiabilidade do sistema [16]. Devido a estes problemas e à crescente utilização de recursos de energia renováveis, como painéis solares, a adoção de sistemas CC para data centers torna-se apelativa.



Figura 2.2: Data center da Supernap na Tailândia [18].

2.5 Micro-redes industriais

A descarbonização da indústria através da integração de produção renovável para autoconsumo incentivou a implementação de micro-redes em ambientes industriais a médio e longo prazo. As micro-redes industriais são instalações onde existem cargas sensíveis, e se a micro-rede não for propriamente dimensionada e otimizada, podem ocorrer problemas, como interrupções de serviço. De modo a evitar problemas como o referido, o uso de sistemas de armazenamento de energia tem aumentado gradualmente [13].

Em [19], foram apresentados benefícios da introdução de recursos energéticos distribuídos num local industrial, detalhando o projeto da fábrica, o seu sistema elétrico, as cargas e as micro-turbinas utilizadas. É também referida a importância da alimentação das cargas sensíveis (cargas suscetíveis a variações de tensão e frequência), mesmo quando a conexão à rede principal falha e o sistema passa para modo isolado, como por exemplo os motores de indução, que representam uma carga significativa da rede industrial. Durante o funcionamento em modo isolado, é conveniente alimentar apenas uma percentagem das cargas existentes, pelo que as cargas não sensíveis são as primeiras a serem cortadas. O corte de cargas não essenciais em modo isolado é essencial para a diminuição da capacidade total instalada dos recursos distribuídos.

Aquando da instalação de recursos distribuídos em locais industriais, é importante atingir os seguintes objetivos [19]:

- Reduzir as perdas da rede

- Manter os limites das unidades sob controle, mantendo a tensão nos valores desejados
- Manter a capacidade de fornecer energia à micro-rede durante o isolamento

Em [20], foram comparadas duas simulações de micro-redes industriais, no âmbito de estudar as emissões de CO_2 e o custo anual total, em modo interligado e em modo isolado. Os resultados indicam que a redução das emissões de CO_2 têm como consequência um aumento do investimento inicial, nomeadamente na aquisição de produção renovável. Em [21], foi analisado um modelo de uma micro-rede industrial situada no sul da Irlanda, em que foram estudados os custos e emissões associados ao uso de diferentes recursos energéticos distribuídos utilizando o software Matlab. Os autores concluíram que a utilização de unidades de geração distribuída e de sistemas de armazenamento permite a redução das emissões e do custo da eletricidade. Desta forma, conclui-se que a utilização de recursos energéticos distribuídos possibilita a redução das emissões e do custo de operação, à custa de um investimento inicial mais elevado, resultante da aquisição dos recursos mencionados. Como referido, embora o investimento inicial seja superior para implementar soluções de baixa emissão de carbono (como painéis solares, turbinas eólicas e sistemas de armazenamento), estas soluções resultam em poupanças significativas nos custos de operação a longo prazo. Sendo assim, o tempo de retorno do investimento poderá ser inferior, visto que haverá redução de custos com combustível (depende menos de fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis), poupança na fatura da eletricidade, possíveis incentivos/subsídios (devido à utilização de energia sustentável) e aumento da segurança energética (a diversificação de fontes de energia aumenta a resiliência da rede).

No contexto de micro-redes industriais, um dos aspetos mais importantes a considerar é a fiabilidade da rede, devido à existência de cargas que necessitam de funcionar ininterruptamente. As interrupções de serviço dão origem a impactos significativos nos custos, tanto para países desenvolvidos como para países em desenvolvimento. De modo a assegurar a continuidade de serviço, alguns operadores de centrais de processamento optam pela instalação de um Sistema de alimentação ininterrupta, ou *Uninterrupted Power Supply* (UPS). No entanto, em ambiente industrial, costumam ser utilizados geradores a diesel como backup, dado que proporcionam um fornecimento de energia por períodos mais prolongados. As micro-redes constituem uma alternativa para as empresas que enfrentam problemas operacionais devido a interrupções de energia, sendo que oferecem uma solução eficaz na coordenação de diversas necessidades energéticas, por exemplo [22]:

- Um controlador de micro-rede é capaz de gerir um BESS/UPS para fornecer uma variedade de serviços de backup de energia e qualidade de energia
- Uma micro-rede com BESS/UPS é capaz de fornecer o ramp-up necessário e a resposta transitória para lidar com eventos repentinos na rede elétrica, mudanças na carga e mudanças súbitas na geração renovável. Além disso, permite uma transição suave do modo interligado para o modo isolado e vice-versa, eliminando assim os custos relacionados a interrupções

- A combinação de um BESS/UPS com energias renováveis, pode auxiliar o funcionamento contínuo de cargas críticas durante períodos de tempo mais elevados (e durante a ocorrência de apagões), e/ou atrasar o arranque de um gerador
- A implementação de um BESS/UPS pode adiar os custos de aquisição de geradores adicionais à medida que a carga aumenta ao longo do tempo.

De acordo com [13], os seguintes pontos devem ser alvo de estudo para artigos futuros:

- Otimização dos métodos de controlo: os métodos de controlo, instrumentação e técnicas computacionais devem ser melhoradas para micro-redes industriais
- Uso de HVDC (*High Voltage Direct Current*) para distribuição de energia: o uso de HVDC tornou-se comum na distribuição de energia renovável, pois têm maior capacidade de transmissão de potência em maiores distâncias, relativamente às linhas CA de alta tensão. Podem ser feitos novos estudos relativos ao uso de HVDC em micro-redes industriais
- Otimização do dimensionamento e localização de micro-redes: o dimensionamento e a localização de micro-redes têm sido amplamente estudados, mas não no contexto industrial.

Capítulo 3

Estado-da-arte

3.1 Introdução

Este capítulo descreve as principais topologias de micro-redes, nomeadamente as micro-redes CC, CA e as micro-redes híbridas. Serão também descritas a arquitetura de controlo das micro-redes (dividida essencialmente em três níveis), e algumas estratégias de controlo para micro-redes CA, CC e híbridas.

3.2 Topologias de micro-redes

3.2.1 Micro-redes CA

Em micro-redes CA, todas as cargas, sistemas de armazenamento de energia e unidades de geração distribuídas estão conectados a um barramento comum CA.

Embora as micro-redes tradicionais CA tenham sido alvo de grandes desenvolvimentos nos últimos anos e a maior parte das cargas existentes são dessa natureza, os desenvolvimentos na área de eletrónica de potência mudaram o perfil de carga dos utilizadores finais. Atualmente, equipamentos modernos como computadores, telemóveis e veículos eléctricos operam com alimentação CC, o que facilita o controlo e não causa problemas no fator de potência, sequência de fase e frequência, embora o aumento do número de conversores torne o controlo da micro-rede mais complexo.

Num sistema convencional CA, as cargas CC são alimentadas por via de um conversor CA/CC, que devido às perdas de conversão associadas tornam o sistema menos eficiente.

3.2.2 Micro-redes CC

Uma vez que as fontes são na sua maioria CC, acabou por propor-se a topologia CC. Esta topologia reduz o número de conversores utilizados na rede, e anula a circulação de potência reativa e a necessidade de sincronização das unidades de geração distribuída.

No entanto, há ainda muitos poucos estudos sobre proteções para redes CC [23]. A topologia CC obriga a uma grande modificação da rede principal, visto esta ter sido desenvolvida para trabalhar em CA. Esta topologia torna também mais complexo o uso de transformadores e causa problemas devido à falta de normalização das tensões CC das cargas e dos inversores.

3.2.3 Micro-redes Híbridas

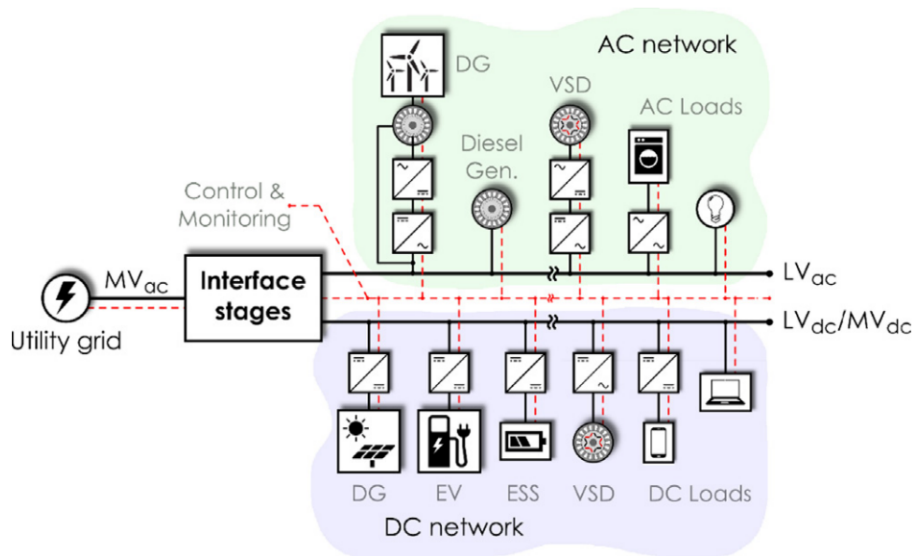


Figura 3.1: Exemplo de uma arquitetura para uma micro-rede híbrida [23]

Uma micro-rede híbrida apresenta as vantagens das micro-redes CA e das micro-redes CC e trabalha com cargas CA e CC. Neste tipo de micro-redes, as unidades de geração CA como a geração eólica, as centrais de geração hidroelétrica e as cargas CA estão ligadas na rede CA, enquanto as unidades de geração CC como a produção solar, *fuel cells*, sistemas de armazenamento de energia e cargas CC são ligadas à rede CC. Ambas as micro-redes estão ligadas entre si através de um conversor bidirecional de interface, que é o componente mais importante da micro-rede híbrida CA/CC, uma vez que é responsável pelo trânsito de potência entre as micro-redes CA e CC [23].

Algumas das vantagens mais importantes das micro-redes híbridas são [23]:

- Integração: os dispositivos CA ou CC são diretamente ligados à rede com o número mínimo de elementos de interface, reduzindo as fases de conversão e, por conseguinte, as perdas de energia.
- Sincronização: Não é necessária a sincronização das unidades de geração renováveis em micro-redes CC.

- **Eficiência:** A eficiência das micro-redes híbridas é elevada devido à redução das perdas associadas à conversão de energia, pela diminuição das etapas de conversão. Consequentemente, a rede torna-se mais eficiente e resiliente.
- **Viabilidade económica:** embora a adição de um conversor à rede principal e à rede de comunicação dos dispositivos conectados tenha um custo associado, este investimento é retornado se o número de dispositivos aumentar, pois a quantidade de conversores de interface é reduzida.

Por outro lado, este tipo de arquitetura tem desvantagens associadas que necessitam de ser alvo de estudo:

- **Proteção:** os dispositivos de proteção para redes CC não foram amplamente estudados. A deteção de falhas em redes CA é mais simples, pois a corrente é nula em certos instantes (*zero crossing*). Devido à ausência de *zero crossing*, os disjuntores convencionais não são capazes de isolar falhas em micro-redes CC. Para ultrapassar este problema, foi proposto um disjuntor de estado sólido (*solid state circuit breaker*) para isolamento de falhas, pois o tempo de operação destes disjuntores é consideravelmente mais rápido, em relação aos disjuntores convencionais [24].
- **Complexidade de controlo:** a gestão das micro-redes híbridas é mais complexa. É necessário realizar o controlo dos dispositivos ligados às micro-redes CA e CC, e do conversor de interface entre estas. Por conseguinte, o fornecimento de energia estável e fiável tem de ser assegurado para ambas as redes, e esta tarefa torna-se um desafio especialmente quando a micro-rede funciona de forma isolada.

3.3 Grid Following Inverters (GFLI) vs Grid Forming Inverters (GFMI)

Os IBRs (*Inverter based resources*) têm todos um objetivo comum, que é o de fornecer potência ativa e reativa à rede. No entanto, dependendo do controlo implementado e da interação com a rede, podem ser classificados como GFLIs ou GFMI, como é apresentado na figura 3.2.

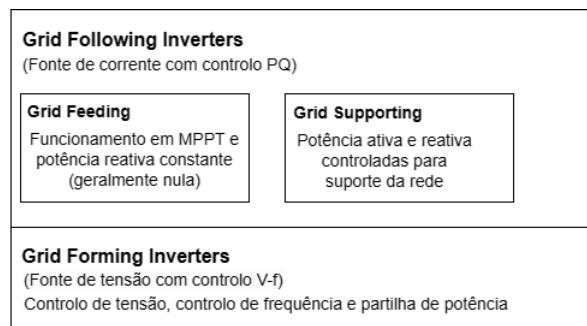


Figura 3.2: Classificação dos conversores ligados à rede [25]

De acordo com a figura 3.3, o comportamento de um GFLI pode ser aproximado ao de uma fonte de corrente em paralelo com uma impedância de valor elevado. O GFLI mede a tensão no ponto de acoplamento (V_{PCC}) e obtém o ângulo de fase do V_{PCC} através de um PLL (*Phase Locked Loop*). De seguida, a tensão terminal é variada de modo a obter as componentes direta e de quadratura (d-q) desejadas. O suporte de potência ativa e reativa de um GFLI é alcançado através do controlo das correntes d e q injetadas, respetivamente. Pelo contrário, o comportamento de um GFMI é aproximado ao de uma fonte de tensão em série com uma impedância de valor reduzido. Os GFMI não medem a tensão V_{PCC} para fins de sincronização, pois formam o V_{PCC} de modo a regular a potência de saída. O GFMI pode operar e alimentar as cargas locais na ausência de conexão à rede, estabelecendo a sua própria referência de tensão e frequência.

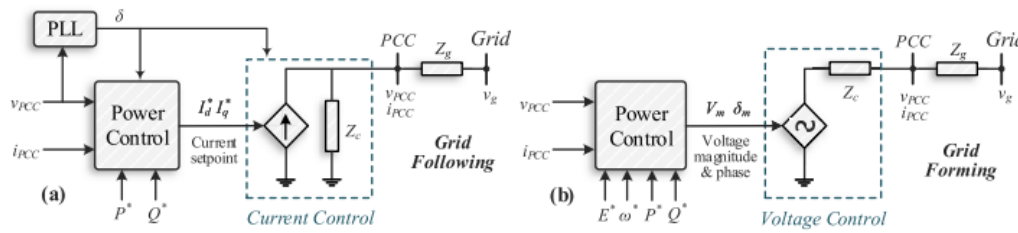


Figura 3.3: (a) GFLI e (b) GFMI [26]

Em [27], o controlo dos dois tipos de inversores, em micro-redes CA, é caracterizado da seguinte forma:

- Os inversores PQ, ou GFLI, são utilizados de modo a fornecerem um determinado set-point para a potência ativa e reativa. Este tipo de inversor funciona através da injeção na rede da energia disponível à sua entrada, e a potência reativa injetada é pré-definida, através de uma malha de controlo local ou pelo controlador central da micro-rede. Para recursos energéticos com despacho, a potência injetada é definida pelo sistema de controlo da micro-rede e depende da estratégia de controlo utilizada, efetuando o chamado *power balancing*. Para recursos energéticos sem despacho, a potência injetada não é definida, pois os recursos energéticos operam de modo a fornecer máxima potência (MPPT), ou seja, o inversor opera com fator de potência unitário. Os inversores PQ podem ser implementados como fontes de tensão controladas por corrente.
- Os VSIs, ou GFMI, simulam o comportamento de uma máquina síncrona, com o subsequente controlo da tensão e frequência do sistema CA. Este tipo de inversor não necessita de uma referência externa para estar sincronizado, é necessário para o controlo da potência ativa e reativa e ajuda na estabilização da micro-rede. Os VSIs atuam como fontes de tensão.

3.4 Estratégias de controle

No contexto do controle de micro-redes, existem diferentes arquiteturas que diferem consoante a sua complexidade e o grau de comunicação necessário entre os controladores de diferentes unidades de operação ou diferentes camadas do controlo hierárquico do sistema.

No âmbito desta dissertação, será considerada uma arquitetura de controlo hierárquica composta essencialmente por três níveis [28]: o nível de controlo primário (controlo local); nível de controlo secundário (controlo da micro-rede); e o nível de controlo terciário (controlo global do sistema).

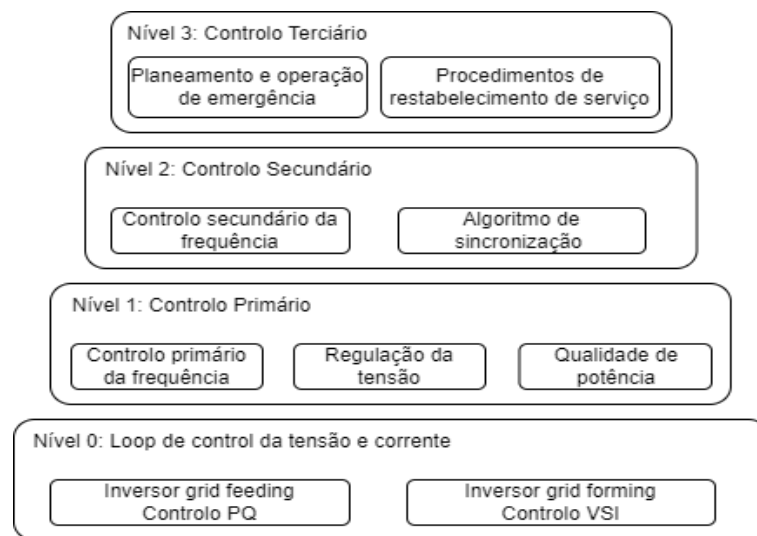


Figura 3.4: Hierarquia de controlo de micro-redes (baseado em [8])

De acordo com os autores de [29], existe um nível 0 de controlo que inclui o controlo de tensão e corrente dos inversores de fonte de tensão (*Voltage Source Inverters* ou VSI), e dos inversores de fonte de corrente (*Current Source Inverters* ou CSI). Os VSIs são responsáveis por assegurar a referência de tensão e frequência da micro-rede quando esta se encontra a operar em modo isolado, estando normalmente associados a uma unidade de armazenamento de energia para garantir também o fluxo da carga. O controlo dos CSI consiste numa malha interna de corrente e requerem também uma malha de fase (*phase locked loop* ou PLL) para garantir a sincronização com a rede. Alguns autores consideram que o nível 0 está incluído no nível de controlo primário [29].

3.4.1 Controlo primário

O nível de controlo primário ou controlo local é o nível com resposta mais rápida, e é responsável pela estabilização da tensão e frequência da micro-rede, transferência de potência e proteção dos sistemas. A realização destas funções é geralmente assegurada por controladores droop [28].

O controlo local, que efetua o controlo da corrente, tensão e frequência dos conversores associados às unidades de geração e aos sistemas de armazenamento, pode ser dividido em estratégias em modo interligado na rede principal e em modo isolado.

Em modo interligado, a tensão e a frequência da rede são estabelecidas pela rede principal, enquanto os sistemas de geração e os sistemas de armazenamento de energia operam em modo de controlo da corrente ou controlo da potência de saída.

Em modo isolado, a tensão e a frequência da micro-rede têm de ser definidas e estabilizadas pelas unidades de geração distribuída e pelos sistemas de armazenamento de energia. Desta forma, um ou mais componentes serão responsáveis pelo controlo da frequência e da tensão da micro-rede, enquanto que os restantes componentes operam como em modo de controlo de corrente [16]. Uma das implementações mais utilizadas no controlo em modo isolado é o método de controlo droop. Aquando da utilização deste método, as unidades de geração de fontes renováveis são controladas como geradores síncronos ligados ao sistema. O controlo droop é a estratégia de controlo do VSI para definir a tensão e frequência do sistema em função da potência ativa e reativa que tem de fornecer, para garantir o equilíbrio entre a carga e a geração.

Quando o sistema possui mais do que um VSI, duas das estratégias de controlo que podem ser utilizadas são o controlo *master-slave* e o controlo *multi-master*. No método *master-slave* apenas um dispositivo é controlado como fonte de tensão (master), e os restantes são controlados como fonte de corrente (slave). Os slave seguem o valor de referência do master e adaptam-se através de controladores de corrente [16]. No método *multi-master*, há mais do que um inversor a ser controlado pelo método droop, tendo como vantagem o aumento da estabilidade, mas como desvantagem a circulação de corrente entre os inversores.

3.4.2 Controlo secundário

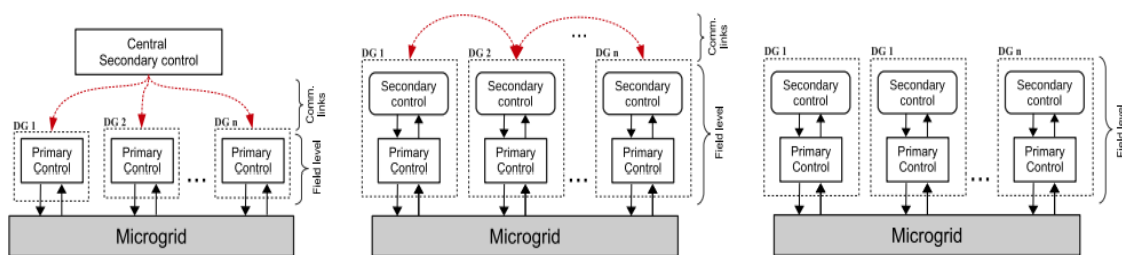


Figura 3.5: Arquiteturas de controlo: centralizada, distribuída e descentralizada [28]

O nível de controlo secundário é responsável pela mitigação dos desvios de tensão e frequência introduzidos pelo controlo primário. O nível de controlo da micro-rede apresenta uma resposta mais lenta e fornece os dados ao controlo local.

De acordo com a figura 3.5, o nível de controlo secundário pode ser dividido em estratégias de controlo centralizadas ou não centralizadas (distribuída e descentralizada), sendo que estas últimas necessitam implementação do controlo secundário em cada unidade de geração:

- O controlo centralizado necessita de uma infraestrutura de comunicação de modo a recolher informação relativa às unidades de geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia da micro-rede, como por exemplo medições de potência ativa e reativa, e pedidos de um nível de controlo superior. Um dos controladores gere e comunica com os restantes componentes, com base no conhecimento de todas as entradas do controlo, otimizadas num único problema de otimização. Após o processamento dos dados recolhidos, o controlador executa as ações necessárias e fornece referências ao nível de controlo primário [16]. Embora o controlo centralizado forneça ótimas soluções globais e seja o método mais adequado para a implementação de soluções de controlo avançadas (dado que a informação relevante pode ser processada por um único controlador), tem como principal desvantagem um ponto de falha único [30]. A possibilidade de falha poderia ser diminuída através da instalação de sistemas de comunicação redundantes[30], no entanto teria de ser realizada uma análise custo benefício, pois a estabilidade da rede é afetada pela infraestrutura de comunicação [28].
- O controlo distribuído também necessita de uma infraestrutura de comunicação, que tal como no controlo centralizado, poderá afetar a estabilidade do sistema, devido a atrasos temporais ou informação perdida [28]. O controlo distribuído assume inteligência local de cada um dos controladores realizando o controlo primário e secundário localmente. Este método combina os benefícios das estratégias centralizadas e descentralizadas, uma vez que os controladores estão distribuídos no lado dos conversores, e a comunicação de baixa largura de banda é estabelecida apenas entre esses mesmos conversores [31]. Assim, a estratégia distribuída garante a capacidade "*plug and play*" no sistema de controlo da micro-rede.
- O controlo descentralizado é caracterizado por controladores individuais que não partilham informação entre si e por garantir a maior fiabilidade (em comparação aos métodos anteriores) [28]. O sistema de controlo secundário descentralizado está integrado com o controlador primário local. Como resultado, não é necessária a comunicação entre o lado primário e o lado secundário, e novas unidades de geração distribuída podem ser facilmente integradas numa estrutura de micro-rede existente [31]. Embora o controlo descentralizado possa ser alcançado sem qualquer comunicação, funções de controlo avançadas (como o fluxo de potência ótimo) não podem ser realizadas, uma vez que os recursos de cálculo e informação fornecidas são limitados [31].

Em geral, as estratégias de controlo não centralizadas são as de implementação mais simples, quer em termos de algoritmos como em termos dos requisitos da infraestrutura de comunicações, o que facilita a integração "*plug and play*" de unidades de geração e dispositivos [16]. Em modo isolado, a micro-rede deverá manter comunicação com o centro de comando, por exemplo para a coordenação da religação à rede após reposição de serviço. Caso não exista, devem existir sistemas proteção e automação que asseguram uma religação segura à rede a montante.

3.4.3 Controle terciário

O controle terciário é responsável por definir o trânsito de potência entre a micro-rede e a rede principal, regulando a potência ativa e reativa dos dois lados da rede, assim como a tensão e a frequência da micro-rede [16]. Este nível de controle hierárquico estabelece valores de referência de potência, consoante os requerimentos do sistema, o estado geral da rede, o preço da energia, o estado de carregamento dos sistemas de armazenamento de energia, a produção das unidades de geração distribuída, a procura de energia e os eventuais serviços auxiliares da rede. Os dados obtidos são utilizados de modo a obter condições de operação ótimas, minimização de custos e máxima qualidade de potência [16].

Em modo isolado, o controle terciário tem como principal objetivo a minimização do custo de operação da micro-rede e emissões de CO_2 . Os sistemas de armazenamento absorvem o excesso de potência proveniente da geração renovável em horas de vazio, e injetam o excedente de modo a possibilitar condições ótimas de operação das unidades de geração não renováveis [8].

Adicionalmente, podem ser incluídos procedimentos de segurança, como o deslastre de cargas para reduzir a energia fornecida pelos sistemas de armazenamento, no caso de falha na rede principal e conseqüentemente, operação em modo autónomo. No entanto a segurança da micro-rede pode ser comprometida devido a uma diversidade de distúrbios que ocorrem após o período de transição (desacoplamento da rede), exigindo planos preventivos para coordenar os recursos durante a operação em modo isolado [8].

3.4.4 Controle de micro-redes CA

Na rede CA, o método de controle droop é aplicado à frequência essencialmente para estabilizar o seu valor, ou seja, quando a potência gerada (P_g) é igual à potência consumida (P_c) [32]. Quando $P_g < P_c$ a frequência diminui e quando $P_g > P_c$ a frequência aumenta. Sendo assim, a frequência oscila constantemente dentro de uma gama de valores muito pequena. A tensão da rede também pode ser controlada por este método, sendo que se altera consoante as oscilações da potência reativa.

