



Universidade Federal da Bahia
Escola Politécnica da Bahia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**MÉTODO DE ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA DE REDE ATRAVÉS
DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA APERFEIÇOADO POR ESTIMADOR
DE SEQUÊNCIA POSITIVA APLICADO A INVERSORES
CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

José Hidalgo Suárez

TESE DE DOUTORADO

Salvador
07 de Junho de 2019

JOSÉ HIDALGO SUÁREZ

**MÉTODO DE ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA DE REDE ATRAVÉS
DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA APERFEIÇOADO POR ESTIMADOR
DE SEQUÊNCIA POSITIVA APLICADO A INVERSORES
CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

Esta Tese de Doutorado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia, como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr.Fabiano Fragoso Costa

Salvador

07 de Junho de 2019

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Hidalgo Suárez, José.

MÉTODO DE ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA DE REDE ATRAVÉS
DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA APERFEIÇOADO POR ESTIMADOR DE
SEQUÊNCIA POSITIVA APLICADO A INVERSORES CONECTADOS À
REDE ELÉTRICA / José Hidalgo Suárez – Salvador, 2019.

122 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Fabiano Fragoso Costa.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação de Engenharia
Elétrica) – Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica da Bahia,
2019.

1. Estimativa de Impedância. 2. Geração Distribuída. 3. Estimativa
de Sequência Positiva. 4. Mínimos quadrados recursivo. 5. Algoritmo
de Fourier meio ciclo, algoritmo de Fourier ciclo completo.. I. Fabiano
Fragoso Costa. II Título.

Jose Hidalgo Suarez

"Metodo de Estimacão de Impedância de Rede Através de Injeção de Potência Aperfeiçoado por Estimador de Sequência Positiva Aplicado a Inversores Conectados à Rede Elétrica"

Tese apresentada à Universidade Federal da Bahia, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, para a obtenção do título de Doutor.

APROVADA em: 07 de Junho de 2019.

BANCA EXAMINADORA



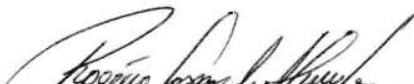
Prof. Dr. Fabiano Fragoso Costa
Orientador/UFBA



Prof. Dr. André Pires Nóbrega Tahim
UFBA



Prof. Dr. Fernando Augusto Moreira
UFBA



Prof. Dr. Rogério Gaspar Almeida
UFPB



Prof. Dr. Alexandre César de Castro
UFPB

Dedico a minha mãe, esposa e família, que muitas vezes se doaram e renunciaram aos seus sonhos, para que eu pudesse realizar os meus. Quero dizer que essa conquista não é só minha, mas nossa. Tudo que consegui só foi possível graças ao amor, apoio e dedicação que vocês sempre tiveram por mim.

Obrigado!

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus, por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

Agradeço aos meus primos Luís Manuel e Marcos pelo apoio incondicional e o incentivo para a conclusão deste trabalho. Aos meus amigos brasileiros Paulinho, Noé, Diego, Gloria, Cláudia e Wagner por ter me acolhido como um integrante a mais da sua família.

Agradeço aos meus amigos do grupo de pesquisa Labefea da Universidade Federal da Bahia por terem contribuído no desenvolvimento deste trabalho e serem amigos incondicionais.

Um agradecimento especial ao professor Doutor Fabiano Fragoso Costa, pela amizade, orientação e incentivo nas pesquisas.

Gostaria de agradecer à professora Doutora Luciana Martínez por toda sua ajuda e confiança.

À Capes, pelo apoio financeiro.

Por fim, gostaria de agradecer a todos que doaram do seu tempo, recursos e que contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho; que Deus os abençoe grandemente!

—SONHOS DETERMINAM O QUE VOCÊ QUER. AÇÃO
DETERMINA O QUE VOCÊ CONQUISTA. (Aldo Novak)

RESUMO

Este trabalho propõe um método para estimar a impedância da rede, adequado para aplicações em que os geradores distribuídos estão conectados à rede por meio de inversores trifásicos. O método se baseia em variações de potências ativa e reativa, injetadas no sistema de energia pelo inversor. Isto dá origem a alterações nos valores de tensão síncrona (v_d) e correntes síncronas (i_d e i_q) no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) entre o gerador e a rede. As mudanças são utilizadas para a estimativa on-line da resistência e a indutância da rede. A fim de proporcionar robustez ao método em relação às harmônicas e tensões desbalanceadas, um algoritmo previamente proposto é aplicado para extrair a sequência positiva da tensão e corrente da rede. Aqui, a técnica é aprimorada por meio de um filtro de Fourier. Uma avaliação completa do método proposto é realizada por meio de simulações no ambiente Matlab/Simulink. Os resultados mostram que o estimador de sequência positiva baseado em Fourier de meio ciclo aumentam significativamente a precisão do método. Logo a estimativa da variação de impedância da rede pode ser utilizada para detecção de ilhamento.

Palavras-chave: Estimativa de Impedância, Geração Distribuída, Estimativa de Sequência Positiva, Mínimos quadrados recursivo, algoritmo de Fourier meio ciclo, algoritmo de Fourier ciclo completo.

ABSTRACT

This work proposes a method to estimate the grid impedance for applications in which distributed generators are connected to the grid by means of three-phase inverters. The method is based on variations of active and reactive power injected into the power system by the inverter. This gives rise to changes in the synchronous voltage values v_d and synchronous currents i_d and i_q at the Common Coupling Point (CCP) between the generator and the grid. The changes are used for online estimation of the resistance and the inductance of the grid. In order to provide robustness to the method in relation to harmonics and unbalanced voltages, a previously proposed algorithm is applied to extract the positive sequence from the voltage and current of the grid. Here, the technique is enhanced by means of a Fourier filter. A complete evaluation of the proposed method is performed through simulations in the Matlab/Simulink environment. The results show that the half-loop fourier-based positive sequence estimator significantly increases the accuracy of the method. Therefore the estimation of the grid impedance variation can be used to detect islanding.

Keywords: Impedance Estimation, Distributed Generation, Positive Sequence Estimation, Recursive Least Squares, Half Cycle Fourier Algorithm, Full Cycle Fourier Algorithm.

LISTA DE FIGURAS

1.1	Previsão para capacidade de energia renováveis até o ano 2022. Fonte: IEA, 2017.	2
2.1	Sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica.	9
2.2	Filtros L / LCL conectados à rede, adaptado de (HE; LI, 2012)	15
2.3	Impedância da rede em um SGDCR	17
3.1	Diagrama simplificado de um SGD trifásico.	22
3.2	Variação das correntes de referência.	25
3.3	Variação da tensão e corrente no PAC.	25
3.4	Algoritmo de programação ADV, para detetar as variações presentes em S.	29
3.5	Decomposição do vetor síncrono no plano $\alpha\beta$	31
3.6	Aprimoramento do extrator com MQR.	39
3.7	Aprimoramento do extrator com FCC.	40
3.8	Aprimoramento do extrator com FMC.	40
3.9	Tensões trifásicas na saída do gerador de tensão (fonte programável).	41
3.10	Tensões de sequência positiva v_d e v_q por MQR	42
3.11	Tensões de sequência positiva v_d e v_q por FCC	43

3.12	Tensões de sequência positiva v_d e v_q por FMC	44
4.1	Sistema de Geração Distribuída trifásico	48
4.2	Modelo utilizado para o SGDCR	52
4.3	Filtro LCL (representação por fase).	53
4.4	Filtro LCL simplificado.	55
4.5	Relação entre a atenuação harmônica na frequência de comutação e a relação r entre o indutor da rede e o indutor do inversor.	56
4.6	Resposta em frequência do filtro-LCL	57
4.7	Resposta em frequência do filtro-LCL com amortecimento passivo	58
4.8	Esquema de controle baseado em referencial síncrono dq.	59
5.1	Estimativa da variação de i_q sem filtros.	62
5.2	Estimativa da variação de i_d sem filtros.	63
5.3	Variação de v_d no PAC.	63
5.4	Estimativa de L_{est}	64
5.5	Estimativa de R_{est}	64
5.6	Filtragem de v_d pelo estimador de sequências.	65
5.7	Variação de v_d causada por i_q no PAC.	66
5.8	Estimativa da variação de i_q sem filtros.	66
5.9	Estimativa de L_{est}	67
5.10	Estimativa da variação de i_d sem filtros.	68

5.11	Variação de v_d causada por i_d no PAC.	68
5.12	Estimativa de R_{est}	69
5.13	Filtragem de i_q pelo extrator de sequência FMC.	70
5.14	Filtragem de i_d pelo extrator de sequência FMC.	71
5.15	Estimativa da variação de i_q com extrator de sequência.	71
5.16	Estimativa da variação de i_d com extrator de sequência.	72
5.17	Estimativa de L_{est}	72
5.18	Estimativa de R_{est}	73
5.19	Comparação entre tensões, v_d equilibrada e desequilibrada.	74
5.20	Comparação entre correntes i_q equilibrada e desequilibrada.	75
5.21	Comparação entre correntes i_d equilibrada e desequilibrada.	75
5.22	Estimativa da variação em v_d para o cálculo de L_{est}	76
5.23	Estimativa da variação em i_q para o cálculo de L_{est}	76
5.24	Estimativa de L_{est}	77
5.25	Estimativa da variação em v_d para o cálculo de R_{est}	77
5.26	Estimativa da variação em i_d para o cálculo de R_{est}	78
5.27	Estimativa de R_{est}	78
5.28	Diferentes variações na tensão v_d	81
5.29	Variações na tensão v_d causadas por i_q^*	82
5.30	Variações na tensão v_d causadas por i_d^*	82

5.31	Variações na corrente i_q	83
5.32	Variações na corrente i_d	83
5.33	Estimativa de L_1 e L_2	84
5.34	Estimativa de R_1 e R_2	85
5.35	Variação entre L_1 e L_2	85
5.36	Variação entre R_1 e R_2	86

LISTA DE TABELAS

2.1	Limites de distorção harmônica na tensão para sistemas elétricos	12
2.2	Limite de distorção harmônica na corrente para sistemas de distribuição	13
2.3	Limites de distorção na corrente	14
2.4	Limites de distorção na tensão	14
3.1	Resultados dos extratores de sequência	45
4.1	Parâmetros do sistema	48
5.1	Resultados por cenários	80

LISTA DE SIGLAS

<i>IEEE</i>	- Instituto dos Engenheiros Eletrotécnicos e Eletrônicos.
<i>IEC</i>	- International Electrotechnical Commission.
<i>CEI</i>	- Comissão Electro-técnica Internacional.
<i>IEA</i>	- International Energy Association.
<i>GD</i>	- Geração Distribuída.
<i>SGD</i>	- Sistema de Geração Distribuída.
<i>SGDCR</i>	- Sistema de Geração Distribuída conectado a rede.
<i>PAC</i>	- Ponto de Acoplamento Comum.
<i>PCC</i>	- Common Coupling Point.
<i>dq</i>	- Eixos síncronos.
<i>L</i>	- Indutância da rede.
<i>R</i>	- Resistência da rede.
<i>CC</i>	- Corrente contínua.
<i>CA</i>	- Corrente alternada.
i_d^* e i_q^*	- Corrente de referência.

v_{dq}	- Tensão síncrona.
i_{dq}	- Corrente síncrona.
SCR	- Relação de curto-circuito.
R_d	- Resistência de amortecimento do filtro LCL.
MQR	- Mínimos quadrados recursivo.
FCC	- Fourier de ciclo completo.
FMC	- Fourier de meio ciclo.
DHT	- Distorção harmônica total.
I_{CC}	- Máxima corrente de curto circuito.
I_{nom}	- Corrente nominal.
P	- Potência ativa.
Q	- Potência reativa.
$v_a; v_b; v_c$	- Tensões por fase no PAC.
$i_a; i_b; i_c$	- Correntes por fase no PAC.
$v_{ga}; v_{gb}; v_{gc}$	- Tensões por fase de rede.
$v_d; v_q; v_0$	- Tensões nos eixos síncronos dq.
$i_d; i_q; i_0$	- Correntes nos eixos síncronos dq.

t	- Instante de tempo.
ω_0	- Frequência fundamental da tensão em rad/s.
S	- Sinal de entrada, de tensão ou corrente.
VT	- Vetor do sinal S .
NA	- Número da amostra.
$VT(1)$	- Amostra atual do sinal S .
ΔS_r	- Variação representativa no sinal S .
ΔS_{nr}	- Variação não representativa no sinal S .
ΔS_t	- Variação total no sinal S .
T_E	- Tempo de espera.
Δv_d	- Variação na tensão.
$\Delta i_d; \Delta i_d$	- Variação nas correntes.
PLL	- Phase Locked Loop.
θ_g	- Fase da tensão.
v_g	- Tensão de rede.
$V_{ap}; V_{bp}; V_{cp}$	- Tensão de sequência positiva trifásica.
v_{dp}	- Tensão de sequência positiva no eixo síncrono.
V_{pac}	- Tensão eficaz no PAC.

Z_g	- Impedância equivalente de Thevenin, visto a partir PAC.
S_{GD}	- Potência aparente nominal do SGD.
V_m	- Valor meio da tensão de linha.
$V_A; V_B; V_C$	- Representam os módulos das tensões das fases A, B e C.
V_{max}	- Maior módulo da tensão de fase.
V_{min}	- Menor módulo da tensão de fase.
ΔI_{ripple}	- Ripple de corrente.
f_s	- Frequência da rede.
f_{ω_s}	- Frequência de comutação.
ω_{res}	- Frequência de ressonância.
V_{DC}	- Tensão da fonte de corrente contínua.
V_f	- Tensão de fase.
C_b	- Capacitância de base.
$K_p; K_i$	- Ganhos proporcional e integral, respectivamente.
L_{est}	- Indutância estimada em relação a L.
R_{est}	- Resistência estimada em relação R.

SUMÁRIO

Capítulo 1—Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Problema	3
1.3 Hipótese	4
1.4 Objetivo	4
1.4.1 Objetivos Específicos	4
1.5 Organização do Texto	5
Capítulo 2—Revisão Bibliográfica	7
2.1 Sistema de Geração Distribuída	7
2.2 Sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica	8
2.3 Inversor de frequência	9
2.4 Distorções Harmônicas	11
2.4.1 Normalização referente aos limites das harmônicas	12
2.5 Filtros L e LCL para sistemas de geração distribuída	15
2.5.1 Comparativo entre os filtros L e LCL	15

2.6	Estimativa de Impedância da rede	17
-----	--	----

Capítulo 3—Método de estimativa de impedância proposto 21

3.1	Método de estimativa de impedância da rede (Cho 2014)	21
3.2	Algoritmo de detecção de variações (ADV)	27
3.3	Estratégia para mitigação de harmônicos	30
3.3.1	Método de extração de sequência positiva	30
3.3.2	Método de Mínimos Quadrados Recursivos (MQR)	32
3.4	Filtragem por Fourier	36
3.4.1	Filtro de Fourier de Ciclo Completo (FCC)	36
3.4.2	Filtro de Fourier de Meio Ciclo	38
3.5	Validação das técnicas de extração de sequência	39
3.5.1	Extração de sequência positiva com MQR	41
3.5.2	Extração de sequência positiva com FCC	43
3.5.3	Extração de sequência positiva com FMC	44

Capítulo 4—SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO 47

4.1	Plataforma de Simulação Desenvolvida	47
4.2	Modelagem da rede elétrica	49
4.2.1	Desequilíbrio de tensão em uma rede elétrica	50
4.2.2	Modelagem do Inversor	51

4.2.3	Filtro do inversor	52
4.2.4	Dimensionamento dos parâmetros do Filtro LCL	53
4.2.5	Sistema de Controle Utilizado	58
Capítulo 5—RESULTADOS DA ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA		61
5.1	1º Cenário - Sem o extrator de sequência	62
5.2	2º Cenário - Com o extrator de sequência na tensão	65
5.3	3º Cenário - Com extrator de sequência na tensão e corrente	70
5.4	4º Cenário - Com estruturas auxiliares em uma rede desequilibrada	74
5.5	Resumo dos resultados obtidos pelos diferentes cenários	79
5.6	Estimativa da variação de impedância de rede.	80
Capítulo 6—Considerações Finais		87
6.1	Conclusão	87
6.2	Trabalhos futuros	88

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

O acréscimo da demanda de energia elétrica, associado à redução das reservas de combustíveis fósseis, têm estimulado pesquisas sobre diferentes fontes de energia não poluentes com base em energias renováveis, proporcionando menos impactos ambientais e maior diversidade da matriz energética.

Segundo a *IEA (International Energy Association)* (IEA, 2018), entre as fontes alternativas de energia se destacam a eólica e a solar. O aproveitamento destas fontes de energia vem se ampliando de forma exponencial nas últimas décadas, conforme pode ser visualizado na Figura 1.1, que mostra uma previsão de crescimento até o ano 2022 de aproximadamente 321 GW para a eólica e de 438 GW para a energia solar.

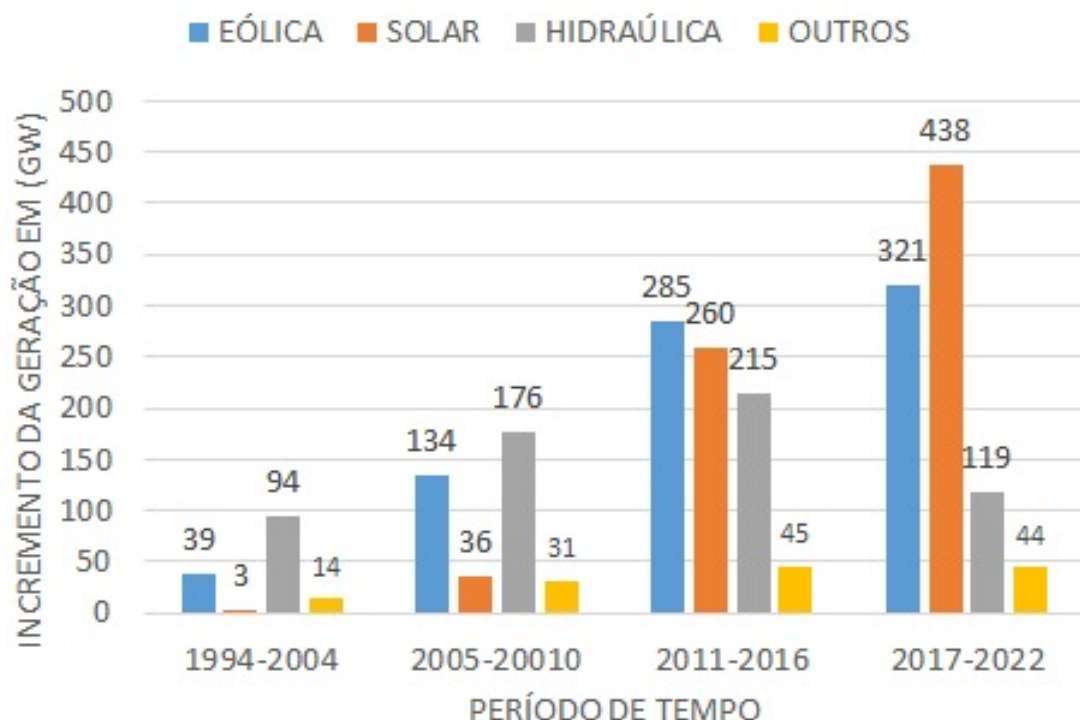


Figura 1.1 Previsão para capacidade de energia renováveis até o ano 2022. Fonte: IEA, 2017.

Este cenário tem provocado o incremento de sistema de geração distribuída (SGD) com base em energias renováveis, conectados à rede elétrica no mundo todo. Esta integração representa diferentes desafios para equipamentos e operadores de SGD. Por exemplo, pode alterar a estrutura convencional de fluxo de potência no que se refere ao sentido exclusivo gerador-consumidor, transformando-se em estruturas de fluxo bidirecional de energia (LUNA et al., 2015). Do lado da operação de SGD, a integração adequada desses sistemas na rede deve atender aos requisitos técnicos de qualidade e de segurança. Um aspecto que deve ser observado está relacionado ao inversor ligado à rede, que é um componente chave do SGD (GARCÍA et al., 2014). Seu controle pode ser significativamente melhorado pelo conhecimento da impedância da rede. Essa impedância que influencia a estabilidade do SGD, (GHANEM et al., 2017) pode ser usada na detecção da condição de ilhamento de SGD (JIA et al., 2017; IEEE-929, 2000) ou pode ser aplicada para aumentar o controle no desempenho contra distorções harmônicas de tensão (MICALLEF et al., 2017).

Os métodos de estimativa da impedância da rede são classificados como não in-

vasivos e invasivos. A primeira abordagem é baseada em medições de tensão e corrente que, naturalmente, podem variar sempre que a rede experimente qualquer alteração. No entanto, na maioria dos casos, as variações em tais quantidades podem não ocorrer no intervalo e na taxa necessária para se estimar adequadamente a impedância (PEDERSEN; NIELSEN; POULSEN, 2003). O SGD fornece meios para aplicar efetivamente a abordagem invasiva, uma vez que é possível controlar a injeção de potência ativa ou reativa, ou tensões ou correntes de frequência não características através do inversor do SGD. Embora nessa abordagem sejam introduzidas perturbações na rede, os métodos invasivos promovem características predeterminadas, em termos de repetibilidade e magnitude, que permitem uma maior precisão para a estimação da impedância da rede nas diferentes condições do sistema.

Neste contexto, se encontra o método baseado na variação da potência ativa e reativa injetada por um inversor controlado apresentado em (CHO et al., 2014). Usando este método, é possível analisar separadamente a tensão e a corrente nas coordenadas de referências (dq), permitindo determinar os valores de resistência da rede (R) e indutância da rede (L) através da variação intercalada das correntes de referências (i_d^* e i_q^*) injetadas pelo controle do inversor SGD. O método mostra precisão para estimar a impedância da rede em condições de tensão equilibrada não distorcidas no PAC. No entanto, isso pode ser afetado por redes elétricas contaminadas com harmônicos e com significativo desequilíbrio de tensão. Para superar tais contingências, este trabalho propõe uma técnica para estimar a impedância da rede com base nas variações de i_d^* e i_q^* , que seja robusta ante distorções harmônicas e desequilíbrio de tensão presentes na rede elétrica.

1.2 PROBLEMA

Técnicas de mitigação de harmônicos e desequilíbrio de tensão influenciam na estimativa da impedância da rede?

1.3 HIPÓTESE

Utilizando técnicas de mitigação de harmônicos e desequilíbrio de tensão, poder-se-á obter uma estimativa de impedância mais precisa.

1.4 OBJETIVO

Propor um método capaz de realizar a estimativa de impedância da rede, frente às condições de distorções harmônicas e desequilíbrio de tensão presentes no PAC.

1.4.1 Objetivos Específicos

Durante a evolução deste trabalho, os seguintes objetivos específicos foram realizados:

- Desenvolver uma plataforma de simulação, em ambiente Simulink, em que um inversor trifásico é controlado através das correntes i_d^* e i_q^* , para injetar potências ativa e reativa a rede elétrica.
- Definir as condições da rede elétrica para os testes da estimativa de impedância de acordo com as normas IEEE Std 519-1992, IEC 61000-3-2, IEEE std 1204-1997 e IEC 61000-2-12,2004.
- Reproduzir a técnica da estimativa de impedância apresentada em (CHO et al., 2014).
- Avaliar a técnica de (CHO et al., 2014) em termo de robustez, frente às situações de distorções harmônicas e desequilíbrio de tensão presentes no PAC.
- Comparar técnicas de extração de sequência positiva aprimoradas com filtro MQR, FCC e FMC, para processar as tensões trifásicas.
- Testar o método da estimativa de impedância proposto com a incorporação do estimador de sequência positiva frente às distorções harmônicas e desequilíbrio de tensão presentes no PAC.

- Comparar os resultados obtidos a partir da técnica baseada na incorporação do estimador de sequência positiva para a tensão e corrente com a técnica proposta por (CHO et al., 2014), a fim de validá-la como uma nova solução para estimativa de impedância em SGDCR frente a condições de rede fraca com distorções harmônicas e desequilíbrio de tensão presentes no PAC.
- Realizar a estimativa da variação da impedância da rede.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado conforme os seguintes capítulos:

No segundo capítulo, realiza-se uma breve revisão bibliográfica sobre o tema. Com este objetivo se faz uma descrição sobre os sistema de geração distribuída, destacando suas vantagens, partes que o formam e normalização referentes aos limites dos harmônicos que devem seguir para se conectar à rede elétrica. Em seguida se realiza uma comparação entre os filtros L e LCL utilizados para reduzir o nível de harmônicos na saída do inversor. Por último, se descrevem alguns métodos de estimativa de impedância presentes na literatura e aplicados nos sistemas de geração distribuída.

No capítulo 3, se descreve o método de estimativa de impedância proposto por (CHO et al., 2014), e em seguida, a estrutura auxiliar proposta neste trabalho, para fazer o método robusto frente a distorções harmônicas e desequilíbrio de rede. Esta estrutura é o extrator de sequência positiva que pode ser aprimorado com MQR e FCC ou FMC, aplicado para as tensões e as correntes no PAC.

No capítulo 4, descrevem-se a plataforma de simulação realizada e o dimensionamento dos seus elementos.

No capítulo 5, realiza-se a avaliação dos métodos propostos diante de condições operacionais adversas, como distorção harmônica e desequilibrado de tensão.

No capítulo 6, se demonstra a factibilidade de detecção de uma condição de ilhamento mediante a estimação da variação de impedância.

Por último, no capítulo 7, as conclusões sobre o trabalho são apontadas.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída não é um conceito novo, mas é uma abordagem emergente para fornecer energia, desempenhando um papel significativo no cumprimento de diferentes objetivos da política energética, como a redução de emissões de gases de efeito estufa, a melhoria na confiabilidade do fornecimento elétrico e o incremento da oferta para atender à demanda crescente de energia (KALKHAMBKAR; KUMAR; BHAKAR, 2016). O gerador que pode estar isolado ou conectado diretamente às linhas de distribuição através de um inversor projetado para este fim, são conhecidos como Sistemas de Geração Distribuída (SGD). Os geradores podem ser de diferentes tecnologias como fotovoltaica, aerogeradores, mini hídrica, biomassa, geotérmica, entre outras (NORSHAHRANI et al., 2017).

A geração distribuída envolve um conjunto de vantagens e desvantagens, que são mencionadas a seguir (FILHO; AZEVEDO, 2013):

Vantagens:

- Reduz perdas nas redes de distribuição;

- Possibilita o controle sobre a energia reativa;
- Regula a tensão na rede de distribuição;
- Descentraliza a geração de energia;
- Gera energia limpa, utilizando fontes renováveis.

Desvantagens:

- Incremento de harmônicos na rede, gerados pelo inversor de frequência.
- Desequilíbrio da rede, pois muitos sistemas são conectados a uma única fase.
- Maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções das linhas de transmissão.
- Prejuízos na estabilidade do sistema elétrico em geral, devido aos fluxos de potência bidirecionais.

2.2 SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Um sistema de geração distribuída conectado à rede (SGDCR) pode ser definido como um conjunto de equipamentos que permitem condicionar a energia elétrica proveniente da fonte e intercambiar essa energia com a rede elétrica de alta ou baixa tensão, dependendo da aplicação. Esses sistemas são integrados basicamente por:

- Fonte de energia: responsável pela captação e transformação de energia solar, hidráulica ou eólica em energia elétrica;
- Sistema de condicionamento de potência: responsável pela transferência da energia fornecida pelas fontes à rede elétrica e pela operação adequada do sistema com a rede elétrica;
- Rede elétrica: responsável pelo transporte e distribuição da energia produzida pelo sistema SGDCR aos centros de consumo ou carga, funcionando como uma forma de sistema de armazenamento;

- Carga elétrica: utiliza a energia elétrica produzida pelo SGDCR.

