

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

JOÃO PEDRO MAGALHÃES FERNANDES

**DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DA MSV NUMA ESTRUTURA DE
CONTROLE UNIFICADA PARA CONTROLADORES EM CONVERSORES
FORMADORES DE REDE**

**Alegrete
2023**

JOÃO PEDRO MAGALHÃES FERNANDES

**DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DA MSV NUMA ESTRUTURA DE
CONTROLE UNIFICADA PARA CONTROLADORES EM CONVERSORES
FORMADORES DE REDE**

Projeto de Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso de Bacharelado em
Engenharia Elétrica como requisito parcial para
a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Orientador: Márcio Stefanello

**Alegrete
2023**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

M363d Magalhães Fernandes, João Pedro

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DA MSV NUMA ESTRUTURA DE CONTROLE UNIFICADA PARA CONTROLADORES EM CONVERSORES FORMADORES DE REDE / João Pedro Magalhães Fernandes.

55 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação)--
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA,
2023.

"Orientação: Márcio Stefanello".

1. Microrrede. 2. Máquina síncrona virtual. 3. Nova estrutura de controle. I. Título.

JOÃO PEDRO MAGALHÃES FERNANDES

**DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DA MSV NUMA ESTRUTURA DE
CONTROLE UNIFICADA PARA CONTROLADORES EM CONVERSORES
FORMADORES DE REDE**

Projeto de Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso de Bacharelado em
Engenharia Elétrica como requisito parcial para
a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Área de concentração: Eletrônica de Potência e
Controle

Dissertação defendida e aprovada em: 20 de janeiro de 2023.

Banca examinadora: Felipe Bovolini Grigoletto; Marcelo Durgante

Prof. Dr. Eng. Márcio Stefanello
Orientador
(UNIPAMPA)

Prof. Dr. Eng. Felipe Bovolini Grigoletto
(UNIPAMPA)

Prof. Me. Eng. Marcelo Hahn Durgante
(UNIPAMPA)



Assinado eletronicamente por **MARCIO STEFANELLO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/01/2023, às 15:39, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **FELIPE BOVOLINI GRIGOLETTO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/01/2023, às 15:53, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **MARCELO HAHN DURGANTE, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/01/2023, às 16:34, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1028527** e o código CRC **F34A5898**.

Universidade Federal do Pampa, Campus Alegrete
Av. Tiarajú, 810 – Bairro: Ibirapuitã – Alegrete – RS CEP: 97.546-550
Telefone: (55) 3422-8400

Dedico este trabalho aos meus queridos pais,
Eleneo e Rosane, os principais incentivadores e
a maior motivação nos meus estudos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por ter permitido que eu tivesse saúde e determinação para alcançar os meus objetivos durante todos os meus anos de estudo.

Aos meus pais, Eleneo e Rosane, que me incentivaram e fizeram de tudo para que eu tivesse as melhores condições ao longo da graduação, me deram amor em todos os momentos e compreenderam a minha ausência enquanto eu me dedicava aos trabalhos.

Aos professores e colaboradores da faculdade, pelos ensinamentos e conversas que permitiram e me incentivaram a dar o meu melhor durante o processo de formação profissional, em especial ao meu orientador, Prof. Márcio Stefanello, por todos os anos de pesquisa, dedicação e amizade.

Aos meus colegas de curso e futuros colegas de trabalho, com quem convivi durante os últimos anos, em especial ao Rhuan, Vinicius e Gabriel, que se tornaram amigos além da sala de aula, agradeço pelas experiências e incentivo de vocês.

A minha namorada, pelo apoio e compreensão.

A todos aqueles que contribuíram, de alguma forma, para a realização deste trabalho.

RESUMO

A tendência da crescente demanda por unidades de geração distribuída (GD), principalmente as renováveis, resulta num cenário que sinaliza uma mudança no sistema convencional totalmente baseado em unidades de geração centralizada de grande porte. Com isto, mais conversores eletrônicos de potência que realizam a interface entre as unidades de GD e a rede, passam a integrar o sistema elétrico principal, o que motiva diversos trabalhos no contexto de controle aplicado a conversores eletrônicos operando em microrredes (MR) de energia. Dentre as técnicas de controle existentes, o conceito da máquina síncrona virtual (MSV) é reconhecidamente uma abordagem adequada para lidar com o cenário atual e futuro, e têm ganhado importância devido ao seu comportamento dinâmico semelhante ao dos geradores síncronos reais. A MSV é uma forma de controlar os conversores através de malhas de controle de potência ativa e reativa, inserindo nos conversores propriedades, como inércia, que contribuem para a estabilidade do sistema elétrico. Nesse trabalho é desenvolvida uma nova estrutura de controle para conversores eletrônicos de potência, que permite a inclusão de diferentes controladores a partir da implementação das dinâmicas de tensão e frequência. A validação da estrutura é realizada aplicando os conceitos da MSV a partir da simulação para um sistema trifásico com rede elétrica e cargas, e de forma experimental na microrrede de energia em escala reduzida desenvolvida no laboratório de pesquisa LaPEC.

Palavras-chave: Microrrede. Máquina síncrona virtual. Nova estrutura de controle.

ABSTRACT

The trend of increasing demand by distributed generation (DG) units, especially the renewable ones, results in a scenario that points out to change in the conventional system based entirely on large centralized generation units. Due to this, more power electronic converters, start to integrate the main electrical system, which motivates several works in the context of control applied to electronic converters operating in microgrids (MG). Among the existing control techniques, the concept of the virtual synchronous machine (VSM) is recognized as a suitable approach to deal with the current and future scenario, and have gained importance due to its dynamic behavior similar to that of real synchronous generators. VSM is a way to control the converters through active and reactive power control loops, granting to the power converters properties such as inertia, which contributes to the stability of the electrical system. In this work, a new control structure for power electronic converters is proposed. It is a generic framework so that well known controllers like droop and VSM can be embedded to implement voltage and frequency dynamics. The validation of the structure is performed by applying the concepts of the VSM from the simulation for a three-phase system with grid and loads, and experimentally in the reduced scale microgrid developed in the research lab LaPEC.

Keywords: Microgrid. Virtual synchronous machine. New control structure.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – SISTEMA ELÉTRICO CONVENCIONAL E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	15
FIGURA 2 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UMA MR DE ENERGIA.....	18
FIGURA 3 - ARQUITETURA RADIAL DE MRS INTERCONECTADAS	19
FIGURA 4 - NÍVEIS DO CONTROLE HIERÁRQUICO EM MRS	20
FIGURA 5 - ARQUITETURA DE CS CENTRALIZADO.....	22
FIGURA 6 - ARQUITETURA DE CS DISTRIBUÍDO	23
FIGURA 7 - ARQUITETURA DE CS DESCENTRALIZADO.....	23
FIGURA 8 – CÁLCULO DA CORRENTE VIRTUAL	25
FIGURA 9 - CURVAS DE DECAIMENTO: POTÊNCIA ATIVA/FREQUÊNCIA E POTÊNCIA REATIVA/TENSÃO	28
FIGURA 10 - CIRCUITO DE POTÊNCIA DO SYNCHRONVERTER.....	32
FIGURA 11 - MALHA DE POTÊNCIA ATIVA	33
FIGURA 12 - MALHA DE POTÊNCIA REATIVA	33
FIGURA 13 - BANCADA EXPERIMENTAL COM DOIS CONVERSORES DE POTÊNCIA.....	37
FIGURA 14 - MICRORREDE EM ESCALA REDUZIDA DESENVOLVIDA NO LAPEC.....	38
FIGURA 15 - CIRCUITO DE POTÊNCIA NA SIMULAÇÃO	39
FIGURA 16 - CIRCUITO DE POTÊNCIA DO RED.....	39
FIGURA 17 - PROGRAMAÇÃO DO CONTROLADOR.....	41
FIGURA 18 - SEQUÊNCIA DE EVENTOS NA SIMULAÇÃO PARA OS DOIS CONVERSORES	43
FIGURA 19 - TENSÃO DA REDE E CONVERSOR 1 DURANTE A SINCRONIZAÇÃO.....	44
FIGURA 20 - TENSÃO DA REDE E CONVERSOR 2 DURANTE A SINCRONIZAÇÃO.....	44
FIGURA 21 – COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA NO CONVERSOR 1	45
FIGURA 22 - COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA NO CONVERSOR 2.	46
FIGURA 23 – COMPORTAMENTO DA POTÊNCIA ATIVA NO CONVERSOR 1.....	46
FIGURA 24 – COMPORTAMENTO DA POTÊNCIA REATIVA NO CONVERSOR 1.....	47
FIGURA 25 – COMPORTAMENTO DA POTÊNCIA ATIVA NO CONVERSOR 2.....	47
FIGURA 26 – COMPORTAMENTO DA POTÊNCIA REATIVA NO CONVERSOR 2.....	48
FIGURA 27 - CORRENTE NA SAÍDA DO CONVERSOR 1 DURANTE A SIMULAÇÃO.....	48
FIGURA 28 - CORRENTE NA SAÍDA DO CONVERSOR 2 DURANTE A SIMULAÇÃO.....	49
FIGURA 29 - TENSÃO DO RED 1 - OPERANDO EM <i>BLACK START</i>	50
FIGURA 30 - FREQUÊNCIA NO RED 1 – OPERANDO EM <i>BLACK START</i>	50
FIGURA 31 - TENSÃO DO RED 2 - OPERANDO EM <i>BLACK START</i>	51
FIGURA 32 - FREQUÊNCIA NO RED 2 – OPERANDO EM <i>BLACK START</i>	51

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - PARÂMETROS DO SISTEMA 1 UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO.....	42
TABELA 2 - PARÂMETROS DO SISTEMA 2 UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO.....	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BT	Baixa tensão
CP	Controle Primário
CS	Controle Secundário
CT	Controle Terciário
DNO	<i>Distributed Network Operator</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
GD	Geração Distribuída
IC	Infraestrutura de Comunicação
LaPEC	Laboratório de Processamento de Energia e Controle
MR	Microrrede
MSV	Máquina Síncrona Virtual
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
RED	Recurso Distribuído de Energia
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
VSM	<i>Virtual Synchronous Machine</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	15
3	MICRORREDES DE ENERGIA CA	16
3.1	ESTRUTURA DA MICRORREDE.....	17
3.2	MRS INTERCONECTADAS	18
3.3	CONTROLE HIERÁRQUICO	20
3.3.1	Controle Primário	20
3.3.2	Controle Secundário.....	21
3.3.3	Controle Terciário.....	23
3.4	SINCRONIZAÇÃO	24
3.5	CLASSIFICAÇÃO DE CONVERSORES EM MICRORREDES CA.....	26
4	CONTROLE POR CURVAS DECAIMENTO - DROOP	27
5	MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL - MSV	29
5.1	IMPLEMENTAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL	30
6	NOVA ESTRUTURA DE CONTROLE	34
6.1	EQUACIONAMENTO DA ESTRUTURA.....	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
6.2	MICRORREDE EM ESCALA REDUZIDA.....	37
6.3	SIMULAÇÃO DA ESTRUTURA DE CONTROLE	38
6.4	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	42
6.4.1	Operação em paralelo conectado na rede elétrica principal	43
6.4.2	Inicialização desconectado da rede elétrica – black start	49
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	52

1 INTRODUÇÃO

A integração de recursos energéticos distribuídos (RED) é uma realidade. As mudanças na estrutura da rede elétrica sinalizam uma transição da estrutura baseada na geração centralizada com grandes geradores síncronos, para um modelo distribuído, onde diferentes geradores distribuídos de energia renovável ou não, se conectam formando um sistema ramificado por meio de conversores eletrônicos de potência que realizam a interface entre as fontes e a rede. Grupos motor-gerador movidos à combustíveis fósseis, painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas são os REDs mais utilizados. As fontes renováveis fotovoltaica e eólica têm experimentado um rápido desenvolvimento tecnológico, o que contribuiu para sua proliferação em várias partes do mundo. O uso de REDs possui como outra vantagem o abastecimento de energia em locais remotos e áreas rurais. Outro aspecto importante é a estimativa de que 8% da população mundial não possui acesso à energia elétrica (ONU, 2022). De modo que, a integração de REDs, principalmente as renováveis, no sistema elétrico tem sido apoiada por governos em diversos países.

A integração de diferentes REDs é realizado por meio de microrredes (MRs) de energia. Uma microrrede é definida como uma parte da rede elétrica que inclui REDs, sistemas de armazenamento e cargas (OLIVARES et al., 2014). Um dos grandes desafios para a operação de MRs é realizar o controle dos conversores eletrônicos de modo estável e garantindo a operação adequada do sistema em termos de tensão e frequência, incluindo também a capacidade de processamento de referências recebidas dos controladores secundários e terciários.