O controle primário na rede CA, é efetuado através do método de controle droop para a potência ativa (m_P) e para a potência reativa (m_Q) de acordo com as equações seguintes [29]:

$$w = w_{ref} - m_P \times (\Delta P) \quad (3.1)$$

$$V = V_{ref} - m_Q \times (\Delta Q) \quad (3.2)$$

- w e w_{ref} – frequência da micro-rede e frequência de referência
- V e V_{ref} – tensão na micro-rede e tensão de referência
- ΔP e ΔQ – variações de potência ativa e reativa em relação ao valor de referência

- m_P e m_Q – coeficientes de droop

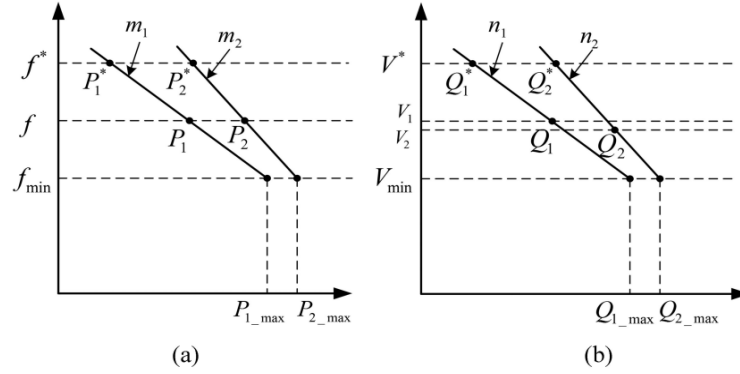


Figura 3.6: a) droop P-f para micro-redes CA; b) droop Q-V para micro-redes CA [33]

Considerando o VSI como uma fonte de tensão, a magnitude da tensão de saída pode ser dada por $V = V_0 - m_Q \times Q$ e a frequência pode ser dada por $w = w_0 - m_P \times P$. Quando o VSI é ligado a um sistema CA *stiff*, a tensão e a frequência são fixadas externamente, e as potências desejadas P_1 e Q_1 podem ser obtidas à saída do VSI [27].

Se um aglomerado de VSIs operar em modo isolado, partilha de frequência implica partilha de potência, e num sistema com n VSIs:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (3.3)$$

Em que i representa um conversor. A variação da frequência pode ser dada por [27]:

$$\Delta w = w_{0i} - m_{Pi} \times P_i - [w_{0i} - m_{Pi} \times (P_i + \Delta P_i)] = m_{Pi} \times \Delta P_i \quad (3.4)$$

Podem ser feitas considerações semelhantes para o controlo droop Q-V [27]. O controlo secundário da rede CA tem como objetivo o controlo dos desvios na frequência e tensão da rede, regulando estes desvios para 0 sempre que existem alterações das cargas ou da geração na micro-rede [29].

Considerando os desvios de tensão (δ_V) e de frequência (δ_w), o controlo secundário (implementado em conjunto com o controlo primário) é dado por [29]:

$$w = w_{ref} - m_P \times (\Delta P) + \delta_w \quad (3.5)$$

$$V = V_{ref} - m_Q \times (\Delta Q) + \delta_V \quad (3.6)$$

Em que δ_V e δ_w são dados por [29]:

$$\delta_w = k_{pw} \times \Delta_w + k_{iw} \times \int \Delta_w dt + \Delta_{ws} \quad (3.7)$$

$$\delta_V = k_{pV} \times \Delta_V + k_{iV} \times \int \Delta_V dt \quad (3.8)$$

Onde k_{pw} , k_{iw} , k_{pV} e k_{iV} representam os parâmetros do controlador secundário. Os valores de Δ_w e Δ_V representam o desvio entre os valores medidos na micro-rede e os respectivos valores de referência. O parâmetro Δ_{ws} é o termo de sincronização, que fica igual a 0 quando a rede principal não está presente. Adicionalmente, os desvios de tensão e de frequência devem ser limitados de modo a não ultrapassar o valor máximo permitido.

Em [34], é apresentado um método de controlo distribuído, em que o controlo de droop de cada inversor é substituído por três reguladores: um de tensão, um de potência reativa e um de potência ativa. Cada controlador processa a informação local e a dos seus vizinhos, de modo a atualizar os seus valores de referência de tensão e frequência. Através de verificações experimentais, os autores verificaram que este método distribuído, que não utiliza nenhum mecanismo droop, fornece uma regulação de tensão global precisa e partilha de carga proporcional.

Em [35], são apresentadas estratégias de controlo de partilha de potência (*power sharing*) para micro-redes CA a funcionar em modo isolado. Adicionalmente, os autores expõem diversas técnicas de implementação do método droop, como por exemplo o *Voltage-Based Droop Control*, e apresentam o método de controlo master/slave.

3.4.5 Controlo de micro-redes CC

Em redes CC, o método de controlo droop apenas é utilizado na regulação da tensão. A vantagem deste método é a eliminação da comunicação entre módulos para um controlo eficaz da rede. No entanto, tem como desvantagem a corrente que circula entre as unidades de geração renováveis, pois utiliza loop de tensão em cada nó [32].

As unidades de geração distribuída são ligadas à rede CC maioritariamente através de conversores de interface, daí que a regulação do barramento CC seja a principal prioridade do sistema de controlo. O método de controlo droop é o mais utilizado para tal, através da operação cooperativa entre os conversores em paralelo, sem o uso de ligações de comunicação digital [30]. O método baseia-se na adição de um *virtual resistance control loop* ao regulador de tensão do conversor, o que permite partilha de corrente (*current sharing*), fornece amortecimento ativo (*active damping*) ao sistema e possibilita *plug and play* em simultâneo. Sendo assim, de modo a obter boas condições de operação, não só é necessário o controlo da corrente e da tensão, mas também a partilha de potência (*power sharing*) entre os conversores [30].

A estrutura de controlo de uma micro-rede CC consiste no controlo local e no controlo coordenado.

3.4.5.1 Controlo local

O controlo local de micro-redes CC envolve essencialmente funções de controlo interno de corrente e tensão, e os métodos de controlo droop. Habitualmente, são utilizados controladores

proporcional-integradores (PI), pois reduzem o erro da tensão em regime estacionário, podem ser facilmente sintonizados e são altamente robustos [30].

Quer a potência de saída quer a corrente de saída podem ser seleccionadas como o sinal de feedback no controlo de droop. Em micro-redes é utilizada a potência de saída como sinal de feedback, de acordo com a equação 3.9. Se a corrente de saída for considerada o sinal de feedback, o coeficiente de droop (m_c) é visto como uma resistência interna. Desta forma, a implementação do sistema de conversores paralelos da micro-rede pode ser simplificado, pois a lei de controlo é linear (equação 3.10).

$$V_{DCi}^* = V_{DC}^* - m_p \times P_{oi} \quad (3.9)$$

$$V_{DCi}^* = V_{DC}^* - m_c \times i_{oi} \quad (3.10)$$

- V_{DCi}^* – sinal de referência de tensão de um conversor i
- V_{DC}^* – tensão nominal CC
- m_p e m_c – coeficientes droop baseado na potência e na corrente
- P_{oi} e i_{oi} – potência e corrente de saída de um conversor i

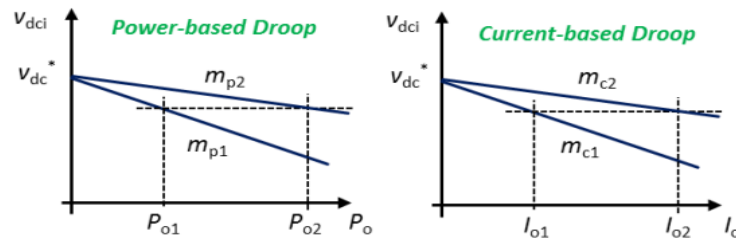


Figura 3.7: Controlo droop com base na potência e corrente de saída [30]

Os valores dos coeficientes de droop afetam severamente a estabilidade do sistema e a capacidade de partilha de corrente. Uma análise de *trade-off* é necessário, pois embora a capacidade de partilha de corrente aumente com o aumento dos coeficientes de droop, o desvio da tensão também aumenta.

3.4.5.2 Controlo coordenado

O controlo coordenado da micro-rede CC permite um controlo inteligente do sistema, coordenando os diferentes recursos de energia distribuída [30]. O controlo coordenado corresponde ao controlo secundário da micro-rede, e como referido anteriormente, pode ser centralizado, descentralizado ou distribuído.

O controlo secundário em micro-redes CC surge da necessidade de corrigir o desvio da tensão mencionado anteriormente [29]. Sendo assim é realizado através da seguinte equação:

$$V_o^* = V_{ref} - R_D \times i_o + \delta_{V_o} \quad (3.11)$$

Em que R_D corresponde ao coeficiente de droop, que é visto como uma resistência interna, e δ_{V_o} corresponde ao desvio de tensão, que deve ser limitado de modo a não ultrapassar o valor máximo. O desvio de tensão é obtido em função do erro entre o nível de tensão da micro-rede (V_{MG}) e o valor de referência (V_{MG}^*), que por sua vez é introduzido no controlador [29]:

$$\delta_{V_o} = k_p \times (V_{MG}^* - V_{MG}) + k_i \times \int (V_{MG}^* - V_{MG}) dt \quad (3.12)$$

- k_p e k_i – parâmetros do controlador secundário.

Em [36], foi utilizado um controlo distribuído em que cada unidade de geração possui um link de comunicação para intercâmbio de dados. Não existe a necessidade de comunicação direta entre todos os conversores da rede. Deste modo, o agente (conversor) apenas comunica as variáveis de controlo com os seus vizinhos. Seguidamente, com os dados dos vizinhos e medições locais, o agente atualiza as suas variáveis de controlo. O controlo cooperativo oferece um consenso global sobre as variáveis desejadas, desde que a estrutura de comunicação seja devidamente concebida.

3.4.6 Controlo de micro-redes híbridas

Como foi referido anteriormente, existem múltiplas unidades de geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia ligados aos barramentos CA e CC das micro-redes híbridas CA/CC. Consequentemente, torna-se necessário coordenar os dois subsistemas da micro-rede e desenvolver estratégias de controlo e gestão da rede, que tenham em conta o balanço entre a geração e a carga, e o controlo da tensão em ambos os subsistemas.

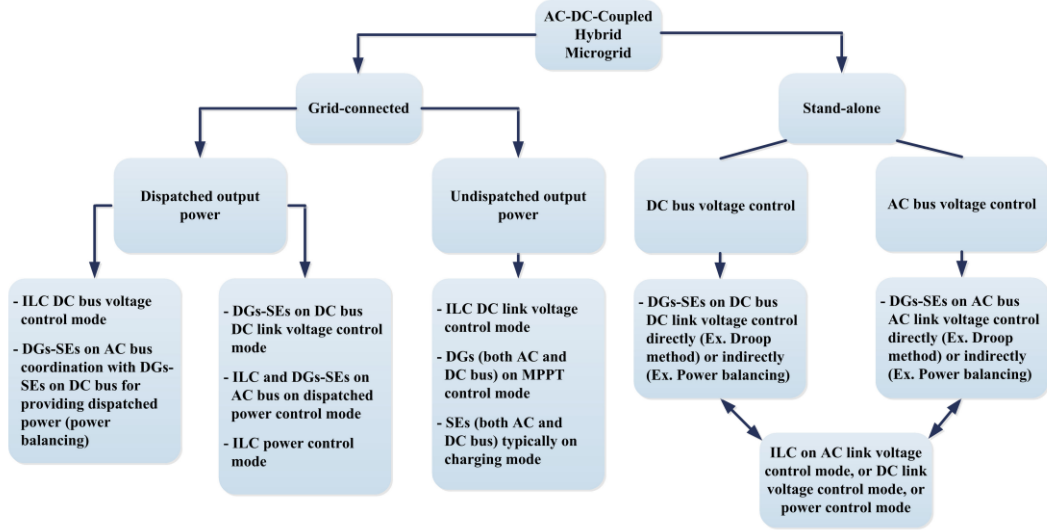


Figura 3.8: Síntese de estratégias de controlo de micro-redes híbridas [33]

3.4.6.1 Power sharing

Inicialmente, não é possível integrar as duas sub-redes CA e CC, devido aos dois eixos verticais diferentes (frequência para a micro-rede CA e tensão para a micro-rede CC). Em [37], foi proposto um processo de normalização, de modo a obter um sistema por unidade (pu). As equações de normalização utilizadas são as seguintes:

$$f_{pu} = \frac{f - 0.5 \times (f_{max} + f_{min})}{0.5 \times (f_{max} - f_{min})} \quad (3.13)$$

$$V_{DC,pu} = \frac{V_{DC} - 0.5 \times (V_{DC,max} + V_{DC,min})}{0.5 \times (V_{DC,max} - V_{DC,min})} \quad (3.14)$$

Depois de normalizadas, as características droop de ambas as sub-redes podem ser colocadas no mesmo gráfico, com os eixos vertical e horizontal comuns.

O critério para a obtenção de *power sharing* proporcional consiste em igualar a frequência e a tensão das micro-redes CA e CC, respetivamente, ou seja, no caso da micro-rede híbrida, manter $f_{pu} = V_{DC,pu}$ [37]. Um dos métodos para manter $f_{pu} = V_{DC,pu}$ é introduzir a diferença num controlador PI, que terá como saída a quantidade de potência que o *interlinking converter* (ILC) deve transferir de uma sub-rede para outra. O objetivo do controlador PI será forçar o *zero steady-state error*, que equivale a $f_{pu} = V_{DC,pu}$ [37].

3.4.6.2 Modo interligado

De acordo com a figura 3.8, a micro-rede híbrida pode operar com ou sem despacho da potência de saída.

Considerando que há despacho da potência de saída, existem dois métodos para o controle da tensão CC e do despacho da potência da micro-rede [33]:

- O ILC regula a tensão CC para o valor desejado (valor de referência). É necessária coordenação entre os recursos distribuídos ligados ao barramento CC e CA, de modo a obter o despacho de potência da micro-rede.
- Os recursos energéticos distribuídos conectados ao barramento CC regulam a tensão CC para o valor de referência, enquanto que o ILC e os recursos distribuídos ligados ao barramento CA fornecem a potência despachada. Neste caso, o ILC opera em modo de controle de potência.

Se não houver despacho da potência de saída, as unidades de geração distribuída operam em MPP (*maximum power point*). Os sistemas de armazenamento de energia são carregados ou descarregados consoante a potência injetada na rede e o ILC regula a tensão CC [33].

3.4.6.3 Modo isolado

Quando a micro-rede opera em modo isolado, a coordenação entre os recursos energéticos distribuídos ligados do lado CA, os recursos ligados do lado CC e o ILC é essencial para a regulação da tensão em ambos os barramentos, para a regulação da frequência na rede e para garantir que a potência gerada e consumida está equilibrada [33]. O ILC poderá desempenhar a função de regulação da tensão CA, regulação da tensão CC ou controle de potência. Na eventual presença de múltiplos ILCs ligados em paralelo, os conversores não necessitam de desempenhar todos a mesma função.

Analisando novamente a figura 3.8 e de acordo com os autores de [33], verifica-se que o controle de micro-redes híbridas a operar em modo isolado depende da função que cada componente desempenhar. Por exemplo, se as unidades de geração distribuída e os sistemas de armazenamento ligados do lado CC forem responsáveis pelo controle da tensão CC (através do método droop por exemplo), e os recursos energéticos do lado CA forem responsáveis pelo controle da tensão do barramento CA, então o ILC será responsável pelo *power balancing*, garantindo que a potência gerada é equivalente à potência consumida. Eventualmente, se apenas os recursos energéticos do lado CC realizassem o controle da tensão, os ILCs seriam responsáveis pela regulação da tensão CA e pelo *power balancing*.

3.4.6.4 Controle do ILC

Visto que o conversor de interligação (ILC) é o componente que une as duas micro-redes CA e CC para formar a micro-rede híbrida, é essencial que o seu controle seja efetuado corretamente. Em [38], são apresentados alguns tipos de conversores que poderiam ser utilizados, tais como o ILC de duas etapas, que difere do ILC comum por possuir uma unidade de armazenamento ligada

ao conversor boost CC/CC e o VSI. Os autores de [38] fazem também referência à possibilidade de utilização de topologias de *solid state transformers* (SST) a funcionar como ILCs.

Em [39], é descrito o funcionamento dos chamados *Synchronverters*, que são inversores que operam de forma semelhante a um gerador síncrono. Os autores incluem simulações que verificam que este tipo de inversor pode ser utilizado para melhorar a resposta dinâmica de micro-redes híbridas.

3.5 Métodos de controlo dos GFMI

A figura 3.9, representa diferentes metodologias de controlo primário, com base no controlo droop, no controlo por baseado em máquinas síncronas, e outros métodos utilizados.

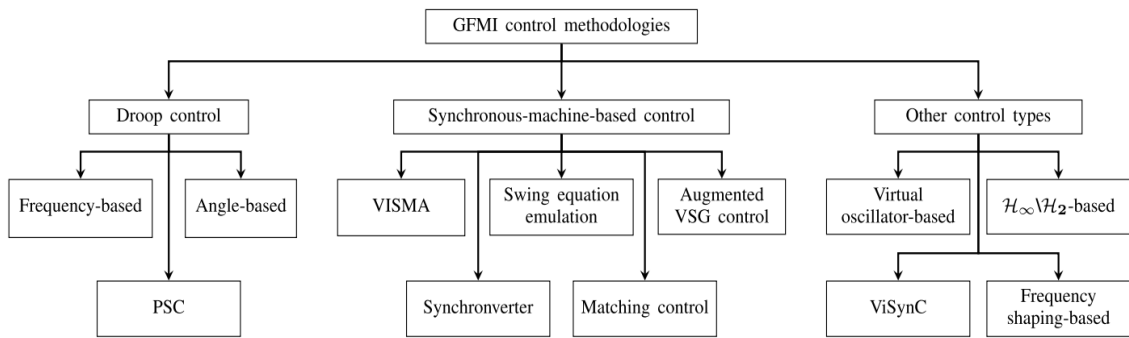


Figura 3.9: Métodos de controlo de GFMI [26].

3.5.1 Controlo droop

No *droop* baseado em frequência, a frequência do inversor diminui linearmente com o aumento da potência ativa. Este comportamento é definido por um coeficiente de *droop*, que utilizado em conjunto com um filtro passa-baixo, apresenta a seguinte função de transferência [40]:

$$K_{droopLPF} = \frac{\Delta w}{\Delta P} = K_{P \rightarrow w} \left[\frac{w_c}{s + w_c} \right] \quad (3.15)$$

Em que $K_{P \rightarrow w}$ representa o coeficiente de *droop* e w_c representa a frequência de corte do filtro passa-baixo. Como referido anteriormente, o mesmo princípio pode ser aplicado ao controlo da magnitude da tensão em função da potência reativa. O *droop* P-w convencional é maioritariamente utilizado quando a linha é predominantemente indutiva.

Em relação ao método *Power Synchronization Control* (PSC), em vez da frequência, o ângulo de fase é ajustado com base no incremento de potência. A função de transferência do controlador é a seguinte [41]:

$$K_{PSC} = \frac{\Delta \theta}{\Delta P} = \frac{K_{P \rightarrow \theta}}{s} \quad (3.16)$$

Em que $K_{P \rightarrow \theta}$ corresponde ao ganho do controlador. No PSC, a sincronização com a rede é alcançada de forma semelhante a uma máquina síncrona por meio de transferência de potência transitória. Embora um PLL não seja necessário para sincronização, durante falhas, o PSC utiliza um PLL de backup para mudar para um inversor *grid following*.

3.5.2 Controle VSM

Em primeiro lugar, será referido o conceito descrito na figura 3.9 como VISMA (*virtual synchronous machine*). Este modelo é baseado num modelo completo de uma máquina síncrona de dois eixos, que inclui enrolamentos do estator, enrolamentos amortecedores e enrolamentos de excitação, os quais são modelizados [42]. As correntes da máquina são calculadas em tempo real com base na tensão medida no PCC e são alimentadas na rede. A potência ativa e a potência reativa são controladas com base no torque virtual e na tensão de excitação virtual, respetivamente.

O método intitulado como *swing equation emulation* é o apresentado na figura 4.3, e descrito na secção 4.3. Este método permite o ajuste da inércia e amortecimento virtuais, de modo a melhorar a resposta em frequência.

Em relação ao método *Augmented VSG control*, é proposto em [43] um controlador para gerir individualmente a inércia e o amortecimento, sem afetar as características intrínsecas de *droop* P-w do VSG. No K_{CND} , em vez de um filtro passa-baixo de primeira ordem, é utilizado um controlador lead-lag para alcançar os objetivos de controle desejados, e melhorar a resposta transitória e a estabilidade do sistema. A função de transferência do controlador é a seguinte:

$$K_{CND} = \frac{K_p s + K_I}{s + K_G} \quad (3.17)$$

Em que K_P , K_I e K_G são usados para ajustar individualmente a largura de banda em malha fechada, o coeficiente de amortecimento e o *droop* P-w, respetivamente.

Outro método de controlo que emula o comportamento de uma máquina síncrona é o *Synchronverter*. O *Synchronverter* imita o comportamento de um gerador síncrono. Sendo assim, quando um *Synchronverter* está conectado à rede, a dinâmica observada do lado da rede é equivalente à dinâmica de um gerador síncrono. Uma das principais vantagens do *Synchronverter* em relação ao gerador síncrono é que parâmetros como inércia, amortecimento, indutância do campo e indutância mútua podem ser ajustados facilmente [39].

A estratégia de controlo intitulada de *matching control* iguala a transferência de energia eletromecânica das máquinas síncronas, utilizando a tensão do link DC, não apenas como um sinal de controlo fundamental, mas também como um meio de controlo de desequilíbrios de potência [26]. Em [44], ao contrário dos métodos de emulação numérica de máquinas síncronas, os autores propõem uma realização física exata da máquina síncrona, utilizando a medição da tensão do barramento CC como a frequência angular interna do VSI. Sendo assim, as grandezas físicas das máquinas síncronas, como o momento de inércia e o coeficiente de amortecimento do rotor, são representadas por grandezas físicas análogas do VSI. De modo a compensar as imprecisões

e incertezas do modelo, é utilizado um controlador ressonante proporcional em paralelo com o *matching control*.

3.5.3 Outros tipos

O método de controlo *Virtual Oscillator Control*, é uma técnica de controle não linear para controlar os inversores de modo a imitar a dinâmica de um oscilador não linear (com amplitude e frequência variável) [26]. Em [45], é proposta uma estrutura de controlo hierárquica para operação e transição contínua entre o modo isolado e o modo interligado. É proposto um controlador integral como controlador secundário para ajustar a magnitude de tensão, frequência e fase no PCC aos da rede elétrica principal. Adicionalmente, de modo a mitigar o terceiro harmónico no modo interligado, é utilizado um *notch filter* na saída do oscilador harmónico, no entanto esta medida não se revelou eficaz na supressão de harmónicos do lado da rede.

Em [46], é proposto um controlo robusto para uma micro-rede de recursos energéticos distribuídos para partilha de energia nos modos interligado e isolado. É utilizado controlo H_∞ multi-variável, de modo a projetar controladores robustos às alterações na rede e às não linearidades do sistema. Os estudos efetuados validaram o desempenho dos controladores para uma micro-rede sujeita a defeitos trifásicos e isolamento intencional. Em [47], os autores demonstram como o projeto do controlo primário e secundário para micro-redes isoladas (incluindo o VSI e o gerador síncrono) pode ser expresso por uma estrutura H_2 .

Em [48], foi proposto um controlador para o link DC capaz de sincronizar com a rede e acompanhar a tensão no link DC. A lei de controlo utilizada foi a seguinte:

$$w = w_g + \frac{s + k_T}{k_J s + k_D} \times \left[(V_{DC})^2 - (V_{DC}^{ref})^2 \right] \quad (3.18)$$

Em que w , w_g , k_T , k_J , k_D , V_{DC} e V_{DC}^{ref} representam a frequência interna do GFMI, frequência de referência, coeficiente de amortecimento, coeficiente de inércia, coeficiente de *tracking* da tensão no link DC, tensão no link DC e tensão de referência, respetivamente. O método ViSynC permite que os conversores *grid forming* apresentem características de potência e frequência semelhantes às dos geradores síncronos.

3.6 Transição do modo interligado para modo isolado

Os dois principais desafios para obter uma transferência de operação contínua são a flutuação na frequência e os desvios de tensão e corrente. Em circunstâncias normais, a micro-rede opera em modo interligado com a rede principal e os inversores de micro-produção fornecem a potência máxima disponível à rede e outros serviços auxiliares, como o controlo da potência reativa. Na presença de uma falha, ou isolamento intencional, a micro-rede deverá ser desconectada da rede principal, e efetuado o deslastre de carga, consoante a prioridade e importância das cargas do sistema [49]. No caso de uma falha, a micro-rede deve ser isolada de modo a evitar a propagação de problemas externos para o interior da micro-rede. A decisão de como e quando será efetuado

o isolamento é da responsabilidade do operador da micro-rede, que poderá utilizar variações de certos parâmetros (com limites estabelecidos), como a magnitude da tensão, fase ou frequência. A definição destes limites deve ser precisa, pois o interruptor de conexão com a rede não deve ser aberto desnecessariamente ou repetidamente. Adicionalmente, deverão ser cumpridos princípios fundamentais como a segurança de pessoas, animais e equipamentos de proteção. Em relação ao isolamento intencional, este pode ser efetuada por diversas razões, tais como baixa qualidade de energia, interrupção programada, discordância sobre tarifas e intensidade de poluição. Outra razão que justifica o isolamento intencional é a ocorrência de uma falha interna, que pode ser potencialmente perigosa para a rede principal externa.

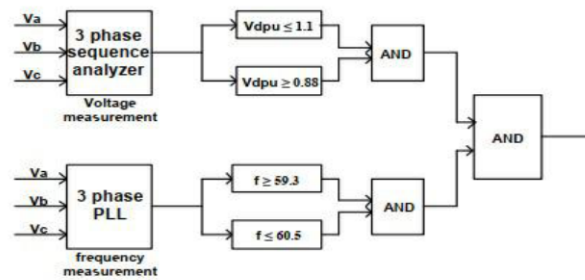


Figura 3.10: Exemplo de um algoritmo de isolamento intencional [50]

A figura 3.10 representa um exemplo de um possível algoritmo de isolamento intencional, em que se a frequência e a tensão do sistema estiverem dentro dos limites estabelecidos, o sistema opera em modo interligado, caso contrário transita para o modo isolado.

