

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado



REGULAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO DE
ACOPLAMENTO UTILIZANDO CONTROLE
COM AJUSTE AUTOMÁTICO DO GANHO DE
CORRENTE

Gustavo Pessoa de Pontes

João Pessoa, Brasil
Fevereiro de 2021

Gustavo Pessoa de Pontes

**REGULAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO DE ACOPLAMENTO
UTILIZANDO CONTROLE COM AJUSTE AUTOMÁTICO DO GANHO
DE CORRENTE**

Trabalho Final de Dissertação de Mestrado
apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Uni-
versidade Federal da Paraíba - UFPB, como
requisito parcial para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador:

Dr. Fabiano Salvadori

Coorientadora:

Dra. Camila Seibel Gehrke

João Pessoa, Brasil

Fevereiro de 2021

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

P814r Pontes, Gustavo Pessoa de.

Regulação de tensão no ponto de acoplamento utilizando controle com ajuste automático do ganho de corrente / Gustavo Pessoa de Pontes. - João Pessoa, 2021.
60 f. : il.

Orientação: Fabiano Salvadori.

Coorientação: Camila Seibel Gehrke.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Engenharia elétrica. 2. Geração distribuída. 3. Controle de inclinação. 4. Qualidade de energia elétrica. 5. Teorema de Tellegen. I. Salvadori, Fabiano. II. Gehrke, Camila Seibel. III. Título.

UFPB/BC

CDU 621.3(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

**REGULAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO DE ACOPLAMENTO UTILIZANDO
CONTROLE COM AJUSTE AUTOMÁTICO DO GANHO DE CORRENTE**

Elaborada por

GUSTAVO PESSOA DE PONTES

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA



PROF. DR. FABIANO SALVADORI
Orientador – UFPB



PROF.ª. DR.ª. CAMILA SEIBEL GEHRKE
Coorientadora – UFPB



PROF. DR. ISAAC SOARES DE FREITAS
Examinador Interno – UFPB



PROF. DR. DARLAN ALEXANDRIA FERNANDES
Examinador Interno – UFPB



PROF. DR. RODRIGO ANDRADE RAMOS
Examinador Externo - USP

AGRADECIMENTOS

Primeiramente quero agradecer a Deus pois, sem Ele nada seria possível. Quero também agradecer aos meus familiares: Ana Lucia Pessoa de Pontes, Germana Pessoa de Pontes e Odivio Francelino de Pontes, que sempre serão meu porto seguro e meu apoio tanto para realizar meus sonhos como também para qualquer eventualidade dessa vida que pode ser tão imprevisível. Uma parcela significativa deste trabalho tinha sido realizado durante anos antes do mestrado porém foi feito melhorias significativas e novos estudos durante o ano de 2020, ano em que o corona vírus parou o mundo. Tem sido difícil desde então, conciliar trabalho, estudos, saúde mental e incertezas com relação ao futuro. Em um ano repleto de problemas foi complicado manter até mesmo próprio ânimo e sendo minha família uma peça fundamental para passar por esse momento tão complicado.

Em meio de tudo isso tive pessoas que me apoiaram e me ajudaram a conseguir superar dificuldades para desenvolver este trabalho. Assim, agradeço demais aos meus orientadores e professores que foram: Prof^ª. Dr^ª. Camila Seibel Gehrke, Prof. Dr. Fabiano Salvadori e o Prof. Dr. Lucas Vinícius Hartmann. Eles me ajudaram em vários tipos de problemas envolvendo desde de questões de escrita até questões técnicas. Obrigado pela paciência, compreensão e por ter confiado a mim este tema e esse trabalho que tanto dediquei durante vários anos.

A vida acadêmica exige vários tipos de habilidades, sendo essas não apenas em conhecimento técnico mas como também em idiomas, pois é através delas que é apresentado o trabalho. E umas das minhas grandes barreiras tem sido aprender inglês e desenvolver uma escrita técnica aceitável. Há alguns anos atrás nunca teria imaginado que poderia ter chances de superar essas barreiras. Dessa forma, agradeço aos meus professores de inglês, em especial ao Raffaele Cardarelli, que tem me ajudado com essa dificuldade.

Gostaria de agradecer também à empresa Fácil Soluções Tecnológicas que abriu as portas do mercado de trabalho para mim e possibilitou economicamente a realização desse mestrado. Além disso, foi adquirido durante este emprego experiências que são parte agora da minha base profissional. Como também, experiências pessoais de trabalho, lugar onde não fiz apenas colegas de trabalhos mas também amigos.

Adoraria citar todas as pessoas que contribuíram de forma direta ou indiretamente para a realização deste trabalho. Sendo assim, fica meu agradecimento sincero para todas as pessoas que me ajudaram ao longo dessa jornada de aperfeiçoamento e aprendizagem.

Por fim, gostaria de deixar alguns dos meu pensamentos ao longo da minha caminhada. As pessoas próximas sempre criaram grandes expectativas com relação as atividades que faço independentemente do que seja, razão pela qual eu realmente não sei. Talvez deve ser algo em comum a todas as pessoas. Entretanto sempre tive a sensação de

ser muito cobrado em vários aspectos da vida e isso sempre me fez ter o sentimento de que nada do que eu fazia estava realmente bom. Isso me deixou bem desanimado e com vontade de desistir de diversos desafios que tenho encontrado. Porém ao longo do tempo nota-se que a cada desafio alcançado acontece um melhoramento pessoal e profissional. Sendo assim, a própria pessoa é a barreira mais difícil a ser vencida para se alcançar os próprios objetivos, sendo necessário apenas um pouco de resiliência.

RESUMO

As estratégias de controle aplicadas para sistemas de geração distribuída têm utilizado estratégias de controle baseadas na inclinação das curvas de potência ativa e reativa para alcançar uma operação confiável e a qualidade de energia elétrica na rede de distribuição. Entretanto, esta estratégia baseada nas potências apresenta limitações, tais como, tempo lento de resposta, problemas frente a variações de carga, flutuações no nível de tensão no ponto de acoplamento e problemas no compartilhamento de potência entre as unidades de geração distribuída. Neste trabalho é proposta uma estratégia de controle, baseada na tensão no ponto de acoplamento. A partir das informações da tensão no ponto de acoplamento e da corrente injetada na rede por uma unidade de geração distribuída, é calculada a inclinação de ganho da corrente da unidade, ou seja, um controle baseado em $V - I$. São utilizados, o Teorema de Tellegen e as leis de Kirchhoff para obter o modelo matemático. É realizada uma comparação entre ambos os controles sob os aspectos de tempo de resposta e controle da tensão do ponto de acoplamento.

Palavras-chave: Geração distribuída, controle de inclinação, qualidade de energia elétrica, teorema de Tellegen.

ABSTRACT

The control strategies applied to distributed generation systems have used control strategies based on the slope of the active and reactive power curves to achieve reliable operation and the quality of electricity in the utility grid. However, this power based strategy has limitations, such as slow time response, problems with load variations, fluctuations in the voltage level at the coupling point and problems in the power sharing between the distributed generation units. In this dissertation, a control strategy is proposed, based on the coupling point voltage. From the voltage information at the coupling point and the current injected in the utility grid by a distributed generation unit, the current gain gradient of the distributed generation unit is calculated, that is, a control based on $V - I$. Tellegen's theorem and Kirchhoff laws are used to obtain mathematical modeling. A comparison is performed between both controls in terms of response time and point control of the coupling point voltage. At the end of the work, a table of activities is proposed to complete the dissertation.

Keywords: Distributed generation, quality power energy, renewable sources, tellengen's theoremy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Fig. 1.1 – Exemplo de microrrede com unidades de geração distribuída, <i>distributed generation</i> (DG).	16
Fig. 1.2 – Tipos de conexão de microrrede e DG.	17
Fig. 2.1 – Exemplo de um sinal apenas com a frequência fundamental (azul) e um exemplo de sinal com harmônicos (vermelho).	23
Fig. 2.2 – (a): distúrbio oscilatório; (b): distúrbio impulsivo.	24
Fig. 2.3 – Onda senoidal com exemplos de distúrbios.	26
Fig. 3.1 – Circuito equivalente de uma unidade de DG conectada ao ponto comum de acoplamento, <i>point of common coupling</i> (PCC).	30
Fig. 3.2 – Esquemático representando a impedância virtual.	32
Fig. 4.1 – Simplificação do modelo.	36
Fig. 4.2 – Ilustração para representar a aquisição dos valores de tensão e corrente.	38
Fig. 4.3 – Algoritmo para calcular o ganho b .	39
Fig. 4.4 – Fluxograma do controle.	40
Fig. 5.1 – Configuração da linha de transmissão modelada com ramos RCL com uma fonte V_g representando o barramento infinito.	46
Fig. 5.2 – Tensão no tempo de cada ponto da linha.	46
Fig. 5.3 – Correção da tensão do ponto de acoplamento: (a) tensão V_5 no tempo; (b) tensão V_5 em rms; (c) Ganho m utilizado.	49
Fig. 5.4 – Comparação entre as correntes calculada e a de referência.	49
Fig. 5.5 – Tensão rms de cada ponto da linha antes e depois da injeção de potência pela unidade de DG.	50
Fig. 5.6 – Tensão eficaz em V_5 e as referências de tensão desejada, com a inclinação b fixa.	51
Fig. 5.7 – Resultado para o controle V-I com ganho automático: (a) potência ativa e reativa da unidade de DG; (b) Comportamento de V_5 ao longo do tempo; (c) ganho de inclinação m .	52
Fig. 5.8 – Resultado do desacoplamento entre P e Q em ambos os controles: (a) potencia ativa; (b) potência reativa; (c) tensão V_5 ao longo do tempo.	53
Fig. 5.9 – Comportamento do controle $P - Q$ sob variação de carga.	54
Fig. 5.10 – Resultado do teste de estabilidade: (a) Gráfico com as correntes i_c , i_c^* e i_{max} estimado; (b): V_5 ao longo do tempo; (c) ganho m .	55

LISTA DE TABELAS

Tab. 3.1 – Resumo dos controles para DG.	35
Tab. 5.1 – Valores utilizados no esquemático da Fig. 5.1.	45
Tab. 5.2 – Cargas e unidades de DG conectadas.	47

SIGLAS

DG geração distribuída, *distributed generation*

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

UA unidade de armazenamento

QEE qualidade da energia elétrica

PCC ponto comum de acoplamento, *point of common coupling*

RES fontes de energia renováveis, *renewable energy sources*

ESS fontes de armazenamento de energia, *energy store sources*

GPS sistema global de posicionamento, *global position system*

PLL malha de captura de fase, *phase locked loop*

PWM modulação de largura de pulso, *pulse width modulation*

EPRI *Electric Power Research Institute*

LISTA DE SÍMBOLOS

X - Indutância

P - Potência Ativa

f - Frequência

Q - Potência Reativa

S - Potência complexa

E - Tensão de saída da unidade de DG

X - Reatância

R - Resistência

j - Unidade imaginária

i - Corrente

v - Tensão

I - Corrente em rms

V - Tensão em rms

Z - Impedância

Y - Admitância

I_o - Corrente da unidade de DG para a demonstração na secção 3.2

V_0 - tensão do ponto de acoplamento para a demonstração na secção 3.2

δ - Ângulo da tensão de saída da unidade de DG

n_R - Ganho de inclinação dos controladores da revisão

m_R - Ganho de inclinação dos controladores da revisão

l_R - Ganho de inclinação dos controladores da revisão

k_R - Ganho de inclinação dos controladores da revisão

$E_{d,ref}$ - Tensão de referencia de saída da unidade de DG na componente d

$E_{q,ref}$ - Tensão de referencia de saída da unidade de DG na componente q

E_0 - Valor de tensão de saída da unidade de DG sem cargas

R_T - Impedância resistiva da linha

X_T - Impedância indutiva da linha

$i_{0,q}$ - Componente q da corrente medida na saída da unidade de DG

$i_{0,d}$ - Componente d da corrente medida na saída da unidade de DG

$f(i_{0,q}; i_{0,d})$ - Funções de determinação de corrente da componente d para um dos controles da revisão

