

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS - EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO - SEL**

LEONARDO KOITI WATANABE

**COORDENAÇÃO DE INVERSORES EM MICRORREDES MONOFÁSICAS: ESTUDO
DO ALGORITMO CURRENT-BASED CONTROL CONSIDERANDO DIFERENTES
IMPEDÂNCIAS DE LINHA**

**SÃO CARLOS
2025**

LEONARDO KOITI WATANABE

**COORDENAÇÃO DE INVERSORES EM MICRORREDES MONOFÁSICAS: ESTUDO
DO ALGORITMO CURRENT-BASED CONTROL CONSIDERANDO DIFERENTES
IMPEDÂNCIAS DE LINHA**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrônica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista

Orientador: Prof. Dr. Augusto Matheus dos Santos Alonso

SÃO CARLOS

2025

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

W324c Watanabe, Leonardo Koiti
 COORDENAÇÃO DE INVERSORES EM MICRORREDES
MONOFÁSICAS: ESTUDO DO ALGORITMO CURRENT-BASED CONTROL
CONSIDERANDO DIFERENTES IMPEDÂNCIAS DE LINHA / Leonardo
Koiti Watanabe; orientador Augusto Matheus dos Santos
Alonso. São Carlos, 2025.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Eletrônica) -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2025.

1. Microrredes. 2. CBC. 3. Inversores. 4. Controle.
5. Simulação. 6. Impedância de linha. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Leonardo Koiti Watanabe

Título: “Coordenação de Inversores em Microrredes Monofásicas: Estudo do Algoritmo Current-Based Control Considerando Diferentes Impedâncias de Linha”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 02 / 07 / 2025,

com NOTA 9,0 (nove, —), pela Comissão
Julgadora:

Prof. Dr. Augusto Matheus dos Santos Alonso - Orientador
SEL/EESC/USP

Mestre Marcio Von Rondow Campos - Doutorando
SEL/EESC/USP

Mestre Deniver Reinke Schutz - Doutorando SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

AGRADECIMENTOS

A conclusão deste Trabalho de Conclusão de Curso marca o encerramento de minha jornada acadêmica, uma etapa repleta de beleza, mas também de desafios significativos. Neste momento de realização, expresso minha profunda gratidão a todos que, com apoio, companhia e amizade, estiveram ao meu lado nos momentos de alegria e nas adversidades desta trajetória.

Em primeiro lugar, minha mais sincera gratidão se dirige à minha família. Seu apoio incondicional e incentivo incansável foram a base fundamental para que eu pudesse chegar até aqui. Obrigado por acreditarem em mim, mesmo quando as dificuldades pareciam intransponíveis. Sem o suporte e o amor de vocês, esta conquista não seria possível. Tudo que sou e conquistei devo a vocês.

Agradeço também, de coração, aos amigos da república Oligarquia, meu lar durante todo o período da graduação. Mais do que um simples lugar para morar, encontrei ali uma segunda família, onde sempre pude contar com amigos e momentos inesquecíveis. Muito obrigado por tornarem esses anos de graduação muito mais rica e incrível. Para sempre Oligarquia!

Minha gratidão se estende, de forma muito especial, às experiências vividas nos grupos extracurriculares, aos quais me dediquei com paixão e afinco. Ao Grupo SEMEAR, por me permitir reacender uma paixão de infância, a robótica, e por me conectar com pessoas verdadeiramente extraordinárias, cujo conhecimento e amizade foram inspiradores. À Operação Natal, um projeto social que despertou em mim o amor pelo voluntariado e me proporcionou vivências de profunda beleza e aprendizados que transcendem os muros da universidade. Os momentos compartilhados e as pessoas especiais que conheci nessas iniciativas enriqueceram imensamente minha formação. A cada um com quem convivi e estabeleci laços, meu muito obrigado: vocês são parte essencial desta história.

Por fim, registro meu profundo e especial agradecimento ao meu professor e orientador, Augusto Matheus dos Santos Alonso. Seus ensinamentos, sua dedicação exemplar e sua paciência foram cruciais para a condução deste trabalho. Sou imensamente grato por sua orientação valiosa e por todo o conhecimento compartilhado.

RESUMO

WATANABE, Leonardo Koiti **Coordenação de Inversores em Microrredes Monofásicas: Estudo do Algoritmo Current-Based Control Considerando Diferentes Impedâncias de Linha** Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

O crescente uso de fontes de energia distribuídas impõe desafios ao controle de microrredes, definidas como sistemas de cargas e fontes de energia que operam de forma coordenada em relação à rede principal. Para garantir a operação segura e eficiente desses sistemas, é crucial gerenciar os inversores para que operem dentro de seus limites nominais, evitando sobrecargas. Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo principal analisar o impacto da impedância da linha na coordenação de inversores em microrredes monofásicas. A investigação utiliza simulações computacionais para avaliar o desempenho do sistema sob diferentes configurações de impedância da linha. O modelo de microrrede simulado opera com base na estratégia de coordenação *Current-Based Control* (CBC), implementada por meio de controladores de corrente dq . Por meio das simulações, foi observado um aumento expressivo do erro observado nos resultados em comparação com os valores desejados, com o aumento dos valores de impedância de linha, sendo um comportamento comum para as diferentes configurações testadas.

Palavras-chave: Microrredes, Coordenação de Inversores, Controle CBC, Impedância de Linha, *MATLAB/Simulink*

ABSTRACT

WATANABE, Leonardo Koiti **Coordination of Inverters in Single-Phase Microgrids: A Study of the Current-Based Control Algorithm Considering Different Line Impedances** Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

The increasing use of distributed energy sources poses challenges to the control of microgrids, defined as systems of loads and energy sources that operate coordinately with the main grid. To ensure the safe and efficient operation of these systems, it is crucial to manage the inverters so they operate within their nominal limits, avoiding overloads. This final course project primarily aims to analyze the impact of line impedance on the coordination of inverters in single-phase microgrids. The investigation uses computational simulations to evaluate the system's performance under different line impedance configurations. The simulated microgrid model operates based on the Current-Based Control (CBC) coordination strategy, implemented through dq current controllers. Simulations revealed a significant increase in the observed error between the results and the desired values as line impedance increased, a behavior consistently observed across the different tested configurations.

Keywords: Single-phase Microgrids, Inverter Coordination, Current-Based Control (CBC), Line Impedance, Simulink.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade de geração elétrica instalada, em GWh, por fonte entre 2014 a 2023	17
Figura 2 – Esquema generalizado de uma microrrede	20
Figura 3 – Esquema simplificado da hierarquia de controle	21
Figura 4 – Esquema de uma implementação de controle descentralizado	22
Figura 5 – Esquema de uma implementação de controle centralizado	23
Figura 6 – Esquema de uma implementação de controle distribuído	24
Figura 7 – Esquema da curva do método <i>droop-control</i>	25
Figura 8 – Ciclo de tarefas da estratégia CBC	28
Figura 9 – Esquema simplificado do circuito implementado	31
Figura 10 – Sinais trifásicos nas coordenadas abc , $\alpha\beta 0$ e $dq0$ em três condições diferentes: fundamentais balanceados com defasagem, fundamentais desbalanceados, fundamentais balanceados com harmônicos	32
Figura 11 – Esquema do circuito da microrrede, com o estágio de potência e de controle	33
Figura 12 – Esquema de controlador de corrente dq aplicado no projeto	34
Figura 13 – Circuito de potência implementado no MATLAB/Simulink	35
Figura 14 – Circuito do bloco inversor implementado no MATLAB/Simulink	36
Figura 15 – Diagrama de Bode da amplitude e fase de um filtro passa-baixa	37
Figura 16 – Circuito para geração dos sinais em componentes dq no MATLAB/Simulink	38
Figura 17 – Circuito para geração do sinal θ (ou ωt) no MATLAB/Simulink	38
Figura 18 – Circuito do controlador de corrente implementado no MATLAB/Simulink .	39
Figura 19 – Circuito implementado no MATLAB/Simulink para geração dos sinais PWM para controle dos inversores	39
Figura 20 – Bloco implementado para aplicação da estratégia de coordenação CBC . . .	40
Figura 21 – Simulação do sistema para corrente no PAC $I_D^{REF} = 10$ e $I_Q^{REF} = 0$	41
Figura 22 – Simulação do sistema para corrente no PAC $I_D^{REF} = 0$ e $I_Q^{REF} = 10$	42
Figura 23 – Simulação do sistema para corrente no PAC $I_D^{REF} = 0$ e $I_Q^{REF} = 0$	42
Figura 24 – Esquema simplificado do circuito implementado para o Teste A	43
Figura 25 – Esquema simplificado para o circuito utilizado no Teste C	44
Figura 26 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 1m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	46
Figura 27 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 10.000m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	46
Figura 28 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 1m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	47
Figura 29 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 10.000m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	48

Figura 30 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 1m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	49
Figura 31 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 10.000m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	49
Figura 32 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste B, com um comprimento de 1m	50
Figura 33 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste B, com um comprimento de 10.000m	51
Figura 34 – Esquema simplificado para o circuito utilizado no Teste C	51
Figura 35 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 1 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$. . .	53
Figura 36 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 10.000 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$. . .	53
Figura 37 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 1 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$. . .	55
Figura 38 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 10.000 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$. . .	55
Figura 39 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 1 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$. . .	57
Figura 40 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 10.000 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$. . .	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características da rede elétrica	36
Tabela 2 – Características de chaveamento do inversor	36
Tabela 3 – Características dos filtros do inversor	37
Tabela 4 – Características do controlador PI	39
Tabela 5 – Valores de impedância de linha usadas para simulação	43
Tabela 6 – Tabela comparação da corrente fluindo pelo PAC obtidos e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	45
Tabela 7 – Tabela comparação da corrente fluindo pelo PAC obtidos e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	47
Tabela 8 – Tabela comparação da corrente fluindo pelo PAC obtidos e o erro absoluto com relação à referência $I_D^{REF} = 20$ e $I_Q^{REF} = 20$	48
Tabela 9 – Tabela comparação da corrente fluindo pelo PAC obtidos e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	50
Tabela 10 – Tabela comparação dos resultados do Teste C, exibindo os valores da corrente fluindo pelo PAC e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	52
Tabela 11 – Tabela resultado do teste C exibindo os valores das componentes da corrente nos inversores 1 e 2 com o valor referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	52
Tabela 12 – Tabela comparação dos resultados do Teste C, exibindo os valores da corrente fluindo pelo PAC e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	54
Tabela 13 – Tabela resultado do teste C exibindo os valores das componentes da corrente nos inversores 1 e 2 com o valor referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	54
Tabela 14 – Tabela comparação dos resultados do Teste C, exibindo os valores da corrente fluindo pelo PAC e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	56
Tabela 15 – Tabela resultado do teste C exibindo os valores das componentes da corrente nos inversores 1 e 2 com o valor referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCC	Point of Common Coupling (equivalente a PAC)
CI	Interface de Conexão
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CBC	Current-Based Control
PBC	Power-Based Control
DQ	Direct-Quadrature

LISTA DE SÍMBOLOS

Variáveis e Parâmetros

I	Corrente Elétrica (geralmente em Ampere - A)
V	Tensão Elétrica (geralmente em Volt - V)
P	Potência Ativa (geralmente em Watt - W)
Q	Potência Reativa (geralmente em Volt-Ampere Reativo - var)
Z	Impedância Elétrica (geralmente em Ohm - Ω)
R	Resistência Elétrica (geralmente em Ohm - Ω)
L	Indutância (geralmente em Henry - H)
ω	Frequência Angular (geralmente em radianos por segundo - rad/s)
θ	Ângulo de Fase (geralmente em radianos - rad ou graus - °)
f	Frequência (geralmente em Hertz - Hz)
dq	Referencial de Eixo Direto (d) e Eixo em Quadratura (q)
I_D	Componente de Corrente no Eixo Direto (A)
I_Q	Componente de Corrente no Eixo Quadrature (A)
V_D	Componente de Tensão no Eixo Direto (V)
V_Q	Componente de Tensão no Eixo Quadrature (V)

Subscritos e Indicadores

REF	Indica um valor de Referência
Grid	Indica pertencente ou relativo à Rede Elétrica Principal
D	Indica componente no Eixo Direto (Direct)
Q	Indica componente no Eixo em Quadratura (Quadrature)

Unidades de Medida

A	Ampere (Unidade de Corrente Elétrica)
V	Volt (Unidade de Tensão Elétrica / Diferença de Potencial)
W	Watt (Unidade de Potência Ativa)
var	Volt-Ampere Reativo (Unidade de Potência Reativa)
Ω	Ohm (Unidade de Resistência e Impedância Elétrica)
H	Henry (Unidade de Indutância)
Hz	Hertz (Unidade de Frequência)

s	Segundo (Unidade de Tempo)
m	Metro (Unidade de Comprimento)
rad	Radiano (Unidade de Ângulo)
°	Grau (Unidade de Ângulo)
GWh	Gigawatt-hora (Unidade de Energia)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
2	OBJETIVOS	19
2.1	OBJETIVO GERAL	19
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
3.1	MICRORREDES	20
3.2	TOPOLOGIAS DE CONTROLE	22
3.2.1	Controle descentralizado	22
3.2.2	Controle centralizado	23
3.2.3	Controle distribuído	24
3.3	ESTRATÉGIAS DE COORDENAÇÃO DE INVERSORES	24
3.3.1	<i>Power-Based Control - PBC</i>	26
3.3.2	<i>Current-Based Control - CBC</i>	27
4	MODELAGEM	31
4.1	DIRECT-QUADRATURE	31
5	METODOLOGIA	35
5.1	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	35
5.1.1	Circuito de potência	35
5.1.2	Circuito de controle	37
5.1.3	Estratégia de controle	40
5.2	SIMULAÇÃO	41
5.2.1	Validação do controlador	41
5.2.2	Teste A - Análise do impacto da impedância de linha entre o inversor e a rede	43
5.2.3	Teste B - Inversores operando na capacidade nominal	44
5.2.4	Teste C - Análise do impacto da impedância de linha entre os inversores	44
6	RESULTADOS	45
6.1	TESTE A - ANÁLISE DO IMPACTO DA IMPEDÂNCIA DE LINHA ENTRE O INVERSOR E A REDE	45
6.1.1	Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	45
6.1.2	Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	47
6.1.3	Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	48
6.2	TESTE B - INVERSORES OPERANDO NA CAPACIDADE NOMINAL	50
6.3	TESTE C - ANÁLISE DO IMPACTO DA IMPEDÂNCIA DE LINHA ENTRE OS INVERSORES	51

6.3.1	Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	52
6.3.2	Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	54
6.3.3	Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	55
7	CONCLUSÕES	58
	REFERÊNCIAS	60
	APÊNDICE A – CÓDIGO DO ALGORÍTMO CBC NO MATLAB . .	62

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o setor energético global passou por uma transformação significativa impulsionada pela necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e aumentar a participação de fontes renováveis na matriz elétrica. A crescente preocupação ambiental, aliada aos avanços tecnológicos em geração distribuída e armazenamento de energia, motivou governos e empresas a investirem em soluções mais sustentáveis e eficientes para o fornecimento de energia elétrica.

No Brasil, esse movimento também se intensificou. De acordo com o anuário estatístico de energia elétrica de 2023, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a geração solar apresentou o maior crescimento proporcional entre todas as fontes, com um aumento de 82,4% na potência instalada em 2022 em relação ao ano anterior, conforme pode ser observado pela Figura 1, que apresenta a capacidade de geração de energia elétrica por tipo de fonte, entre os anos de 2014 a 2023. Esse avanço expressivo reflete políticas públicas de incentivo, a popularização dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais, e a busca contínua pela diversificação da matriz energética. Como consequência, a matriz elétrica brasileira tornou-se menos dependente de fontes fósseis, resultando em uma redução de 43% nas emissões de gases de efeito estufa associadas à geração de energia (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2023).

Fonte	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	% (2023/2022)
Total	133.913	140.875	150.410	157.358	163.510	172.280	179.505	190.574	206.451	225.952	9,4%
Usinas Hidrelétricas	84.095	86.366	91.499	94.662	98.287	102.999	103.027	103.003	103.195	103.198	0,0%
Solar	15	35	81	1.110	2.360	4.465	7.922	13.404	24.453	37.843	54,8%
Usinas Eólicas	4.888	7.633	10.124	12.294	14.401	15.388	17.146	20.786	23.761	28.682	20,7%
Gás Natural	12.550	12.428	12.965	12.984	13.363	13.391	14.932	16.225	17.440	18.260	4,7%
Biomassa	12.183	13.069	13.919	14.297	14.582	14.718	15.034	15.610	16.282	16.479	1,2%
Derivados de Petróleo	7.888	8.828	8.845	8.792	7.549	7.670	7.696	7.663	7.185	7.271	1,2%
PCH	4.790	4.886	4.941	5.020	5.157	5.291	5.429	5.513	5.662	5.802	2,5%
Carvão	3.389	3.389	3.389	3.324	2.858	3.228	3.203	3.203	3.203	3.086	-3,7%
Outras	1.816	1.852	2.168	2.255	2.209	2.275	2.287	2.281	2.330	2.419	3,8%
Usinas Nucleares	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	0,0%
CGH	308	398	489	631	754	865	838	897	949	923	-2,8%

Figura 1 – Capacidade de geração elétrica instalada, em GWh, por fonte entre 2014 a 2023
Fonte: (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2023)

Contudo, a ampliação do uso de fontes renováveis distribuídas traz desafios técnicos, principalmente relacionados ao gerenciamento e controle da energia elétrica injetada na rede. A crescente inserção de geradores distribuídos pode causar variações de tensão e frequência, comprometendo a estabilidade do sistema elétrico (Hatziargyriou et al., 2007). Nesse contexto, microrredes surgem como uma alternativa eficiente para integrar fontes renováveis à rede elétrica, garantindo maior flexibilidade, resiliência e confiabilidade ao sistema de distribuição.

Segundo a definição do Departamento de Energia dos Estados Unidos (*U.S. Department of Energy - DOE*), uma microrrede consiste em um conjunto de cargas e fontes de energia distribuída que opera como uma entidade única e controlável, podendo atuar tanto conectada

à rede principal quanto de forma isolada (Ton; Smith, 2012). O conceito de microrrede tem ganhado crescente atenção em diversos estudos devido ao seu potencial de reduzir perdas na transmissão, aumentar a segurança energética e facilitar a transição para um modelo de geração descentralizada (Guerrero et al., 2010).

A operação eficiente de microrredes exige a coordenação adequada de diferentes elementos, especialmente dos inversores de potência, que desempenham a função de interface entre as fontes renováveis — como painéis solares e sistemas de armazenamento — e a rede elétrica. Esses dispositivos não apenas convertem energia de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), mas também participam ativamente da regulação de tensão e frequência no sistema, além de possibilitar o fornecimento de potência reativa, contribuindo para a estabilidade da rede de distribuição (Crowhurst et al., 2010).

Entretanto, a presença de múltiplos inversores operando simultaneamente introduz uma série de desafios técnicos. Sem uma coordenação adequada, problemas como a circulação de correntes indesejadas, distribuição desigual de potência e risco de sobrecarga nos dispositivos podem comprometer a confiabilidade e a segurança da microrrede. Para mitigar esses problemas, diversas estratégias de controle foram desenvolvidas, variando desde abordagens locais, em que cada inversor atua de forma autônoma, até estratégias coordenadas, que centralizam ou distribuem o processo decisório (Ahmed et al., 2020).

No contexto de estratégias coordenadas, destaca-se o Current-Based Control (CBC), uma metodologia que utiliza a corrente fluindo no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), ponto de conexão entre a microrrede e a rede elétrica, e nos inversores individuais, juntamente com suas respectivas capacidades máximas, para definir dinamicamente os parâmetros de operação de cada unidade. Essa abordagem, além de prevenir a sobrecarga dos inversores, permite uma alocação proporcional e eficiente dos recursos disponíveis, assegurando a estabilidade da microrrede mesmo diante de variações na demanda ou na geração (Marafao et al., 2020).