Independentemente da causa do isolamento, seja este por motivos intencionais ou devido a uma falha, a micro-rede deve retornar ao estado de isolamento de modo rápido e suave, através da criação das suas próprias referências com a operação paralela dos conversores e partilha de potência adequada. Como não há a necessidade de sincronização nesta circunstância, a transição do modo interligado para o modo isolado é mais simples do que o oposto [51]. Nas secções seguintes, correspondentes aos resultados obtidos através das simulações efetuadas, será explorada a transição do modo interligado para o modo isolado. No entanto, em [50], é apresentado um possível algoritmo de ressincronização. O ângulo de fase entre a micro-rede em modo isolado e a rede principal dever ser o mesmo, de modo a possibilitar a reconexão do sistema, e a ressincronização é realizada com uma diferença de fase em ambas as redes. Assumindo que θ representa a diferença de fase entre a tensão do inversor e a rede [50]:

$$\theta = \angle VG - \angle VI \quad (3.19)$$

$$k = \frac{3}{2} \times \cos(\theta) \quad (3.20)$$

$$g = \frac{3}{4} \times \left[-\cos(\theta) + \sqrt{3} \times \sin(\theta) \right] \quad (3.21)$$

$$\sin(\theta) = \frac{(\frac{3}{4}g + \frac{2}{3}k)}{\sqrt{3}} \quad (3.22)$$

Em que $\sin(\theta)$ é definido pelas tensões do inversor e da rede, e quando $\sin(\theta)$ é zero, o sistema está em sincronismo.

Em [52], foi proposto um controlador adaptativo baseado num modelo interno múltiplo para transição suave entre os modos isolado e interligado. É utilizada uma estrutura de controlo de potência/tensão fixa, que emula o comportamento de uma máquina síncrona virtual, em cascata com um controlador robusto de modelo interno múltiplo que alterna entre o controlo da corrente e o controlo da tensão, de modo a possibilitar uma transição suave que não requer PLL para sincronização. O desempenho do controlador proposto sob condições de comutação de carga e mudanças de parâmetros, comprova a sua robustez e capacidade de lidar com a natureza dinâmica dos sistemas de distribuição inteligentes.

3.6.1 Exemplos de estratégias de controlo para obter transição suave entre modos

Estratégias de controlo descentralizado [49]:

- Método de controlo linear
 - Vantagens:
 - * V-f regulado ajustando referências de potência nas características *droop*
 - * Não é necessária comunicação para atingir sincronização
 - Desvantagens:
 - * Atinge sincronização fora das condições estabelecidas
 - * Baixa qualidade de energia devido à resposta mais lenta do controlador
- Controlo VSI híbrido com unidade de despacho
 - Vantagens:
 - * A unidade de despacho fornece a energia em défice durante a transição
 - * Nenhuma comunicação necessária para regular o fluxo de energia entre inversores
 - * Melhoria na qualidade de potência
 - Desvantagens:
 - * A unidade de despacho é a única responsável por compensar as perdas de energia durante a transição
 - * Baixa fiabilidade do sistema
- Compensador de tensão linear modificado
 - Vantagens:

- * Suprime tensões, correntes e frequência transitória e oferece transição suave
- * Melhora o desempenho dinâmico ao fornecer maior amortecimento
- * Facilidade de implementação
- Desvantagens
 - * Termos de alimentação direta podem afetar a estabilidade do sistema
 - * Sensível aos parâmetros de projeto

Estratégias de controlo centralizado [49]:

- V-f modificado com bloco de sincronização de rede
 - Vantagens:
 - * Controlador unificado para permitir transição suave entre os modos de operação
 - * O controlador central supervisiona a operação da micro-rede
 - * Regulação da tensão e frequência e partilha de potência adequada
 - Desvantagens:
 - * Necessita de alta largura de banda para comunicar com os recursos renováveis
 - * Alto esforço computacional torna o sistema complexo

Estratégias de controlo distribuído [49]:

- Sincronização da rede baseada em *Virtual Oscillator Control* (VOC)
 - Vantagens:
 - * Convergência e sincronização mais rápidas
 - * Melhoria da resposta de amortecimento durante transientes
 - * Implementação de controlador unificado permite uma melhor transição entre modos de operação.
 - Desvantagens:
 - * O design dos controladores de camadas superiores é muito tedioso
 - * A rápida variação na resposta do controlador VOC pode afetar a estabilidade da micro-rede
 - * O design do controlador é altamente sensível aos valores de ganho

Tabela 3.1: Comparação entre estratégias de controlo secundário [49]

Caraterísticas	Controlo descentralizado	Controlo centralizado	Controlo distribuído
Necessidade de sincronização	Apenas no nível de controlo primário	Nos níveis de controlo primário e secundário	Apenas no nível de controlo secundário
Tempo de sincronização	Longo	Curto	Intermédio
Qualidade de energia	Baixa	Alta	Moderada
Dependência de comunicação	Não necessita	Alta	Baixa
Partilha de potência	Baixa	Alta	Moderada
Reconfiguração do controlador	Não necessita	Necessita, com remoção/adição de recursos	Não necessita

3.7 Coordenação dos recursos da micro-rede durante a operação em modo isolado

Em [53], é proposto um algoritmo de operação da micro-rede em modo isolado, com base nos recursos disponíveis, tal como se indica na figura 3.11.

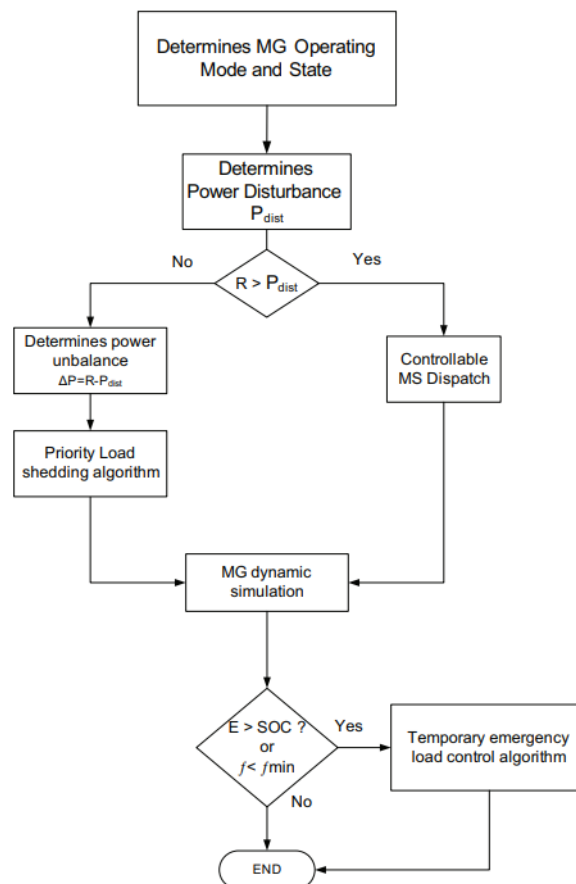


Figura 3.11: Algoritmo de operação de emergência da micro-rede [53]

O algoritmo da figura 3.11, tem como função o despacho do sistema de armazenamento, de acordo com a quantidade de carga existente e a decisão sobre a necessidade de efetuar corte de carga. De seguida, o algoritmo verifica se as unidades de armazenamento têm capacidade suficiente para assegurar o balanço de potência, e se a frequência não ultrapassa o limite mínimo. Se estas condições forem violadas, é possível seguir um procedimento iterativo para determinar uma quantidade adicional de carga a ser desconectada e compensar a resposta lenta da MS aos sinais de controlo de energia.

Em [54], foi proposto um algoritmo de balanço de potência que define o comportamento do BESS consoante o estado de carregamento ou *state of charge* (*SoC*), a carga e o balanço entre a potência gerada e a potência consumida da micro-rede. De modo a prolongar a vida útil do sistema de armazenamento, poderiam ser definidos limites para a capacidade máxima e mínima, de acordo com:

$$SoCLL < Soc < SoCUL \quad (3.23)$$

Em que *SoCLL* e *SoCUL* representam o limite mínimo e o limite máximo para a capacidade do BESS, respetivamente. De acordo com a figura 3.12, o algoritmo assume a carga, a geração e o *SoC* como variáveis iniciais, que são posteriormente processadas e condicionam a operação do BESS nos seguintes casos possíveis:

1. Se $P_g > P_c$, e a bateria não está completamente carregada ($SoC < SoCUL$), será iniciada a operação de carregamento, em que o BESS será carregado até atingir a capacidade máxima (*SoCUL*)
2. Se $P_g > P_c$, e a bateria estiver completamente carregada ($SoC = SoCUL$), a geração terá que ser limitada
3. Se $P_g = P_c$, não é necessária operação por parte do BESS
4. Se $P_g < P_c$, e a bateria não está completamente descarregada ($SoC > SoCLL$), será iniciada a operação de descarregamento até atingir a capacidade mínima (*SoCLL*)
5. Se $P_g < P_c$, e a bateria estiver descarregada ($SoC = SoCLL$), terá que ser efetuado o corte de carga, a não ser que exista uma alternativa disponível para o fornecimento de potência às cargas, como por exemplo um gerador a diesel

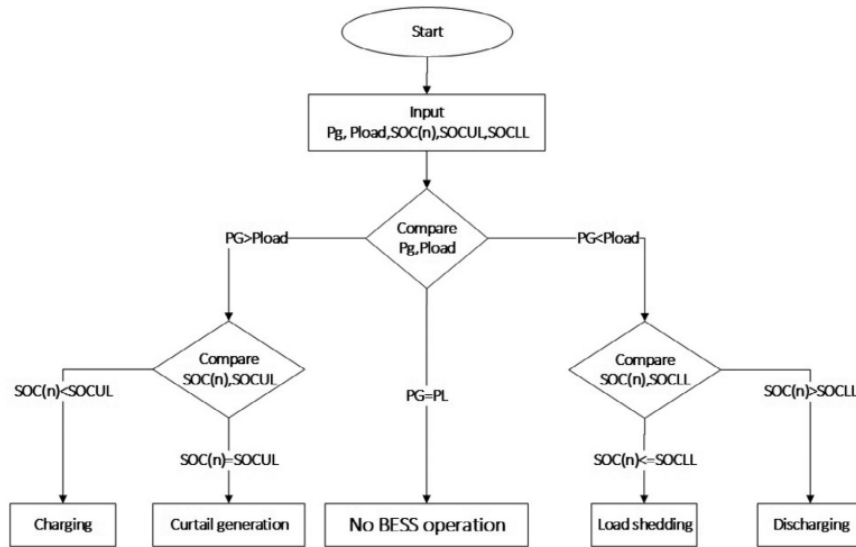


Figura 3.12: Algoritmo de balanço de potência [54].

Em [55], é proposto um algoritmo de gestão de energia para uma micro-rede em modo isolado, considerando diferentes modos de operação. A equação que garante o balanço de potência tem a seguinte forma:

$$P_{wind} + P_{PV} + P_{FC} \pm P_{Batt} \pm P_{EV} - P_{load} = 0 \quad (3.24)$$

O algoritmo proposto encontra-se representado na figura 3.13. De acordo com o algoritmo, o modo 1 corresponde à alimentação das cargas com apenas geração fotovoltaica. Se não for possível, passa para o modo 2 em que é utilizada geração fotovoltaica e eólica. Se não for possível, passa para o modo 3, em que é adicionada produção proveniente de *fuel cells* (FC). Nestes primeiros três modos, caso a operação seja possível, tanto as baterias como o EV (*Electric Vehicles*) são carregados. Se não for possível, passa para o modo 4, em que para além das três fontes de geração do modo 3, é adicionado fornecimento por parte das baterias. Caso não seja possível, é acionado modo 5, em que o EV também contribui para o fornecimento de potência às cargas, dentro de certos limites. Na eventualidade de nenhum dos modos de operação previamente mencionados ser possível, é acionado o modo 6, que consiste no corte de carga.

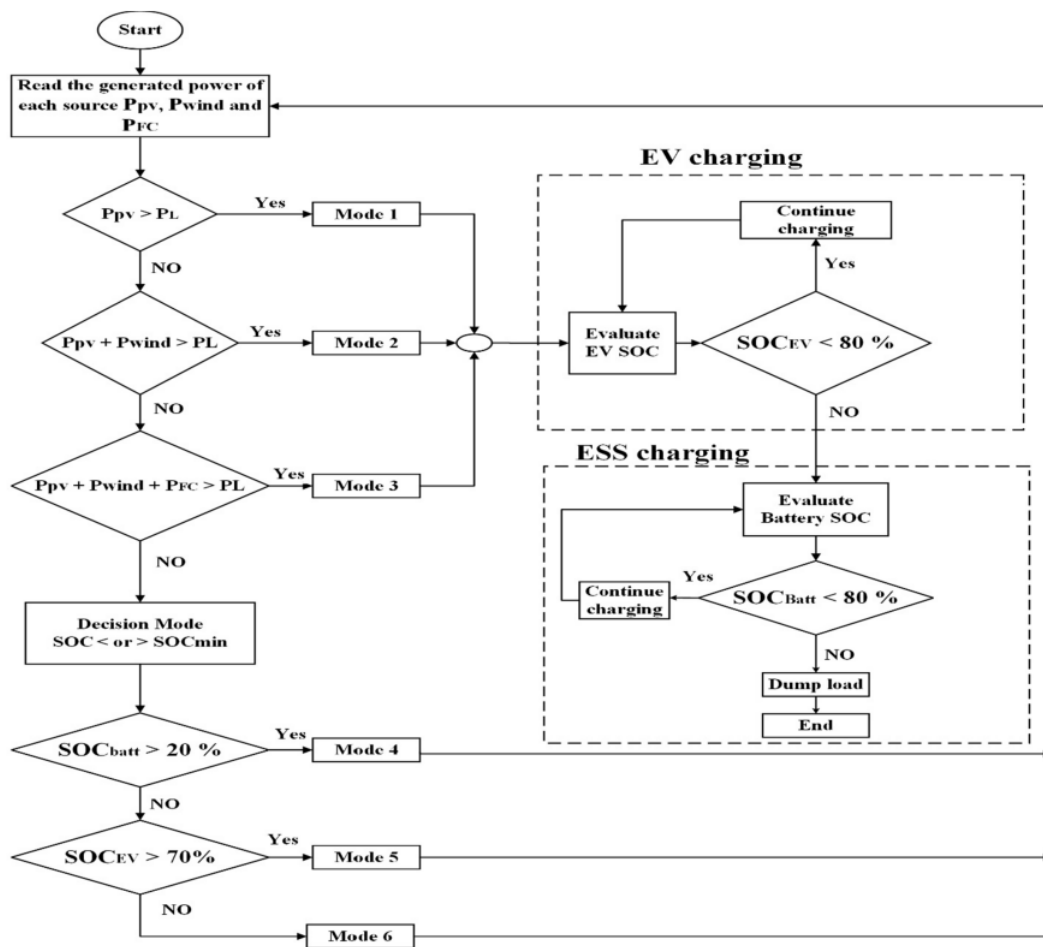


Figura 3.13: Fluxograma dos diferentes modos de operação [55].

Capítulo 4

Modelização e controlo de sistemas isolados

4.1 Introdução

Neste capítulo, é apresentada a modelização do BESS, a modelização do gerador fotovoltaico e a modelização das cargas. Seguidamente, é apresentado o modelo utilizado em Matlab/Simulink, com o objetivo de implementar as estratégias de controlo propostas para o funcionamento da rede elétrica em modo isolado, e descritas as simplificações efetuadas. O modelo utilizado foi adaptado a partir de uma plataforma de simulação já existente, de modo a representar a rede do complexo industrial.

4.2 Caracterização do modelo implementado

Para efetuar as análises necessárias, foi feita uma adaptação de uma plataforma de simulação já existente. A adaptação passou pelo cálculo das resistências e indutâncias das ligações, com base em dados fornecidos (relativos aos cabos utilizados numa instalação semelhante), e pela modelização do transformador entre o BESS (*Battery Energy Storage System*) e a rede de MT (Média Tensão). Adicionalmente, foram feitas outras alterações necessárias, nomeadamente no que respeita ao conversor VSI (*Voltage Source Inverter*) de ligação da bateria à rede, ao parque fotovoltaico e às cargas, sendo também adicionada uma bateria de vanádio redox, para suporte do BESS. Em relação ao controlo do conversor do BESS, foram adaptadas as malhas de controlo de tensão e frequência e ajustados os parâmetros necessários, para obter melhores resultados. Os parâmetros ajustados foram a inércia e o amortecimento virtuais, os ganhos proporcionais e integrais das malhas de controlo da frequência e da tensão e a impedância virtual transitória.

O modelo implementado em Matlab/Simulink é um modelo fasorial, que permite analisar a frequência do sistema, as tensões nos barramentos e o trânsito de potência ao longo da micro-rede. A representação fasorial permite analisar sistemas elétricos em frequência, sendo que é particularmente útil em sistemas de potência. A simulação com fasores permite observar as mudanças

na magnitude e na fase de todas as tensões e correntes, pelo que é o modelo ideal para o estudo efetuado. Foi considerado o modelo fasorial, e não o modelo contínuo, dado que é adequado para análise *steady-state* (análise em regime permanente) de sistemas elétricos de potência.

De modo a efetuar os estudos pretendidos, foram consideradas algumas simplificações, nomeadamente: não foram considerados os transformadores entre os postos de transformação e as cargas; as cargas dinâmicas foram consideradas como cargas estáticas; o parque fotovoltaico e a bateria de vanádio redox foram modelizados como injetores de corrente, ou seja, foi definido previamente o despacho de potência ativa e reativa.

4.3 Modelização do VSI

À saída do VSI, são consideradas para cada fase, a resistência e a indutância virtuais do estator (como representado na figura 4.1), visto que a modelização do VSI é baseada na emulação do comportamento de uma máquina síncrona.

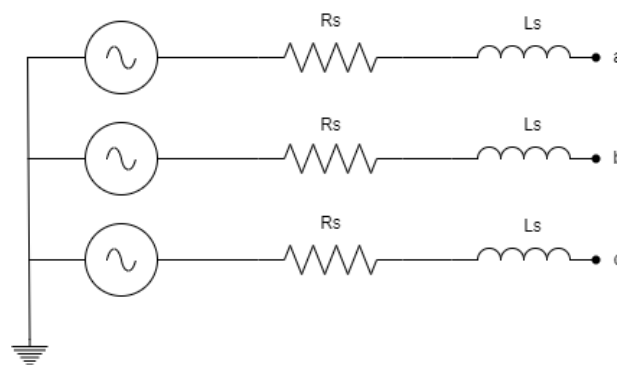


Figura 4.1: Circuito equivalente do VSI

A tensão do inversor é controlada pela malha de controlo descrita nas secções seguintes.

Em modo isolado, são necessários sistemas de baterias a utilizar conversores *grid-forming*. Durante estas condições, as cargas influenciam a tensão (causando grandes perturbações) e a frequência da rede.

O conceito de máquina síncrona virtual (VSM) é uma abordagem amplamente reconhecida, que tem como objetivo a emulação do comportamento de uma máquina síncrona [56]. O conversor de interface entre o BESS e a micro-rede (VSI) opera em modo *grid-forming*, que representa uma solução eficaz no fornecimento de inércia virtual e amortecimento a sistemas de inércia reduzida [56]. A figura 4.2 representa o esquema do controlador do BESS, em que as grandezas representadas a vermelho são os valores de potência e corrente medidos. Seguidamente, é apresentada uma abordagem do método VSM, considerando os princípios da equação de *swing*.

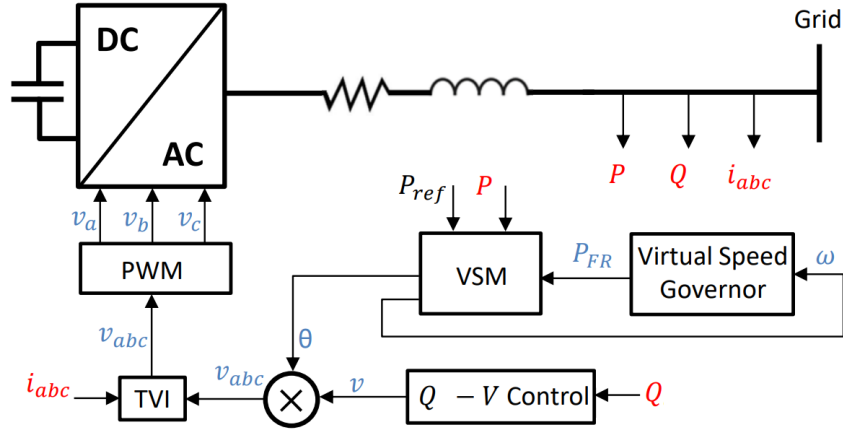


Figura 4.2: Esquema do controlo do conversor do BESS (adaptado de [56])

4.3.1 Controlo VSM

O controlo VSM corresponde à emulação da dinâmica de uma máquina síncrona, de acordo com a equação de *swing*:

$$2H \times \frac{d\Delta w(t)}{dt} = P_m(t) - P_e(t) - D\Delta w(t) \quad (4.1)$$

Em que w corresponde à velocidade angular do rotor virtual, H corresponde à inércia, D corresponde ao coeficiente de amortecimento, e P_m e P_e correspondem à potência mecânica e potência elétrica de saída, respetivamente.

A figura 4.3 representa o controlo VSM, em que P_e corresponde à potência ativa medida no conversor, P_{ref} corresponde à potência ativa de referência e P_{FR} corresponde ao termo de modulação da potência ativa, calculado pelo *Virtual Speed Governor* (VSG). A potência mecânica utilizada na equação de *swing* referida, é equivalente à soma da potência de referência (P_{ref}) e de P_{FR} . A frequência angular e o ângulo de fase sintetizados pelo controlador, são representados por w e θ , respetivamente, e w_{ref} corresponde ao valor de referência da frequência angular virtual.

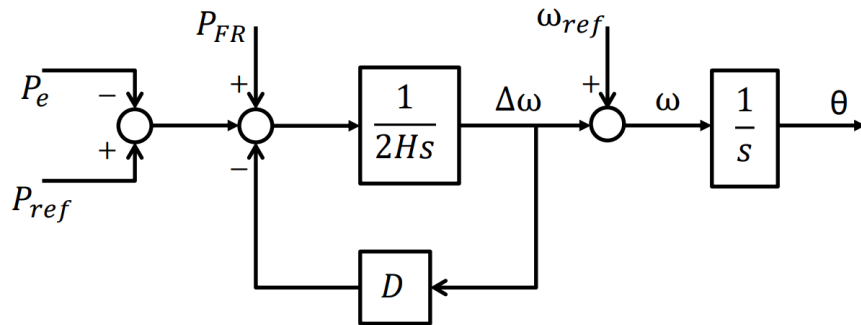


Figura 4.3: Controlo VSM [56]

4.3.2 Virtual Speed Governor

O VSG implementa a ação de regulação de frequência, através do mecanismo de controlo da máquina síncrona, de acordo com a equação:

$$P_{FR} = \frac{1}{R} \times (w_{ref} - w) \quad (4.2)$$

Em que, P_{FR} é o termo de modulação de potência ativa, em função do erro de velocidade angular virtual, e R corresponde ao ganho de *droop*.

4.3.3 Control Q-V

A malha de controlo da potência reativa e a da magnitude da tensão (Q-V) é responsável pelo controlo da tensão à saída do VSI em função da potência reativa. Deste modo, é efetuado o *droop*, como descrito na secção 3.4.4. Na figura 4.4, Q_e representa o valor medido da potência reativa, T_{dQ} representa a constante de tempo do loop, k_Q representa o coeficiente de *droop* (ganho), e V_{ref} e V representam a tensão de referência e a magnitude da tensão de saída a ser sintetizada pelo conversor.

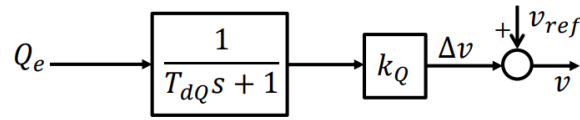


Figura 4.4: Controlo Q-v (adaptado de [56])

4.3.4 Impedância virtual transitória

Ao contrário das máquinas síncronas convencionais, que são capazes de fornecer grandes correntes de curto-circuito, as interfaces dos conversores geralmente não possuem capacidade de controlo de corrente excessiva. No que toca a conversores a operar em *grid-forming*, o controlo da corrente na presença de quedas de tensão representa um desafio, pois a corrente é limitada apenas pela impedância vista dos terminais do conversor. De modo a proceder ao controlo adequado da corrente de saída do conversor VSM durante falhas na rede, é necessária uma estratégia adequada de limitação de corrente. Sendo assim, foi utilizada uma impedância virtual transitória (TVI), que consiste numa impedância virtual à saída do inversor que é modulada como função da corrente de saída, visando limitar a corrente durante falhas. Em caso de corrente excessiva, um efeito de queda de tensão virtual será adicionado à tensão de referência calculada (pela malha de controlo Q-V descrita na secção 4.3.3), que representa a tensão através da impedância virtual, de acordo com a equação:

$$V^* = V - \Delta v_{TVI} \quad (4.3)$$

Em que V representa a tensão de referência do inversor, V^* representa a tensão compensada a ser sintetizada pelo interface do conversor e Δv_{TVI} representa a queda de tensão através da

impedância virtual, que é nula quando a magnitude da corrente é menor que um valor limite predefinido, de acordo com a equação:

$$\Delta v_{TVI} = i \times (R_{VI} + jX_{VI}) \quad (4.4)$$

Em que i corresponde à corrente de saída do inversor, R_{VI} corresponde à resistência virtual e jX_{VI} corresponde à reatância virtual.

Para obter uma transição suave entre estados, ou seja, entre o modo de controlo normal e o modo de controlo de limitação de corrente, assim que a amplitude da corrente excede o valor limite predefinido (i_{th}), que normalmente é considerado igual à corrente nominal da interface do conversor, a impedância virtual apresentará um aumento linear dependendo do valor da magnitude da corrente. O efeito descrito é representado na figura 4.5, em que a impedância atinge o valor máximo (Z_{max}) na magnitude máxima de corrente admissível (I_{max}).

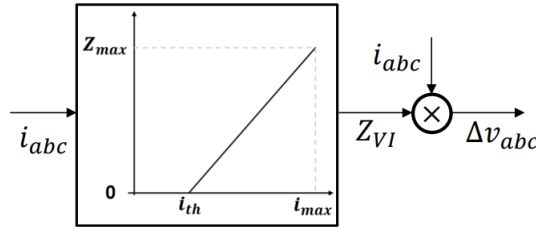


Figura 4.5: Loop da impedância virtual [56]

4.3.5 Modelização do gerador PV

O parque fotovoltaico foi modelizado com recurso ao injetor de corrente representado na figura 4.6, em que a corrente trifásica é balanceada em função da tensão. O controlo da potência ativa e reativa é definido por um vetor externo, que define os valores de potência fornecida. Dado que o valor da produção é retirado de dados reais, o modelo do gerador fotovoltaico foi simplificado, de modo a definir um valor de produção constante e correspondente a um determinado dia e hora.