Na Figura 2.1, se apresenta um SGDCR constituído basicamente por: fonte de energia, inversor, filtro e o sistema de controle.

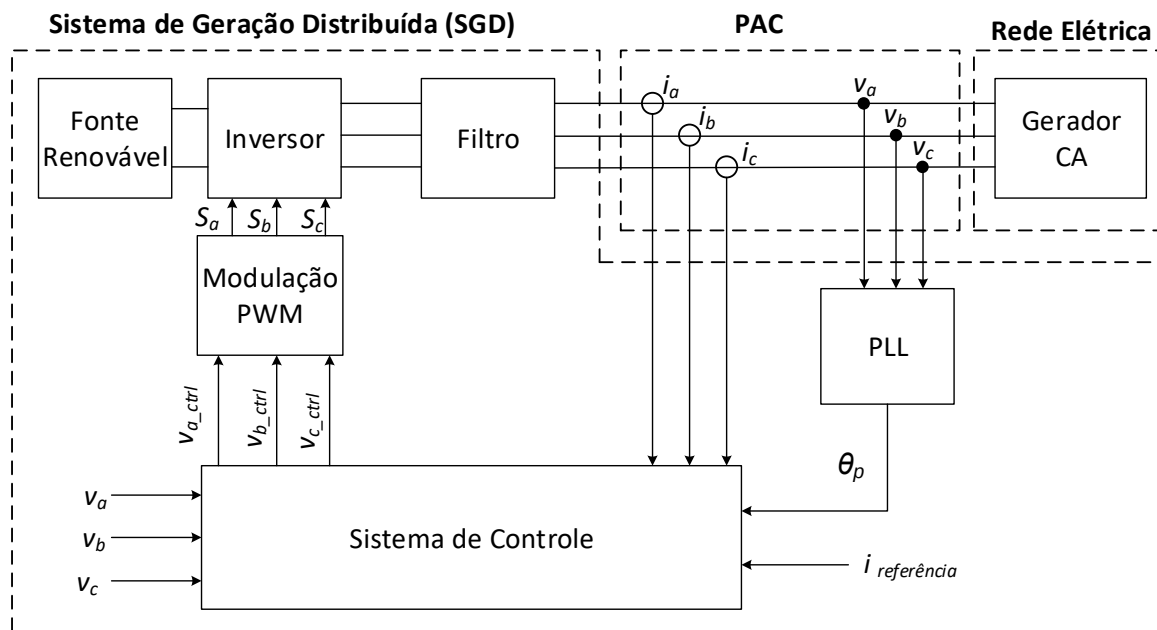


Figura 2.1 Sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica.

2.3 INVERSOR DE FREQUÊNCIA

A energia procedente das fontes renováveis, como a fotovoltaica, se obtém em forma de corrente contínua (CC) (HERNANDEZ; VELASCO; TRUJILLO, 2011), sendo necessário utilizar um inversor de frequência para transformá-la em corrente alternada (CA). O inversor deve operar como uma fonte de corrente em fase com a tensão da rede, injetando potência à rede de distribuição (CHEN et al., 2010), (SELVARAJ; RAHIM, 2009).

Dependendo do tipo de sistema, isolado ou conectado à rede elétrica, especifica-se o inversor a ser utilizado. Os inversores para sistema de geração isolado recebem a energia em CC, normalmente de um banco de baterias, que recebeu e acumulou a

energia elétrica proveniente dos módulos fotovoltaicos. Este tipo de inversor produz em sua saída uma onda senoidal (e.g. 110 VCA; 60 Hz) de forma independente, sem depender de uma referência externa de tensão.

Já os inversores para SGDCR não funcionam somente como um sistema de condicionamento da potência de saída do gerador, além disso atuam como controladores do sistema injetando a potência elétrica gerada para a rede elétrica da concessionária de distribuição ou transmissão. Assim, o sinal de tensão do sistema tem que estar em fase com o da rede e ter características elétricas bastante similares, de modo a possibilitar o paralelismo de geradores. Para realizar o condicionamento do sinal de saída e garantir a sincronização com a tensão da rede elétrica o inversor utiliza, geralmente, parâmetros da rede como tensão e frequência.

No caso de um desligamento da rede elétrica convencional, o inversor do SGDCR também é desligado automaticamente, conforme já citado, para evitar o efeito do ilhamento (CAAMANO et al., 2007).

O requisito anti-ilhamento para os inversores utilizados em SGDCR são descritos nas normas IEEE-929 e IEEE-519 (IEEE-929, 2000; IEEE-519, 2014). O monitoramento da tensão e da frequência é empregado para identificar o desligamento da rede elétrica. Porém, pode-se expor que na Alemanha se aplica como condição de ilhamento a ocorrência de uma variação de impedância maior que $0,5 \Omega$, sendo este monitoramento da impedância da rede elétrica um terceiro método de detectar o ilhamento (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

As formas das ondas de tensão e da corrente dos inversores utilizados em SGDCR deveriam ser senoidais com baixa distorção. Entretanto, isso não ocorre de maneira ideal. Existe o aparecimento de frequências harmônicas, principalmente na corrente, pois quanto mais se opera próximo da potência nominal do inversor, menor é a distorção harmônica verificada (HUDSON et al., 2002; MACÊDO; ZILLES, 2005). A forma de onda obtida na saída dos inversores de SGDCR deve possuir baixa distorção harmônica.

2.4 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Os harmônicos são ondas senoidais de frequências múltiplas inteiras, em relação a uma frequência de referência, chamada fundamental e podem estar presentes tanto na tensão como na corrente. No caso do sistema elétrico brasileiro, a fundamental é a frequência padrão de 60 Hz, então o 2^o harmônico é uma onda senoidal de 120 Hz, o 3^o harmônico uma onda senoidal de 180 Hz, e assim por diante. Estas frequências, múltiplas da fundamental, surgem devido ao acionamento de cargas não lineares.

Os harmônicos, quando somados à fundamental da corrente, resultam em uma distorção harmônica na corrente que, ao interagirem com a impedância da linha, surgem, também, distorções harmônicas na tensão. Desta forma, mesmo que a tensão da fonte seja senoidal, a tensão no PAC será distorcida, devido à interação das correntes harmônicas com a impedância da rede elétrica.

O índice utilizado para contabilizar a quantidade de harmônicos presentes em uma onda, ou em outras palavras, quão distorcida uma onda está em relação a uma onda senoidal, é a distorção harmônica total (DHT). Para uma onda puramente senoidal, livre de distorções, o DHT é de 0%. A distorção harmônica total é vista em relação à corrente (DHTi) ou em relação à tensão (DHTv) e é dada pelas equações (2.1) e (2.2) a seguir.

$$DHTi = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2}}{I_1}, \quad (2.1)$$

$$DHTv = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}}{V_1}, \quad (2.2)$$

em que os termos I_2 até I_n e V_2 até V_n são os níveis dos harmônicos de corrente e tensão, e I_1 e V_1 são os valores da fundamental da corrente e tensão.

2.4.1 Normalização referente aos limites das harmônicas

Com o propósito de diminuir a distorção harmônica, organizações como a *CEI* (Comissão Electro-técnica Internacional) e o *IEEE* (Instituto dos Engenheiros Electrotécnicos e Eletrônicos) têm elaborado normas, com o objetivo de limitar os conteúdos harmônicos nos sistemas elétricos.

O *IEEE*, em sua norma (*IEEE Std 519-1992, 1993*), intitulado “*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*”, sugere como aceitáveis níveis de distorção harmônica de tensão, no PAC, inferiores a 3 % quando se trata de distorção individual, sendo que a distorção harmônica total não pode ultrapassar 5 %, como mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Limites de distorção harmônica na tensão para sistemas elétricos

IEEE 519-1992		
Tensão no PAC	Distorção individual	Distorção total
Inferior a 69 kV	3,0%	5,0%

Fonte: Adaptada de (*IEEE Std 519-1992, 1993*)

No caso da distorção harmônica da corrente estabelecido pelo *IEEE*, estão conforme a Tabela 2.2, que apresenta os valores limites das ordens harmônicas para a classe de 120V a 69kV.

Tabela 2.2 Limite de distorção harmônica na corrente para sistemas de distribuição

Máxima Distorção de Harmônicos de Corrente em (%) de I_{nom} Ordem dos Harmônicos Individuais (Harmônicos Ímpares)				
I_{CC}/I_{nom}	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	DHT
<20	4,0	2,0	1,5	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	20,0

Fonte: Adaptada de (IEEE Std 519-1992, 1993)

Na Tabela 2.2: I_{CC}/I_{nom} é relação entre a máxima corrente de curto circuito no PAC e a corrente nominal relativa à demanda da carga (componente da frequência fundamental) no PAC.

A IEEE 519 não faz recomendações aos fabricantes em relação aos limites de distorção harmônica especificamente para inversores de frequência. Já a norma Europeia (IEC 61000-3-2, 2000) estabelece limites de distorção harmônica de corrente para sistemas com menos de 16A por fase. Esta separa diferentes tipos de equipamentos por classes e estabelece limites de correntes equivalentes a cada harmônico contido no sistema.

- classe A: aparelhos trifásicos;
- classe B: aparelhos portáteis;
- classe C: aparelhos de iluminação;
- classe D: aparelhos com corrente de entrada com uma “forma de onda especial” atribuída e uma potência de entrada ativa de $P \leq 600 \text{ W}$

O inversor de frequência, abordado neste trabalho é trifásico e se enquadra na Classe A, segundo o estabelecido pela (IEC 61000-3-2, 2000). Para esta classe, os limites de frequências harmônicas de corrente são conforme a Tabela 2.3.

Tabela 2.3 Limites de distorção na corrente

IEC 61000-3-2	
Ordem do harmônico	Limite de Corrente (A)
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21

Fonte: Adaptada de (IEC 61000-3-2, 2000)

Em relação aos harmônicos de tensão, a IEC 61000-3-2 limita os níveis individuais das tensões harmônicas, conforme o apresentado na Tabela 2.4. Com referência ao termo de compatibilidade para períodos superiores a um minuto, a norma limita o valor para a distorção harmônica total da tensão em 8%.

Tabela 2.4 Limites de distorção na tensão

IEC 61000-3-2			
Harmônicas Ímpares não múltiplos de 3		Harmônicas Ímpares múltiplos de 3	
Ordem (h)	Distorção (%)	Ordem (h)	Distorção (%)
5,0	6,0	3,0	5,0
7,0	5,0	9,0	1,5
11,0	3,5	15,0	0,5
13,0	3	21,0	0,3

Fonte: Adaptada de (IEC 61000-3-2, 2000)

Para se obter um sinal limpo na saída do inversor, sem distorções harmônicas, se faz necessário filtrar o sinal. Comumente são empregados filtros para este fim. No geral, as configuração dos filtros podem ser L ou LCL. Posteriormente se realizará uma breve revisão a respeito de cada configuração.

2.5 FILTROS L E LCL PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tradicionalmente, dois filtros são encontrados na literatura, o filtro L e o filtro LCL. Na grande maioria das aplicações, a escolha do filtro do estágio de saída é baseada no compromisso entre atenuação de harmônicos, o custo e tamanho dos componentes do filtro. Estas configurações são apresentadas na Figura 2.2 e são discutidas em (DAHONO; PURWADI et al., 1995), (LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2005).

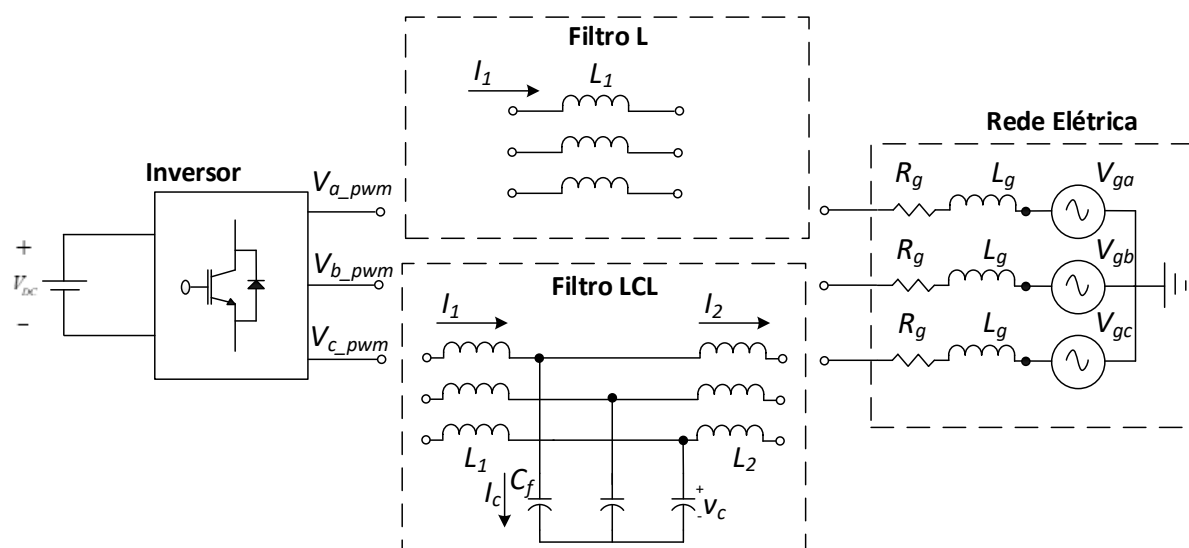


Figura 2.2 Filtros L / LCL conectados à rede, adaptado de (HE; LI, 2012)

2.5.1 Comparativo entre os filtros L e LCL

Na literatura autores como (CHA; VU, 2010) e (SOSA et al., 2014) demonstraram a superioridade do filtro LCL em relação ao filtro L. Pois apesar de o filtro LCL apresentar uma ressonância indesejável, a atenuação em altas frequências é significativamente maior. Além disso, o filtro LCL oferece a possibilidade de reduzir os harmônicos causados pela comutação das chaves do inversor com valores relativos de indutância menores.

Como principais vantagens do filtro-LCL em comparação ao filtro-L podem-se

citar:

- Maior atenuação de harmônicos nas frequências de interesse;
- Valores de indutância menores;
- Menor circulação de energia reativa pelo sistema;
- Melhor resposta dinâmica.

Como se pode apreciar, os ganhos obtidos com a implementação do filtro LCL são significativos, porém a utilização deste filtro traz consigo desafios (LI et al., 2015; XIN et al., 2016), entre estes se encontram:

- Maior complexidade no projeto;
- Possível maior número de sensores para o controle em malha fechada;
- Problemas de estabilidade relacionados com ressonâncias;
- Necessidade de amortecimento da ressonância.

Na literatura, há referência a dois tipos principais de amortecimento da ressonância, os métodos passivos (LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2005) e métodos ativos (PENA-ALZOLA et al., 2013). No primeiro método, o qual será utilizado no presente trabalho é utilizado um resistor em série com o capacitor do filtro para amortecer a resposta e estabilizar o filtro. Este amortecimento tem um compromisso entre o nível de amortecimento e as perdas do filtro. No caso dos métodos ativos, são utilizadas técnicas de controle para se obter uma resposta estável.

A ressonância do filtro LCL depende da impedância da rede, uma vez que a reatância indutiva da rede reduz ou aumenta a frequência de ressonância do sistema. A impedância complexa da rede é de grande importância para o projeto de conversores conectados à rede.

2.6 ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA DA REDE

Na Figura 2.3, ilustra-se a parte que corresponde à impedância da rede dentro de um SGDCR.

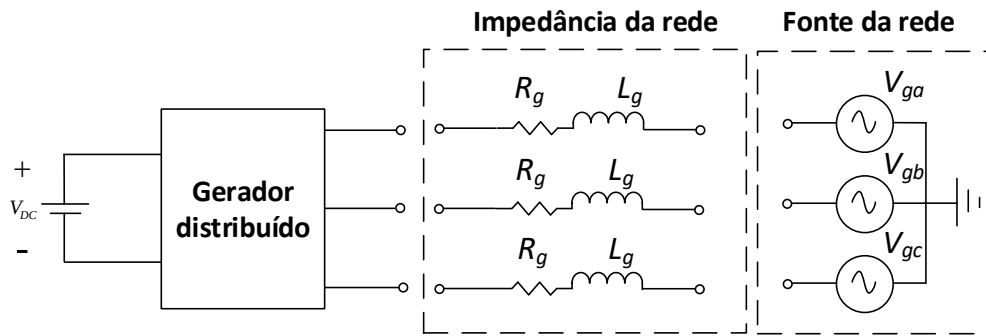


Figura 2.3 Impedância da rede em um SGDCR

O conhecimento do valor da impedância da rede para SGDCR é de grande importância. O valor da impedância da rede é usado nos SGDCR para detecção de condições de ilhamento e para melhorar o sistema de controle, outorgando maior estabilidade e confiabilidade ao sistema (LISERRE; TEODORESCU; BLAABJERG, 2006), (MOHAMED, 2011). Vários são os métodos da estimativa de impedância encontrados na literatura, entre esses se encontra um método de (RHODE; KELLEY; BARAN, 1997), no qual é usado um analisador de rede para determinar as correntes de frequência não características em um sistema de tensão, com o intuito de caracterizar a impedância de rede em frequências que variam de 20 Hz a 24 kHz. Conforme (TIMBUS et al., 2004), o cálculo da impedância é realizado por meio da relação entre a perturbação harmônica da tensão injetada e a corrente medida na saída do inversor. Em (FASSHAUER; VIOTTO, 2005), utilizam-se duas frequências de injeção equidistantes (40 Hz e 60 Hz para uma rede de 50 Hz) e através de extrapolação linear se obtém a impedância da rede nessas frequências e depois se interpola para 50 Hz. Outro método que usa apenas uma frequência (75 Hz) é relatado em (ASIMINOAEI et al., 2005).

No trabalho de (CIOBOTARU; TEODORESCU; BLAABJERG, 2007), o método proposto baseia-se nas produções de perturbações periódicas de um ou dois sinais harmônicos de tensão na saída do inversor de potência. A injeção de uma só harmônica

usa um sinal de 500 Hz e a injeção de dupla harmônica usa sinais de 500 Hz e 600 Hz. O valor da impedância da rede é estimado utilizando dois algoritmos diferentes de processamento de sinal. A Transformada Discreta de Fourier (Discrete Fourier Transform - DFT) é utilizada no método de injeção de uma única harmônica e outra técnica de estatística é aplicada para o método de injeção de dupla harmônica. Outro trabalho interessante é relatado por (BERTLING; SOTER, 2006), em que o compensador harmônico de tensão é usado para estimar indiretamente a impedância da rede. Basicamente, é encontrada a amplitude de tensão necessária para compensar um harmônico específico e, conseqüentemente, é estimada a impedância da rede a essa frequência.

Outro método de estimativa é apresentado em (CIOBOTARU et al., 2007). Neste impõe-se ao sistema pequenas variações de potência ativa (P), que são usadas para determinar a parte resistiva e pequenas variações de potência reativa (Q), para determinar a parte indutiva da impedância da rede.

Outra estratégia interessante para monitorar a impedância da rede, com base na estimativa do fasor, é apresentada em (COBRECES et al., 2009). Nesta proposta, as medidas de tensão realizadas no ponto de acoplamento são analisadas pelo algoritmo recursivo de mínimos quadrados. Abordagens semelhantes foram sugeridas em (YANG et al., 2010) e (YANG et al., 2011), para estimar a impedância da rede com os mínimos quadrados ponderados e um fator de esquecimento nas medições das tensões e correntes de linha.

Um método baseado na variação das potências ativa e reativa injetadas por um inversor controlado é apresentado em (CHO et al., 2014). Usando este método, é possível analisar separadamente a tensão e a corrente nos eixos síncronos dq , permitindo determinar os valores de resistência da rede (R) e indutância (L) através da variação intercalada das correntes de referência (i_d^* e i_q^*) injetadas pelo controle do inversor DGS. O método mostrou precisão para estimar a impedância da rede em condições de tensão equilibrada não distorcidas no PAC. No entanto, isso pode ser afetado por redes elétricas contaminadas com harmônicos e com significativo desequilíbrio.

Para superar tais contingências, este trabalho propõe um método para estimar a impedância da rede com base nas variações das correntes de referências no quadro de referência síncrono, que seja robusto ante distorções harmônicas e desequilíbrio que contaminam a rede elétrica. O problema do desequilíbrio é tratado com a aplicação

de um algoritmo para extrair a sequência positiva da tensão da rede, por meio da estimativa fasorial com base na transformada de Fourier, tornando-o imune a harmônicos ímpares e desequilíbrio na rede. Como o algoritmo de impedância proposto depende da variação de i_q e i_d , neste trabalho é introduzido também um extrator de sequência para filtrar interferências para filtrar as correntes no PAC.

Na próximo capítulo se descreve matematicamente o método apresentado por (CHO et al., 2014), o qual é objeto de estudo neste trabalho.

MÉTODO DE ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA PROPOSTO

A proposta para este trabalho é o aprimoramento do método da estimativa de impedância da rede (CHO et al., 2014). O aprimoramento consiste na incorporação de estruturas auxiliares (extração de sequência positiva e filtro morfológico). Estas estruturas auxiliares permitiram que o método seja robusto na presença de harmônicas de tensão e desequilíbrio da rede.

3.1 MÉTODO DE ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA DA REDE (CHO 2014)

A Figura 3.1 mostra um sistema genérico de geração distribuída trifásica, em que v_a, v_b, v_c e i_a, i_b, i_c representam as tensões e correntes por fase no ponto de acoplamento comum e v_{ga}, v_{gb}, v_{gc} , as tensões da rede por fase. A impedância da rede é representada por uma resistência R e uma indutância L .

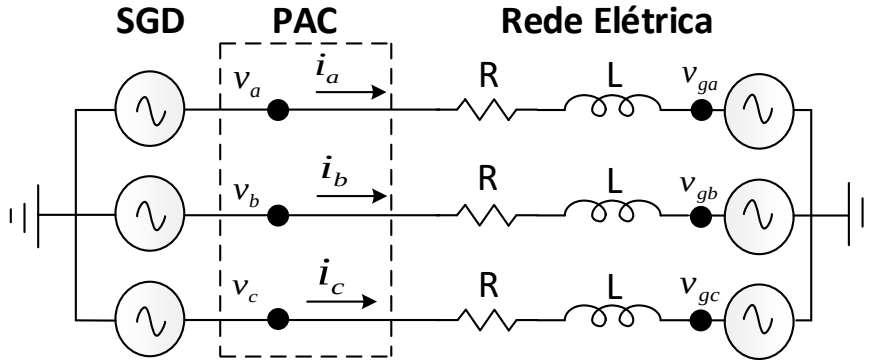


Figura 3.1 Diagrama simplificado de um SGD trifásico.

Com base na Figura 3.1, desprezando-se os efeitos de acoplamento magnético entre as fases, podem ser obtidas (3.1), (3.2) e (3.3) que relacionam as tensões, as correntes e as impedâncias de rede por fase.

$$v_a = Ri_a + L \frac{di_a}{dt} + v_{ga}, \quad (3.1)$$

$$v_b = Ri_b + L \frac{di_b}{dt} + v_{gb}, \quad (3.2)$$

$$v_c = Ri_c + L \frac{di_c}{dt} + v_{gc}. \quad (3.3)$$

Considerando que (3.1), (3.2) e (3.3) podem ser expressas em uma equação matricial (3.4),

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ga} \\ v_{gb} \\ v_{gc} \end{bmatrix}. \quad (3.4)$$

A transformação de Park torna possível obter as variáveis dq associadas às

variáveis abc através de:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}, \quad (3.5)$$

em que T é definido por:

$$T = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_g) & \cos(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}, \quad (3.6)$$

em que θ_g é a fase da tensão v_a , fornecida pelo algoritmo do PLL (*Phase Locked – Loop*). Então, substituindo (3.5) em (3.4), obtêm-se as seguintes equações:

$$T \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = T \left[\begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ga} \\ v_{gb} \\ v_{gc} \end{bmatrix} \right], \quad (3.7)$$

$$\begin{bmatrix} v_q \\ v_d \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} T \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} T \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + T \begin{bmatrix} v_{ga} \\ v_{gb} \\ v_{gc} \end{bmatrix}, \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} v_q \\ v_d \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} T \frac{d}{dt} T^{-1} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{dg} \\ v_{qg} \\ v_{0g} \end{bmatrix}. \quad (3.9)$$

Resolvendo parte de (3.9) em que

$$T^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_g) & -\sin(\theta_g) & 1 \\ \cos(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix}, \quad (3.10)$$

$$\frac{d}{dt}T^{-1} = \omega_0 \begin{bmatrix} -\sin(\theta_g) & -\cos(\theta_g) & 0 \\ -\sin(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) & 0 \\ -\sin(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.11)$$

da multiplicação de (3.11) e (3.6) se tem como resultado (3.12)

$$T \frac{d}{dt}T^{-1} = \omega_0 \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 0 & -\frac{2}{3} & 0 \\ \frac{2}{3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.12)$$

$$T \frac{d}{dt}T^{-1} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \end{bmatrix} + \omega_0 \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \end{bmatrix}. \quad (3.13)$$

Substituindo (3.13) em (3.9), pode-se alcançar a equação da matriz resultante em $dq0$

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} \left[\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \omega_0 \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \right] + \begin{bmatrix} v_{gd} \\ v_{gq} \\ v_{g0} \end{bmatrix}. \quad (3.14)$$

De (3.14) obtêm-se:

$$v_d = Ri_d - L\omega_0 i_q + L \frac{di_d}{dt} + v_{gd}, \quad (3.15)$$

$$v_q = Ri_q + L\omega_0 i_d - L \frac{di_q}{dt} + v_{gq}, \quad (3.16)$$

$$v_0 = Ri_0 + L \frac{di_0}{dt} + v_{g0}, \quad (3.17)$$

em que v_d, v_q, v_0 e i_d, i_q, i_0 são as tensões e correntes no PAC nos eixos síncronos dq e v_{gd}, v_{gq} as tensões da rede no eixos síncronos dq . A frequência fundamental da tensão da rede é representada por ω_0 . Note-se que, para o regime estacionário, os termos dos derivativos em dq nessas equações tornam-se nulos. O método de estimativa de impedância de rede proposto por (CHO et al., 2014) é baseado nas variações das tensões e correntes síncronas dq no PAC, impostas pelo controle do inversor através das variações das correntes de referência (i_d^* e i_q^*), como mostrado na Figura 3.2.

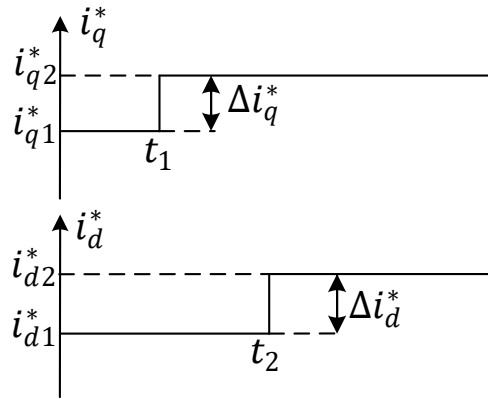


Figura 3.2 Variação das correntes de referência.