Assim, o presente trabalho tem como objetivo investigar e aplicar o conceito de coordenação de inversores em microrredes monofásicas, considerando o impacto de diferentes impedâncias de linha na performance do sistema. Para isso, serão explorados os princípios teóricos relacionados à modelagem de sinais em coordenadas *Direct-Quadrature (DQ)*, fundamentais para a implementação de controladores de corrente robustos. Em seguida, será realizada a modelagem computacional da microrrede no ambiente *MATLAB/Simulink*, com simulações em diferentes cenários de impedância para analisar os efeitos sobre a qualidade do controle.

Com esta abordagem, busca-se contribuir para o desenvolvimento de técnicas de controle mais eficazes para microrredes, que permitam sua expansão de maneira segura, confiável e alinhada às necessidades de um futuro energético mais sustentável.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver a modelagem computacional de uma microrrede monofásica utilizando o *software MATLAB/Simulink*, aplicando a estratégia de controle *Current-Based Control (CBC)* para a coordenação de inversores de potência. O estudo visa analisar o impacto de diferentes condições de impedância de linha na distribuição de corrente e no desempenho operacional do sistema, contribuindo para o aprimoramento das técnicas de controle de microrredes em ambientes de baixa tensão.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar uma revisão na literatura sobre a coordenação de inversores de potência, identificando as diferentes estratégias de gestão destes dispositivos para aplicação no projeto;
- Realizar um estudo sobre a topologia de um inversor de potência monofásico conectado à rede, além de avaliar o seu projeto eletrônico e de controle;
- Implementar computacionalmente uma estratégia de controle coordenado de inversores, de modo a realizar estudos sobre a operacionalidade da microrrede;
- Avaliar o impacto de diferentes características físicas da microrrede na coordenação dos inversores, considerando uma análise computacional e que abrange condições variadas.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 MICRORREDES

Visando um cenário de geração limpa de energia, os geradores distribuídos são fontes de energia renováveis que são instalados próximos aos centros de consumo, o que reduz os custos de transmissão. Pelos dados disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), há uma tendência na popularização dos geradores distribuídos, principalmente a energia solar e eólica (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2023). Nesse sentido, as microrredes ganham destaque por serem uma forma de arquitetura que permite a coordenação e segurança na integração desses geradores com os centros de consumo.

A definição de microrredes (*microgrids*) não é definitiva nem fixa, podendo variar com a aplicação e o contexto tecnológico. No entanto, a essência do conceito se mantém comum a todas definições, sendo uma entidade autossustentável e independente da rede elétrica principal, baseada nos recursos energéticos distribuídos, como geradores fotovoltaicos (Ahmed et al., 2020). A microrrede é criada para fornecer energia elétrica para um grupo de consumidores de forma eficiente, visando atender diferentes finalidades, como ser resiliente a falhas na rede elétrica principal e otimizar o consumo e a geração. Um ponto importante do funcionamento das microrredes é a capacidade de atuar tanto autonomamente quanto interagir com a rede elétrica, sendo um meio de intercâmbio para balancear a energia necessária por cada microrrede (Vasquez et al., 2010).

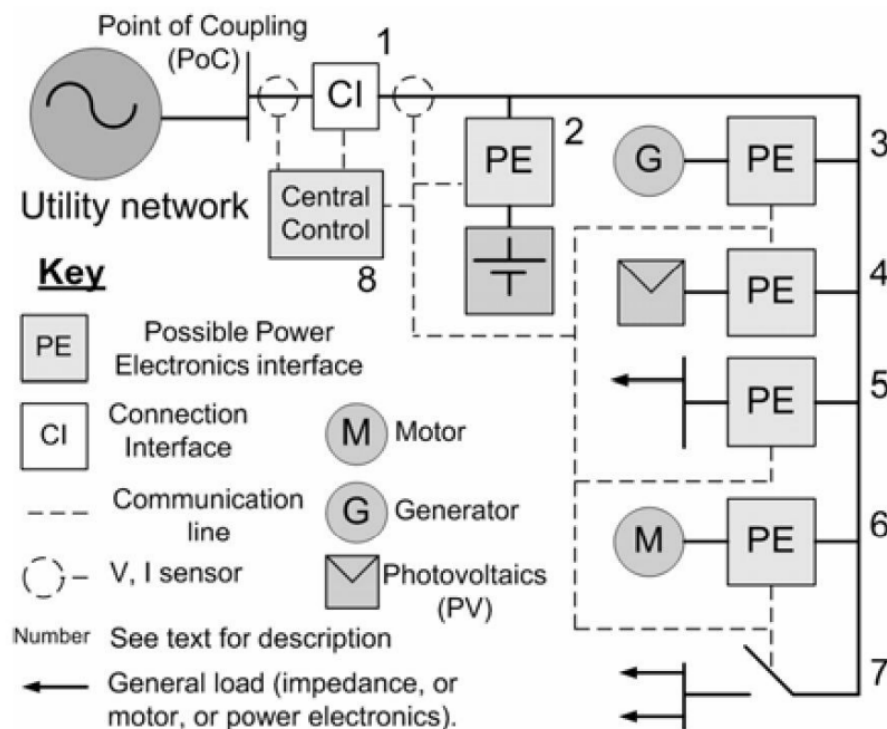


Figura 2 – Esquema generalizado de uma microrrede
Fonte: (Barnes et al., 2007)

A estrutura de uma microrrede depende totalmente do propósito e seus elementos podem variar de acordo com a aplicação, no entanto, a Figura 2 generaliza uma microrrede, sendo a composição de um conjunto de diversos elementos, como mototres, geradores, fontes de recursos energéticos, cargas, e conectados à rede elétrica por meio da interface de conexão (*connection interface* - *CI*, ou também chamado de *Point of Common Coupling* - *PCC*, ou mesmo Ponto de Acoplamento Comum - PAC) para a rede elétrica, que pode alternar entre os modos conectado ou isolado da microrrede quando necessário. As características das cargas e geradores determinam as necessidades da microrrede, sendo necessário um inversor de potência para a conversão e o controle da geração de cada fonte. Ainda, pode ser necessária uma forma de rápida absorção ou injeção de energia, a fim de balancear o fluxo de potência, ou mesmo um sistema de armazenamento de energia para controlar o fluxo com a rede elétrica. Por fim, o funcionamento coordenado dos elementos de uma microrrede depende de um controlador e a comunicação entre os dispositivos para operar o sistema (Barnes et al., 2007).

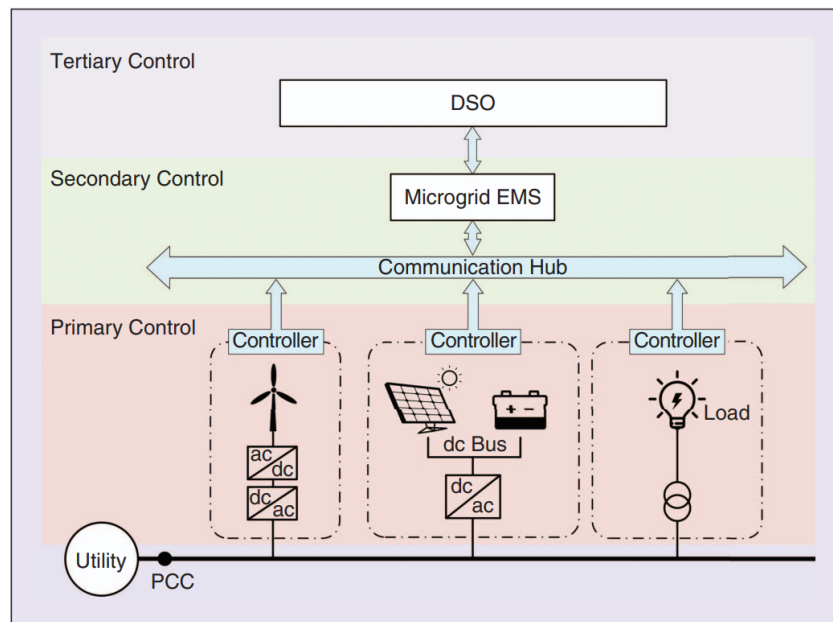


Figura 3 – Esquema simplificado da hierarquia de controle
Fonte: (Cheng; Duan; Chow, 2018)

O controle da microrrede pode ser classificado em três hierarquias de controle, conforme apresentado na Figura 3. O controle primário interage diretamente com os dispositivos da microrrede e representam os recursos com menor tempo de resposta, sendo responsáveis por manter a tensão e frequência em limites aceitáveis e controlar a potência ativa e reativa compartilhada entre os inversores. Para o controle secundário da microrrede, há uma resposta um pouco mais lenta comparada ao controle primário, sendo responsável por regular os desvios de tensão e frequência no estado estacionário, além de realizar uma otimização dos custos e melhorar a segurança da microrrede. Por fim, o controle terciário apresenta uma resposta lenta, sendo responsável por gerenciar o fluxo de potência entre a rede principal e a microrrede, coordenando a importação e

exportação e participando do mercado de energia (*distribution system operator - DSO*) (Cheng; Duan; Chow, 2018)(Ahmed et al., 2020).

Já para o funcionamento da microrrede, a flexibilidade em atuar de forma conectada à rede elétrica ou de forma independente e autônoma proporciona uma confiabilidade no sistema. Quando conectada à rede (*Grid-Connected*), a microrrede consome energia da rede elétrica quando a demanda local excede a capacidade de geração, o que mantém a operação estável por impedir uma sobrecarga dos geradores locais. Já quando a rede elétrica sofre falhas ou interrupções, a microrrede é capaz de identificar e isolar-se, mantendo o fornecimento de energia (Barnes et al., 2007).

3.2 TOPOLOGIAS DE CONTROLE

O controle eficaz de uma microrrede é essencial para otimizar a utilização dos recursos energéticos distribuídos, garantir a qualidade da energia fornecida às cargas e proteger tanto a rede quanto os dispositivos, mantendo a operação dentro de limites seguros. A arquitetura ou topologia de controle adotada depende fundamentalmente dos objetivos operacionais, da complexidade do sistema, dos requisitos de comunicação e da necessidade de coordenação entre os diversos componentes (Uddin et al., 2023). As topologias de controle de microrredes são geralmente classificadas em três categorias principais: descentralizada, centralizada e distribuída (Gui et al., 2023).

3.2.1 Controle descentralizado

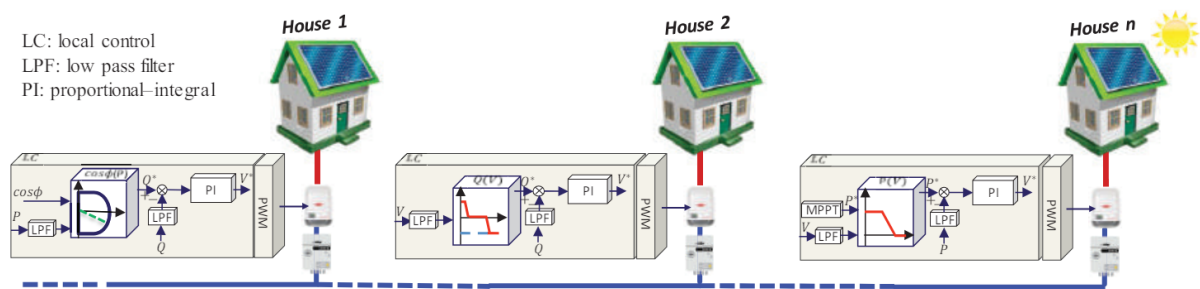


Figura 4 – Esquema de uma implementação de controle descentralizado

Fonte: (Gui et al., 2023)

A Figura 4 apresenta o esquema de uma microrrede operando em uma topologia descentralizada, também conhecida como controle local, onde cada unidade de inversor opera de forma autônoma, baseando suas ações de controle exclusivamente em medições locais (tensão, corrente, frequência) sem a troca de informações entre os controladores das diferentes unidades. A principal vantagem dessa abordagem reside na sua simplicidade de implementação, ausência de ponto único de falha na comunicação ou controle central e escalabilidade, pois novas unidades podem ser adicionadas sem reconfigurar um sistema central (*plug-and-play*) (Bidram; Davoudi, 2012). Estratégias como o controle droop convencional são exemplos clássicos de

controle implementado de forma descentralizada (Olivares et al., 2014). Contudo, a ausência de coordenação global limita a capacidade de otimizar a operação da microrrede como um todo, podendo levar a problemas no compartilhamento de carga, dificuldades na regulação de tensão e frequência em toda a rede, além da incapacidade de implementar funções de gerenciamento de energia mais complexas (Gui et al., 2023).

3.2.2 Controle centralizado

Em contraste, a topologia de controle centralizado emprega um controlador mestre, frequentemente denominado Controlador Central (CC ou MGCC - Microgrid Central Controller), que coleta informações de todos os inversores, cargas e do ponto de acoplamento comum (PAC) com a rede principal. Com base nessa visão global do sistema, o Controlador Central calcula os parâmetros de controle para cada unidade e os envia através de um sistema de comunicação dedicado (Gui et al., 2023). Essa arquitetura permite uma coordenação completa e otimizada da microrrede, o que facilita a implementação de estratégias avançadas de gerenciamento de energia (controle secundário e terciário), otimização econômica, despacho coordenado e garantia de estabilidade global (Nikam; Kalkhambkar, 2021). No entanto, o controle centralizado apresenta algumas desvantagens, uma vez que exige uma infraestrutura de comunicação robusta e de baixa latência, representa um ponto único de falha (caso o controlador central ou a rede de comunicação falhe, o controle coordenado pode ser perdido), possui menor escalabilidade e pode enfrentar desafios computacionais à medida que o tamanho e a complexidade da microrrede aumentam (Gui et al., 2023).

A Figura 5 apresenta um esquema da topologia de controle centralizada de uma microrrede, com a presença de um controlador central que comunica com todos os inversores dispositivos, recebendo os dados das medições elétricas na microrrede.

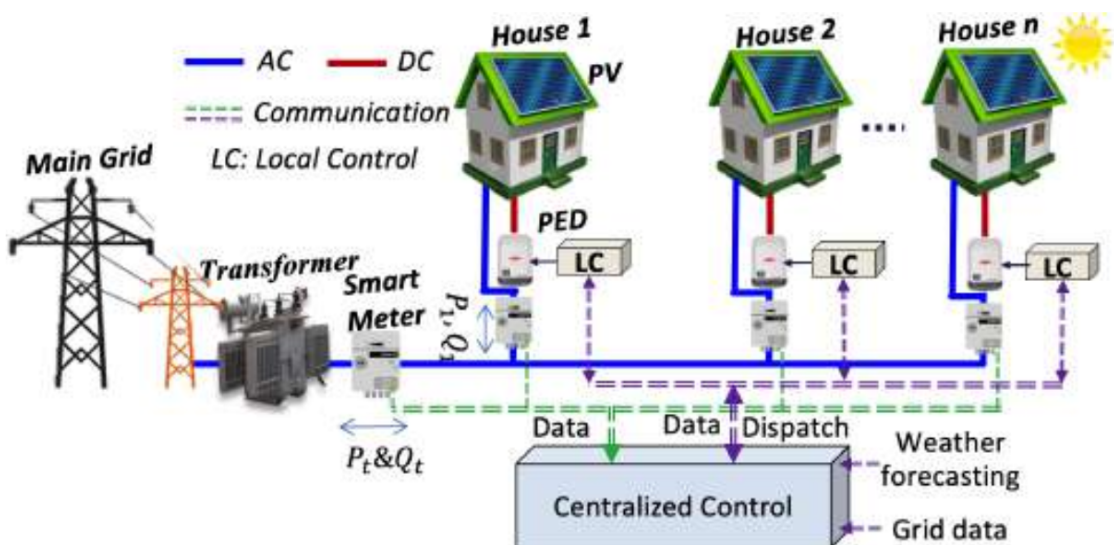


Figura 5 – Esquema de uma implementação de controle centralizado

Fonte: (Gui et al., 2023)

3.2.3 Controle distribuído

Por fim, a topologia de controle distribuído busca combinar as vantagens das abordagens descentralizada e centralizada, superando algumas de suas limitações. Nessa arquitetura, não há um controlador central, cada unidade possui seu próprio controlador local (agente), mas esses controladores podem trocar informações com seus vizinhos através de uma rede de comunicação (Gui et al., 2023). As decisões de controle são tomadas localmente por cada agente, mas baseadas tanto em medições locais quanto nas informações recebidas dos vizinhos, geralmente através de algoritmos de otimização (Nikam; Kalkhambkar, 2021). O controle distribuído oferece melhor desempenho e capacidade de otimização do que o controle descentralizado, ao mesmo tempo que proporciona maior resiliência, escalabilidade e menor carga computacional e de comunicação em comparação com o controle centralizado (Gui et al., 2023). A Figura 6 apresenta a topologia distribuída, representando a presença da troca de informações entre os agentes, mas sem um controlador central.

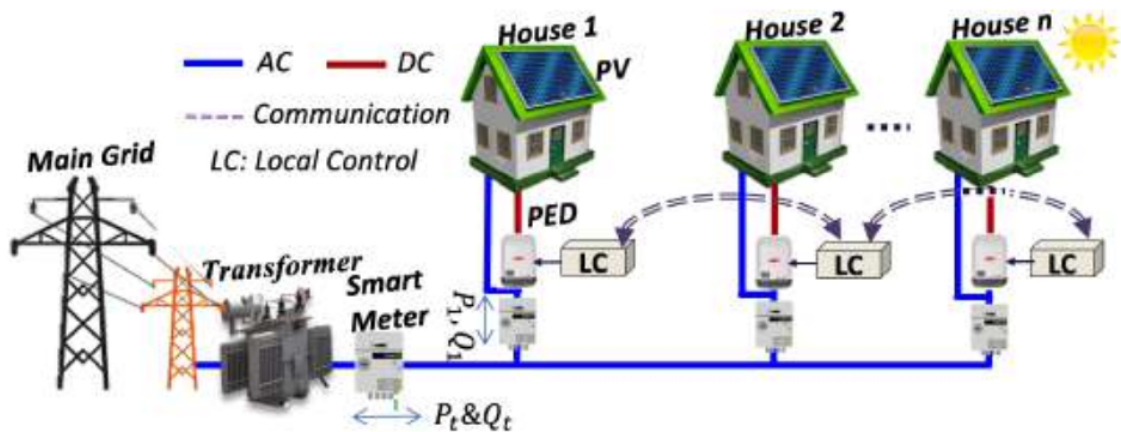


Figura 6 – Esquema de uma implementação de controle distribuído
Fonte: (Gui et al., 2023)

3.3 ESTRATÉGIAS DE COORDENAÇÃO DE INVERSORES

A crescente integração de inversores em microrredes aumenta significativamente a capacidade de corrente e potência do sistema, mas também impõe novos desafios ao controle. Entre os principais problemas estão a regulação de tensão, a circulação de correntes indesejadas e a distribuição desigual da potência entre os inversores, o que pode levar à sobrecarga dos dispositivos. Dessa forma, manter o compartilhamento adequado de potência e corrente é fundamental para a operação segura e eficiente da microrrede (Souri; Mehrizi-Sani, 2024).

Diversas estratégias foram desenvolvidas para enfrentar esses desafios. Entre elas, destaca-se o Droop Control, amplamente utilizado em topologias de controle descentralizado e distribuído. Essa técnica permite que os inversores compartilhem a potência ativa e reativa com base em medições locais, eliminando a necessidade de uma comunicação constante entre as unidades. No

Droop Control, a frequência e a tensão de saída de cada inversor são ajustadas proporcionalmente às variações na potência ativa e reativa injetada (Souri; Mehrizi-Sani, 2024), de acordo com as seguintes relações:

$$\omega_j = \omega_0 - m_j(P_j - P_j^*) \quad (1)$$

$$E_j = E_0 - n_j(Q_j - Q_j^*) \quad (2)$$

onde:

- ω_j e E_j representam a frequência e a tensão ajustadas do inversor j ;
- ω_0 e E_0 representam a frequência e a tensão de referência;
- m_j e n_j são os coeficientes de declive;
- P_j e Q_j são as potências ativa e reativa medidas;
- P_j^* e Q_j^* são as potências ativa e reativa de referência;

A Figura 7 ilustra graficamente o princípio do controle por droop, mostrando como a frequência e a tensão variam em função das potências ativa e reativa.