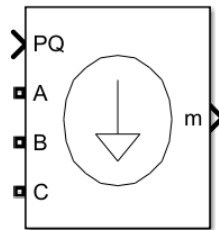


Figura 4.6: Injetor de corrente (modelo dinâmico)

4.3.6 Modelização das cargas

A modelização das cargas estáticas foi efetuada com base no modelo de impedância constante. A potência ativa (P) e a potência reativa (Q) são obtidas através das equações 4.5 e 4.6 respetiva-

Capítulo 5

Sistema de teste e resultados de simulação

5.1 Introdução

Neste capítulo, será apresentado o sistema de teste utilizado, através da caracterização dos seus componentes e análise de dados relativos ao consumo e produção.

Serão definidos cenários de simulação, que posteriormente serão analisados e comparados, de modo a tirar conclusões relativas ao funcionamento da micro-rede em modo isolado.

5.2 Caracterização do sistema de teste

O sistema de teste implementado é baseado num parque industrial alimentado por três linhas de Média Tensão (MT) de 15 kV. A saída MT alimenta uma carga total de 1333 kW (considerando os dados de consumo e produção relativos ao dia de maior consumo registado), distribuídas entre dois postos de transformação. Adicionalmente, encontram-se ligadas ao PT1 duas centrais de autoconsumo, uma de 1 MW e uma de 250 kW.

O sistema de armazenamento de energia (BESS) é baseado na tecnologia *Li-phosphate*, tem uma capacidade de 320 kW/798 kWh. O BESS inclui dois inversores redundantes de 320 kW, pelo que um deles funciona como reserva em *hot standby*. Os principais objetivos de operação do BESS são a economia de energia, sendo controlada com uma estratégia de arbitragem de preço, que é possível quando se dispõe de uma tarifa de tempo de utilização com preços variáveis durante o dia, ou de um sistema de produção no local, e *peak shaving* (que consiste em reduzir a procura máxima de kW medida pelo fornecedor de eletricidade). O BESS possui BMS (*Battery Management System*), SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) local e HMI (*Human Machine Interface*), que são três sistemas distintos utilizados em várias indústrias para monitorização e controlo de processos:

- SCADA: Sistema utilizado para monitorização e controlo de processos industriais. Os dados recolhidos pelos sistemas SCADA são usados para análise, otimização de processos e

tomada de decisões. Geralmente, os sistemas SCADA têm capacidade de registo de alarmes e eventos, de modo a alertar os operadores sobre quaisquer condições anormais.

- **BMS:** Unidade de controlo de gestão e monitorização da operação de baterias recarregáveis. As principais funções desempenhadas pelo BMS são: monitorização das células da bateria (mede parâmetros como a tensão e a temperatura de cada célula para detetar anomalias); estimativa do estado de carga (indica a capacidade restante da bateria); estimativa do estado de saúde (avalia a saúde e degradação da bateria ao longo do tempo); equilíbrio (garante a redistribuição da carga, evitando carregamento ou descarregamento excessivo de células individuais); proteção contra sobrecargas; limitação da corrente (garante que a bateria opera dentro de limites seguros); deteção de falhas; medidas de segurança (em situações críticas, o BMS pode desligar a bateria da carga ou isolar células defeituosas). Estas funções permitem a otimização do desempenho, da segurança e da vida útil da bateria.
- **HMI:** Interface que permite aos operadores interagir com os sistemas e tomar decisões. Fornece uma representação gráfica de dados e opções de controlo, de modo a que os operadores possam monitorizar e gerir os processos.

Os três sistemas mencionados servem propósitos diferentes, e são frequentemente utilizados em soluções integradas, especialmente em ambiente industrial.

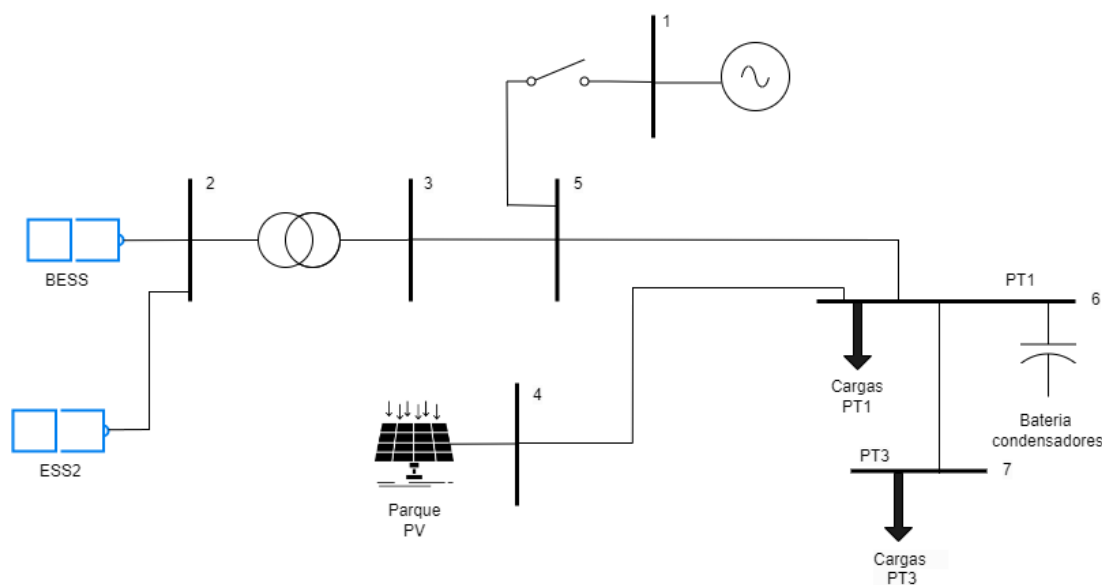


Figura 5.1: Esquema unifilar da rede

Os parâmetros utilizados para as cargas e linhas do sistema encontram-se representados no anexo A. A potência média das cargas serviu de base na definição da distribuição do consumo total pelas cargas. É de notar que, para todas as ligações do parque industrial, apenas foram consideradas as resistências e as indutâncias das linhas. O segundo sistema de armazenamento serve de suporte ao BESS.

5.3 Algoritmo de despacho em modo isolado

Na figura 5.2, é apresentado o algoritmo de despacho para operação em modo isolado.

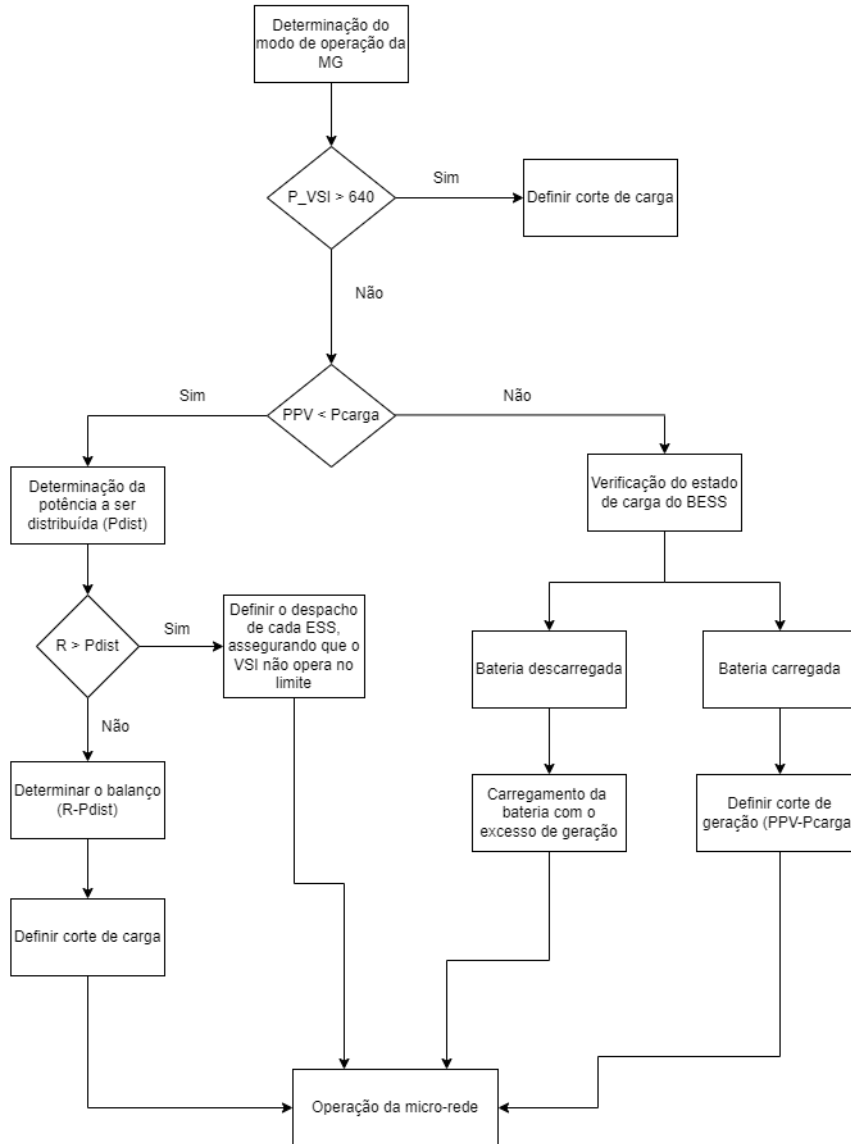


Figura 5.2: Algoritmo de despacho em modo isolado

O algoritmo da figura 5.2 descreve as estratégias de controlo adotadas nas simulações efetuadas, em que: P_{VSI} corresponde à potência ativa do VSI; PPV corresponde à potência do parque fotovoltaico; P_{carga} corresponde à potência das cargas; P_{dist} corresponde à diferença entre a potência das cargas e a potência do parque fotovoltaico; R corresponde à capacidade dos sistemas de armazenamento.

O algoritmo representado começa por determinar o modo de operação da micro-rede, e caso a potência do VSI ultrapasse o limite máximo, é automaticamente definido um corte de carga. Caso não aconteça, a produção fotovoltaica é comparada com a potência das cargas dos PTs.

Se a potência do parque fotovoltaico for superior à potência das cargas, é determinada a potência a ser fornecida pelos sistemas de armazenamento, com base na reserva disponível (regra geral assume-se que as baterias estão carregadas antes do isolamento). Se a reserva disponível for suficiente, é feito o despacho de cada ESS, assegurando que o VSI não opera no limite (de modo a compensar eventuais quedas de produção). Se a reserva disponível não for suficiente, é determinado o balanço entre a reserva e a potência distribuída, e definido o corte de carga necessário.

Se a potência do parque fotovoltaico for inferior à potência das cargas, é feita a verificação do estado de carga do BESS. Se a bateria estiver carregada, ou seja não é capaz de absorver o excesso de geração, é definido o corte de geração com base no balanço entre a potência do parque fotovoltaico e a potência das cargas. Se a bateria estiver descarregada, é capaz de absorver o excesso de geração e é carregada.

5.4 Descrição dos cenários de simulação

De modo a identificar os casos mais críticos, os dados de consumo e produção foram analisados de modo a identificar o dia de maior consumo do ano e o dia de maior produção.

Na figura 5.3, encontra-se representado o diagrama de carga que identifica a energia consumida e a energia fornecida pelo parque fotovoltaico, em cada mês do ano.

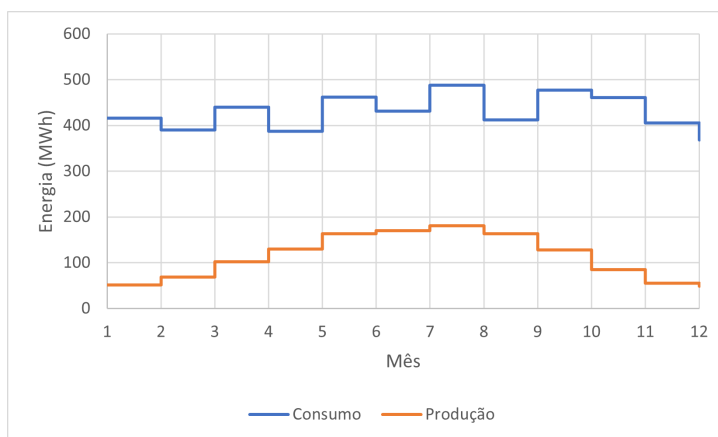


Figura 5.3: Diagrama de carga mensal

A potência média do consumo horário durante o ano pode ser calculada por:

$$P_{media} = \frac{\text{energia total consumida}}{365 \times 24} = 586,5 \text{ kW} \quad (5.1)$$

Nas figuras 5.4 e 5.5, encontram-se representados os diagramas de carga referentes ao dia de maior consumo e ao dia de maior produção, respetivamente. Estes dados servirão de base para a definição dos cenários a simular.

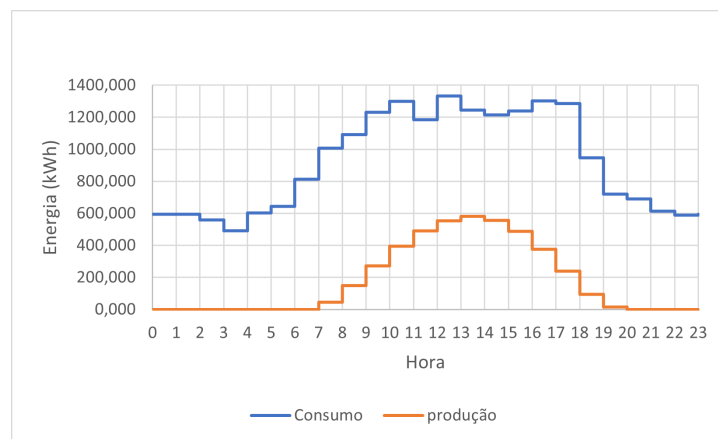


Figura 5.4: Diagrama de carga do dia de maior consumo

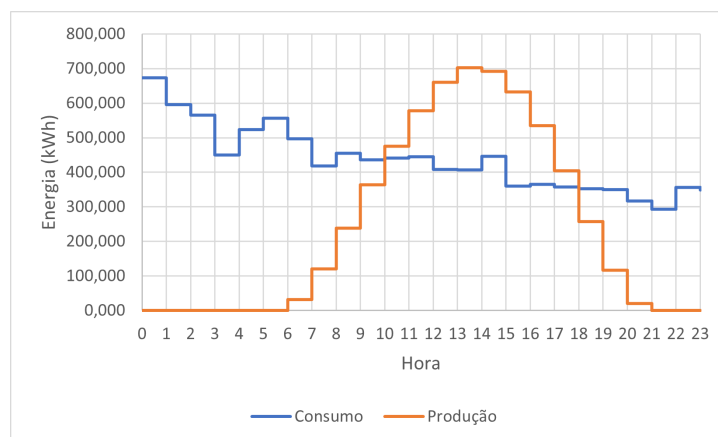


Figura 5.5: Diagrama de carga do dia de maior produção

As simulações e estudos efetuados tiveram como principal objetivo a análise do comportamento dinâmico da micro-rede industrial quando operada em modo isolado, e a definição de estratégias de controlo dos recursos que melhorem a estabilidade.

O modelo desenvolvido e descrito no Capítulo 4 permite avaliar a micro-rede no que respeita:

- A contribuição da produção fotovoltaica para a alimentação das cargas, de modo a verificar se é suficiente para assegurar o funcionamento do parque ou não, em que medida influencia a potência fornecida pelo VSI e a influência na decisão das medidas a tomar após um isolamento (por exemplo se é necessário corte de carga ou não)
- Ao funcionamento do VSI, mais precisamente se fornece potência suficiente para assegurar o funcionamento das cargas ligadas à rede, ou se absorve excessos de potência gerada. Adicionalmente, pretende-se verificar se o BESS opera dentro dos limites estabelecidos, tendo em consideração a potência de pico dos inversores em utilização

- A transição do modo interligado para o modo de operação isolado. Serão analisadas as variações da frequência do sistema, as variações na potência fornecida/absorvida pelo VSI e as variações da tensão em vários pontos da micro-rede.
- A capacidade de fornecimento de potência do VSI da bateria em modo isolado, tendo em conta a utilização de 1 ou 2 dos inversores disponíveis
- A influência da utilização de uma bateria de condensadores, não só na diminuição da compensação de potência reativa, primeiramente assegurada apenas pelo VSI em modo isolado, mas também no melhoramento das tensões nos barramentos dos PTs
- A influência de um segundo sistema de armazenamento, nomeadamente se permite a operação em modo isolado com uma maior quantidade de carga, e em que medida influencia a frequência, as tensões e a potência fornecida.

Foram utilizados dados de consumo e produção do ano de 2021, e escolhidos os casos mais críticos (consumo e produção mais elevados registados) na escolha dos cenários a simular.

Tendo em conta os pressupostos mencionados, foram definidos os cenários seguintes:

- Cenário 1: Foi considerado o dia e hora de maior consumo do ano. A simulação foi iniciada em modo interligado, com transição para o modo isolado e considerando o parque fotovoltaico e as cargas de cada PT (com corte de carga)
- Cenário 2
 - Cenário 2 a): Foi considerado o dia e hora de maior produção do ano. A simulação foi iniciada em modo interligado, com transição para o modo isolado e considerando o parque fotovoltaico e as cargas de cada PT (com corte de produção)
 - Cenário 2 b): Foi considerado o dia e hora de maior produção do ano. A simulação foi iniciada em modo interligado, com transição para o modo isolado e considerando o parque fotovoltaico e as cargas de cada PT (sem corte de produção). Foi estudada a influência da utilização de um ou dois inversores dos inversores do BESS.
- Cenário 3: Foi considerado um dia de inverno e horário noturno, pelo o parque fotovoltaico não é considerado. A simulação foi iniciada em modo interligado, com transição para o modo isolado e considerando as cargas de cada PT
- Cenário 4: Foram considerados dados de consumo e produção equivalentes aos do cenário 1, e adicionada uma bateria de condensadores ao barramento 6 (barramento de ligação das cargas). A simulação foi iniciada em modo interligado, com transição para o modo isolado e considerando o parque fotovoltaico e as cargas de cada PT (com corte de carga)
- Cenário 5: Foram considerados dados de consumo e produção equivalentes aos do cenário 1, e adicionado um segundo sistema de armazenamento, de modo a aumentar a capacidade

do BESS. A simulação foi iniciada em modo interligado, com transição para o modo isolado e considerando o parque fotovoltaico e as cargas de cada PT (sem corte de carga)

5.5 Análise dos cenários

5.5.1 Cenário 1

A simulação tem uma duração de 50 segundos. A transição para modo isolado ocorre aos 25 segundos. Foi utilizada uma tensão de referência de 1,05 pu, e assumida a potência do parque fotovoltaica como constante e no valor de 553,7 kW.

Tabela 5.1: Potência das cargas (cenário 1)

Interligado	P (kW)	Q (kVar)	S (kVA)
PT1	962,3	577,4	1122,2
PT3	370,7	222,4	432,3
Total	1333,0	799,8	1554,5

Isolado	P (kW)	Q (kVar)	S (kVA)
PT1	662,7	360,8	1122,2
PT3	255,3	139,0	432,3
Total	918,0	499,8	1554,5

A simulação foi efetuada considerando o dia e hora de maior consumo, às 12 horas de 6 de setembro, que tem um valor total de 1333 kW. Na transição para o modo isolado, foi efetuado corte de carga de cerca de 415 kW e 300 kVar, considerando um atraso de 100 milissegundos após o isolamento. O cálculo do corte de carga teve em conta as seguintes equações:

$$P_{VSI} = P_{total} - PPV - P_{corte} \quad (5.2)$$

$$Q_{VSI} = Q_{total} - Q_{corte} \quad (5.3)$$

$$S = \sqrt{(P_{VSI})^2 + (Q_{VSI})^2} \quad (5.4)$$

Em que, PPV corresponde à potência do parque fotovoltaico, P_{VSI} e Q_{VSI} correspondem às potências ativa e reativa a serem fornecidas pelo VSI, P_{total} e Q_{total} correspondem consumo total de 1333 kW e 799,8 kVar, respectivamente, e P_{corte} e Q_{corte} correspondem ao corte de potência ativa e reativa, respectivamente. O cálculo do corte de carga teve em consideração o limite máximo da potência aparente (S) de 640 kVA, dado que neste cenário foi considerada a operação de ambos os inversores de 320 kW do sistema BESS.

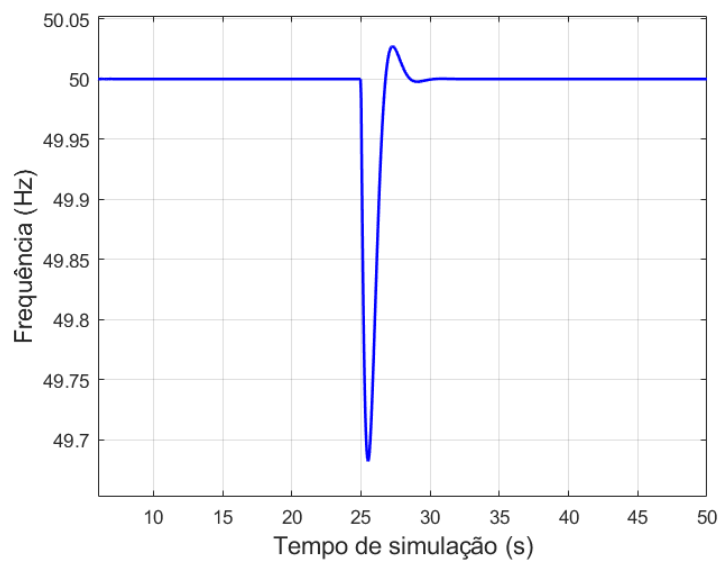


Figura 5.6: Frequência do sistema (cenário 1)

Após o isolamento, aos 25 segundos, a frequência estabiliza em aproximadamente 5 segundos. Verifica-se que a potência das cargas é superior à geração, o que se reflete na descida da frequência observada, que apresenta um desvio máximo de cerca de 0,32 Hz. Após a compensação das cargas por parte do VSI, a frequência volta a estabilizar no valor nominal de 50 Hz.

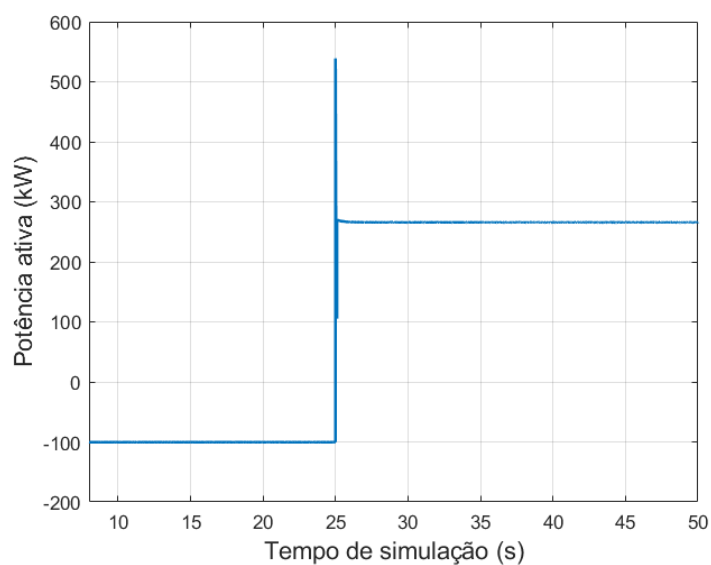


Figura 5.7: Potência ativa do VSI (cenário 1)

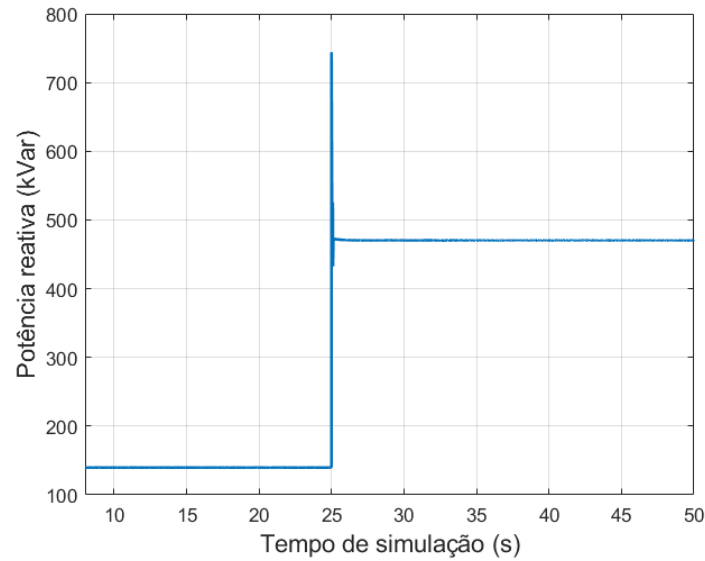


Figura 5.8: Potência reativa do VSI (cenário 1)

Em modo interligado, a bateria é carregada e injeta potência reativa na rede (compensação de reativa), sendo que fornece 139,7 kVar. Após o isolamento, a bateria fornece 266 kW, que resulta do balanço entre a carga e a produção, e 470 kVar, que incluindo perdas, corresponde à totalidade da potência reativa das cargas representada na tabela 5.1. O desvio de frequência observado na figura 5.6, ocorre em consequência da subida da potência fornecida pelo VSI, de acordo com a característica de droop representada na figura 3.6 a) do Capítulo 3.

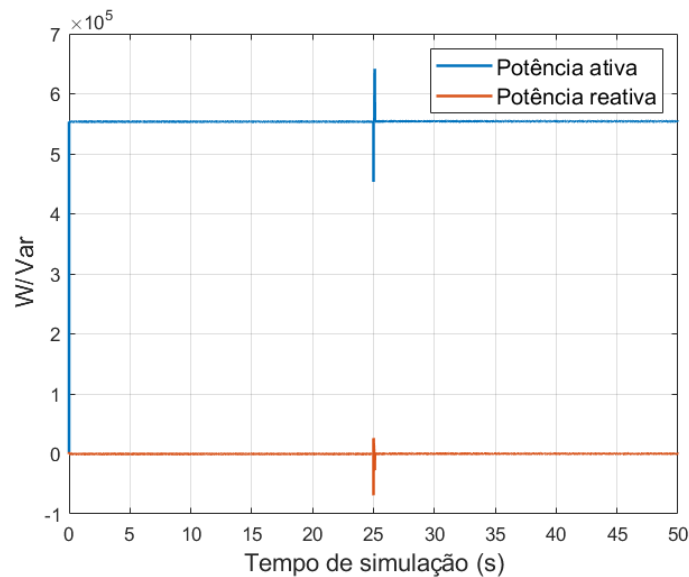


Figura 5.9: Potência ativa e reativa do parque fotovoltaico (cenário 1)

Como é possível observar na figura 5.9, a potência ativa fornecida pelo parque fotovoltaico é constante durante a simulação (553,7 kW) e não há injeção de potência reativa por parte do PV.