Quando REDs renováveis são integrados no sistema elétrico convencional, a intermitência inerente da maioria das fontes primárias causa flutuações na energia disponível, mas que são compensadas pelos geradores síncronos convencionais, devido a energia acumulada na inércia presente no rotor. Entretanto, considerando a expansão da energia em REDs, é necessário que os conversores que processam esta energia sejam controlados adequadamente a fim de não comprometer a resiliência e a estabilidade do sistema elétrico de potência. Em virtude disso, há a necessidade de buscar soluções de controle para conversores em geração distribuída (GD). Uma possibilidade é controlar os conversores de maneira que eles tenham um comportamento dinâmico similar ao de uma máquina síncrona real. Essa abordagem deu origem ao conceito da máquina síncrona virtual (BECK; HESSE, 2007). Uma das máquinas virtuais mais difundidas é denominado Synchronverter e será descrita brevemente neste

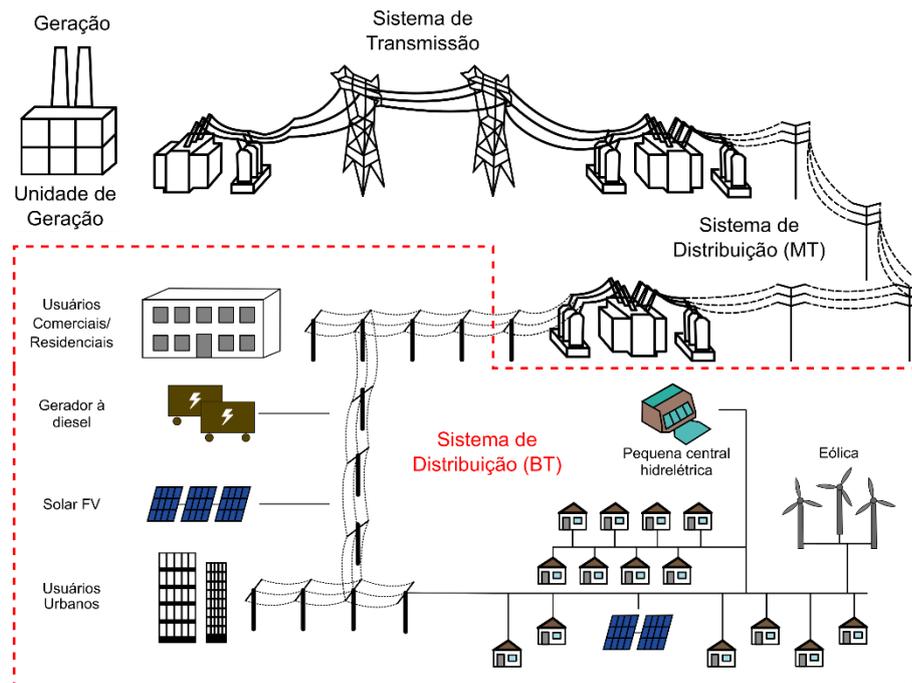
trabalho. A MSV é uma técnica pra realizar o controle de conversores de potência, emulando dinâmicas presentes nas máquinas síncronas reais, como inércia, amortecimento e a capacidade de sincronização com a rede (ZHONG; WEISS, 2011).

O presente trabalho propõe uma nova estrutura de controle unificada para controladores em conversores de potência, permitindo a inclusão de diferentes dinâmicas de tensão e frequência utilizando uma solução recursiva para calcular as ações de controle para realizar o acionamento do conversor. O principal objetivo é obter uma estrutura de controle genérica, no sentido de permitir a inclusão de diferentes técnicas de controle. Particularmente, neste trabalho será abordada a MSV. O trabalho é organizado da seguinte forma: nos capítulos 2 e 3 são apresentados os conceitos de geração distribuída e microrredes de energia bem como seus componentes, propriedades e estrutura de controle; no capítulo 4 e 5 são realizadas breves análises sobre o controle por curvas de decaimento, o *droop control* (CHANDORKAR; DIVAN; ADAPA, 1993), da MSV e o controlador Synchronverter; no capítulo 6 é desenvolvida a estrutura de controle, descrito o equacionamento e os resultados de simulação obtidos para embasar o trabalho; o capítulo 7 conclui o trabalho.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O sistema de potência foi concebido originalmente com base em grandes unidades geradoras que se conectam ao sistema de transmissão. As unidades tradicionais utilizam máquinas síncronas de grande porte para converter a energia mecânica em elétrica. A energia é então transmitida em alta tensão e distribuída para as cargas elétricas em média ou em baixa tensão (BT). Entretanto, existe a tendência da crescente implementação de fontes de geração distribuída, como turbinas eólicas, usinas fotovoltaicas, pequenas hidrelétricas, dentre outras fontes, devido à crescente demanda atual por energia elétrica e preocupação com fatores ambientais, como a redução da emissão de gases.

Figura 1 – Sistema elétrico convencional e geração distribuída



Fonte: Autor

A Figura 1 apresenta o sistema convencional baseado na geração centralizada, transmissão e distribuição ao consumidor final. Além disso, destaca a ampliação do sistema de distribuição a partir do uso de fontes alternativas de geração que geralmente estão conectadas próximos as cargas.

3 MICRORREDES DE ENERGIA CA

A disseminação do uso de REDs pode propiciar a melhoria no nível de confiabilidade do sistema elétrico, porém surgem desafios relacionados ao controle e gerenciamento provenientes da integração de diferentes fontes de geração na rede elétrica principal. O processamento de energia de um RED é realizado por meio de conversores eletrônicos de potência e a integração de diferentes REDs é realizado através de microrredes de energia. Com isso, um grande sistema de potência pode ser formado a partir da incorporação de unidades de RED e cargas locais através das MRs.

Existem diversas definições estabelecidas por diferentes instituições pelo mundo que descrevem uma MR. De acordo com a definição da Norma IEEE 2030.8-2018, uma MR é um grupo de cargas interconectadas e recursos distribuídos de energia com limites elétricos claramente definidos que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede, podendo operar conectada ou desconectada da rede para permitir que opere nos modos conectado ou ilhado.

Embora existam outras definições com pequenas diferenças pontuais, basicamente uma MR pode ser vista como um sistema de distribuição de BT podendo ser estabelecida em área urbana, como em um bairro, na área rural ou então em uma planta industrial, onde recursos distribuídos de energia são integrados em conjunto, como dispositivos de armazenamento e cargas controláveis, contando com sistema de gestão e controle da microrrede. Esta mudança de paradigmas permite ao usuário final não apenas consumir energia, mas também ser parte do sistema elétrico (GUERRERO et al., 2011).

Microrredes são consideradas uma opção promissora para integrar recursos distribuídos de energia ao sistema elétrico em larga escala. Uma das características, é a capacidade de operação tanto conectada à rede de distribuição principal quanto de forma isolada, ou seja, desconectada da rede. A operação da MR isolada da rede ocorre em situações de emergência, como interrupção do abastecimento, e requer estratégias de controle específicas para manter tensão e frequência dentro dos limites estabelecidos.

Considerando os dois modos de operação, quando a MR está conectada à rede sua função é injetar potência ativa e reativa sintetizando referências recebidas do controlador. Já no modo de operação ilhada, o objetivo é garantir que seja possível suprir a demanda com tensão e frequências estáveis, mantendo o compartilhamento de potência entre as diferentes unidades de geração.

Um dos maiores desafios para a operação de MRs é realizar o controle dos conversores eletrônicos de modo estável garantindo a operação adequada do sistema em termos de tensão e frequência, incluindo também a capacidade de processamento de referências de potências ativa e reativa com base em referências recebidas de controladores secundários e terciários. Uma MR possui uma estrutura de controle hierárquica onde cada nível possui diferentes objetivos. Técnicas de controle avançadas são necessárias em todos os níveis.

O uso de microrredes possui benefícios do ponto de vista técnico e econômico. A redução da distância física e elétrica, presente no sistema de potência tradicional, pode contribuir com a melhoria do perfil da tensão e redução de perdas ao longo da transmissão. Outra vantagem é o abastecimento em locais remotos e áreas rurais, onde muitas vezes a infraestrutura é precária ou inexistente.

3.1 ESTRUTURA DA MICRORREDE

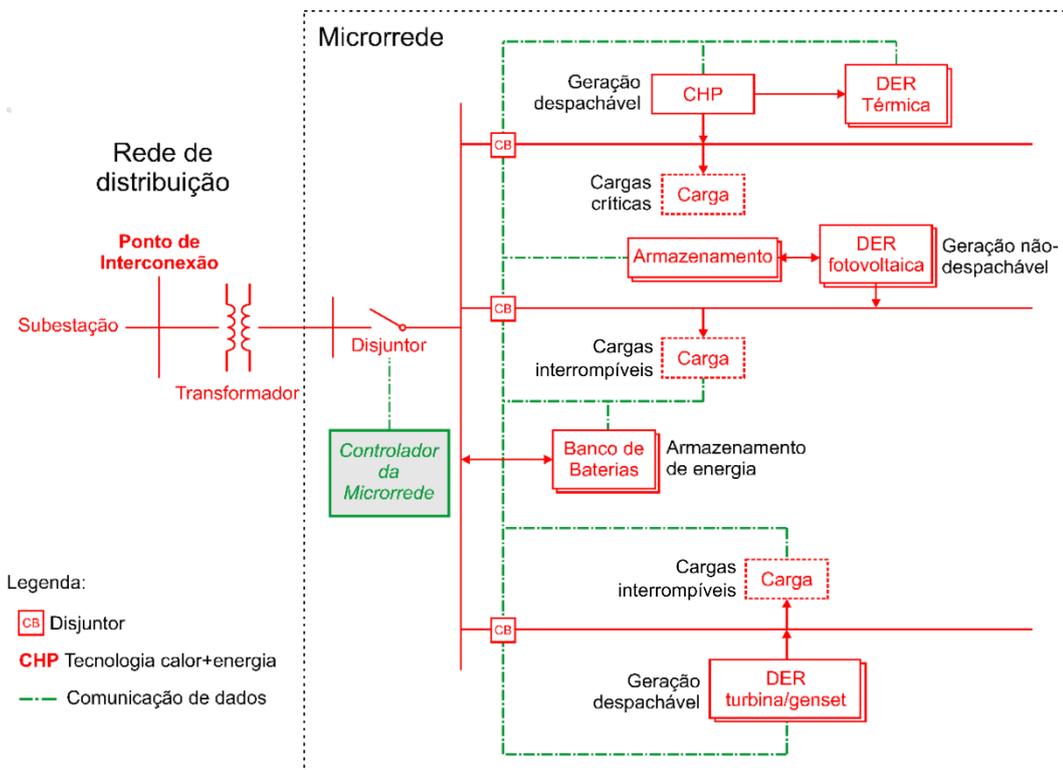
As MRs de energia são sistemas concebidos da integração de recursos distribuídos de energia, que permite que as fontes de geração alternativas que compõem a MR sejam conectadas e desconectadas da rede principal. A Figura 2 apresenta um exemplo que integra diferentes fontes de geração (como térmica, solar fotovoltaica e turbinas geradoras), sistema de armazenamento, cargas (críticas e interrompíveis) e infraestrutura de comunicação de dados. Alguns elementos são descritos a seguir:

Geradores distribuídos. Microrredes cumprem um papel facilitador para integração de diferentes tipos de geradores distribuídos, o que permite a utilização de recursos como vento, sol, biomassa, etc. A interface entre as fontes de geração e as MRs é realizada, geralmente, através de conversores eletrônicos de potência operando como fonte de tensão ou VSI (do inglês *Voltage Source Inverter*).

Cargas. As MRs podem fornecer energia elétrica a diferentes tipos de cargas, como residências, indústrias, etc. Em uma MR, o gerenciamento de carga se torna uma função crítica, pois os recursos de geração são menores para suprir a demanda em caso de operação ilhada. Uma classificação hierárquica de cargas gerenciadas deve ser feita para garantir a flexibilidade do sistema e a qualidade de energia para manter cargas específicas e serviços em operação (MORAN, 2016).

Sistema de armazenamento. A integração do sistema de armazenamento pode aumentar a confiabilidade do sistema e diminuir as perdas. O armazenamento permite a integração em larga escala de fontes de energia renováveis intermitentes (ZAMORA; SRIVASTAVA, 2010). Fontes renováveis, como solar e eólica, passam a ter comportamento similar a unidades de fontes despacháveis quando operam juntamente com um sistema de armazenamento de energia.

Figura 2 - Diagrama esquemático de uma MR de energia



Fonte: Adaptado de IEEE Std 2030.8-2018

3.2 MRS INTERCONECTADAS

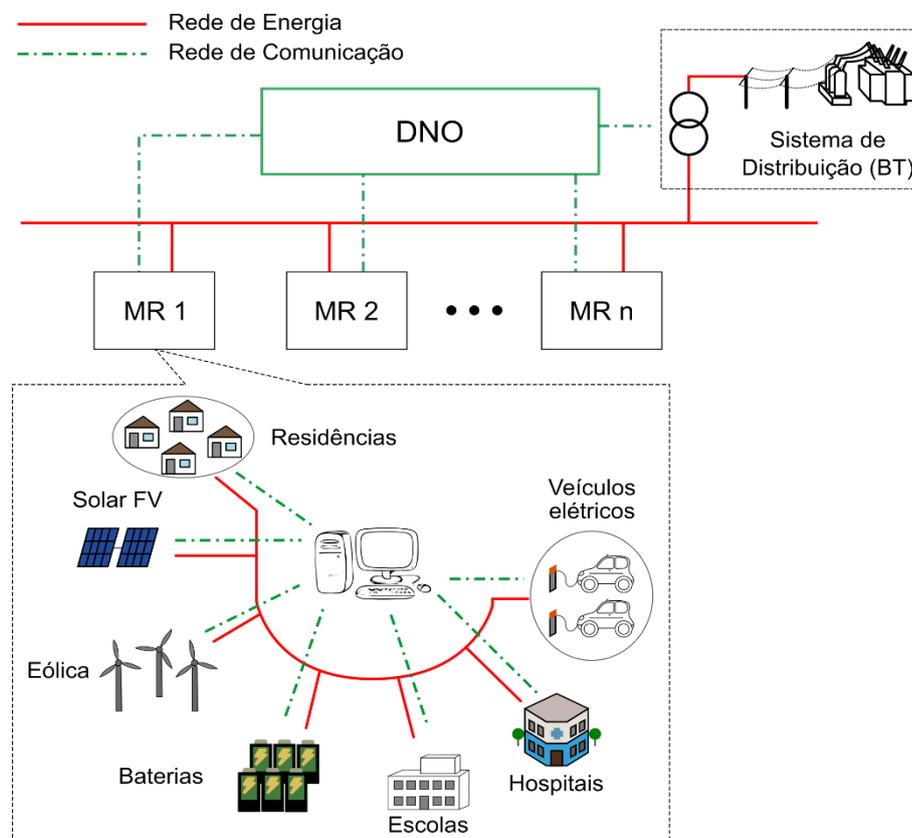
As MRs podem operar interconectadas entre si, formando conjuntos de MRs que operam conectadas na rede ou que operaram no modo ilhado. MRs interconectadas podem realizar o compartilhamento de energia através da rede elétrica. Como são MRs fisicamente próximas, resulta em baixas perdas em função dos níveis de BT (ZOU et al., 2019). A supervisão do fluxo de energia e operação do mercado são realizados pelo DNO (do inglês *Distributed Network Operator*).