$g(i_{0,q}; i_{0,d})$ - Funções de determinação de corrente da componente q para um dos controles da revisão

v_m^a - Tensão no ramo m antes da alteração

i_m^a - Corrente no ramo m antes da alteração

v_m^b - Tensão no ramo m da rede adjunta

i_m^b - Corrente no ramo m da rede adjunta

$\mathbf{g}$ - Matriz de condutância
 $\mathbf{a}$ - Matriz de incidência
 $\mathbf{v}$ - Matriz ou vetor das tensões dos ramos
 $\mathbf{e}$ - Matriz ou vetor das tensões nodais
 $\mathbf{i}$ - Matriz ou vetor das correntes dos ramos
 $\mathbf{i}_r$ - Matriz ou vetor das correntes dos nós
 $\mathbf{i}_s$ - Matriz ou vetor de dimensões $n \times m$ das fontes de corrente
 $\mathbf{v}_s$ - Matriz ou vetor das fontes de tensão
 $\mathbf{y}_n$ - Matriz das admitâncias nodais
 $\mathbf{i}_n$ - Matriz das correntes nodais nodais
 $\mathbf{Z}_g$ - Impedância entre o barramento infinito e o ponto de acoplamento V_k
 $\mathbf{Z}_l$ - Fator da impedância das cargas conectadas no ponto de acoplamento
 $\mathbf{Z}_{DG}$ - Fator da impedância da unidade de DG
 $\mathbf{I}_g$ - Fator corrente da rede
 $\mathbf{I}_c$ - Fator da corrente da unidade de DG
 $\mathbf{V}_g$ - Fator da tensão da rede
 V_k - Tensão do ponto de acoplamento e o subíndice onde k representa o ponto da linha escolhido como PCC, este valor sempre será a referencia de fase.
 Z_{eq} - Impedância equivalente nos terminais da unidade de DG
 V'_k - Tensão no ponto de acoplamento após a atuação da unidade de DG
 $\hat{\mathbf{v}}$ - Vetor de tensão da rede adjunta
 b - Inclinação do controle $V - I$
 m - Ganho de inclinação do controle $V - I$
 v_f - Sinal sintetizado para auxiliar a formar o sinal da corrente de referencia i_c^*
 α - Ângulo da tensão $\mathbf{V}_k$
 β - Ângulo de ajuste do fator de potência injetado pelo controle $V - I$
 $i_{c,max}$ - Corrente máxima que pode ser fornecida pela unidade de DG
 $v_{DG,max}$ - Valor de tensão máximo que pode ser fornecido pela unidade de DG
 $\mathbf{Z}_{DG}$ - Impedância da unidade de DG

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	20
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	DISTÚRBIOS	22
2.1.1	Distorção linear	22
2.1.2	Distorção não-linear	22
2.1.3	Distúrbios transitórios	23
2.1.4	Variação de tensão de longa duração	24
2.1.5	Rede desbalanceada	25
2.1.6	Classificação das distorções na forma de onda	25
2.2	TEORIA DE GRAFOS	26
2.3	TEOREMA DE TELLEGEN	27
2.3.1	Observação do Teorema de Tellegen	28
3	REVISÃO	29
3.1	CONTROLES CENTRALIZADOS E LOCAIS	29
3.2	CONTROLES BASEADOS EM CURVAS $P - Q$	29
3.3	CONTROLES BASEADOS EM CURVAS $V - I$	33
4	ESTRATÉGIA DE CONTROLE PROPOSTA	36
4.1	NOTAÇÃO	36
4.2	CONTROLE V-I	36
4.2.1	Modelo	36
4.2.2	Implementação do controle	37
4.2.3	Corrente I_c mínima	40
4.2.4	Impedância equivalente e o teorema de Tellegen	42
4.3	ESTABILIDADE	44
5	RESULTADOS	45
5.1	REDE	45
5.2	COMPROVAÇÃO DAS EQUAÇÕES DO CONTROLE $V - I$	47
5.3	CONTROLE $V - I$ COM INCLINAÇÃO FIXA	50
5.4	CONTROLE $V - I$ COM INCLINAÇÃO DE GANHO AUTOMÁTICO	51
5.5	COMPARAÇÃO ENTRE O $P - Q$ E O CONTROLE $V - I$	52
5.6	ESTABILIDADE DO CONTROLE V-I	54

6	CONCLUSÕES	56
6.1	TRABALHOS FUTUROS	56
	REFERÊNCIAS	57

1 INTRODUÇÃO

Devido às questões econômicas, ao aumento do consumo de energia elétrica e da preocupação ambiental, cada vez mais, as fontes de energias renováveis não convencionais, como por exemplo, eólica, fotovoltaica, célula a combustível, pequenas centrais hidroelétricas, biocombustíveis e etc., vem ganhando espaço no mercado. Assim, estas fontes estão cada vez mais sendo integradas à rede elétrica. Diferentemente da geração elétrica a partir de grandes centrais hidrelétricas e centrais térmicas (carvão, óleo e nuclear, por exemplo), estas fontes são intermitentes e/ou sazonais e de difícil controle. Elas dependem de variáveis como a incidência de luz solar, no caso de painéis fotovoltaicos, ou do deslocamento de massas de ar, no caso de turbinas eólicas. Estas condições impõem que o controle seja adaptado de acordo com a disponibilidade energética das fontes renováveis.

Com o aumento no interesse por estas fontes de energia, definidas como “alternativas”, que apresentam como uma de suas vantagens a possibilidade de serem instaladas próximo ao centro consumidor. Assim, passa-se de um sistema com geração centralizada, para uma matriz elétrica que incorpora a geração distribuída, *distributed generation* (DG) composta por fontes alternativas, sendo elas de grande porte ou não, e por outras fontes que são amplamente difundidas e utilizadas, como por exemplo geradores a diesel. O termo DG é utilizado para designar a geração e o armazenamento elétricos executados por uma variedade de dispositivos conectados à rede ou conectados ao sistema de distribuição, conhecidos como recursos de energia distribuída. No Brasil, segundo Resolução Normativa Número 482, de 17 de abril de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (atualizada 687/2015), o consumidor pode gerar energia para o próprio consumo e fornecer o excedente para a rede concessionária da região recebendo créditos em troca, que podem ser utilizados *a posteriori*. A inserção de fontes de DG na rede elétrica contribuiu para uma mudança significativa do paradigma do fluxo unidirecional de potência. As redes elétricas, que em sua maioria, tem um fluxo unidirecional de potência e comunicação, concessionária para consumidor, passaram a possuir um fluxo bidirecional tanto de potência como de informações (dados). Os antes “consumidores” passam a ter um papel importante, gerando energia elétrica e passando a ser “prosumidores” (produtores/consumidores).

Tendo em vista essa mudança de cenário, os controles para DG foram desenvolvidos de acordo com as características da rede. Assim, pode-se definir dois termos que serão utilizados no trabalho relacionados às características da rede, que são:

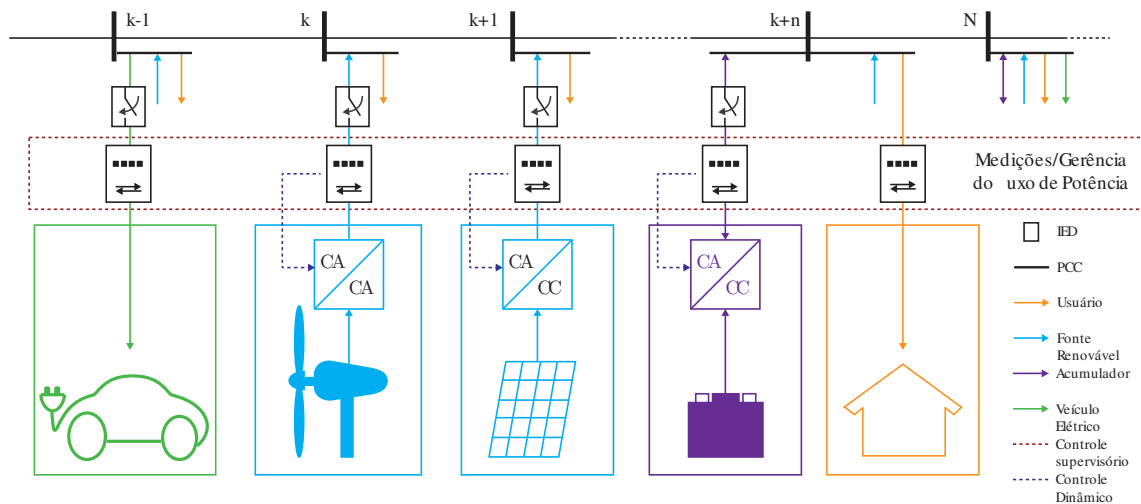
- Rede de distribuição: Sistema de distribuição de energia da concessionária. Normalmente sua principal característica é a alta relação entre indutância e resistência (X/R), onde X é a reatância e R é a resistência da rede;
- Microrrede: De acordo com o *Electric Power Research Institute* (EPRI) uma micror-

rede é um grupo de cargas e unidades de DG dentro de limites elétricos claramente definidos que atua como uma entidade controlável em relação à rede. A microrrede pode ser conectada ou não à rede. A capacidade de integrar diferentes tipos de recursos distribuídos de energia, como fontes renováveis e sistema de armazenamento, melhora a sustentabilidade e eficiência do sistema como um todo[15]. Normalmente possui baixa relação X/R .

Os controles clássicos são focados em redes de distribuição, aproveitando-se da característica de alta relação X/R . Este tipo de controle perde desempenho quando aplicado à microrredes, ocasionando uma série de problemas. Portanto, o trabalho tem como objeto de estudo as microrredes conectadas.

Como exemplo, na Fig. 1.1 é apresentado uma microrrede com unidades consumidoras, unidades de armazenamento e unidades de geração, cada um com características específicas. Assim, os elementos podem ser classificados de acordo com o fluxo de potência de cada um. Os elementos que apenas absorvem potência, denominadas cargas, como uma residência; elementos que apenas fornecem potência, tais como a turbina eólica e os painéis fotovoltaicos; e os elementos que podem absorver e fornecer potência, armazenando ou consumindo, como é o caso do sistema de armazenamento por baterias e do carro elétrico.

Fig. 1.1 – Exemplo de microrrede com unidades de DG.



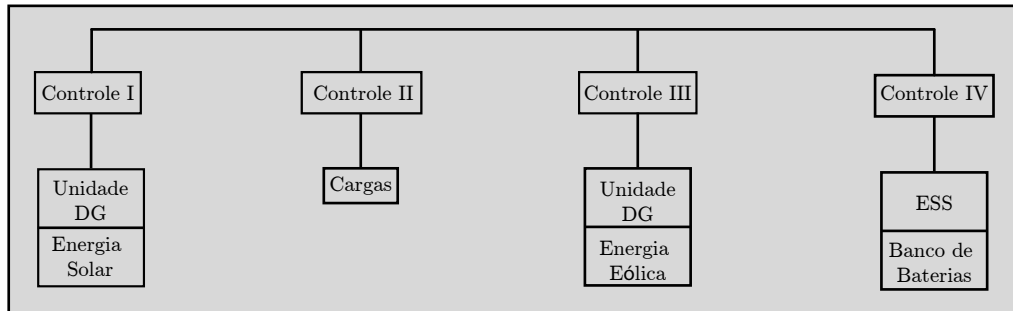
Fonte: (O autor, 2021)

As microrredes possuem a vantagem de se adaptarem de acordo com as necessidades energéticas da rede, porém, esta vantagem apresenta como problema, a complexidade no gerenciamento de cada um dos elementos. A adaptação varia de acordo com a configuração que a microrrede integra as fontes renováveis, permitindo um maior controle sob a qualidade da energia elétrica (QEE) e a confiabilidade da rede. *A priori* tem-se dois tipos de configurações para microrrede: conectadas à rede e as isoladas; e a configuração em que as

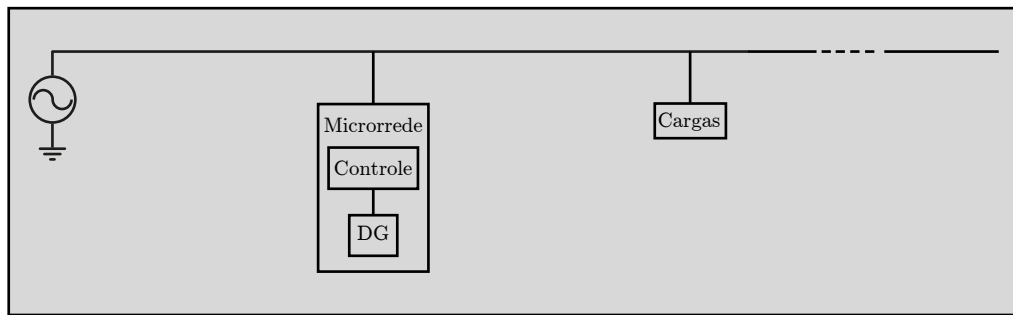
unidades de DG não estão associadas diretamente a uma microrrede, ou seja, as unidades de DG estão ligadas diretamente à rede elétrica com o papel de compartilhar parte da demanda energética. Na Fig. 1.2 está ilustrado cada uma das configurações.

Fig. 1.2 – Tipos de conexão de microrrede e DG.

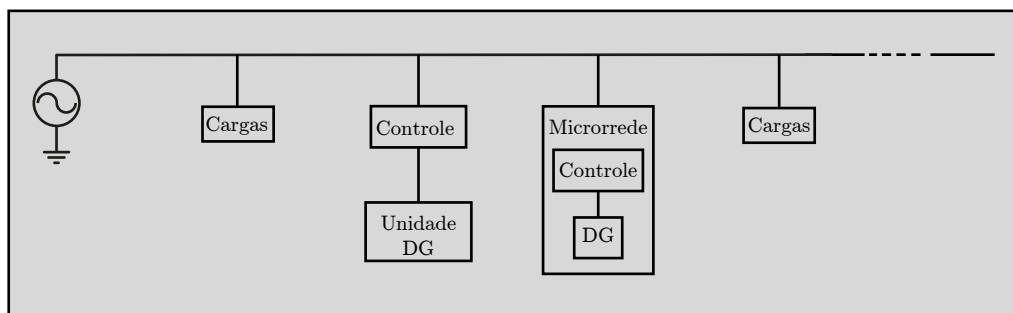
(a) Microrrede isolada



(b) DG conectado a uma microrrede ligada a rede



(c) DG conectado diretamente na rede



Fonte: (O autor, 2021)

O uso de microrredes isoladas com unidades de DG representada na Fig. 1.2 (a) [5], tais como energia fotovoltaica e energia eólica, tem como a principal aplicação a eletrificação de pequenos vilarejos e bases de telecomunicações, já que as mesmas muitas vezes ficam em localidades isoladas e longe das linhas de transmissão/distribuição. Contudo, como as unidades de DG apresentam intermitências que influencia diretamente no fornecimento de potência logo, é necessário uma fonte de armazenamento de energia, *energy store sources* (ESS) que possibilite armazenar em momentos em que a unidade de DG tem uma

disponibilidade de potência excedente e, fornecer energia em momentos de ampliação da carga conectada à microrrede ou de intermitências ou em momentos que sejam viáveis economicamente.