Se porventura se verifica-se a ocorrência de oscilações na produção, a frequência iria novamente oscilar em função da característica droop mencionada anteriormente. No entanto, o cenário considerado assume a operação do VSI no limite, o que significa que na ocorrência de uma queda de produção por parte do parque fotovoltaico, o BESS não teria capacidade para compensar a potência a ser fornecida às cargas. Posteriormente, serão apresentadas soluções para a resolução deste problema, nomeadamente a inclusão de um segundo ESS e de uma bateria de condensadores.

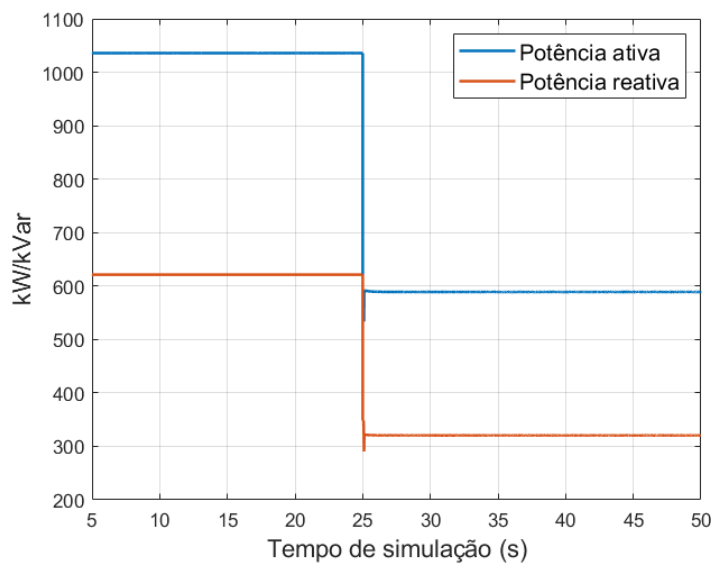


Figura 5.10: Potência ativa e reativa no barramento 6 (cenário 1)

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT1 é de 1036 kW e 621 kVar. Em modo isolado, a potência fornecida às cargas do PT1 é de 588,9 kW e 320,6 kVar

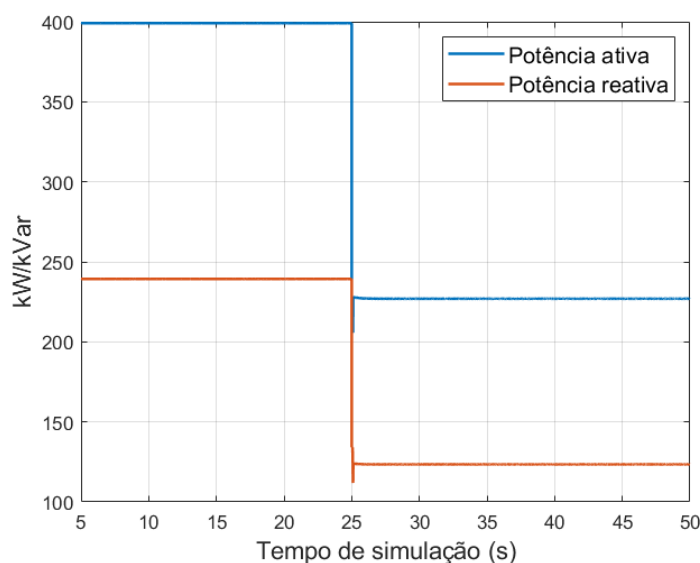


Figura 5.11: Potência ativa e reativa no barramento 7 (cenário 1)

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT3 é de 400 kW e 239 kVar. Em modo isolado, a potência fornecida às cargas do PT3 é de 227 kW e 123,5 kVar.

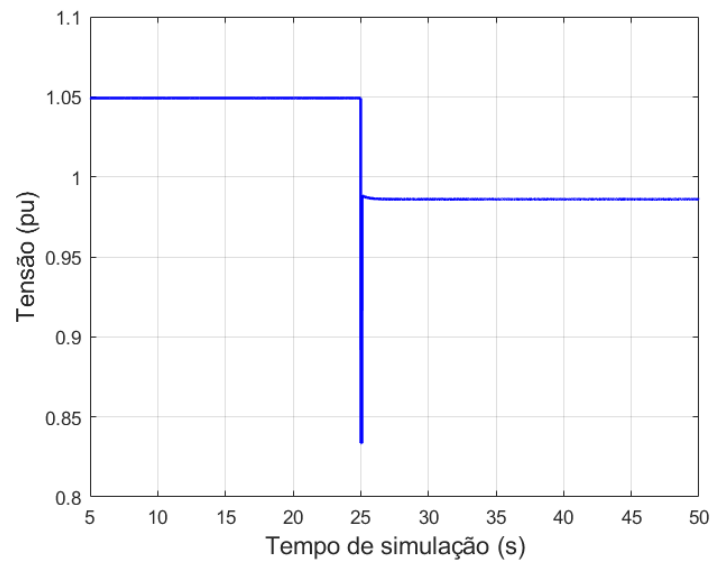


Figura 5.12: Tensão no VSI (cenário 1)

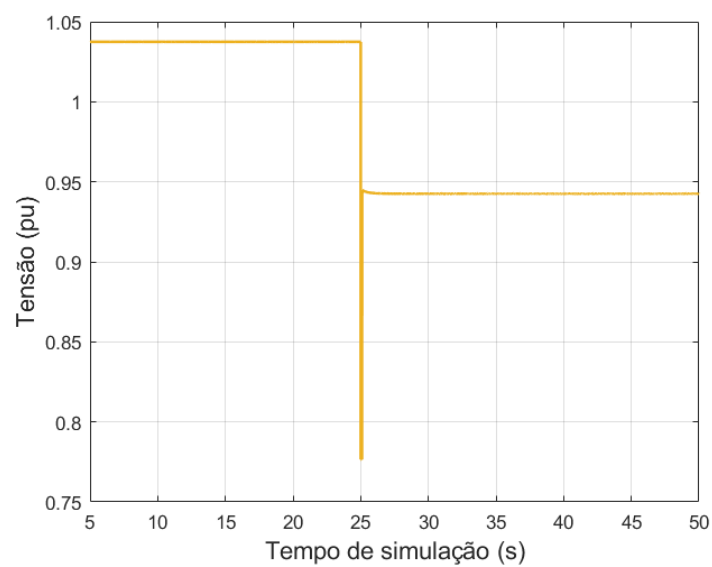


Figura 5.13: Tensão no barramento 6 (cenário 1)

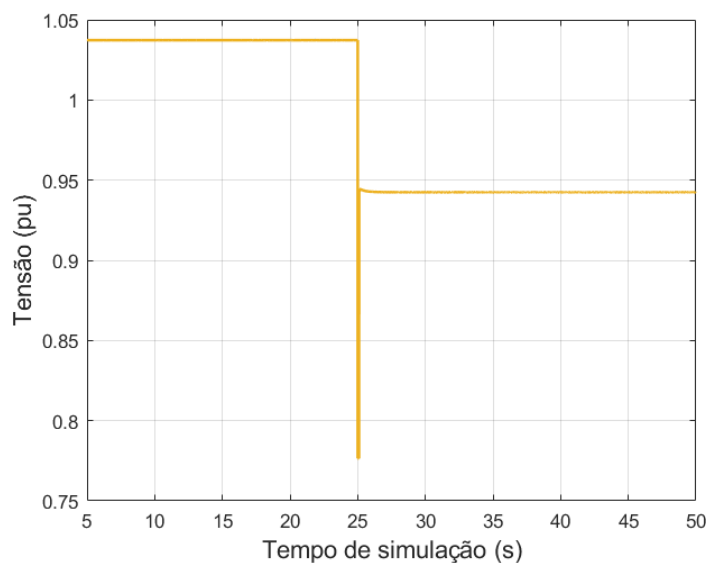


Figura 5.14: Tensão no barramento 7 (cenário 1)

Como é possível observar na figura 5.12, em modo interligado, a tensão do VSI é de 1,05 pu (tensão de referência utilizada), e após o isolamento, a tensão de referência desce para 0,99 pu. Consequentemente, as tensões observadas no barramentos dos PTs, variam de forma equivalente, apresentado um valor de 1,04 pu em modo interligado e de 0,944 pu em modo isolado. A queda de tensão observada tem como causa a subida da potência reativa fornecida pelo VSI, representada na figura 5.8, sendo que a magnitude da tensão varia em função da potência reativa, de acordo com a característica droop representada na figura 3.6 b) do Capítulo 3. Uma queda de tensão inferior a 0,8 pu pode originar perdas de produção e falhas nas máquinas de um complexo industrial, visto que alguns equipamentos necessitam de operar com níveis de tensão específicos, e provocar o mau funcionamento ou o encerramento destas cargas.

5.5.2 Cenário 2

5.5.2.1 Cenário 2 a)

A simulação tem uma duração de 50 segundos. A transição para modo isolado ocorre aos 25 segundos. Foi utilizada uma tensão de referência de 1,05 pu, e assumida a potência do parque fotovoltaico como constante e no valor de 701.64 kW.

Tabela 5.2: Potência das cargas (cenário 2)

	P (KW)	Q (kVar)	S (kVA)
PT1	293,6	176,2	342,4
PT3	113,1	67,9	131,9
Total	406,8	244,1	474,3

A simulação foi efetuada considerando o dia e hora de maior produção, às 13 horas de 1 de julho, que tem um valor de 701,64 kW. Visto que a produção é elevada e assegura a potência ativa das cargas, de modo a equilibrar o balanço entre a potência gerada e a potência consumida em modo isolado, foi efetuado um corte manual na geração PV, no valor de 294,89 kW. O corte foi efetuado, pois neste caso, assume-se que o estado de carga da bateria está próximo do limite máximo (assumido como 80%) no início do isolamento, pelo que impossibilita a absorção do excesso de geração pelo VSI.

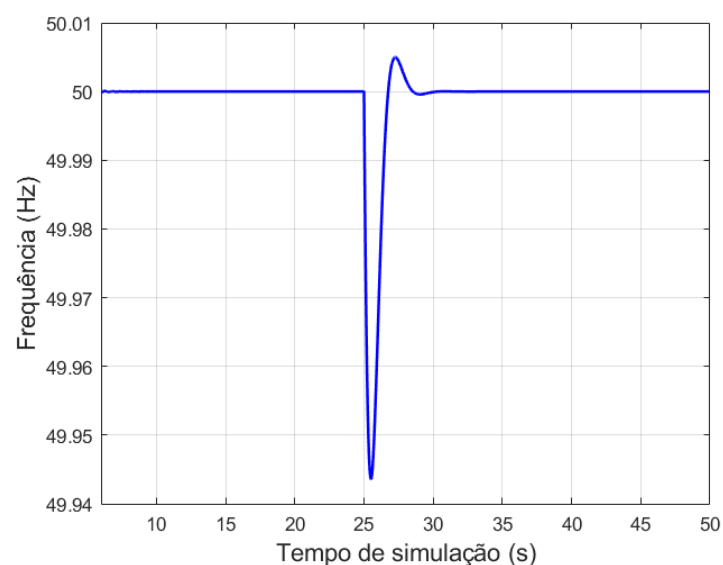


Figura 5.15: Frequência do sistema (cenário 2)

Após o isolamento, aos 25 segundos, verifica-se que a frequência estabiliza em aproximadamente 5 segundos. Verifica-se que, embora a potência gerada pelo parque fotovoltaico seja suficiente para assegurar as cargas, a frequência apresenta um desvio de 0,05 Hz, consideravelmente inferior ao desvio observado no cenário anterior (figura 5.6). A variação da frequência é causada pela variação da potência ativa no VSI, representada na figura 5.16.

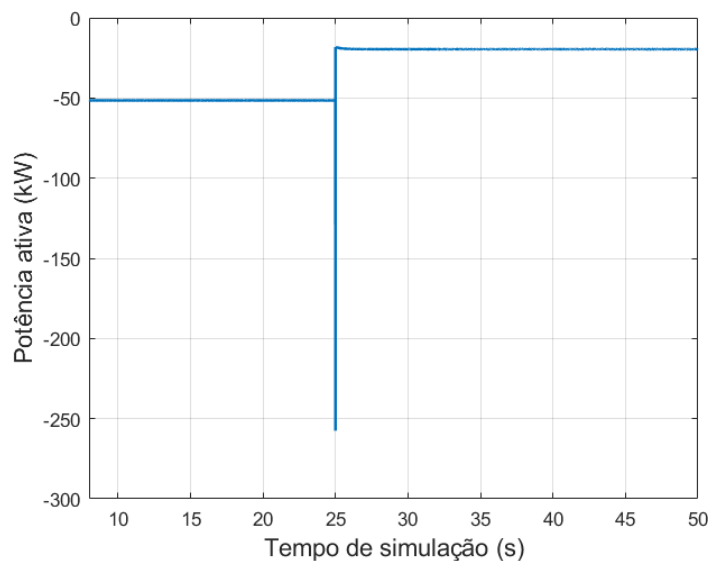


Figura 5.16: Potência ativa do VSI (cenário 2)

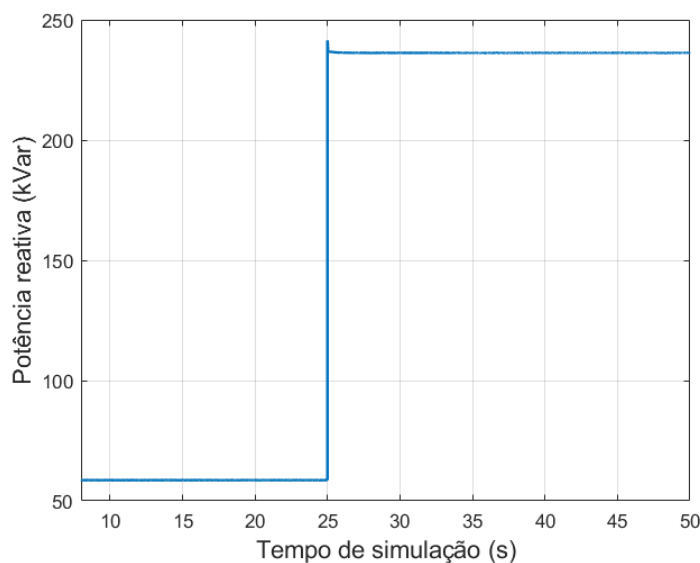


Figura 5.17: Potência reativa do VSI (cenário 2)

Neste caso, a bateria é carregada durante a totalidade da duração da simulação. Em modo isolado, o VSI absorve uma quantidade de potência ativa reduzida, devido parcialmente a perdas resultantes da ligação entre o parque fotovoltaico e o PT1, mas maioritariamente ao facto do corte de geração ter sido definido com base na potência das cargas apresentada na tabela 5.2, enquanto que a potência consumida varia com a tensão (equação 4.5). Visto que a tensão nos barramentos 6 e 7, representadas nas figuras 5.22 e 5.23, é inferior à tensão de referência, a potência consumida pelas cargas de cada barramento será inferior à definida na tabela 5.2, pelo que é expectável um reduzido excesso de geração. Devido a esta possibilidade, a bateria nunca carrega completamente,

de modo a deixar uma margem disponível para este tipo de compensação. Neste cenário, a principal função do VSI é a de compensação de reativa, fornecendo cerca de 236,2 kVar. A compensação de reativa não influencia o estado de carga da bateria.

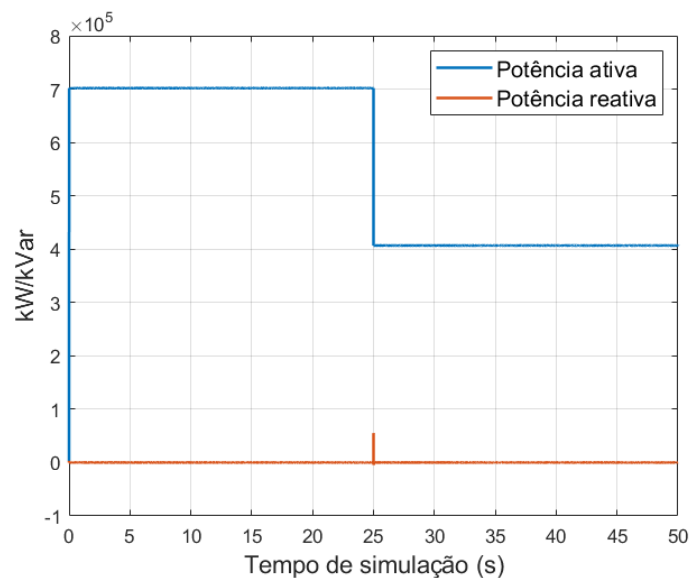


Figura 5.18: Potência ativa e reativa do parque fotovoltaico (cenário 2)

Como é possível observar, a potência ativa fornecida pelo parque fotovoltaico após o isolamento é reduzida, de 702 kW para 407 kW. Não há injeção de potência reativa por parte do PV.

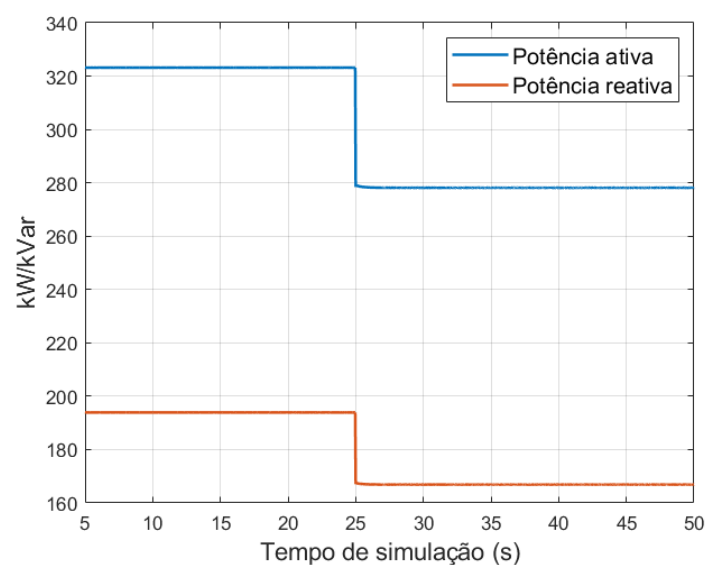


Figura 5.19: Potência ativa e reativa no barramento 6 (cenário 2)

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT1 é de 323,2 kW e 193,9 kVar. Em modo isolado, a potência fornecida às cargas do PT1 é de 278 kW e 166,9 kVar.

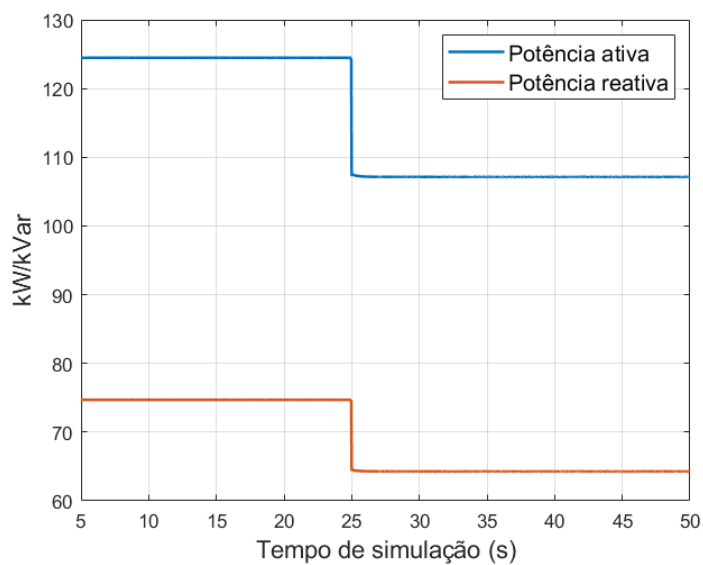


Figura 5.20: Potência ativa e reativa no barramento 7 (cenário 2)

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT3 é de 124,5 kW e 74,69 kVar. Em modo isolado, a potência fornecida às cargas do PT3 é de 107,1 kW e 64,29 kVar.

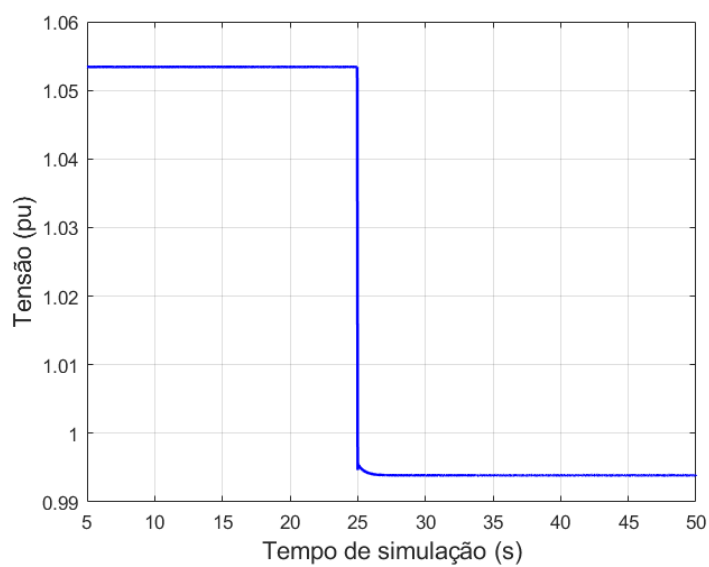


Figura 5.21: Tensão no VSI (cenário 2)

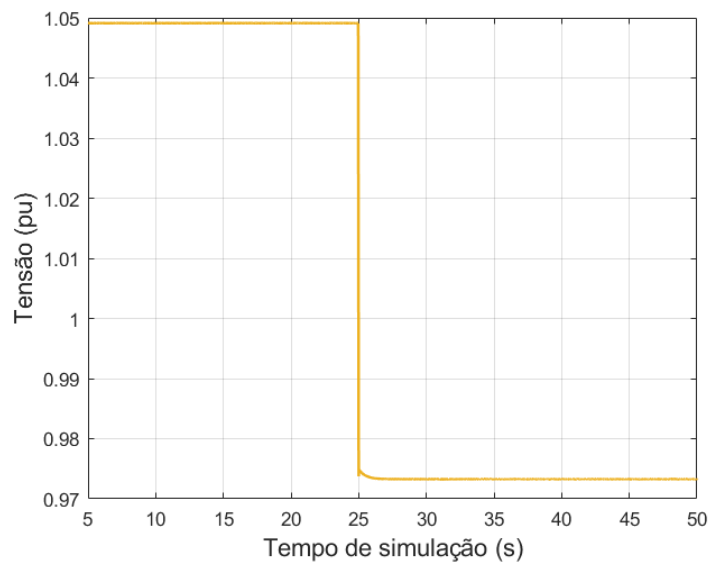


Figura 5.22: Tensão no barramento 6 (cenário 2)

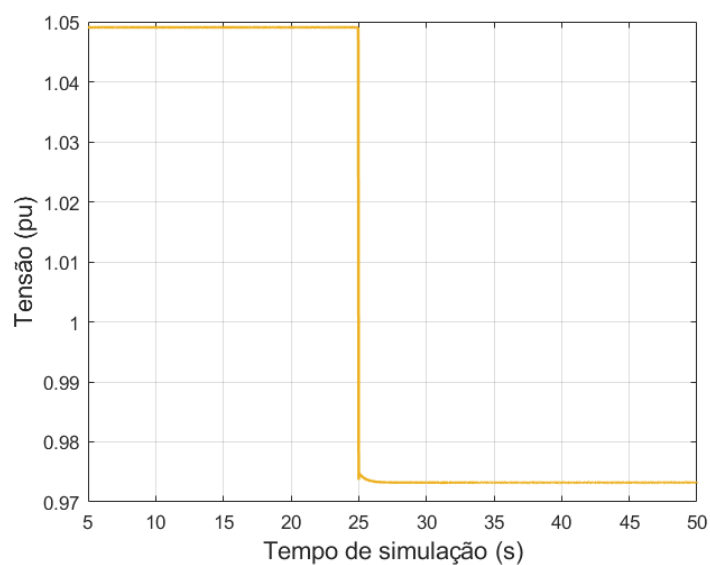


Figura 5.23: Tensão no barramento 7 (cenário 2)

Como é possível observar na figura 5.21, em modo interligado, a tensão do VSI é de 1,053 pu, e após o isolamento, a tensão de referência desce para 0,994 pu. Consequentemente, as tensões nos barramentos dos PTs variam de forma equivalente, apresentando um valor de 1,05 pu em modo interligado e de 0,973 pu em modo isolado. Semelhante ao observado no cenário 1, a queda de tensão observada tem como causa a subida da potência reativa fornecida pelo VSI.

5.5.2.2 Cenário 2 b) (1 inversor)

Neste caso, será analisada a hipótese de utilização do VSI para absorver o excesso de geração, ou seja, não é efetuado corte da geração do parque fotovoltaico após a transição para o modo isolado. A potência de referência das cargas é equivalente à utilizada no cenário 2 a) (tabela 5.2).