O sistema de gerenciamento de energia (do inglês *energy management system* - EMS) da microrrede é implementado no nível terciário da hierarquia de controle, que será apresentada na sequência, com o intuito de manter a operação de forma estável e resiliente. Aspectos como geração de energia, demanda de carga e informações de mercado são utilizadas pelo EMS para atingir o gerenciamento ideal dos REDs dentro da MR.

No caso de MRs interconectadas, o EMS é importante para a operação nos modos conectado e ilhado. Também é função do EMS atribuir referências de geração a cada MR e RED, realizar o gerenciamento das cargas controláveis e o controle da produção, compartilhamento e excedente de energia.

Em (ZOU et al., 2019) são apresentadas algumas topologias de MRs interconectadas, como a arquitetura radial, apresentada na Figura 3. Nesta topologia, cada MR se conecta diretamente à rede principal através de um único barramento, realizando a troca de energia apenas através dele. O sistema pode ser composto por inúmeras MRs e as informações recebidas podem ser apenas do DNO ou do sistema de gerenciamento de energia, não existindo comunicação de dados entre as MRs.

Figura 3 - Arquitetura radial de MRs interconectadas



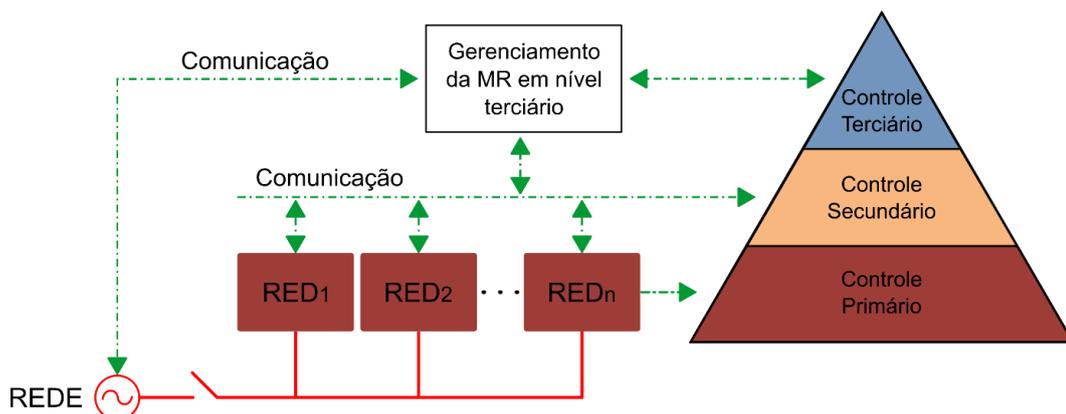
Fonte: Adaptado de (ZOU et al., 2019).

3.3 CONTROLE HIERÁRQUICO

O sistema de controle de uma MR precisa garantir algumas funções específicas no seu funcionamento, como: qualidade de energia, conexão e desconexão com a rede elétrica, compartilhamento de carga entre os geradores distribuídos, etc.

A Norma ISA-95 é um padrão internacional para o desenvolvimento de interfaces automatizadas entre sistemas corporativos e de controle, podendo ser aplicada em todas as indústrias e tipos de processos. Nesse sentido, a norma ISA-95 é adaptada ao controle de MRs através de um esquema de controle hierárquico organizado em três camadas, apresentada na Figura 4: primário, secundário e terciário (GUERRERO et al., 2011).

Figura 4 - Níveis do controle hierárquico em MRs



Fonte: Adaptado de (SERBAN et al., 2020).

3.3.1 Controle Primário

O nível de controle primário (CP), também conhecido como controle local, é a primeira camada no controle hierárquico. Apresentando a resposta mais rápida, esse nível opera no intervalo de milissegundos. O controle primário reage aos transitórios do sistema e do RED para responder a qualquer desvio instantâneo na frequência e tensão do sistema. Utiliza exclusivamente medições locais e geralmente é adotada uma abordagem sem infraestrutura de comunicação (IC) devido aos requisitos de tempo crítico.

Uma solução empregada no passado, principalmente no paralelismo de unidades inversoras, baseada no método mestre-escravo juntamente com uma rede de comunicação de alta velocidade, atingia um desempenho excelente no compartilhamento de energia com um algoritmo de controle simples. A mudança da arquitetura mestre-escravo para MRs complexas é limitada pelos requisitos de alta largura de banda das redes de comunicação. Em MRs complexas onde podem existir vários nós, não é possível garantir que a latência seja na faixa de milissegundos, o que compromete a manutenção da estabilidade do sistema (SERBAN et al., 2020).

Para este propósito, as técnicas de controle mais utilizadas são: *Droop* e máquinas síncronas virtuais. A desvantagem é que estes mecanismos não possuem capacidade de restaurar os parâmetros da rede de tensão e frequência (SERBAN et al., 2020). Para isso, o Controle Secundário é utilizado.

3.3.2 Controle Secundário

O nível de controle secundário (CS), é a segunda camada no controle hierárquico. A implementação de infraestrutura de comunicação em MRs permite o uso de diferentes arquiteturas de controle na camada secundária. A importância da aplicação do CS é motivada pela necessidade de corrigir os desvios de frequência e tensão alterando as referências para as malhas do CP, aumentar a resiliência da MR e lidar com a intermitência das unidades de geração distribuídas. O controle secundário é também responsável por controlar a chave que permite a MR transitar entre o modo ilhado e conectado, além disso, o método de sincronização com a rede principal pode ser implementado neste nível.

É importante destacar que a operação do CS ocorre em um período de tempo mais lento em comparação ao CP. O objetivo é desacoplar os controladores, reduzir a largura de banda de comunicação utilizado as medições das variáveis da microrrede e permitir que o tempo seja suficiente para realização de cálculos complexos (OLIVARES et al., 2014).

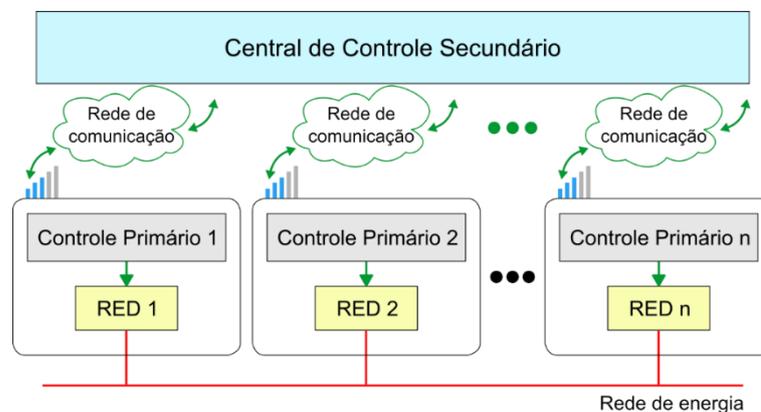
A estrutura do CS é classificada em três principais topologias: Centralizado, Distribuído e Descentralizado.

Centralizado. A restauração de frequência e tensão e a coordenação dos recursos distribuídos de energia no CS centralizado é realizada através de uma central de controle, que recebe os dados dos REDs e envia os sinais de controle utilizando uma infraestrutura de

comunicação de alta taxa de dados. A comunicação ocorre apenas entre um RED e a central de controle, não havendo troca de informação entre um RED e outro, conforme a Figura 5.

As principais características do CS centralizado é gerenciamento de potência ativa e reativa, controle da tensão e restauração da frequência. No entanto, a desvantagem desta estrutura é que, na ocorrência de qualquer falha, seja no sistema de comunicação ou no controlador central, a estabilidade geral e o desempenho da MR são comprometidos (KHAYAT et al., 2020). Para lidar com esta situação, controles secundários distribuídos podem ser implementados.

Figura 5 - Arquitetura de CS centralizado

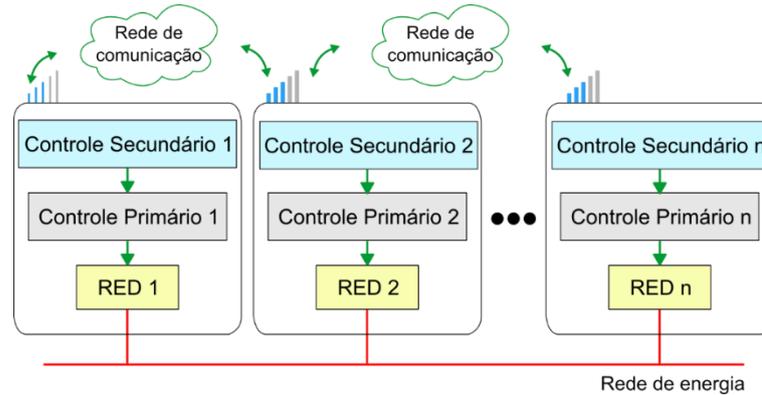


Fonte: Adaptado de (KHAYAT et al., 2020)

Distribuído. Assim como no controle secundário centralizado, a arquitetura distribuída também necessita de uma infraestrutura de comunicação. Esta arquitetura requer que os dados sejam enviados entre os recursos distribuídos de energia sem a implementação de um controlador central (SERBAN et al., 2020), conforme a Figura 6.

O controle secundário distribuído é uma abordagem promissora porque permite que vários REDs operem juntos a fim de cumprir um conjunto de objetivos, aumentando a segurança da microrrede em termos de desempenho, estabilidade e escalabilidade (KHAYAT et al., 2020).

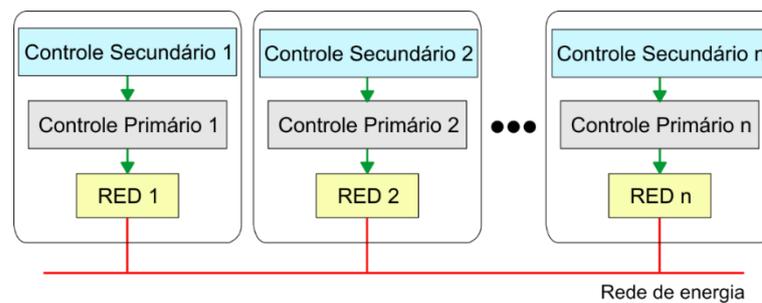
Figura 6 - Arquitetura de CS distribuído



Fonte: Adaptado de (KHAYAT et al., 2020)

Descentralizado. Na estrutura descentralizada, diferentemente dos aspectos dos controles centralizado e distribuído, não existe uma IC, nem troca de informações entre os REDs. Desta forma, o processo de restauração de tensão e frequência é realizado por controladores secundários que operam localmente em cada gerador distribuído, sem o compartilhamento de dados, conforme a Figura 7. Existem importantes vantagens em CS sem comunicação, entretanto, surgem problemas no uso deste método como *clock-drift* (SERBAN et al., 2020).

Figura 7 - Arquitetura de CS descentralizado



Fonte: Adaptado de (KHAYAT et al., 2020)

3.3.3 Controle Terciário

O controle terciário (CT) é a camada mais alta no controle hierárquico. Em geral, o sistema de gerenciamento de energia é implementado neste nível, que envolve tarefas não

críticas para a operação da MR como a otimização do fluxo de energia. As principais funções são:

MR conectada na rede. O nível terciário realiza o gerenciamento do fluxo de energia entre a microrrede e a rede principal, a partir das referências de potência recebidas do DNO. Para isso, é necessária a implementação de um canal de comunicação entre EMS e DNO da rede elétrica (SERBAN et al., 2020).

MRs interconectadas. A camada de comunicação estabelecida no CT é responsável pela operação coordenada de múltiplas microrredes vizinhas que trocam informações entre si no sistema (SERBAN et al., 2020).

Esse nível de controle normalmente opera em um período de tempo mais lento em relação aos demais níveis de controle.

3.4 SINCRONIZAÇÃO

As microrredes de energia permitem a integração de diversos REDs, como fontes renováveis de geração, tecnologias de armazenamento e cargas controláveis, podendo operar de forma conectada na rede principal ou no modo ilhado. Neste sentido, um dos maiores desafios na área de MRs são os métodos implementados para garantir uma sincronização adequada da MR com a rede. A transição automática deve ser de forma suave, garantindo a estabilidade durante e após a mudança no modo de operação da MR, seja no modo conectado ou ilhado. Além disso, à medida que o número de conversores eletrônicos conectados aumenta, torna-se uma tarefa mais desafiadora lidar com a transição no sistema (SERBAN et al., 2020).

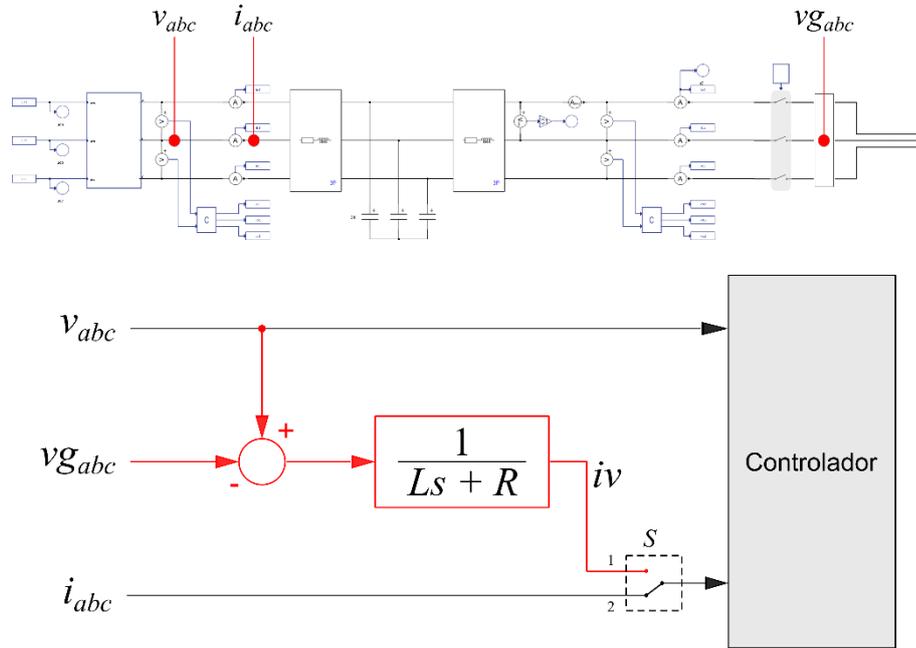
Em (LIDULA; RAJAPAKSE, 2014) são apresentados os três principais métodos de sincronização: *active*, *passive* e *open-transition*.