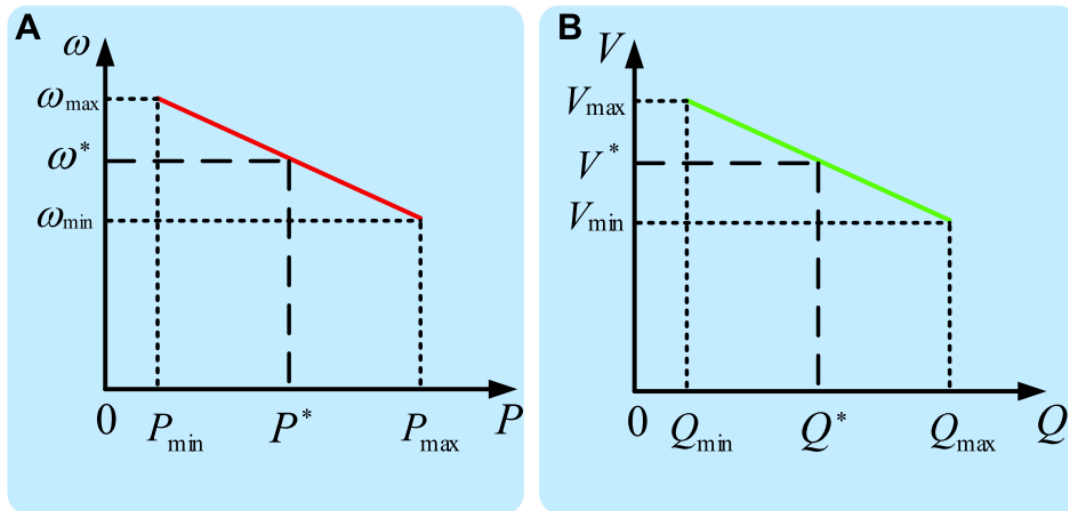


Figura 7 – Esquema da curva do método *droop-control*

Fonte: (Wang et al., 2023)

Apesar da simplicidade e robustez do Droop Control, sua precisão pode ser limitada, especialmente em microrredes de maior porte ou com requisitos mais rigorosos de qualidade de energia.

Para garantir a operação segura e eficiente de microrredes que operam com múltiplos inversores, é necessário empregar estratégias de coordenação capazes de distribuir a potência ou

corrente entre os dispositivos de acordo com suas capacidades nominais e a demanda da carga. Dado o esquema de um controlador centralizado, há duas abordagens propostas de estratégias de controle coordenado, baseados na análise de potência e corrente: "*Power-Based Control-PBC*" e "*Current-Based Control-CBC*", respectivamente. Nesses métodos, o controlador central é responsável pelo processamento dos algoritmos PBC e CBC, a partir da medição dos valores de potência e pico de corrente fluindo por cada inversor, enviando os parâmetros de controle pelos canais de comunicação da microrrede (Marafao et al., 2020).

3.3.1 *Power-Based Control - PBC*

Primeiro, o controle baseado em potência (PBC) distribui a potência ativa e reativa entre os inversores proporcionalmente às suas capacidades nominais. A estratégia *Power-Based Control* realiza a medição, em cada ciclo de controle, da potência ativa (P_{PEI_j}) e reativa (Q_{PEI_j}) por cada j -ésimo inversor e pelo ponto de acoplamento à rede (P_{GRID} e Q_{GRID}), a fim de calcular a potência dividida na microrrede, sendo periodicamente enviado ao controlador central junto com a capacidade de potência ativa e a potência aparente nominal ($P_{PEI_j}^{max}$ e $Q_{PEI_j}^{max}$). Dado um ciclo de controle, considerando os valores desejados de potência que deve ser fornecida pela rede elétrica, o controlador central computa as potências ativas e reativas totais (P_{PEI}^t e Q_{PEI}^t) compartilhadas pelos inversores.

$$P_{PEI}^t(k) = \sum_{j=1}^J P_{PEI_j} \quad (3)$$

$$Q_{PEI}^t(k) = \sum_{j=1}^J Q_{PEI_j} \quad (4)$$

Sabendo-se que S_{PEI}^t é a potência nominal total, então temos também as equações:

$$P_{PEI}^{max_total}(k) = \sum_{j=1}^J P_{PEI_j}^{max} \quad (5)$$

$$Q_{PEI}^{max_total}(k) = \sqrt{[S_{PEI}^t(k)]^2 - [P_{PEI}^{max_total}(k)]^2} \quad (6)$$

Realizando o balanço de potência sendo processada na microrrede, pode-se obter as seguintes relações:

$$P_L(k) = P_{GRID}(k) + P_{PEI}^{total}(k) \quad (7)$$

$$Q_L(k) = Q_{GRID}(k) + Q_{PEI}^{total}(k) \quad (8)$$

onde:

- P_L e Q_L representam a potência ativa e reativa consumida pelas cargas.

- P_{GRID} e Q_{GRID} é a potência ativa e reativa que flui entre a rede e a microrrede.

Portanto, os valores de referência para a potência compartilhada pelos inversores pode ser calculado a partir da potência ativa e reativa consumida pelas cargas e da potência desejada a fluir pelo PAC:

$$P_{PEI}^{t*}(k+1) = P_L(k) - P_{GRID}^*(k) \quad (9)$$

$$Q_{PEI}^{t*}(k+1) = Q_L(k) - Q_{GRID}^*(k) \quad (10)$$

A partir dessas equações, é possível encontrar os coeficientes de operação (α_P e α_Q) de cada inversor de acordo com a capacidade máxima do dispositivo. Assim, a estratégia de controle PBC analisa a potência necessária a fluir pelos inversores de forma a distribuí-la proporcionalmente com a capacidade nominal de cada (Marafao et al., 2020).

As Equações 11 e 12 fornecem a potência ativa e reativa para cada inversor j em um ciclo $k+1$, a partir dos coeficientes calculados e da capacidade dos inversores.

$$P_{PEI_j}(k+1) = \alpha_P \cdot P_{PEI_j}^{max} \quad (11)$$

$$Q_{PEI_j}(k+1) = \alpha_Q \cdot Q_{PEI_j}^{max} \quad (12)$$

Sendo que os coeficientes são a razão da potência ativa e reativa total compartilhada pelos inversores de referência (P_{PEI}^t e Q_{PEI}^t) com a soma das capacidades máximas de potência ativa e reativa dos inversores ($P_{PEI}^{max_total}$ e $Q_{PEI}^{max_total}$), como dado pelas Equações 13 e 14.

$$\alpha_P = \frac{P_{PEI}^t(k+1)}{P_{PEI}^{max_total}} \quad (13)$$

$$\alpha_Q = \frac{Q_{PEI}^t(k+1)}{Q_{PEI}^{max_total}} \quad (14)$$

3.3.2 Current-Based Control - CBC

A estratégia de coordenação "*Current-Based Control*" (CBC) baseia-se em três tarefas principais: a) Avaliação das grandezas elétricas nos inversores e no PAC; b) Processamento do algoritmo CBC pela central de controle da microrrede; c) Ajuste dos valores de referência das correntes nos inversores. Essas três tarefas são executadas sequencialmente a cada ciclo K em diferentes locais da microrrede, como pode ser observado pela Figura 8, sendo necessária a comunicação entre os dispositivos para realizar todo o processo (Alonso et al., 2022).

Na primeira etapa de avaliação das grandezas elétricas, para cada inversor j é realizada a medição da corrente i_{PEI_j} e da tensão v_{PEI_j} no domínio do tempo. A medida da tensão no tempo é importante pois permite detectar o ângulo de sincronização da componente fundamental

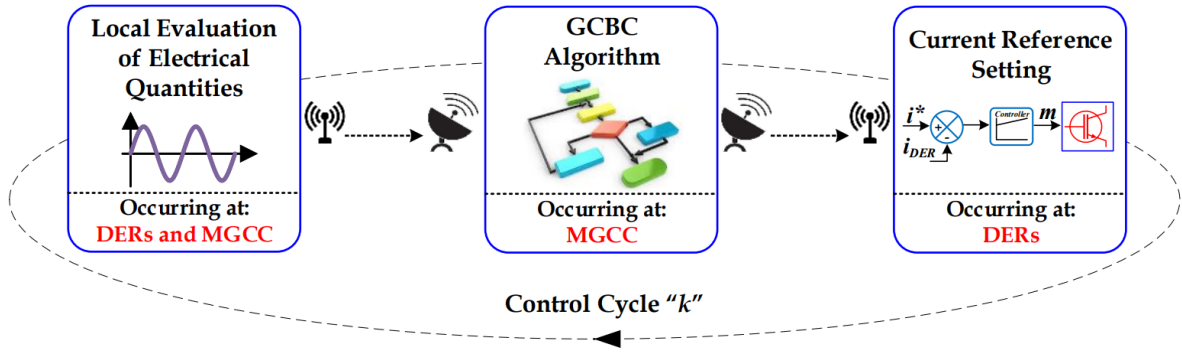


Figura 8 – Ciclo de tarefas da estratégia CBC
Fonte: (Alonso et al., 2022)

θ_1 , consequentemente obter os demais ângulos das harmônicas θ_h , que fornecem os sinais unitários em fase $x_{h\parallel}$ e em quadratura $x_{h\perp}$, usados na Transformada Discreta de Fourier (DFT) para decompor a corrente nos valores de pico de corrente em fase e em quadratura, para cada harmônico h (Alonso et al., 2022). No entanto, vale ressaltar que no projeto apenas as componentes fundamentais $I_{1\parallel}^{PEI}$ e $I_{1\perp}^{PEI}$ são de interesse. Os valores de pico, junto com a capacidade nominal de corrente de pico de cada inversor j e a corrente máxima capaz de ser gerada são enviados ao controlador central. Os mesmos procedimentos são feitos para o cálculo da tensão e corrente no acoplamento da microrrede com a rede (PAC) (Marafao et al., 2020).

Os picos de corrente total, ativa e reativa, fornecida pelos inversores são o somatório dos picos de corrente ativa e reativa de cada inversor, dados pelas Equações:

$$I_{1\parallel}^{PEIt}(K) = \sum_{j=1}^J I_{1\parallel}^{PEIj} \quad (15)$$

$$I_{1\perp}^{PEIt}(K) = \sum_{j=1}^J I_{1\perp}^{PEIj} \quad (16)$$

Da mesma forma, a capacidade nominal de geração de corrente pelos inversores da microrrede, sendo igual a:

$$I_{nom}^{PEIt}(K) = \sum_{j=1}^J I_{nom}^{PEIj} \quad (17)$$

Na segunda tarefa do ciclo da estratégia CBC, por meio da Lei de Kirchhoff das Correntes, pode-se encontrar as relações das correntes na carga RL, nos inversores e pelo PAC. Dessa forma, o valor de referência, que corresponde à corrente que flui pelo PAC, determina a corrente total a ser fornecida pelos inversores do microrrede, como mostrado pelas Equações 18 e 19 (Marafao et al., 2020). Primeiro, a corrente ativa e reativa consumidas pelas cargas podem ser calculadas pela soma da corrente total fornecida pelos inversores e a corrente que flui pelo PAC.

$$I_{1\parallel}^L(K) = I_{1\parallel}^{Grid}(K) + I_{1\parallel}^{PEIt}(K) \quad (18)$$

$$I_{1\perp}^L(K) = I_{1\perp}^{GRID}(K) + I_{1\perp}^{PEI}(K) \quad (19)$$

Portanto, da mesma forma pela Lei de Kirchhoff das Correntes, a corrente total de referência, ativa e reativa, compartilhada entre os inversores da microrrede é calculado por:

$$I_{1\parallel}^{REF}(K+1) = I_{1\parallel}^L(K) - I_{1\parallel}^{GridREF}(K+1) \quad (20)$$

$$I_{1\perp}^{REF}(K+1) = I_{1\perp}^L(K) - I_{1\perp}^{GridREF}(K+1) \quad (21)$$

Vale notar que essas relações não incorporam apenas as correntes consumidas pelas cargas, mas também incluem as perdas dissipativas pela impedância de linha ou outras perdas dissipativas. Ainda, as equações só são válidas para um tamanho limitado da microrrede e uma baixa relação X/R da impedância de linha, que garante um desvio de tensão irrelevante (Alonso et al., 2022).

Ademais, o algoritmo CBC também calcula a capacidade de corrente dos inversores $\sqrt{\Delta I}$, sendo que para o valor em fase é igual à soma da capacidade dos inversores, enquanto para o valor em quadratura deve-se subtrair a corrente em fase da capacidade nominal (Marafao et al., 2020):

$$\Delta I_{\parallel} = (I_{nom}^{PEI_total})^2 \quad (22)$$

$$\Delta I_{\perp} = (I_{nom}^{PEI_total})^2 - (I_{1\parallel}^{PEI_total})^2 \quad (23)$$

A partir de valores de referência de corrente que flui entre a rede e a microrrede, podem ser calculados os coeficientes de operação para corrente em fase e em quadratura (Marafao et al., 2020), pelas Equações 24 e 25:

$$\alpha_{1\parallel} = \frac{I_{1\parallel}^{REF}(k+1)}{\sqrt{\Delta I_{\parallel}}} \quad (24)$$

$$\alpha_{1\perp} = \frac{I_{1\perp}^{REF}(k+1)}{\sqrt{\Delta I_{\perp}}} \quad (25)$$

Os coeficientes representam a razão entre a corrente total de referência a fluir pelos inversores no próximo ciclo $k+1$ e a capacidade de corrente dos inversores. Dessa forma, inicia-se a terceira tarefa, em que os coeficientes são enviados aos inversores, de forma que sejam

usados para gerar o valor de referência para o controlador de corrente. A Equação 26 representa a corrente no domínio do tempo para o inversor j (Marafao et al., 2020).

$$i^j = (\alpha_{1\parallel} \cdot \sqrt{\Delta I_{\parallel}^j}) \cdot x_{1\parallel}^j + (\alpha_{1\perp} \cdot \sqrt{\Delta I_{\perp}^j}) \cdot x_{1\perp}^j \quad (26)$$

4 MODELAGEM

O circuito a ser implementado é uma microrrede monofásica com inversores de fonte de tensão conectada à rede. Para a coordenação dos inversores, é proposta a aplicação de um controlador de corrente baseado nas coordenadas DQ, sob uma estratégia de controle denominada "*Current-Based Control*" (CBC). A Figura 9 representa o esquema simplificado do sistema a ser implementado na pesquisa.

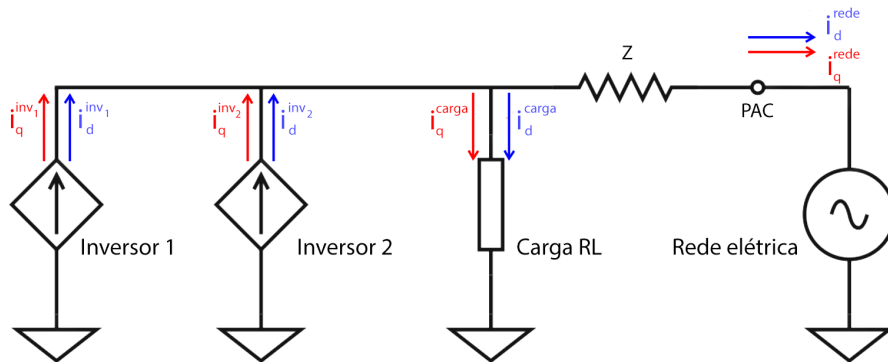


Figura 9 – Esquema simplificado do circuito implementado

Fonte: O autor

A escolha por uma microrrede monofásica se deve à facilidade de aplicação e análise em relação a um sistema trifásico, uma vez que diminui a quantidade de variáveis analisadas, além de diminuir a complexidade de controle do inversor. Já a estratégia CBC foi escolhida pela facilidade da análise dos resultados, uma vez que basta analisar a forma de corrente obtida nas simulações, comparando-a com os valores de referência usados.

4.1 DIRECT-QUADRATURE

Desenvolvido inicialmente para auxiliar na análise de máquinas elétricas, a transformação Direta-Quadratura (DQ) é uma ferramenta útil para análise e controle de tecnologias trifásicas, uma vez que permite uma visão simplificada de sinais trifásicos. No caso, para encontrar as componentes DQ do sinal, é necessário aplicar a Transformada Park, que converte os sinais abc para $dq0$, ou também pode-se aplicar a Transformada Clarke, abc para $\alpha\beta0$, e depois realizar a transformação $\alpha\beta0$ para $dq0$ (O'Rourke et al., 2019).

Primeiro, a Transformada Clarke, responsável pela transformação abc em $\alpha\beta$, é dada pela Equação 27. Considerando sinais trifásicos balanceados, a operação gera dois valores definidos nos eixos α e β , sendo que v_α é a soma das sequências de fasores de tensão positiva e negativa, enquanto v_β é a diferença entre as sequências positivas e negativas dos fasores, multiplicado por $-j$, além da componente 0 ser igual a zero (O'Rourke et al., 2019). O espaço $\alpha\beta$ representa as correntes e tensões trifásicas por meio de um único vetor em rotação sobre os eixos ortogonais, sendo a base para a teoria P-Q (Crowhurst et al., 2010).

$$\begin{bmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (27)$$

A Figura 10 representa os sinais trifásicos abc , $\alpha\beta 0$ e $dq0$ para três condições diferentes. Analisando no caso para fundamental balanceada, pode ser observado que a Transformada Clarke resulta em v_α sendo igual a v_a e v_β sendo um sinal senoidal de mesma amplitude mas defasado em 90° em relação a v_α , enquanto v_0 é mantido em 0.

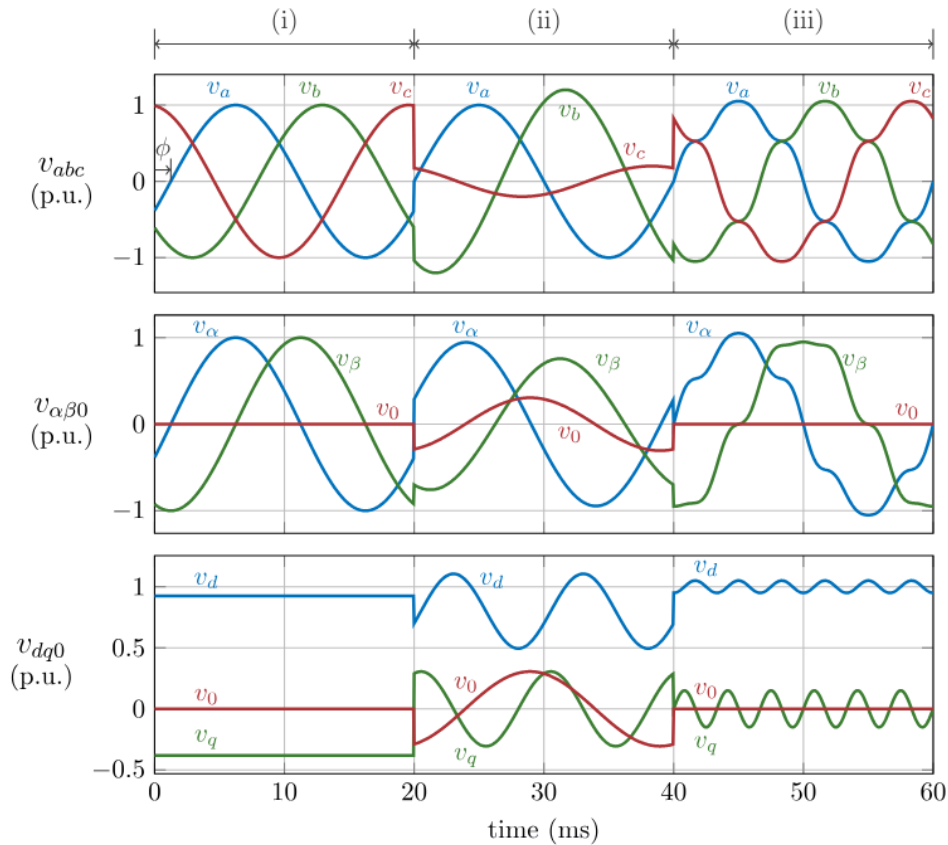


Figura 10 – Sinais trifásicos nas coordenadas abc , $\alpha\beta 0$ e $dq0$ em três condições diferentes:
fundamentais balanceados com defasagem, fundamentais desbalanceados,
fundamentais balanceados com harmônicos
Fonte: (O'Rourke et al., 2019)

Já a Transformada $dq0$, que converte os sinais nos eixos $\alpha\beta 0$ para $dq0$, pode ser geometricamente interpretada por uma rotação sobre o eixo 0 por um ângulo θ_{ref} , no caso sob uma velocidade angular ω_{ref} , como dado pela Equação 28. Para ω_{ref} sendo igual a velocidade angular dos sinais e o sistema sendo balanceado, as componentes dq são duas constantes, e referem-se ao valor do sinal em fase (*direct*) e em quadratura (*quadrature*), como pode ser observado na Figura 10. Dessa forma, o uso das coordenadas $dq0$ é eficiente para diversas aplicações por representar os sinais AC em valores DC, sendo mais fácil de controlar e manipular (Crowhurst et al., 2010).