Diante desta situação é preciso um controle que ajuste o modo de operação de acordo com a disponibilidade de potência. As configurações possíveis podem ser divididas em:

- Carregamento da ESS: esse modo ocorre quando existe a possibilidade de fornecer a potência excedente para as baterias;
- Compartilhamento da potência entre a ESS e a unidade de DG: isto ocorre quando a unidade de DG não possui a potência suficiente para suprir a demanda e caso as baterias estejam carregadas a parte complementar de potência vai ser fornecida pela ESS.
- Potência fornecida completamente pela ESS: isto acontece quando as fontes de energia renováveis não têm disponibilidade de fornecer potência.
- Desconexão da ESS: este caso ocorre quando as baterias estão no limite e a ESS não tem condições de fornecer potência, assim a ESS é desconectada para preservar a vida útil das baterias.

Na Fig.1.2 (b) as microrredes conectadas possuem mais um meio de suprir a demanda energética que é por meio da rede elétrica. A fonte primária pode alternar entre a rede elétrica e a unidade de DG dependendo da disponibilidade de potência da unidade. Neste caso a ESS tem a funcionalidade de armazenar a potência excedente e suprir a necessidade quando a rede elétrica e as fontes de energia renováveis estejam impossibilitadas de fornecer potência. A ESS também pode ser utilizada em momentos estratégicos para atuarem em situações críticas e assim diminuir o consumo da rede elétrica e consequentemente reduzindo os custos com a concessionária. Assim, o controle deve decidir qual modo é mais viável de acordo com a situação da microrrede.

Por último, na Fig. 1.2 (c) existe a situação em que as unidades de DG são conectadas à rede diretamente. Esse tipo de sistema é utilizado para integrar sistemas de geração de energia por fontes renováveis ao sistema elétrico de distribuição. Esse sistema permite que parte da potência solicitada pelas cargas ao longo da linha seja compartilhada tanto pela rede elétrica quando pelas unidades de DG conectadas à rede. Por se tratar de um sistema que está conectado diretamente na rede elétrica tem-se uma alta relação de reatância por resistência. Além do mais, existe uma grande variação de carga ao longo do tempo, ou seja, a demanda de potência muda muito e há variados tipos de cargas lineares e não lineares.

O foco do trabalho é a situação ilustrada na Fig. 1.2 (C). Já que o controle a ser proposto tem como a principal característica a regulação de tensão no ponto comum de acoplamento, *point of common coupling* (PCC) e se adaptar conforme a necessidade. Ao longo do dia ocorre modificações de cargas na rede de distribuição, e o controle para a DG precisa se adaptar conforme, evitando problemas, tais como sobretensões, subtensões e instabilidades.

Dessa maneira, os controladores que fazem essa integração da DG com a rede necessitam garantir alguns requisitos. Sendo a regulação de tensão e a qualidade de energia os principais requisitos para os controladores de unidades de DG conectados à rede. O controlador precisa manter a tensão da rede dentro da faixa especificada como também a estabilidade da rede sob variação constante de cargas. Outro requisito, é que a injeção de potência pelas unidades de DG não pode ser de forma independente pois, isto pode acarretar sobre-tensões e sub-tensões na rede. Em alguns casos a melhoria de regulação de tensão da rede em um determinado ponto pode afetar o nível de tensão em outros pontos. Desta forma, o controle também precisa ser cooperativo com outras unidades de DG, ou seja, funcionar em harmonia com outras unidades de DG conectados em pontos diferentes da rede. Com o sistema cooperativo é possível manter os níveis de tensão dentro da faixa especificada em todos os pontos da rede.

Neste sentido, os controles clássicos baseados em $P-f$ e $Q-V$ se baseiam no controle desacoplado das potências ativa e reativa, em que o desacoplamento ideal se caracteriza pelo controle independente da potência ativa e da potência reativa. O desacoplamento entre as duas equações está associada a relação X/R da rede. Quanto maior for a relação X/R maior será o desacoplamento. Normalmente, as redes de distribuição possuem alta relação X/R , baseado nisto, os controles de inclinação $P-f$ e $Q-V$ foram propostos em [6, 16, 13]. Porém, problemas como a não-linearidade das equações P e Q , tempo de resposta, transitórios subamortecidos, variações na relação X/R da rede por variação das cargas, compartilhamento de potência desigual entre as unidades de DG e a falta da regulação da tensão no PCC permaneceram.

Para superar estes problemas, controles baseados em impedâncias virtuais foram propostos em [23, 10, 11] para ajustar a relação X/R de redes que possuem baixa relação e conseqüentemente ter um melhor desacoplamento entre as equações de P e Q . Portanto, melhorando o tempo de resposta e o transitório. Entretanto, o fato da impedância virtual ser projetada para um específico ponto de operação limita a variação de cargas deste sistema. Deste modo, houve redução dos efeitos da não-linearidade, falta da regulação da tensão do PCC.

Para solucionar o problema da variação brusca de carga um complemento do método de impedância virtual foi proposto em [11]. Os autores propõem um controle adaptativo com impedância virtual que se ajusta de acordo com as variações bruscas de potência.

Assim a resposta transitória é amortecida até o momento em que o sistema volte ao regime permanente, em que o valor da impedância virtual retorna ao seu valor predefinido. Apesar desta variação da impedância virtual, os problemas que ainda persistem são a falta da regulação da tensão do PCC e a não-linearidade.

Com relação aos controles $V - I$ em [9, 5], foi proposto o controle de inclinação de ganho de corrente, simplificando o problema da não-linearidade e do desacoplamento entre P e Q para um problema linear de corrente compartilhada. Por se basear em medições da própria rede, sem a necessidade de um cálculo do fluxo de potência, o sistema apresentou um menor tempo de resposta, melhor transitório e maior flexibilidade frente a variações de cargas. Porém, esta linearização é realizada para um ponto de operação da rede. Uma vez fixados os parâmetros da rede, o controle é implementado de acordo com estes parâmetros, caso haja variações significativas de cargas o sistema de controle não será eficaz.

Neste trabalho é considerado que as unidades de DG estão ligadas diretamente na rede auxiliando na demanda de potência. Neste caso, os controles baseados em curvas PQ têm como a principal deficiência a sintonização e o ajuste dos ganhos em momentos de mudanças das condições de operação da rede. Logo, o controle proposto resolve o problema da regulação de tensão no PCC ajustando-se conforme as variações operacionais da rede de forma automática, tendo as suas equações de potência desacopladas.

1.1 OBJETIVOS

- Objetivo geral: O trabalho tem como objetivo desenvolver um controle adaptável para regular a tensão no PCC de forma automática e que se adeque as alterações operacionais da rede.
- Específicos:
 - Definir um modelo simplificado da rede;
 - Definir um modelo matemático para o controle;
 - Identificar os limites de estabilidade do sistema;
 - Analisar o controle sob variações operacionais da rede;
 - Realizar um estudo comparativo entre o controle proposto e o controle convencional $P - Q$ e identificar quais são as melhorias e vantagens.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado da forma:

- Capítulo 2: neste capítulo é apresentada a fundamentação teórica sobre as ferramentas computacionais, de controle e matemáticas, necessárias para o desenvolvimento e compreensão deste trabalho.
- Capítulo 3: neste capítulo é apresentado o estado-da-arte sobre a temática do trabalho baseado na revisão dos artigos sobre a DG e as diversas estratégias de controle utilizadas atualmente.
- Capítulo 4: neste capítulo é apresentada a modelagem matemática das estratégias de controle que serão implementadas;
- Capítulo 5: como sequência do capítulo 4, neste capítulo 5, são apresentados os resultados das estratégias de controle e é feito um estudo comparativo destas estratégias;
- Capítulo 6: é apresentado a conclusão de todo o trabalho mostrando os objetivos propostos foram alcançados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O funcionamento adequado dos equipamentos ligados a uma rede elétrica está associado às características da tensão e corrente da rede senoidais; tensão com amplitude no valor nominal; tensões trifásicas equilibradas; frequência constante; e, reduzido valor de harmônicos. O fator de potência é aconselhável ser próximo a unitário (não existindo a necessidade de potência reativa na rede), pois, desta forma, o fluxo de potência circulando pela rede é menor, conseqüentemente com menos perdas. Essas condições fazem com que os equipamentos ligados a rede funcionem de maneira adequada, evitando desgastes nos equipamentos, aumentando a sua vida útil. Quando a forma de onda da tensão e corrente estão fora das características ideais, existe a influência de distúrbios que podem ser classificados de acordo com as suas características.

2.1 DISTÚRBIOS

As redes elétricas estão sujeitas a distúrbios que afetam a qualidade de energia. Elas são classificadas por categorias de acordo com suas características.

2.1.1 Distorção linear

O sinal de saída não possui componentes de frequências além daqueles presentes no sinal de entrada. A distorção linear muda a relação de amplitude e fase entre as diversas componentes de frequência de entrada e saída [17]. Esse fenômeno é mais comum quando predomina cargas lineares conectadas à rede (p. ex., lâmpadas incandescentes, cargas de aquecimento, motores sem controle de velocidade, etc.).

2.1.2 Distorção não-linear

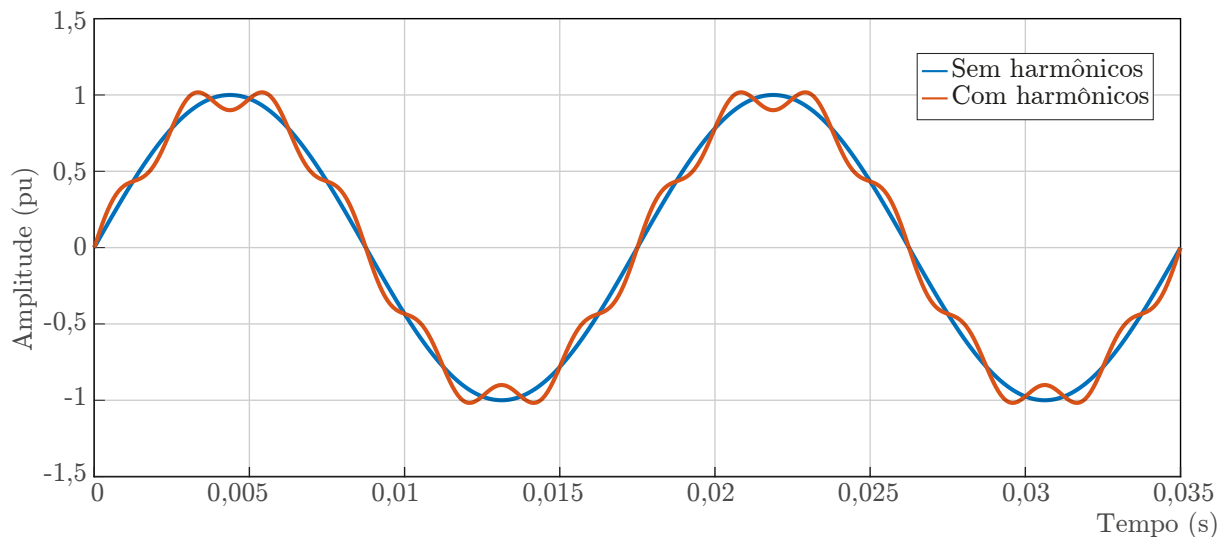
Com o desenvolvimento da eletrônica de potência, os equipamentos ligados aos sistemas elétricos evoluíram, melhorando em rendimento, controlabilidade e custo, permitindo ainda a execução de tarefas que não eram possíveis anteriormente. Contudo, esses equipamentos têm a desvantagem de serem não-lineares, consumindo correntes não senoidais, e dessa forma poluindo a rede elétrica com harmônicos [2].

Distorção harmônica é um fenômeno contínuo, e não deve ser confundido com outros fenômenos de curta duração, que duram apenas alguns ciclos como, por exemplo, transitórios, picos de sub-tensão e sobre-tensão, estes não são harmônicos. Estas perturbações no sistema podem normalmente ser eliminadas com a aplicação de filtros de linha. Entretanto, estes filtros de linha não reduzem ou eliminam correntes e tensões harmônicas [19].

Dispositivos geradores de harmônicos encontram-se presentes em todos os setores industriais, comerciais e domésticos. A consequência imediata disso, é que as tensões nas barras mais próximas dessas cargas ficam distorcidas.

Quando a rede possui harmônicos alguns problemas podem surgir, como a degradação do funcionamento da maior parte dos equipamentos ligados a ela, sobretudo aqueles que são mais sensíveis por incluírem sistemas de controle microeletrônicos que operam com níveis de energia muito baixos [14], como também o aumento das perdas relacionadas com o transporte e distribuição de energia elétrica. Portanto, é de suma importância ter um controle das harmônicas em uma DG.