No método de sincronização ativo, por exemplo, é necessário a implementação de um controlador central e uma infraestrutura de comunicação, para que sejam comparados os parâmetros da microrrede com a rede principal (tensão, frequência e ângulo de fase). Em geral, esses mecanismos necessários pelo método ativo de sincronização estão contidos nos níveis secundário e terciário (LIDULA; RAJAPAKSE, 2014).

Em (ZHONG; MING; ZENG, 2016), uma técnica é apresentada para sincronização e conexão de conversores eletrônicos sintetiza uma corrente virtual através de um filtro virtual, cuja entrada é a diferença entre a tensão sintetizada pelo conversor e a tensão da rede elétrica.

Assim, com referências de potência ativa e reativa no controlador reguladas à zero, garante-se a sincronização automática da tensão do conversor com a rede, tanto em termos de amplitude quanto de ângulo.

Figura 8 – Cálculo da corrente virtual



Fonte: Adaptado de (ZHONG; MING; ZENG, 2016).

Na Figura 8, v_{abc} e i_{abc} são os parâmetros de tensão e corrente, respectivamente, obtidos nos medidores instalados na saída do conversor, conforme será visto na simulação. O parâmetro vg_{abc} é obtido na tensão da rede no medidor logo após o disjuntivo de conexão do RED. Na Figura 8, quando a chave S está na posição 1, o controlador recebe na entrada a corrente virtual da saída do filtro, e quando a chave está na posição 2, a unidade de controle recebe a corrente real do sistema medida na saída do inversor utilizando-a para calcular os valores de potência ativa P e reativa Q sintetizadas pelo conversor. É normal observar em simulações, altos valores de potências antes da sincronização, isso se deve ao fato de que a diferença de tensão inicialmente é máxima e consequentemente a corrente virtual também, resultando nestes valores que são meramente cálculos matemáticos e não representam a potência entregue pelo conversor. A potência estabelecida pelo conversor e injetada na rede ocorre somente após a conexão, que está destacada nos gráficos de tensão, frequência e potência na seção de resultados.

$$i_v = \frac{v - v_g}{Ls + R} \quad (1)$$

Na equação (1) os parâmetros do indutor L e do resistor R são inseridos como valores menores em relação ao filtro de saída do conversor, acelerando o processo de sincronização.

3.5 CLASSIFICAÇÃO DE CONVERSORES EM MICRORREDES CA

Em geral, a implementação de unidades de geração distribuída utiliza conversores do tipo fonte de tensão ou VSI. Em (ROCABERT et al., 2012) os conversores eletrônicos em microrredes são classificados de acordo com sua operação da seguinte forma:

Formador de rede. O conversor formador de rede é controlado para operar como uma fonte de tensão ideal com amplitude e frequência determinadas e baixa impedância de saída. Pode operarilhado ou então em paralelo com outros conversores formadores de rede, necessitando um sistema de sincronização preciso. Em geral, esse tipo de conversor opera no modoilhado (ROCABERT et al., 2012).

Seguidor de Rede. O conversor seguidor de rede é controlado para operar como uma fonte de corrente ideal com alta impedância em paralelo na saída. A maioria dos sistemas de geração distribuída possuem conversores seguidores de rede operando em paralelo fornecendo energia no modo conectado. Esses conversores auxiliam no controle da tensão e frequência da microrrede a partir da síntese de referências de potência ativa e reativa. Esse tipo de conversor não pode operar no modoilhado, ou seja, necessitam estar conectados ao sistema composto por conversores formadores de rede ou de suporte à rede, com os parâmetros de amplitude de tensão e frequência definidos (ROCABERT et al., 2012).

Suporte à Rede. O conversor de suporte à rede é controlado para operar de dois modos diferentes, como uma fonte de corrente com impedância em paralelo, ou como fonte de tensão com impedância em série. No primeiro caso (como fonte de corrente), é necessário um formador de rede operando em conjunto, ou seja, este tipo de conversor não pode operarilhado. No segundo caso (como fonte de tensão), é possível operar em ambos os modos,ilhado ou conectado. O principal objetivo desse conversor é auxiliar na regulação da amplitude da tensão e frequência a partir do controle da potência ativa e reativa (ROCABERT et al., 2012).

4 CONTROLE POR CURVAS DECAIMENTO - DROOP

Em um sistema típico de potência, as grandes distâncias envolvidas tornam quase impraticáveis o uso de infraestrutura de comunicação entre unidades. A infraestrutura é importante para uma melhor performance dos controladores, contudo não é um requisito essencial para a operação do sistema. Conforme visto, os sistemas independentes sem IC são denominados descentralizados, não existindo troca de informação entre os conversores em paralelo.

O sistema elétrico de potência convencional faz uso de geradores de grande porte, a técnica de controle por curvas de decaimento é usualmente utilizada para o controle em sistemas girantes (máquinas síncronas), com base nisto, técnicas distintas foram propostas buscando emular nos conversores de potência características dos arranjos síncronos.

As malhas de controle desta técnica relacionam: a potência ativa com a frequência por meio da malha Pxf permitindo que os conversores regulem a potência ativa e operem de forma segura compartilhando carga sem a necessidade de IC; e, de forma similar, a potência reativa com a tensão por meio da malha Qxv para minimizar a corrente de circulação entre os conversores quando a impedância entre eles e a carga comum for diferente (CHANDORKAR; DIVAN; ADAPA, 1993).

O controle por curvas de decaimento é uma técnica bastante disseminada, e é fato que desde a proposta inicial, surgiram inúmeras contribuições de forma a aprimorar e corrigir as desvantagens presentes no início da proposta.

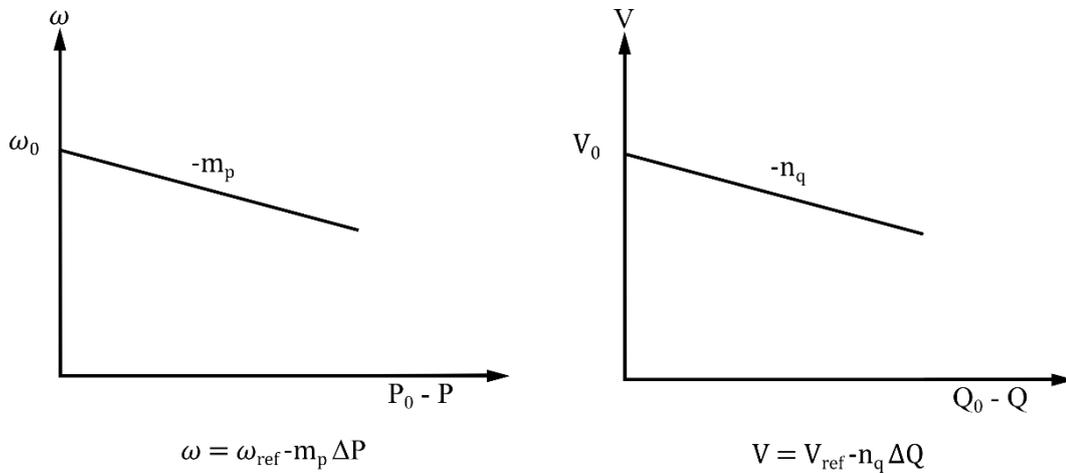
Uma maneira simplificada de fazer a implementação e uso das curvas de decaimento para o controle de conversores operando em paralelo dentro de uma microrrede de energia é utilizar as equações propostas em (PLANAS et al., 2013) para calcular os valores de referência da velocidade angular ω e a amplitude da tensão v .

$$\omega = \omega_0 - m_p(P_0 - P) \quad (2)$$

$$V = V_0 - n_q(Q_0 - Q) \quad (3)$$

onde m_p é a constante de decaimento da frequência obtida pela razão entre a variação de frequência e a variação da potência ativa, ao mesmo tempo que a constante n_q é a constante de decaimento da tensão obtida pela razão entre a variação de tensão e variação de potência reativa.

Figura 9 - Curvas de decaimento: Potência ativa/Frequência e Potência reativa/Tensão



Fonte: Autor

Em arquiteturas de rede caracterizadas como MRs onde há o compartilhamento de carga entre geradores, cada unidade irá prover uma parcela da potência aparente demandada pela carga:

$$S_{\text{total}} = S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_i \quad (4)$$

onde S_{total} é a potência aparente total demandada pelas cargas e i é o número de conversores gerando sua respectiva parcela de potência S .

5 MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL - MSV

No sistema convencional de geração é predominante o uso de máquinas síncronas, onde a inércia da máquina associada à massa do rotor, um parâmetro intrínseco dos geradores, desempenha uma importante função na estabilidade e amortecimento do sistema. O aumento crescente na penetração de fontes de GD, principalmente solar e eólica, resulta em sistemas com menor inércia e amortecimento, podendo comprometer a estabilidade da rede.

Uma alternativa possível para suprir inércia ao sistema é utilizando o conceito conhecido como máquina síncrona virtual ou gerador síncrono virtual. Na MSV é possível controlar os conversores eletrônicos de forma que o comportamento dinâmico seja similar ao gerador síncrono convencional.

O conceito da MSV foi proposto por (BECK; HESSE, 2007). Basicamente, a ideia é controlar os conversores eletrônicos de potência utilizando as propriedades estáticas e dinâmicas tradicionais presentes nas máquinas síncronas, atribuindo características de inércia e amortecimento aos conversores. A inércia na MSV é um parâmetro virtual, advém da modelagem matemática em tempo real realizada pelo sistema de controle e da própria tensão de alimentação do inversor, geralmente a partir de fontes renováveis, como solar e eólico. Para realização da MSV, são necessárias medições da tensão no ponto de conexão com a rede e cálculo das correntes da máquina para obter as referências para o sistema de controle.

Após o conceito de emulação apresentado por Beck e Hesse (2007), surgiram diversas outras abordagens visando a implementação de MSVs propostas por vários autores. Uma das máquinas virtuais mais difundidas é o controlador denominado Synchronverter, apresentado em (ZHONG; WEISS, 2011).

Segundo Zhong e Weiss (2011), a implementação da MSV é composta pela parte de potência, que contém o filtro de conexão, entre outros componentes utilizados na conversão de potência, e a parte eletrônica que contém os sensores de medição, realiza o controle do chaveamento no circuito de potência e atua na aquisição de dados de tensão e corrente.

5.1 IMPLEMENTAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL

O Synchronverter consiste em operar um inversor trifásico de forma a imitar o comportamento de um gerador síncrono. A modelagem é realizada a partir da estrutura do rotor do gerador síncrono trifásico gerando as equações de fluxo para a parte elétrica, e através da Equação da Oscilação para a parte mecânica.

A parte elétrica é representada pelas equações de fluxo que atuam nos eixos do rotor da máquina. A indutância mútua M entre a bobina de campo e cada eixo do estator varia de acordo com o ângulo θ do rotor dado por (5):

$$\begin{aligned} M_{af} &= M_f \cos \theta \\ M_{bf} &= M_f \cos(\theta - 2\pi/3) \\ M_{cf} &= M_f \cos(\theta - 4\pi/3) \end{aligned} \quad (5)$$

O fluxo nos enrolamentos é dado por (6):

$$\begin{aligned} \Phi_a &= Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f \\ \Phi_b &= -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{bf}i_f \\ \Phi_c &= -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{cf}i_f \\ \Phi_f &= M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_fi_f \end{aligned} \quad (6)$$

onde as correntes de fase do estator são i_a , i_b e i_c e a corrente de excitação no rotor é i_f . Assumindo a ausência da linha de neutro, é obtido em (7) que:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (7)$$

O fluxo do estator e o fluxo de campo podem ser reescritos de acordo com as expressões (8) e (9):

$$\Phi = L_s i + M_f i_f \widetilde{\cos \theta} \quad (8)$$

$$\Phi_f = L_f i_f + M_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle \quad (9)$$

onde $L_s = L + M$ e $\langle i, \widetilde{\cos} \theta \rangle$ representa o produto vetorial. Assumindo que a resistência nos enrolamentos é R_s , então a tensão nos terminais $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ pode ser obtido em:

$$v = -R_s i - \frac{d\Phi}{dt} = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + e \quad (10)$$

onde $e = [e_a \ e_b \ e_c]^T$, é a tensão eletromotriz induzida, dado por (11):

$$e = M_f i_f \dot{\theta} \widetilde{\sin} \theta - M_f \frac{di_f}{dt} \widetilde{\cos} \theta \quad (11)$$

Considerando a corrente i_f constante no Synchronverter, a tensão eletromotriz pode ser reescrita como:

$$e = M_f i_f \dot{\theta} \widetilde{\sin} \theta \quad (12)$$

No Synchronverter é utilizada a Equação da Oscilação na parte mecânica, dada por (13):

$$J\ddot{\theta} = T_m - T_e - D_p \dot{\theta} \quad (13)$$

onde J é a inércia das partes girantes da máquina, T_m é o torque mecânico, T_e é o torque eletromagnético e D_p é o fator de amortecimento. T_e pode ser a partir da energia E armazenada no campo magnético da máquina, é dado por (14):

$$E = \frac{1}{2} \langle i, L_s i \rangle + M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos} \theta \rangle + \frac{1}{2} L_f i_f^2 \quad (14)$$

A partir da definição do torque elétrico $T_e = \frac{\partial E}{\partial \theta}$ obtém-se a equação (15):