As variações nos valores de i_d^* e i_q^* impostos ao sistema de controle do inversor são realizadas em dois instantes específicos (t_1 e t_2), para alterar simultaneamente as tensões e correntes no PAC como se mostra na Figura 3.3.

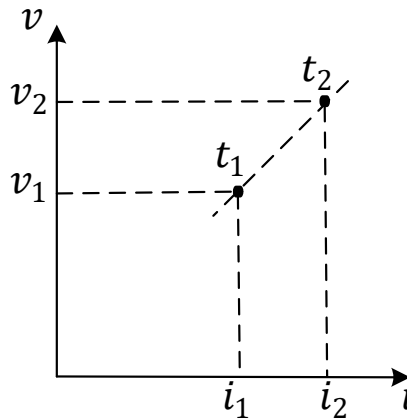


Figura 3.3 Variação da tensão e corrente no PAC.

É possível reescrever (3.15) e (3.16) para cada instante t_1 e t_2 , respectivamente. Portanto, para $t = t_1$:

$$v_{d_1} = Ri_{d_1} - L\omega_0 i_{q_1} + v_{dg_1}, \quad (3.18)$$

$$v_{q_1} = Ri_{q_1} + L\omega_0 i_{d_1} + v_{qg_1}, \quad (3.19)$$

e para $t = t_2$:

$$v_{d_2} = Ri_{d_2} - L\omega_0 i_{q_2} + v_{dg_2}, \quad (3.20)$$

$$v_{q_2} = Ri_{q_2} + L\omega_0 i_{d_2} + v_{qg_2}. \quad (3.21)$$

O método aqui proposto realiza a estimativa de R e L mediante a variação da tensão e corrente no PAC entre os instante de tempo (t_1 e t_2), pressupondo que não haja alterações nos valores da tensão da rede (v_g), R e L durante o cálculo das diferenças de tensão e corrente.

$$\Delta v_{dg} = v_{dg_2} - v_{dg_1} = 0 \quad ; \quad \Delta v_{qg} = v_{qg_2} - v_{qg_1} = 0, \quad (3.22)$$

$$\Delta v_d = v_{d_2} - v_{d_1} \quad ; \quad \Delta v_q = v_{q_2} - v_{q_1}, \quad (3.23)$$

$$\Delta i_d = i_{d_2} - i_{d_1} \quad ; \quad \Delta i_q = i_{q_2} - i_{q_1}. \quad (3.24)$$

Com base em (3.15) e (3.16), podem-se reescrever (3.23) e (3.24) como:

$$\Delta v_d = R\Delta i_d - L\omega_0 \Delta i_q, \quad (3.25)$$

$$\Delta v_q = R\Delta i_q + L\omega_0\Delta i_d \quad (3.26)$$

Devido à dinâmica do controle em que se considera $v_d = v_g$ e $v_q = 0$, apenas Δv_d é considerado na estimativa da impedância da rede. Para determinar a resistência R , se impõe uma variação apenas em i_d de acordo com

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta i_d = (i_{d1} - i_{d2}) \neq 0 \\ \Delta i_q = (i_{q1} - i_{q2}) = 0 \end{array} \right\}, \quad (3.27)$$

e para determinar a indutância L , apenas i_q é variado, sendo:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta i_d = (i_{d1} - i_{d2}) = 0 \\ \Delta i_q = (i_{q1} - i_{q2}) \neq 0 \end{array} \right\}, \quad (3.28)$$

Assim as equações para estimar R e L podem ser escritas. Com base nos requisitos estabelecidos em (3.27) e (3.28) obtêm-se (3.29) e (3.30).

$$R = \frac{\Delta v_d}{\Delta i_d}, \quad (3.29)$$

$$L = \frac{-\Delta v_d}{\omega_0 \Delta i_q}. \quad (3.30)$$

3.2 ALGORITMO DE DETECÇÃO DE VARIAÇÕES (ADV)

Neste trabalho, foi realizado um algoritmo de programação para detetar as variações presentes no sinal de tensão e corrente nos eixos síncronos dq. Para isto foi necessário realizar amostragem mediante uma janela de tamanho N do sinal de entrada S , que pode ser o sinal de tensão ou corrente. Isto permite criar um vetor VT para guardar todas as amostras do sinal S como mostrado em (3.31) e uma variável NA para contar o número de amostras do sinal S como se apresenta em (3.32).

$$VT = [VT; u(1)], \quad (3.31)$$

sendo VT é o vetor do sinal de entrada S.

$$NA = NA + 1, \quad (3.32)$$

sendo NA número da amostra do sinal de entrada S.

Para determinar se está acontecendo uma variação representativa (ΔS_r) no sinal de entrada S, se efetua a subtração modular entre amostra atual ($VT(1)$) e a próxima amostra X como apresentado em (3.33).

$$\Delta S_r = |(VT(1) - X)|, \quad (3.33)$$

em que X é o número de amostra que o ADV deve aguardar a partir de $VT(1)$ para fazer o cálculo de ΔS_r .

Para confirmar se a variação é representativa ΔS_r é comparada com a variável ΔS_{nr} conhecida como variação não representativa, associada a variações que podem acontecer no sinal menores que as variações causadas pelas correntes de referência.

Então se $\Delta S_r > \Delta S_{nr}$, é calculado o tamanho da variação total no sinal de entrada (ΔS_t) mediante (3.34). Neste caso se guarda o valor de $VT(1)$ e se espera por uma amostra número Y, para realizar a subtração modular como apresentado em (3.33). A escolha do valor de Y tem que ser o suficientemente grande para obter a variação completa presente no sinal e o mais pequeno possível para não atrasar o cálculo da variação total, o que afeita o tempo de estimativa da impedância.

$$\Delta S_t = |(VT(1) - Y)|, \quad (3.34)$$

em que Y é o número de amostra que o ADV deve aguardar a partir de $VT(1)$ para fazer o cálculo de ΔS_t .

Os valores de ΔS_{nr} , X e Y são definidos com antecipação pelo usuário através de testes *ad hoc*. Uma vez identificada ΔS_t , o algoritmo aguarda um tempo de espera T_E .

Este tempo T_E pode ser entendido como o tempo mínimo entre as variações impostas pelas correntes de referência para a estimativa da impedância. Esta estratégia permite a blindagem contra variações não relacionadas as produzidas pelo próprio método. A seguir é apresentado o fluxograma do algoritmo descrito anteriormente.

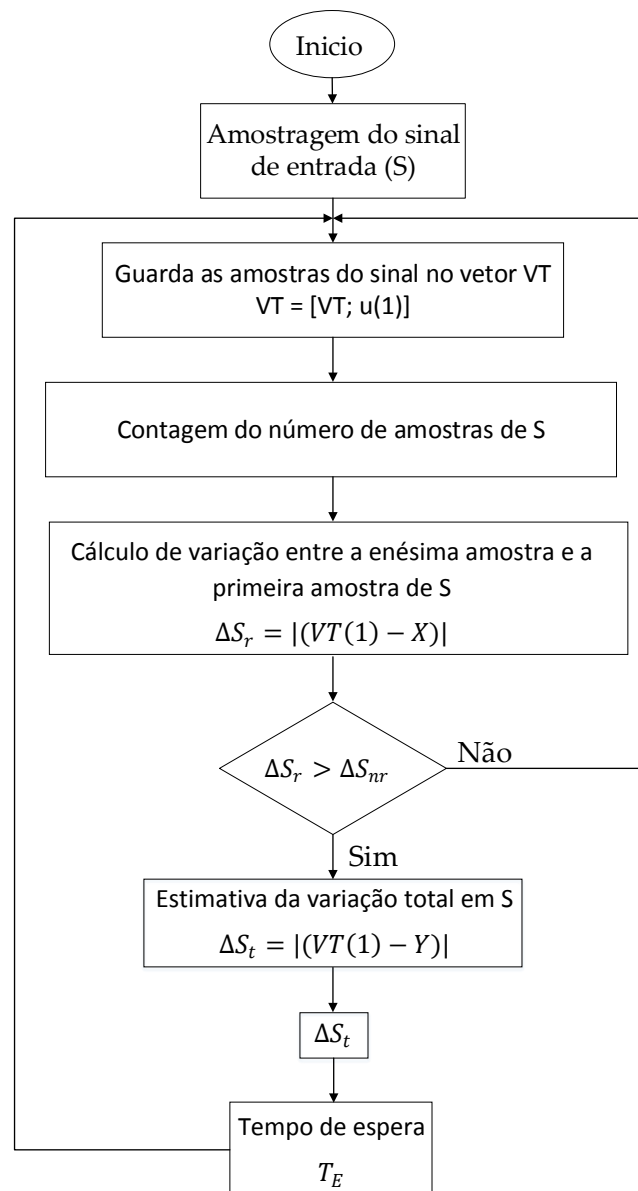


Figura 3.4 Algoritmo de programação ADV, para detetar as variações presentes em S .

3.3 ESTRATÉGIA PARA MITIGAÇÃO DE HARMÔNICOS

No método proposto, um estimador de sequência positiva é aplicado às tensões e correntes trifásicas. Essa estratégia reduz as distorções apresentadas nas tensões e correntes. Assim, é possível ao algoritmo implementado lidar e identificar corretamente as variações nas correntes Δi_d , Δi_q e a variação na tensão Δv_d na presença de distorções e desequilíbrio. É essencial que o alcance dessas variações, particularmente o Δv_d , seja alto o suficiente para garantir que os sensores de corrente e tensão sejam capazes de detectá-lo com clareza.

A seguir, é discutido o extrator de sequência positiva, assim como os possíveis algoritmos a serem implementados junto ao extrator de sequência, permitindo a rejeição de harmônicas e desequilíbrio da rede, além do cálculo de amplitude e fase do sinal processado. Estes algoritmos são o mínimos quadrados recursivos (MQR), Fourier de ciclo completo (FCC) e Fourier de meio ciclo (FMC).

Logo após a discussão teórica dos algoritmos MQR, FCC e FMC se realizará uma comparação no ambiente Matlab/Simulink para a seleção do algoritmo mais apropriado, no que concerne à capacidade de rejeição de harmônicas e desequilíbrio de tensão.

3.3.1 Método de extração de sequência positiva

A técnica de estimativa dos componentes de sequência utilizados neste trabalho opera nas tensões v_α e v_β , que são extraídas dos valores instantâneos das tensões de fases v_a , v_b e v_c mediante a transformada de Clark apresentada em (3.35).

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

As tensões trifásicas v_a , v_b e v_c podem ser representadas pelo vetor $\vec{v}_s$ no plano α e β , cuja velocidade angular é ω . Quando as tensões de fases são senoidais, apenas as sequências positiva e negativa são extraídas. Assim, ω e $\vec{v}_s$ são constantes positivas e $\vec{v}_s$

gira no sentido anti-horário. Em caso de desequilíbrio na rede elétrica, o vetor $\vec{v}_s$, pode ser definido por uma soma de dois vetores: um de sequência positiva, $\vec{v}_p$, girando no sentido anti-horário com velocidade ω e outro de sequência negativa, $\vec{v}_n$ que gira no sentido horário com velocidade angular $-\omega$. Cada um desses vetores tem magnitudes constantes V_p e V_n . As posições angulares são dadas por $\theta_p = \omega t + \phi_p$, para a sequência positiva, e $\theta_n = -\omega t + \phi_n$, para a sequência negativa, como pode ser visto na Figura 3.5. Examinando essa figura, é possível escrever as tensões v_α e v_β como (FERNANDES; NAIDU; COURAJR, 2009).

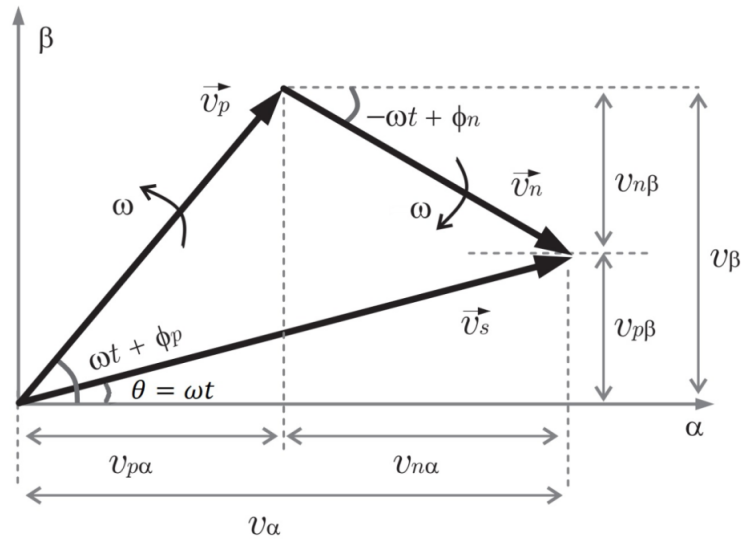


Figura 3.5 Decomposição do vetor síncrono no plano $\alpha\beta$.

$$v_\alpha = v_{p\alpha} + v_{n\alpha}, \quad (3.36)$$

$$v_\beta = v_{p\beta} + v_{n\beta}, \quad (3.37)$$

As equações (3.36) e (3.37) podem ser reescritas por:

$$v_\alpha = v_p \cos(\theta + \phi_p) + v_n \cos(\theta + \phi_n), \quad (3.38)$$

$$v_\beta = v_p \text{sen}(\theta + \phi_p) - v_n \text{sen}(\theta + \phi_n). \quad (3.39)$$

Nas equações (3.40) e (3.41), adota-se expansão dos senos e cossenos sobre as equações (3.38) e (3.39), com intuito de contornar o problema de não-linearidade das contribuições angulares:

$$v_\alpha = (v_{p\alpha 0} + v_{n\alpha 0})\cos(\omega t) + (-v_{p\beta 0} + v_{n\beta 0})\text{sen}(\omega t), \quad (3.40)$$

$$v_\beta = (v_{p\beta 0} - v_{n\beta 0})\cos(\omega t) + (v_{p\alpha 0} - v_{n\alpha 0})\text{sen}(\omega t), \quad (3.41)$$

em que $v_{p\alpha 0} = v_p \cos \phi_p$, $v_{p\beta 0} = v_p \text{sen} \phi_p$, $v_{n\alpha 0} = v_n \cos \phi_n$ e $v_{n\beta 0} = v_n \text{sen} \phi_n$. De forma mais compacta, estas equações podem ser reescritas como:

$$v_\alpha = X_1^c \cos(\omega t) + X_1^s \text{sen}(\omega t), \quad (3.42)$$

$$v_\beta = Y_1^c \cos(\omega t) + Y_1^s \text{sen}(\omega t), \quad (3.43)$$

considerando que:

$$\begin{cases} X_1^c = v_p \cos \phi_p + v_n \cos \phi_n = v_{p\alpha 0} + v_{n\alpha 0} \\ X_1^s = -v_p \text{sen} \phi_p + v_n \text{sen} \phi_n = -v_{p\beta 0} + v_{n\beta 0} \\ Y_1^c = v_p \text{sen} \phi_p - v_n \text{sen} \phi_n = v_{p\beta 0} - v_{n\beta 0} \\ Y_1^s = v_p \cos \phi_p - v_n \cos \phi_n = v_{p\alpha 0} - v_{n\alpha 0} \end{cases} \quad (3.44)$$

Esta estratégia permite utilizar um algoritmo da estimativa fasorial linear, uma vez que as equações (3.42) e (3.43) tornam os parâmetros X_1^c , X_1^s , Y_1^c e Y_1^s lineares em relação a v_α e v_β .

3.3.2 Método de Mínimos Quadrados Recursivos (MQR)

Anteriormente na seção 3.3.1 foi exposto o método de separação de sequência, utilizando a projeção do vetor tensão da rede sobre um sistema de coordenadas estacionárias. Também foram expandidas as equações (3.38) e (3.39), com intuito de

contornar o problema de não-linearidade. Isto permitiu viabilizar a utilização do algoritmo MQR na estimativa dos parâmetros X_1^c , X_1^s , Y_1^c e Y_1^s

O algoritmo descrito nesta seção é bem conhecido de forma geral e desenvolvido em muitas referências como (SILVA et al., 2015) e (SGUAREZI, 2018). Então, considere o modelo de uma soma de senoides, com uma dela sendo a fundamental e as outras as harmônicas. Assim, representando os dados dos sinais de tensão por vg , o modelo vg é dado por:

$$\widehat{v}_g(n\Delta t) = \widehat{v}_g[n] = \sum_m^p (V_{Gm} \cos(m\omega_0 n\Delta t + \alpha_m)), \quad (3.45)$$

em que V_{Gm} e α_m são, respectivamente, a amplitude e a fase da senoide de frequência ω_0 . Δt é o período de amostragem do sinal. A primeira senoide está associada ao fasor fundamental.

O modelo descrito em (3.45) não é adequado para o algoritmo MQR. As variáveis α_n são não-lineares em relação ao modelo $\widehat{v}_g$.

$$\widehat{v}_g[n] = \sum_{m=1}^p [V_{Gm}^c \cos(m\omega_0 n\Delta t) - V_{Gm}^s \sin(m\omega_0 n\Delta t)], \quad (3.46)$$

Onde V_{Gm}^c e V_{Gm}^s estão associados ao modelo dado por 3.45 por meio das equações 3.47 e 3.48:

$$V_{GM}^c = \sqrt{(V_{Gm}^c)^2 + (V_{Gm}^s)^2} \quad (3.47)$$

e as fases iniciais por:

$$\alpha_m = -\arctan \frac{V_{Gm}^s}{V_{Gm}^c}. \quad (3.48)$$

Em (3.46) pode ser compactamente escrita como

$$\widehat{v}_g[n] = \phi_n^T \boldsymbol{\varphi}_n, \quad (3.49)$$

sendo ϕ_n o vetor de regressores, dado por:

$$\phi_n = \begin{bmatrix} \cos(\omega\Delta t) \\ \sin(\omega\Delta t) \\ \cdots \\ \cos(L\omega\Delta t) \\ \sin(L\omega\Delta t) \end{bmatrix}, \quad (3.50)$$

e $\boldsymbol{\varphi}_n$ o vetor de parâmetros, que pode ser expresso da seguinte maneira:

$$\boldsymbol{\varphi}_n = [V_1^c \ V_1^s \ \cdots \ V_L^c \ V_L^s]^T. \quad (3.51)$$

Vale ressaltar que os parâmetros de valor, para calcular as magnitudes de sequência positiva e negativa, são apenas V_1^c e V_1^s . Os parâmetros V_L^c e V_L^s estão relacionados a uma determinada interferência harmônica que se deseja eliminar. A presença de harmônicos não previstos pelo modelo pode causar oscilações nos parâmetros estimados.

O subscrito n em $\boldsymbol{\varphi}_n$ refere-se à estimativa dos parâmetros realizados para o instante $n\Delta t$. Por exemplo, o elemento $\boldsymbol{\varphi}_n[1]$ é a estimativa de V_1^c para o instante $n\Delta t$. A diferença entre o sinal de dados $v_g[n]$ e o modelo $\widehat{v}_g[n]$ em um dado instante de tempo t_n é denominado de erro de predição (e), o qual é utilizado para que o algoritmo possa melhorar a estimativa dos parâmetros procurados, podendo ser expresso por:

$$e[n] = v_g[n] - \widehat{v}_g[n]. \quad (3.52)$$

O algoritmo MQR corrige a estimativa para os parâmetros até chegar a (3.53) (LJUNG, 1999):

$$\widehat{\boldsymbol{\varphi}}_{n+1} = \widehat{\boldsymbol{\varphi}} + \mathbf{K}_{n+1}e[n+1], \quad (3.53)$$

onde $\mathbf{K}_{n+1}$ é dado por:

$$\mathbf{K}_{n+1} = \mathbf{P}_n + \phi_n, \quad (3.54)$$

e $\mathbf{P}_n$ é a chamada matriz de covariância. A maneira que esta matriz é atualizada determina a eficiência da adaptabilidade do algoritmo a mudanças nos parâmetros estimados. Esta é atualizada por (3.55):

$$\mathbf{P}_{n+1} = \mathbf{P}_n - \frac{\mathbf{P}_n \phi_n \phi_n^T \mathbf{P}_n}{1 + \phi_n^T \mathbf{P}_n \phi_n}. \quad (3.55)$$

A matriz de covariância inicial é configurada para ser diagonal com elementos de alto valor, no que diz respeito aos parâmetros a serem estimados. Isso fornece alta adaptabilidade para as primeiras etapas do algoritmo MQR. À medida que a estimativa converge para os valores reais dos parâmetros, a adaptabilidade do parâmetro $\mathbf{P}_n$ e do MQR é diminuída. Assim, pode-se concluir que o algoritmo não é intrinsecamente adaptativo. Para superar esse problema, este trabalho usa o procedimento em que a matriz de covariância é atualizada para se manter a norma acima de um nível de limite. A técnica é conhecida como caminhada aleatória modificada (CAM) (COSTA, 2013). Nela, a matriz de covariância é atualizada de acordo com a regra:

$$\mathbf{P}_{n+1} = \begin{cases} \mathbf{P}_n - \frac{\mathbf{P}_n \phi_n \phi_n^T \mathbf{P}_n}{1 + \phi_n^T \mathbf{P}_n \phi_n} & \text{if } |e_n| \leq \varepsilon \\ \mathbf{P}_n + \mathbf{R} & \text{if } |e_n| > \varepsilon \end{cases}, \quad (3.56)$$

onde ε é ajustado heurísticamente.

Realizando este procedimento para cada um dos sinais V_α e V_β , podem-se atualizar, a cada passo de tempo δt , as estimativas para X_1^c , X_1^s e também para, Y_1^c , Y_1^s . Reorganizando (3.44), obtêm-se as seguintes relações

$$\begin{cases} V_{p\alpha 0} = V_p \cos \phi_p = \frac{1}{2}(X_1^c + Y_1^s) \\ V_{p\beta 0} = V_p \sin \phi_p = \frac{1}{2}(Y_1^c - X_1^s) \\ V_{n\alpha 0} = V_p \cos \phi_n = \frac{1}{2}(X_1^c - Y_1^s) \\ V_{n\beta 0} = V_n \sin \phi_n = -\frac{1}{2}(Y_1^c + X_1^s). \end{cases} \quad (3.57)$$

Considerando (3.57), as magnitudes de sequências positivas e negativas são fornecidas por:

$$V_p = \sqrt{V_{p\alpha 0}^2 + V_{p\beta 0}^2} \quad (3.58)$$

$$V_n = \sqrt{V_{n\alpha 0}^2 + V_{n\beta 0}^2} \quad (3.59)$$

e as fases iniciais por:

$$\phi_p = \arctan\left(\frac{V_{p\beta 0}}{V_{p\alpha 0}}\right), \quad (3.60)$$

$$\phi_n = \arctan\left(\frac{V_{n\beta 0}}{V_{n\alpha 0}}\right). \quad (3.61)$$

As tensões $\alpha\beta$ associadas à sequência positiva, sendo estas às de interesse para o método proposto, podem ser obtidas por:

$$v_{p\alpha} = V_{p\alpha 0} \cos(\omega t + \phi_p), \quad (3.62)$$

$$v_{p\beta} = V_{p\alpha 0} \cos(\omega t + \phi_p - 90^\circ). \quad (3.63)$$

3.4 FILTRAGEM POR FOURIER

3.4.1 Filtro de Fourier de Ciclo Completo (FCC)

Este é um dos algoritmos mais populares para extração de amplitude e fase em sinais de tensão sob falha, visto a boa capacidade de rejeição de interferências CC e seu poder de filtragem de harmônicos (GU; YU, 2000).

O algoritmo da transformada FCC tem como base a decomposição de um sinal

periódico $v(t)$ em senos e cossenos de múltiplas frequências da fundamental:

$$v(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega_0 t) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \sin(n\omega_0 t), \quad (3.64)$$

em que ω_0 é a frequência fundamental. Os coeficientes a_0 , a_n e b_n podem ser obtidos a partir de:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v(t) dt \quad (3.65)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v(t) \cos(n\omega_0 t) dt, n = 1, 2, \dots, \infty \quad (3.66)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v(t) \sin(n\omega_0 t) dt, n = 1, 2, \dots, \infty \quad (3.67)$$

em que T é o período da componente de frequência fundamental do sinal. Se o sinal amostrado é representado de forma discreta com N amostras por ciclos fundamentais, as partes real e imaginária do fasor representando o sinal amostrado são obtidos como:

$$V_{Re}(k) = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v[k-n] \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (3.68)$$

$$V_{Im}(k) = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v[k-n] \sin\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (3.69)$$

A amplitude e o ângulo de fase podem ser obtidos usando os componentes reais e imaginários, respectivamente, pelas expressões:

$$V = \sqrt{(V_{Re}(k))^2 + (V_{Im}(k))^2} \quad (3.70)$$

$$\phi[k] = \arctan\left(\frac{V_{Im}(k)}{V_{Re}(k)}\right) \quad (3.71)$$

3.4.2 Filtro de Fourier de Meio Ciclo

Com o intuito de reduzir o esforço computacional do método baseado em FCC e desta forma torná-lo mais rápido, o algoritmo de Fourier de Meio Ciclo (FMC) utiliza amostras relativas ao meio ciclo fundamental do sinal sob análise (GU; YU, 2000). Então, os coeficientes de expansão da série de Fourier podem ser expressos por:

$$a_0 = \frac{1}{T/2} \int_{t_0}^{t_0+T/2} v(t) dt, \quad (3.72)$$

$$a_n = \frac{2}{T/2} \int_{t_0}^{t_0+T/2} v(t) \cos(n\omega_0 t) dt, n = 1, 2, \dots, \infty, \quad (3.73)$$

$$b_n = \frac{2}{T/2} \int_{t_0}^{t_0+T/2} v(t) \sin(n\omega_0 t) dt, n = 1, 2, \dots, \infty. \quad (3.74)$$

Utilizando-se abordagem semelhante ao Fourier de ciclo completo, as partes real e imaginária do fasor do sinal analisado são calculadas por:

$$V_{Re}(k) = \frac{4}{N} \sum_{n=0}^{N/2-1} v[k-n] \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right), \quad (3.75)$$

$$V_{Im}(k) = \frac{4}{N} \sum_{n=0}^{N/2-1} v[k-n] \sin\left(\frac{2\pi n}{N}\right). \quad (3.76)$$

Da mesma forma, a amplitude e o ângulo de fase podem ser obtidos através da substituição dos componentes real e imaginário de (3.70) e (3.71). A desvantagem deste algoritmo é sua menor robustez frente às interferências CC e harmônicos pares

(WU; LU; JI, 2009).

No próximo capítulo, serão avaliados os métodos MQR, FCC e FCM em quanto à capacidade de rejeição de ruídos no sinal de tensão e corrente no PAC.

3.5 VALIDAÇÃO DAS TÉCNICAS DE EXTRAÇÃO DE SEQUÊNCIA

Nesta seção, as técnicas de extração de sequência propostas aprimoradas com MQR, FCC e FCM, como mostradas nas Figuras 3.6, 3.7 e 3.8 respectivamente, são testadas em um mesmo sinal trifásico, gerado a partir de fonte programável disponível em ambiente *Simulink*. Esta fonte produz tensões equilibradas durante os primeiros 0,1 segundos de simulação. Emprega-se tensão fase-neutro de 127 Vrms a 60Hz. Entre os instantes 0,1 e 0,2s ($0,1 < t < 0,2s$), submete-se a fase A desta fonte a uma redução brusca de tensão para 20% do seu valor nominal, produzindo um afundamento desequilibrado de tensão. Esse tipo de distúrbio corresponde a uma falta fase-terra, que é um problema comum em sistemas elétricos de potência (CABRAL, 2010). A partir do instante de 0,2s, retoma-se a tensão desta mesma fase ao seu valor nominal inicial e se adicionam às três tensões de fase, harmônicas de 5ª e 11ª ordem, ambas, com amplitudes de 0,05 p.u e ângulo 0° ($0,1 \angle 0^\circ$ p.u.). A Figura 3.9, ilustra o comportamento proposto na simulação das tensões trifásicas na saída do gerador de tensão programável.