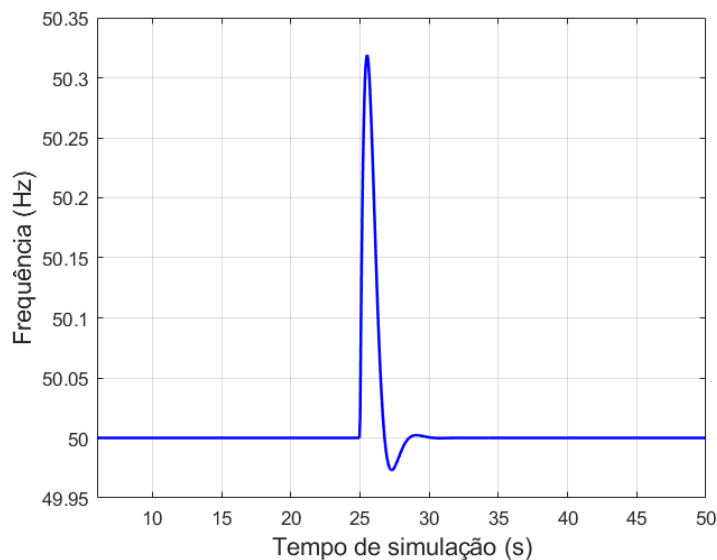


Figura 5.24: Frequência do sistema (cenário 2 - sem corte de produção)

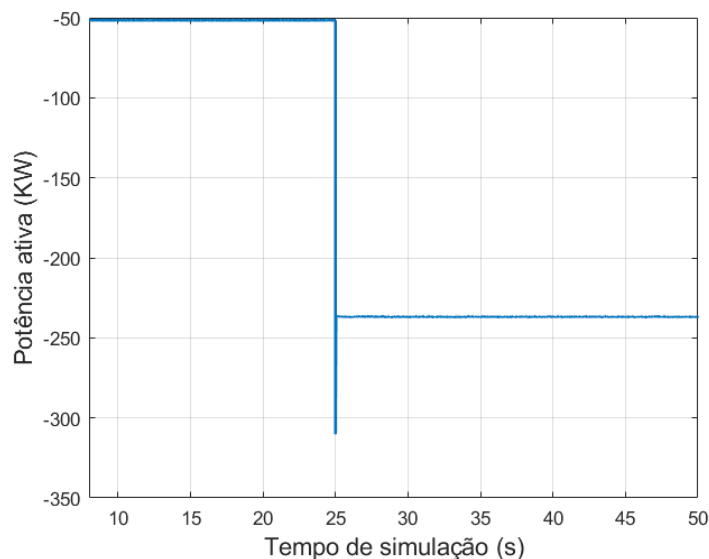


Figura 5.25: Potência ativa no VSI (cenário 2 - sem corte de produção)

Neste caso, verifica-se que o desvio máximo da frequência é positivo, dado que a potência gerada é consideravelmente superior à potência consumida. O tempo de estabilização, após a transição para o modo isolado, mantém-se em 5 segundos. Visto que não é efetuado corte de

geração, o VSI absorve o excesso de geração. Adicionalmente, verifica-se que neste caso o desvio de frequência é muito superior ao desvio verificado no cenário 2 a).

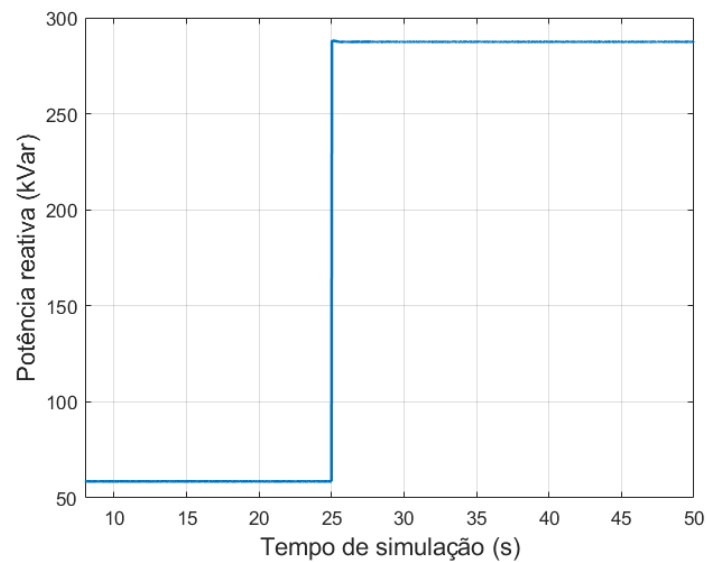


Figura 5.26: Potência reativa no VSI (cenário 2 - sem corte de produção)

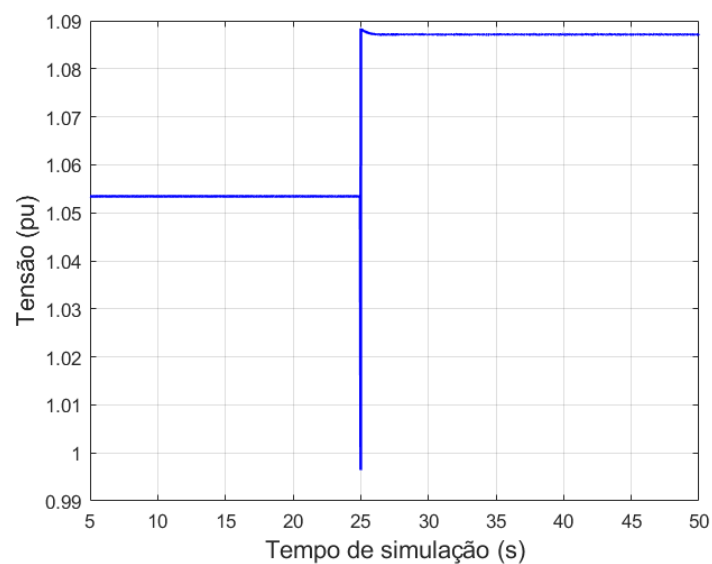


Figura 5.27: Tensão no VSI (cenário 2 - sem corte de produção)

Como é possível verificar, ocorre uma queda de tensão no VSI (figura 5.27) no momento do isolamento. No entanto a tensão do VSI estabiliza em 1,087 pu em modo isolado. À semelhança da análise anterior, a queda de tensão do VSI tem como causa o aumento da potência reativa do VSI, representado na figura 5.26. A tensão estabiliza num valor superior à tensão de referência, pois embora a potência reativa aumente, a tensão nos barramentos dos PTs varia de acordo com

a potência fornecida às cargas. O aumento da tensão é devido à produção elevada, que está concentrada no PT1. Consequentemente, a tensão no PT1 é superior a tensão no BESS, que está a carregar. Desta forma, o aumento da tensão está relacionado com a alteração do sentido do trânsito de potência e da corrente do PT1 para o BESS, ao contrário do cenário anterior.

5.5.2.3 Cenário 2 b) (2 inversores)

Se porventura forem utilizados os dois inversores disponíveis, elevando a potência do BESS para 640 kW, o comportamento da tensão é semelhante ao verificado nos cenários anteriores, e o desvio da frequência é reduzido, dado que neste caso o VSI tem capacidade suficiente para realizar a compensação de reativa e absorver o excesso de geração. Como se verifica na figura 5.28, o desvio de frequência é inferior ao verificado na figura 5.24, por consequência do aumento da potência ativa absorvida, como se verifica na comparação entre as figuras 5.29 e 5.25, devido à utilização de ambos os inversores. Neste caso o carregamento da bateria observado é superior, devido ao aumento da potência do VSI do BESS.

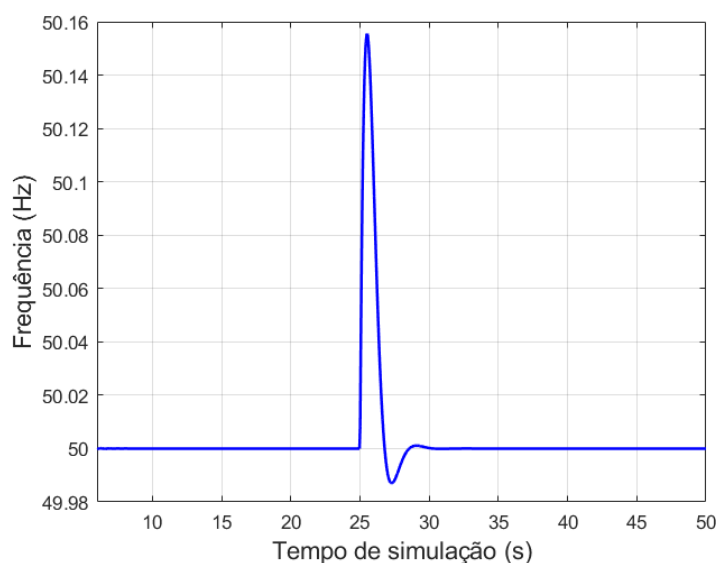


Figura 5.28: Frequência do sistema (cenário 2 - BESS com 640 kW)

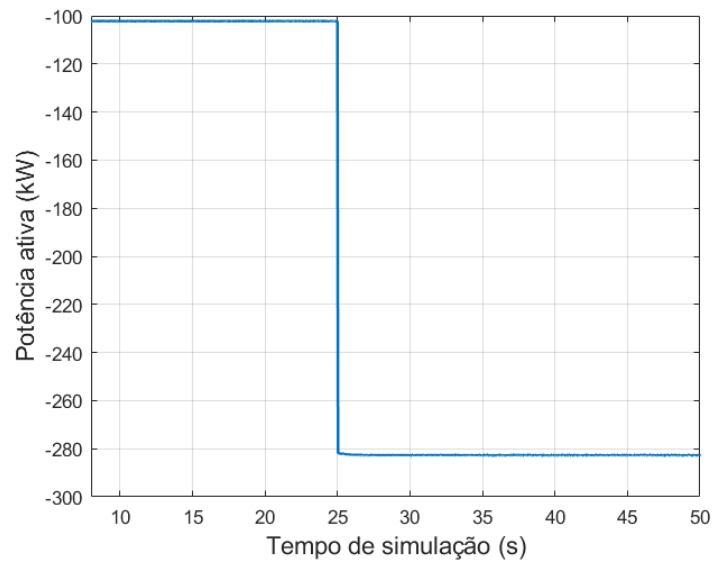


Figura 5.29: Potência ativa no VSI (cenário 2 - BESS com 640 kW)

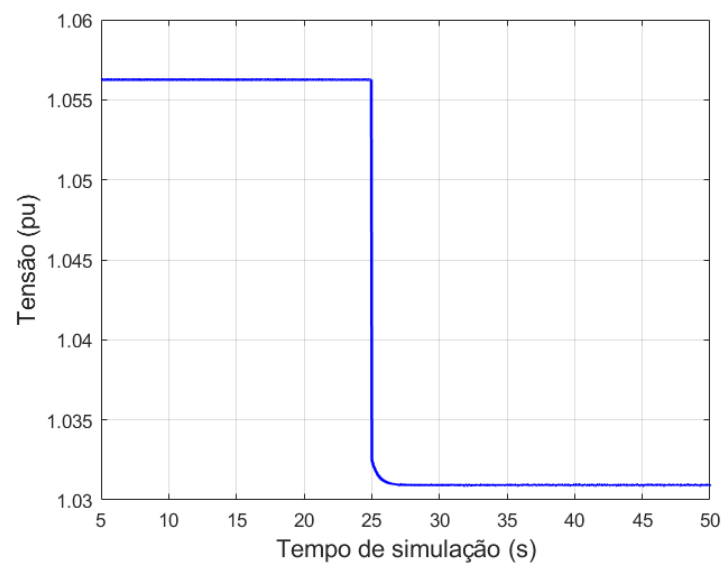


Figura 5.30: Tensão no VSI (cenário 2 - BESS com 640 kW)

5.5.3 Cenário 3

A simulação tem uma duração de 50 segundos. A transição para modo isolado ocorre aos 25 segundos. Foi utilizada uma tensão de referência de 1,05 pu, e visto que é assumido horário noturno, o parque fotovoltaico não é considerado.

Tabela 5.3: Potência das cargas (cenário 3)

Interligado	P (kW)	Q (kVar)	S (kVA)
PT1	873,9	524,3	1019,1
PT3	336,6	202,0	392,6
Total	1210,5	726,3	1411,7

Isolado	P (kW)	Q (kVar)
PT1	396,2	237,7
PT3	152,6	91,6
Total	548,8	329,3

A simulação foi efetuada considerando o consumo entre as 01:00 e as 03:00 no dia 26 de janeiro, que tem um valor total de 1210,5 kW para o modo interligado. Neste caso, após a transição para o modo isolado, foi efetuado um corte de carga, correspondente a 661,7 kW e 397,02 kVar, com base na potência instalada. Foi admitida a operação de ambos os inversores de 320 kW. O cálculo do corte de carga foi efetuado de forma semelhante ao descrito no cenário 1.

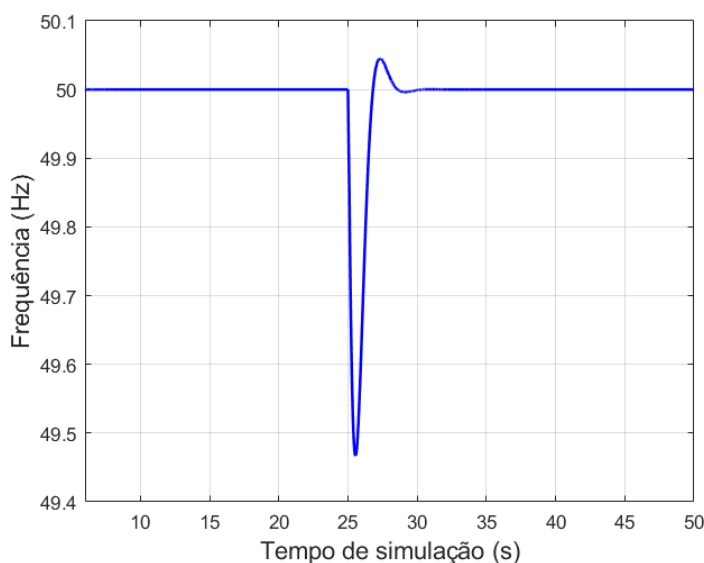


Figura 5.31: Frequência do sistema (cenário 3)

Após o isolamento, aos 25 segundos, verifica-se que a frequência estabiliza em aproximadamente 5 segundos. Verifica-se que a potência das cargas é superior à geração, o que se reflete na descida de frequência observada, que apresenta um desvio máximo de 0,53 Hz. Após a compensação das cargas por parte do VSI, a frequência volta a estabilizar no valor nominal de 50 Hz. Em comparação com o cenário 1, verifica-se um aumento do desvio da frequência, pois neste caso o parque fotovoltaico não assegura parte das cargas, sendo que apenas o VSI assegura as cargas em

funcionamento. Um desvio superior a 0,5 Hz poderia originar problemas de sincronização e instabilidade na micro-rede isolada, podendo originar flutuações de tensão e frequência que afetam as cargas.

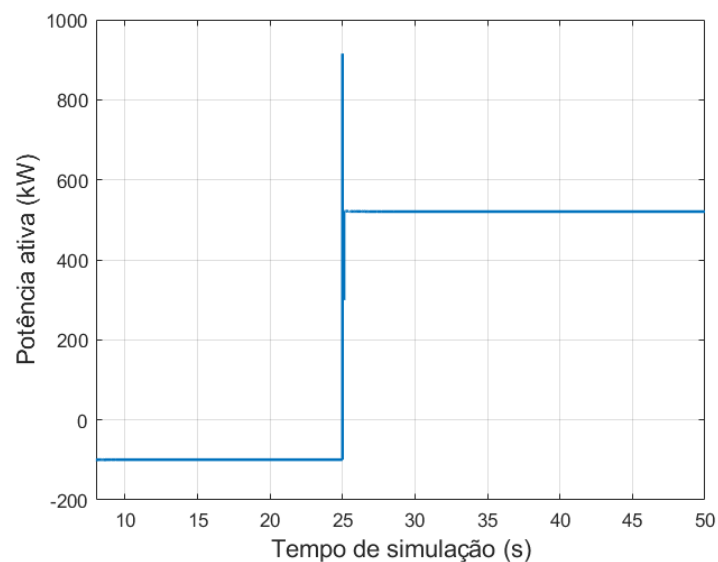


Figura 5.32: Potência ativa do VSI (cenário 3)

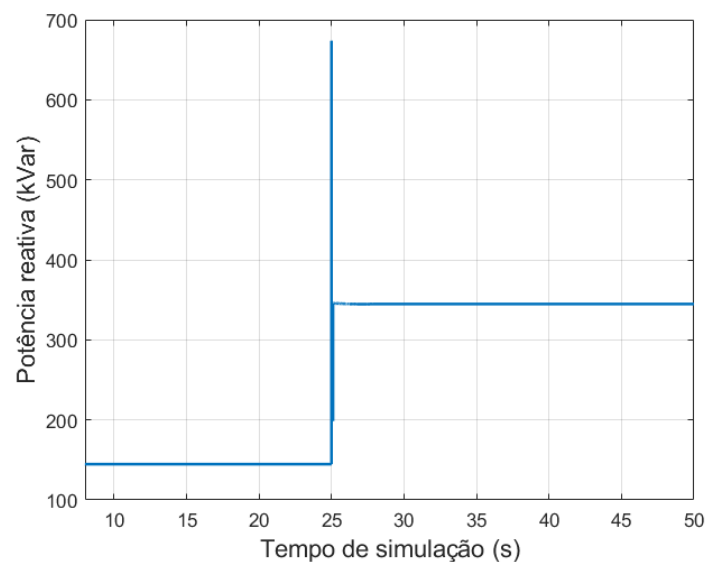


Figura 5.33: Potência reativa do VSI (cenário 3)

Em modo interligado, a bateria é carregada e injeta potência reativa na rede (compensação de reativa), sendo que fornece 144,9 kVar. Após o isolamento, a bateria fornece 520,8 kW, que resulta do balanço entre a carga e a produção, e 344,7 kVar. Como no cenário 1, o desvio de frequência ocorre como consequência da subida da potência fornecida pelo VSI, de acordo com a característica de droop.

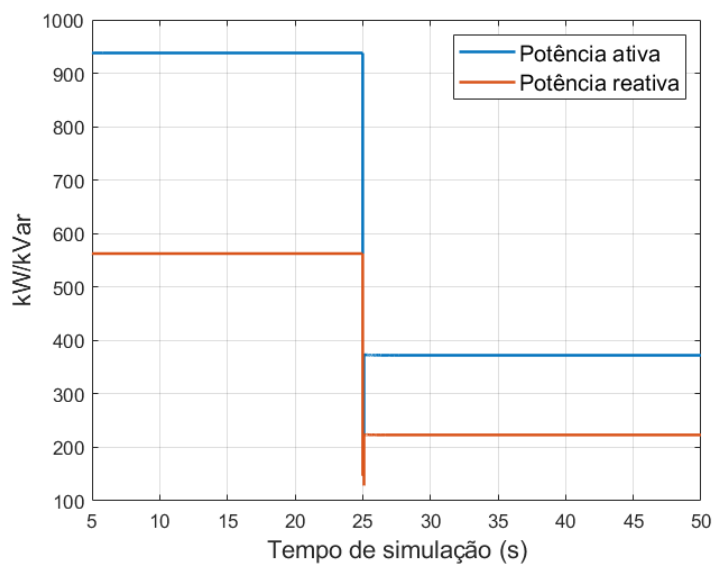


Figura 5.34: Potência ativa e reativa no barramento 6 (cenário 3)

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT1 é de 937,9 kW e 562,6 kVar. Em modo isolado, a potência fornecida às cargas do PT1 é de 372,3 kW e 223,3 kVar.

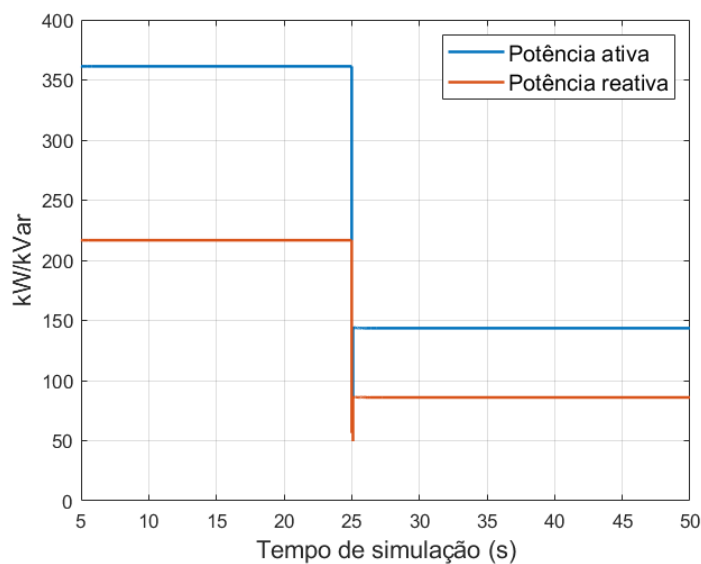


Figura 5.35: Potência ativa e reativa no barramento 7 (cenário 3)

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT3 é de 361,3 kW e 216,7 kVar. Em modo isolado, a potência fornecida às cargas do PT3 é de 143,5 kW e 85,99 kVar.

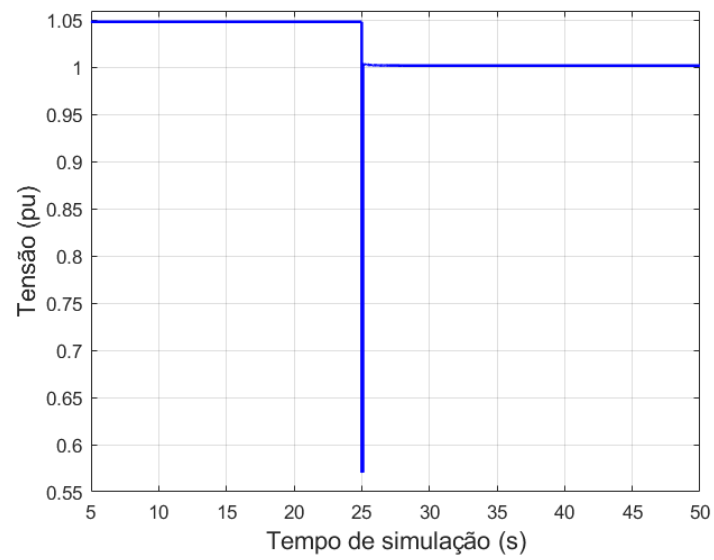


Figura 5.36: Tensão no VSI (cenário 3)

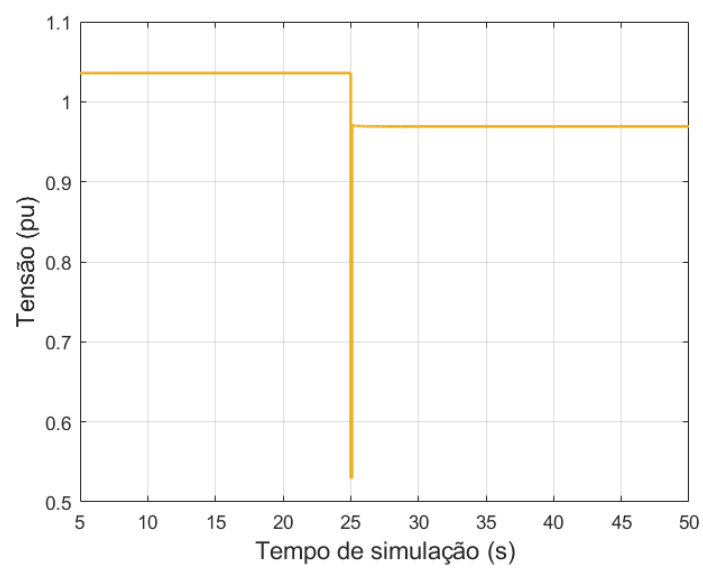


Figura 5.37: Tensão no barramento 6 (cenário 3)

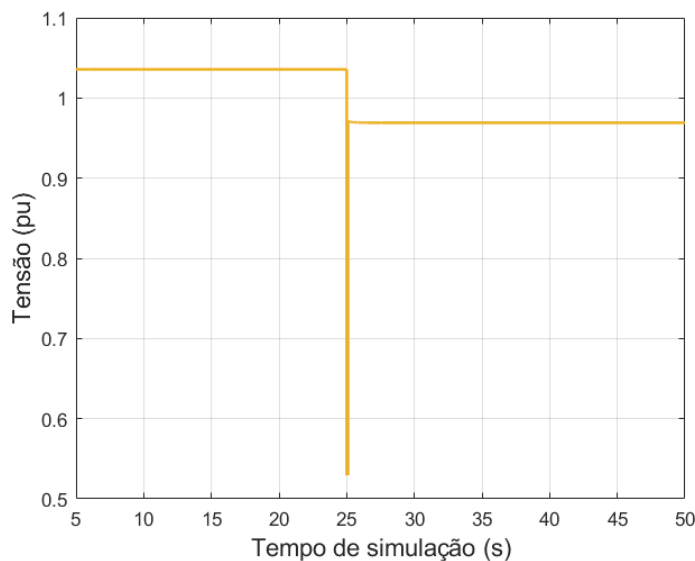


Figura 5.38: Tensão no barramento 7 (cenário 3)

Como é possível observar na figura 5.36, em modo interligado, a tensão do VSI é de 1,05 pu, e após o isolamento, a tensão de referência desce para 1 pu. Consequentemente, as tensões observadas nos barramentos dos PTs, variam de forma equivalente, apresentando um valor de 1,04 pu em modo interligado e de 0,97 pu em modo isolado. Como no cenário 1, a queda de tensão observada tem como causa a subida da potência reativa fornecida pelo VSI, representada na figura 5.33, sendo que a magnitude da tensão varia em função da potência reativa, de acordo com a característica droop representada na figura 3.6 b) do Capítulo 3. A queda de tensão observada teria consequências adversas semelhantes às descritas na seção 5.5.1. Na prática, o funcionamento não seria possível, pelo que teria de ser considerado um deslastre de carga superior ou a utilização de medidas adicionais como um segundo sistema de armazenamento de energia e uma bateria de condensadores.

5.5.4 Comparação dos cenários simulados

Através da observação e comparação dos resultados apresentados para os três cenários simulados, é possível chegar a algumas conclusões:

- Nos cenários de maior consumo, a potência reativa consumida é significativa, o que limita a capacidade do inversor em alimentar as cargas
 - Considerar o inversor de backup para compensação de reativa
 - Coordenar com a operação de uma bateria de condensadores
- Verifica-se que a influência do parque fotovoltaico reduz o desequilíbrio entre a carga e a produção, reduzindo o transitório na transição para o modo isolado, e consequentemente no desvio de frequência verificado. No cenário 2, o parque assegura a potência ativa exigida

pelas cargas, daí que o desvio da frequência seja reduzida. Nos cenários 1 e 3, a oscilação é maior, sendo que apresenta o valor mais elevado no cenário 3 (não há influência do parque fotovoltaico).

- Verifica-se que a queda de tensão no VSI no instante em que ocorre o isolamento (e antes de estabilizar) é consideravelmente superior no cenário 3, pois apenas o VSI assegura as cargas. Naturalmente, o mesmo se verifica na tensão medida nos restantes barramentos
- Verificou-se que a capacidade de deslastre de carga e a limitação de produção são essenciais para garantir o sucesso da operação em modo isolado. Para isso é necessário definir um mecanismo que determina e controla o deslastre de carga e produção em função do estado de operação da micro-rede

5.5.5 Cenário 4

Na tentativa de reduzir a potência reativa fornecida pelo VSI em modo isolado, foi adicionada uma bateria de condensadores ao barramento 6.

Em primeira instância, foram consideradas as potências das cargas utilizadas na simulação do cenário 1, presentes na tabela 5.1, e a respetiva produção. Como no cenário mencionado, foi igualmente efetuado corte de carga após a transição para o modo isolado. Tendo em conta a potência reativa fornecida pelo VSI na simulação anterior do cenário, foi definida uma potência de 200 kVar para a bateria de condensadores ligada ao barramento 6.