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \end{bmatrix} \quad (28)$$

Como visto na Transformada $dq0$, é necessário dois sinais ortogonais para encontrar as componentes dq do sinal analisado. Dado que no caso do projeto será implementado um sistema monofásico, é necessário gerar o sinal ortogonal a partir do original (Crowhurst et al., 2010).

Feita a revisão das componentes DQ , agora é possível a revisão do controlador de corrente. Diferentes abordagens de controle foram propostas para os controladores de microrredes, incluindo as estratégias de histerese, preditiva, proporcional-integral, proporcional-ressonante. No caso do projeto, o método aplicado é o controlador de corrente DQ convencional para sistemas monofásicos (Mnider et al., 2016).

O esquema estrutural do circuito é mostrado pela Figura 11. Pode-se observar a divisão em duas partes: o estágio de potência, com a rede e o inversor fotovoltaico, e o circuito de controle, responsável pelo processamento dos valores obtidos no estágio de potência e pelo envio dos parâmetros de controle para o inversor. Vale notar a necessidade de gerar um sinal ortogonal para o sistema monofásico, a fim de aplicar a transformação $\alpha\beta0 - dq0$ para o controlador de corrente (Mnider et al., 2016).

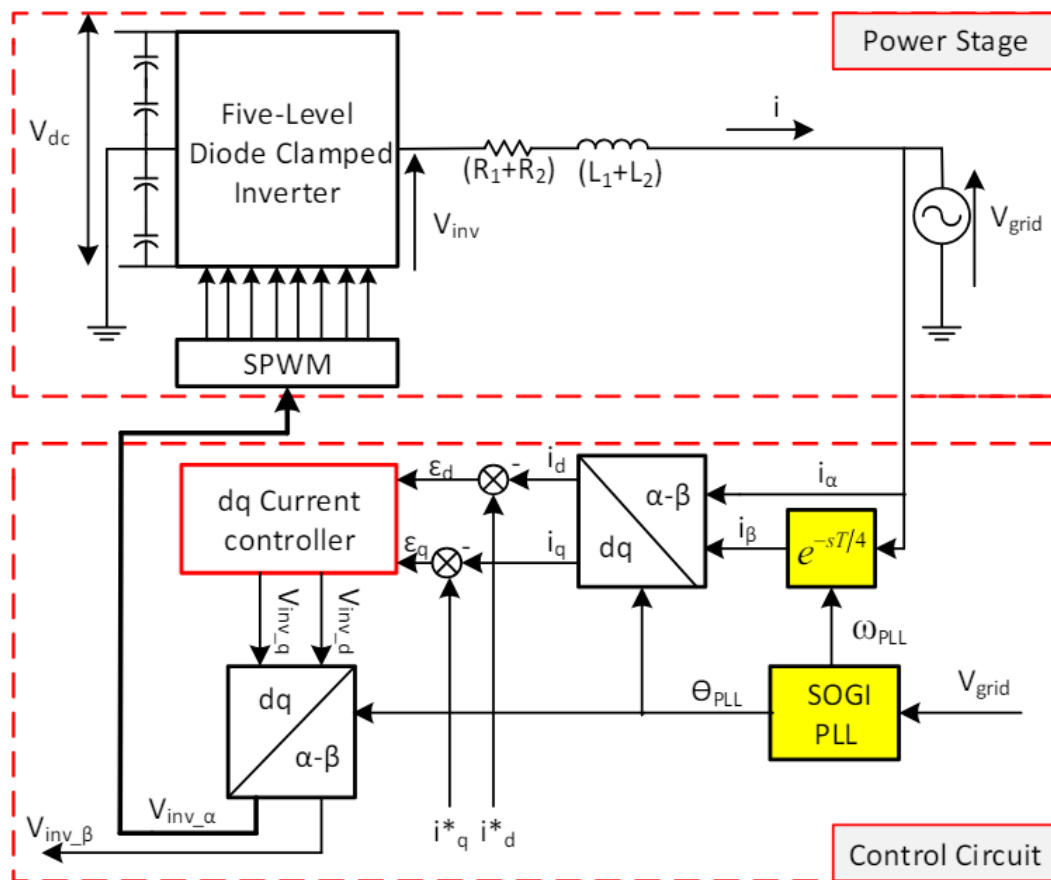


Figura 11 – Esquema do circuito da microrrede, com o estágio de potência e de controle
Fonte: (Mnider et al., 2016)

Na abordagem do controlador de corrente convencional, o controle segue a relação dada pela Equação 29, também demonstrado pela Figura 12. A partir das correntes medidas nos inversores i_d e i_q , o controlador resulta em dois sinais V_{inv_d} e V_{inv_q} que serão transformados em V_{inv_α} e V_{inv_β} , o primeiro é usado como referência para gerar os sinais SPWM (*sinusoidal pulse width modulation*) que controlam os inversores.

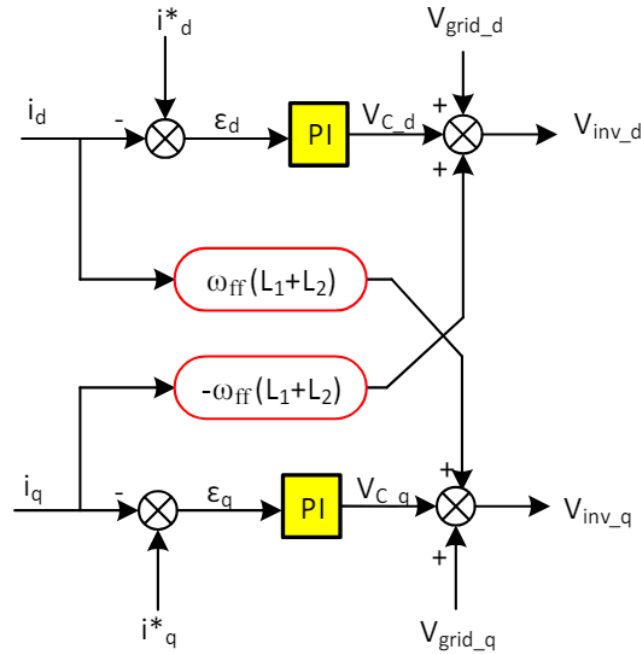


Figura 12 – Esquema de controlador de corrente dq aplicado no projeto
Fonte: (Mnider et al., 2016)

$$\begin{cases} V_{inv_d} = V_{C_d} - \omega_{ff}(L_1 + L_2)i_q + V_{grid_d} \\ V_{inv_q} = V_{C_q} - \omega_{ff}(L_1 + L_2)i_d + V_{grid_q} \end{cases} \quad (29)$$

Sendo ω_{ff} a frequência nominal da rede, em rad/s , L_1 e L_2 são os valores de indutância do circuito de potência, V_{C_d} e V_{C_q} são os sinais de controle dos eixos d e q no sistema de referência em rotação.

5 METODOLOGIA

Este capítulo detalha a metodologia empregada para investigar a aplicação da estratégia de coordenação *Current-Based Control* (CBC) em uma microrrede monofásica conectada à rede, com foco na análise do impacto da impedância de linha. A abordagem metodológica compreende a implementação computacional do sistema e de seus controladores, seguida pela realização de simulações para validar o controle e avaliar seu desempenho sob diferentes cenários operacionais.

5.1 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Nesta seção, serão apresentadas as implementações computacionais realizadas neste projeto, desde o desenvolvimento do circuito de potência monofásico até o circuito de controle, utilizando o controlador de corrente revisado na seção anterior. A modelagem e a simulação da microrrede e de seus componentes foram realizadas utilizando o ambiente MATLAB/Simulink (versão R2023b), plataforma escolhida devido à sua ampla aplicação acadêmica para simulação de sistemas de potência e controle, oferecendo bibliotecas que facilitam a modelagem de componentes elétricos e eletrônicos de potência. O *software* conta com as ferramentas necessárias para a implementação do circuito: os componentes elétricos básicos, filtros RLC, inversores de fonte de tensão, blocos de transformação Park e Clarke, Phase Locked-Loop, além da possibilidade de criar funções próprias.

5.1.1 Circuito de potência

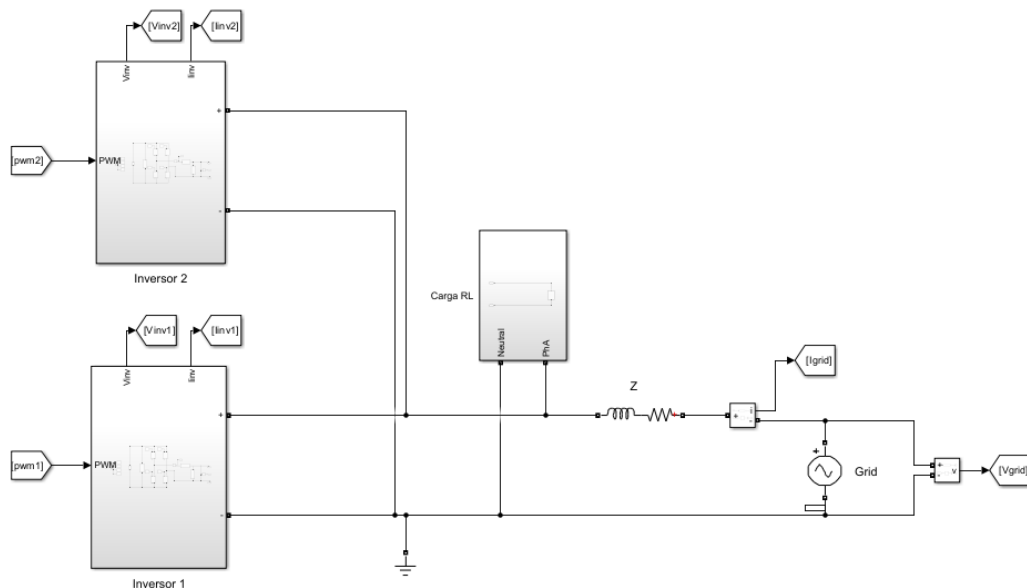


Figura 13 – Circuito de potência implementado no MATLAB/Simulink

Fonte: O autor

Primeiro, o circuito de potência base implementado no Simulink representa uma microrrede monofásica contendo dois inversores de fonte de tensão (*Voltage Source Inverters - VSI*)

conectados em paralelo e alimentando uma carga local (RL), além de estarem conectados à rede elétrica principal através de um Ponto de Acoplamento Comum (PAC). A rede principal foi modelada como uma fonte de tensão ideal de 220V RMS e frequência de 60Hz. A Figura 13 ilustra o diagrama do circuito de potência implementado no ambiente *Simulink*.

Parâmetro	Valor
Frequência fundamental	60Hz
Tensão RMS	220V

Tabela 1 – Características da rede elétrica

Cada VSI foi implementado utilizando a topologia *H-bridge*, de ponte completa, com transistores IGBTs e diodos antiparalelos, controlados por sinais de Modulação por Largura de Pulso Senoidal (SPWM). Um filtro LCL foi incluído na saída de cada inversor para atenuar os harmônicos de chaveamento e garantir uma forma de onda de corrente senoidal. A Figura 14 mostra o bloco inversor implementado na simulação.

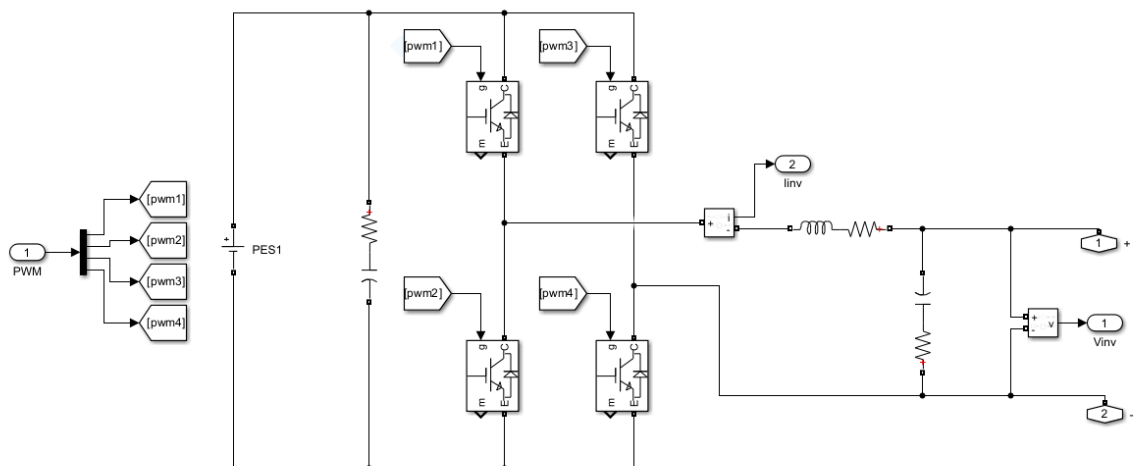


Figura 14 – Circuito do bloco inversor implementado no MATLAB/Simulink
Fonte: O autor

Características dos IGBTs/Diodo dos inversores:

Parâmetro	Valor
Frequência de chaveamento	12KHz
Resistência interna	1mΩ
Resistência do Snubber	10uΩ
Capacitância do Snubber	∞

Tabela 2 – Características de chaveamento do inversor

Além disso, pode-se caracterizar o filtro LC que fica na saída do inversor, responsável por formar um filtro passa-baixa que permite a passagem da componente fundamental, enquanto atenua as componentes de alta frequência gerada pelo chaveamento dos IGBTs. A tabela 3

resume as características dos filtros LC na saída do inversor, sendo R_L a resistência em série com o indutor e R_C em série com o capacitor, representando as resistências parasitas.

Parâmetros	Valor
L	$4.06mH$
R_L	$10m\Omega$
C	$4.01\mu F$
R_C	$1m\Omega$

Tabela 3 – Características dos filtros do inversor

Para o controle, são medidas a tensão e a corrente fornecida pela rede, além das correntes nas saídas dos dois inversores, com as quais é possível calcular os valores das componentes direta e em quadratura para o controlador.

5.1.2 Circuito de controle

O sistema de controle foi implementado visando a coordenação dos dois inversores através da estratégia CBC, operando sobre um controle de corrente dq .

Sendo um sistema monofásico, o passo inicial para o controle é gerar a componente ortogonal dos sinais de tensão da rede e corrente de cada inversor, a fim de realizar a transformada $dq0$, simplificando o controle de grandezas CA ao transformá-las em CC. Neste trabalho, foi escolhido a abordagem baseada em dois filtros passa-baixa de primeira ordem.

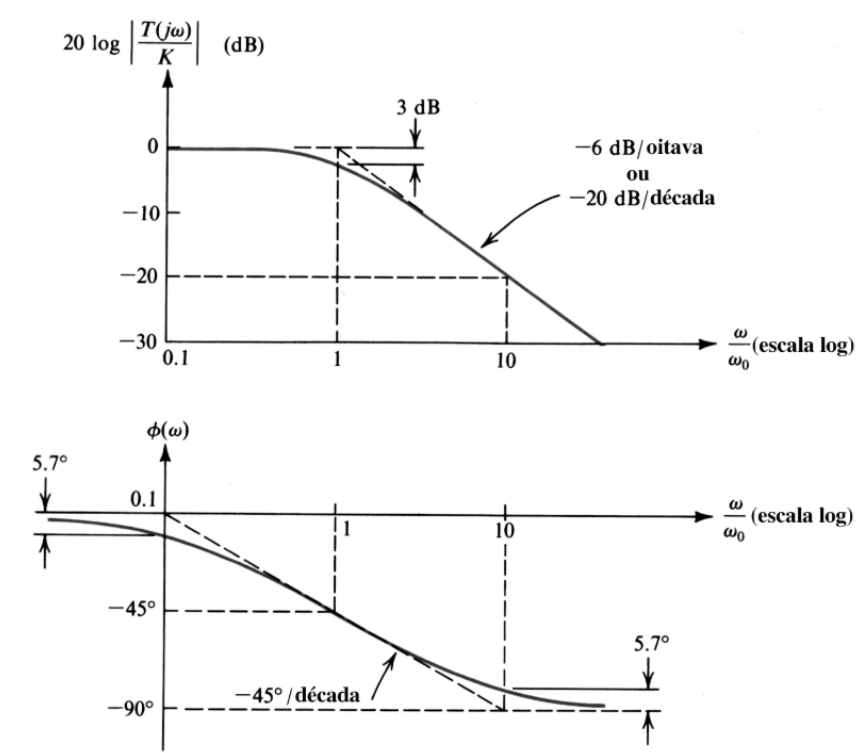


Figura 15 – Diagrama de Bode da amplitude e fase de um filtro passa-baixa

Fonte: (Sedra; Smith, 2011)

Com a frequência de corte do filtro ajustada para a frequência fundamental do sistema (60Hz), é gerada uma defasagem de 45° e uma redução da amplitude de $\sqrt{2}$ na frequência de corte (-3dB) por cada da filtro, conforme apresentado pelo Diagrama de Bode da amplitude e fase de um filtro passa-baixa na Figura 15.

Logo, é possível obter a componente ortogonal dos sinais colocando-os sob dois filtros passa-baixa cuja frequência de corte é a frequência do sinal e aplicando um ganho de 2 para compensação da atenuação. A partir das componentes α e β da tensão da rede e da corrente dos inversores, aplica-se a Transformada $dq0$ para encontrar as componentes DQ dos sinais, como o circuito implementado no *MATLAB/Simulink* mostrado pela Figura 16.

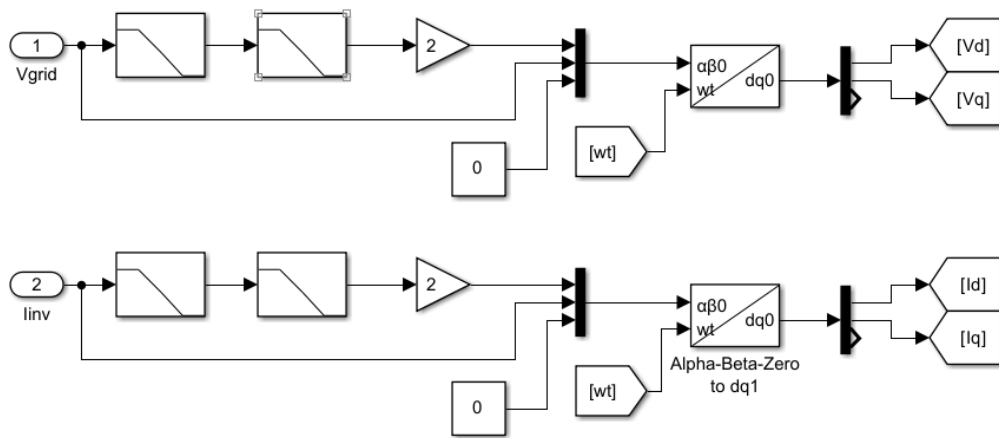


Figura 16 – Circuito para geração dos sinais em componentes dq no *MATLAB/Simulink*

Fonte: O autor

Os filtros de primeira-ordem usados no circuito são filtros passa-baixa, cuja operação é dada na forma da Equação 30, tal que f é a frequência do sistema, 60Hz .

$$H(s) = \frac{1}{(1 + \frac{1}{2\pi f} \cdot s)} \quad (30)$$

Ademais, é importante realizar a sincronização do sistema, a fim de um funcionamento em sintonia com a rede elétrica. A Figura 17 mostra o circuito implementado para encontrar o ângulo θ referente ao sinal de tensão da rede no domínio do tempo, necessário para realizar a transformada $dq0$.