Fig. 2.1 – Exemplo de um sinal apenas com a frequência fundamental (azul) e um exemplo de sinal com harmônicos (vermelho).

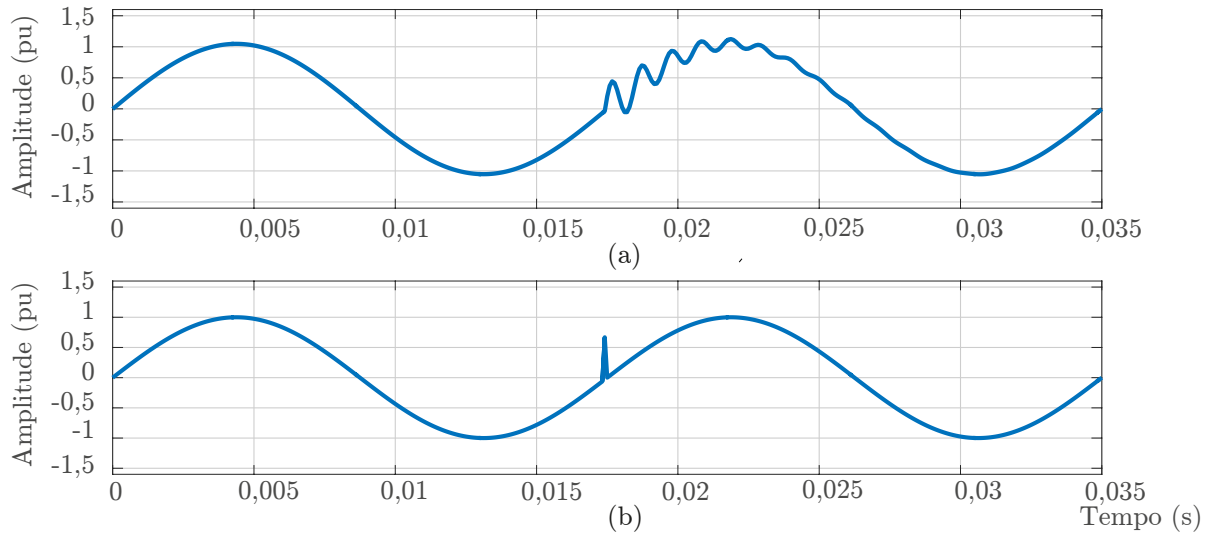


Fonte: (O autor, 2021)

2.1.3 Distúrbios transitórios

São fenômenos eletromagnéticos oriundos de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica. Geralmente, a duração de um transitório é muito pequena (menos de 1 ciclo). Possui grande importância, uma vez que submetem equipamentos a grandes variações de tensão e/ou corrente [18].

Fig. 2.2 – (a): distúrbio oscilatório; (b): distúrbio impulsivo.



Fonte: (O autor, 2021)

Na Fig. 2.2 (a) é um distúrbio oscilatório que consiste em uma mudança súbita nas condições em regime permanente da tensão e/ou corrente, com valores de polaridade positiva e negativa. São especificados pela frequência dominante da oscilação. Na Fig. 2.2 (b) é um distúrbio impulsivo caracterizado por um pulso estreito unidirecional.

2.1.4 Variação de tensão de longa duração

Abrangem os desvios que possuem a duração entre que meio ciclo a um minuto que ocorrem no valor eficaz da tensão. São 3 tipos [1]

- Sobre-tensões (maior que 1,1 pu);
- Sub-tensões (menor que 0,9 pu);
- Interrupções sustentadas (tensão nula).

Esse tipo de problema é muito comum de ocorrer na DG, devidos as variações de carga constantemente e também a variações de potência que é injetada na rede. Isso reforça a ideia que necessita-se de um controle robusto o suficiente para ajudar a rede de acordo com a necessidade. As variações de tensão de curta duração são as que duram menos de 1 minuto e elas são classificadas da seguinte forma.

- Interrupções (*outage*);
- Afundamentos de tensão (*voltage sag ou voltage dip*);
- Elevações de tensão (*voltage swell*).

2.1.5 Rede desbalanceada

Um sistema elétrico trifásico é denominado balanceado, equilibrado ou simétrico se as tensões e correntes em cada fase têm as mesmas amplitudes com defasagens exatas de 120° entre si. Se uma ou simultaneamente ambas condições anteriores não são satisfeitas, o sistema se encontra desbalanceado, desequilibrado ou assimétrico. Podem ser causados por cargas monofásicas em circuitos trifásicos ou resultado do desligamento de fusíveis de fase de um banco de capacitores trifásico.

Desequilíbrio de tensão é definido como o máximo desvio da média das tensões das três fases, dividida pela tensão de cada fase, em valores percentuais. Pode também ser definido em função das componentes simétricas, utilizando-se a razão entre a componente de sequência negativa ou zero e a e sequência positiva (Teorema de Fortescue). É importante verificar a defasagem entre as tensões de fase que, quando diferentes de 120° , podem causar desequilíbrios significativos no sistema elétrico.

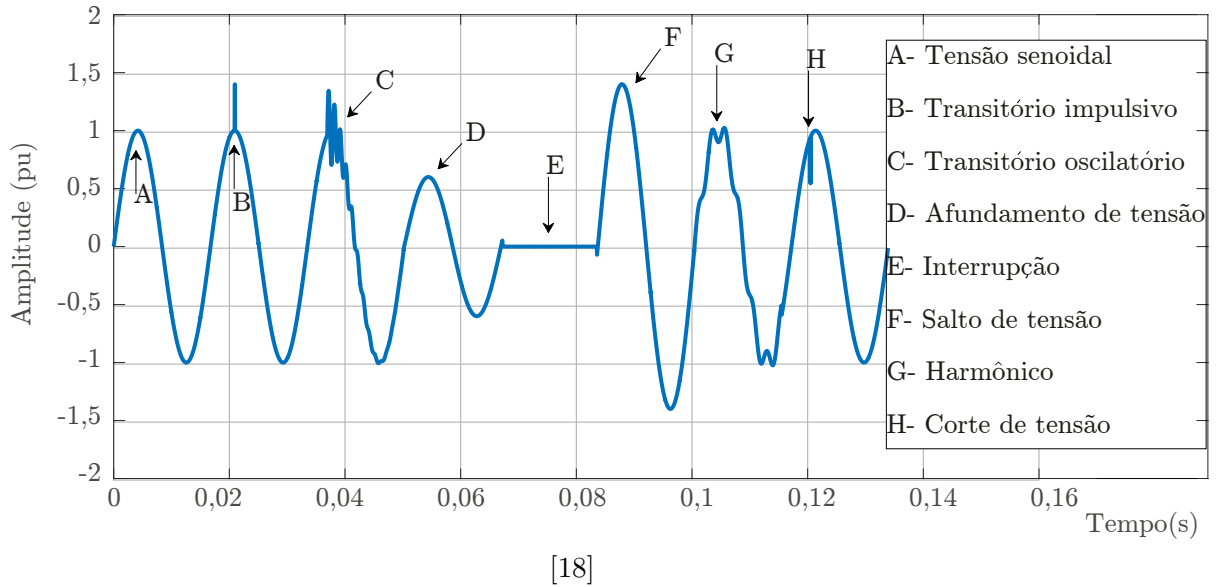
2.1.6 Classificação das distorções na forma de onda

Por fim, as distorções que podem ocorrer em uma rede relacionados a forma do sinal de tensão. São 5 tipos

- Nível CC: a senoide possui um nível CC diferente de zero;
- Harmônicos: que é a presença de frequências múltiplas da frequência fundamental da rede;
- Inter harmônicos: os distúrbios inter harmônicos são também correntes e tensões com frequências diferentes da fundamental, mas não múltiplas desta;
- *Notchings*: os distúrbios conhecidos como *Voltage Notch* ou Cunha de Tensão são distúrbios periódicos nas formas de onda de tensão;
- Sinais elétricos indesejados com amplo conteúdo harmônico (com frequências menores que 200 kHz) sobrepostos à tensão fornecida.

Na Fig. 2.3 distúrbios na rede elétrica.

Fig. 2.3 – Onda senoidal com exemplos de distúrbios.



2.2 TEORIA DE GRAFOS

A Teoria de Grafos pode resolver circuitos enumerados, arbitrários e ramificações de uma determinada topologia. Neste trabalho a Teoria de Grafos foi utilizada para desenvolver um programa de resolução de circuitos que auxilia nas comprovações dos resultados do controle. Assim o método da Teoria de Grafos para resolução de circuitos consiste nos seguintes passos: a simbologia aqui utilizada é a mesma utilizada em [7].

- Um nó é escolhido para ser o nó de referência e os demais nós remanescentes são enumerados. Cada um dos nós remanescentes vai ter suas tensões nodais referenciadas ao nó de referência e_n onde n é o número do ramo.
- Os ramos são enumerados e adota-se um sentido para cada um deles. Define-se g_i como a condutância do ramo, onde i é o número do ramo e $\mathbf{g}$ é a matriz de condutância.
- É determinada a matriz de incidência $\mathbf{a}$ e escritas as Leis de Kirchhoff de forma matricial

$$\mathbf{a} \mathbf{i} = 0 \quad (2.1)$$

$$\mathbf{v} = \mathbf{a}^T \mathbf{e} \quad (2.2)$$

onde: $\mathbf{i}$, $\mathbf{v}$ e $\mathbf{e}$ são respectivamente as matrizes das correntes, tensões dos ramos e as tensões nodais.

- As equações de ramos são

$$\mathbf{i}_r = \mathbf{g} \mathbf{v} + \mathbf{i}_s - \mathbf{g} \mathbf{v}_s \quad (2.3)$$

onde: $\mathbf{i}_s$ e $\mathbf{v}_s$ são as matrizes das fontes de corrente e de tensão respectivamente.

- Cálculo das matrizes de $\mathbf{y}_n$ e $\mathbf{i}_s$ que são as matrizes de admitância nodal e das correntes nodais através das equações

$$\mathbf{y}_n = \mathbf{a} \mathbf{g} \mathbf{a}^T \quad (2.4)$$

$$\mathbf{i}_n = \mathbf{a} \mathbf{g} \mathbf{v}_s - \mathbf{a} \mathbf{i}_s \quad (2.5)$$

- Cálculo das $\mathbf{e}$, $\mathbf{v}$ e $\mathbf{j}$ que são respectivamente tensões nodais, de ramo e das correntes de cada ramo pelas equações

$$\mathbf{e} = \mathbf{y}_n^{-1} \mathbf{i}_n \quad (2.6)$$

$$\mathbf{v} = \mathbf{a}^T \mathbf{e} \quad (2.7)$$

$$\mathbf{i}_r = \mathbf{g} \mathbf{v} + \mathbf{i}_s - \mathbf{g} \mathbf{v}_s \quad (2.8)$$

Por meio desse método foi possível desenvolver um *software* para resolver circuitos. Este *software* vai ser uma das ferramentas utilizadas para comprovar a eficiência do controle proposto. Pelo *software* é feito um mapeamento de toda a rede, observando todas modificações que acontecem quando é inserido unidade de DG em um ponto rede. A outra função da teoria de grafos neste trabalho é dar suporte ao teorema de Tellegen que é utilizada para comprovar a equação principal da controle proposto.

2.3 TEOREMA DE TELLEGEN

Para anunciar o teorema de Tellegen e uma das suas consequências foi utilizado a referência [7]. Considerando uma rede cujo grafo tem l ramos e n nós. Suponha que para cada ramo do grafo é atribuído arbitrariamente uma tensão de ramo v_m e uma corrente de ramo i_m para $m = 1, 2, 3, \dots, l$, e suponha que eles são medidos em relação às direções de referência associadas escolhidas arbitrariamente. Se as tensões de ramo $v_1, v_2, \dots, v_l$ satisfazem todas as restrições impostas pela lei de tensão de Kirchhoff e se as correntes de ramo $i_1, i_2, \dots, i_l$ satisfazem todas as restrições impostas pela lei de tensão de Kirchhoff, então

$$\sum_{m=1}^l v_m i_m = 0 \quad (2.9)$$

2.3.1 Observação do Teorema de Tellegen

Considere duas arbitrárias redes cuja única restrição é que tenham o mesmo grafo. Em ambas redes é escolhido a mesma referência de direções e enumerado os ramos de uma forma similar. (As redes pode ser não lineares e variantes no tempo e inclui independentes fontes como também fontes dependentes). Seja v_m^a , i_m^a as tensões e correntes de ramo da primeira rede e v_m^b , i_m^b correspondentes as tensões e correntes de ramo da segunda rede (rede adjunta). Desde de que as tensões de ramo v_m^a , v_m^b satisfação todas as restrições impostas pela a lei de tensão de Kirchhoff e as correntes de ramo i_m^a , i_m^b satisfação todas as restrições impostas pela lei de corrente de Kirchhoff. O teorema de Tellegen garante que

$$\sum_{m=1}^l v_m^a i_m^a = \sum_{m=1}^l v_m^b i_m^b = 0 \quad (2.10)$$

e

$$\sum_{m=1}^l v_m^b i_m^a = \sum_{m=1}^l v_m^a i_m^b = 0. \quad (2.11)$$

3 REVISÃO

3.1 CONTROLES CENTRALIZADOS E LOCAIS

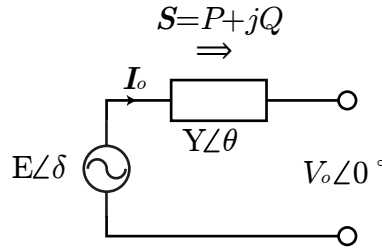
Vários estudos foram realizados para melhorar o gerenciamento das unidades de DG ao longo da rede. Dentro dos controles pode-se dividi-los em dois grupos de acordo com [9]:

- **Controles centralizados:** um controle central que comanda todas as unidades de DG [21]. Este tipo de controle é um excelente método para controlar o fluxo de potência entre as unidades de DG. O principal problema deste controle é a comunicação pois, o controle central precisa das informações de cada uma das unidades de DG ao longo da rede, caso haja perda de informações ou atrasos o sistema pode se tornar instável. Muitos desses métodos necessitam de uma segunda malha de transmissão de dados para garantir a estabilidade do sistema;
- **Controles locais:** cada unidade de DG na rede possui o seu próprio controle que se baseia nas informações locais de corrente e tensão. Os problemas relacionados a este controle são o compartilhamento de potência, já que cada uma das unidades de DG atuam de forma independente e se adaptam de acordo com as condições da rede.