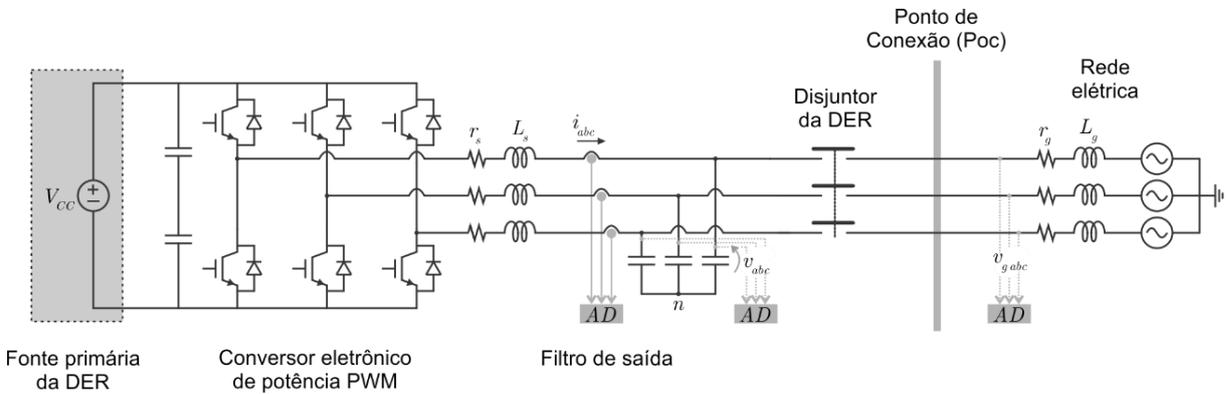
$$T_e = M_f i_f \langle i, \widetilde{\sin} \theta \rangle \quad (15)$$

No Synchronverter, a potência ativa P e a potência reativa Q são obtidas da seguinte forma em (16) e (17):

$$P = \dot{\theta} M_f i_f \langle i, \overline{\text{sen}} \theta \rangle \quad (16)$$

$$Q = -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \overline{\text{cos}} \theta \rangle \quad (17)$$

Figura 10 - Circuito de potência do Synchronverter

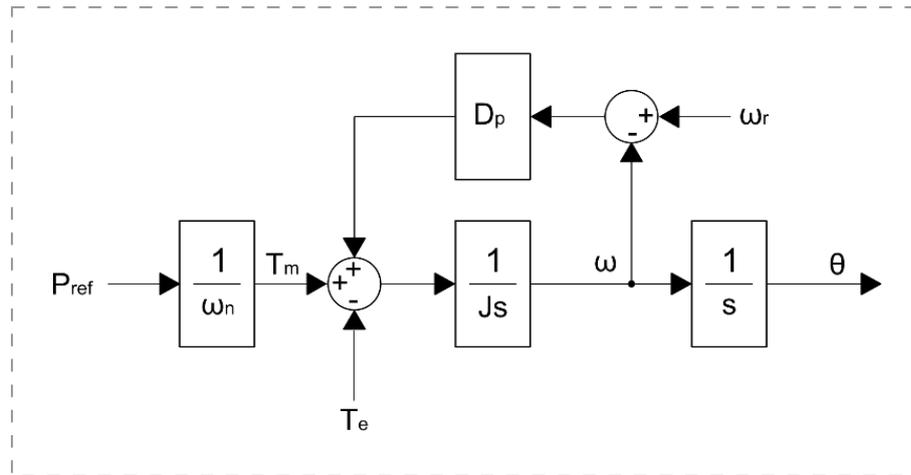


Fonte: Adaptado de (ZHONG; WEISS, 2011)

Na Figura 10 é apresentado o esquema de potência do Synchronverter, consiste em um conversor CC/CA trifásico contendo três braços (modulados utilizando técnicas PWM) e filtro com indutor e capacitor (filtro LC). Deve ser incluída a impedância da rede através de indutor e um resistor em série no lado da rede. A chave principal permite a conexão com a rede elétrica. A conexão do circuito de controle e circuito de potência é dada através dos sinais de tensão $e = [e_a \ e_b \ e_c]^T$ e corrente $i = [i_a \ i_b \ i_c]^T$. É importante ressaltar o uso de elementos armazenadores de energia junto ao barramento CC, que representa a alimentação do conversor, fornecendo a potência demandada e a inércia da parte rotativa imaginária.

O sistema de controle do Synchronverter consiste em duas malhas. A malha de potência ativa apresentada na Figura 11, responsável pelo controle da frequência e emulação da inércia.

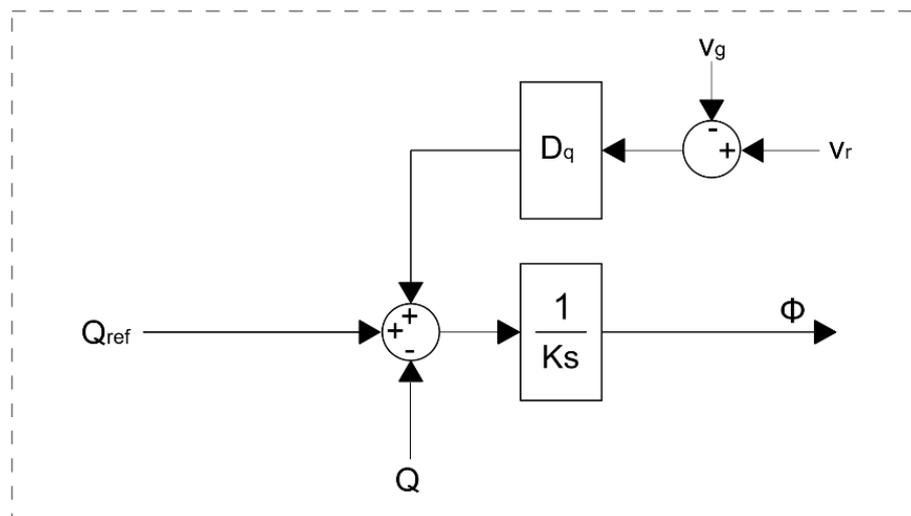
Figura 11 - Malha de potência ativa



Fonte: Adaptado de (ZHONG; WEISS, 2011)

E a malha de potência reativa apresentada na Figura 12, responsável pelo controle do fluxo e geração da amplitude da tensão na máquina.

Figura 12 - Malha de potência reativa



Fonte: Adaptado de (ZHONG; WEISS, 2011)

6 NOVA ESTRUTURA DE CONTROLE

O sistema projetado consiste numa estrutura de controle que permite a inclusão de diferentes dinâmicas de tensão e frequência, contudo os resultados finais serão aplicados utilizando os conceitos da máquina síncrona virtual.

Apesar de ser uma estrutura genérica no sentido de permitir a inclusão de diferentes controladores, são os primeiros passos para o desenvolvimento da técnica. Neste trabalho foi realizada a análise e simulação para um sistema trifásico usando as equações de tensão e frequência típicas da MSV, portanto, não serão enfatizadas outras técnicas em estruturas como *droop*, oscilador despachável, dentre outras.

6.1 MODELO CONTINUO

A estrutura de controle proposta é dada por:

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_E & -\omega_e \\ \omega_e & d_E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (18)$$

A forma deste sistema é:

$$\dot{x} = M(t, x)x \quad (19)$$

onde $M(t, x)$ é uma matriz quadrada que possui as equações da MSV da tensão na diagonal principal, e as equações da frequência na diagonal secundária, conforme apresentado em (20):

$$M(t, x) = \begin{bmatrix} d_E & -\omega_e \\ \omega_e & d_E \end{bmatrix} \quad (20)$$

As ações de controle (v_α e v_β) são dadas em coordenadas alpha e beta:

$$x = \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (21)$$

Durante o período de sincronização no início da simulação, o filtro virtual sintetiza as correntes virtuais, denominadas $I_{v\alpha}$ e $I_{v\beta}$, a partir da diferença da amplitude das ações de controle com a tensão da rede elétrica $v_{g\alpha}$ e $v_{g\beta}$.

$$\begin{bmatrix} I_{v\alpha} \\ I_{v\beta} \end{bmatrix} = k_{11} \begin{bmatrix} I_{v\alpha} \\ I_{v\beta} \end{bmatrix} + k_{21} \begin{bmatrix} v_{\alpha} - v_{g\alpha} \\ v_{\beta} - v_{g\beta} \end{bmatrix} \quad (22)$$

onde k_{11} é o ganho no valor anterior da corrente virtual e k_{21} é o ganho na diferença das tensões do conversor com as tensões da rede. A Equação (22) é uma forma de implementar a Equação (1).

As potências P e Q são calculadas a partir da Equação (23) apenas no momento da sincronização, pois são utilizadas as correntes virtuais. Assim, quando os valores das potências são regulados à zero, garante-se a sincronização da tensão do conversor com a rede.

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = 1.5 \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ v_{\beta} & -v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{v\alpha} \\ I_{v\beta} \end{bmatrix} \quad (23)$$

Após a conexão do conversor na rede, as potências P e Q passam a serem calculadas instantaneamente a partir da Equação (24), que utiliza as correntes reais (denominadas $i_{o\alpha}$ e $i_{o\beta}$) do sistema trifásico ao invés das correntes virtuais.

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = 1.5 \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ v_{\beta} & -v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{o\alpha} \\ i_{o\beta} \end{bmatrix} \quad (24)$$

6.2 IMPLEMENTAÇÃO DIGITAL

Os elementos da diagonal principal d_E são obtidos através de (25):

$$d_E = V_r + E_0 - V_{\alpha\beta} + D_q dQ_f \quad (25)$$

onde V_r é o valor de referência da tensão, E_0 é uma variável utilizada para promover o rastreamento de potência reativa devido a integração do erro entre potência reativa e seu valor

de referência conforme (26), $V_{\alpha\beta}$ é o módulo da tensão sintetizada pelo conversor, D_q é o coeficiente de decaimento da potência reativa e dQ_f é um filtro na potência reativa.

Sendo E_0 e dQ_f dado por:

$$E_0 = E_0 + 0.1 \left(\frac{T_s}{K} \right) D_q (Q_0 - Q) \quad (26)$$

$$dQ_f = \left(1 - \frac{T_s}{K} \right) dQ_f + \left(\frac{T_s}{K} \right) (Q_0 - Q) \quad (27)$$

onde K é o valor da constante de tempo da tensão (τ_v), Q_0 é referência de potência reativa e Q é a potência reativa sintetizada pelo conversor. T_s é o intervalo de amostragem. Na implementação digital da estrutura de controle, a Equação 18 precisa ser programada no tempo discreto T_s .

Os elementos da diagonal secundária ω_e são obtidos através de:

$$\omega_e = \omega_e + \left(\frac{T_s}{J} \right) \left(\omega_r + \omega_0 - \omega_e + D_p (P_0 - P) \right) \quad (28)$$

onde J é o valor da constante de tempo da frequência (τ_f), ω_n é a frequência de referência do sistema, ω_0 é uma variável utilizada para promover o rastreamento de potência ativa, D_p é o coeficiente de decaimento da potência ativa, P_0 é a referência de potência ativa e P é a potência ativa sintetizada pelo conversor.

Sendo ω_0 dado por:

$$\omega_0 = \omega_0 + 0.01 \left(\frac{T_s}{J} \right) D_p (P_0 - P) \quad (29)$$

As ações de controle (v_α e v_β) são obtidas da integral da multiplicação da matriz $M(t, x)$ com a matriz x que contém os valores anteriores de v_α e v_β , conforme (30)

$$\begin{aligned} v_\alpha &= v_\alpha + T_s v_{\alpha 1} \\ v_\beta &= v_\beta + T_s v_{\beta 1} \end{aligned} \quad (30)$$

onde $v_{\alpha 1}$ e $v_{\beta 1}$ são os resultados da multiplicação da matriz $M(t, x)$ com a matriz x .

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha 1} \\ v_{\beta 1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_E & -\omega_e \\ \omega_e & d_E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha} \\ v_{\beta} \end{bmatrix} \quad (31)$$

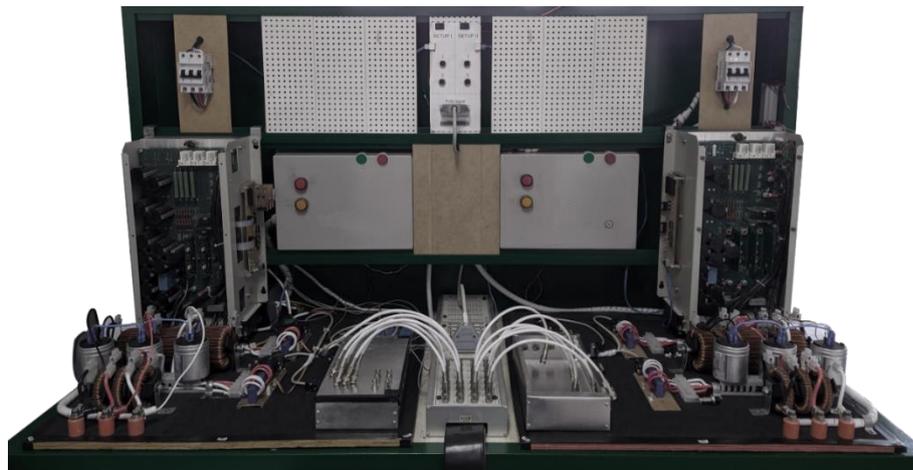
Por fim, os valores obtidos das ações de controle v_{α} e v_{β} são convertidas de coordenadas $\alpha\beta$ para coordenadas abc utilizando a inversa da Transformada de Clarke original, invariante em amplitude. Os sinais são enviados para o acionamento de três fontes controladas que representam o conversor eletrônico de potência.

6.3 MICRORREDE EM ESCALA REDUZIDA

Após a validação via simulação, o objetivo é programar a estrutura de controle na microrrede em escala reduzida desenvolvida no Laboratório de Processamento de Energia e Controle (LaPEC) na UNIPAMPA.

A bancada experimental possui dois conversores eletrônicos de potência, apresentados na Figura 13, simulando uma microrrede com dois REDs passíveis de operarem conectados na rede ou ilhados. A bancada experimental possui os seguintes componentes: sistema de controle digital; conversor PWM; filtro LCL e disjuntor; sensores de tensão e corrente; circuito de condicionamento de sinais elétricos de tensão e corrente.