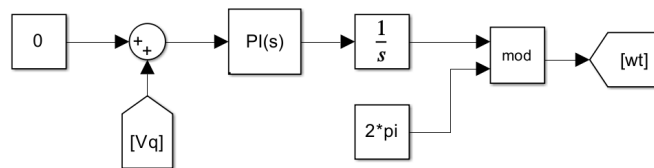


Figura 17 – Circuito para geração do sinal θ (ou ωt) no *MATLAB/Simulink*

Fonte: O autor

O controlador DQ de corrente mostrado pela Figura 18 pode então ser aplicado no circuito de controle, a fim de obter um sinal de referência a ser usado para geração dos sinais SPWM (Modulação por Largura de Pulso Senoidal). Aplicando o circuito mostrado pela Figura 12, que estabelece a relação apresentada pela Equação 29, com os parâmetros do controlador PI: $K_P = 4000$ e $K_I = 25$, ajustados de forma empírica para garantir uma resposta rápida e estável da malha de corrente.

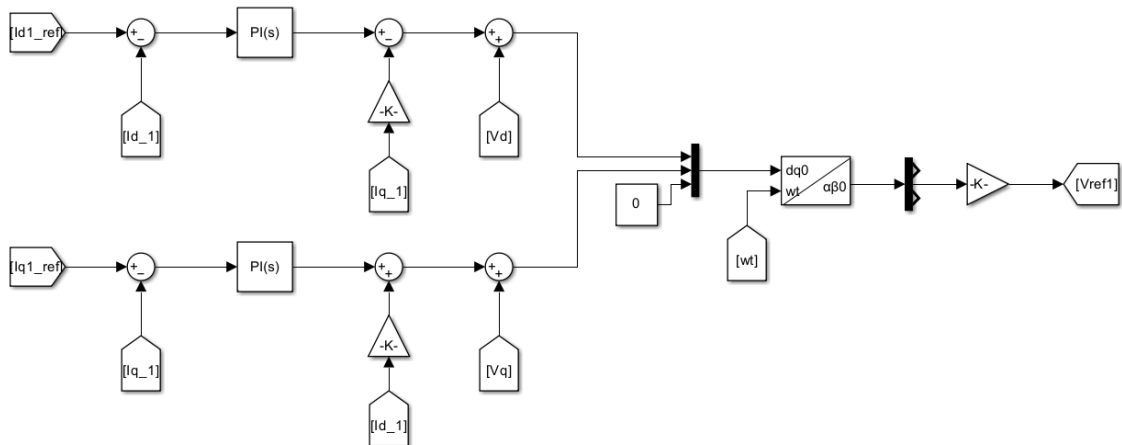


Figura 18 – Circuito do controlador de corrente implementado no MATLAB/Simulink

Fonte: O autor

Parâmetro	Valor
K_P	4000
K_I	25

Tabela 4 – Características do controlador PI

Para a Modulação por Largura de Pulso Senoidal, foi implementado o circuito da Figura 19:

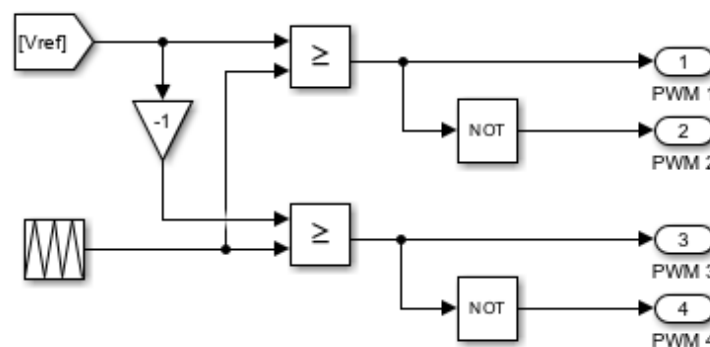


Figura 19 – Circuito implementado no MATLAB/Simulink para geração dos sinais PWM para controle dos inversores

Fonte: O autor

O sinal senoidal obtido na saída do controlador V_{ref} é comparado com um sinal triangular de alta frequência, estabelecido como $12kHz$ para ser múltiplo da frequência do sistema de $60Hz$. A comparação dos dois sinais resultam em quatro sinais PWM enviado para comandar os IGBTs dos inversores.

5.1.3 Estratégia de controle

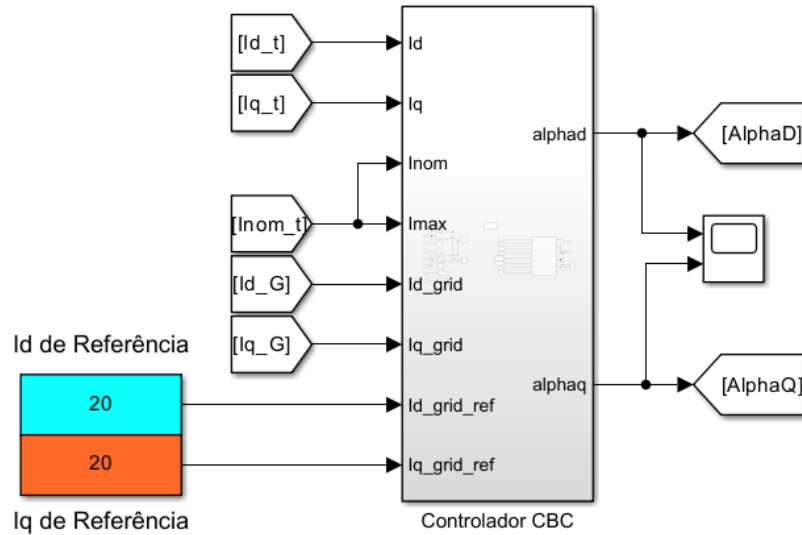


Figura 20 – Bloco implementado para aplicação da estratégia de coordenação CBC

Fonte: O autor

A estratégia CBC foi implementada em um bloco funcional no MATLAB, como é mostrado pela Figura 20, que recebe como entradas a soma das correntes medidas nos inversores (I_{d_t} , I_{q_t} - totais ou individuais, dependendo da implementação exata) e no PAC (I_{d_grid} , I_{q_grid}), as referências de corrente desejadas no PAC ($I_{d_grid_ref}$, $I_{q_grid_ref}$), e a soma das capacidades nominais de corrente dos inversores (I_{nom_t}).

O bloco calcula as correntes totais de referência para os inversores com base na Lei de Kirchhoff das Correntes no PAC (apresentadas pelas Equações 18-21) e determina os coeficientes de compartilhamento (α_D , α_Q) baseados na capacidade disponível (Equações 22-25), cujo cálculo é apresentado pelo APÊNDICE A.

As condições "if DeltaId > 0.01" e "if DeltaIq > 0.01" evitam divisão por zero ou valores muito pequenos que poderiam levar a instabilidades numéricas.

A saturação dos coeficientes α_D e α_Q entre -1 e 1 garante que as correntes de referência geradas para cada inversor (Equação 26) não excedam os limites operacionais, mesmo que a referência total solicitada seja maior que a capacidade agregada.

5.2 SIMULAÇÃO

Com o circuito implementado e os blocos de controle ajustados, foram realizados testes computacionais com o objetivo de validar a operação do controlador CBC e analisar o comportamento da microrrede sob diferentes condições de impedância de linha. No caso, a simulação usou uma frequência de amostragem de $1MHz$.

5.2.1 Validação do controlador

Inicialmente, foram definidos diferentes valores de corrente de referência no PAC (Ponto de Acoplamento Comum), na componente direta I_D^{REF} e em quadratura I_Q^{REF} , para verificar a capacidade do sistema em configurar o controlador de corrente para ajustar os sinais PWM e, consequentemente, controlar a corrente fornecida pelos inversores de forma proporcionalmente distribuída. Nessas simulações, espera-se que a corrente no PAC seja coerente com os valores de referência usados.

Por exemplo, ao determinar uma corrente $I_D^{REF} = 10$ e $I_Q^{REF} = 0$, ou seja, deseja-se uma corrente em fase com a tensão da rede com amplitude de 10A. A Figura 21 mostra a tensão e a corrente obtida no PAC para esse teste.

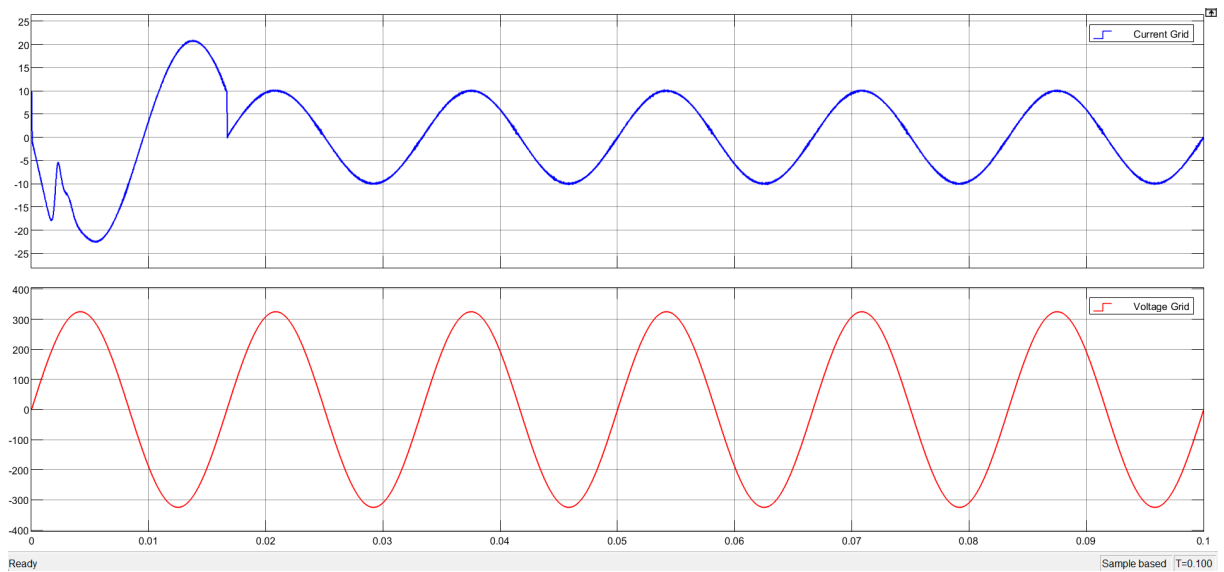


Figura 21 – Simulação do sistema para corrente no PAC $I_D^{REF} = 10$ e $I_Q^{REF} = 0$

Fonte: O autor

Pelas curvas apresentadas pela Figura 21, pode-se observar que a corrente está em fase com a tensão da rede, assim também com uma amplitude de 10A, como esperado pelos valores de referência usados. Uma observação é o funcionamento do sistema a partir de um período do ciclo senoidal da tensão, como pode notar que a corrente passa a operar de maneira coerente com o desejado a partir do tempo $t = 0.016s$. Esse comportamento será visto nas demais simulações e ocorre porque a central de controle apenas começa a gerar os coeficientes α_D e α_Q após esse tempo.

Um segundo teste pode ser feito, mas dessa vez para valores de referência $I_D^{REF} = 0$ e $I_Q^{REF} = 10$, o que deve-se obter uma corrente com amplitude de 10A também, mas agora 90° defasado da tensão. A Figura 22 mostra as curvas de corrente e tensão para essa simulação.

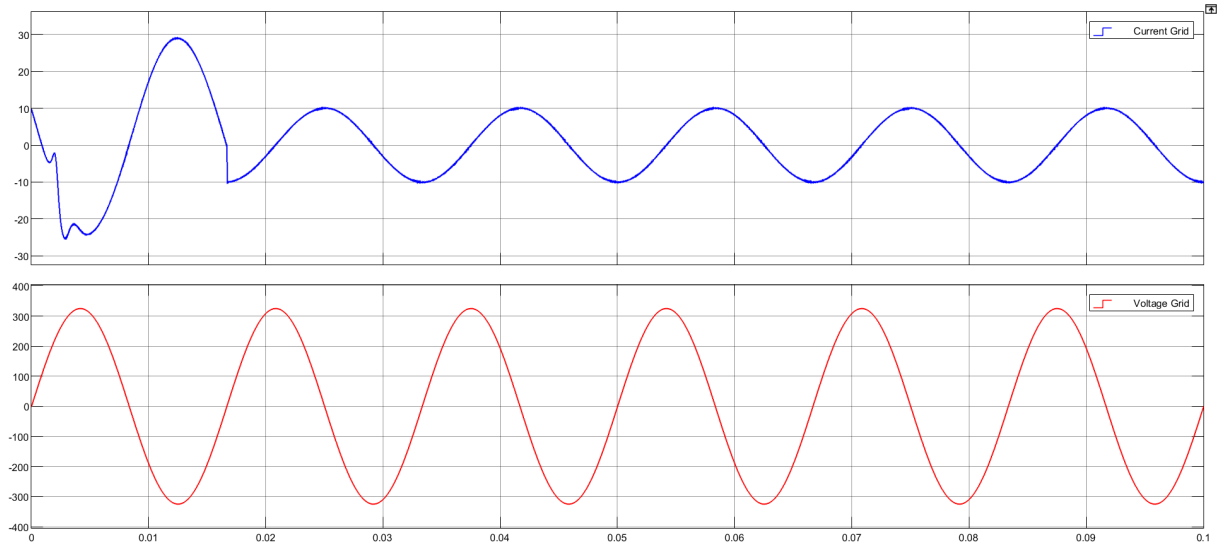


Figura 22 – Simulação do sistema para corrente no PAC $I_D^{REF} = 0$ e $I_Q^{REF} = 10$

Fonte: O autor

Da mesma forma, a corrente está defasada 90° em relação à tensão e apresenta a amplitude de 10A, conforme o esperado, o que significa que a estratégia *Current-Based Control* aplicado no modelo opera corretamente.

Por fim, pode-se testar a microrrede operando de forma isolada à rede, basta zerar a corrente que flui entre a microrrede e a rede elétrica, configurando $I_D^{REF} = 0$ e $I_Q^{REF} = 0$. A Figura 23 mostra o resultado para essa simulação, e como esperado, foi cortado a circulação de corrente pelo PAC.

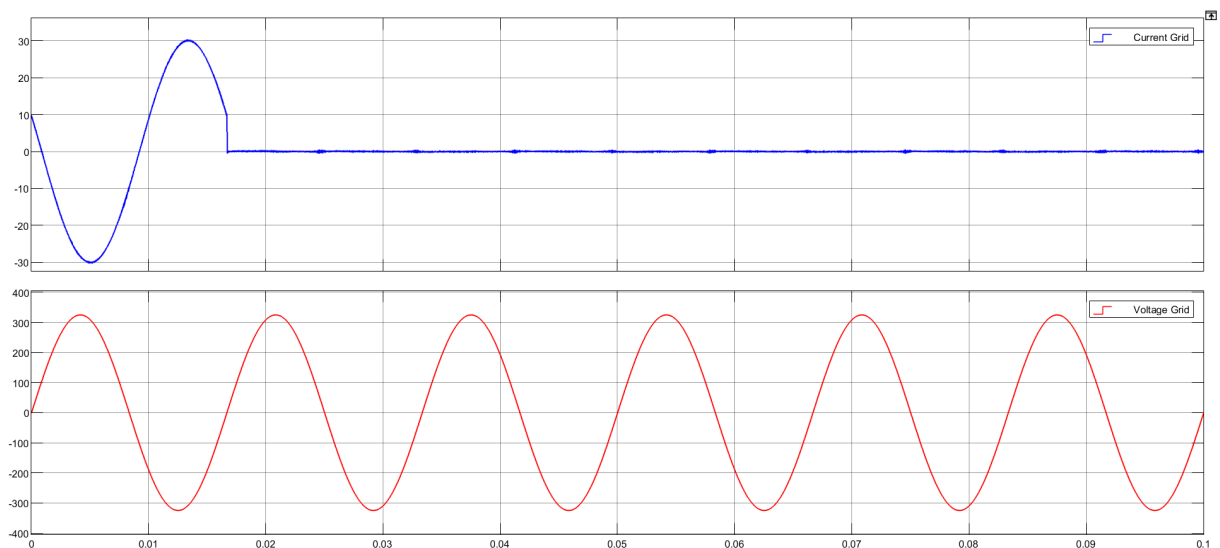


Figura 23 – Simulação do sistema para corrente no PAC $I_D^{REF} = 0$ e $I_Q^{REF} = 0$

Fonte: O autor

5.2.2 Teste A - Análise do impacto da impedância de linha entre o inversor e a rede

Com objetivo de analisar a operabilidade da coordenação dos inversores para diferentes condições de impedância de linha, foi realizado alguns testes seguindo diferentes configurações da microrrede. A primeiro momento, o Teste A ocorreu para o circuito com a topologia mostrada pela Figura 24, simulando uma microrrede comum operando em condições normais, a fim de observar o impacto do aumento da impedância de linha no controle da microrrede.

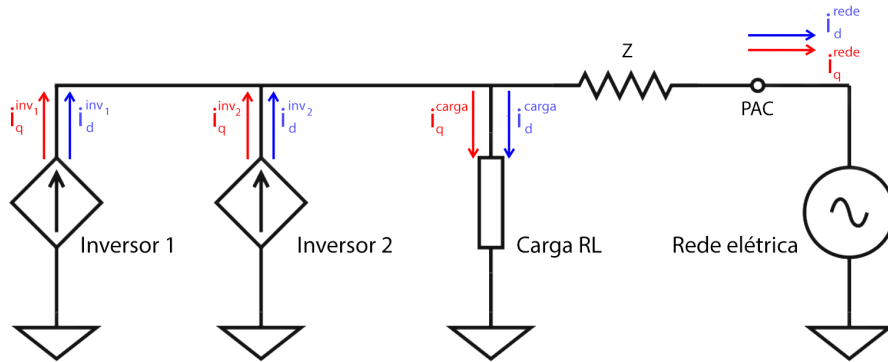


Figura 24 – Esquema simplificado do circuito implementado para o Teste A

Fonte: O autor

Na análise, o valor da impedância de linha variou com um valor base de $Z = (0.163/1000) + j(0.136/1000) [\Omega/metro]$ para comprimento de 1m, 10m, 50m, 200m, 5000m e 10000m, conforme os valores apresentados na Tabela 5:

Comprimento	R	X
1 metro	0.000163Ω	0.000136Ω
10 metros	0.00163Ω	0.00136Ω
50 metros	0.00815Ω	0.0068Ω
200 metros	0.0326Ω	0.0272Ω
5000 metros	0.815Ω	0.68Ω
10000 metros	1.63Ω	1.36Ω

Tabela 5 – Valores de impedância de linha usadas para simulação

No caso, foram usados três diferentes valores de referência de corrente fluindo pelo PAC:

1. $I_D^{REF} = 30$ e $I_Q^{REF} = 0$
2. $I_D^{REF} = 0$ e $I_Q^{REF} = 30$
3. $I_D^{REF} = 20$ e $I_Q^{REF} = 20$

A análise foi conduzida comparando os valores reais de corrente fluindo pelo PAC com esses valores de referência utilizados.

5.2.3 Teste B - Inversores operando na capacidade nominal

No caso do Teste B, para a mesma topologia da Figura 24, foi alterada a carga RL de modo a aumentar a corrente consumida e alcançar as capacidades nominais dos inversores, a fim de observar a operabilidade sob essas condições nos diferentes valores de impedância de linha mostrados pela Tabela 5, buscando também compreender o comportamento do algoritmo sob a condição de inversores sobrecarregados.