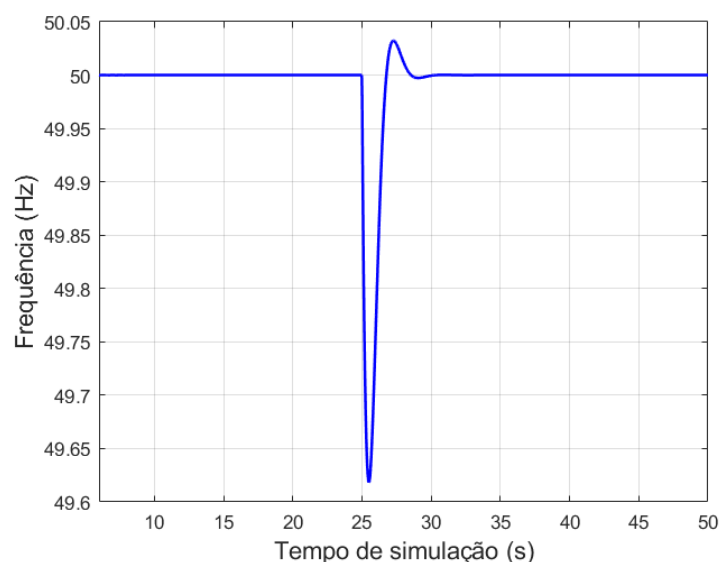


Figura 5.39: Frequência do sistema

Após o isolamento, aos 25 segundos, verifica-se que a frequência do sistema apresenta uma desvio máximo de 0,38 Hz.

Em comparação com a simulação anterior do cenário 1, verifica-se um aumento do desvio da frequência, após a transição para o modo isolado, no entanto o tempo de estabilização mantém-se nos 5 segundos. O aumento do desvio tem como causa o aumento da potência ativa fornecida pelo VSI em modo isolado, visto que no cenário 1 a potência ativa fornecida à cargas era insuficiente.

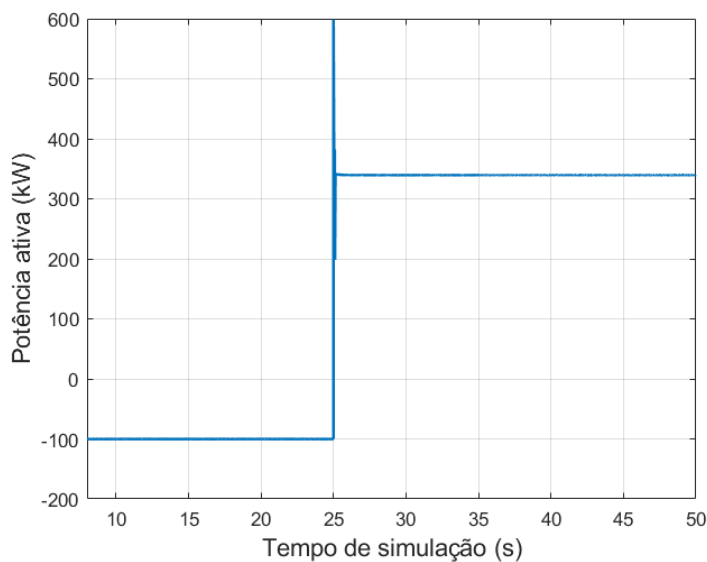


Figura 5.40: Potência ativa do VSI

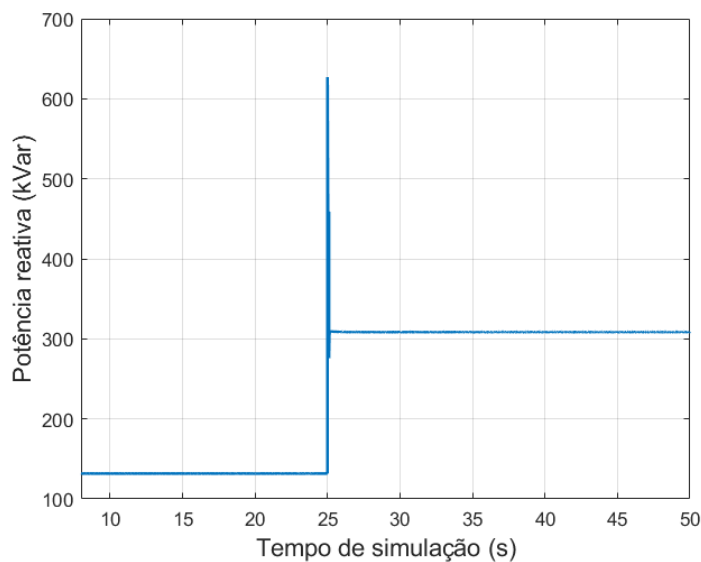


Figura 5.41: Potência reativa do VSI

Em modo interligado, a bateria é carregada, e fornece 131,8 kVar. Em modo isolado, a bateria fornece 339,6 kW e 308,6 kVar à micro-rede.

Em relação ao cenário 1, verifica-se que em modo interligado o comportamento do VSI é semelhante, no entanto no modo isolado, a potência reativa fornecida pelo VSI diminui consideravelmente, devido à influência da bateria de condensadores. Deste modo, conclui-se que a operação coordenada da bateria de condensadores com o sistema de armazenamento permite a operação com uma maior quantidade de carga, pois a potência dos inversores deixa de ser maioritariamente direcionada para a compensação de reativa. Adicionalmente, na simulação do cenário 1, o corte de carga efetuado foi o mínimo possível, o que conduziu à operação do BESS com a potência dos inversores no limite. Neste caso, devido à diminuição da potência reativa fornecida pelo VSI, verifica-se um aumento na quantidade de potência ativa fornecida às cargas, que consequentemente aumentou o desvio de frequência, de acordo com a característica droop.

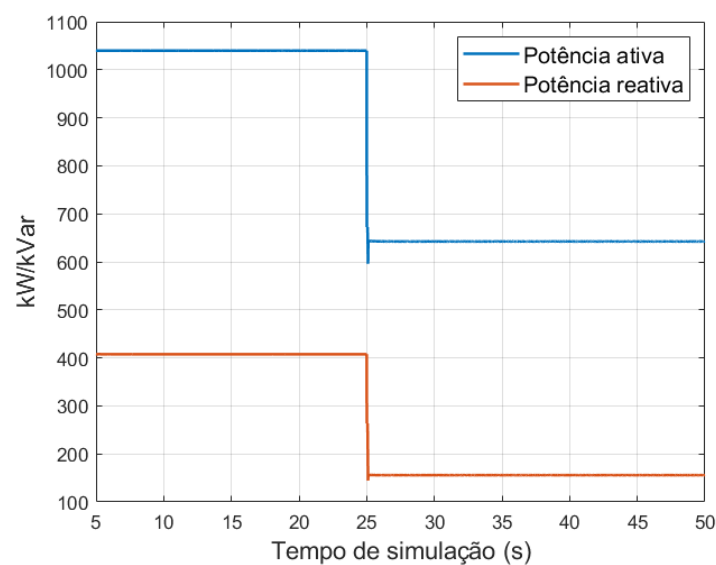


Figura 5.42: Potência ativa e reativa no barramento 6

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT1 corresponde a 1040 kW e 407,7 kVar, e em modo isolado corresponde a 642,4 kW e 155,8 kVar.

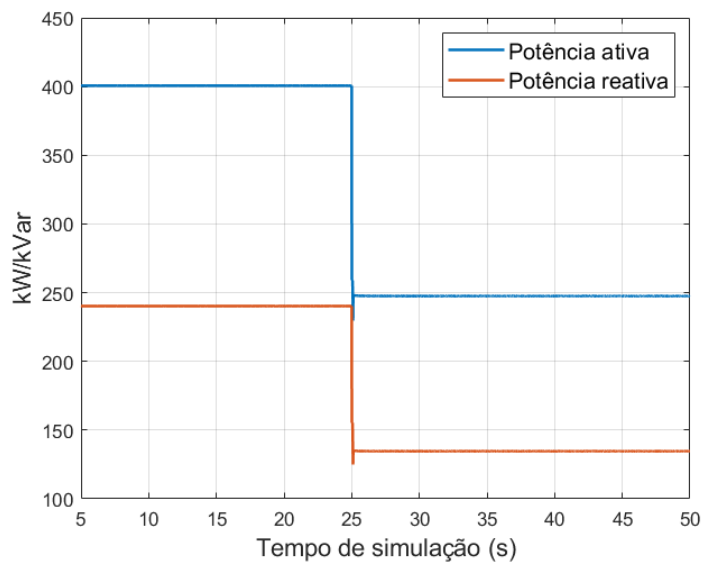


Figura 5.43: Potência ativa e reativa no barramento 7

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT3 corresponde a 400,6 kW e 240,2 kVar, e em modo isolado corresponde a 247,6 kW e 134,6 kVar.

Em relação à potência fornecida às cargas, verifica-se que os valores são semelhantes, em comparação com os resultados obtidos no cenário 1.

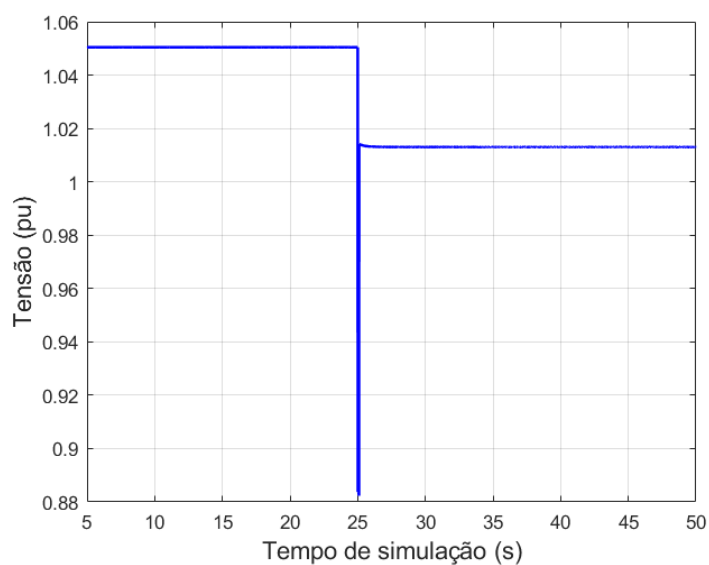


Figura 5.44: Tensão no VSI

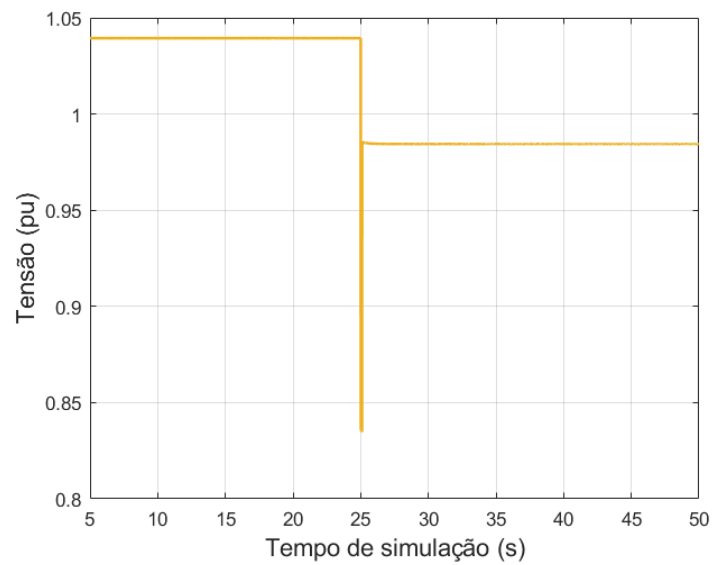


Figura 5.45: Tensão no barramento 6

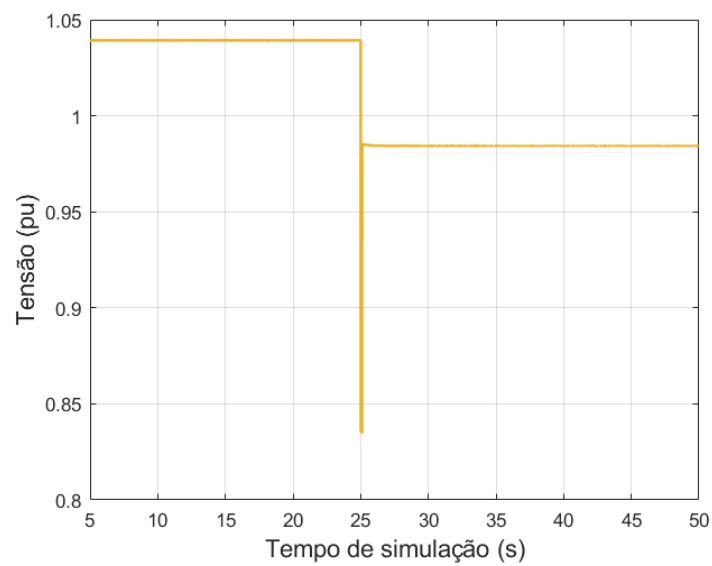


Figura 5.46: Tensão no barramento 7

Em modo interligado a tensão no VSI é de 1,05 pu (tensão de referência), e em modo isolado desce para 1,013 pu. Em comparação com a simulação anterior do cenário 1, verifica-se que a introdução da bateria de condensadores no sistema aumenta a tensão de referência do VSI em modo isolado, devido à injeção de potência reativa no barramento 6. Adicionalmente, é de notar uma melhoria da tensão nos barramentos dos PTs, que em modo isolado estabilizam em valores muito próximos de 1 pu.

5.5.6 Cenário 5

Nesta secção, são avaliados os benefícios da introdução de um segundo sistema de armazenamento. Foi adicionada ao modelo uma bateria de vanádio redox, não controlada pelo VSI. A bateria foi implementada utilizando um injetor de corrente, de modo a definir a quantidade de potência fornecida/absorvida.

Seguidamente, foi avaliada a operação do sistema com a potência de cargas do cenário 1 (tabela 5.1). Ao contrário da simulação anterior do cenário 1, não será considerado corte de carga após a transição para o modo isolado, mas sim o novo sistema de armazenamento com capacidade suficiente para evitar o corte. A bateria de vanádio redox fornece potência ativa 100 ms após o isolamento

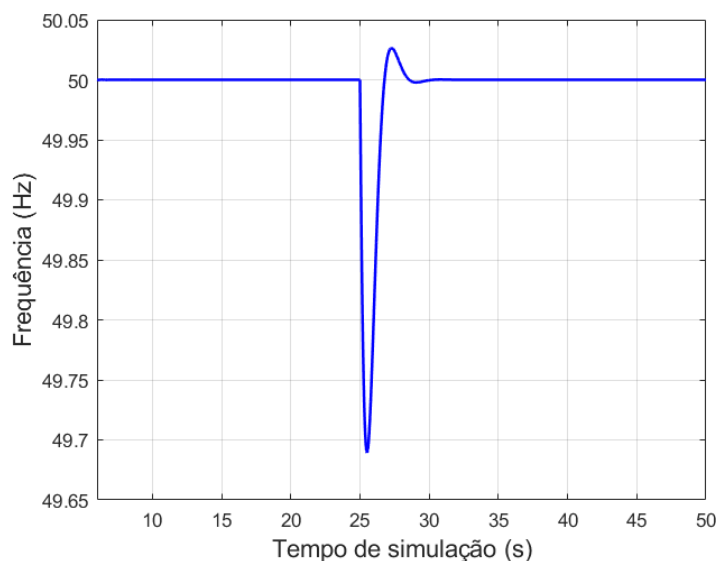


Figura 5.47: Frequência do sistema

Após o isolamento, aos 25 segundos, verifica-se que a frequência do sistema apresenta um desvio máximo de 0,31 Hz. Em comparação com os resultados anteriores, é de notar que o desvio de frequência obtido é semelhante ao observado na figura 5.6, e menor que o observado na figura 5.39. Como neste caso a bateria de vanádio redox é capaz de compensar o excesso de carga (não sendo necessário corte de carga como no cenário 1), o comportamento do sistema é semelhante ao observado na simulação do cenário 1.

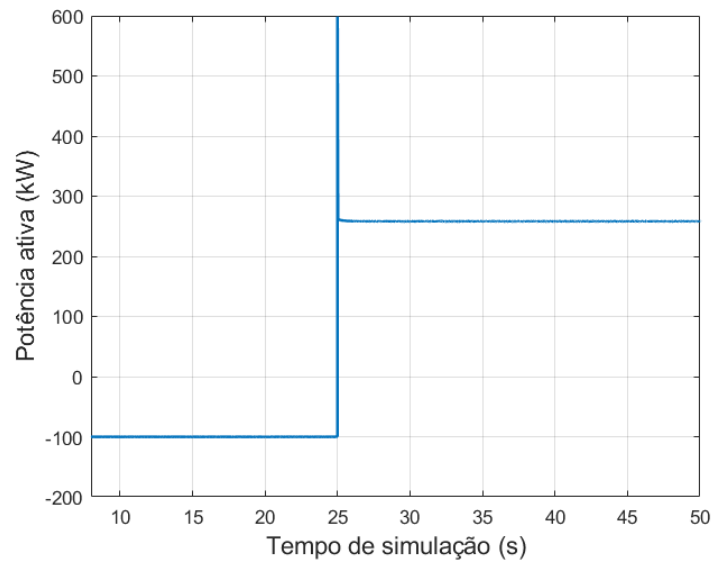


Figura 5.48: Potência ativa no VSI

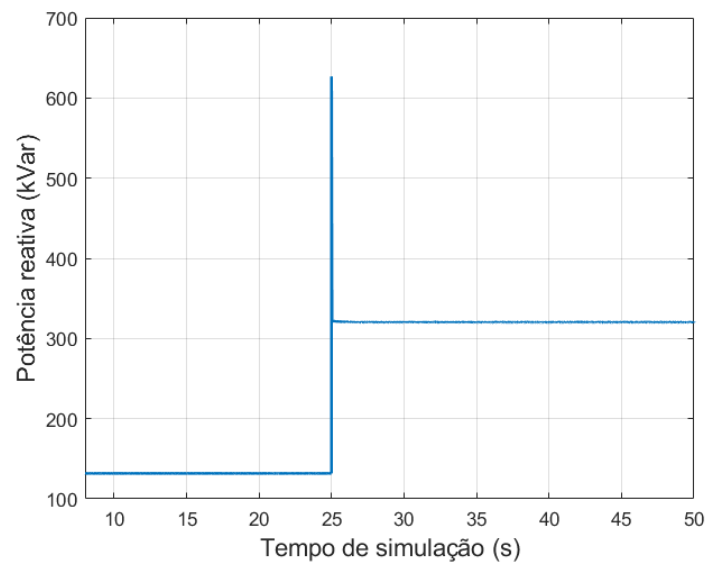


Figura 5.49: Potência reativa no VSI

Em modo interligado, o BESS é carregado e fornece 142,5 kVar, enquanto que em modo isolado fornece 258 kW e 320,1 kVar. O comportamento do VSI é semelhante ao observado na primeira simulação do cenário 1, pois embora não seja considerado corte de carga, a bateria vanádio redox é capaz de compensar o excesso de carga. É de notar que a potência reativa fornecida pelo VSI em modo isolado diminui em relação ao observado na figura 5.8, dado que as cargas são modelizadas em função das equações 4.5 e 4.6, e o ESS adicional ajuda na compensação de reativa. Como a variação de potência reativa é inferior, a variação de tensão no barramentos é também reduzida.

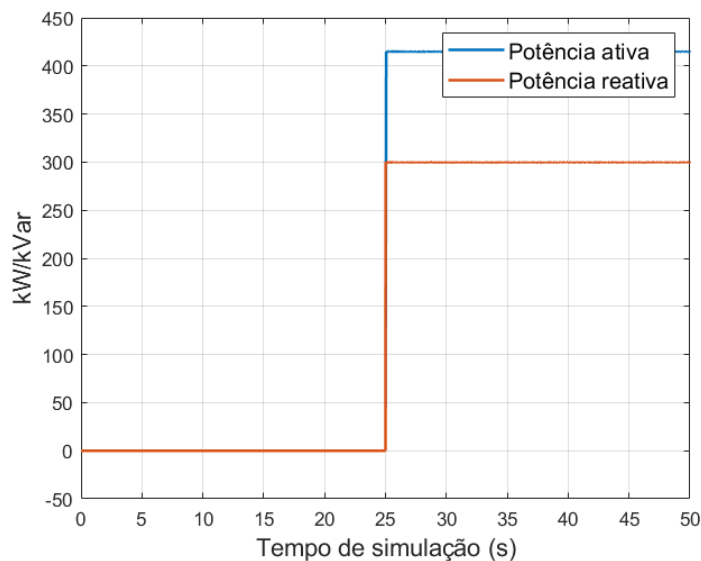


Figura 5.50: Potência ativa e reativa na bateria de vanádio redox

Neste caso, assume-se, que o segundo ESS está carregado ao iniciar a operação em modo isolado. A bateria de vanádio redox fornece 415 kW e 300 kVar, valores idênticos ao corte de carga do cenário 1, de modo a confirmar a hipótese de que o sistema teria um comportamento semelhante ao do cenário 1, sem corte de carga.

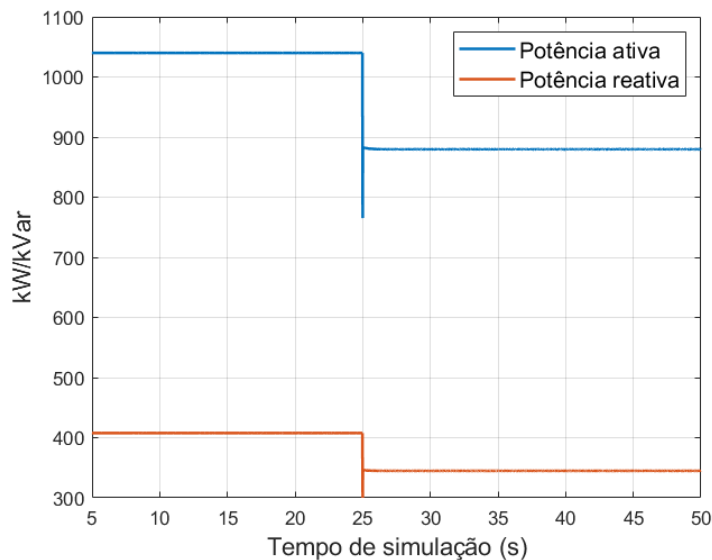


Figura 5.51: Potência ativa e reativa no barramento 6

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT1 é de 1040 kW e 407,7 kVar, enquanto que em modo isolado a potência fornecida é de 879,5 kW e 344,9 kVar.

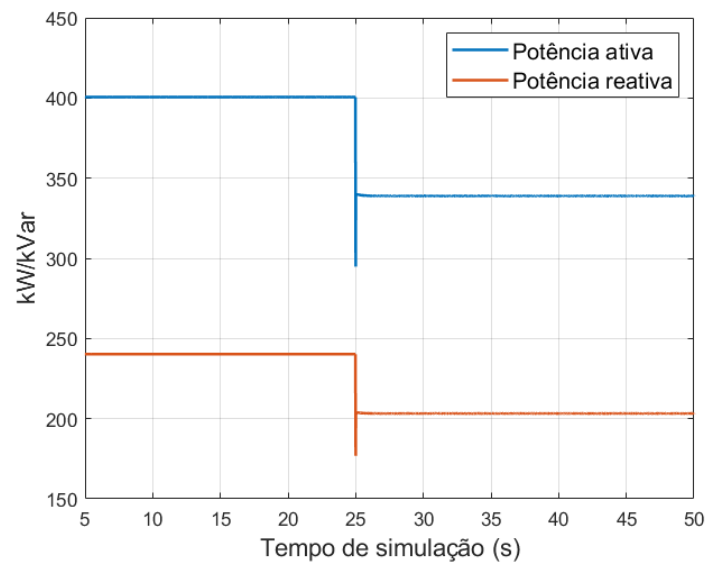


Figura 5.52: Potência ativa e reativa no barramento 7

Em modo interligado, a potência fornecida às cargas do PT3 é de 400,6 kW e 240,2 kVar, enquanto que em modo isolado a potência fornecida é de 339 kW e 203,2 kVar.

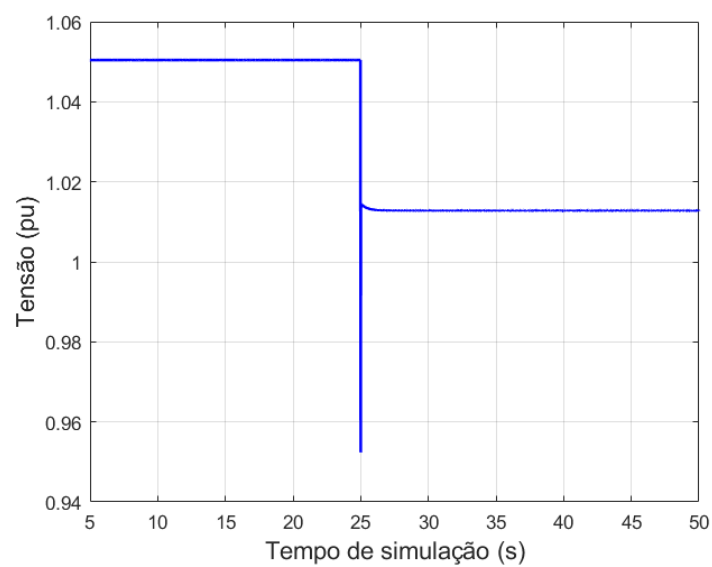


Figura 5.53: Tensão no VSI

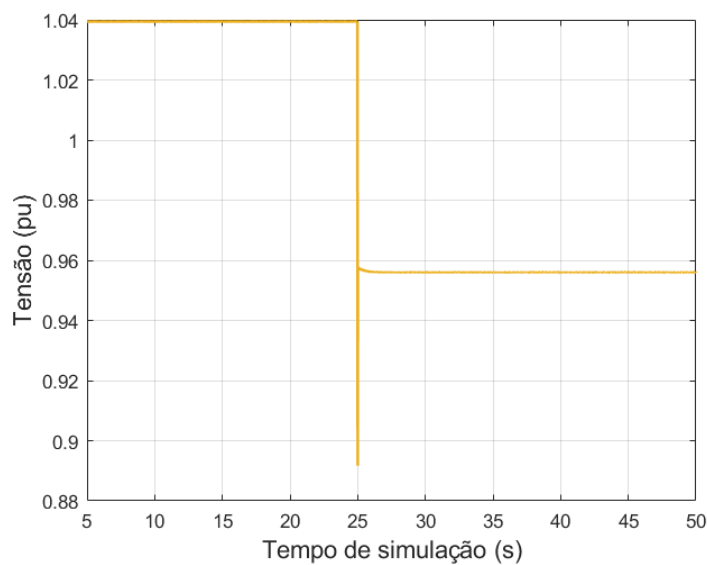


Figura 5.54: Tensão no barramento 6

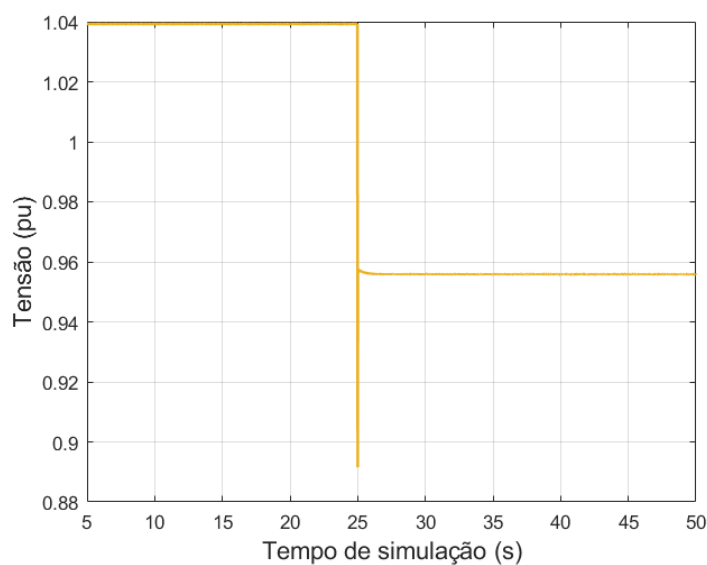


Figura 5.55: Tensão no barramento 7

Em modo interligado, a tensão no VSI é de 1,05 pu, e em modo isolado desce para 1,013 pu. Em comparação com a simulação inicial do cenário 1, e como foi referido anteriormente, como a variação de potência reativa no VSI é inferior, a variação de tensão será também inferior. Adicionalmente, com o aumento da tensão de referência do VSI em modo isolado, a tensão nos barramentos 6 e 7 em modo isolado, é mais próxima de 1 pu, apresentando um valor de 0,956 pu.