Figura 13 - Bancada experimental com dois conversores de potência



Fonte: Autor

Os conversores da Semikron possuem potência nominal de 10kVA. O sistema de controle digital é o modelo DS1103 da dSPACE, que executa o algoritmo de controle e efetua o acionamento do sistema. Os controladores são programados diretamente através do MATLAB/Simulink na plataforma de controle digital através do PC apresentado na Figura 14 junto de uma vista geral do sistema da MR.

Figura 14 - Microrrede em escala reduzida desenvolvida no LaPEC



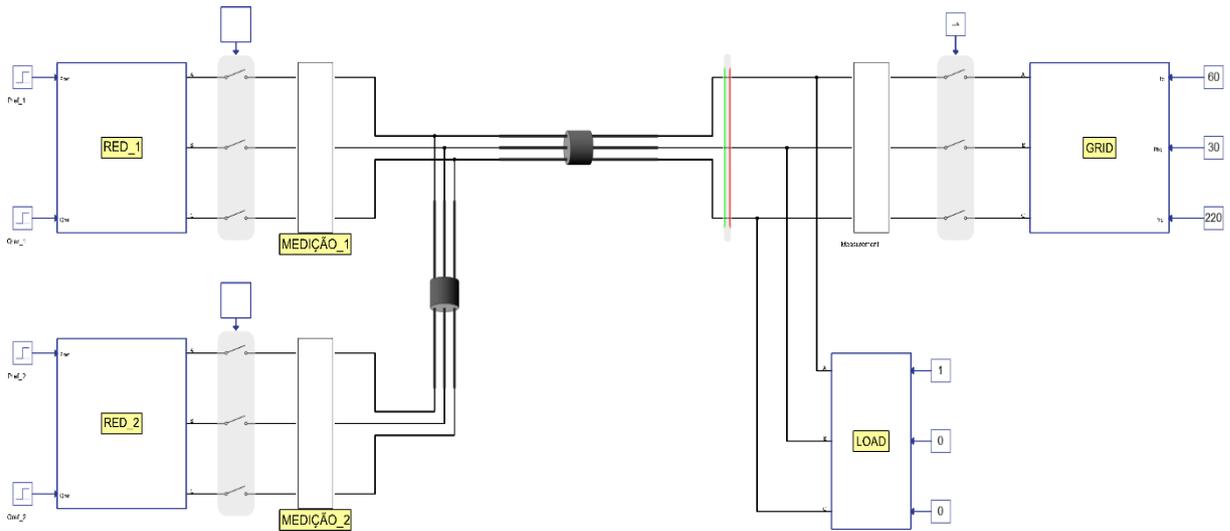
Fonte: Autor

6.4 SIMULAÇÃO DA ESTRUTURA DE CONTROLE

A simulação foi implementada no software da Typhoon HIL versão 2021.3.

A Figura 15 apresenta o esquemático raiz da simulação composto pelo circuito de potência. O sistema de potência contém dois conversores eletrônicos de potência conectados em paralelo (RED 1 e RED 2), a rede elétrica trifásica “Grid” e cargas que podem ser conectadas ao sistema. Nos conversores é possível inserir referências de potência ativa P_0 e potência reativa Q_0 . Na rede elétrica é possível inserir os parâmetros de amplitude da tensão V_g , frequência F_g e ângulo de fase θ_g . Cada conversores possui sua medição local na saída e são fisicamente interligados através de uma rede subterrânea trifásica de aproximadamente 2 km entre si e 5km entre o RED 1 e a rede elétrica principal.

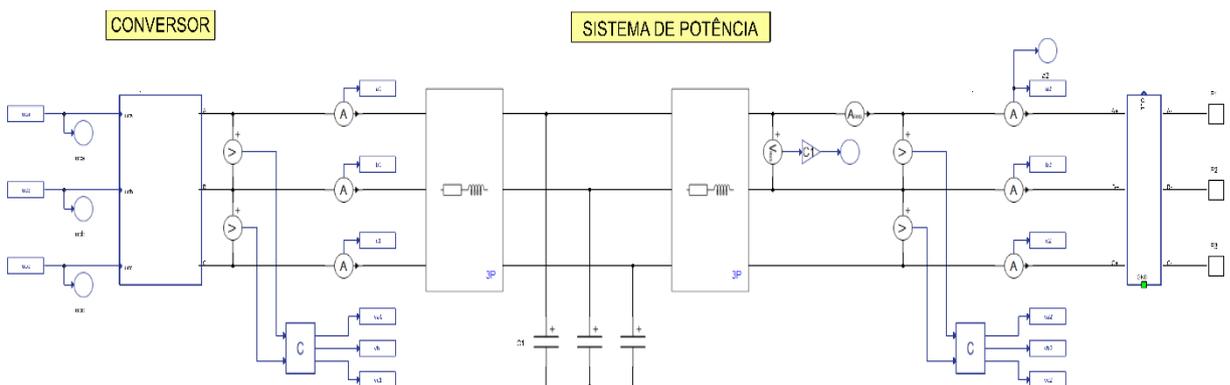
Figura 15 - Circuito de potência na simulação



Fonte: Autor

O sistema no interior do bloco RED, seja do conversor 1 ou 2, é apresentado na Figura 16 e Figura 17 (apenas o bloco do controlador). Fontes controladas de tensão foram inseridas para representar o conversor eletrônico de potência que recebe as ações de controle. O restante do circuito compreende o filtro LCL e as medições de tensão de fase e corrente que são enviadas ao controlador, de forma análoga ao circuito de potência implementado na bancada experimental no laboratório.

Figura 16 - Circuito de potência do RED



Fonte: Autor

No bloco do controlador, os parâmetros de entrada são: as medições de tensão v e corrente i medidos na saída do conversor e a tensão da rede obtida no ponto de conexão do conversor, medição local v_g . Estas medidas são convertidas de coordenadas abc para

coordenadas $\alpha\beta$ utilizando a Transformada de Clarke original, invariante em amplitude. As referências de potência ativa e reativa são dados de entrada também.

Já os parâmetros de saída do bloco do controlador são: as ações de controle $[uc_a \ uc_b \ uc_c]^T$ enviadas para o acionamento do conversor, entre outras variáveis atribuídas a componentes que permitirão a análise destas variáveis ao longo da simulação.

Conforme visto, o equacionamento da estrutura descrito anteriormente é implementado no bloco do controlador. A Figura 17 apresenta em detalhes as referências de potência e as variáveis de entrada, bem como as variáveis analisadas na saída e as ações de controle $[uc_a \ uc_b \ uc_c]^T$. As linhas de código apresentadas em conjunto com o bloco de controle foram programadas na linguagem C e basicamente tem o formato de uma máquina de estados. Conforme o objetivo da simulação deve ser selecionado um estado inicial de operação para cada conversor. Se tratando da operação de conversores em paralelo conectados na rede elétrica, será inicializado no modo de sincronização. Se tratando da operação independente da rede elétrica principal, ou seja, ilhado, o conversor irá inicializar em modo de *black start* sintetizando os parâmetros nominais da rede para manter tensão e frequência constantes.

O modo de *black start* é uma característica que garante a inicialização do sistema de energia sem o suporte da rede elétrica principal, estabelecendo referências de tensão e frequência. Essa característica é observada em sistemas de geração baseados em máquinas síncronas, mas também é possível implementar em conversores eletrônicos através de técnicas de controle.

6.5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Foram realizadas simulações para verificar os resultados obtidos utilizando a estrutura de controle. Os parâmetros utilizados são descritos na Tabela 1 para o conversor RED 1 e na Tabela 2 para o conversor RED 2 conectado em paralelo.

Tabela 1 - Parâmetros do sistema 1 utilizados na simulação

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
r_1	0,1 Ω	r_g	0,1 m Ω
L_1	1 mH	L_g	0,1 mH
T_s	5×10^{-5} s	C_f	33,3 μF
S_n	10 kVA	V_n	311,13 V
V_g	311,13 V	ω_n	376,99 rad/s
F_g	60 Hz	θ_g	60 °
D_p	$\frac{(0,01 \times \omega_n)}{S_n}$	D_q	$\frac{(0,05 \times V_n)}{S_n}$
τ_f	0,006 s	τ_v	$5 \times \tau_f$
J	0,006	K	τ_v
k_{11}	0,675	k_{21}	0,215
P_0	5 kW	Q_0	3 kVAr

Fonte: Autor

Tabela 2 - Parâmetros do sistema 2 utilizados na simulação

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
r_1	0,1 Ω	r_g	0,1 m Ω
L_1	1 mH	L_g	0,1 mH
T_s	5×10^{-5} s	C_f	33,3 μF
S_n	6 kVA	V_n	311,13 V
V_g	311,13 V	ω_n	376,99 rad/s
F_g	60 Hz	θ_g	60 °
D_p	$\frac{(0,01 \times \omega_n)}{S_n}$	D_q	$\frac{(0,05 \times V_n)}{S_n}$
τ_f	0,004 s	τ_v	$5 \times \tau_f$
J	0,004	K	τ_v
k_{11}	0,475	k_{21}	0,215
P_0	4 kW	Q_0	1,5 kVAr

Fonte: Autor

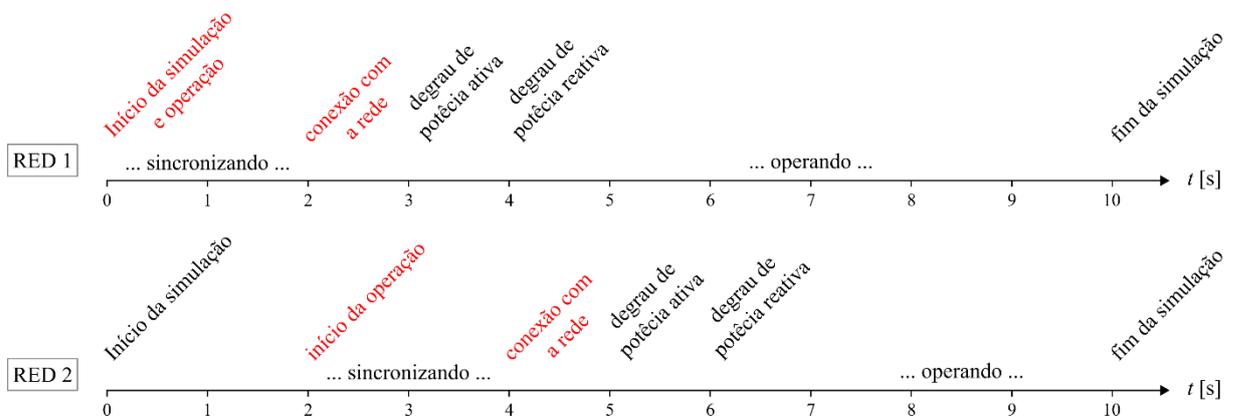
O sistema de controle foi submetido a alguns eventos para a obtenção de resultados referentes aos seguintes casos:

1. Sincronização com a rede e operação em paralelo rastreando referências de potência ativa e reativa;
2. Situação de inicialização instantânea sem recurso de sincronização e desconectado da rede, *black start*.

6.5.1 Operação em paralelo conectado na rede elétrica principal

Inicialmente, será descrita a operação conectada com dois conversores com potências e parâmetros distintos operando em paralelo, seguindo a sequência da Figura 18.

Figura 18 - Sequência de eventos na simulação para os dois conversores



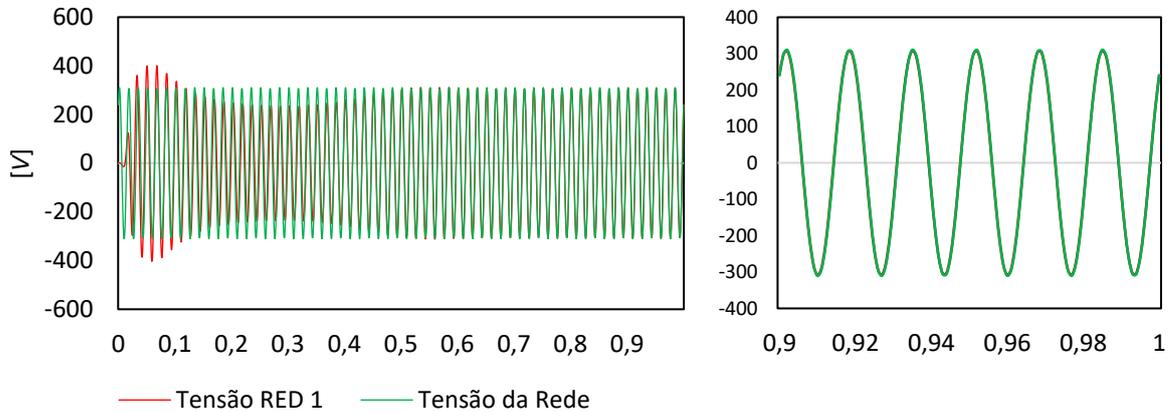
Fonte: Autor

A simulação inicia em $t = 0s$ com a sincronização do conversor 1 na rede. O ângulo de fase inicial da rede θ_g foi iniciado em 60° . A Figura 19 apresenta a sincronização da tensão sintetizada pelo conversor com a tensão obtida na medição local, resultando num bom desempenho de sincronização dado que a amplitude da tensão do conversor está idêntica ao medido na rede e com o mesmo ângulo de fase aproximadamente a partir de $t = 0,5s$.

No instante da conexão, deve ser ressaltado que existe uma troca no método de calcular as potências ativa e reativa no controlador, inicialmente utilizam-se as correntes virtuais

sintetizadas, e posteriormente as correntes reais medidas no circuito de potência, conforme apresentado no equacionamento da estrutura.