5.2.4 Teste C - Análise do impacto da impedância de linha entre os inversores

Por fim, o Teste C analisou o impacto de adicionar uma impedância de linha entre os inversores, uma vez que nos diferentes projetos os inversores podem estar distantes entre si. A topologia pode ser visto pela Figura 25:

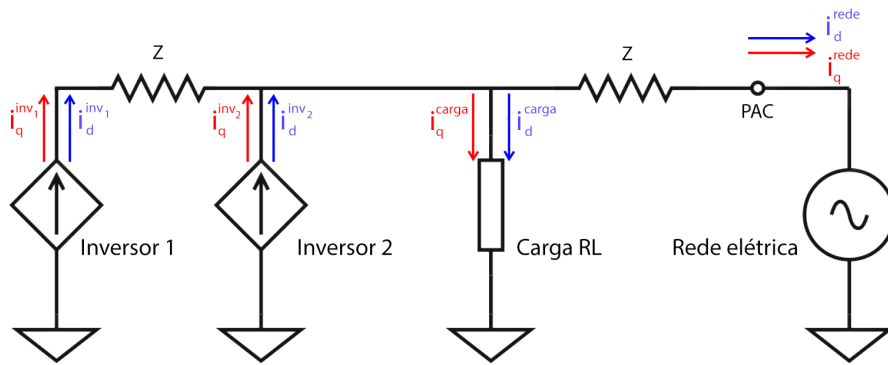


Figura 25 – Esquema simplificado para o circuito utilizado no Teste C

Fonte: O autor

Como nos testes anteriores, foi alterado os valores de impedância de linha conforme a Tabela 5 e para os valores de referência mostrados acima. No entanto, para analisar os resultados, deve-se comparar as correntes dos inversores com os valores de α_D e α_Q .

6 RESULTADOS

6.1 TESTE A - ANÁLISE DO IMPACTO DA IMPEDÂNCIA DE LINHA ENTRE O INVERSOR E A REDE

Neste teste, analisou-se o impacto da variação do comprimento da linha (e, consequentemente, da impedância) entre o inversor e o ponto de acoplamento com a rede (PAC). Três conjuntos de valores de referência foram utilizados:

1. $I_D^{REF} = 30$ e $I_Q^{REF} = 0$
2. $I_D^{REF} = 0$ e $I_Q^{REF} = 30$
3. $I_D^{REF} = 20$ e $I_Q^{REF} = 20$

6.1.1 Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

Os resultados das simulações do teste A para cada impedância de linha foram documentados e organizados para analisar o comportamento a medida que o comprimento é aumentado. Primeiro, a Tabela 6 mostra o resultado das simulações usando como valor de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$:

Comprimento	$I_{Grid_D}^{REF} = 30$	Erro absoluto	$I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	Erro absoluto
1m	30.0011	0.0011	0.0606	0.0606
10m	30.0011	0.0011	0.0651	0.0651
50m	30.0005	0.0005	0.0885	0.0885
200m	29.9985	0.0015	0.1747	0.1747
5000m	29.8116	0.1884	2.5159	2.5159
10000m	29.5010	0.4990	4.2795	4.2795

Tabela 6 – Tabela comparação da corrente fluindo pelo PAC obtidos e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

Como pode-se observar, a medida que o comprimento cresce, ou seja, aumenta a impedância de linha, o erro absoluto em relação aos valores das componentes de corrente com os valores de referência utilizados também aumenta. Para comprimento de 1 metro, o erro absoluto é praticamente zero, apresentando uma alta eficiência. No entanto, para altos comprimentos de 5.000m e 10.000m esse erro passam a ser expressivos, que pode provocar problemas e instabilidades no sistema.

Assim também, pode-se comparar as formas de onda da corrente e tensão no PAC da microrrede. Para uma melhor visualização dos impactos da impedância de linha, a Figura 26 mostra a forma de corrente e tensão para 1 metro.

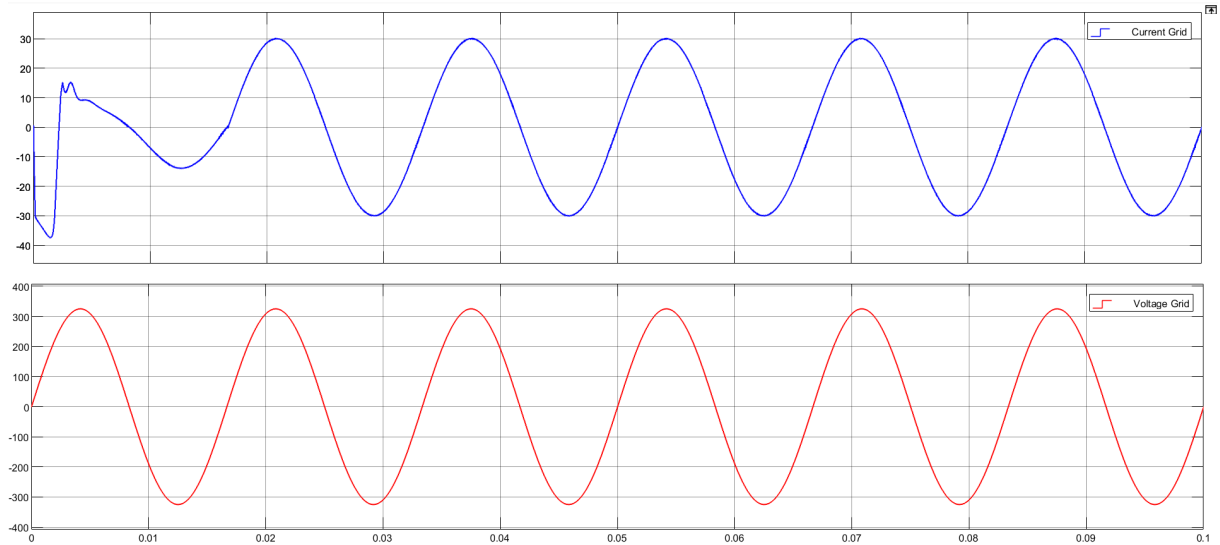


Figura 26 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 1m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

E a Figura 27 mostra a corrente e tensão para 10.000 metros:

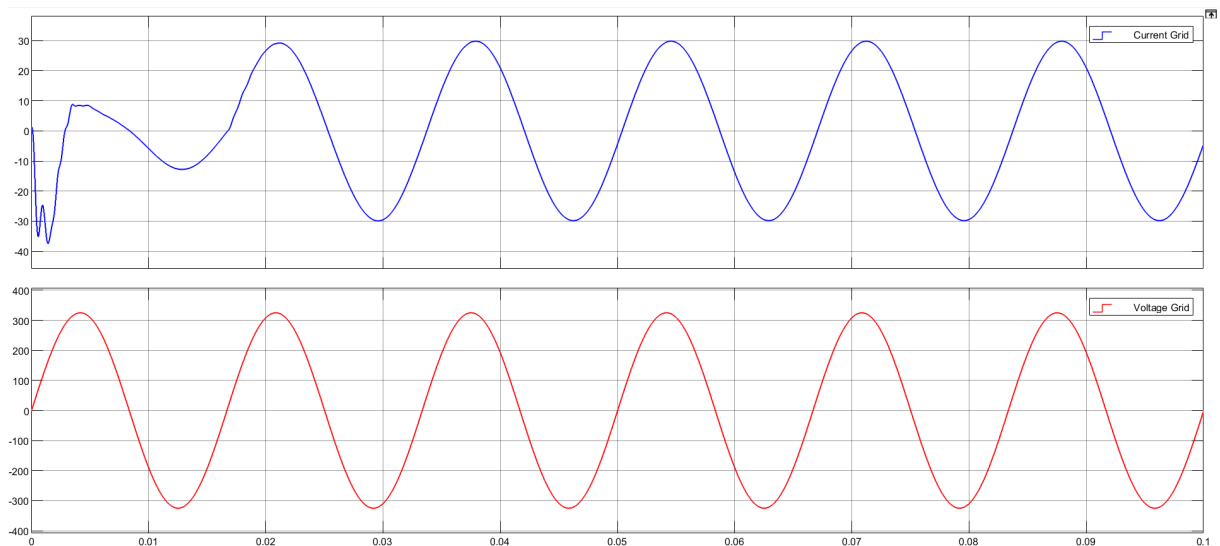


Figura 27 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 10.000m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

A partir dos resultados apresentados pelas Figuras 26 e 27, pode-se observar que para comprimento de 1m, a curva de corrente corresponde perfeitamente ao valor de 30A de amplitude e em fase com a tensão. Já para 10.000m, é possível observar que a corrente ainda mantém a amplitude de 30A, mas apresenta uma pequena defasagem em relação a tensão. No entanto, mesmo com o aumento no erro, a curva de corrente se mantém uma senoide sem distorções visíveis.

6.1.2 Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

Realizando os mesmos testes, mas agora mudando para os valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$. Após as simulações, a Tabela 7 resume os resultados obtidos, apresentando os valores da corrente direta e em quadratura, além do erro absoluto em relação aos valores de referência.

Comprimento	$I_{Grid_D}^{REF} = 0$	Erro absoluto	$I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	Erro absoluto
1m	-0.0293	0.0293	30.0215	0.0215
10m	-0.0242	0.0242	30.0190	0.0190
50m	-0.0073	0.0073	30.0089	0.0089
200m	0.0616	0.0616	29.9731	0.0269
5000m	1.8956	1.8956	28.7372	1.2628
10000m	3.1222	3.1222	27.4914	2.5086

Tabela 7 – Tabela comparação da corrente fluindo pelo PAC obtidos e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

Por essa tabela, é possível observar que, para baixos comprimentos, no caso até 200 metros, o erro nos resultados medidos foram irrelevantes, muito próximos a zero. No entanto, partindo para 5.000 e 10.000 metros, o erro começou a ficar significativo, chegando a mais de 3 para a corrente direta e 2.5 em quadratura no teste com 10.000 metros, o que pode provocar problemas na microrrede em uma aplicação prática.

Da mesma forma, a fim de visualizar as curvas de corrente e tensão no PAC, a Figura 28 mostra o resultado do testes para 1 metro:

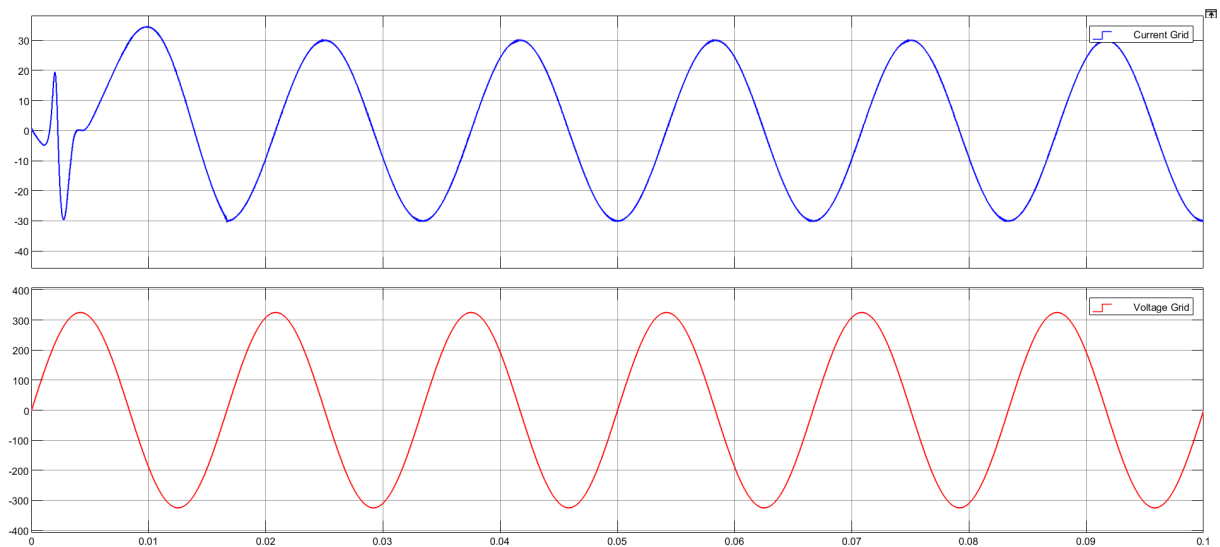


Figura 28 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 1m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

Por meio da Figura 28, no teste para 1 metro, observa-se que a corrente corresponde

exatamente ao comportamento esperado, com a amplitude desejada de 30A e defasado 90° em relação a tensão.

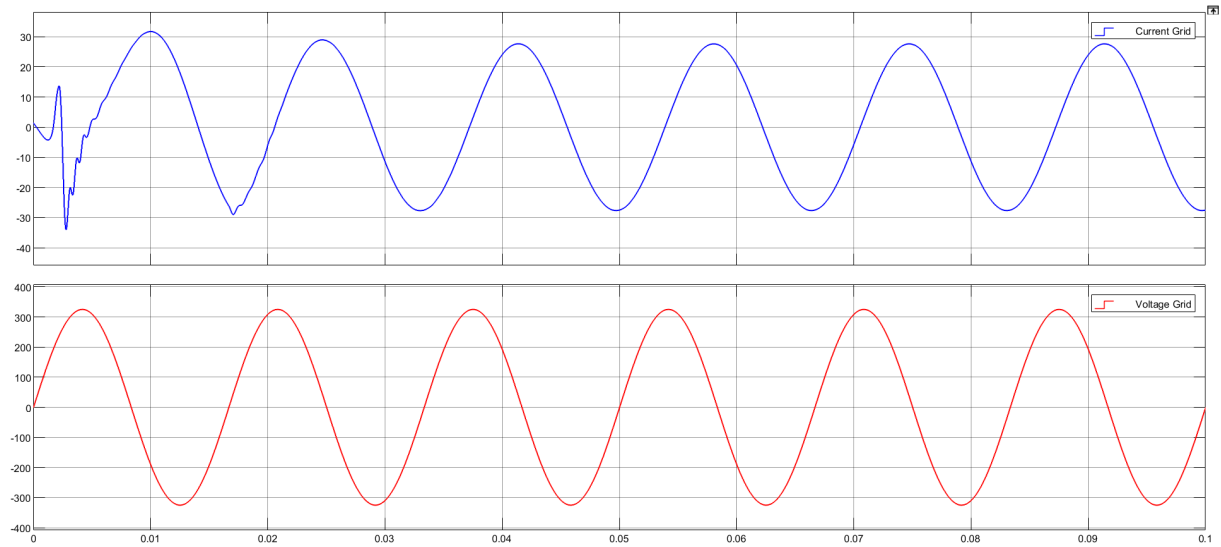


Figura 29 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 10.000m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

No entanto, a Figura 29 que mostra o resultado para 10.000 metros, observa-se que a corrente não apresenta os 30A de amplitude desejado pelos valores de referência utilizados, além de que a defasagem não é exatamente 90° com relação a tensão. Mas ainda assim, a corrente continua sendo senoidal e sem distorções visíveis.

6.1.3 Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

Por fim, os últimos valores de referência utilizados no teste A foram $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$, buscando analisar o comportamento da impedância de linha para uma corrente composta de valores diretos e em quadratura. A Tabela 8 resume os resultados quantitativos obtidos nessa simulação, apresentando o erro absoluto em relação valores de referência para cada comprimento de linha.

Comprimento	$I_{Grid_D}^{REF} = 20$	Erro absoluto	$I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	Erro absoluto
1m	19.9811	0.0189	20.0476	0.0476
10m	19.9811	0.0189	20.0476	0.0476
50m	19.9822	0.0178	20.0440	0.0440
200m	19.9873	0.0127	20.0347	0.0347
5000m	20.1061	0.1061	19.7858	0.2142
10000m	20.1157	0.1157	19.5770	0.423

Tabela 8 – Tabela comparação da corrente fluindo pelo PAC obtidos e o erro absoluto com relação à referência $I_D^{REF} = 20$ e $I_Q^{REF} = 20$

Conforme observado pela Tabela 8, é possível observar o crescimento do erro absoluto com o aumento da impedância de linha, tanto para os valores em fase quanto em quadratura.

No entanto, para essa simulação os erros encontrados não foram tão expressivos comparado aos testes usando outros valores de referência.

Da mesma maneira, comparando as formas de onda da corrente e tensão no PAC nas simulações. A Figura 30 mostra os resultados encontrados para o comprimento de 1 metro:

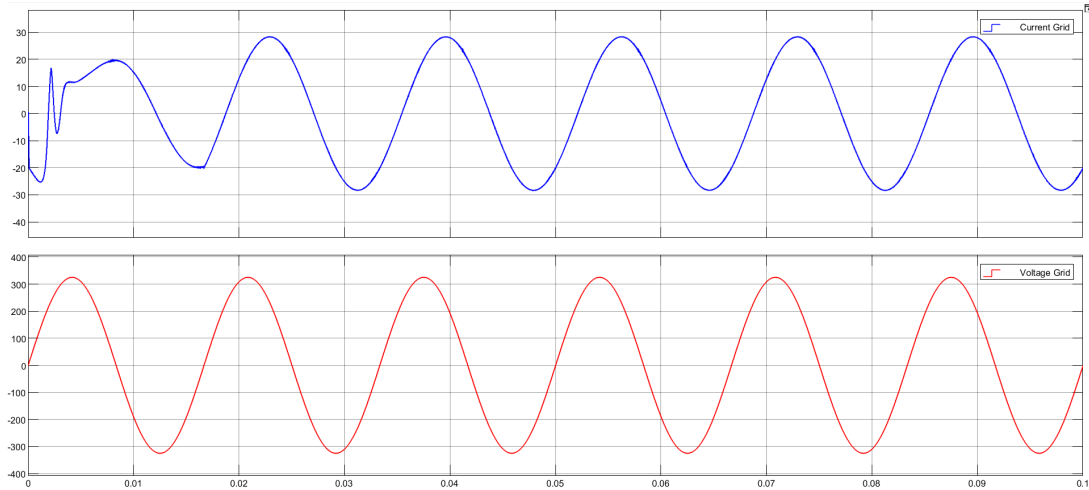


Figura 30 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 1m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

Já a Figura 31 apresenta os resultados para comprimento de 10.000 metros:

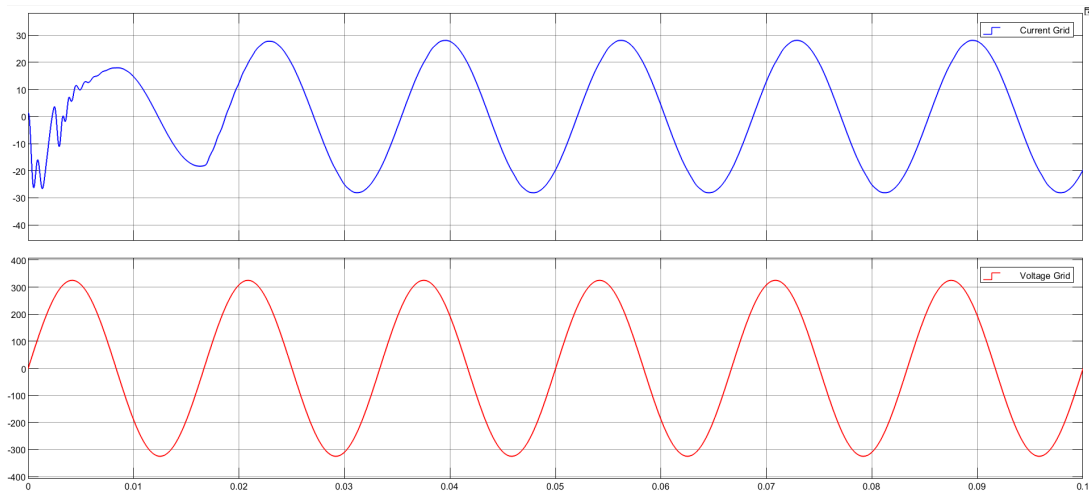


Figura 31 – Corrente (Azul) e tensão (Vermelho) medidos no PAC para comprimento 10.000m e referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

Para os valores de referência usados, espera-se uma corrente com amplitude cerca de 28.28A e uma defasagem de 45° em relação a tensão, assim os resultados obtidos foram muito satisfatórios para ambos os testes. Como o erro obtido para altos comprimentos não foram tão significativos, não é possível observar grandes diferenças entre o resultado para 1 metro e 10.000 metros.