3.2 CONTROLES BASEADOS EM CURVAS $P - Q$

Dentro da classe dos controles locais, a grande maioria são baseados na regulação de potência ativa e reativa. A classificação dos controles baseados em inclinação $P - Q$ apresentados aqui tem a mesma classificação realizada em [23]. Na Fig. 3.1 é apresentado um ramo de uma rede elétrica qualquer. Este ramo contém: uma unidade de DG, com uma tensão $E\angle\delta$ em seus terminais; um PCC com uma tensão de $V_0\angle 0^\circ$; e, uma admitância equivalente $Y\angle\theta$ entre o PCC e a unidade de DG. Neste trabalho o PCC é um ponto arbitrário da linha, escolhido para analisar como a unidade de DG afeta o nível de tensão deste ponto. Nesta demonstração não há controle, a unidade de DG, neste caso, é apenas uma fonte constante de corrente com o valor de I_0 .

Fig. 3.1 – Circuito equivalente de uma unidade de DG conectada ao PCC.



Fonte: (O autor, 2021)

A corrente $\mathbf{I}_0$ que flui da unidade de DG para o PCC é

$$\mathbf{I}_0 = (E\angle\delta - V_0\angle 0^\circ)Y\angle\theta \quad (3.1)$$

$$= [E(\cos\delta + j\sin\delta) - V_0]Y(\cos\theta + j\sin\theta) \quad (3.2)$$

$$= EY(\cos\delta + j\sin\delta)(\cos\theta + j\sin\theta) - V_0Y(\cos\theta + j\sin\theta) \quad (3.3)$$

$$= EY(\cos\delta\cos\theta + j\cos\delta\sin\theta + j\sin\delta\cos\theta - \sin\delta\sin\theta) - V_0Y(\cos\theta + j\sin\theta) \quad (3.4)$$

$$= \underbrace{Y(E\cos\delta\cos\theta - E\sin\delta\sin\theta - V_0\cos\theta)}_{Re\{\mathbf{I}_0\}} + \quad (3.5)$$

$$+ j \underbrace{Y(E\cos\delta\sin\theta + E\sin\delta\cos\theta - V_0\sin\theta)}_{Im\{\mathbf{I}_0\}}$$

onde: δ é o ângulo da tensão de E . Como V_0 é composto por apenas parte real, logo a potência ativa em PCC (P) é

$$P = V_0 Re\{\mathbf{I}_0\} \quad (3.6)$$

$$= V_0(EY\cos\delta\cos\theta - EY\sin\delta\sin\theta - V_0Y\cos\theta) \quad (3.7)$$

$$= (EV_0Y\cos\delta - V_0^2Y)\cos\theta - EV_0Y\sin\delta\sin\theta, \quad (3.8)$$

e a potência reativa no PCC (Q) é

$$Q = V_0 Im\{\mathbf{I}_0\} \quad (3.9)$$

$$= V_0(V_0Y\sin\theta - E\cos\delta\sin\theta - EY\sin\delta\cos\theta) \quad (3.10)$$

$$= (V_0^2Y - EV_0Y\cos\delta)\sin\theta - EV_0Y\sin\delta\cos\theta. \quad (3.11)$$

Caso a admitância seja puramente indutiva, $\theta = -90^\circ$, as equações de P e Q são

$$P = E V_0 Y \sin\delta \quad (3.12)$$

$$Q = E V_0 Y \cos\delta - V_0^2 Y. \quad (3.13)$$

As equações de P e Q , considerando δ pequeno, podem ser aproximadas para as equações (3.14) e (3.15). Esta consideração pode ser feita pois a diferença de fase entre

E e V_0 deve ser mínima para evitar problemas de inversão de fluxo de potência como também garantir que o fator de potência seja próximo ao valor unitário.

$$P \approx V_0 E Y \delta, \quad (3.14)$$

$$Q \approx V_0 (E - V_0) Y. \quad (3.15)$$

A partir do desacoplamento entre as Eq. (3.14) e (3.15) o controle convencional $P - Q$ [3] baseia-se nas equações de inclinação (3.16) e (3.17) que são consideradas para redes que possuem relação X/R elevada.

$$\omega^* = \omega_0 - m_R P, \quad m_R \leq \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_{est}} \quad (3.16)$$

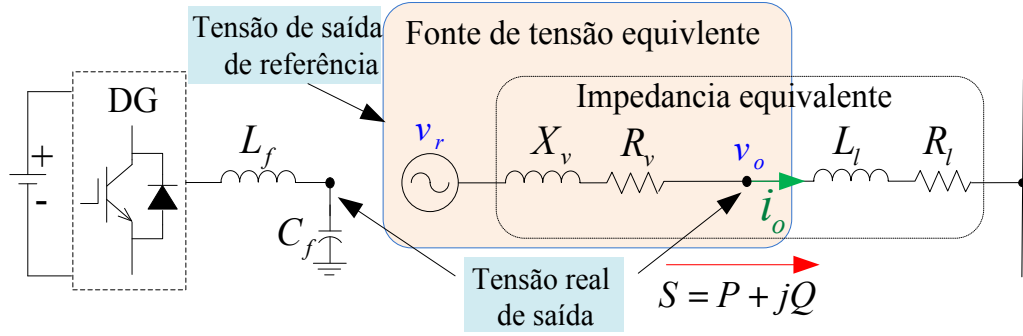
$$V^* = V_0 - n_R Q, \quad n_R \leq \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_{est}} \quad (3.17)$$

onde: ω^* é a frequência angular de referência da unidade de DG; V^* é a tensão de referência da unidade de DG; ω_0 é o valor da frequência angular no PCC; V_0 é o valor da tensão no PCC; m_R é o ganho de inclinação da Eq. (3.16), n_R é o ganho da inclinação da Eq. (3.17); P_{est} é a potência ativa estimada da unidade de DG; Q_{est} é a potência reativa estimada da unidade de DG; ω_{min} e ω_{max} são os valores da frequência angular mínima e máxima permitidas; V_{min} e V_{max} são os valores da tensão mínima e máxima permitidas;

Apesar deste controle gerenciar as unidades de DG por meio das potências ativa e reativa, há alguns problemas com o desacoplamento das equações $P - Q$ e com o compartilhamento de potência entre as unidades de DG como também o tempo de resposta lento e um transitório não amortecido [12].

Para superar estes problemas nos controles locais, o método baseado em impedância virtual e controles adaptativos foram propostos. Em [10] foi proposto a impedância virtual puramente resistiva melhorando o compartilhamento de potência entre unidades de DG. Entretanto, o tempo de resposta ficou lento ao inserir uma impedância virtual puramente resistiva por diminuir a relação X/R e assim, o tempo de resposta ficou mais lento e a resposta transitória mais oscilante. As equações principais do controle em [10] são as Eq. (3.18) e (3.19). Na Fig. 3.2 é apresentado o esquemático do método de impedância virtual.

Fig. 3.2 – Esquemático representando a impedância virtual.



Fonte: [23]

$$P \approx \frac{V_0}{R}(E - V_0) \quad (3.18)$$

$$Q \approx -\frac{EV_0}{R} \delta \quad (3.19)$$

Portanto, P pode ser controlado por E ; Q pode ser controlado por δ . Assim, as equações de inclinação para este controle foram definidas da forma

$$V^* = V_0 - n_R P - n_d \frac{dP}{dt} \quad (3.20)$$

$$\omega^* = \omega_0 + m_R Q + m_d \frac{dQ}{dt} \quad (3.21)$$

onde: n_R é o ganho de inclinação da Eq. (3.20); m_R é o ganho de inclinação da Eq. (3.21); n_d é o ganho adaptativo da Eq. (3.20); e m_d é o ganho adaptativo da Eq. (3.21). Os ganhos adaptativos só atuam em momentos transitórios para minimizar as oscilações. Porém, apesar de minimizá-los a resposta transitória ainda é oscilante devido às equações não lineares de P e Q e da correlação entre elas.

Para melhorar ambos aspectos de compartilhamento, tempo de assentamento e transitório foi proposto em [16] um controle baseado nas equações $P - Q$, porém, com um sistema de gerenciamento de potência feito através da modelagem no espaço de estados de toda rede. Este controle é adaptativo conforme as variações de potência, ou seja, em regimes transitórios os ganhos se ajustam para alcançar uma reposta amortecida e rápida comparados com as respostas do controle $P - Q$ clássico. As equações do controle proposto em [16] são as Eq. (3.22) e (3.23). O problema deste controle é que é necessário fazer todo

o modelamento para cada rede que o mesmo for aplicado.

$$\omega^* = \omega_0 - m_R P - m_d \frac{dP}{dt} \quad (3.22)$$

$$V^* = V_0 - n_R Q - n_d \frac{dQ}{dt} \quad (3.23)$$

onde: m_R é o ganho de inclinação da curva P ; n_R é o ganho adaptativo de inclinação da curva P ; m_d é o ganho adaptativo de inclinação da curva P ; n_d é o ganho de inclinação da curva Q . Os ganhos adaptativos não atuam em regime permanente, apenas em transitórios.

Com a finalidade de ajustar a relação X/R da rede em [13] foi proposto um controle $P - Q$ com impedância virtual puramente indutiva, para ajustar a relação X/R da rede e consequentemente melhorando o desacoplamento. Logo o controle ganha em precisão e em gerenciamento de potência entre as unidades de DG. Entretanto, esse valor de impedância virtual é fixo para rede, assim o sistema perde precisão frente variações de carga. As equações principais deste controle são as mesma do controle clássico (3.18) e (3.19), porém com estratégia diferente de determinar o valor da impedância virtual.

Assim, em [11] é apresentado um método para projetar a impedância virtual de forma robusta que apresente bons resultados na estabilidade, resposta transitório e no fluxo de potência da rede. A impedância virtual aqui é composta por parte resistiva e parte indutiva, sendo que a resistência possui valor negativo para ajustar a relação X/R da rede e assim ter uma maior flexibilidade a variações de cargas. Além disso, é apresentado o método de impedância variável para ajustar transitórios na rede, que consiste, em mudar ganho apenas em momentos transitórios. As equações principais também utilizam as Eq.(3.18) e (3.19).

3.3 CONTROLES BASEADOS EM CURVAS $V - I$

Diante de todos os métodos desenvolvidos baseados em ganhos de inclinação de curvas $P - Q$ todos eles apresentam problemas frente a variações de carga e não possuem um controle para regular a tensão no PCC. Dessa forma, os controles baseados em ganhos de inclinação $V - I$ foram propostos.

Em [8] foi implementado um controle $V - I$ com a inclinação fixa. Ambos os controles dependem das características da rede, já que são projetadas para redes com poucas variações de cargas, portanto esses controle não são adequados a redes dinâmicas. A equação principal deste controle é (3.24)

$$I_0 = m_R V_0 \quad (3.24)$$

onde: m_R é o ganho de inclinação que é determinado de acordo com as características da rede. De acordo com o valor atual de V_0 é calculado I_0 para corrigir V_0 para o valor desejado. Porém, o valor de k precisa ser adaptativo para se adequar as mudanças da rede.

Nos controles baseados em inclinação $V - I$, em [9] foi implementado um controle baseado em funções de linearização por partes. O ganho é determinado por uma função formada por duas curvas lineares cuja constantes são determinadas de acordo com as características da rede. Os dois valores tem a função de permitir maior variação de carga na rede. O controle baseia-se na Eq. (3.25).

$$\begin{bmatrix} E_{q,ref} \\ E_{d,ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_T & X_T \\ -X_T & R_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0,q} \\ i_{0,q} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} f(i_{0,q}; i_{0,d}) \\ g(i_{0,q}; i_{0,d}) \end{bmatrix}, \quad (3.25)$$

onde: $E_{d,ref}$ e $E_{q,ref}$ são os valores de referência em dq (transformada dq); E_0 é o valor da tensão sem cargas; R_T e X_T são os valores de resistência e reatância da linha de transmissão; $i_{0,d}$ e $i_{0,q}$ são as componentes dq da corrente medida na saída da unidade de DG; e as funções f e g são definidas como

$$\begin{bmatrix} f \\ g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_R & l_R \\ -k_R & n_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0,q} \\ i_{0,d} \end{bmatrix}, \quad (3.26)$$

onde: m_R , l_R , k_R e n_R são constantes escolhidas de acordo com a rede. A grande vantagem deste controle é o tempo de resposta rápido e um melhor compartilhamento de potência. Porém, ainda prevalece o problema de que o controle está baseado em uma variável associada as características da rede caso haja grandes variações de cargas o controle vai perder em desempenho.