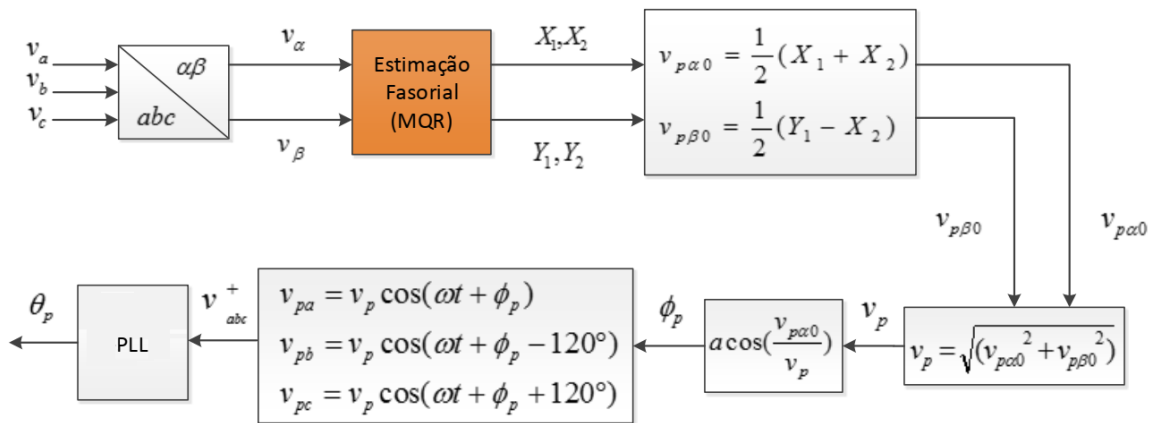


Figura 3.6 Aprimoramento do extrator com MQR.

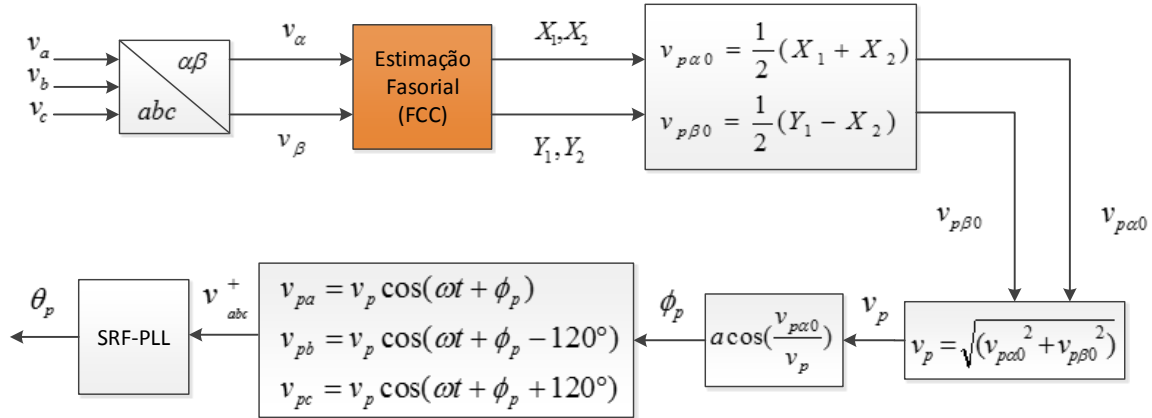


Figura 3.7 Aprimoramento do extrator com FCC.

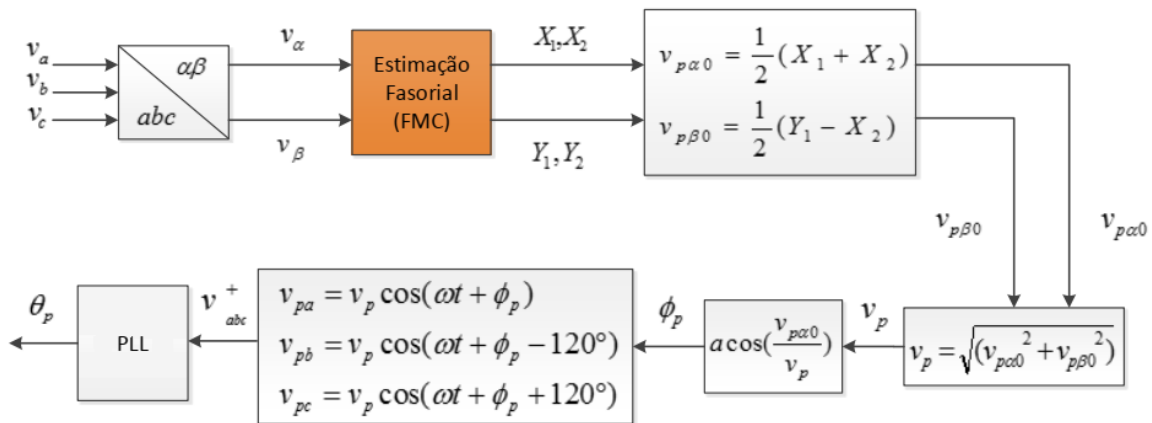


Figura 3.8 Aprimoramento do extrator com FMC.

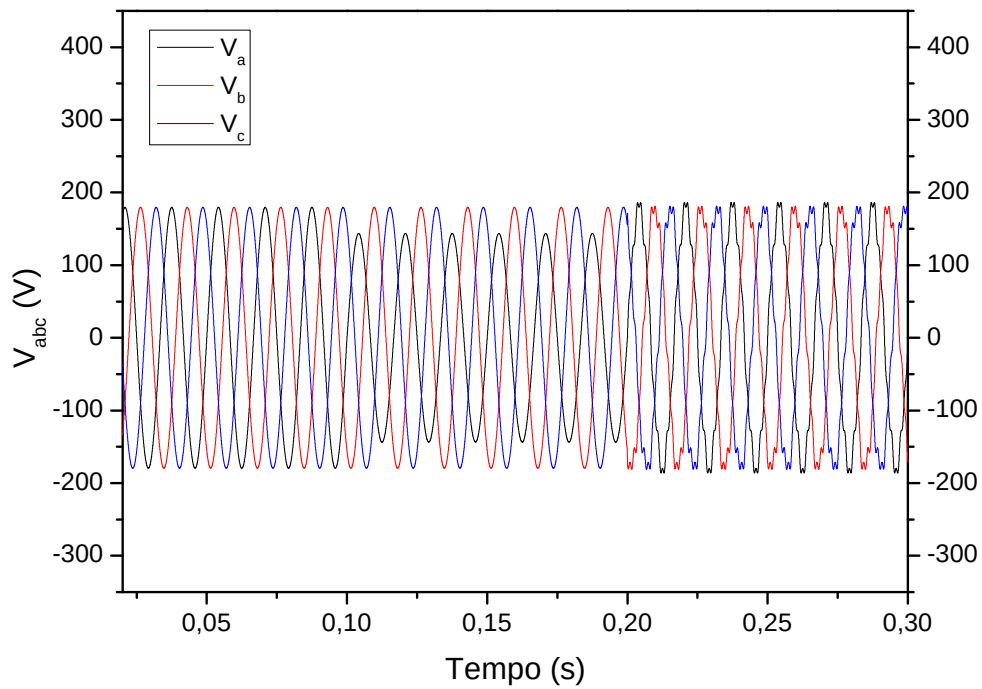


Figura 3.9 Tensões trifásicas na saída do gerador de tensão (fonte programável).

A fim de avaliar e comparar as técnicas de extração propostas em termos objetivos, são utilizados dois parâmetros para apreciação do processo de extração de sequência positiva: o tempo de resposta (TR), que é o intervalo de tempo necessário para o algoritmo processar uma mudança no sinal, e o *overshoot* (ou sobre-sinal), que é diferença entre o valor de pico e o valor do sinal estável. O *overshoot* é usualmente indicado em termos percentuais em relação ao do sinal estável.

3.5.1 Extração de sequência positiva com MQR

Para a inicialização do algoritmo MQR, adota-se que o vetor de parâmetros é nulo no início da simulação. A matriz de covariância é, inicialmente, diagonal, com seus elementos iguais a 1000. O vetor de regressores do algoritmo é expandido para os harmônicos de 5° e 11° ordem. Ou seja, assume-se, previamente, que estes harmônicos

estejam presentes nos sinais processados.

A Figura 3.10 exibe, nos eixos síncronos, o comportamento da estimativa de sequência positiva da tensão no PAC, realizado pelo extrator de sequência baseado em MQR. Além das variações causadas pelo desequilíbrio imposto no tempo de 0,1s até 0,2s e os harmônicos de 5° e 11° ordem implementados no tempo de 0,2s até 0,3s. Para o desequilíbrio implementado no tempo 0,1s é possível avaliar a velocidade de convergência do método em v_d e v_q com um TR de 3ms e 3,6ms, respectivamente. Já o percentual de *overshoot* para v_d e v_q foi de 10% e 987% respectivamente em relação ao valor nominal dos sinais. No tempo 0,2s se elimina o desequilíbrio e se adicionam os harmônicos de 5° e 11° ordem. Neste caso, o TR foi de 8,7ms para v_d e 11,3ms para v_q . Em quanto o percentual de *overshoot* para v_d é de 1413% e 16222% para v_q em relação ao valor nominal dos sinais.

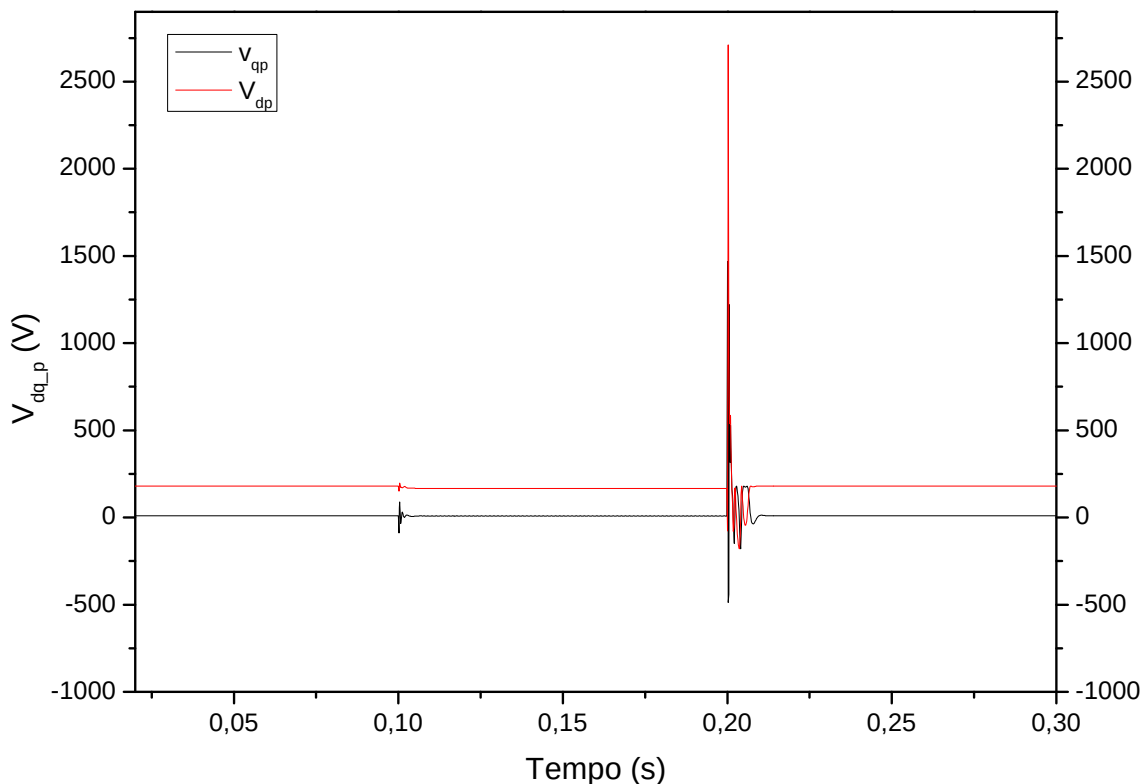


Figura 3.10 Tensões de sequência positiva v_d e v_q por MQR

3.5.2 Extração de sequência positiva com FCC

O resultado obtido para a técnica baseada na FCC, diante das mesmas condições de operação utilizadas para a simulação referente ao uso do MQR, é exibido na Figura 3.11. Nela se pode apreciar o comportamento da estimação da amplitude do sinal de tensão no PAC realizada através do extrator baseado na FCC. A partir de 0,1s é determinado o TR para v_d de 18,5ms e para v_q de 20,2ms. Para o tempo 0,2s se obteve um TR de para v_d de 17,9ms e para v_q de 18,3ms. Observa-se ainda que este processo de estimativa, diferentemente do método baseado no MQRP, não apresenta qualquer *overshoot*.

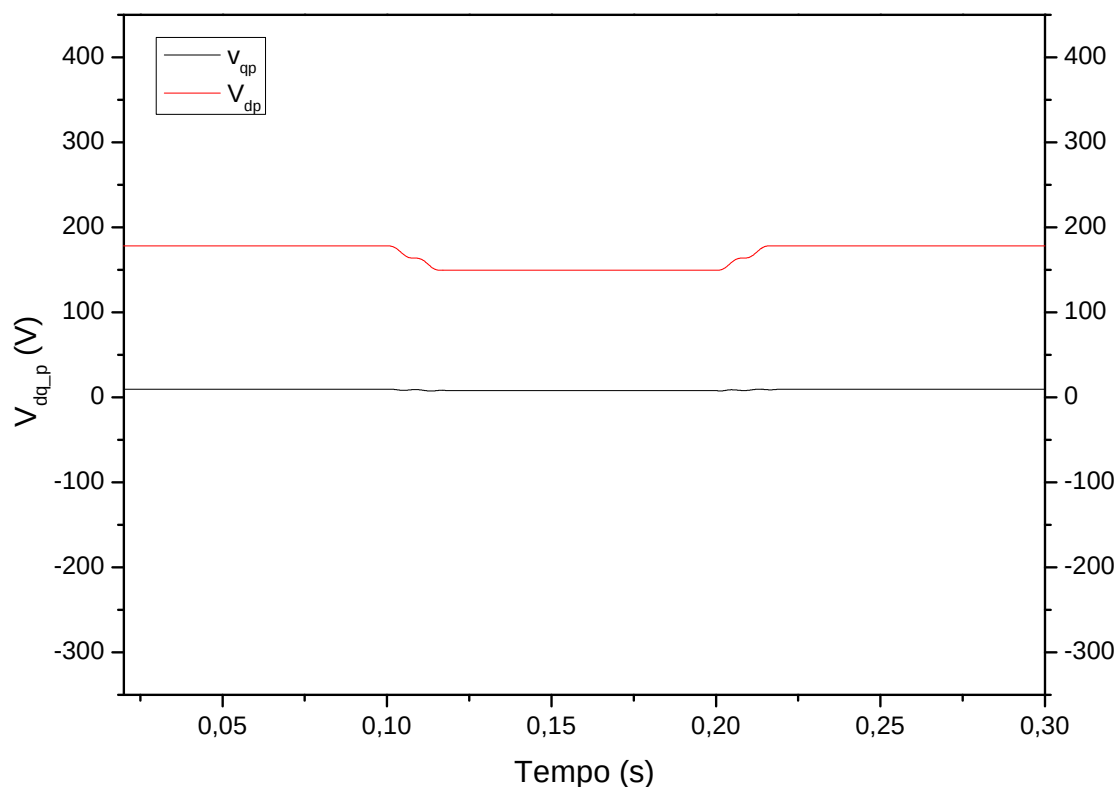


Figura 3.11 Tensões de sequência positiva v_d e v_q por FCC

3.5.3 Extração de sequência positiva com FMC

O resultado obtido para a técnica baseada na FMC, diante das mesmas condições de operação utilizadas para as simulações referentes ao uso do MQR e FCC, são exibidos na Figura 3.12, se mostra o comportamento da estimativa da amplitude do sinal de tensão no PAC realizada através do extrator baseado na FMC. A partir de 0,1s é determinado o TR para v_d de 7,8ms e para v_q de 10,4ms. Para o tempo 0,2s se obteve um TR para v_d de 7,3ms e para v_q de 11,6ms. Observa-se, ainda, que este processo de estimativa, assim como o método baseado no FCC, não apresenta qualquer *overshoot*.

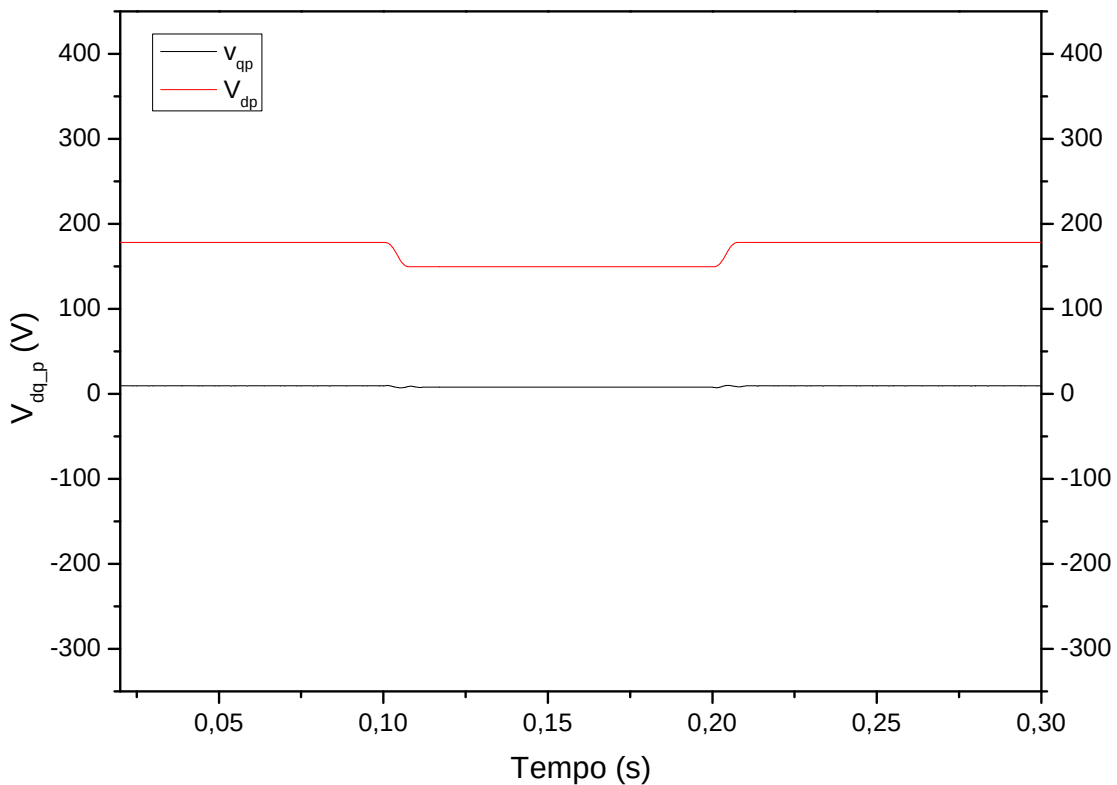


Figura 3.12 Tensões de sequência positiva v_d e v_q por FMC

Na Tabela 3.1, se apresentam os resultado obtidos para o teste dos métodos de extração de sequência positiva baseados em MQR, FCC e FMC. Entre eles se destaca o extrator baseado em FMC, por seu melhor desempenho quanto a TR e sem a presença de *overshoot*. Então o extrator baseado em FMC é o selecionado para se aprimorar o

método da estimativa de impedância da rede.

Tabela 3.1 Resultados dos extratores de sequência

	Desequilíbrio						Harmônicos					
	MQR		FCC		FMC		MQR		FCC		FMC	
	v_d	v_q	v_d	v_q	v_d	v_q	v_d	v_q	v_d	v_q	v_d	v_q
TR	3,0	3,6	18,5	20,2	7,8	10,4	8,7	11,3	17,9	18,3	7,3	11,6
<i>overshoot%</i>	10	987	-	-	-	-	1413	16222	-	-	-	-

SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

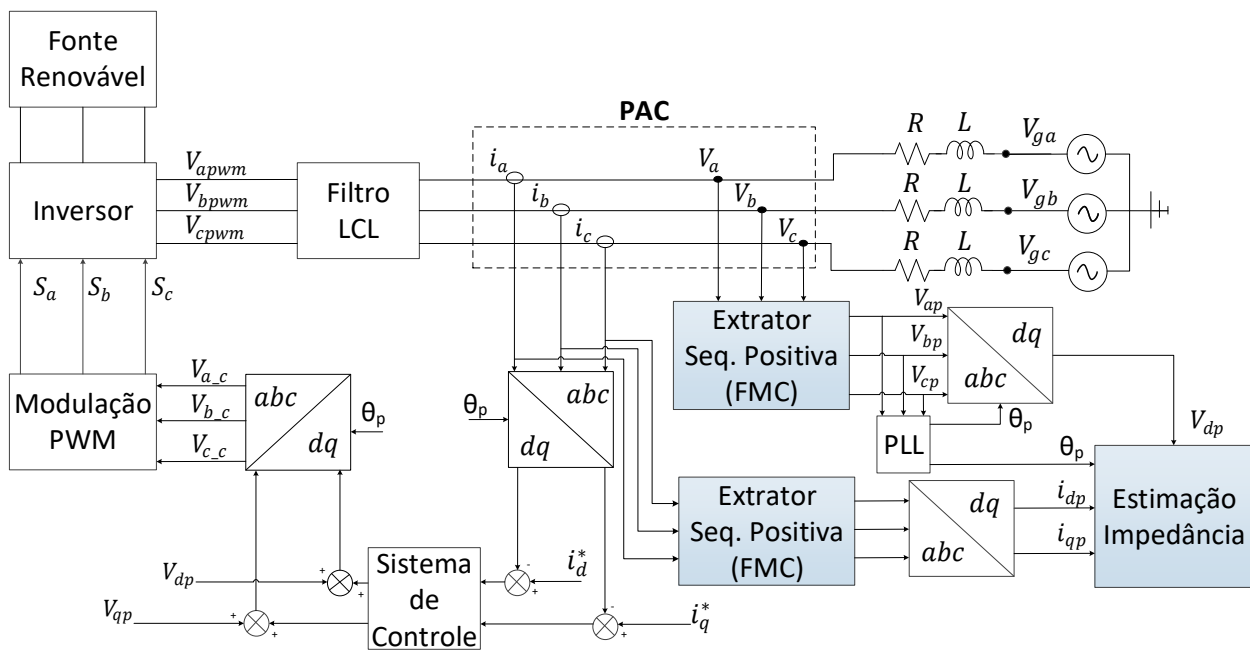
Com o objetivo de avaliar o método da estimativa de impedância apresentado em (CHO et al., 2014), assim como o extrator de sequência baseado em FMC frente às condições de harmônicas e desequilíbrio de tensão, desenvolveu-se uma plataforma, em ambiente Matlab/Simulink, para simulação de um sistema trifásico básico de geração distribuída destinado a obtenção de formas de onda de tensão e corrente próximas às encontradas em sistemas reais de injeção de energia.

4.1 PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO DESENVOLVIDA

O diagrama elétrico do SGD simulado neste trabalho é retratado na Figura 4.1. Nesta figura, $v_{a_{pwm}}$, $v_{b_{pwm}}$, $v_{c_{pwm}}$ são as tensões PWM por fase na saída do inversor antes do filtro LCL, v_a , v_b , v_c são as tensões de fase e i_a , i_b , i_c são as correntes de linha no PAC, que são transformadas em variáveis dq , em que i_{dp} e i_{qp} são as correntes síncronas filtradas pelo extrator de sequência FMC e v_{dp} a tensão no eixo síncrono filtrada pelo extrator de sequência FMC. A rede elétrica é modelada por uma fonte trifásica incorporada por Simulink conectada em série com uma indutância e resistência, representada por L e R. Na simulação, é adotado um tempo de amostragem de $0,5 \times 10^{-6}$ s. Os parâmetros do sistema simulado são resumidas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Parâmetros do sistema

Parâmetro	Valor
Potência ativa	2,8 kW
Tensão de linha de rede (rms)	230 V
Indutância da rede (L)	16 mH
Resistência de rede (R)	2 Ω
Link DC (inversor)	500 V
Frequência de rede	60 Hz
Indutor filtro L_1	20 mH
Indutor do filtro L_2	1 μ H
Capacitor filtro	4 μ F
Resistência do filtro	3,5 Ω
Frequência de chaveamento	18 kHz

**Figura 4.1** Sistema de Geração Distribuída trifásico

4.2 MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA

Os SGDCR, como fotovoltaicos e eólicos, para se conectarem ao sistema principal de energia precisam de múltiplos transformadores e longas linhas de transmissão, o que provoca uma grande impedância de rede (LISERRE; TEODORESCU; BLAABJERG, 2006; MITRA; ZHANG; HARNEFORS, 2014) conduzindo, por sua vez, situações de rede fraca, já que a impedância da rede e as características de rede fraca são estreitamente relacionadas com a razão de curto-circuito (SCR).

Geralmente, o valor de SCR é usado para descrever a rigidez da rede, ou seja, quando $2 \leq SCR \leq 3$, a rede é fraca, e quando $SCR < 2$, a rede é muito fraca (IEEE Std 1204-1997, 1997; RADWAN; MOHAMED, 2016). O valor de SCR é definido por :

$$SCR = \frac{V_{pac}^2}{Z_g S_{GD}}, \quad (4.1)$$

em que V_{pac} é a tensão eficaz no ponto de ligação do gerador distribuído (GD). Z_g é a impedância equivalente de Thevenin, vista a partir do ponto (PAC), determinada por $Z_g = R_g + j\omega L_g$, sendo ω , a frequência angular da tensão da rede. S_{GD} é a potência aparente nominal do SGD.

Conhecendo os problemas de rede para SGDCR, a proposta deste trabalho é que o método seja robusto para a estimativa de impedância em uma rede fraca. Para o sistema simulado obtém-se um SCR de 2,73 correspondente a uma rede fraca. Vale a pena mencionar que as perturbações têm um efeito maior em redes elétricas fracas (TWINING; HOLMES, 2003; ABEYASEKERA et al., 2005). Tendo em consideração a afirmação anterior, além da condição de rede fraca, o método será avaliado ante a influência de harmônicas de tensão e desequilíbrio da rede.

Os harmônicos simulados foram de 5ª e 11ª ordem, obtendo-se um DHT de 7,74%. Este valor está dentro dos limites permitidos pela norma (IEC 61000-3-2, 2000). No caso do desequilíbrio de tensão, foi gerada, à quantidade máxima permitida em sistemas trifásicos, de 2% de acordo com (IEC 61000-2-12, 2004; MARKIEWICZ; KLAJN, 2004).