6.2 TESTE B - INVERSORES OPERANDO NA CAPACIDADE NOMINAL

Para a realização do Teste B, foram alteradas as características das cargas RL utilizadas na microrrede, de modo a aumentar o consumo de corrente por cada carga e atingir a capacidade nominal dos inversores do circuito. No caso, a capacidade nominal dos inversores 1 e 2 foram estabelecidos como 40A e 30A, respectivamente.

O Teste analisou para diferentes valores de impedância de linha, conforme a Tabela 5, mas apenas com os valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$. Os resultados foram agrupados na Tabela 9:.

Comprimento	$I_{Grid_D}^{REF} = 20$	Erro absoluto	$I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	Erro absoluto
1m	19.9786	0.0214	15.9588	4.0412
10m	19.9786	0.0214	15.9004	4.0996
50m	19.9784	0.0216	15.8209	4.1791
200m	19.9755	0.0245	15.5418	4.4582
5000m	19.6175	0.3825	8.9708	11.0292
10000m	19.1450	0.8550	4.1567	15.8433

Tabela 9 – Tabela comparação da corrente fluindo pelo PAC obtidos e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

A Tabela 9 mostra que a estratégia *Current-Based Control* configura a corrente em fase para o valor de referência primeiro, depois realiza o ajuste da corrente em quadratura, visto a diferença entre os erros absolutos encontrados. Além disso, os resultados quantitativos apresenta o crescimento dos erros encontrados a medida que a impedância de linha aumenta também, mas vale destacar um aumento muito significativo para a corrente em quadratura, chegando a 15,8433 para 10.000 metros.

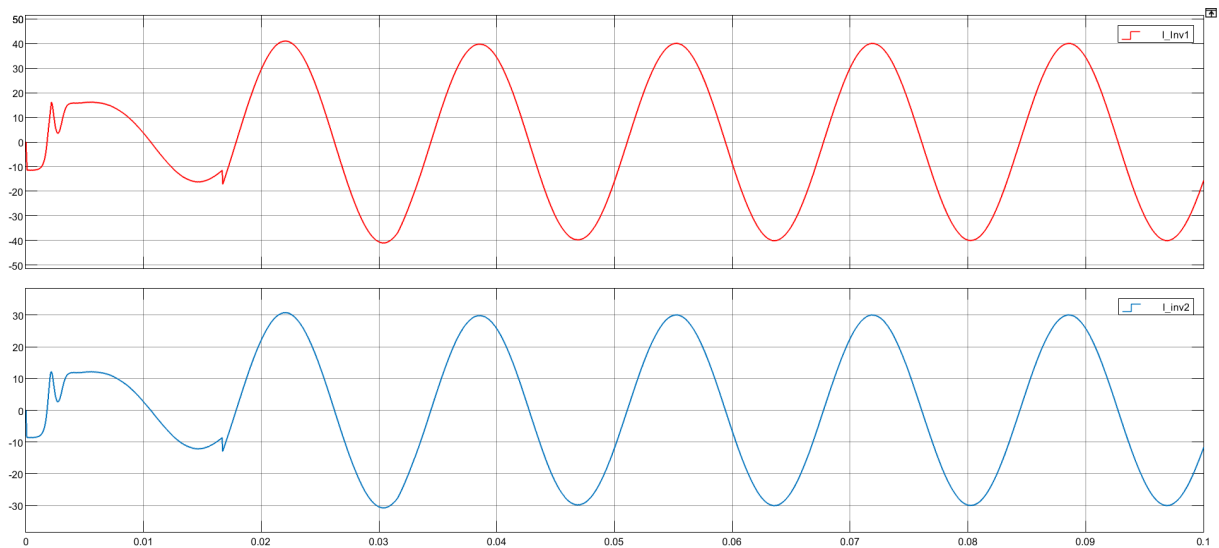


Figura 32 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste B, com um comprimento de 1m

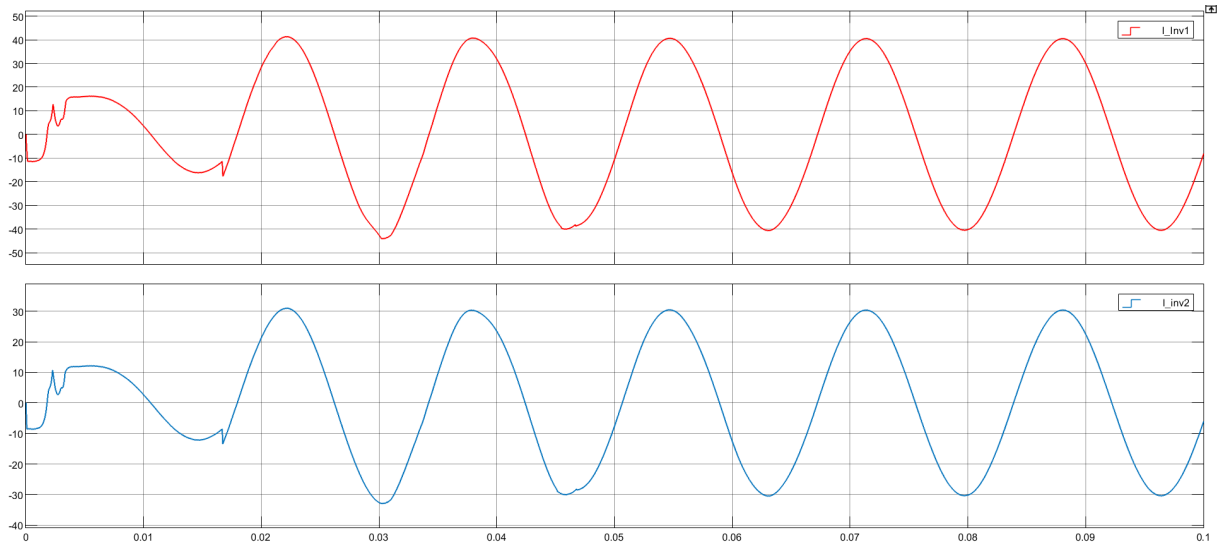


Figura 33 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste B, com um comprimento de 10.000m

Pelas Figuras 32 e 33, é possível observar que, apesar da demanda de corrente superior pelas cargas, em ambos os casos a corrente fornecida pelos inversores não ultrapassaram os limites nominais estabelecidos para cada inversor, 40A para o inversor 1 e 30A para o inversor 2. Dessa forma, pode-se concluir o bom funcionamento da estratégia CBC, distribuindo a demanda dos inversores proporcional a capacidade de cada um, mantendo uma operação segura. Quando não é possível fornecer a corrente necessária para as cargas pelos inversores presentes na microrrede, a diferença é compensada pela rede elétrica principal.

6.3 TESTE C - ANÁLISE DO IMPACTO DA IMPEDÂNCIA DE LINHA ENTRE OS INVERSORES

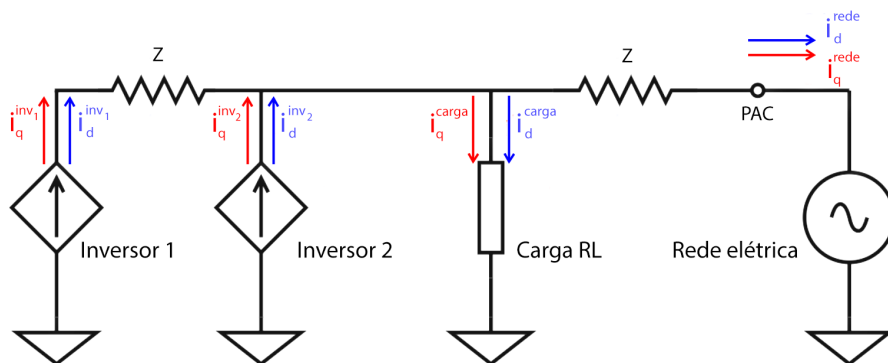


Figura 34 – Esquema simplificado para o circuito utilizado no Teste C
Fonte: O autor

Por fim, o último teste realizado adicionou uma impedância de linha entre os dois inversores, como mostrado pela Figura 34. Para esse teste, a análise pode ser feita, além da corrente fluindo pelo PAC, comparando os valores das componentes de corrente nos dois

inversores com os valores de referência usados no controlador de corrente - para melhor análise, a mesma capacidade nominal será utilizada para os dois inversores, 40A, mas com o inversor 1 sob o impacto da nova impedância de linha.

6.3.1 Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

Primeiro realizando a simulação com os valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$, a Tabela 10 resume os resultados obtidos para as componentes direta e em quadratura da corrente que flui pelo PAC:

Comprimento	$I_{Grid_D}^{REF} = 30$	Erro absoluto	$I_{Grid_Q}^{REF} = 0$	Erro absoluto
1m	29.9935	0.0065	0.0774	0.0774
10m	29.9921	0.0079	0.0861	0.0861
50m	29.9846	0.0154	0.1272	0.1272
200m	29.9591	0.0409	0.2760	0.2760
5000m	28.8826	1.1174	3.9358	3.9358
10000m	24.4046	5.5954	4.7806	4.7806

Tabela 10 – Tabela comparação dos resultados do Teste C, exibindo os valores da corrente fluindo pelo PAC e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

Pela Tabela 10, é possível observar que o erro absoluto obtido nas componentes da corrente do PAC aumenta muito com a impedância de linha, sendo muito próximo a zero para comprimentos até 200 metros, mas chegando a 5,5954 na componente direta e 4,7806 em quadratura, para o comprimento de 10.000 metros.

Já a Tabela 11 exibe os valores das componentes de corrente dos inversores 1 e 2, em comparação com os valores de referência de cada componente.

Comprimento	$I_{PE1_D}^{REF}$	I_{PE1_D}	I_{PE2_D}	$I_{PE1_Q}^{REF}$	I_{PE1_Q}	I_{PE2_Q}
1m	29.2298	29.2270	29.2267	4.8543	4.8926	4.8929
10m	29.2208	29.2263	29.2273	4.8724	4.9170	4.9141
50m	29.2386	29.2297	29.2322	4.8900	4.9605	4.9471
200m	29.2667	29.2415	29.2510	4.9483	5.1158	5.0586
5000m	30.1321	29.4706	29.7862	6.4014	8.9715	7.8509
10000m	30.8628	25.7929	30.3374	6.3755	10.2041	8.5169

Tabela 11 – Tabela resultado do teste C exibindo os valores das componentes da corrente nos inversores 1 e 2 com o valor referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

Lembrando que o inversor 1 está sob o impacto da adição da nova impedância de linha, a Tabela 11 mostra que as correntes fornecidas pelos inversores para pequenos comprimentos são praticamente iguais, com uma diferença desprezível. No entanto, com grandes comprimentos, como 10.000 metros, há uma diferença significativa, sendo o inversor 1 divergindo muito do valor de referência usado.

Além disso, uma boa análise do impacto da impedância de linha adicional pode ser observado comparando a forma de onda da corrente dos dois inversores para 1 metro, mostrado pela Figura 35.

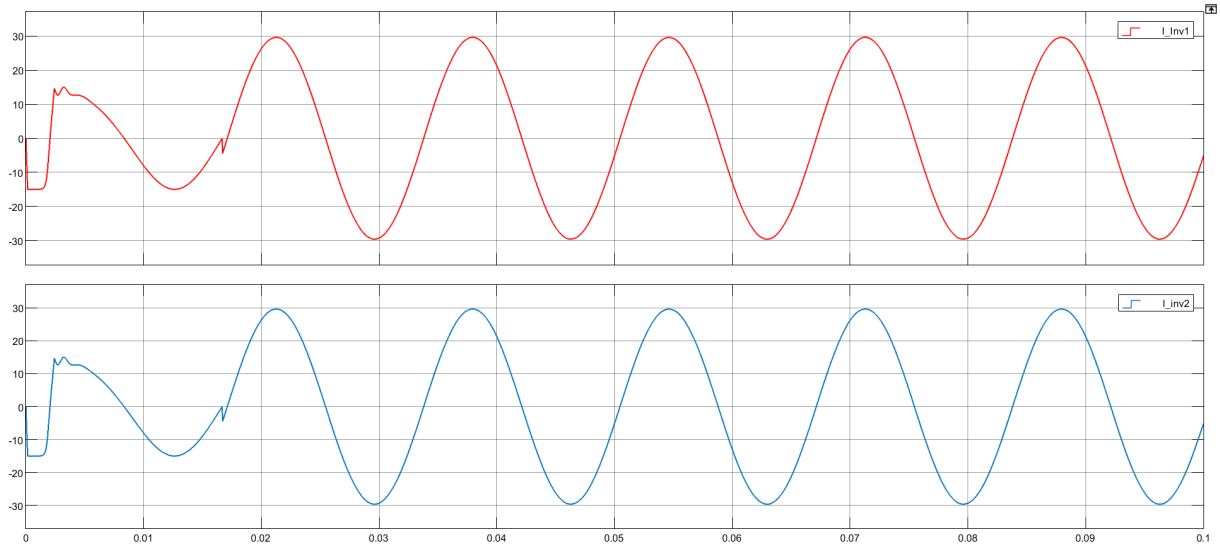


Figura 35 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 1 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

E agora, a corrente dos dois inversores para 10.000 metros.

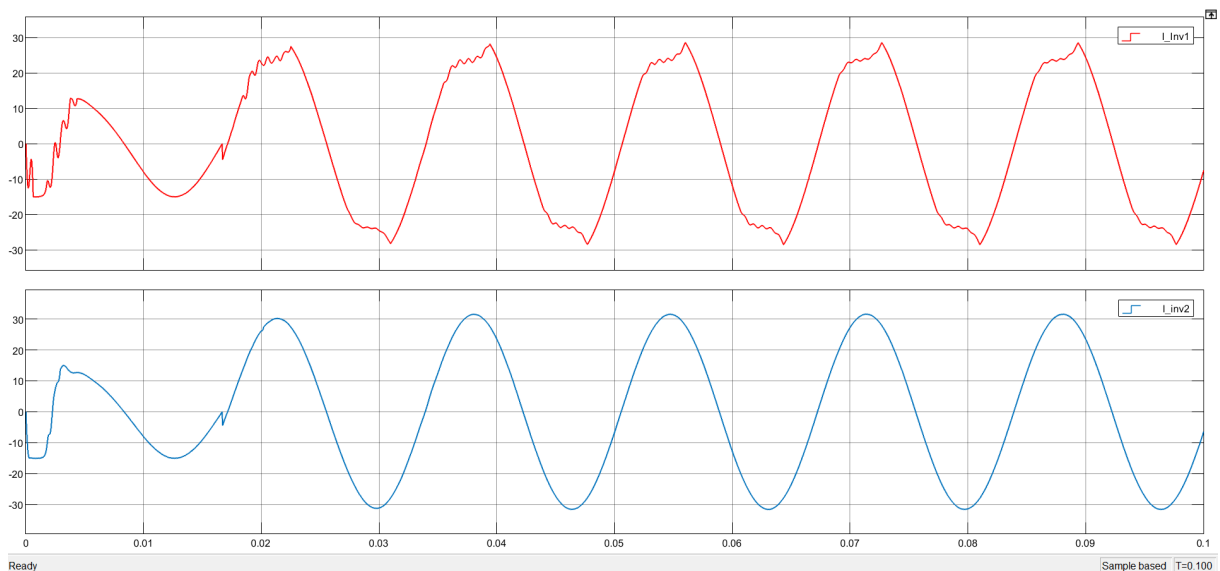


Figura 36 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 10.000 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 30$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 0$

Pela Figura 35, pode-se observar que a corrente para os dois inversores se mantiveram praticamente iguais com um comprimento pequeno de 1 metro. No entanto, para 10.000 metros, como mostrado pela Figura 36, a corrente no inversor 1 apresentou grandes distorções provocadas pela impedância de linha adicionada, enquanto a corrente no inversor 2 se manteve sem distorções aparentes.

6.3.2 Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

Os mesmos procedimentos foram realizados, mas para valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$. A Tabela 12 mostra os valores das componentes de corrente fluindo pelo PAC.

Comprimento	$I_{Grid_D}^{REF} = 0$	Erro absoluto	$I_{Grid_Q}^{REF} = 30$	Erro absoluto
1m	-0.0326	0.0326	30.0376	0.0376
10m	-0.0256	0.0256	30.0326	0.0326
50m	0.0009	0.0009	30.0131	0.0131
200m	0.1022	0.1022	29.9398	0.0602
5000m	2.4805	2.4805	27.8132	2.1868
10000m	1.1404	1.1404	24.9161	5.0839

Tabela 12 – Tabela comparação dos resultados do Teste C, exibindo os valores da corrente fluindo pelo PAC e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

Como pode ser observado, assim como esperado, os resultados para pequenos comprimentos foram bem satisfatórios, apresentando erros bem pequenos, muito próximos a zero. Contudo, a partir dos 5.000 metros, o erro começa a ser significativo, maior que 2, e para os 10.000 metros atinge 5.0839.

Já a Tabela 13 compara as componentes da corrente fluindo pelos inversores em relação com os valores de referência usados no controlador de corrente DQ .

Comprimento	$I_{PE1_D}^{REF}$	I_{PE11_D}	I_{PE12_D}	$I_{PE1_Q}^{REF}$	I_{PE11_Q}	I_{PE12_Q}
1m	14.2308	14.2146	14.2145	19.8551	19.8736	19.8741
10m	14.2339	14.2218	14.2205	19.8701	19.8858	19.8873
50m	14.2428	14.2556	14.2509	19.8736	19.8774	19.8819
200m	14.3195	14.3787	14.3624	19.8789	19.8391	19.8552
5000m	16.1230	17.4433	14.2832	19.9980	18.7634	19.0031
10000m	17.3087	16.5441	19.3937	19.6875	17.4211	17.7171

Tabela 13 – Tabela resultado do teste C exibindo os valores das componentes da corrente nos inversores 1 e 2 com o valor referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

Lembrando que ambos os inversores são idênticos, mas o inversor 1 está sob as consequências de adição de uma nova impedância de linha. Para baixos comprimentos, pode-se encontrar pequenas diferenças entre os valores encontrados nos dois inversores, enquanto para comprimentos altos há uma divergência considerável entre os dois inversores, com um erro maior no inversor 1.

Além dos resultados quantitativos, as Figuras 37 e 38 mostram a forma de onda das correntes em ambos os inversores, para um comprimento de 1 metro e 10.000 metros, respectivamente.