Por último, o controle proposto que é baseado em inclinação de ganho automático. Com as informações de corrente e de tensão é possível calcular a impedância equivalente nos terminais da unidade de DG, consequentemente, calcular o quanto de potência é possível ser injetada na rede. Uma consequência direta disso é que o controle se torna dinâmico pois, a cada alteração na rede, seja ela por inserção de novas cargas ou de outras unidades de DG, que torne a tensão do PCC fora da faixa desejada é realizado o ajuste na impedância equivalente. Assim, a inclinação de ganho se ajusta à rede, e a unidade de DG vai injetar apenas a potência necessária. Logo, o que difere este controle dos demais é que existe a vantagem de regular a tensão do PCC e verificar se os sistemas está dentro das margens desejadas, evitando problemas de subtensões e sobretensões.

Com a finalidade de resumir todos os controles listados e de ficar claro o que cada um contribuiu para o desenvolvimento dos controladores para DG, foi feita a Tab. 3.1. Nela é relacionado todos os controle e qual é a principal característica de cada um e deles. Os

controles locais podem ser divididos em duas classes de controle, os controladores baseado em $P - Q$ e $V - I$. No grupo dos controladores $P - Q$ todos eles são baseado nas curvas de potência diferenciando apenas o modo de tornar o controle mais preciso adicionando impedâncias virtuais ou o modelo da rede que o controle será utilizado. Já no grupo dos controle $V - I$ a principal característica é o tipo de comportamento do ganho, se é fixo, linear ou adaptável. Com relação a regulação da tensão do PCC apenas os controles $V - I$ possuem formas de regular a tensão, diferentemente dos controles $P - Q$, que são baseados em equações de potência.

Tab. 3.1 – Resumo dos controles para DG.

		Referências	Princípio do controle	Principal característica	V_k
Controles Locais	P-Q	Chandorkar 1993	Convencional	Dependente da razão X/R da rede	Sem regulação no PCC e pouco flexível a variações de cargas
		Guerrero 2007	Impedância virtual: R	Resposta transitória oscilante	
		Mohamed 2008	Impedância virtual: L	Problemas no compart. de potência	
		Li; Kao, 2009	Convencional com modelo	Depende de um modelo da rede	
		He; Li, 2011	Impedância virtual: R + L	Projetado para redes fixas	
	V-I	Gehrke et al. 2015	Ganho fixo	Ganho projetado fixo	Com regulação no PCC e flexível a variações de cargas
		Golsorkhi; Lu, 2015	Curvas com ganhos diferentes	Ganho projetado fixo	
		Controle proposto	Ganho adaptativo	Ganho adaptativo	

Fonte: (O autor, 2021)

Dessa forma, o controle proposto é baseado em $V - I$ com o objetivo de ajustar o ganho do controlador de acordo com a necessidade mantendo a tensão do PCC dentro da faixa especificada evitando assim, problemas de subtensões, sobreensões e fluxo reverso de potência. Logo, o controle proposto se encaixa na categoria de adaptável cujas características serão descritas nas próximas seções.

4 ESTRATÉGIA DE CONTROLE PROPOSTA

Neste capítulo é apresentada a modelagem e análise matemática para o controle proposto que é baseado na impedância equivalente nos terminais da unidade de DG.

4.1 NOTAÇÃO

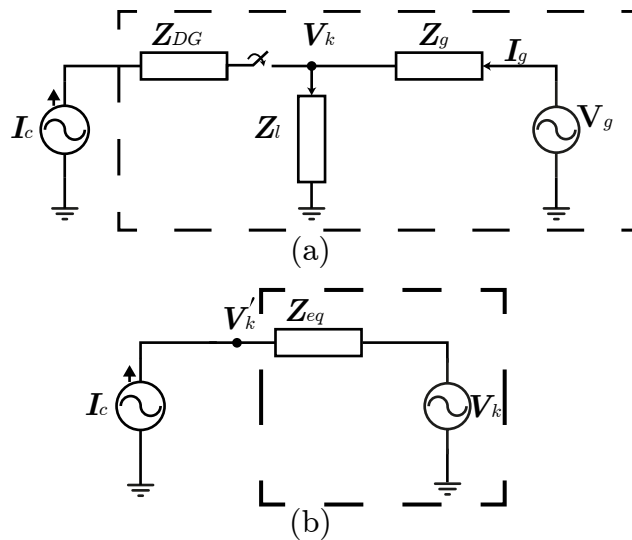
É utilizado aqui a notação fasorial, sendo $\mathbf{A} = A\angle\theta$ um fasor de magnitude A com fase θ ; e o elemento em negrito, tal como $\mathbf{a}$ (minúsculo), representa um vetor ou uma matriz dependendo do caso.

4.2 CONTROLE V-I

4.2.1 Modelo

Na Fig. 4.1 é ilustrado o modelo adotado, como também a simplificação utilizada para a determinação da impedância equivalente, onde: $\mathbf{Z}_g$ é a impedância entre a rede e o ponto de acoplamento; $\mathbf{Z}_l$ é a impedância das cargas conectadas no ponto de acoplamento; $\mathbf{Z}_{DG}$ é a impedância da unidade de DG; $\mathbf{I}_g$ é a corrente da rede; $\mathbf{I}_c$ é a corrente da unidade de DG; $\mathbf{V}_g$ é a tensão da rede; $\mathbf{V}_k$ é a tensão do ponto de acoplamento e o subíndice k representa o ponto da linha escolhido como PCC, este ponto será adotado como referência sendo assim a fase da tensão desse ponto é igual a zero; $\mathbf{Z}_{eq}$ é a impedância nos terminais da unidade de DG.

Fig. 4.1 – Simplificação do modelo.



Fonte: (O autor, 2021)

A AFig. 4.1(a) é mostrado o modelo utilizado para a modelagem do sistema com uma unidade de DG; e a Fig. 4.1(b) é ilustrada a simplificação realizada no modelo para a

determinação da impedância equivalente nos terminais da unidade de DG.

Utilizando as Leis de Kirchhoff, a expressão da variação da tensão $\Delta \mathbf{V}_k$ em função da variação da injeção da corrente $\Delta \mathbf{I}_c$ é

$$\Delta \mathbf{V}_k = \mathbf{Z}_{eq} \Delta \mathbf{I}_c \quad (4.1)$$

$$\mathbf{V}_k' = \mathbf{V}_k + \mathbf{Z}_{eq} \Delta \mathbf{I}_c \quad (4.2)$$

como a corrente inicial $\mathbf{I}_c$ é nula pois, é a situação em que a unidade de DG não está conectada, a expressão pode ser simplificada para a equação principal do controle ao qual vai ser intitulada de Eq. ajuste de tensão (4.3), que é expressa por

$$\mathbf{V}_k' = \mathbf{V}_k + \mathbf{Z}_{eq} \mathbf{I}_c \quad (4.3)$$

rearranjando a equação tem-se a corrente $\mathbf{I}_c$ dada por

$$\mathbf{I}_c = \frac{\mathbf{V}_k' - \mathbf{V}_k}{\mathbf{Z}_{eq}}, \quad (4.4)$$

onde: $\mathbf{V}_k'$ é o valor da tensão no PCC com a unidade de DG fornecendo a corrente $\mathbf{I}_c$; e $\mathbf{V}_k$ é a tensão em k sem a injeção da corrente $\mathbf{I}_c$. Portanto, para determinar de forma precisa a corrente $\mathbf{I}_c$ necessária para regular a tensão no PCC precisa-se de um método para calcular $\mathbf{Z}_{eq}$ nos terminais da unidade de DG, cuja equação é proveniente de (4.1) dado por

$$\mathbf{Z}_{eq} = \frac{\Delta \mathbf{V}_k}{\Delta \mathbf{I}_c}, \quad \Delta \mathbf{I}_c \neq 0. \quad (4.5)$$

O módulo de $\mathbf{Z}_{eq}$ é utilizado para determinar os ganhos do controlador. A razão pela qual é utilizado o módulo é explicado na subseção 4.2.3. Consequentemente, define-se o módulo de $\mathbf{Z}_{eq}$ por

$$Z_{eq} = \left| \frac{\Delta \mathbf{V}_k}{\Delta \mathbf{I}_c} \right|, \quad \Delta \mathbf{I}_c \neq 0. \quad (4.6)$$

O método e a implementação utilizados para determinar $\mathbf{Z}_{eq}$ estão descritos na subseção. 4.2.2.

4.2.2 Implementação do controle

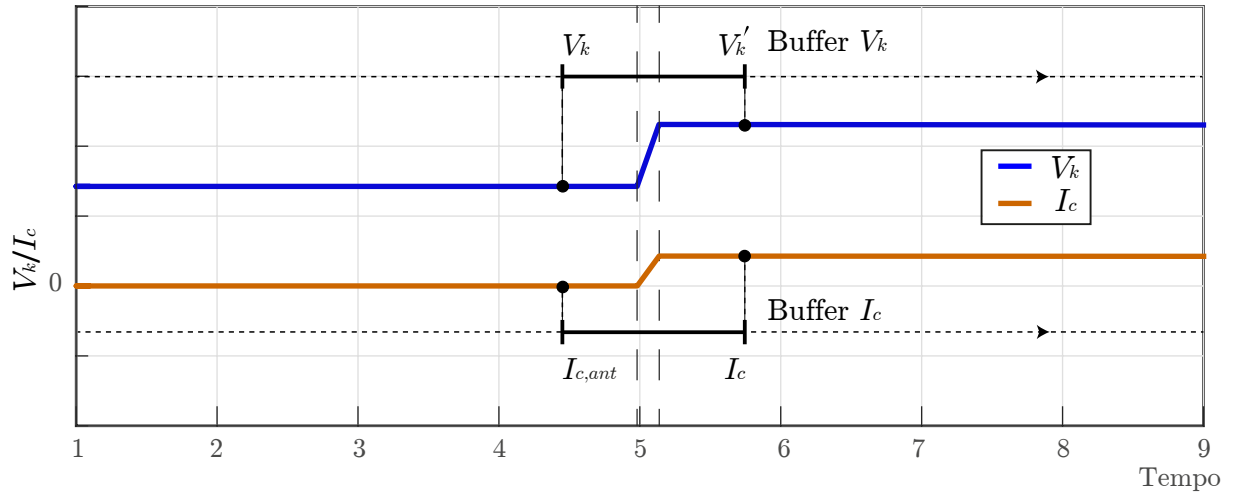
Nesta seção é apresentado todas as variáveis do controle. As justificativas para certas escolhas serão feitas em seguida. Tendo em vista essa informação, o controle $V - I$

possui o ganho de corrente inversamente proporcional a impedância equivalente pois, quanto menor a $\mathbf{Z}_{eq}$ maior será a corrente necessária para realizar uma diferença de tensão entre $\mathbf{V}_k'$ e $\mathbf{V}_k$. Logo, a inclinação b é definida por

$$|b| = \frac{1}{|\mathbf{V}_k| |\mathbf{Z}_{eq}|}, \quad (4.7)$$

onde a divisão do ganho por $|\mathbf{V}_k|$ é para normalizar o valor. Para obter o módulo de $\mathbf{Z}_{eq}$ e consequentemente o valor da inclinação b é realizado o algoritmo da Fig. 4.3. O valor de $\mathbf{Z}_{eq}$ é medido toda vez que for necessário mudar b para ajustar V_k dentro da faixa desejada. Dessa forma, para medir as variações de corrente e tensão da Eq. (4.38) são utilizados *buffers* para guardar os valores $V_{k,ant}$ e $I_{c,ant}$ antes da alteração realizada na corrente $\mathbf{I}_c$ de acordo com a Fig. 4.2.

Fig. 4.2 – Ilustração para representar a aquisição dos valores de tensão e corrente.