4.2.1 Desequilíbrio de tensão em uma rede elétrica

Um sistema elétrico trifásico é composto idealmente de três tensões senoidais com os mesmos módulos e defasadas de 120^0 elétricos ($2\pi/3$ radianos). Em (4.2) se descreve as tensões em função do tempo, em que V é o valor máximo da tensão e w é a frequência de oscilação da tensão em rad/s. A tensão v_A é utilizada como referência angular para v_B e v_C . De forma a facilitar a análise do sistema, podem-se representar as mesmas através de três fasores, cujos módulos são iguais às médias quadráticas (V_{RMS}) e cujos ângulos são iguais às defasagens entre elas, tomando v_A como referência angular, conforme (4.3).

$$\begin{aligned} v_A &= V \cos(w_0 t), \\ v_B &= V \cos(w_0 t - 2\pi/3), \\ v_C &= V \cos(w_0 t + 2\pi/3). \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} \bar{V}_A &= V_{RMS}^A \angle 0^0, \\ \bar{V}_B &= V_{RMS}^B \angle -120^0, \\ \bar{V}_C &= V_{RMS}^C \angle 120^0. \end{aligned} \quad (4.3)$$

Pode-se afirmar que existe desequilíbrio de tensão quando os fasores de (4.3) apresentam módulos diferentes entre si ou a defasagem angular é diferente de 120^0 elétricos entre eles ou ambas condições (OLIVEIRA, 2000). Diferentes métodos de quantificação do desequilíbrio de tensão (*fatorK*) são apresentados na literatura (PILLAY; MANYAGE, 2001). Entre esses se destacam o método NEMA e o método da IEEE.

Método NEMA:

A norma NEMA – MG1 – 14.34, da “*National Electrical Manufacturers Association of USA*”, define o *fatorK* como a razão entre o máximo desvio das tensões de linha em relação ao seu valor médio, como mostrado em (4.4) (PILLAY; MANYAGE, 2001).

$$K\% = \frac{\Delta V}{V_m}, \quad (4.4)$$

em que V_m é o valor médio das tensões de linha e ΔV é o máximo desvio das tensões de linha em relação a V_m .

Método da IEEE:

Na proposta dos métodos desenvolvidos pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) e segundo (BOLLEN, 2002), o *fator K* é quantificado pela razão entre a diferença entre o maior e o menor valor das tensões de fase e a média destas, conforme 4.5. Diferentemente do método NEMA, o método IEEE leva em conta o máximo desvio entre as tensões:

$$K\% = \frac{3(V_{max} - V_{min})}{V_A + V_B + V_C} 100\%, \quad (4.5)$$

em que V_A , V_B e V_C representam os módulos das tensões das fases A , B e C e V_{max} e V_{min} correspondem ao maior e menor dos módulos das tensões de fase, respectivamente.

4.2.2 Modelagem do Inversor

A estrutura do inversor utilizado neste trabalho é mostrada na Figura 4.2. Nesta estrutura, observa-se uma fonte CC de tensão V_{DC} . Parte-se, então, da premissa que a tensão produzida pelo gerador distribuído é perfeitamente adequada para a entrada do inversor. O inversor é composto por 6 (seis) chaves *IGBTs* controladas pelos sinais S_x e seu complementar $\bar{S}_x$, em que $x = a, b, c$. Estes sinais são produzidos por modulação de largura de pulso ou *PWM* (*Pulse-width Modulation*). A frequência do *PWM* é fixada em 18kHz, com base em valores típicos para inversores comerciais. Utiliza-se a técnica de modulação escalar (BOSE, 1997) para o controle das chaves do inversor.

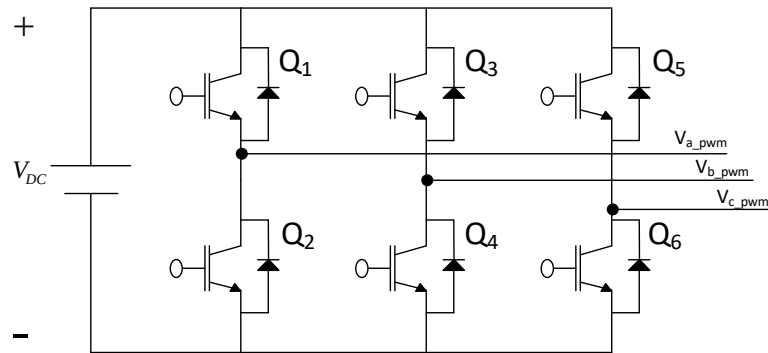


Figura 4.2 Modelo utilizado para o SGDCR

4.2.3 Filtro do inversor

A adequada conexão do gerador distribuído à rede elétrica está relacionada a utilização de um filtro na saída do inversor. O emprego deste filtro se faz necessário, uma vez que as tensões produzidas pelo inversor são moduladas e possuem um elevado conteúdo de distorção harmônica, relacionado com a frequência do *PWM*.

Na literatura, encontra-se uma gama de topologias de filtros para tal aplicação. A escolha do tipo de filtro envolve, em suas principais questões, o tamanho dos indutores utilizados (associado diretamente ao seu custo), as perdas geradas, bem como o valor da frequência do inversor. Neste trabalho, tendo como referência os argumentos mencionados anteriormente na seção 2.5, opta-se pela utilização de um filtro LCL. Este filtro se destaca pelo emprego de indutores de menores dimensões e por sua eficiência na filtragem com reduzida *THD* - *Total Harmonic Distortion* de corrente e com baixa queda de tensão em sua saída (LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2005; TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

A topologia de filtro LCL é composta por um indutor L_1 , conectado à saída do inversor, um capacitor associado em paralelo C_1 e um segundo indutor L_0 , conectado à rede em cada fase. O diagrama unifilar do filtro LCL é apresentado na Figura 4.3. A resistência R_d é utilizada com objetivo de amortecimento e estabilidade do sistema.

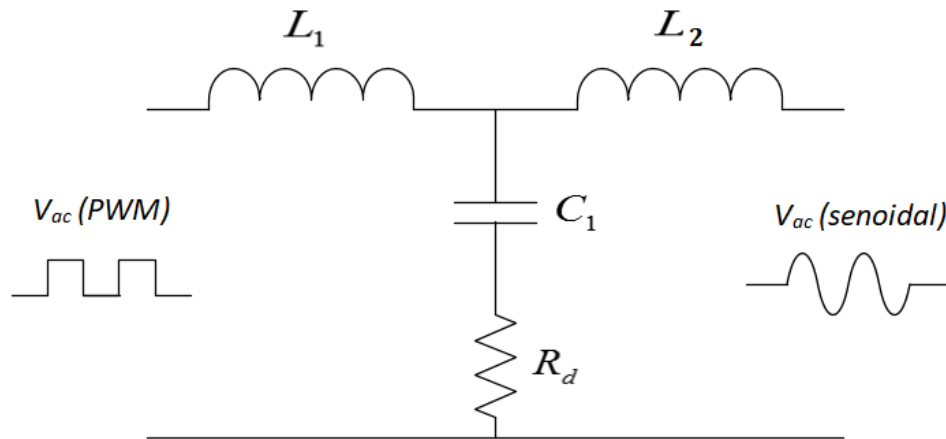


Figura 4.3 Filtro LCL (representação por fase).

4.2.4 Dimensionamento dos parâmetros do Filtro LCL

O dimensionamento do filtro para um SGDCR tem que considerar aspectos relacionados ao tipo de fonte de energia empregada e seus equipamentos associados, bem como requisitos normativos quanto à qualidade de energia para a corrente injetada na rede elétrica.

Os procedimentos utilizados para o dimensionamento dos componentes do filtro seguem as restrições e as recomendações descritas em (CIMPOERU et al., 2009; LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2005). O dimensionamento dos componentes estão associados aos valores do sistema, apresentados na tabela anterior 4.1.

O indutor L_1 (lado inversor) deve ser projetado buscando conciliar a oscilação desejada da corrente a ser controlada, com valores moderados de indutância, visando as menores perdas de condução e custo de aquisição. Em (IEEE-519, 2014), estão apresentados limites aceitáveis de distorção harmônica para as correntes injetadas pelos SGDCR. A equação a seguir estabelece parâmetros para a determinação do indutor, a partir do máximo valor permitido para o ripple de corrente (ΔI_{ripple}), além de considerar as perdas em condução e de comutação, inerentes à dinâmica de acionamento das chaves do inversor (ARAUJO et al., 2007).

$$L_1 = \frac{V_{DC}}{16f_{sw}\Delta I_{ripple}}, \quad (4.6)$$

em que V_{DC} é a tensão da fonte de corrente contínua, ΔI_{ripple} é o ripple da corrente na saída do inversor e f_{sw} a frequência de comutação.

Para um valor ΔI_{ripple} igual 10% do valor da amplitude da corrente de base, pode-se determinar:

$$\Delta I_{ripple} = 0,1 \frac{\sqrt{2}P_n}{3V_f}, \quad (4.7)$$

em que P_n é a potência do SGD e V_f é a tensão de fase.

Para o dimensionamento do capacitor, deve-se avaliar o efeito sobre a impedância total do filtro e, conseqüentemente, sobre a corrente no indutor em sua entrada. O valor de capacitância do filtro não deve superar 5% do valor da capacitância de base (C_b), percentual limite aceitável para a variação do fator de potência (CIMPOERU et al., 2009). Assim o valor de C_b é determinado por (4.8).

$$C_b = \frac{P_n}{2\pi f_s V_f^2}, \quad (4.8)$$

em que f_s é a frequência da rede.

A seleção da capacidade do filtro decorre do fato de que a variação máxima do fator de potência aceitável pela rede é de 5%. A capacidade do filtro pode, portanto, ser calculada como uma multiplicação da capacidade base do sistema C_b , como se mostra em (4.9).

$$C_1 \leq 0,05C_b. \quad (4.9)$$

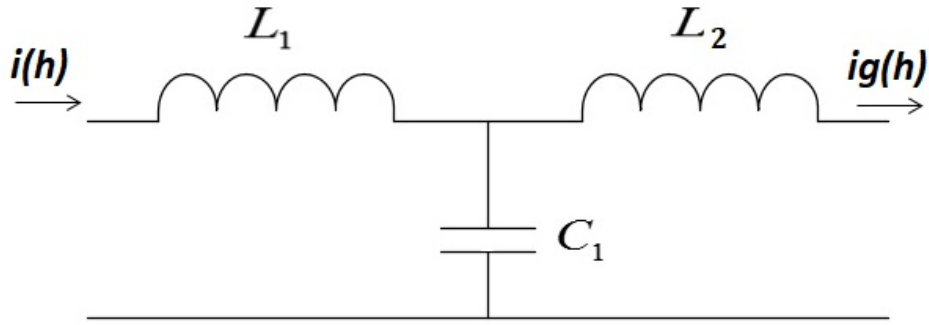


Figura 4.4 Filtro LCL simplificado.

De acordo com o esquema anterior, o filtro LCL é testado quando o inversor é tratado como fonte de corrente para cada frequência harmônica. Para descrever a relação entre a corrente harmônica no lado do inversor e a corrente harmônica no lado da rede ($i(h)$ e $ig(h)$) respectivamente se utiliza a equação aproximada 4.10.

$$\frac{ig(h)}{i(h)} = \frac{Z_{LC}^2}{|\omega_{res}^2 - \omega_{sw}^2|}. \quad (4.10)$$

Esta razão é descrita como uma fração da impedância do filtro (Z_{lc}) e a diferença da frequência de ressonância (ω_{res}) e da frequência de comutação (ω_{sw}). Usando relações já obtidas para indutância e capacitância, pode-se simplificar esta equação.

$$\frac{ig(h)}{i(h)} = \frac{1}{|1 + r(1 - x(L_1 C_b \omega_{sw}^2))|}, \quad (4.11)$$

em que:

- x é a máxima variação da reatância, de 5% e r e a atenuação de ondulação, obtida por 4.12.

$$r = \frac{L_1}{L_2}, \quad (4.12)$$

de (4.12) se pode obter L_2 :

A relação entre constante r para a atenuação de ondulação com a indutância do inversor e a indutância da rede se mostra na Figura 4.5.

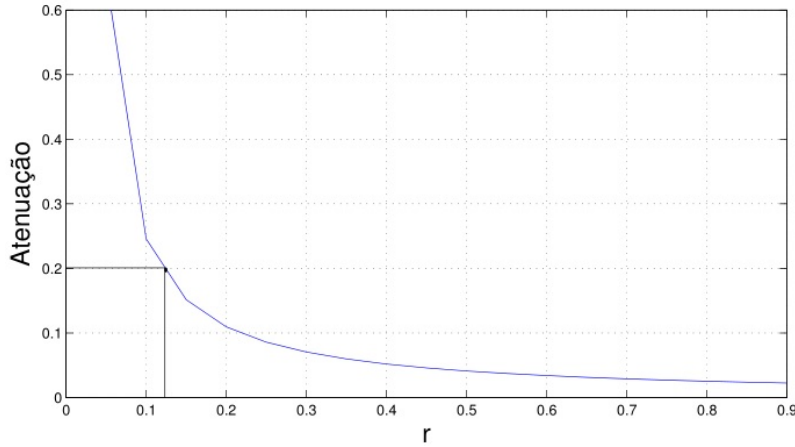


Figura 4.5 Relação entre a atenuação harmônica na frequência de comutação e a relação r entre o indutor da rede e o indutor do inversor.

A curva foi obtida usando valores para um níveis de potência e tensão desejados, que são apresentados na tabela 4.1. Para a atenuação escolhida, de 20%, o valor de $r = 1,2$.

Posteriormente, com o fim de se obter uma melhor dinâmica, verifica-se que a indutância total do filtro ($L_T = L_1 + L_2$) não deve superar 10% da indutância de base.

$$L_T < 10\% \cdot L_b \quad (4.13)$$

Para sistemas baseados na utilização de inversores, a frequência de ressonância (f_{res}) apresentada pelo filtro LCL deve ser projetada entre os valores da frequência de rede (f_s) e da frequência de chaveamento (f_{sw}) do conversor, a fim de evitar problemas de ressonância. A expressão (4.14) quantifica esta relação:

$$10f_s \leq f_{res} \leq 0,5f_{sw}, \quad (4.14)$$

$$\omega_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_2 + L_1}{L_2 L_1 C_1}}, \quad (4.15)$$

$$f_{res} = \frac{\omega_{res}}{2\pi}. \quad (4.16)$$

O diagrama de Bode para o filtro LCL calculado é apresentado a continuação, na Figura 4.7.

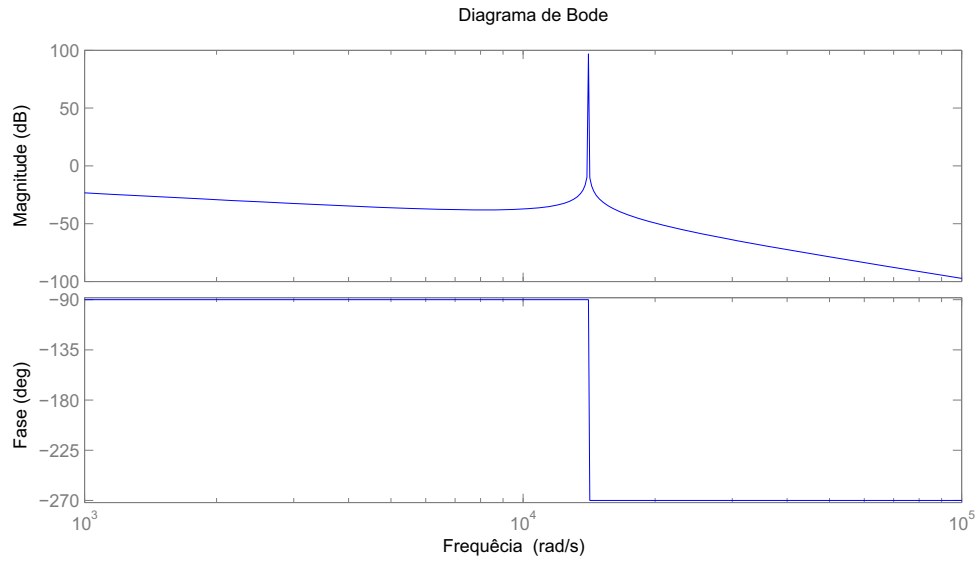


Figura 4.6 Resposta em frequência do filtro-LCL

Para reduzir a ressonância do filtro utiliza-se um amortecimento passivo através de uma resistência em série com C_1 . O valor da resistência de amortecimento (R_d) é determinado por meio da expressão (4.17) (PENA-ALZOLA et al., 2013):

$$R_d = \frac{1}{3\omega_{res}C_1}. \quad (4.17)$$

Na Figura 4.7, pode-se observar a redução da ressonância causada pelo amortecimento passivo mediante R_d .

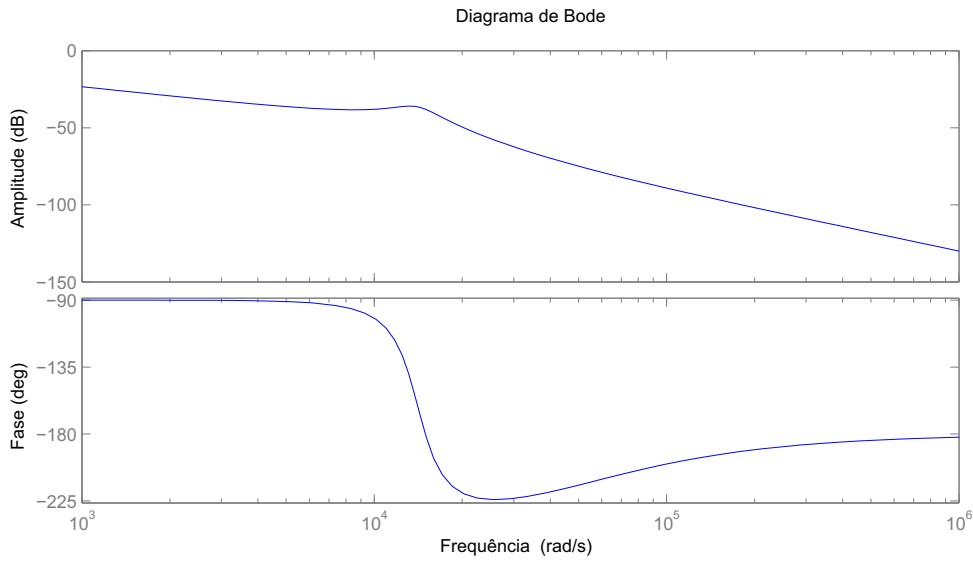


Figura 4.7 Resposta em frequência do filtro-LCL com amortecimento passivo

4.2.5 Sistema de Controle Utilizado

No modelo apresentado na Figura 4.1, o sistema de controle está baseado em controladores PI. Estes controladores atuam no erro entre as correntes i_d e i_q e correntes de referência i_d^* e i_q^* . As correntes i_d e i_q são resultado da transformação das correntes instantâneas de fase i_a , i_b e i_c sobre referenciais síncronos d e q através da transformada de Park, como indicado na Figura 4.8. Também é importante notar que tanto a transformação das variáveis de fase abc para variáveis dq e sua transformação inversa fazem uso do ângulo de fase θ_p , que é estimado pelo PLL, a partir da leitura das tensões no PAC. Da figura, nota-se que na saída do controlador PI que atua sobre o erro da corrente i_d , somam-se duas parcelas $-\omega L i_q$ e v_d . Na saída do controlador para a corrente i_q , somam-se $\omega L i_d$ e v_q . Os termos $-\omega L i_q$ e $\omega L i_d$ se acoplam as grandezas dq . Os termos v_d e v_q são obtidos da transformação das tensões de fase abc para os eixos síncronos d e q . A soma destes termos às saídas dos controladores garante uma melhor dinâmica ao controle de corrente (BLAABJERG et al., 2006; TIMBUS et al., 2009).

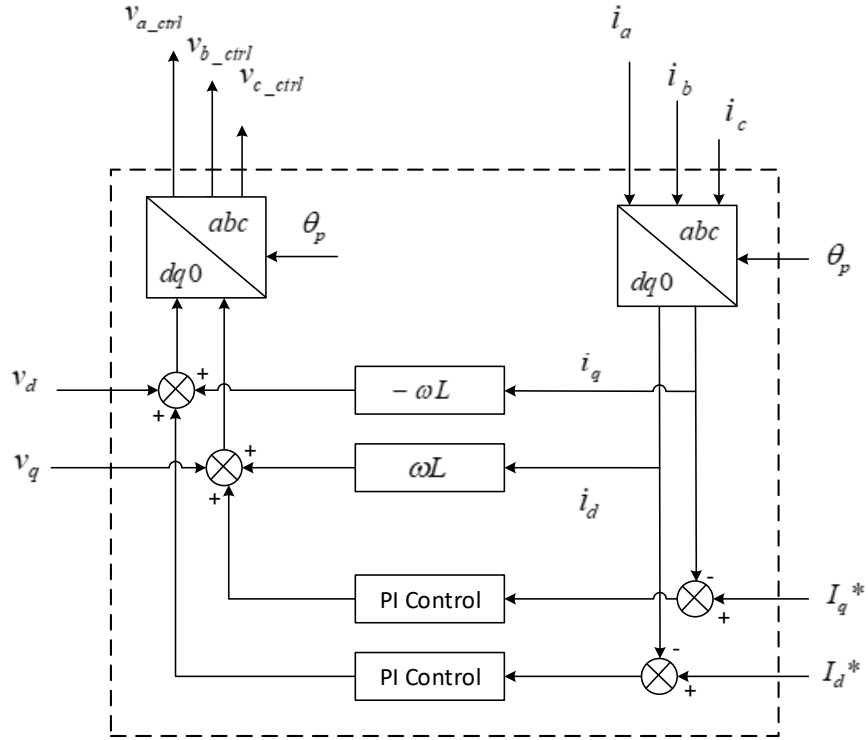


Figura 4.8 Esquema de controle baseado em referencial síncrono dq.

De forma geral, a função de transferência $C_{pi}(s)$ de um controlador PI é dada pela expressão:

$$C_{pi}(s) = K_p + \frac{K_i}{s}, \quad (4.18)$$

em que os valores K_p e K_i representam os ganhos proporcional e integral, respectivamente. Estes valores podem ser determinados pelo método de tentativa e erro, conforme sugerido por (ZHONG; HORNIK, 2012), ou por meio de estudo dos polos e zeros do sistema (CIMPOERU et al., 2009; DANNEHL; FUCHS; THØGERSEN, 2010). Neste trabalho foi utilizado o método sugerido por (ZHONG; HORNIK, 2012).

RESULTADOS DA ESTIMATIVA DE IMPEDÂNCIA

Os resultados apresentados neste capítulo destacam as melhorias fornecidas pelo extrator de sequência positiva ao método padrão da estimativa de impedância de rede com base nas variações impostas das potências ativas e reativas. O método proposto é testado em condições em que a rede apresenta harmônicas e desequilíbrio de tensão em simulações realizadas com Matlab/Simulink. Para este propósito, quatro cenários foram considerados. Os três primeiros têm a ver com o desempenho do método proposto sob harmônicos de tensão da rede. No primeiro, não há estruturas de suporte (estimador de sequência) para o método padrão. No segundo, utiliza-se apenas o extrator de sequências para a tensão no PAC. O terceiro cenário mostra o uso do extrator de sequência na tensão e corrente no PAC. Finalmente, no quarto cenário, testa-se o método com as estruturas auxiliares, mas com um nível de desequilíbrio de tensão da rede permanente de 2% que é o máximo permitido pela norma (IEC 61000-2-12, 2004; MARKIEWICZ; KLAJN, 2004).

O desempenho do método foi avaliado sob o valor do erro percentual para a estimativa da indutância (L_{est}) e resistência (R_{est}) da rede com relação aos valores reais de R e L da rede.

5.1 1º CENÁRIO - SEM O EXTRATOR DE SEQUÊNCIA

Para este cenário, verificou-se que o método padrão, que não faz uso do extrator de sequência, mostrou-se ineficiente na estimativa de L_{est} e R_{est} , como mostram as Figuras 5.1, 5.2 e 5.3. É possível notar nas figuras, 5.1 e 5.3, que o algoritmo continua detetando variações sucessivas em i_q e v_d , levando a várias estimações de valores para a indutância e resistência da rede como mostram as Figuras 5.4 e 5.5. Nenhum desses valores correspondem aos reais, 2 Ω e 16 mH. Essas variações são causadas pelas distorções harmônicas presentes na tensão da rede.

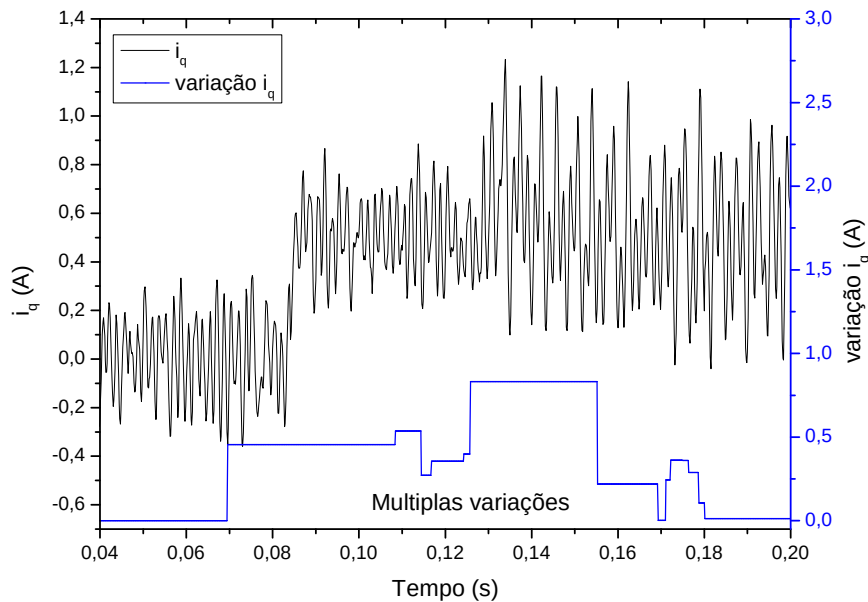


Figura 5.1 Estimativa da variação de i_q sem filtros.

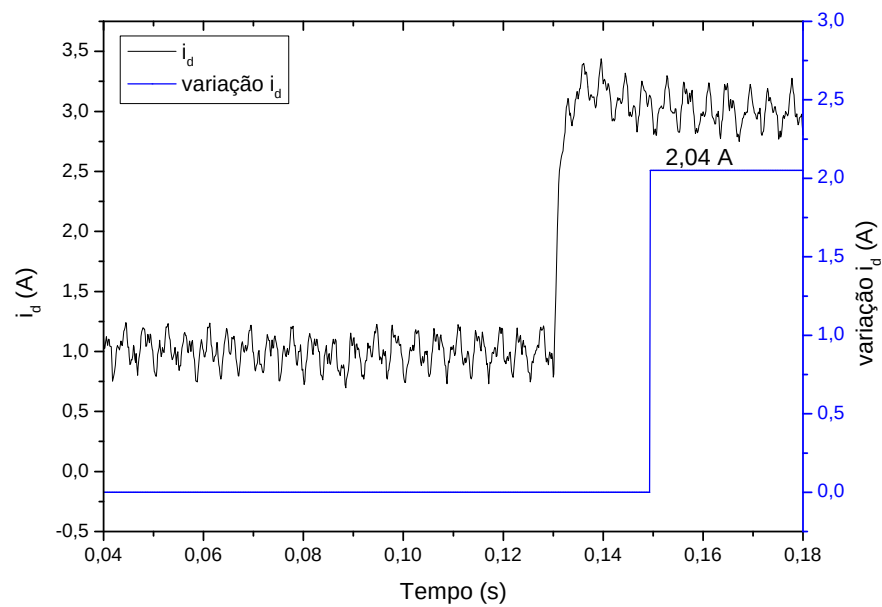


Figura 5.2 Estimativa da variação de i_d sem filtros.