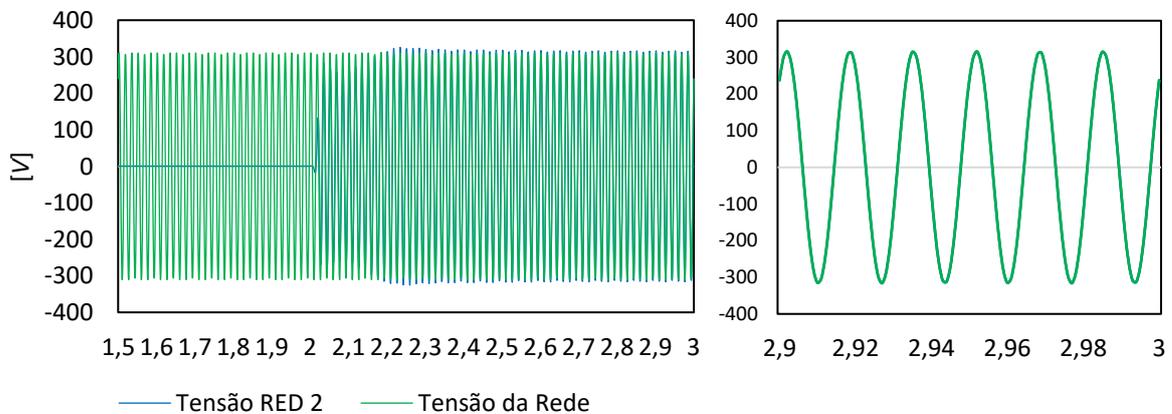
Figura 19 - Tensão da rede e conversor 1 durante a sincronização



Fonte: Autor

O conversor 2 inicia a operação em $t = 2$ s e sincroniza com a rede conforme observado na Figura 20. A ideia de iniciar a operação dos conversores em instantes de tempo diferentes mostra que é possível sincronizar um conversor para qualquer tempo t , inicializando em diferentes ângulos de fase. Pode-se observar que, assim como no RED 1, em aproximadamente 0,5s ocorre a sincronização, garantindo amplitude e ângulo de fase iguais aos da tensão medida localmente.

Figura 20 - Tensão da rede e conversor 2 durante a sincronização



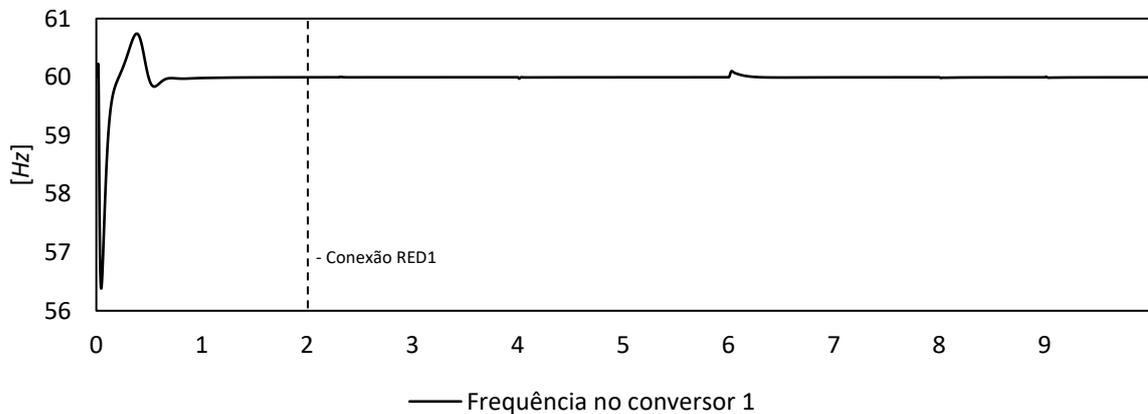
Fonte: Autor

O comportamento das frequências no sistema, dados pelos elementos da diagonal secundária ω_e e transformados em hertz, são ilustrados na Figura 21 e

Figura 22. É possível observar que a frequência atinge o valor nominal de 60 Hz rapidamente, comportamento observado durante a sincronização. Ocorrem alguns transitórios rápidos na frequência que se devem aos seguintes fatores nesta simulação:

1. Conexão de outra unidade;
2. Alteração das referências de potência ativa;
3. Entrada e saída de carga;
4. Variações dos parâmetros da rede.

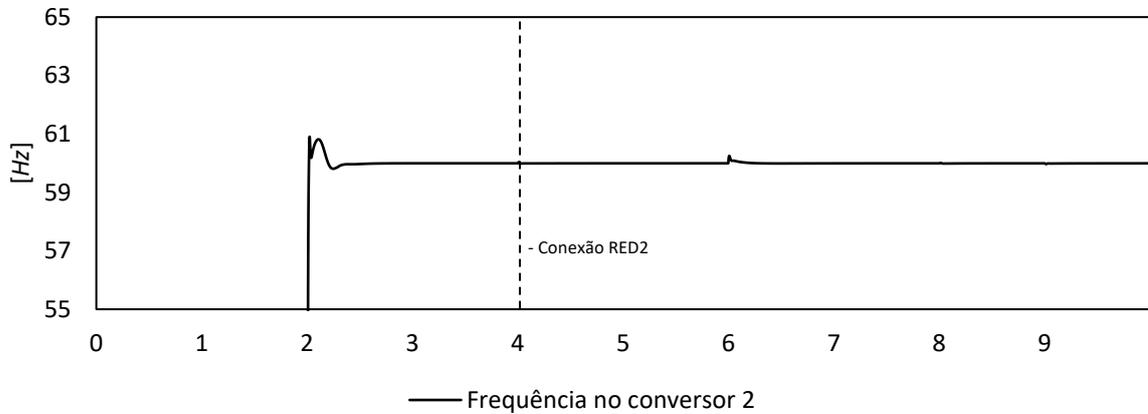
Figura 21 – Comportamento da frequência no conversor 1



Fonte: Autor

O comportamento da frequência no conversor 2 é apresentado na Figura 22, como o conversor está inativo até $t = 2s$ a frequência é nula; a partir deste instante de tempo inicia a sincronização com a rede elétrica e os parâmetros nominais são estabelecidos rapidamente.

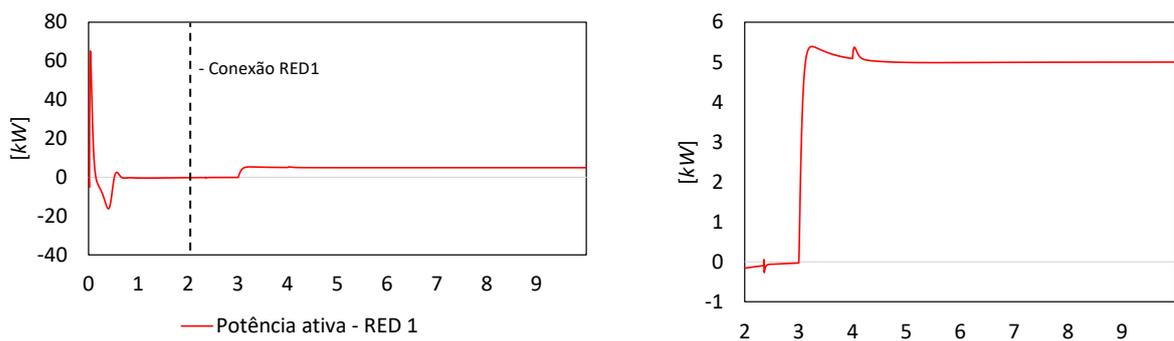
Figura 22 - Comportamento da frequência no conversor 2.



Fonte: Autor

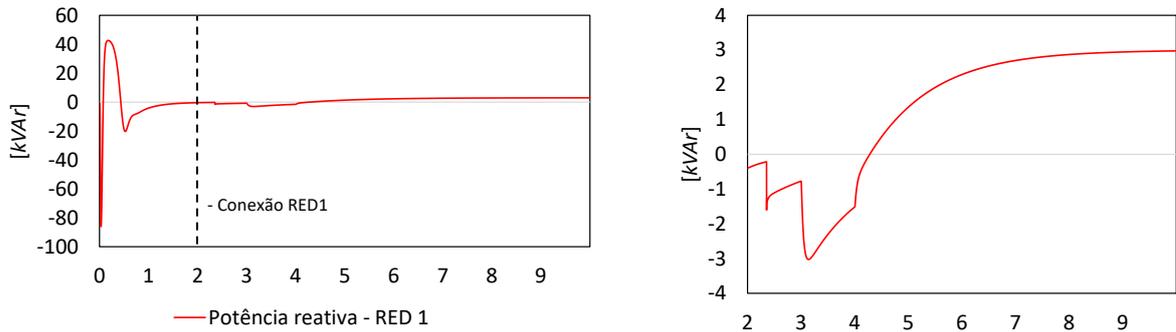
Na sequência da simulação, foi inserido no controlador do RED 1 um degrau de potência ativa P_0 de 5000 W em $t = 3s$ e um degrau de potência reativa Q_0 de 3000 VAR em $t = 4s$. Na Figura 23 e na Figura 24 são apresentados os comportamentos das potências juntamente com uma janela que ilustra o comportamento durante o degrau inserido em cada parâmetro. É possível observar que é alcançado o valor de referência de P, a potência reativa Q converge para o valor de referência de forma mais lenta em função da constante de tempo τ_v selecionada.

Figura 23 – Comportamento da potência ativa no conversor 1



Fonte: Autor

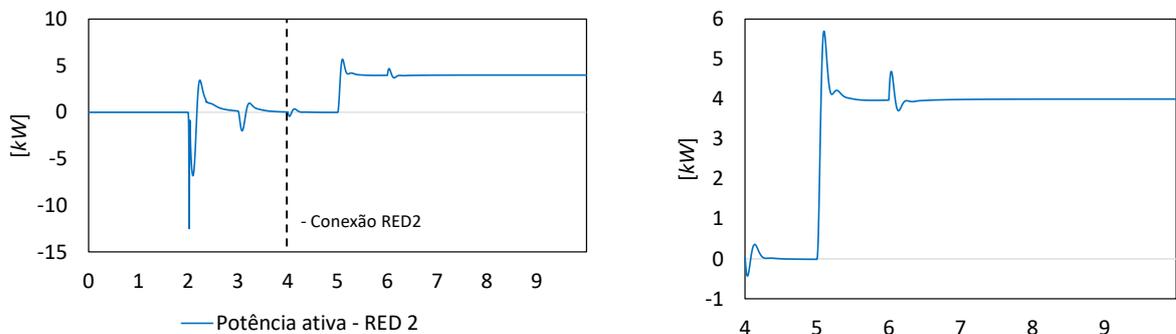
Figura 24 – Comportamento da potência reativa no conversor 1



Fonte: Autor

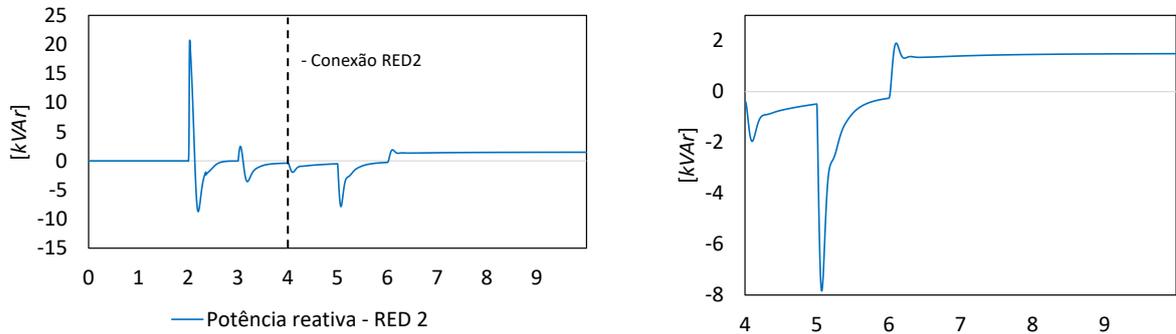
Após a conexão em paralelo do conversor 2, foi inserido no controlador um degrau de potência ativa P_0 de 4000 W em $t = 5s$ e um degrau de potência reativa Q_0 de 1500 VAR em $t = 6s$. Na Figura 25 e na Figura 26 são apresentados os comportamentos das potências juntamente com uma janela que ilustra o comportamento durante o degrau inserido em cada parâmetro. É possível observar que é alcançado o valor de referência de P, a potência reativa Q converge para o valor de referência de forma mais lenta em função da constante de tempo τ_v selecionada conforme a Tabela 2.

Figura 25 – Comportamento da potência ativa no conversor 2



Fonte: Autor

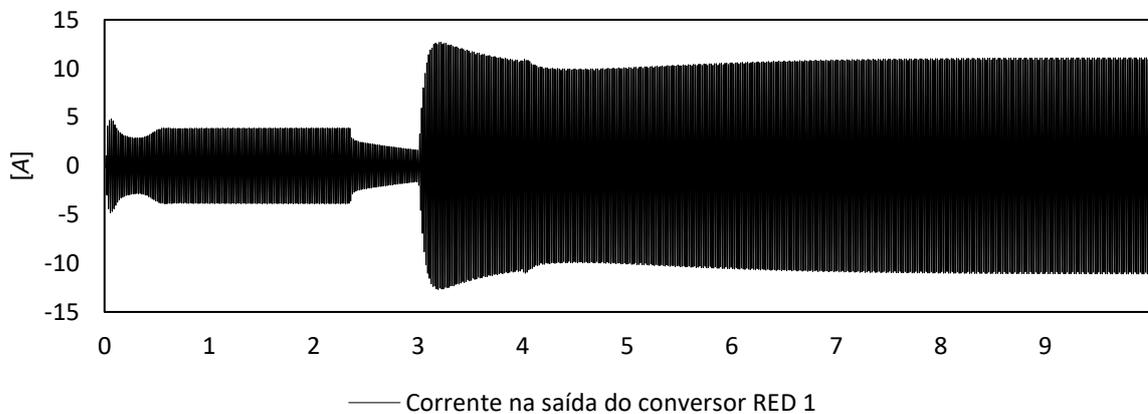
Figura 26 – Comportamento da potência reativa no conversor 2



Fonte: Autor

O comportamento da corrente na saída do conversor 1 durante a simulação é apresentado na Figura 27. Durante a sincronização não há circulação de corrente, pois o disjuntor de conexão permanece aberto. Após a conexão, há uma corrente no circuito que aumenta sua amplitude conforme são inseridos os degraus nas potências P_0 e Q_0 . A corrente presente no início da simulação é consumida no filtro *LCL*.