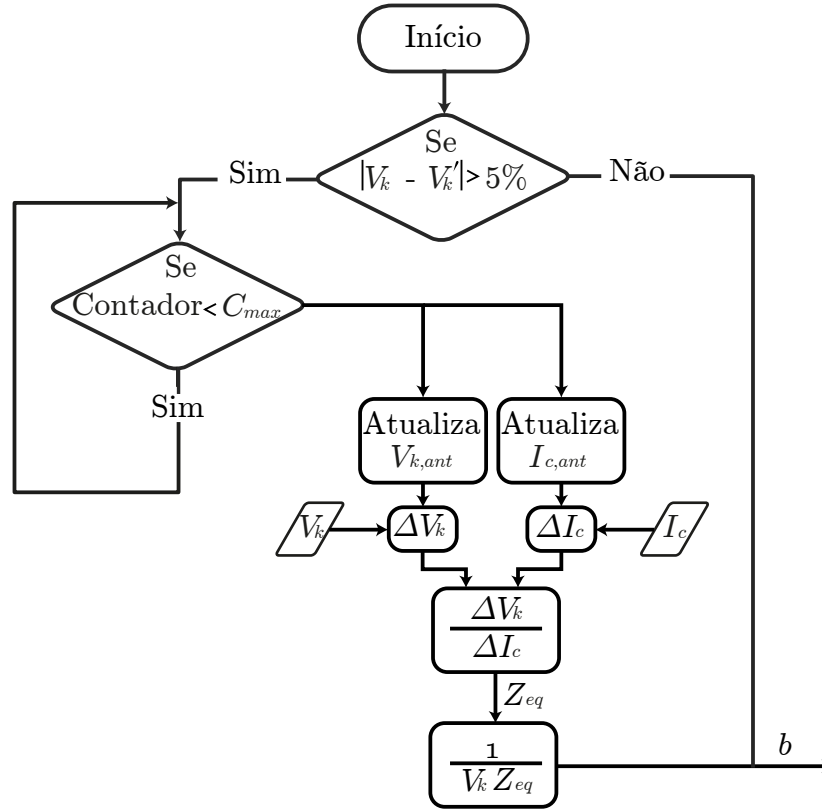
Fonte: (O autor, 2021)

Os contadores na Fig. 4.3 servem para determinar o tempo de *delay* que será utilizado para gravar os valores anteriores, sendo o valor de tempo regulado pelo valor de C_{max} . Após alterar o valor de $\mathbf{I}_c$ é medido o novo valor de V_k e assim pode-se aplicar a Eq. (4.6). No momento em que a corrente injetada manter a tensão V_k dentro da faixa dos 5% o ganho b é mantido até o momento em que a tensão fique fora da faixa, pois todo momento em que a tensão sair da faixa o ganho é recalculado pelo algoritmo. Determinado o valor da inclinação b , o ganho do controle m é calculado por

$$m = b(V_k' - V_k). \quad (4.8)$$

Assim, a corrente de referência i_c^* é definida por

$$i_c^* = m v_f, \quad (4.9)$$

Fig. 4.3 – Algoritmo para calcular o ganho b .

Fonte: (O autor, 2021)

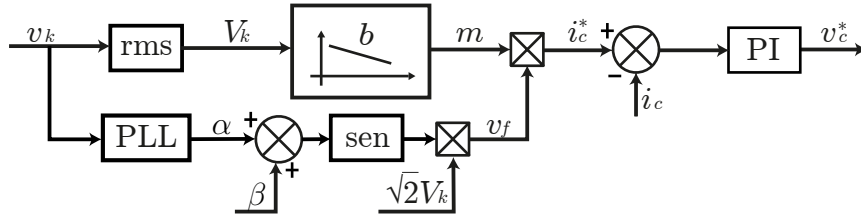
sendo

$$v_f = \sqrt{2}V_k \sin(\alpha + \beta), \quad (4.10)$$

onde: V_k^* é fixado no valor nominal da tensão do PCC; i_c^* é o sinal de referência para gerar a corrente i_c ; v_f é o sinal utilizado gerar um sinal de fase $\beta + \alpha$ de amplitude $\sqrt{2}V_k$. Na Fig. 4.4 é ilustrado o diagrama do controle principal. O controle começa com a medição do valor rms de v_k , o resultado (V_k) é a entrada do bloco de inclinação b que vai determinar a inclinação m , onde é utilizada a Eq. (4.8). No bloco de inclinação b é utilizado o algoritmo explicado anteriormente para realizar as devidas atualizações do valor de b . O ganho m é multiplicado pela senoide v_f que é gerada a partir dos ângulos α , β e pela magnitude $\sqrt{2}V_k$. onde v_c^* é o sinal a ser utilizado na modulação modulação de largura de pulso, *pulse width modulation* (PWM). Na Fig. 4.4 há dois ângulos: α é o ângulo da tensão V_k e o ângulo β que foi adicionado ao controle para ter o controle do fator de potência. Caso $\beta = 0^\circ$ a injeção é apenas de potência ativa, caso seja necessária a injeção de potência reativa, seja ela com a finalidade de corrigir o fator de potência de outro ponto ou apenas injetar potência reativa para ser consumida por alguma carga específica, $\beta \neq 0^\circ$.

Como o controle da unidade de DG opera com o valor *rms*, a constante de tempo do controle necessita ser menor que $1/f$ onde f é a frequência fundamental da rede. O

Fig. 4.4 – Fluxograma do controle.



Fonte: (O autor, 2021)

objetivo do controle $V - I$ é manter a tensão V_k dentro da faixa.

Quando V_k é menor que o limite inferior da histerese, mais potência é injetada na rede pela unidade de DG, e quando V_k passa do limite superior da histerese a potência injetada pela DG é diminuída. É possível na situação em que a tensão está acima do valor recomendado, caso seja necessário, armazenar a potência extra em um banco de baterias. O sinal de k determina o sentido do fluxo de potência. Se o sinal de k é negativo o fluxo de potência flui da rede para unidade de DG, caso contrário o fluxo de potência flui da unidade de DG para a rede. Para casos em que não seja possível consumir a potência excedente da rede pode-se estabelecer o limite que o ganho k só pode ser positivo. No momento em que o ganho for calculado e seu valor for negativo a unidade de DG não vai injetar potência até o momento em que seja necessário corrigir a tensão do PCC.

Em casos de cargas não-lineares, que provocam distorções harmônicas na tensão da rede, isto se torna um problema. Já que a corrente da unidade de DG é gerada a partir do sinal de tensão de V_k , portanto caso a tensão possua distorções a corrente também terá. Isto pode ser resolvido usando filtros para remover a distorção harmônica e k pode ser multiplicada apenas pela componente fundamental e o controle pode ser aplicado nesta condição.

4.2.3 Corrente I_c mínima

O ângulo β é utilizado para ajustar o fator de potência injetado pela unidade de DG. Porém quando o β é alterado a magnitude de I_c precisa mudar para manter a tensão V_k no mesmo nível. Assim, é necessário estimar o valor de β que é correspondente ao menor valor de I_c para corrigir a tensão V_k . Pela Eq. ajuste de tensão (4.3) é calculado a magnitude de V'_k considerando os fasores I_c e Z_{eq} compostos por suas partes reais e imaginárias. Sendo I_c composto por parte real e imaginária assim tem-se as relações

$$\mathbf{I}_c = I_c^r + jI_c^i \quad (4.11)$$

$$I_c^r = I_c \cos(\theta) \quad (4.12)$$

$$I_c^i = I_c \sin(\theta) \quad (4.13)$$

$$I_c^2 = (I_c^r)^2 + (I_c^i)^2, \quad (4.14)$$

da mesma forma para $\mathbf{Z}_{eq}$

$$\mathbf{Z}_{eq} = R_{eq} + jX_{eq} \quad (4.15)$$

$$R_{eq} = Z_{eq} \cos(\phi) \quad (4.16)$$

$$X_{eq} = Z_{eq} \sin(\phi) \quad (4.17)$$

$$Z_{eq}^2 = R_{eq}^2 + X_{eq}^2. \quad (4.18)$$

Substituindo as Eqs. (4.11) e (4.15) na Eq. de ajuste de tensão (4.3)

$$\mathbf{V}_k' = V_k + (R_{eq} + jX_{eq})(I_c^r + jI_c^i) \quad (4.19)$$

$$= V_k + R_{eq}I_c^r - X_{eq}I_c^i + j(R_{eq}I_c^i + X_{eq}I_c^r). \quad (4.20)$$

Logo, o quadrado do módulo de $\mathbf{V}_k^*$ é a soma dos quadros da partes imaginária e real

$$(V_k')^2 = (V_k + R_{eq}I_c^r - X_{eq}I_c^i)^2 + (R_{eq}I_c^i + X_{eq}I_c^r)^2 \quad (4.21)$$

$$\begin{aligned} &= V_k^2 + 2V_k(R_{eq}I_c^r - X_{eq}I_c^i) + (R_{eq}I_c^r)^2 + (X_{eq}I_c^i)^2 + (R_{eq}I_c^i)^2 + \\ &+ (X_{eq}I_c^r)^2 \end{aligned} \quad (4.22)$$

e usando as Eqs. (4.12), (4.13) e (4.14)

$$(V_k')^2 = V_k^2 + 2V_k R_{eq} I_c \cos \theta - 2V_k X_{eq} I_c \sin \theta + R_{eq}^2 ((I_c^r)^2 + (I_c^i)^2) + \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned} &+ X_{eq}^2 ((I_c^r)^2 + (I_c^i)^2) \\ &= V_k^2 + 2V_k I_c (R_{eq} \cos \theta - X_{eq} \sin \theta) + I_c^2 (R_{eq}^2 + X_{eq}^2) \end{aligned} \quad (4.24)$$

substituindo as Eqs. (4.16) e (4.17)

$$(V_k')^2 = V_k^2 + 2V_k I_c Z_{eq} (\cos \theta \cos \phi - \sin \theta \sin \phi) + I_c^2 (R_{eq}^2 + X_{eq}^2) \quad (4.25)$$

$$= V_k^2 + 2V_k I_c Z_{eq} \cos(\theta + \phi) + I_c^2 (R_{eq}^2 + X_{eq}^2). \quad (4.26)$$

Assim, o valor de $(V_k')^2$ é máximo quando o valor do cosseno é igual a um, ou seja, $\theta + \phi = 0$, logo

$$(V'_k)^2 = V_k^2 + 2V_k Z_{eq} I_c + I_c^2 Z_{eq}^2 \quad (4.27)$$

$$I_c^2 Z_{eq}^2 + 2V_k Z_{eq} I_c + ((V_k)^2 - (V'_k)^2) = 0. \quad (4.28)$$

A Eq. (4.28) é uma equação de segundo grau que acontece quando V'_k é máximo. Dessa maneira para encontrar a corrente mínima de I_c para obter o máximo valor de tensão basta resolver a equação Eq. (4.28) utilizando a fórmula de Bhaskara.

$$I_c = \frac{-2V_k Z_{eq} \pm \sqrt{4V_k^2 Z_{eq}^2 - 4Z_{eq}^2 ((V_k)^2 - (V'_k)^2)}}{2Z_{eq}^2} \quad (4.29)$$

$$= \frac{-2Z_{eq} V_k \pm 2Z_{eq} V'_k}{2Z_{eq}^2} \quad (4.30)$$

$$= \frac{-V_k \pm V'_k}{Z_{eq}}. \quad (4.31)$$

Assim, como o valor de V'_k precisa ser sempre positiva já que é o valor da tensão que se deseja obter após a inserção da fonte a corrente I_c é dada por

$$I_c = \frac{V'_k - V_k}{Z_{eq}}. \quad (4.32)$$

A Eq. 4.32 é composta apenas por valores reais, ou seja, a fase de I_c é igual a 0° . Portanto, o controle possui o ponto de maior variação de V_k quando é utilizado o ângulo $\beta = 0^\circ$ e deve ser utilizado de forma diferente apenas quando é necessário injetar potência reativa por algum outro fator que seja imposto.

4.2.4 Impedância equivalente e o teorema de Tellegen

O controle $V - I$ proposto necessita medir a impedância equivalente da rede que relaciona dois circuitos diferentes. Sendo um circuito antes da inserção da unidade de DG e outro após a inserção. A Eq. ajuste de tensão 4.1 relaciona os dois circuitos em uma única equação que fisicamente são diferentes. Então para provar a Eq. ajuste de tensão é utilizado o teorema de Tellegen que relaciona dois circuitos distintos porém com a mesma topologia, que é o caso.

Assim, para comprovar é necessário fazer uma análise do problema pelo teorema de Tellegen e chegar na Eq. de Z_{eq} (4.33) que é uma consequência direta da Eq. ajuste de tensão.

$$|Z_{eq}| = \left| \frac{\Delta V_k}{\Delta I_c} \right|, \quad \Delta I_c \neq 0. \quad (4.33)$$

De acordo com o teorema de Tellengen (2.3.1), [7, 22] o somatório de todas as potências permanecem iguais a zero se as Leis de Kirchoff são satisfeitas. Como o Teor.2.3.1 são válidas para qualquer conjunto de componentes, que contém quaisquer elementos, linear ou não linear, passivo ou ativo, variante ou invariante no tempo, independente de variações de impedância, corrente e tensão, qualquer variável pode ser determinada, contanto que a topologia seja considerada a mesma, que é o caso, logo pode-se aplicar o teorema. Para comprovar a Eq. 4.5 é utilizada a mesma análise feita em [22] a partir de subseção.2.3.1.

A Eq. (2.11) pode ser representada de forma vetorial, onde cada elemento do vetor representa um ponto da rede. Assim

$$\mathbf{v}^T \mathbf{i} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 & \mathbf{V}_2 & \cdots & \mathbf{V}_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \mathbf{I}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{I}_k \end{bmatrix} = 0, \quad (4.34)$$

onde: $\mathbf{v}^T$ é o vetor transposto dos fasores das tensões dos ramos; e $\mathbf{i}$ é o vetor dos fasores das correntes dos ramos. A Eq. 4.34 é interessante por ser válida em circuitos diferentes, porém com a mesma topologia. Porém para este caso necessita-se de uma equação que relacione ambos os circuitos, antes e depois de alguma alteração realizada na rede. Assim, o Teor. 2.3.1 também pode ser expresso por

$$\hat{\mathbf{i}}^T \Delta \mathbf{v} - \hat{\mathbf{v}}^T \Delta \mathbf{i} = 0, \quad (4.35)$$

que é uma equação que relaciona ambos os circuitos, onde: $\Delta \mathbf{v}$ e $\Delta \mathbf{i}$ representa os vetores da variação dos valores complexos de tensão e corrente em todos os ramos entre a rede e a rede adjunta; $\hat{\mathbf{i}}$ e $\hat{\mathbf{v}}$ representa os valores complexos de tensão e corrente de cada ramo da rede adjunta, definindo quais são as possíveis alterações que podem ocorrer mantendo-se a topologia.