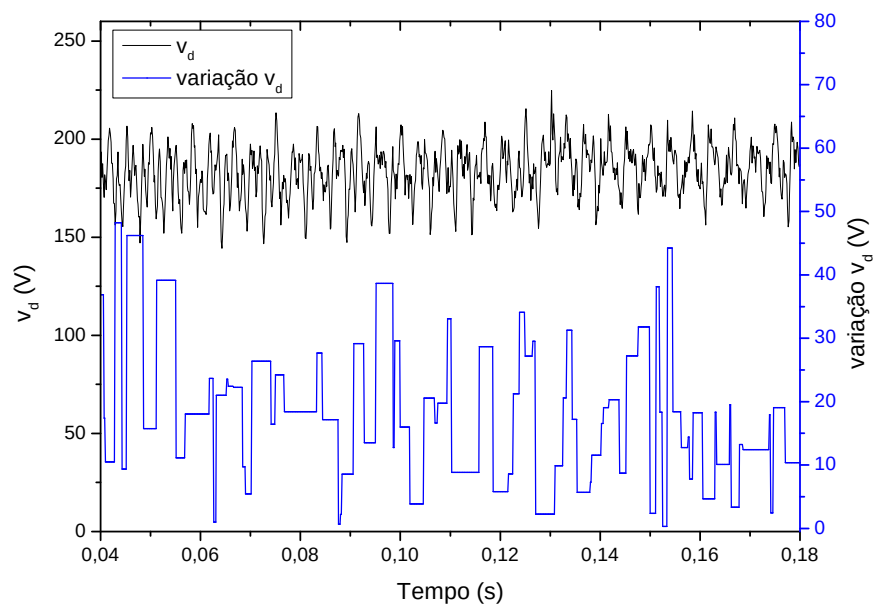


Figura 5.3 Variação de v_d no PAC.

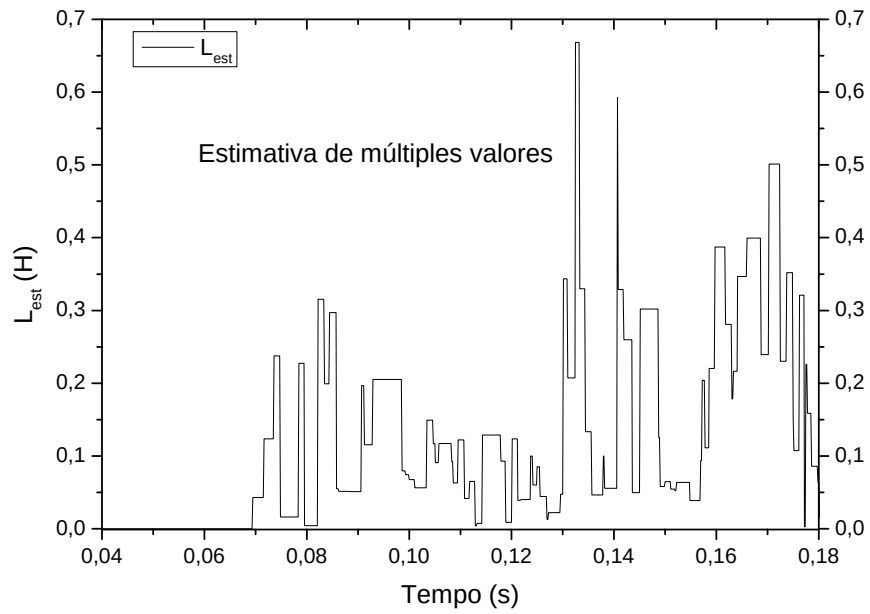


Figura 5.4 Estimativa de L_{est} .

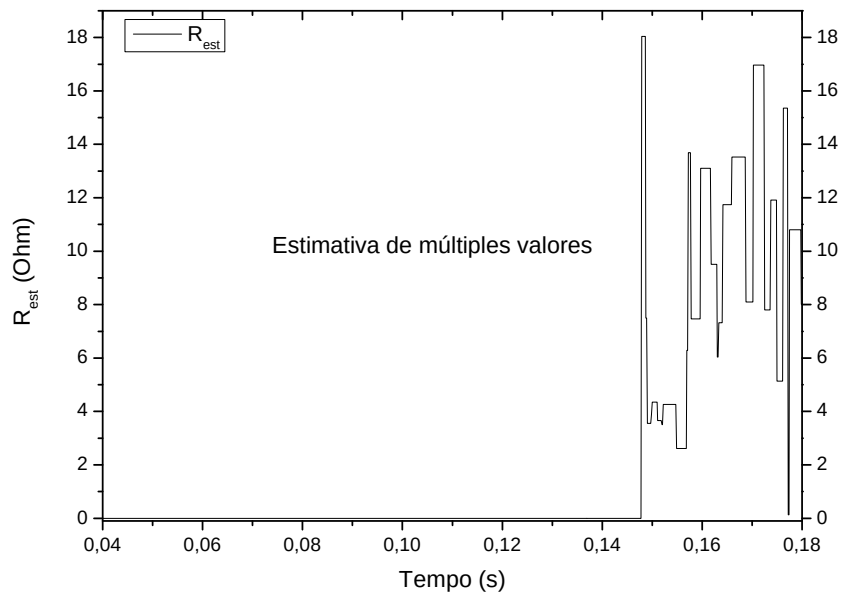


Figura 5.5 Estimativa de R_{est} .

5.2 2º CENÁRIO - COM O EXTRATOR DE SEQUÊNCIA NA TENSÃO

Para atenuar os efeitos das harmônicas de 5ª e 11ª ordens apresentadas na tensão v_d , o extrator de sequência baseado em FMC é incorporado ao método nesta seção. A Figura 5.6 contrasta a estimativa para v_d com e sem o estimador de sequência. É óbvio que o estimador fornece um sinal muito mais limpo para v_d . Este sinal limpo facilita a detecção de variações significativas em v_d causadas pelas mudanças de referências em i_q e i_d . Essas variações, como podem ser observadas, correspondem a ± 4 V. Aqui, é importante ressaltar que as variações para a corrente i_d derivam de uma variação de potência ativa ΔP de 0,57 kW e a variação do i_q deriva de uma mudança de potência reativa ΔQ de 0,14 kVar. Considerando que a potência nominal é de 2,8 kW, ΔP e ΔQ correspondem a 20% e 5% deste valor respectivamente.

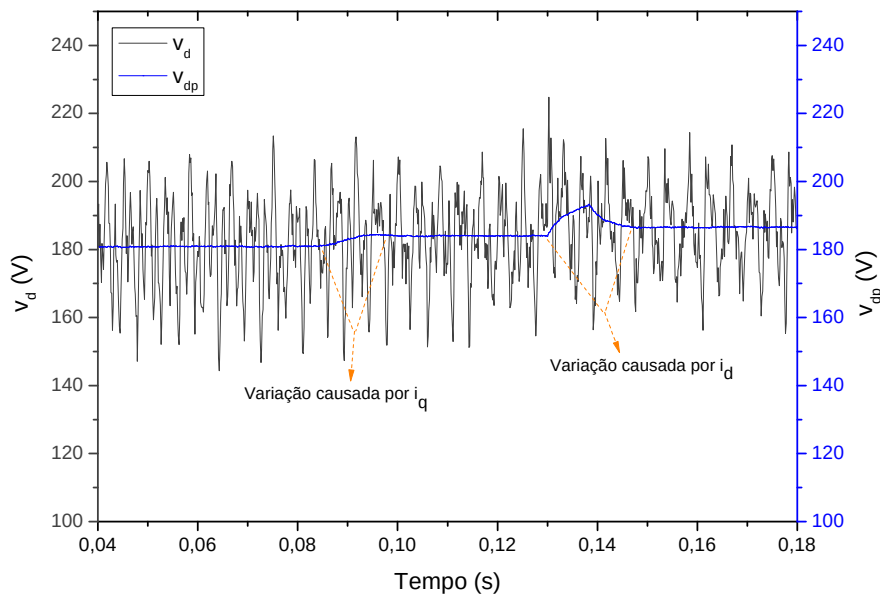


Figura 5.6 Filtragem de v_d pelo estimador de sequências.

Apesar de se eliminar o ruído presente no sinal de tensão com a ajuda do extrator de sequência, não se obteve uma boa estimativa de L_{est} e R_{est} . A imprecisão na estimativa é causada pelo ruído ainda presente nas correntes, produzidos pelos harmônicos de tensão. As Figuras 5.7 e 5.8 mostram as estimativas das variações presentes nos sinais de tensão v_d e corrente i_q , necessárias para o cálculo de L_{est} como

apresentado na Figura 5.9.

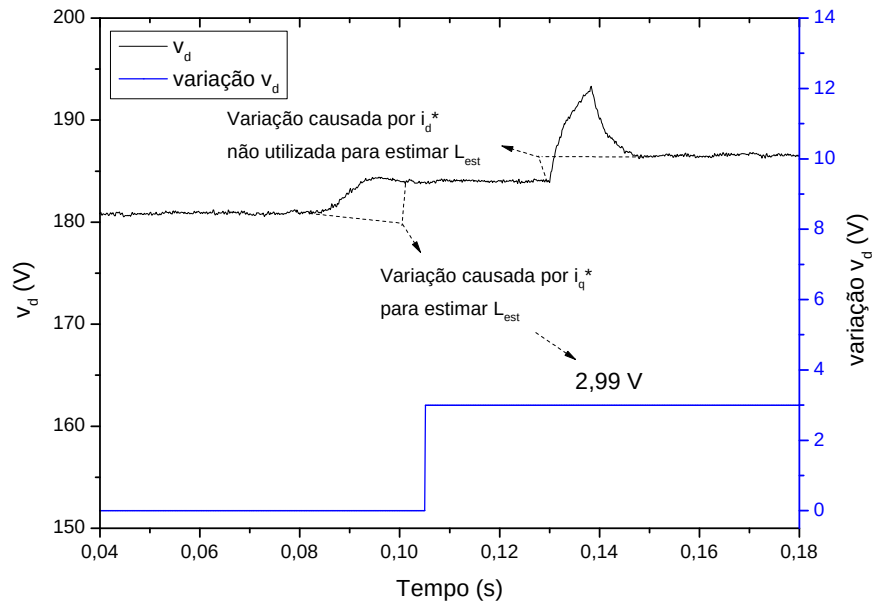


Figura 5.7 Variação de v_d causada por i_q no PAC.

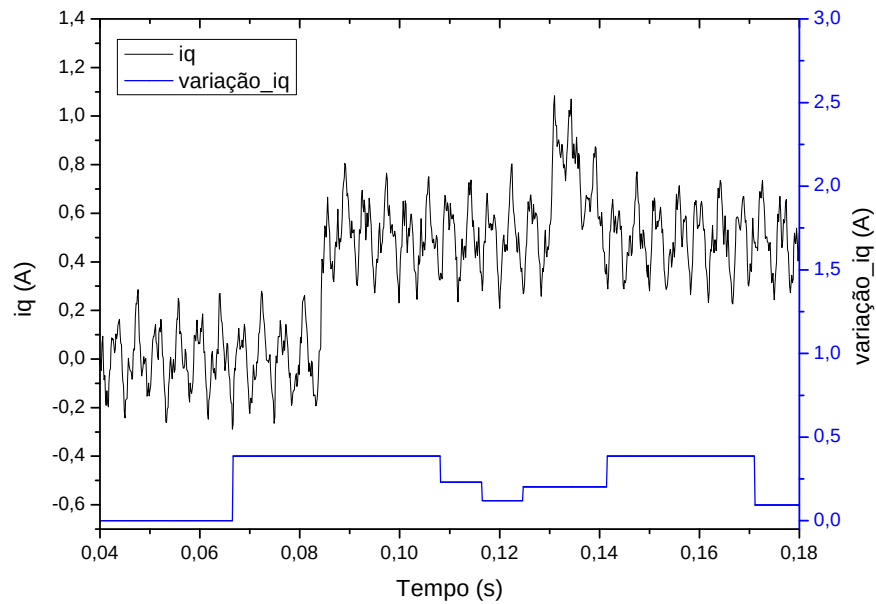


Figura 5.8 Estimativa da variação de i_q sem filtros.

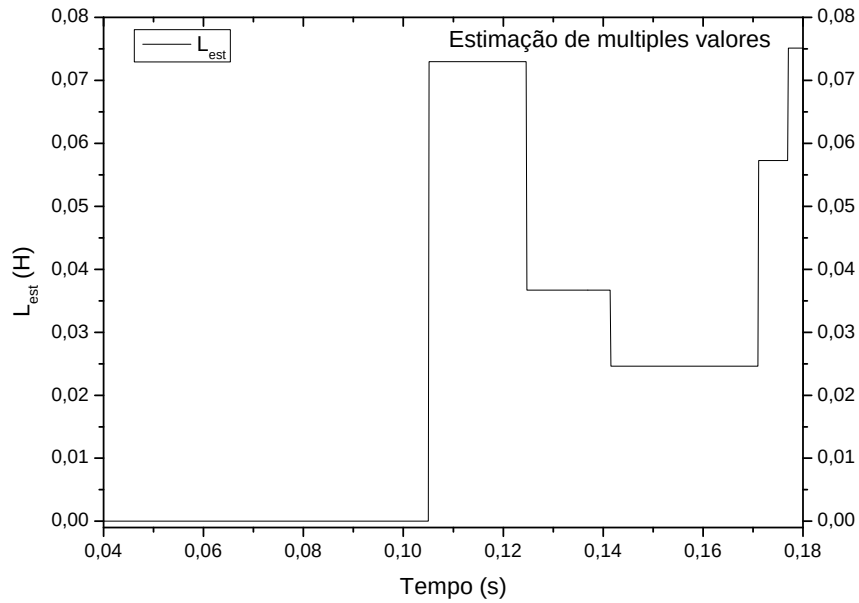


Figura 5.9 Estimativa de L_{est} .

Da mesma forma, são apresentados os valores das variações na tensão v_d e corrente i_d necessárias para o cálculo da R_{est} pelas Figuras 5.11 e 5.10. A estimativa da R_{est} , apesar de não ter o problema de estimações sucessivas como é o caso de L_{est} , não teve uma estimativa precisa, obtendo-se um erro significativo de 5% como apresentado na Figura 5.12. Este erro é gerado pela distorção presente no sinal i_d , que faz com a variação estimada em i_d tenha uma diferença de 0,30A com relação à implementada pela corrente de referência i_d^* .

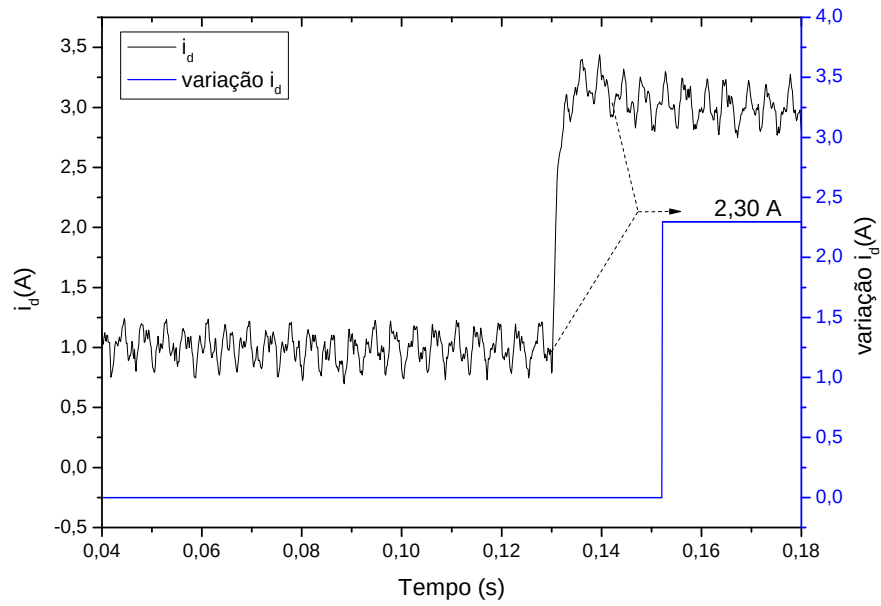


Figura 5.10 Estimativa da variação de i_d sem filtros.

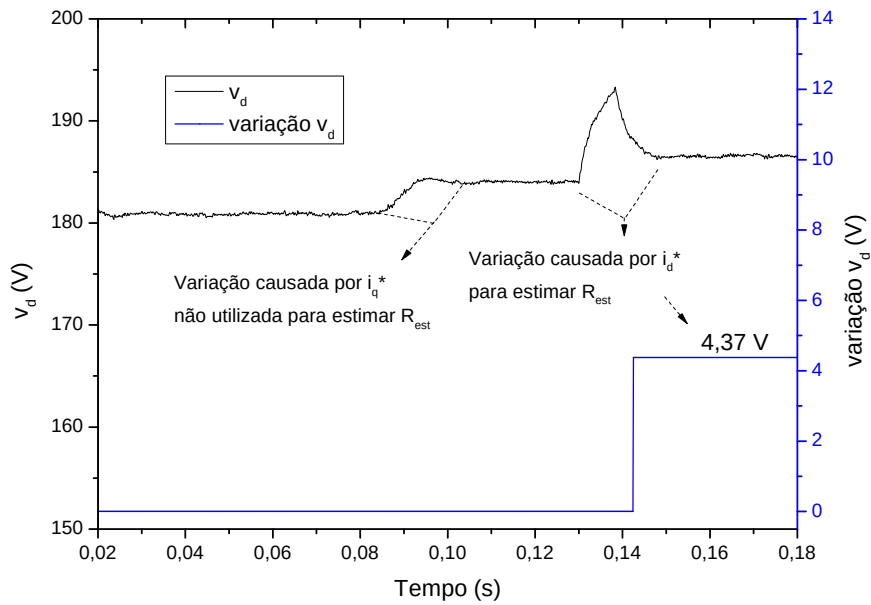


Figura 5.11 Variação de v_d causada por i_d no PAC.

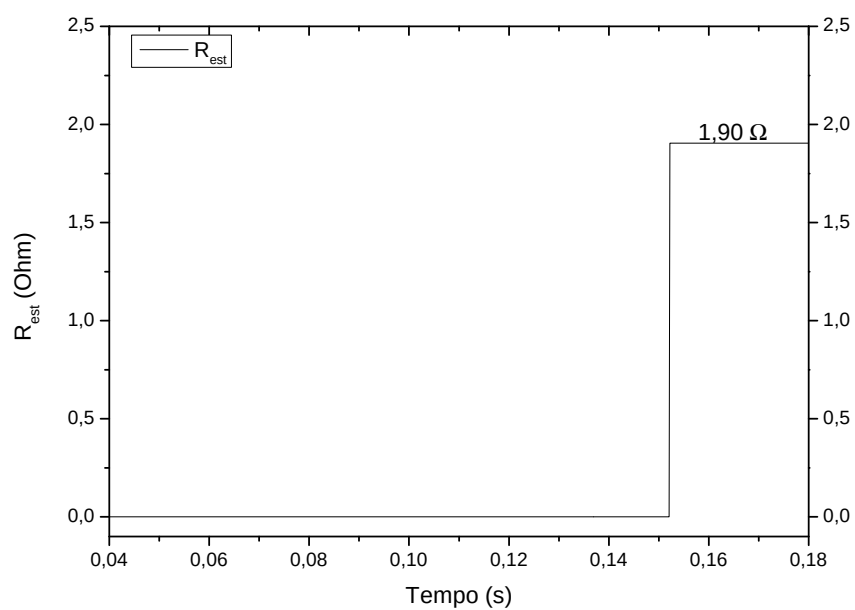


Figura 5.12 Estimativa de R_{est} .

5.3 3º CENÁRIO - COM EXTRATOR DE SEQUÊNCIA NA TENSÃO E CORRENTE

Para eliminar as interferências ainda apresentadas nas correntes i_q e i_d , nesta seção, além do extrator de sequência incorporado no cenário anterior, também um extrator de sequência baseado em FMC é adicionado ao método padrão para filtrar as correntes. Esta estratégia permite estimar os parâmetros da rede com maior precisão. Nas Figuras 5.13 e 5.14, são mostradas as correntes i_q e i_d com e sem o uso do extrator de sequência. Uma vez que as correntes i_q e i_d tenham sido filtradas, pode-se determinar as variações nessas correntes com maior acurácia, como apresentado nas Figuras 5.15 e 5.16, permitindo que o método proposto seja mais eficiente. Os erros percentuais para a estimativa de L_{est} e R_{est} são de 0 % e 0,5, respectivamente. Estes resultados são mostrados nas Figuras 5.17 e 5.18.

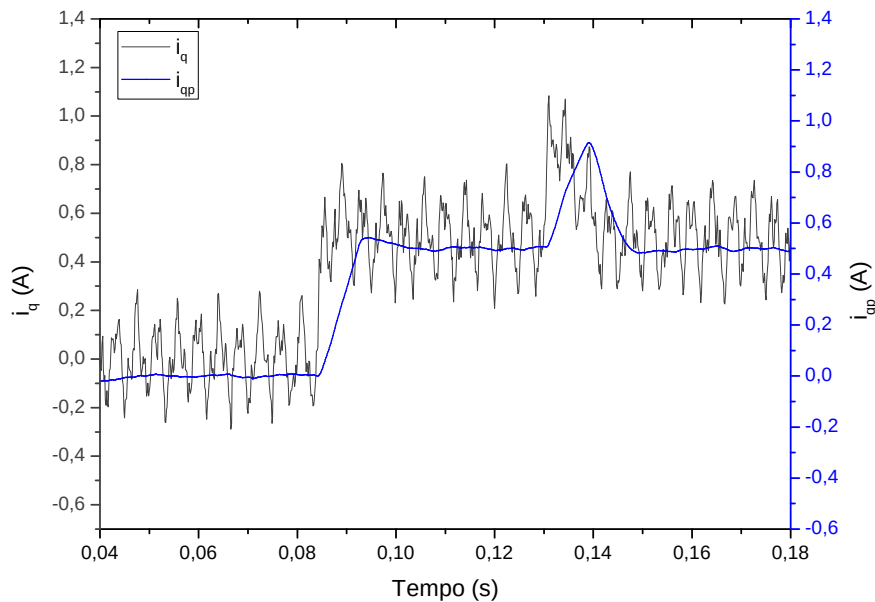


Figura 5.13 Filtragem de i_q pelo extrator de sequência FMC.

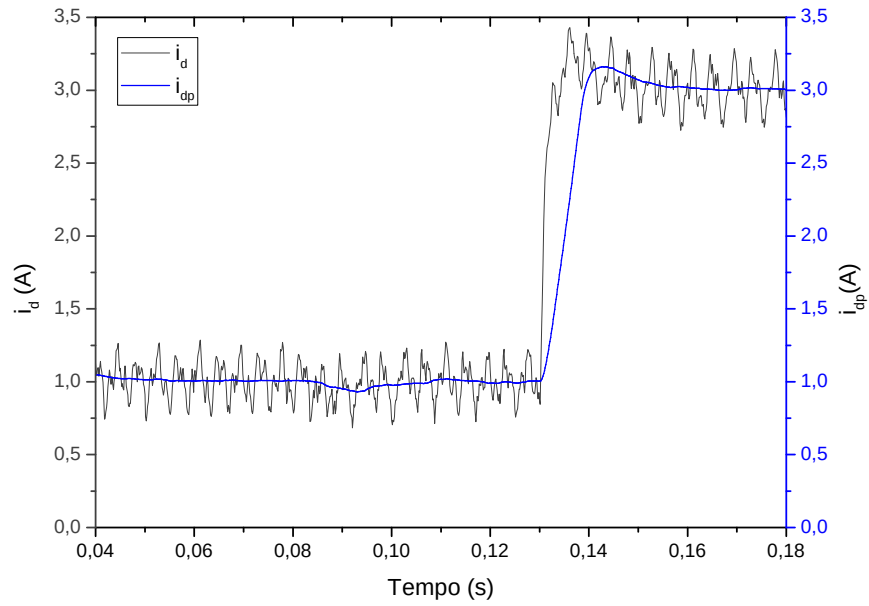


Figura 5.14 Filtragem de i_d pelo extrator de sequência FMC.

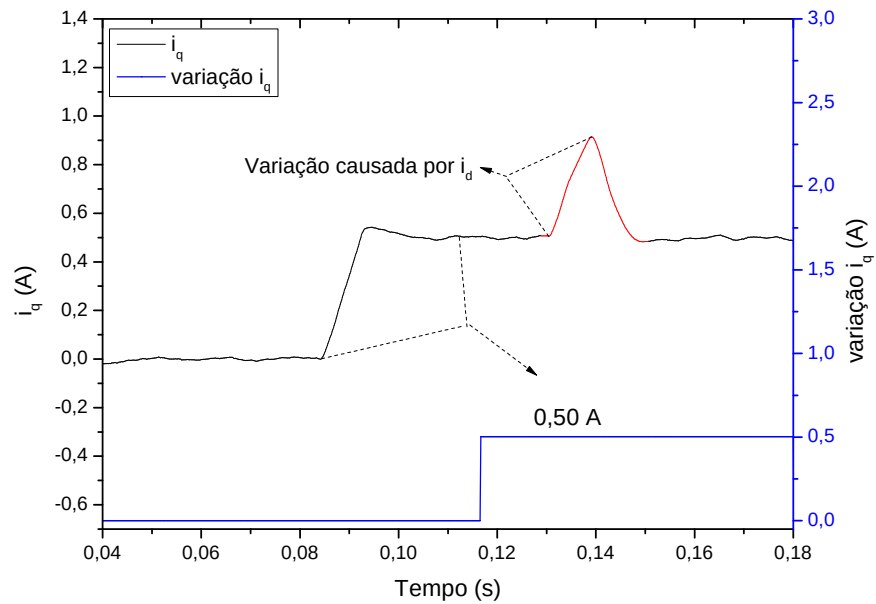


Figura 5.15 Estimativa da variação de i_q com extrator de sequência.

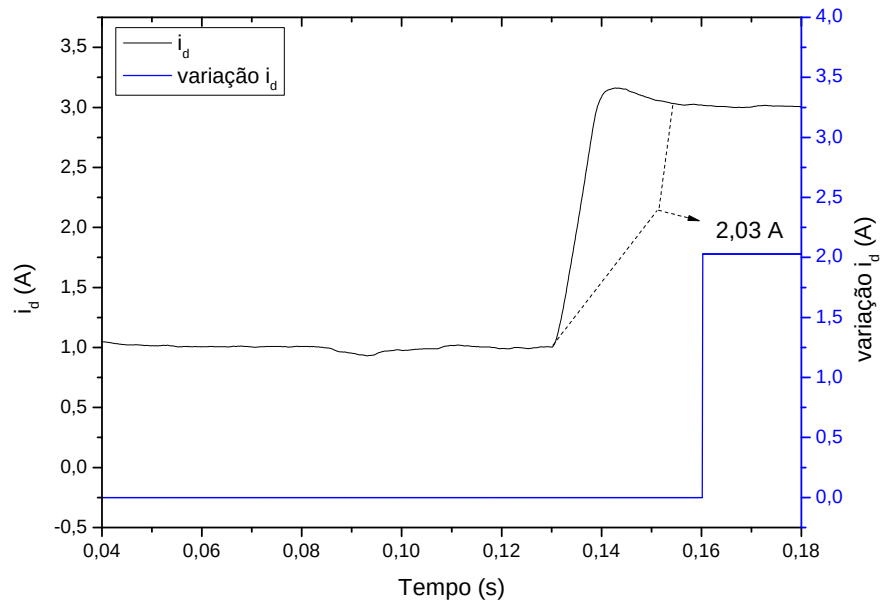


Figura 5.16 Estimativa da variação de i_d com extrator de sequência.