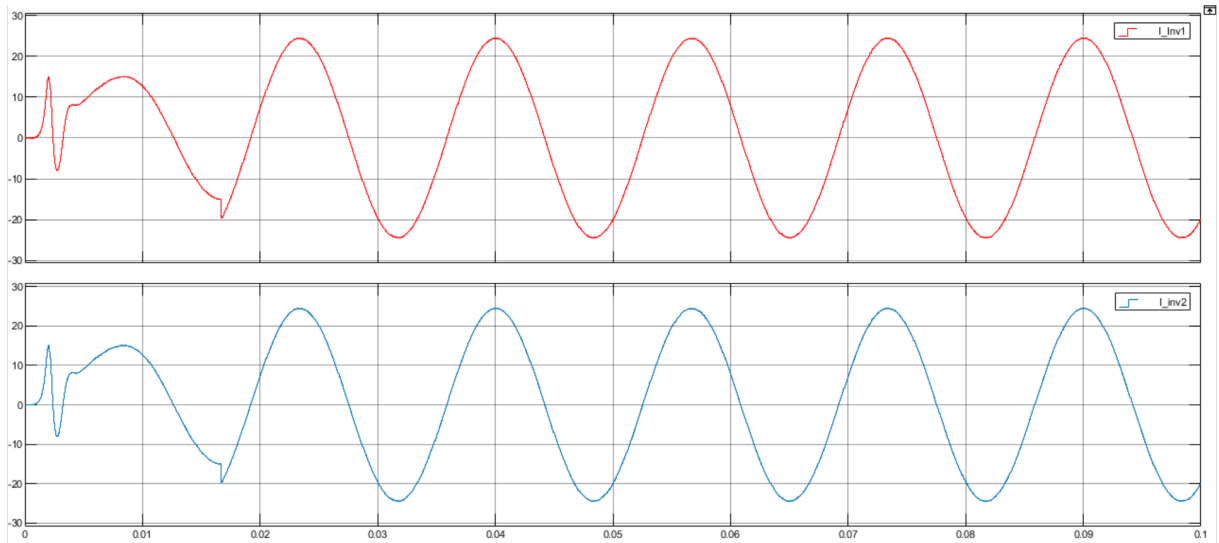


Figura 37 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 1 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

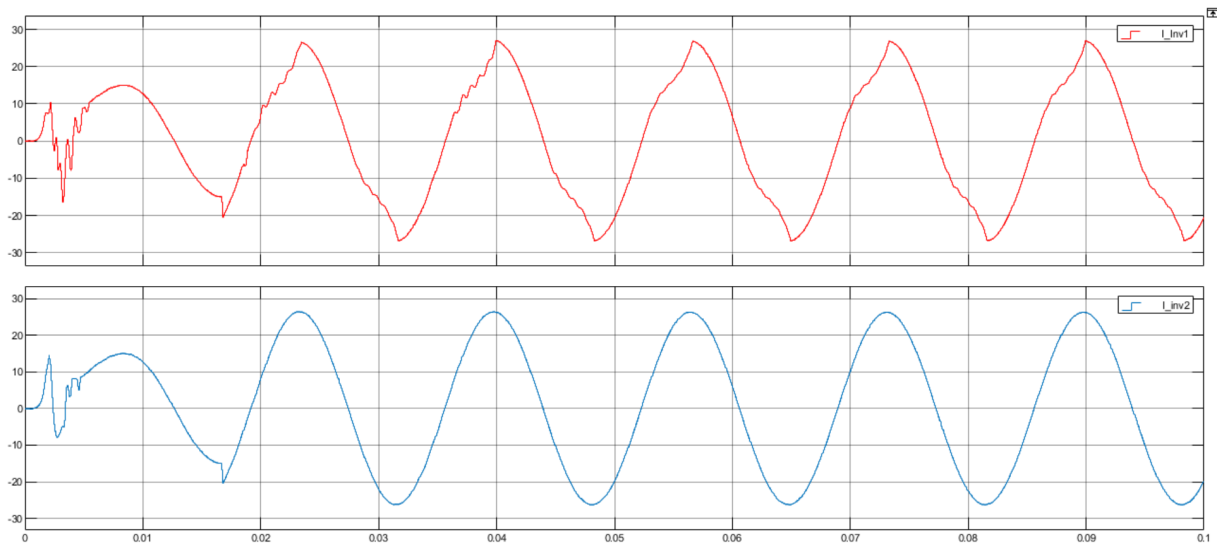


Figura 38 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 10.000 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 0$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 30$

A Figura 37 mostra que para pequenas impedância de linha, a corrente do inversor 1 e do inversor 2 se mantêm praticamente igual, sem sofrer nenhum efeito visível. Já para 10.000 metros, como na Figura 38, a corrente no inversor 1 apresenta visíveis distorções provocadas pela impedância de linha adicionada, perdendo a forma senoidal.

6.3.3 Valores de referência: $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

Por fim, para os valores de referência das componentes de corrente fluindo pelo PAC $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$, também foi agrupado os resultados na Tabela 14:

Comprimento	$I_{Grid_D}^{REF} = 20$	Erro absoluto	$I_{Grid_Q}^{REF} = 20$	Erro absoluto
1m	19.9760	0.0240	20.0649	0.0649
10m	19.9760	0.0240	20.0623	0.0623
50m	19.9768	0.0232	20.0618	0.0618
200m	19.9786	0.0214	20.0590	0.0590
5000m	19.6883	0.3117	19.9130	0.0870
10000m	15.1832	4.8168	17.6840	2.3160

Tabela 14 – Tabela comparação dos resultados do Teste C, exibindo os valores da corrente fluindo pelo PAC e o erro absoluto com relação à referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

Da mesma maneira, o erro dos resultados, comparado aos valores de referência, se mantém muito próximos a zero para comprimentos de até 200 metros. No entanto, com 10.000 metros, o erro já torna-se significativo, chegando a 4,8167 para a componente direta e 2,3160 para a componente em quadratura.

A Tabela 15 compara os resultados obtidos para as componentes em fase e em quadratura de cada inversor com o valor de referência usado no controlador de corrente.

Comprimento	$I_{PEI_D}^{REF}$	I_{PEI1_D}	I_{PEI2_D}	$I_{PEI_Q}^{REF}$	I_{PEI1_Q}	I_{PEI2_Q}
1m	24.2302	24.2180	24.2183	14.8538	14.8863	14.8863
10m	24.2320	24.2199	24.2201	14.8701	14.9016	14.9010
50m	24.2431	24.2306	24.2323	14.8754	14.9081	14.9052
200m	24.2921	24.2675	24.2754	14.8893	14.9273	14.9131
5000m	25.5170	25.1032	25.6192	15.2448	15.5408	15.0736
10000m	26.4819	21.3793	26.7677	14.4269	14.8141	13.8798

Tabela 15 – Tabela resultado do teste C exibindo os valores das componentes da corrente nos inversores 1 e 2 com o valor referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

Com a Tabela 15, pode-se observar que tanto para o inversor 1 quanto para o inversor 2, os resultados obtidos nas duas componentes foram muito próximos dos valores de referência, no caso de baixos comprimentos. No caso de alta impedância de linha, com 10.000 metros, os valores de ambos os inversores começaram a divergir da referência, mas com uma diferença maior no inversor 1.

Por fim, para analisar o comportamento da corrente com a impedância de linha, as Figuras 39 e 40 exibem as formas de onda da corrente dos inversores 1 e 2, respectivamente, para 1 metro e 10.000 metros.

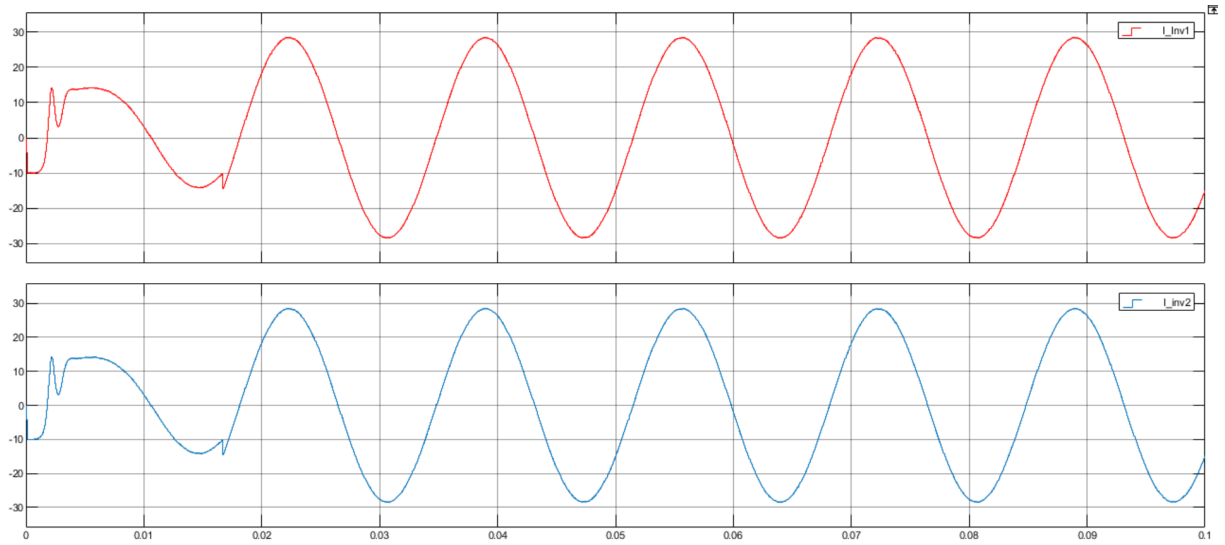


Figura 39 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 1 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

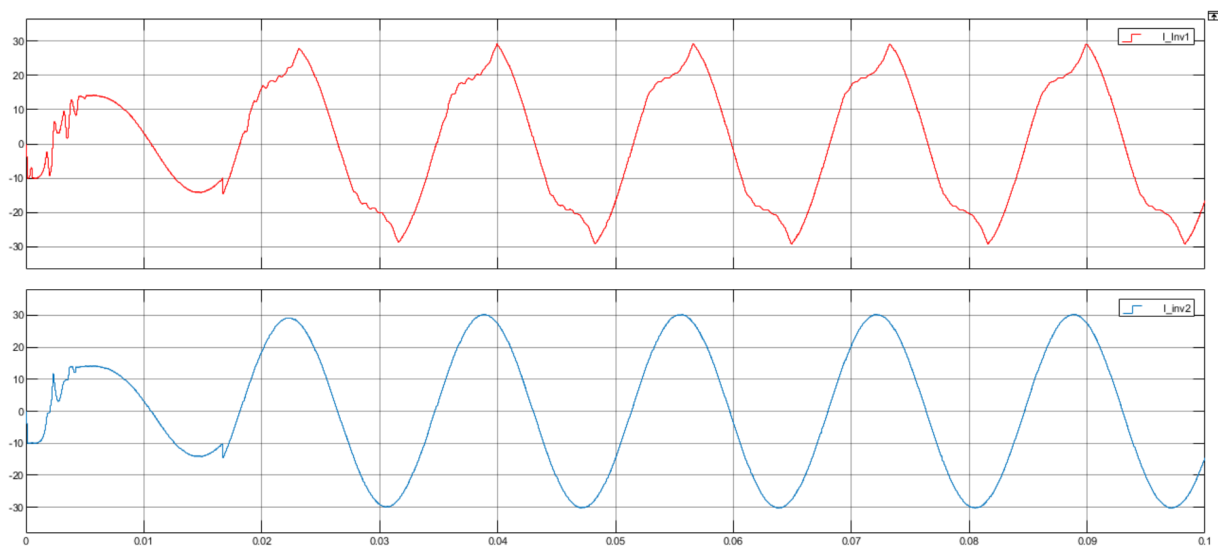


Figura 40 – Corrente no inversor 1 e 2, respectivamente, para o teste C, com um comprimento de 10.000 metro, com valores de referência $I_{Grid_D}^{REF} = 20$ e $I_{Grid_Q}^{REF} = 20$

Na Figura 40 é possível observar grandes distorções na forma de onda da corrente no inversor 1, na simulação com 10.000 metros, enquanto a corrente do inversor 2 se manteve senoidal sem distorções visíveis.

7 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como foco a modelagem, implementação e análise do desempenho de uma microrrede monofásica com múltiplos inversores coordenados por meio da estratégia *Current-Based Control* (CBC), considerando diferentes condições de impedância de linha. A necessidade desse estudo se deve à crescente necessidade de soluções eficientes e robustas para coordenação de fontes distribuídas de energia, principalmente em contexto de aumento do uso dos recursos energéticos renováveis.

A partir da modelagem da microrrede implementada no ambiente *MATLAB/Simulink*, foi possível avaliar o comportamento dinâmico do sistema e verificar a resposta da estratégia *Current-Based Control* para diferentes condições operacionais. Os testes demonstraram um desempenho consistente do controlador de corrente DQ , com as correntes fornecidas pelos inversores correspondendo com os valores de referência desejados. Além disso, a estratégia CBC mostrou-se eficaz na distribuição proporcional de corrente entre os inversores, respeitando suas capacidades nominais e garantindo a operação dentro dos limites impostos.

Com base nos resultados obtidos nos testes, principalmente para um baixo comprimento, de 1 a 200 metros, pode-se observar uma ótima operabilidade do controlador da microrrede projetada, visto os valores das componentes da corrente fluindo pelo PAC bem próximos aos respectivos valores de referência. No entanto, uma importante observação no Teste A é o aumento do erro absoluto dos valores dessa componente com os valores esperados conforme cresce também o valor da impedância de linha. Esse fato pode ser visto nos três diferentes valores de referência, distanciando de forma semelhante do resultado esperado. Já no caso das formas de onda das correntes apresentados no Teste A, é possível encontrar apenas pequenas diferenças para um comprimento de 1 metro e de 10.000 metros, com algumas defasagens entre os dois casos.

O aumento do erro nos testes obtidos pode ser explicado ao fato que a estratégia CBC opera sem nenhum tipo de informação das impedâncias de linha, recebendo apenas dados das medidas de corrente dos inversores e do PAC, além das capacidade nominais de cada inversor. Dessa maneira, as variações nas impedâncias de linha não são compensadas automaticamente pelo algoritmo, começando assim a aparecer erros na corrente controlada pelo PAC.

No Teste B, em que foi analisada a condição dos inversores operando em capacidade nominal, é possível observar o mesmo comportamento do aumento do erro do resultado com relação ao valor esperado. No entanto, no caso do I_{Grid_Q} , apesar do valor de referência ser 20, mesmo para o comprimento de 1 metro foi obtido 15.9588A, uma vez que os inversores não são suficientes para fornecer a corrente necessária para encontrar o valor de referência - esse fato fica visível pelos inversores 1 e 2 fornecendo respectivamente uma corrente de 40A e 30A, não ultrapassando a capacidade nominal apesar da necessidade. Ademais, nesse teste o aumento do erro com o aumento da impedância de linha foi muito superior em relação c aos demais testes, isso se deve porque a central de controle não tem informação da impedância de linha e continua

operando o algoritmo normalmente. Além disso, nas formas de onda para 10.000 metros, Figura 33, é possível encontrar algumas distorções comparado à forma de 1 metro, Figura 32.

Por fim, o Teste C mostrou o impacto da impedância de linha adicionada entre os dois inversores. Nas simulações, foram observadas também as variações dos valores da corrente no PAC, aumentando com o crescimento da impedância de linha. Ainda, o teste demonstrou alguns resultados adicionais, comparando as correntes que fluíam nos dois inversores, sendo o inversor 1 submetido aos efeitos da impedância de linha nova. É possível observar que o inversor apresenta maior erro, em geral, com relação ao valor de referência submetido no controlador de corrente, tanto para as componentes em fase e em quadratura. A questão mais interessante é analisar as formas de onda dos dois inversores, sendo claro a distorção sofrida pelo inversor 1 em relação ao inversor 2 na condição de 10.000 metros, enquanto para 1 metro a corrente de ambos inversores se apresentaram semelhantes.

Logo, os resultados obtidos validam a aplicabilidade da estratégia CBC para coordenação de inversores em microrredes monofásicas, ao mesmo tempo que apontam limitações práticas relevantes. Os três testes realizados em simulações demonstraram um maior desvio do valor de referência a medida que a impedância de linha aumenta. Essa situação é ainda mais quando uma impedância de linha é acrescentada entre os inversores, apresentando distorções na forma da corrente, conforme mostrou o Teste C. Portanto, uma questão importante para o projeto de microrredes é a distância entre os inversores, sendo fundamental manter as fontes de recursos renováveis próximos, a fim de realizar o controle de maneira eficaz e manter os dispositivos operando sob condições seguras.

REFERÊNCIAS

- AHMED, Moudud et al. Stability and control aspects of microgrid architectures—a comprehensive review. **IEEE access**, IEEE, v. 8, p. 144730–144766, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 18, 20 e 22.
- ALONSO, Augusto MS et al. Current-based coordination of distributed energy resources in a grid-connected low-voltage microgrid: An experimental validation of adverse operational scenarios. **Energies**, Mdpi, v. 15, n. 17, p. 6407, 2022. Citado 3 vezes nas páginas 27, 28 e 29.
- BARNES, Mike et al. Real-world microgrids-an overview. In: IEEE. **2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering**. [S.l.], 2007. p. 1–8. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 22.
- BIDRAM, Ali; DAVOUDI, Ali. Hierarchical structure of microgrids control system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1963–1976, 2012. Citado na página 22.
- CHENG, Zheyuan; DUAN, Jie; CHOW, Mo-Yuen. To centralize or to distribute: That is the question: A comparison of advanced microgrid management systems. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, IEEE, v. 12, n. 1, p. 6–24, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- CROWHURST, B et al. Single-phase grid-tie inverter control using dq transform for active and reactive load power compensation. In: IEEE. **2010 IEEE International Conference on Power and Energy**. [S.l.], 2010. p. 489–494. Citado 4 vezes nas páginas 18, 31, 32 e 33.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Anuário estatístico de energia elétrica 2023**. 2023. <https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#Destaques>. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 20.
- GUERRERO, Josep M et al. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. **IEEE Transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2010. Citado na página 18.
- GUI, Yonghao et al. Voltage support with pv inverters in low-voltage distribution networks: An overview. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, IEEE, 2023. Citado 3 vezes nas páginas 22, 23 e 24.
- HATZIARGYRIOU, Nikos et al. Microgrids. **IEEE power and energy magazine**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 78–94, 2007. Citado na página 17.
- MARAFÃO, Fernando P et al. Power-and current-based control of distributed inverters in low-voltage microgrids: Considerations in relation to classic droop control. In: IEEE. **2020 Fifteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)**. [S.l.], 2020. p. 1–10. Citado 6 vezes nas páginas 18, 26, 27, 28, 29 e 30.
- MNIDER, Abdalbaset M et al. A simplified dq controller for single-phase grid-connected pv inverters. In: IEEE. **2016 7th international renewable energy congress (IREC)**. [S.l.], 2016. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- NIKAM, Vivek; KALKHAMBKAR, Vaiju. A review on control strategies for microgrids with distributed energy resources, energy storage systems, and electric vehicles. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 31, n. 1, p. e12607, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

OLIVARES, Daniel E et al. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on smart grid**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. Citado na página 23.

O'ROURKE, Colm J et al. A geometric interpretation of reference frames and transformations: dq0, clarke, and park. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 34, n. 4, p. 2070–2083, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

SEDRA, SA; SMITH, Kenneth C. **Microeletrônica. Quinta Edição**. [S.l.]: Pearson Makron Books, 2011. Citado na página 37.

SOURI, Naser; MEHRIZI-SANI, Ali. Accurate current sharing in a dc microgrid using modified droop control algorithm. **arXiv preprint arXiv:2406.07513**, 2024. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.

TON, Dan T; SMITH, Merrill A. The us department of energy's microgrid initiative. **The Electricity Journal**, Elsevier, v. 25, n. 8, p. 84–94, 2012. Citado na página 18.

UDDIN, Moslem et al. Microgrids: A review, outstanding issues and future trends. **Energy Strategy Reviews**, Elsevier, v. 49, p. 101127, 2023. Citado na página 22.

VASQUEZ, Juan C et al. Hierarchical control of intelligent microgrids. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, IEEE, v. 4, n. 4, p. 23–29, 2010. Citado na página 20.

WANG, Lei et al. A unified droop control of ac microgrids under different line impedances: revisiting droop control and virtual impedance method. **Frontiers in Energy Research**, Frontiers Media SA, v. 11, p. 1190833, 2023. Citado na página 25.

APÊNDICE A – CÓDIGO DO ALGORÍTMO CBC NO MATLAB

```

function [alphad , alphaq , IdL , IqL , Id_ref , Iq_ref]=
CurrentBasedControl(Id_t , Iq_t , Id_grid , Iq_grid ,
Id_grid_ref , Iq_grid_ref , Imax_t , Inom_t)

    IdL = -Id_grid + Id_t;
    IqL = -Iq_grid + Iq_t;
    Id_ref = IdL + Id_grid_ref;
    Iq_ref = IqL + Iq_grid_ref;
    DeltaId = Inom_t;
    DeltaIq = (Inom_t^2)-(Id_t^2);

    if DeltaId > 0.01
        alphad = Id_ref / DeltaId;
    else
        alphad = 0.0;
    end

    if DeltaIq > 0.01
        alphaq = Iq_ref / sqrt(DeltaIq);
    else
        alphaq = 0.0;
    end

    if alphad >= 1.0
        alphad = 1.0;
    elseif alphad <= -1.0
        alphad = -1.0;
    end

    if alphaq >= 1.0
        alphaq = 1.0;
    elseif alphaq <= -1.0
        alphaq = -1.0;
    end
end

```