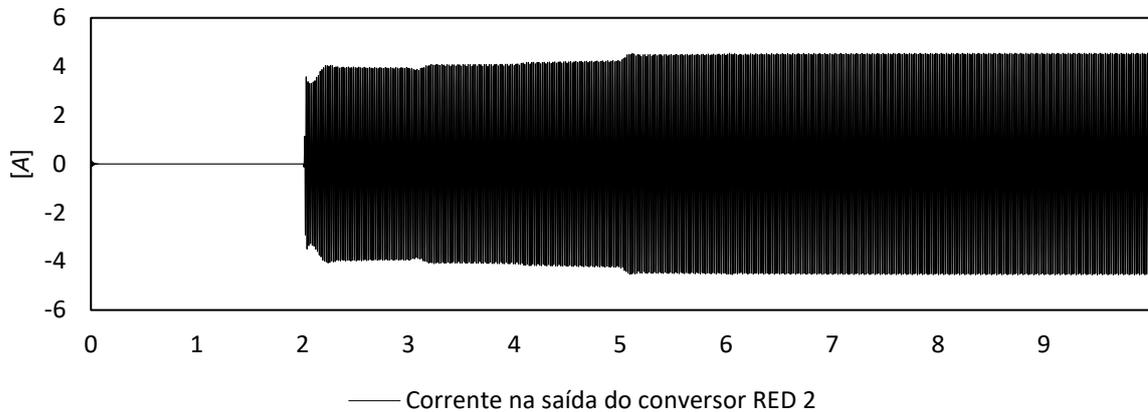
Figura 27 - Corrente na saída do conversor 1 durante a simulação



Fonte: Autor

O comportamento da corrente na saída do conversor 2 durante a simulação é apresentado na Figura 28. No início da simulação a corrente é nula, pois o conversor não está em operação, porém durante a sincronização existe uma corrente que é consumida pelo filtro *LCL* mesmo que o disjuntor de conexão permaneça aberto. Após a conexão, há uma corrente no circuito que aumenta sua amplitude conforme são inseridos os degraus nas potências P_0 e Q_0 .

Figura 28 - Corrente na saída do conversor 2 durante a simulação



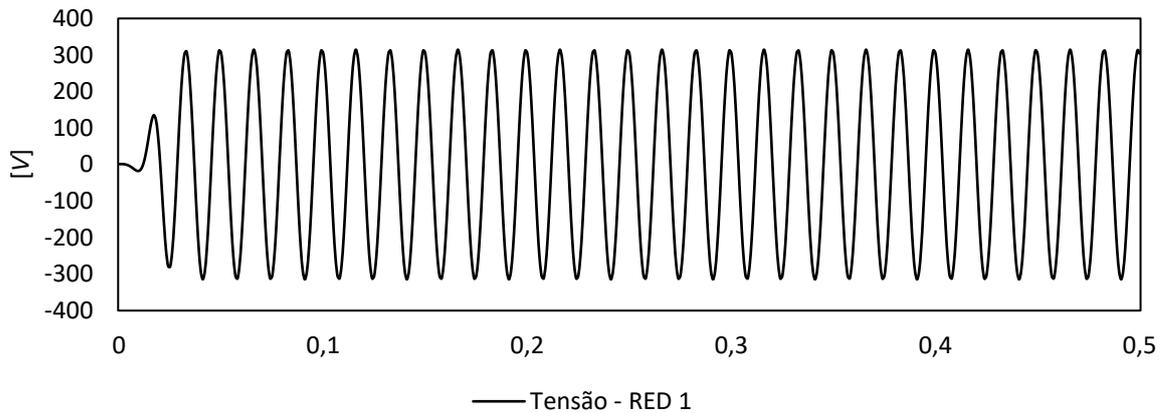
Fonte: Autor

Os resultados de simulação brevemente descritos tiveram como objetivo fundamentar o sistema da estrutura de controle. Em trabalhos futuros, serão analisados outros fatores como inércia, característica da MSV, variação dos parâmetros da rede durante a simulação e mudança abrupta para o modo ilhado quando da operação no modo conectado.

6.5.2 Inicialização desconectado da rede elétrica – black start

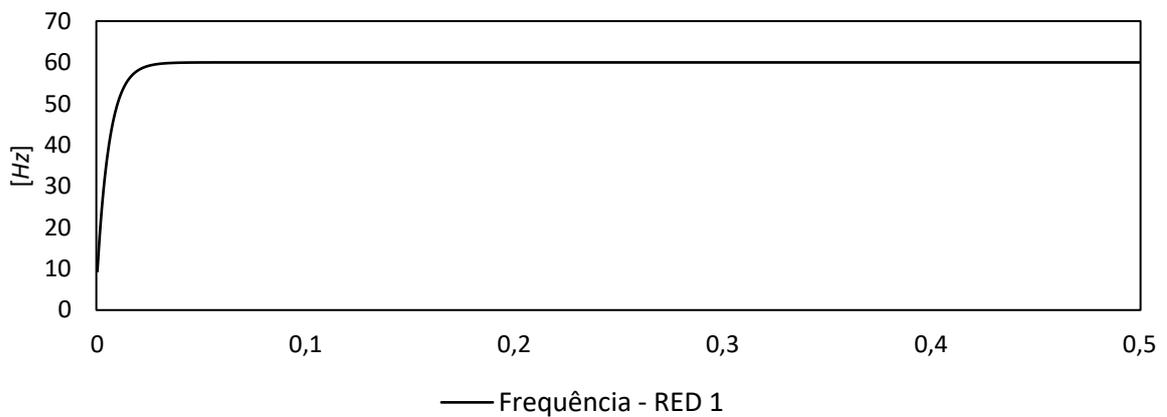
O modo de operação em black start é uma característica presente nesta estrutura de controle. Consiste em inicializar o sistema inserindo os parâmetros nominais nas referências sem a utilização de métodos de sincronização.

A Figura 17 da programação do controlador apresenta no código o “*mode 3*”, que é um estado onde o conversor inicia com o disjuntor fechado sintetizando os parâmetros nominais, lembrando que neste caso a rede elétrica está com o disjuntor aberto. É observado na Figura 29 que é estabelecida a tensão nominal 311V de forma rápida pelo conversor, verificando a característica de *black start*.

Figura 29 - Tensão do RED 1 - operando em *black start*

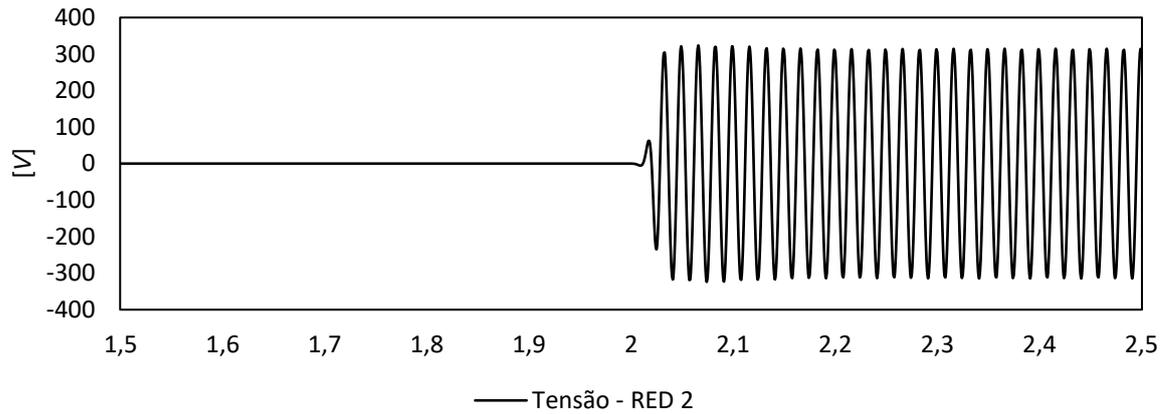
Fonte: Autor

A frequência foi inicializada em zero, com isso é possível observar o comportamento da subida até o valor nominal estabelecido de 60 Hz.

Figura 30 - Frequência no RED 1 – operando em *black start*

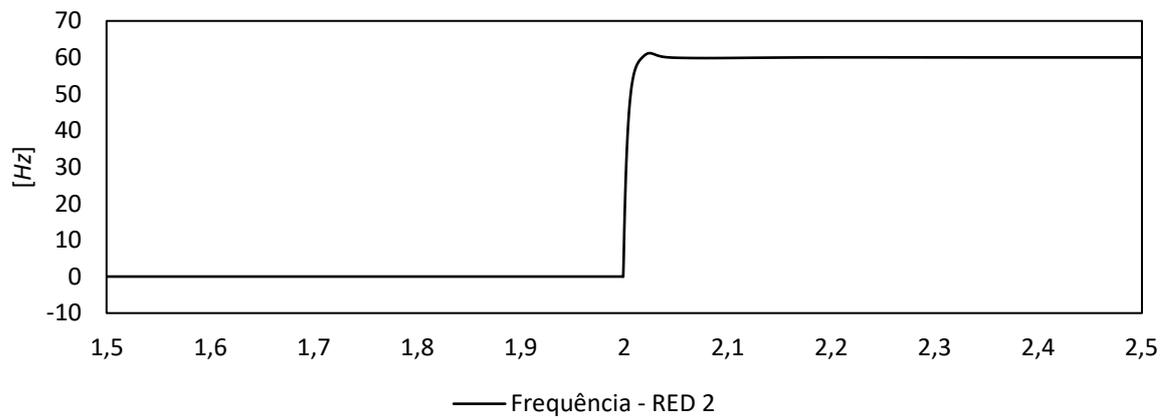
Fonte: Autor

Novamente, o conversor 2 foi habilitado após o tempo de 2s, porém no modo de sincronização com a tensão sintetizada pelo conversor 1, a sincronização e conexão ocorreram rapidamente sem transitórios relevantes na frequência e tensão.

Figura 31 - Tensão do RED 2 - operando em *black start*

Fonte: Autor

A frequência no conversor 2 foi estabelecida no valor nominal de forma rápida durante a sincronização a partir do tempo $t = 2s$.

Figura 32 - Frequência no RED 2 – operando em *black start*

Fonte: Autor

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho de conclusão de curso teve o propósito de apresentar uma nova estrutura de controle para conversores de potência que operam como formadores de rede. O controlador permite que diferentes dinâmicas sejam inseridas a partir da implementação das equações que regem o comportamento de tensão e frequência. Foi brevemente descrito o conceito de microrredes, o controle por curvas de decaimento, *droop*, o princípio da máquina síncrona virtual, *MSV*, e uma microrrede em escala reduzida desenvolvida pelo autor deste trabalho que serve para o teste de controladores primários implementados em MRs. Por fim, foi apresentada a estrutura de controle e foram obtidos resultados de simulação aplicando os conceitos da *MSV* em um sistema de potência trifásico, composto por dois recursos energéticos distribuídos e a rede elétrica principal. Na primeira simulação foi observado que a técnica permite a sincronização com a rede elétrica e o rastreamento de referências de potência ativa e reativa. No andamento da simulação, observou-se a característica de *black start* no sistema com as duas unidades em paralelo. Apesar dos resultados de simulação terem demonstrado um bom comportamento da técnica para um sistema com dois conversores operando em paralelo, futuramente deseja-se obter resultados práticos na bancada experimental desenvolvida no LaPEC e realizar estudos acerca da inércia na estrutura de controle, característica presente em controladores do tipo máquina síncrona virtual.

A estrutura de controle proposta e descrita ao longo deste trabalho demonstrou ser bastante promissora, visto que consegue acomodar numa estrutura única, diferentes controladores, apesar de ter sido abordada apenas a *MSV*. Aspectos tais como a análise da estabilidade de redes elétricas com múltiplos conversores utilizando esta técnica, estão em estágio de avançado desenvolvimento teórico.

REFERÊNCIAS

- BECK, H. P. and, HESSE, R. **Virtual Synchronous Machine**. 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation. p. 1-6, 2007.
- CHANDORKAR, M.; DIVAN, D.; ADAPA, R. **Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems**. IEEE Transactions on Industry Applications, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 29, n. 1, p. 136. 1993.
- GUERRERO, J. M. et al. **Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 58, n. 1, p. 158–172, Jan. 2011.
- IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers**. IEEE Std 2030.8- 2018, pp.1-42, 24 August 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8444947
- KHAYAT, Y. et al. **On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 35, n. 6, p. 6482–6500, 1 jun. 2020.
- LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. **Voltage balancing and synchronization of microgrids with highly unbalanced loads**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. v. 31, p. 907-920, 2014.
- MORAN, B. **Microgrid Load Management and Control Strategies**. 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D). p. 1-4, May 2016.
- OLIVARES, D. E. et al. **Trends in microgrid control**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.
- ONU - Organização das Nações Unidas. **Relatório estima que 8% da população não terá acesso à energia em 2030**. 2022. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/184580-relatorio-estima-que-8-da-populacao-nao-tera-acesso-energia-em-2030>. Acesso em: 16 dez. 2022.
- PLANAS, E. et al. **General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier BV, v. 17, p. 147, Jan 2013.
- ROCABERT, J. et al. **Control of power converters in AC microgrids**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012.
- SERBAN, I. et al. **Communication requirements in microgrids: A practical survey**. IEEE Access, v. 8, p. 47694–47712, 2020.
- ZAMORA, R.; SRIVASTAVA, A. K. **Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 7, p. 2009–2018, 2010.
- ZHONG, Q. C.; MING, W. L.; ZENG, Y. **Self-Synchronized Universal Droop Controller**. IEEE Access, v. 4, p. 7145–7153, 2016.

ZHONG, Q. C.; WEISS, G. **Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 58, n. 4, p. 1259–1267, abr. 2011.

ZOU, H. et al. **A Survey of Energy Management in Interconnected Multi-Microgrids**. IEEE Access. v. 7, p. 72158-72169, 2019.