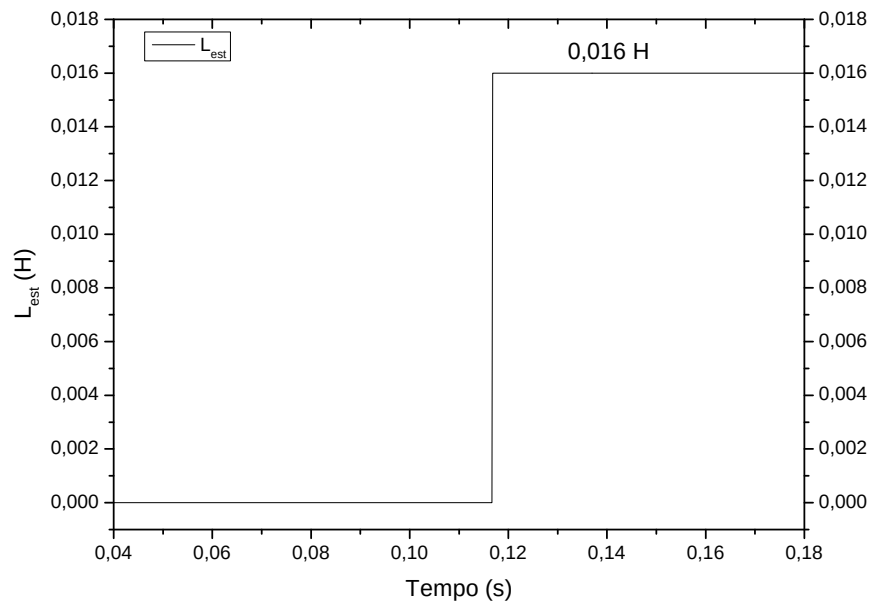


Figura 5.17 Estimativa de L_{est} .

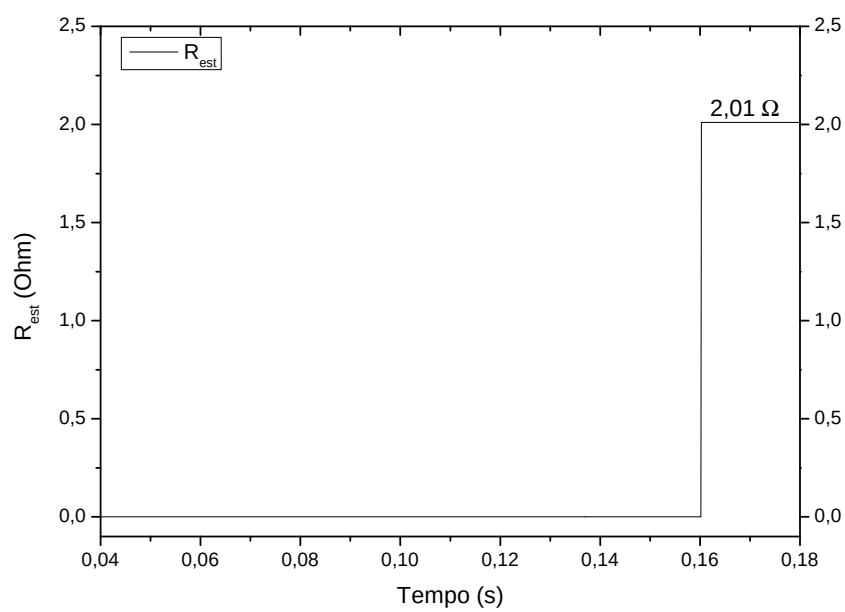


Figura 5.18 Estimativa de R_{est} .

5.4 4º CENÁRIO - COM ESTRUTURAS AUXILIARES EM UMA REDE DESEQUILBRADA

Neste cenário, o método proposto foi avaliado dentro de um contexto de uma rede elétrica sob condições desequilibradas. O desequilíbrio é definido em 2%. Este valor é justificado considerando-se a norma IEC 61000-2-12, que o recomenda como um nível máximo de desequilíbrio para uma rede de energia. As diferenças entre os sinais equilibrados e desequilibrados de v_d , i_q e i_d podem ser observadas nas Figuras 5.19, 5.20 e 5.21. Em v_d com o desequilíbrio se experimenta uma redução da amplitude referente ao desequilíbrio implementado de 2%, já para as correntes i_q e i_d não existem quase diferenças entre os sinais sem desequilíbrio e com desequilíbrio.

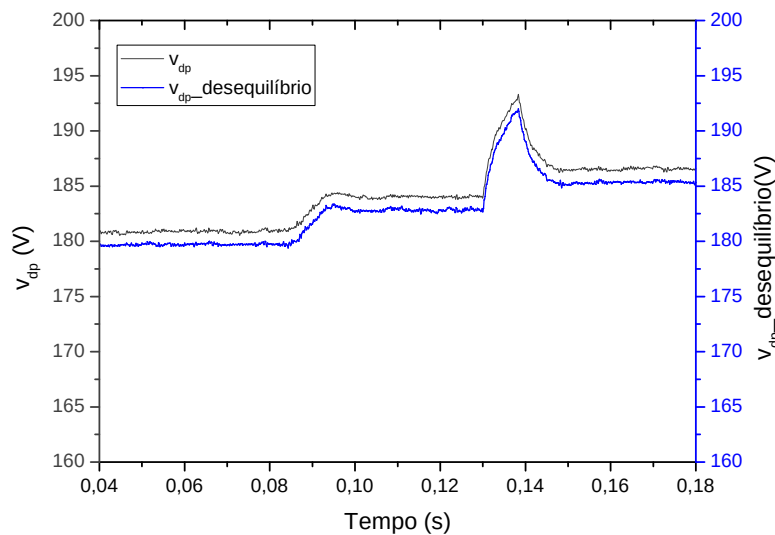


Figura 5.19 Comparação entre tensões, v_d equilibrada e desequilibrada.

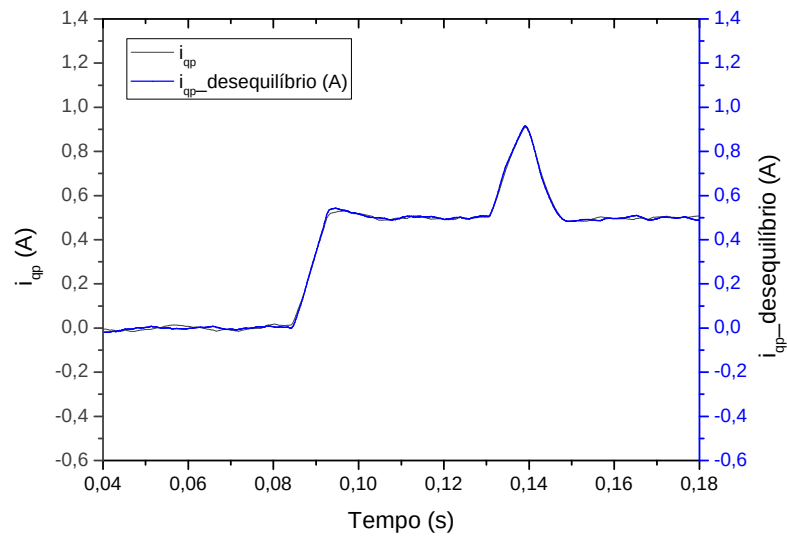


Figura 5.20 Comparação entre correntes i_q equilibrada e desequilibrada.

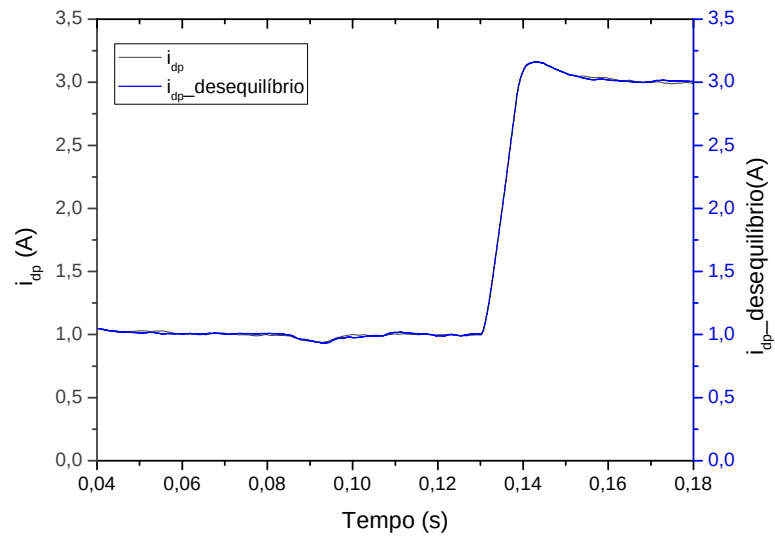


Figura 5.21 Comparação entre correntes i_d equilibrada e desequilibrada.

Nas Figuras 5.22 e 5.23, se mostra a identificação das variações em v_d e i_q , necessárias para o cálculo de L_{est} mostrada na Figura 5.24, obtendo-se um erro na

estimativa de L de 0,4%. No caso da identificação das variações em v_d e i_d , necessárias para o cálculo de R_{est} , são apresentadas nas Figuras 5.25 e 5.26. A estimativa de R foi obtida com um erro de 0,5%, como mostrado na Figura 5.27. Estes resultados evidenciam, uma vez mais, a robustez do método da estimativa de impedância frente a harmônicos e desequilíbrio de tensão com auxílio do extrator de sequência, baseado em FMC.

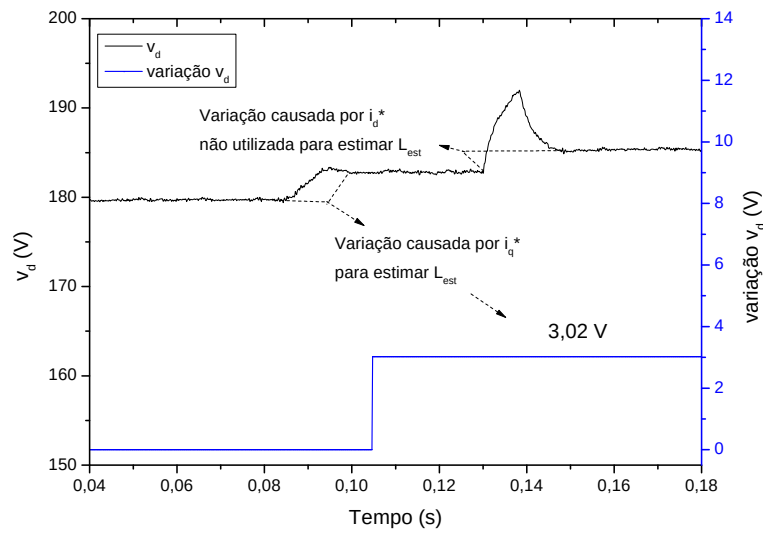


Figura 5.22 Estimativa da variação em v_d para o cálculo de L_{est} .

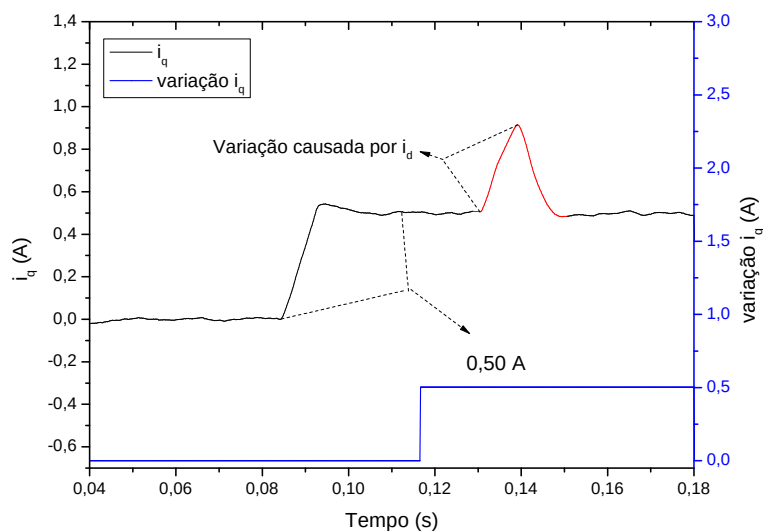


Figura 5.23 Estimativa da variação em i_q para o cálculo de L_{est} .

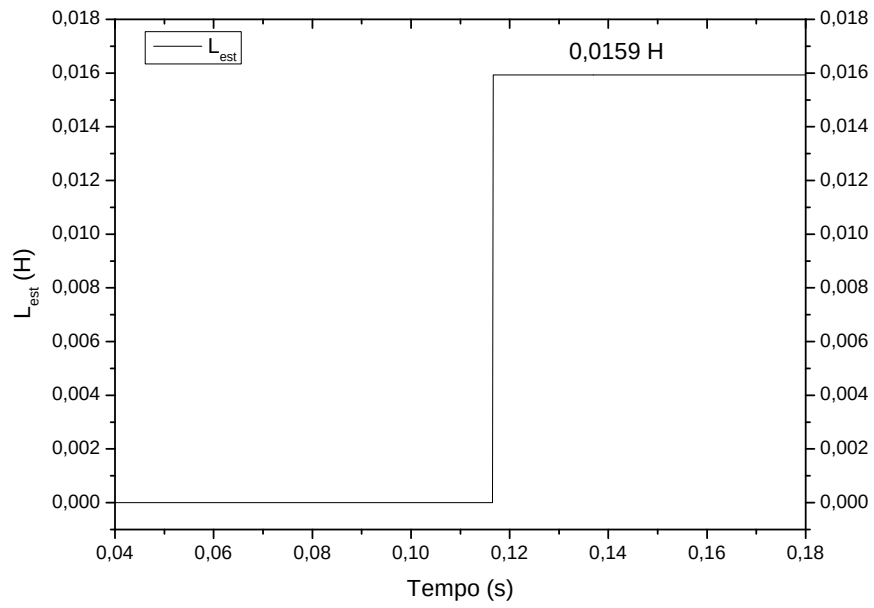


Figura 5.24 Estimativa de L_{est} .

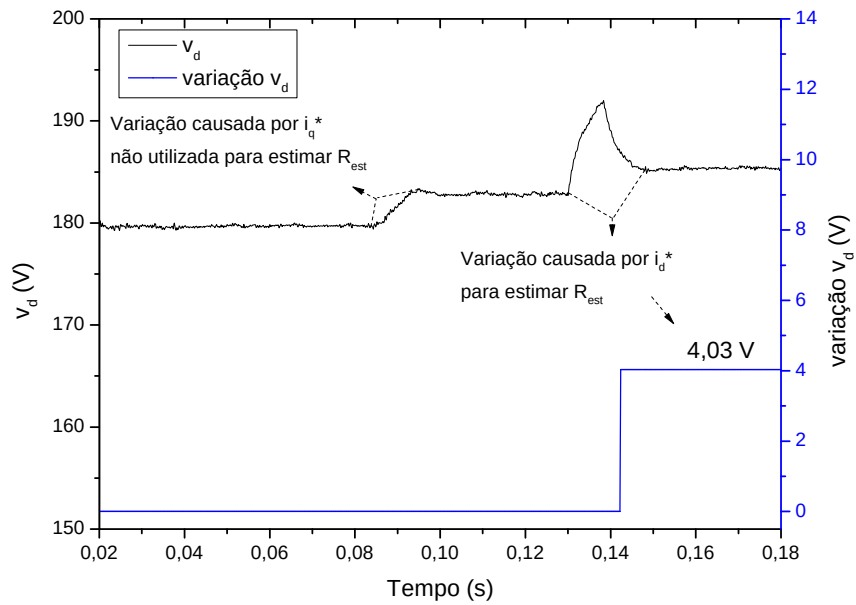


Figura 5.25 Estimativa da variação em v_d para o cálculo de R_{est} .

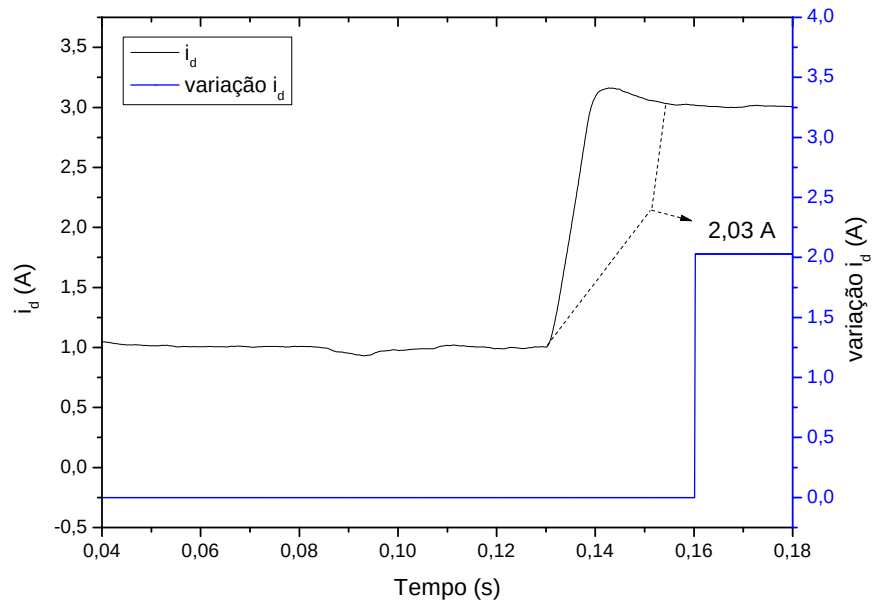


Figura 5.26 Estimativa da variação em i_d para o cálculo de R_{est} .

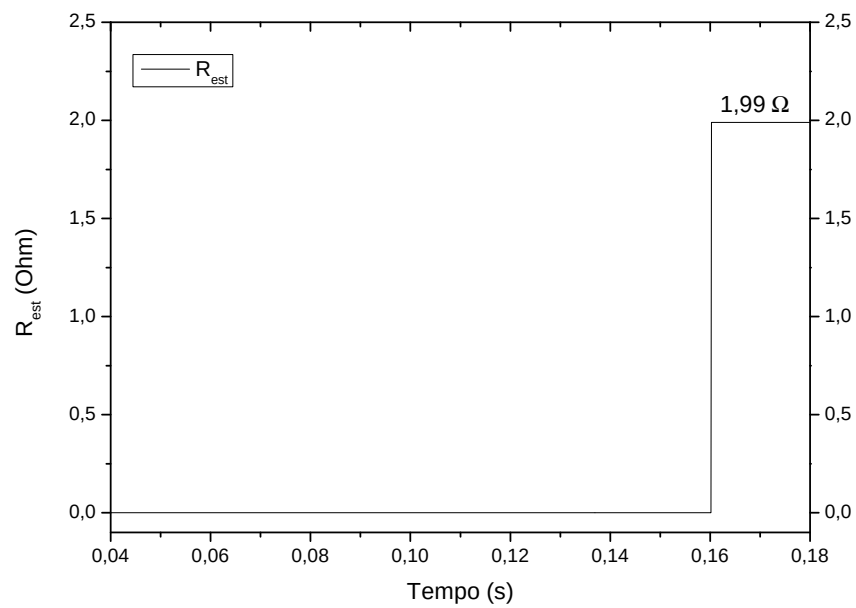


Figura 5.27 Estimativa de R_{est} .

5.5 RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS PELOS DIFERENTES CENÁRIOS

Na Tabela 5.1, são apresentados os resultados obtidos em cada um dos cenários. A mesma expõe os resultados da estimativa da indutância L_{est} e resistência R_{est} evidenciando-se um ganho com relação à diminuição do erro percentual da estimação para cada elemento proposto incorporado ao sistema (Extrator de sequência positiva para a tensão e corrente).

Através dos resultados expostos se constata que o método apresentado por (CHO et al., 2014), ante as condições de redes simuladas anteriormente e sem ajuda de estruturas auxiliares, resulta em uma estimativa inviável. Já que o ruído presente nos sinais v_d , i_q e i_d faz com que o método identifique falsas variações, resultando em varias estimativas imprecisas.

A utilização do extrator de sequência positiva baseado em FMC para processar o sinal de tensão no PAC, além de melhorar a dinâmica do sistema enquanto à redução da DHT no PAC, permitiu eliminar as distorções presentes na tensão v_d , variável necessária para realizar a estimativa. Isto favoreceu o resultado da estimativa para R_{est} , com um erro percentual de 5%. Porém no caso da estimativa de L_{est} , o método continua identificando falsas variações em i_q , obtendo várias estimativas imprecisas de L_{est} .

O método que evidencia melhor precisão da estimativa para L_{est} e R_{est} , foi o que utilizou o extrator de sequência positiva para processar o sinal de tensão e corrente no PAC. Este método permitiu obter resultados da estimativa, com influência de harmônicos de 5° e 11° ordem para L_{est} de 0% de erro e para R_{est} de 0,5% de erro. Já com influência de a harmônicos de 5° e 11° ordem mais o desequilíbrio de 2%, se obtiveram resultados de 0,6% e 0,5% para L_{est} e R_{est} respetivamente.

Tabela 5.1 Resultados por cenários

Cenários	L (H)	L_{est} (H)	erro (%)	R (Ω)	R_{est} (Ω)	erro (%)
1- Sem estruturas propostas	0,016	***	***	2	***	***
2- Com extrator sequência na tensão	0,016	***	***	2	1,90	5,0
3- Com extrator sequência na tensão e corrente	0,016	0,016	0,0	2	2,01	0,5
4- Com extrator sequência na tensão e corrente desequilíbrio de tensão	0,016	0,0159	0,6	2	1,99	0,5

5.6 ESTIMATIVA DA VARIAÇÃO DE IMPEDÂNCIA DE REDE.

Para validar a estimativa da variação da impedância da rede, realizada pelo método de estimativa proposto neste trabalho, foi utilizado o SGDCR descrito em 4.1. Porém com um tempo de simulação de 0,45 s e uma variação de L de 16 mH para 17 mH e R de 2 Ω para 3 Ω no tempo 0,19 s.

Na Figura 5.28, se mostra a tensão v_d durante o tempo de simulação 0,45 s. Analisando o sinal v_d podem ser percebidas as diferentes variações causadas pelas correntes de referências e a mudança do valor de impedância da rede; estas variações também podem ser apreciadas nas correntes i_q e i_d .

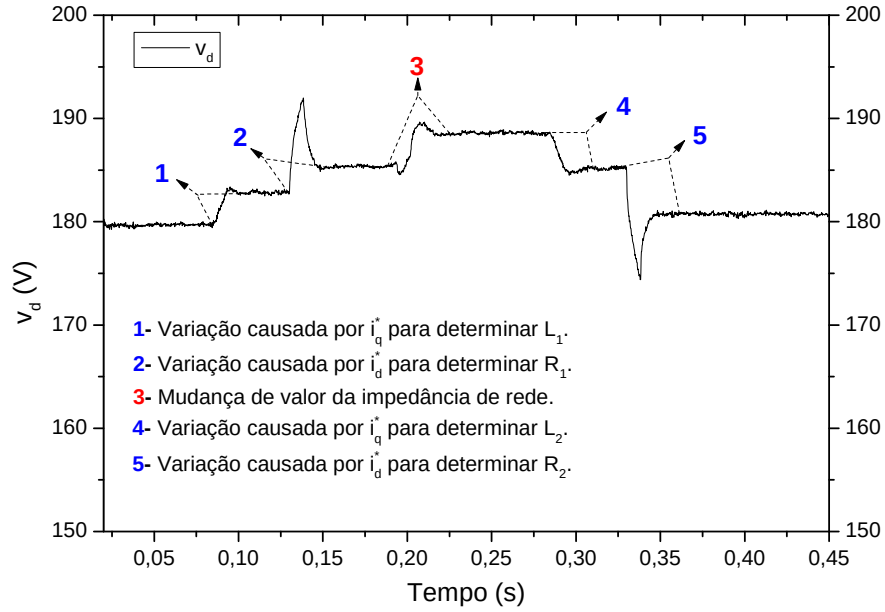


Figura 5.28 Diferentes variações na tensão v_d .

Tendo em conta que os sinais analisados apresentam diferentes variações além das necessárias para o cálculo de L_1 , R_1 , L_2 e R_2 , foi preciso implementar um tempo de trava para o algoritmo de identificação de variação. Por exemplo, em v_d , logo de ser identificada a variação no ponto 1 para o cálculo de L_1 , o algoritmo fica travado até transcorrerem as variações 2 e 3, depois da variação 3, é reiniciado o algoritmo indo na procura da próxima variação 4, utilizada no cálculo de L_2 , e novamente fica bloqueado. O mesmo procedimento é utilizado nos demais sinais, permitindo só detectar as variações de relevância para o cálculo de L_1 , R_1 , L_2 e R_2 .

Seguidamente nas Figuras 5.29, 5.30, 5.31 e 5.32 se apresentam as detecções das variações em v_d , i_q e i_d , para determinar o valor de L_1 , R_1 , L_2 e R_2 . Na Figura 5.33, podem se visualizar os valores calculados para L_1 e L_2 , e na Figura 5.34, os valores para R_1 e R_2 .

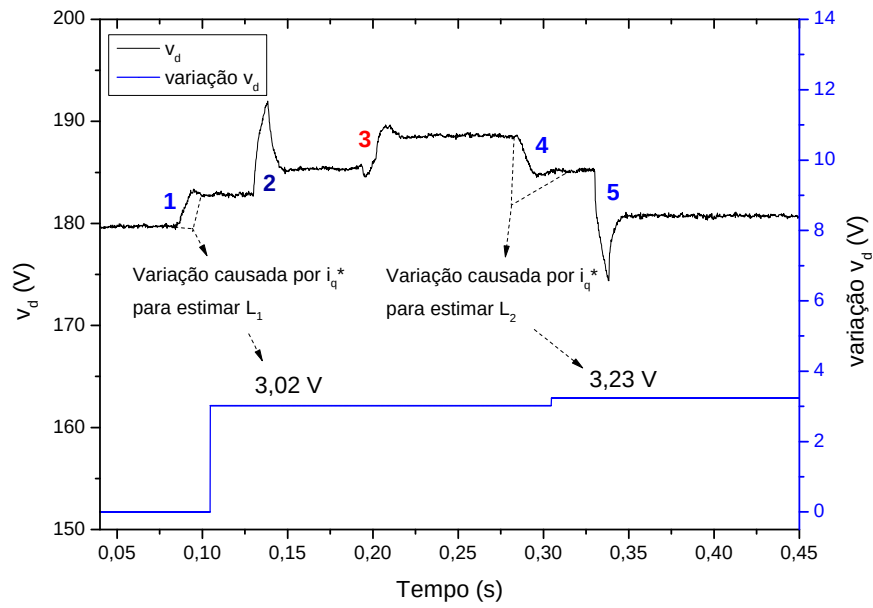


Figura 5.29 Variações na tensão v_d causadas por i_q^* .