5.6 Arquitetura de referência para a operação em modo isolado

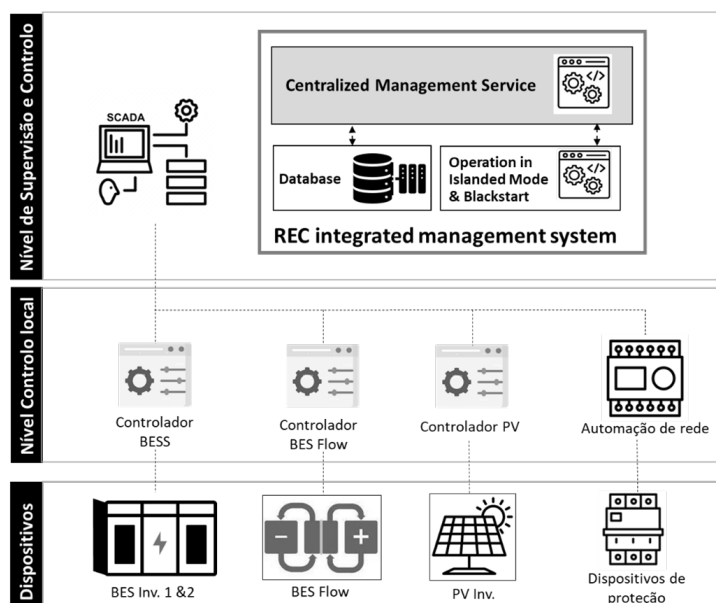


Figura 5.56: Arquitetura de referência para operação em modo isolado

A arquitetura é constituída por três níveis:

- Nível 0: nível dos inversores que integram as malhas de controlo dos conversores do sistema de armazenamento, da produção e dos controladores das cargas
- Nível 1: nível de controlo local, que inclui os controladores e os autómatos de controlo dos sistemas de armazenamento, do parque fotovoltaico e os dispositivos de proteção, que para além da proteção da micro-rede, incluem funções de *sincrocheck* para a religação à rede
- Nível 2: nível de supervisão e controlo, que inclui funções de despacho dos recursos da micro-rede para assegurar uma operação segura e estável em modo isolado, assim durante o procedimento de reposição de serviço

5.7 Conclusões

Inicialmente, o estudo dos dados de consumo e produção permitiu identificar os cenários de operação mais críticos, nomeadamente o dia de consumo mais elevado e o dia de produção mais elevada. Foram identificados os cenários mais relevantes, de modo a analisar o comportamento da micro-rede consoante os recursos disponíveis e a quantidade de carga utilizada

No cenário 1, foi considerado o maior consumo registado e a produção correspondente. Através da análise dos resultados obtidos, verificou-se que para que o funcionamento em modo isolado seja viável, seria necessário cortar grande parte da carga do sistema e considerar a utilização dos dois inversores. Adicionalmente, a bateria teria que estar completamente carregada para alimentar

as cargas restantes, mesmo com o auxílio da produção. Neste caso, a compensação de potência reativa é efetuado apenas pelo sistema de armazenamento, que teve como consequência o funcionamento do BESS no limite. Se houvesse uma queda de produção durante o isolamento, o BESS não teria capacidade para assegurar o funcionamento das cargas. Sendo assim, concluiu-se que a utilização de apenas um sistema de armazenamento, mesmo com os dois inversores em utilização, não é suficiente para assegurar o funcionamento da micro-rede em todos os momentos, ou dependendo do cenário e do seu estado de carga no momento em que é necessária a transição e operação da micro-rede.

No cenário 2, foi considerada a maior produção registrada e o consumo correspondente. Neste caso, verificou-se que o funcionamento em modo isolado com o sistema de armazenamento a utilizar apenas um dos inversores disponíveis, só seria possível se fosse efetuado um corte na geração. Com ambos os inversores em funcionamento, o sistema de armazenamento teria capacidade para absorver o excesso de geração e fornecer a potência reativa necessária.

O cenário 3 teve como objetivo a análise do funcionamento da micro-rede em horário noturno. Verificou-se a ausência de produção fotovoltaica, que resultou num aumento do desvio da frequência, no entanto a tensão nos barramentos das cargas estabilizaram em valores mais próximos da tensão de referência.

Os cenários 4 e 5, permitiram identificar os benefícios da introdução de uma bateria de condensadores e de um segundo sistema de armazenamento. Verificou-se que o funcionamento coordenado da micro-rede com os dois sistemas de armazenamento, a produção fotovoltaica e a bateria de condensadores é o mais seguro para a micro-rede. Ao analisar os dois cenários mais extremos, é possível concluir que a bateria de vanádio redox servirá de suporte essencial em casos de ocorrência de isolamento em dias de consumo mais elevado, para suporte do BESS. Na grande maioria dos casos, o BESS (com os dois inversores), a produção e a bateria de condensadores são suficientes para assegurar as cargas, possibilitando o funcionamento em modo isolado durante pelo menos uma hora. No entanto, a operação coordenada com todos os recursos disponíveis garante maior segurança energética e funcionamento em modo isolado mais prolongado, e com corte de carga menor.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Conclusão

Nos capítulos 2 e 3, foi feita a contextualização do trabalho. Foram definidos os principais componentes e apresentadas aplicações reais das micro-redes. Complementarmente, foi feita uma análise especialmente focada em micro-redes industriais, de modo a apresentar os seus benefícios. Provou-se que os esforços na implementação de produção renovável e desenvolvimento da micro-rede para operação em modo isolado são importantes para os objetivos de descarbonização em Portugal, para a segurança da micro-rede (pois na ocorrência de uma falha na rede principal, o complexo industrial pode funcionar em modo isolado). O capítulo de Estado-da-Arte, é composto por uma revisão bibliográfica de topologias de micro-redes e define a arquitetura de controlo utilizada neste trabalho. Adicionalmente, foram identificados alguns algoritmos de funcionamento em modo isolado previamente utilizados, que serviram de base no desenvolvimento do algoritmo implementado nesta dissertação.

Os resultados desta dissertação permitiram observar a influência da utilização dos recursos disponíveis na micro-rede em estudo, durante o modo de operação isolado. Verificou-se que a produção fotovoltaica e o sistema de armazenamento primário são suficientes para assegurar o funcionamento das cargas em modo isolado durante o verão. Foram também observadas melhorias na frequência do sistema (diminuição do desvio máximo) e na tensão dos barramentos da micro-rede, resultantes do facto de a produção solar assegurar o fornecimento de potência às cargas. Em horário noturno, em que a produção solar é inexistente, verificou-se que o funcionamento em modo isolado pode ser assegurado pelo VSI, com eventual ajuda da bateria de condensadores para compensação de reativa, de modo a evitar a operação do VSI no limite de potência. No entanto, teria de ser efetuado um grande corte de carga, que pode ser diminuído se a bateria de vanádio redox for considerada. Visto tratar-se de horário noturno, em que a energia elétrica é mais barata, presume-se que o funcionamento em modo isolado ocorrerá apenas em caso de emergência, e com os recursos disponíveis, é possível o funcionamento durante algumas horas.

Na maioria das situações, o sistema BESS (Bateria de Armazenamento de Energia) com os dois inversores, juntamente com a produção de energia e a utilização da bateria de condensadores,

são capazes de fornecer energia suficiente para alimentar as cargas, permitindo que o sistema funcione em modo isolado com uma maior quantidade de carga. No entanto, ao coordenar todas os recursos energéticos disponíveis, é possível garantir uma maior segurança energética e um funcionamento em modo isolado por um período mais prolongado. Além disso, esta abordagem permite minimizar a necessidade de cortar o fornecimento de energia para as cargas em situações de emergência ou falhas, tornando o sistema mais resiliente.

6.2 Trabalho futuro

As análises e resultados obtidos nesta dissertação permitiram a especificação de estratégias de controlo da micro-rede para funcionamento em modo isolado e desenvolvimento de funcionalidades para a coordenação das ações de controlo dos recursos flexíveis. Foram avaliados os cenários mais extremos, de modo a verificar a necessidade de utilização de determinados recursos, e desenvolver um algoritmo de despacho para o modo isolado.

De acordo com os resultados obtidos, será relevante aprofundar os estudos efetuados tendo em conta:

- Adoção de modelos mais detalhados do inversor fotovoltaico e do sistema de armazenamento adicional. Modelização da bateria de vanádio redox de modo semelhante ao sistema de armazenamento primário, ou através de outro método de controlo. Foram apresentados exemplos de métodos de controlo de conversores *grid forming* nesta dissertação.
- Melhoria do modelo simulado, considerando parâmetros mais recentes. Desenvolvimento de um modelo atualizado da rede, através da introdução de cargas dinâmicas, de transformadores com parâmetros atualizados e atualização da ligação entre o parque fotovoltaico e o posto de transformação.
- Possibilidade de integração de uma rede CC para carregamento de veículos elétricos, possivelmente tornando mais eficiente a gestão da energia gerada e consumida do complexo industrial. Adicionalmente, a integração de uma micro-rede CC pode incluir sistemas de armazenamento de energia, possibilitando o armazenamento de energia excedente para uso futuro, e aumentando a eficiência da micro-rede híbrida. Nesta dissertação são apresentadas estratégias de controlo de micro-redes CC e de micro-redes híbridas.

Anexo A

Anexo A

A.1 Parâmetros das cargas

Tabela A.1: Cargas PT1

Cargas	Potência média (kW)
Carga 1	36,5
Carga 2	92,8
Carga 3	64,8
Carga 4	18,4
Carga 5	33,4
Carga 6	33,3
Carga 7	7,4
Carga 8	1,7
Carga 9	7,2
Carga 10	10,3
Carga 11	36,9
Carga 12	5,6
Carga 13	21,3
Carga 14	24,5
Carga 15	7,5

Tabela A.2: Cargas PT3

Cargas	Potência média (kW)
Carga 1	38,9
Carga 2	29,7
Carga 3	74,7
Carga 4	11,4

A.2 Parâmetros das linhas

Tabela A.3: Ligações entre o PT1 e as cargas correspondentes

Ligação	Resistência (Ω)	Reatância	Indutância (H)
PT1 – Carga 1	0,0180	0,0112	3,5742E-05
PT1 – Carga 2	0,0105	0,0066	2,0973E-05
PT1 – Carga 3	0,0277	0,0142	4,5133E-05
PT1 – Carga 4	0,0212	0,0133	4,2241E-05
PT1 – Carga 5	0,0082	0,0082	2,6128E-05
PT1 – Carga 6	0,0126	0,0125	3,9909E-05
PT1 – Carga 7	0,0207	0,0106	3,3775E-05
PT1 – Carga 8	0,0361	0,0185	5,8882E-05
PT1 – Carga 9	0,0055	0,0028	8,9668E-06
PT1 – Carga 10	0,0068	0,0035	1,1059E-05
PT1 – Carga 11	0,0264	0,0165	5,2580E-05
PT1 – Carga 12	0,0297	0,0152	4,8421E-05
PT1 – Carga 13	0,0114	0,0071	2,2745E-05
PT1 – Carga 14	0,0037	0,0037	1,1772E-05
PT1 – Carga 15	0,0207	0,0106	3,3775E-05

Tabela A.4: Ligações entre o PT3 e as cargas correspondentes

Ligação	Resistência (Ω)	Reatância	Indutância (H)
PT3 – Carga 1	0,0087	0,0080	2,5434E-05
PT3 – Carga 2	0,0087	0,0080	2,5434E-05
PT3 – Carga 3	0,0087	0,0080	2,5434E-05
PT3 – Carga 4	0,0041	0,0031	9,7479E-06

Tabela A.5: Ligações na rede MT

Ligação	Resistência (Ω)	Reatância	Indutância (H)
PS – PT1	0,1801	0,0279	8,8933E-05
PT1 – PT3	0,0809	0,0125	3,9947E-05

A.3 Parâmetros de simulação

Tabela A.6: Parâmetros da rede principal

Configuração	Yg
Tensão (Vrms)	15000*1.05
Frequência (Hz)	50
X/R	2

Tabela A.7: Parâmetros do BESS

Tensão nominal (V)	400
Potência Nominal (kVA)	320/640
Resistência virtual do estator (pu)	0.01
Indutância virtual do estator (pu)	0.1
Inércia (s)	10
Fator de amortecimento (pu)	50
Tensão de referência (pu)	1.05
Ganho proporcional	0.1e-7
Estatismo (pu)	0.1
Ganho integral (pu)	100
Constante de tempo (s)	0.05
Resistência virtual (pu)	1
Reatância virtual (pu)	1
Limite de corrente (pu)	1
Potência ativa inicial (w)	0
Potência reativa inicial (var)	0

Referências

- [1] Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, 2019. URL: <https://bcsdportugal.org/wp-content/uploads/2020/12/PNEC-2030-Plano-Nacional-Energia-e-Clima.pdf>.
- [2] André Alves Pereira e Miguel Alves Pereira. Energy storage strategy analysis based on the choquet multi-criteria preference aggregation model: The portuguese case. *Socio-Economic Planning Sciences*, 85, 2 2023. doi:10.1016/j.seps.2022.101437.
- [3] Acordo de Paris. URL: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en.
- [4] Dan T. Ton e Merrill A. Smith. The u.s. department of energy’s microgrid initiative. *Electricity Journal*, 25:84–94, 10 2012. doi:10.1016/j.tej.2012.09.013.
- [5] Sabrina Lee Chartier, Vinod Kumar Venkiteswaran, Shriram S. Rangarajan, Edward Randolph Collins, e Tomonobu Senjyu. Microgrid emergence, integration, and influence on the future energy generation equilibrium—a review. *Electronics (Switzerland)*, 11, 3 2022. doi:10.3390/electronics11050791.
- [6] Adam Hirsch, Yael Parag, e Josep Guerrero. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90:402–411, 7 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.03.040.
- [7] Robert Lasseter, Abbas Akhil, Chris Marnay, John Stephens, Jeff Dagle, Ross Guttromson, A Sakis Meliopoulos, Robert Yinger, e Joe Eto. Integration of distributed energy resources. the certs microgrid concep, 2002. URL: <https://escholarship.org/uc/item/9w88z7z1>.
- [8] Clara Sofia e Teixeira Gouveia. Experimental validation of microgrids: Exploiting the role of plug-in electric vehicles, active load control and micro-generation units, 2015.
- [9] Peng Wang, Lalit Goel, Xiong Liu, e Fook Hoong Choo. Harmonizing ac and dc: A hybrid ac/dc future grid solution. *IEEE Power and Energy Magazine*, 11:76–83, 2013. doi:10.1109/MPE.2013.2245587.
- [10] Daniel E. Olivares, Ali Mehrizi-Sani, Amir H. Etemadi, Claudio A. Cañizares, Reza Iravani, Mehrdad Kazerani, Amir H. Hajimiragha, Oriol Gomis-Bellmunt, Maryam Saeedifard, Rodrigo Palma-Behnke, Guillermo A. Jiménez-Estévez, e Nikos D. Hatziargyriou. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5:1905–1919, 2014. doi:10.1109/TSG.2013.2295514.

- [11] Andreas Poullikkas. A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage, 2013. doi:10.1016/j.rser.2013.07.017.
- [12] Xingguo Tan, Qingmin Li, e Hui Wang. Advances and trends of energy storage technology in microgrid. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 44:179–191, 2013. doi:10.1016/j.ijepes.2012.07.015.
- [13] Daniel Gutiérrez-Oliva, Antonio Colmenar-Santos, e Enrique Rosales-Asensio. A review of the state of the art of industrial microgrids based on renewable energy, 4 2022. doi:10.3390/electronics11071002.
- [14] Peter Asmus e Mackinnon Lawrence. Emerging microgrid business models 1. executive summary, 2016.
- [15] Think Microgrid. URL: <https://www.thinkmicrogrid.org/applications>.
- [16] Fotis Stergiopoulos-Dimitrios Rakopoulos Nikos Nikolopoulos Spyros Voutetakis *et al.* Maria Fotopoulou, Dimitrios Trigkas. "description of scenarios for dc-ac/dc hybrid grid architectures and services provided to the main grid". CERTH, 2021.
- [17] Electrek. <https://electrek.co/2019/08/21/worlds-largest-electric-ferry/>.
- [18] DataCenterNews. <https://datacenternews.asia/story/solar-panels-to-power-supernap-s-data-centre-in-thailand>.
- [19] Paolo Piagi e Robert H Lasseter. Consortium for electric reliability technology solutions distributed energy resources integration industrial application of microgrids, 2001.
- [20] Queen R. Okon Maximiliano Lainfiesta, Joaquin I. Guillamon e Xuewei Zhang. Optimal design of microgrid at an industrial complex. 10 2019.
- [21] Sean T. Blake e Dominic T.J. O’Sullivan. Optimization of distributed energy resources in an industrial microgrid. volume 67, páginas 104–109. Elsevier B.V., 2018. doi:10.1016/j.procir.2017.12.184.
- [22] Rahul Mehta. A microgrid case study for ensuring reliable power for commercial and industrial sites. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, 3 2019. doi:10.1109/GTDAsia.2019.8716006.
- [23] Eneko Unamuno e Jon Andoni Barrena. “hybrid ac/dc microgrids—part i: Review and classification of topologies”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015.
- [24] G. Kesava Rao e Premalata Jena. Fault detection in dc microgrid based on the resistance estimation. *IEEE Systems Journal*, 16:1009–1020, 3 2022. doi:10.1109/JSYST.2020.3046054.
- [25] Behrooz Mirafzal e Aswad Adib. On grid-interactive smart inverters: Features and advancements. *IEEE Access*, 8:160526–160536, 2020. doi:10.1109/ACCESS.2020.3020965.
- [26] Dayan B. Rathnayake, Milad Akrami, Chitaranjan Phurailatpam, Si Phu Me, Sajjad Hadavi, Gamini Jayasinghe, Sasan Zabihi, e Behrooz Bahrani. Grid forming inverter modeling, control, and applications. *IEEE Access*, 9:114781–114807, 2021. doi:10.1109/ACCESS.2021.3104617.

- [27] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, e A. G. Madureira. Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21:916–924, 5 2006. doi:10.1109/TPWRS.2006.873018.
- [28] Dimitris T. Lagos Athanasios Vasilakis, Igyso Zafeiratou e Nikos D. Hatziargyriou. "the evolution of research in microgrids control". 7, 2020. doi:10.1109/OAJPE.2020.3030348.
- [29] Josep M. Guerrero, Juan C. Vasquez, José Matas, Luis García De Vicuña, e Miguel Castilla. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids - a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58:158–172, 1 2011. doi:10.1109/TIE.2010.2066534.
- [30] X. Lu e J. M. Guerrero J. C. Vasquez T. Dragicevic. Dc microgrids—part i: A review of control strategies and stabilization techniques. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2015.
- [31] Yuan Yao e Nesimi Ertugrul. An overview of hierarchical control strategies for microgrids. *2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2019*, 11 2019. doi:10.1109/AUPEC48547.2019.211804.
- [32] R. A. Kaushik e N. M. Pindoriya. "a hybrid ac-dc microgrid: Opportunities key issues in implementation". 2014 International Conference on Green Computing Communication and Electrical Engineering, 2014.
- [33] Farzam Nejabatkhah e Yun Wei Li. Overview of power management strategies of hybrid ac/dc microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 30:7072–7089, 12 2015. doi:10.1109/TPEL.2014.2384999.
- [34] Frank L. Lewis Ali Davoudi e J. M. Guerrero Vahidreza Nasirian, Qobad Shafiee. Droop-free distributed control for ac microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2015.
- [35] Jian Yang Jifa Wu Mei Su e Josep M. Guerrero Hua Han, Xiaochao Hou. Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 7(1), 2016.
- [36] X. Lu e J. M. Guerrero Vahidreza Nasirian, T. Dragicevic. Distributed adaptive droop control for dc distribution systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, páginas 944–956, 2014.
- [37] Poh Chiang Loh, Ding Li, Yi Kang Chai, e Frede Blaabjerg. Autonomous operation of hybrid microgrid with ac and dc subgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28:2214–2223, 2013. doi:10.1109/TPEL.2012.2214792.
- [38] Ajay Gupta, Suryanarayana Doolla, e Kishore Chatterjee. Hybrid ac-dc microgrid: Systematic evaluation of control strategies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9:3830–3843, 7 2018. doi:10.1109/TSG.2017.2727344.
- [39] Qing Chang Zhong e George Weiss. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58:1259–1267, 4 2011. doi:10.1109/TIE.2010.2048839.
- [40] Nagaraju Pogaku, Milan Prodanović, e Timothy C. Green. Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22:613–625, 3 2007. doi:10.1109/TPEL.2006.890003.

- [41] Lidong Zhang, Lennart Harnefors, e Hans Peter Nee. Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25:809–820, 5 2010. doi:10.1109/TPWRS.2009.2032231.
- [42] Dr-Ing Hans-Peter Beck e Dipl-Ing Ralf Hesse. Virtual synchronous machine. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*. doi:10.1109/EPQU.2007.4424220.
- [43] Weiyi Zhang, Antoni Mir Cantarellas, Joan Rocabert, Alvaro Luna, e Pedro Rodriguez. Synchronous power controller with flexible droop characteristics for renewable power generation systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7:1572–1582, 10 2016. doi:10.1109/TSTE.2016.2565059.
- [44] Catalin Arghir e Florian Dörfler. The electronic realization of synchronous machines: Model matching, angle tracking, and energy shaping techniques. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 35:4398–4410, 4 2020. doi:10.1109/TPEL.2019.2939710.
- [45] M. A. Awal, Hui Yu, Hao Tu, Srdjan M. Lukic, e Iqbal Husain. Hierarchical control for virtual oscillator based grid-connected and islanded microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 35:988–1001, 1 2020. doi:10.1109/TPEL.2019.2912152.
- [46] M. J. Hossain, Hemanshu Roy Pota, M. Apel Mahmud, e Mohammad Aldeen. Robust control for power sharing in microgrids with low-inertia wind and pv generators. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6:1067–1077, 7 2015. doi:10.1109/TSTE.2014.2317801.
- [47] Seyed Sohail Madani, Christoph Kammer, e Alireza Karimi. Data-driven distributed combined primary and secondary control in microgrids. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 29:1340–1347, 5 2021. doi:10.1109/TCST.2019.2958285.
- [48] Linbin Huang, Huanhai Xin, Zhen Wang, Kuayu Wu, Haijiao Wang, Jiabing Hu, e Cencen Lu. A virtual synchronous control for voltage-source converters utilizing dynamics of dc-link capacitor to realize self-synchronization. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 5:1565–1577, 12 2017. doi:10.1109/JESTPE.2017.2740424.
- [49] Silvanus D'Silva, Mohammad Shadmand, Sertac Bayhan, e Haitham Abu-Rub. Towards grid of microgrids: Seamless transition between grid-connected and islanded modes of operation. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, 1:66–81, 2020. doi:10.1109/OJIES.2020.2988618.
- [50] K Rayudu, A Jaya Laxmi, P Soumya, R Pradeep, e Tilahun Kochito. Design of controller for transition of grid connected microgrid to island mode, 2021.
- [51] Marcus Evandro Teixeira Souza e Luiz Carlos Gomes Freitas. Grid-connected and seamless transition modes for microgrids: An overview of control methods, operation elements, and general requirements, 2022. doi:10.1109/ACCESS.2022.3206362.
- [52] Sara Yazdani, Mehdi Ferdowsi, e Pourya Shamsi. Internal model based smooth transition of a three-phase inverter between islanded and grid-connected modes. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 35:405–415, 3 2020. doi:10.1109/TEC.2019.2936479.
- [53] C. L. Moreira J. A. Peças Lopes C. Gouveia, J. Moreira. Coordinating storage and demand response for microgrid emergency operation. 12 2013. doi:10.1109/TSG.2013.2257895.

- [54] Asfand Yar Ali, Abdul Basit, Tanvir Ahmad, Affaq Qamar, e Javed Iqbal. Optimizing coordinated control of distributed energy storage system in microgrid to improve battery life. *Computers and Electrical Engineering*, 86, 9 2020. doi:10.1016/j.compeleceng.2020.106741.
- [55] M. H. Elkholy, Mahmoud Elymany, Hamid Metwally, M. A. Farahat, Tomonobu Senjyu, e Mohammed Elsayed Lotfy. Design and implementation of a real-time energy management system for an isolated microgrid: Experimental validation. *Applied Energy*, 327, 12 2022. doi:10.1016/j.apenergy.2022.120105.
- [56] José Gouveia, Carlos L. Moreira, e João A. Peças Lopes. Influence of load dynamics on converter-dominated isolated power systems. *Applied Sciences (Switzerland)*, 11:1–29, 3 2021. doi:10.3390/app11052341.