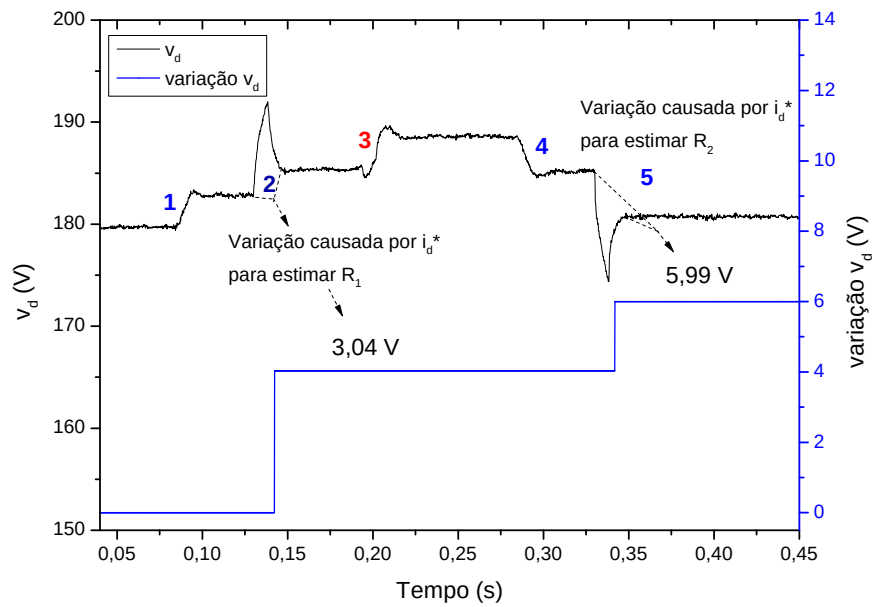


Figura 5.30 Variações na tensão v_d causadas por i_d^* .

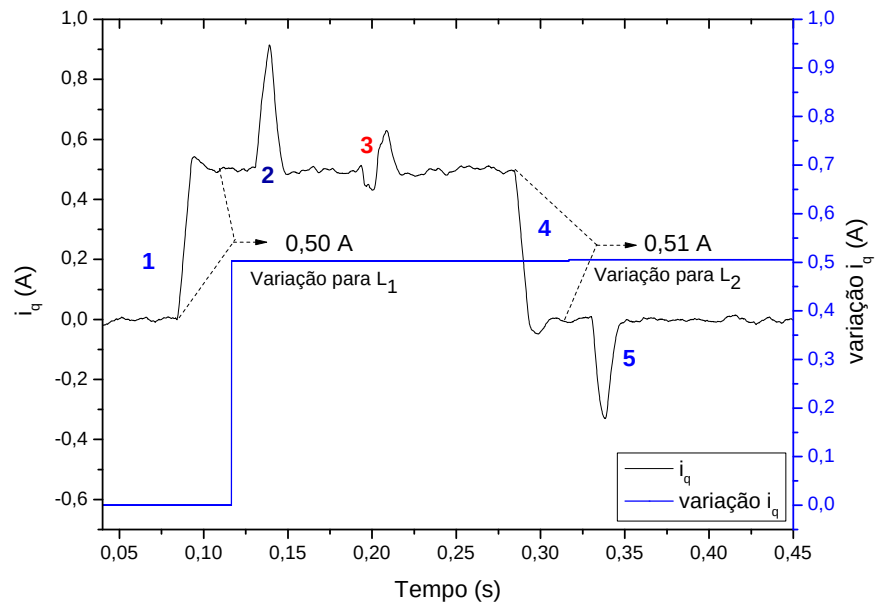


Figura 5.31 Variações na corrente i_q .

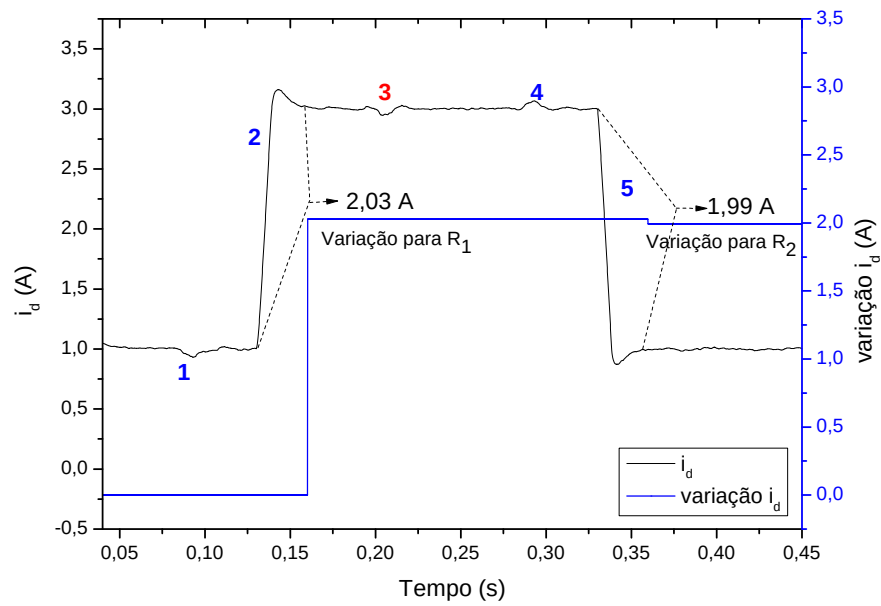


Figura 5.32 Variações na corrente i_d .

Na Figura 5.33, podem ser visualizados os valores calculados para L_1 e L_2 , e na Figura 5.34, os valores para R_1 e R_2 . Entre as estimativas 1 e 2 de L e R surge uma

estimativa errada que deve ser despreciada pelo algoritmo de detecção de ilhamento. Isto acontece porque o algoritmo da estimativa de impedância identifica as variações em i_q e i_d primeiro que as variações em v_d , fazendo com que se efetue o cálculo com a variação anterior de v_d . Para a estimativa de L_2 de um valor real de 0,017 H, se obteve um erro da estimativa de 0,17 % e para R_2 de um valor real de 3 Ω se obteve um erro da estimativa de 0 %. As estimativas das variações de L e R são apresentadas pelas Figuras 5.35 e 5.36. Para poder estimar a variação completa entre os valores iniciais e finais de L e R , se incrementou o tamanho de Y no algoritmo de identificação de variação. Isto permitiu que os valores estimados de forma errada entre L_1 e L_2 e entre R_1 e R_2 não interfiram no cálculo de L_{2-1} e R_{2-1} . Permitindo obter uma variação para L_{2-1} de 1,04 mH e para R_{2-1} a variação estimada foi de 1,02 Ω .

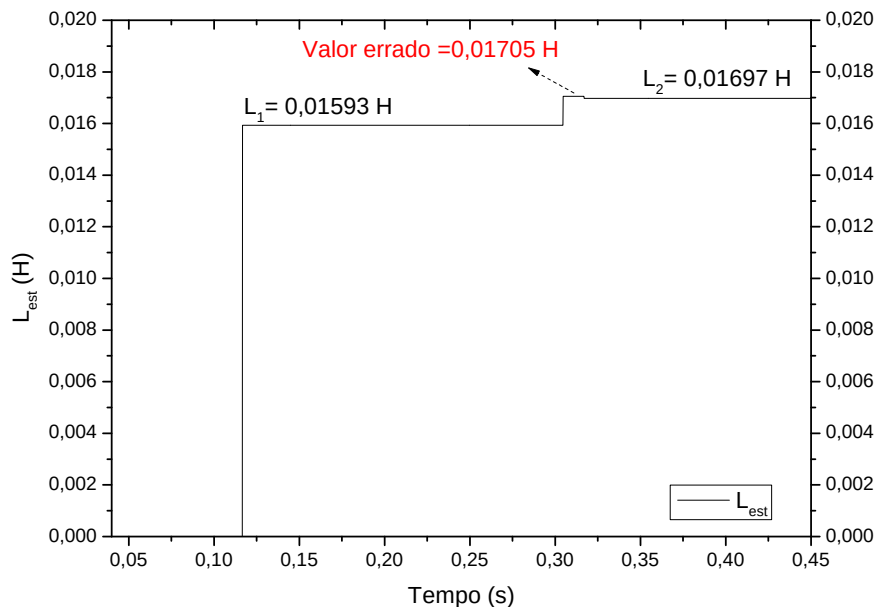


Figura 5.33 Estimativa de L_1 e L_2 .

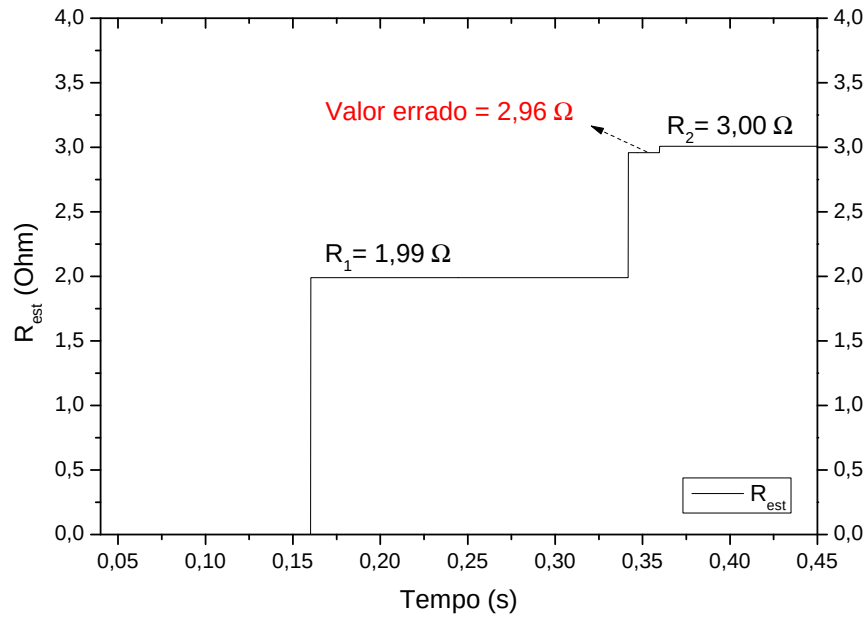


Figura 5.34 Estimativa de R_1 e R_2 .

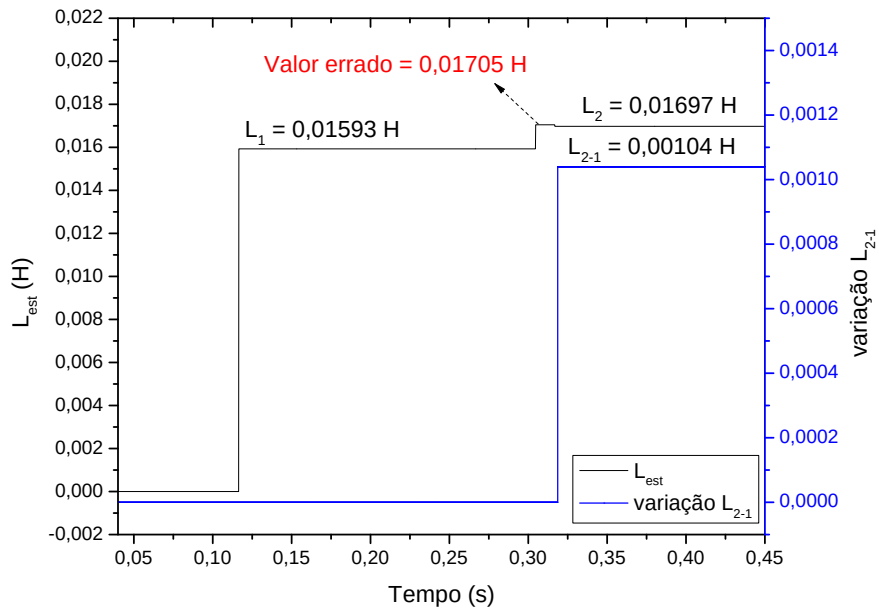


Figura 5.35 Variação entre L_1 e L_2 .

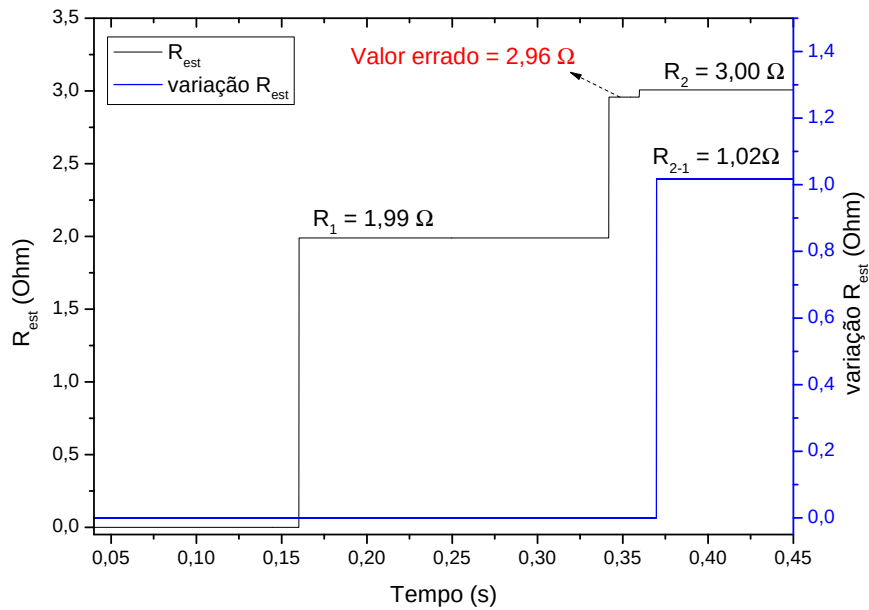


Figura 5.36 Variação entre R_1 e R_2 .

Os valores da variação da impedância, poderiam ser utilizados para melhorar o controle do SGDCR em quanto a estabilidade além de utilizar este valor para detectar uma possível condição de ilhamento baseado na norma alemã (VDE, 2006) para sistemas fotovoltaicos conectados em rede, esta norma fala que sempre que a rede experimentar uma variação da impedância maior ou igual a 1 Ω o SGDCR tem que ser desligado em um tempo mínimo de 5 s.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÃO

Este trabalho propôs uma versão melhorada do método de estimativa de impedância de rede baseado em variações de potência ativa e reativa no PAC, provocadas pelas correntes de referência, i_d^* e i_q^* , injetadas por um inversor conectado à rede, implementado por (CHO et al., 2014). A melhoria consistiu no uso de um estimador de sequência positiva aperfeiçoado com FMC, para extração e filtragem das tensões e correntes trifásicas medidas no PAC. O método foi testado em condições de rede fraca baixo a influência de harmônicas de 5° e 11° ordem mais o desequilíbrio de 2% na rede. Desta forma se obteve as conclusões seguintes:

Foi demonstrada a não eficácia do método de (CHO et al., 2014) em condições de rede fraca e distorções harmônicas de 5° e 11° ordem, obtendo-se como resultados múltiplas estimativas de valores errados para a indutância e resistência.

Foram realizadas as comparações entre os extratores de sequência positiva aprimorados com MQR, FCC e FMC, obtendo o melhor desempenho o extrator aprimorado com FMC.

Foi aprimorado o método de (CHO et al., 2014) com a incorporação do extrator de sequência positiva, aperfeiçoado com FMC, para a filtragem das tensões e corrente no PAC.

Com a incorporação do extrator de sequência aprimorado com FMC, o método de estimativa de impedância, em condições de rede fraca e distorções harmônicas de 5° e 11° ordem, obteve como resultados erros % de estimativas de 0,0 % e 0,5 % para L e R respectivamente.

O método foi testado em condições de rede fraca, com distorções harmônicas de 5° e 11° ordem e desequilíbrio de tensão de 2 %, obtendo-se como resultados erros % de estimativas de 0,6 % e 0,5 % para L e R respectivamente.

Foi demonstrada a utilidade do método de estimativa de impedância da rede, para estimativa de variações de impedância da rede. Uma vez que foi possível estimar a variação na indutância de 1,04 mH e na resistência de 1,02 Ω .

Para se obter uma variação significativa da tensão em v_d , foi necessário uma variação de potência ativa de 20% do valor nominal. Este valor tende a ser reduzido para redes mais fracas. Isso é particularmente verdadeiro em microrredes, cujo uso está se tornando mais importante. Assim, se pode concluir que a abordagem proposta tem sua relevância assegurada.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

- Validação do método proposto frente a outros distúrbios presentes na rede.
- Validação de outros métodos de estimativa da impedância incorporando o extrator de sequência FMC.
- Implementação de detecção de ilhamento e sincronização, através do método de estimativa de impedância, abordado neste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEYASEKERA, T. et al. Suppression of line voltage related distortion in current controlled grid connected inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 20, n. 6, p. 1393–1401, 2005.
- ARAÚJO, S. V. et al. Lcl filter design for grid-connected npc inverters in offshore wind turbines. In: *2007 7th International Conference on Power Electronics*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1133–1138.
- ASIMINOAEI, L. et al. A digital controlled pv-inverter with grid impedance estimation for ens detection. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 20, n. 6, p. 1480–1490, 2005.
- BERTLING, F.; SOTER, S. A novel converter integrable impedance measuring method for islanding detection in grids with widespread use of decentral generation. In: *IEEE. Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2006. SPEEDAM 2006. International Symposium on*. [S.l.], 2006. p. 503–507.
- BLAABJERG, F. et al. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on industrial electronics*, Citeseer, v. 53, n. 5, p. 1398–1409, 2006.
- BOLLEN, M. Definitions of voltage unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, v. 22, n. 11, p. 49–50, 2002.
- BOSE, B. K. Power electronics and variable frequency drives-technology and application. *IEEE Press*, p. 80–137, 1997.
- CAAMANO, E. et al. State-of-the-art on dispersed pv power generation: Publications review on the impacts of pv distributed generation and electricity networks. *International Energy Agency, Report*, 2007.
- CABRAL, J. R. *Análise Numérica de Curto Circuito Utilizando Componentes Simétricas e Componentes de Fases para Obter Índices de Afundamento de Tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, 2010.
- CHA, H.; VU, T.-K. Comparative analysis of low-pass output filter for single-phase grid-connected photovoltaic inverter. p. 1659–1665, 2010.
- CHEN, Y.-M. et al. The ac line current regulation strategy for the grid-connected pv system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 25, n. 1, p. 209–218, 2010.

- CHO, J.-H. et al. A novel pq variations method using a decoupled injection of reference currents for a precise estimation of grid impedance. In: IEEE. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014 IEEE*. [S.l.], 2014. p. 5059–5064.
- CIMPOERU, A. et al. Parallel converter system and their control. *Institute of Energy Technology-Pontoppidanstraede 101, Aalborg University*, Sep 2009.
- CIOBOTARU, M.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F. On-line grid impedance estimation based on harmonic injection for grid-connected pv inverter. In: IEEE. *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*. [S.l.], 2007. p. 2437–2442.
- CIOBOTARU, M. et al. Online grid impedance estimation for single-phase grid-connected systems using pq variations. In: IEEE. *Power Electronics Specialists Conference, 2007. PESC 2007. IEEE*. [S.l.], 2007. p. 2306–2312.
- COBRECES, S. et al. Grid impedance monitoring system for distributed power generation electronic interfaces. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, IEEE, v. 58, n. 9, p. 3112–3121, 2009.
- COSTA, F. F. e. a. A recursive least-squares aided by pre-filtering for phasor-estimation in distance protection. *IEEE Grenoble Conference*, p. 1–6, 2013.
- DAHONO, P. A.; PURWADI, A. et al. An lc filter design method for single-phase pwm inverters. In: IEEE. *Power Electronics and Drive Systems, 1995., Proceedings of 1995 International Conference on*. [S.l.], 1995. p. 571–576.
- DANNEHL, J.; FUCHS, F. W.; THØGERSEN, P. B. Pi state space current control of grid-connected pwm converters with lcl filters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 25, n. 9, p. 2320–2330, 2010.
- FASSHAUER, H.; VIOTTO, M. *Method and apparatus for measuring the impedance of an electrical energy supply system*. [S.l.]: Google Patents, 2005. US Patent 6,933,714.
- FERNANDES, D. A.; NAIDU, S. R.; COURAJR, C. Instantaneous sequence-component resolution of 3-phase variables and its application to dynamic voltage restoration. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, IEEE, v. 58, n. 8, p. 2580–2587, 2009.
- FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. In: *II Simposio de estudos e pesquisas em ciencias ambientais na Amazonia*. [S.l.: s.n.], 2013.
- GARCÍA, P. et al. Low frequency signal injection for grid impedance estimation in three phase systems. In: IEEE. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014 IEEE*. [S.l.], 2014. p. 1542–1549.
- GHANEM, A. et al. Grid impedance estimation for islanding detection and adaptive control of converters. *IET Power Electronics*, IET, v. 10, n. 11, p. 1279–1288, 2017.

GU, J.-C.; YU, S.-L. Removal of dc offset in current and voltage signals using a novel fourier filter algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 15, n. 1, p. 73–79, 2000.

HE, J.; LI, Y. W. Generalized closed-loop control schemes with embedded virtual impedances for voltage source converters with lc or lcl filters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 27, n. 4, p. 1850–1861, 2012.

HERNANDEZ, J.; VELASCO, D.; TRUJILLO, C. Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in colombia. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 15, n. 5, p. 2290–2298, 2011.

HUDSON, R. M. et al. Design considerations for three-phase grid connected photovoltaic inverters. In: IEEE. *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*. [S.l.], 2002. p. 1396–1401.

IEA. *Solar Energy Perspectives Executive Summary*. [s.n.], 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/renewables2017/>>.

IEC 61000-2-12. *Part 2: Environment, Section 12: Compatibility Levels for Low Frequency Conducted Disturbances and Signaling in Public Medium Voltage Power Supply Systems*. [S.l.], 2004.

IEC 61000-3-2. *Electromagnetic compatibility (emc) – part 3-2: Limits – limits for harmonic current emissions (Equipment input current < 16a per phase)*. [S.l.], 2000.

IEEE-519. Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, p. 1–29, 2014.

IEEE-929. Recommended practice for utility interface of photovoltaic PV systems. *IEEE-929 std 929-2000*, 2000.

IEEE Std 1204-1997. *IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities*. [S.l.], 1997. 1-216 p.

IEEE Std 519-1992. IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems. *IEEE Std 519-1992*, p. 1–112, 1993.

JIA, K. et al. An islanding detection method for multi-dg systems based on high-frequency impedance estimation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 8, n. 1, p. 74–83, 2017.

KALKHAMBKAR, V.; KUMAR, R.; BHAKAR, R. Joint optimal allocation methodology for renewable distributed generation and energy storage for economic benefits. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 10, n. 9, p. 1422–1429, 2016.

LI, X. et al. Wide damping region for lcl-type grid-connected inverter with an improved capacitor-current-feedback method. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 30, n. 9, p. 5247–5259, 2015.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and control of an lcl-filter-based three-phase active rectifier. *IEEE Transactions on industry applications*, IEEE, v. 41, n. 5, p. 1281–1291, 2005.

LISERRE, M.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F. Stability of photovoltaic and wind turbine grid-connected inverters for a large set of grid impedance values. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 21, n. 1, p. 263–272, 2006.

LJUNG, L. System identification—theory for the user. *2nd Edn (Upper Saddle River, NJ: PTR Prentice Hall)*, v. 101, 1999.

LUNA, A. et al. Grid voltage synchronization for distributed generation systems under grid fault conditions. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 51, n. 4, p. 3414–3425, 2015.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. Handbook of photovoltaic science and engineering. p. 92–100, 01 2003.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Qualidade de energia da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede na usp: Avaliação dos parâmetros de suprimento. In: *VI CLAGTEE-Congresso Latinoamericano de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica*. São Pedro-SP. [S.l.: s.n.], 2005.

MARKIEWICZ, H.; KLAJN, A. Voltage characteristics in public distribution systems. *Standard EN*, v. 50160, 2004.

MICALLEF, A. et al. Mitigation of harmonics in grid-connected and islanded micro-grids via virtual admittances and impedances. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 8, n. 2, p. 651–661, 2017.

MITRA, P.; ZHANG, L.; HARNEFORS, L. Offshore wind integration to a weak grid by vsc-hvdc links using power-synchronization control: A case study. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 29, n. 1, p. 453–461, 2014.

MOHAMED, Y. A.-R. I. Suppression of low-and high-frequency instabilities and grid-induced disturbances in distributed generation inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 26, n. 12, p. 3790–3803, 2011.

NORSHAHRANI, M. et al. Progress on protection strategies to mitigate the impact of renewable distributed generation on distribution systems. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 10, n. 11, p. 1864, 2017.

OLIVEIRA, J. *Contribuições para a Normalização da Qualidade da Energia Elétrica—Harmônicos e Desequilíbrios nas Redes Elétricas—Estado da Arte*. [S.l.]: Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, 2000.

PEDERSEN, K. O. H.; NIELSEN, A. H.; POULSEN, N. K. Short-circuit impedance measurement. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, IET, v. 150, n. 2, p. 169–174, 2003.

- PENA-ALZOLA, R. et al. Analysis of the passive damping losses in lcl-filter-based grid converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 28, n. 6, p. 2642–2646, 2013.
- PILLAY, P.; MANYAGE, M. Definitions of voltage unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, v. 21, n. 5, p. 50–51, 2001.
- RADWAN, A. A. A.; MOHAMED, Y. A.-R. I. Improved vector control strategy for current-source converters connected to very weak grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 31, n. 4, p. 3238–3248, 2016.
- RHODE, J. P.; KELLEY, A. W.; BARAN, M. E. Complete characterization of utilization-voltage power system impedance using wideband measurement. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 33, n. 6, p. 1472–1479, 1997.
- SELVARAJ, J.; RAHIM, N. A. Multilevel inverter for grid-connected pv system employing digital pi controller. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 56, n. 1, p. 149–158, 2009.
- SGUAREZI, A. J. e. a. Recursive least squares and sliding mode control for voltage compensation of three-phase loads. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 29, n. 6, p. 769–777, 2018.
- SILVA, L. H. et al. A sequence components estimation technique applied for distributed generation. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*, IEEE, p. 1190–1195, 2015.
- SOSA, J. et al. Comparative evaluation of l and lcl filters in transformerless grid tied converters for active power injection. In: IEEE. *2014 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. [S.l.], 2014. p. 1–6.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.
- TIMBUS, A. et al. Evaluation of current controllers for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 24, n. 3, p. 654–664, 2009.
- TIMBUS, A. V. et al. Online grid measurement and ENS detection for pv inverter running on highly inductive grid. *IEEE power electronics letters*, IEEE, v. 2, n. 3, p. 77–82, 2004.
- TWINING, E.; HOLMES, D. G. Grid current regulation of a three-phase voltage source inverter with an lcl input filter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 18, n. 3, p. 888–895, 2003.
- VDE, V. 0126-1-1, *Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid*. [S.l.]: VDE Verlag, Berlin, 2006.
- WU, Q. H.; LU, Z.; JI, T. Y. *Protective Relaying of Power using Mathematical Morphology*. Liverpool: Springer-rverlag London Limited, 2009.

XIN, Z. et al. Highly accurate derivatives for lcl-filtered grid converter with capacitor voltage active damping. *IEEE Trans. Power Electron*, v. 31, n. 5, p. 3612–3625, 2016.

YANG, J. et al. Online estimation and application of power grid impedance matrices based on synchronised phasor measurements. *IET generation, transmission & distribution*, IET, v. 4, n. 9, p. 1052–1059, 2010.

YANG, S. et al. A robust control scheme for grid-connected voltage-source inverters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 58, n. 1, p. 202–212, 2011.

ZHONG, Q.-C.; HORNIK, T. *Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2012.