Para encontrar a Equação de $\mathbf{Z}_{eq}$ em função das variações de tensão do PCC e da corrente $\mathbf{I}_c$ é utilizada a propriedade da linearidade do operador conjugado na Eq. (4.35) e é aplicada apenas no ponto k . A Eq. (4.36), que é utilizada para essa demonstração, está de acordo com [20],

$$(\overline{\mathbf{I}}_c \Delta \mathbf{V}_k - \mathbf{V}_k \Delta \overline{\mathbf{I}}_c) = 0, \quad (4.36)$$

para encontrar a expressão de $\mathbf{Z}_{eq}$ basta reorganizar e aplicar módulo em ambos os lados

$$\left| \frac{\mathbf{V}_k}{\overline{\mathbf{I}}_c} \right| = \left| \frac{\Delta \mathbf{V}_k}{\Delta \overline{\mathbf{I}}_c} \right|. \quad (4.37)$$

O primeiro membro da equação corresponde justamente ao valor do módulo da impedância Z_{eq} . Portanto, o valor absoluto da impedância equivalente é

$$Z_{eq} = \left| \frac{\Delta \mathbf{V}_k}{\Delta \mathbf{I}_c} \right|, \quad \Delta \mathbf{I}_c \neq 0. \quad (4.38)$$

Comprovando dessa maneira que a impedância Z_{eq} pode ser calculada a partir das informações da rede e da rede adjunta.

4.3 ESTABILIDADE

É de suma importância estabelecer limites para o controle para garantir a estabilidade, funcionamento e implementar limitadores. A unidade de DG possui um limite para a corrente que pode ser injetada, este limite é definido por

$$i_{c,\max} = \frac{E}{|Z_{DG}|} \quad (4.39)$$

onde: $i_{c,\max}$ é a máxima corrente de pico que a unidade de DG pode fornecer; E é a tensão de pico máxima que pode ser fornecida pela unidade de DG, em outras palavras, é a tensão de barramento. Caso o controle calcule i_c^* maior que $i_{c,\max}$ vai ocorrer instabilidade já que tem-se limitação física da corrente que pode ser injetada pela unidade de DG. Assim no controle foi implementado limitadores para que este valor não ultrapasse o limite de $i_{c,\max}$.

5 RESULTADOS

Neste capítulo é realizada as comprovações de toda teoria desenvolvida como também será feito a comparação entre o controle baseado em $P - Q$ e o controle proposto baseado em $V - I$. A configuração da Fig. 5.1 foi utilizada em todos os casos para testes em ambos os controles. Todos os resultados foram realizados pelo Simulink/Matlab®. As linhas utilizadas para os controles $P - Q$ são trifásicas e as linhas para o controle $V - I$ são monofásicas. O controle $V - I$ se aplica também a redes trifásicas. Ambas possuem os mesmos valores de impedância, cargas e outras especificações, sendo a única diferença entre elas o número de fases.

5.1 REDE

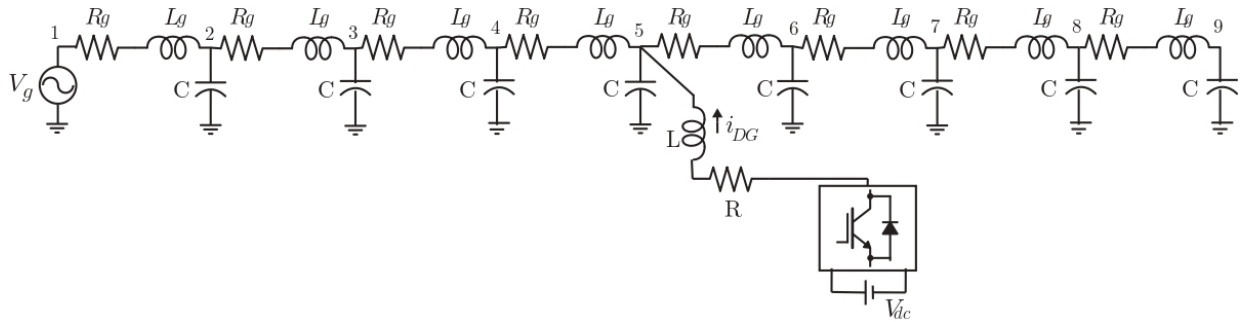
A rede de distribuição foi modelada com ramos RLC simulando as impedâncias entre os pontos de conexão da rede. Tanto a topologia quanto os valores utilizados estão em conformidade com [4]. Os valores de tensão e frequência utilizadas como referência são 220 V e 60 Hz. Em todos os testes foi utilizado a topologia da Fig. 5.1 topologia. Ponto escolhido como PCC foi o ponto número cinco. Toda a análise é feita em cima deste ponto e o objetivo é regular a tensão no ponto cinco da rede. Os valores utilizados na configuração da Fig. 5.1 estão na Tab. 5.1.

Tab. 5.1 – Valores utilizados no esquemático da Fig. 5.1.

Elementos	Valores
R	0,5 Ω
L	0,1 mH
C	100 μF
R_{DG}	1,5 Ω
L_{DG}	15 mH
V_{DG}	650 V

Fonte: (O autor, 2021)

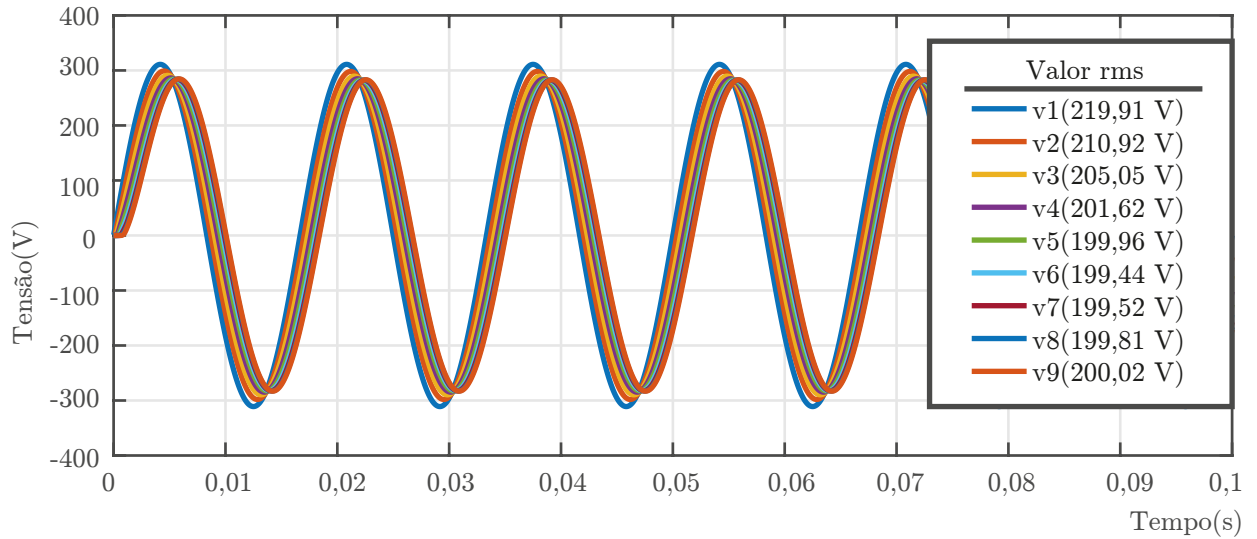
Fig. 5.1 – Configuração da linha de transmissão modelada com ramos RCL com uma fonte V_g representando o barramento infinito.



Fonte: (O autor, 2021)

Ao longo da rede há atenuações e defasamentos decorrentes da impedância entre os pontos. Assim foi listado todos os níveis de tensão de cada um dos pontos na Figura 5.2. Alguns pontos estão dentro da faixa de 5% do valor nominal, conforme [1], enquanto que alguns não estão, isto em uma rede sem cargas e sem qualquer injeção de potência por uma unidade de DG.

Fig. 5.2 – Tensão no tempo de cada ponto da linha.



Fonte: (O autor, 2021)

Na Tab. 5.2 são mostradas as cargas e outras unidades de DG que foram utilizadas nos testes para montar os cenários para teste de cada um dos controladores.

Tab. 5.2 – Cargas e unidades de DG conectadas.

Tempo (s)	Tipo	Valor	Ponto de conexão
0	Unidade de DG	30 A	8
0,4	Resistor	50 Ω	5
0,7	Resistor	50 Ω	5
1,0	Resistor	50 Ω	5
1,2	Resistor	50 Ω	5
1,5	Defasagem	-10°	-
1,6	Resistor	50 Ω	8
1,8	Resistor	50 Ω	8

Fonte: (O autor, 2021)

5.2 COMPROVAÇÃO DAS EQUAÇÕES DO CONTROLE $V - I$

Para a comprovação de que é necessário o cálculo do ganho, foi criado um programa baseado no método de grafos descrito na Sec. 2.2. É calculado a tensão de cada ponto da rede da Fig. 5.1 através do programa e os resultados estão na Eq. 5.1.

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} 220,00 \text{ V} \\ 210,84 \text{ V} \\ 201,90 \text{ V} \\ 201,46 \text{ V} \\ 199,85 \text{ V} \\ 199,42 \text{ V} \\ 199,59 \text{ V} \\ 199,95 \text{ V} \\ 200,19 \text{ V} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

O próximo passo é injetar um valor de corrente arbitrário com a mesma fase do ponto de acoplamento para assim calcular o valor da inclinação b . Os ângulos neste caso podem ser desconsiderados, já que a corrente vai estar em fase com o PCC estando assim na situação otimizada de acordo com a demonstração realizada em 4.2.3.

Neste teste inicial foi escolhido uma corrente de 10 A e utilizando a Eq. 4.38 o módulo da impedância equivalente é

$$|Z_{eq}| = \frac{|V_5 - V_{5,ant}|}{|I_c - I_{c,ant}|} \quad (5.2)$$

$$= \frac{217,08 - 199,85}{10} = 1,72 \quad (5.3)$$

e consequentemente o valor de b é

$$b = \frac{1}{Z_{eq} V_5} = 1 \frac{1}{(1,72)(199,85)} = 0,0029 \quad (5.4)$$

logo a corrente necessária para corrigir a tensão do ponto de acoplamento para o valor desejado é

$$I_{DG}^* = b(V_5' - V_5)V_5 \quad (5.5)$$

$$= 0,0029(220 - 199,85) 199,85 \quad (5.6)$$

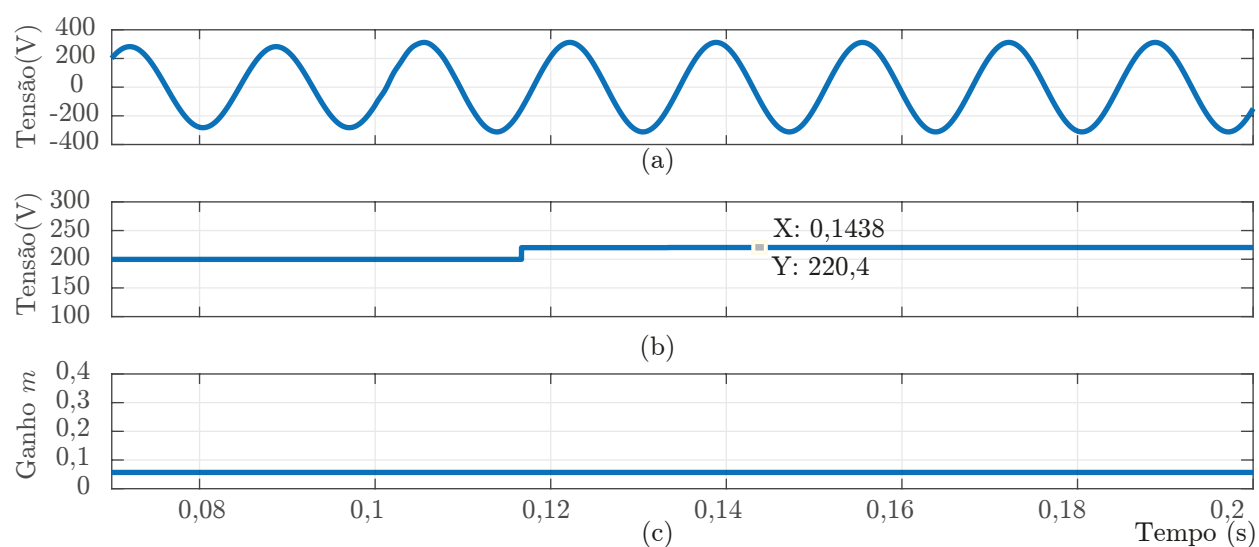
$$= 11,67 \text{ A}. \quad (5.7)$$

A fonte de corrente foi adicionada com o devido valor que foi calculado e o programa foi executado mais uma vez. O resultado das tensões dos pontos da rede estão na Eq. 5.8

$$\mathbf{v}_k = \begin{bmatrix} 220,00 \text{ V} \\ 215,6278 \text{ V} \\ 214,8646 \text{ V} \\ 216,7408 \text{ V} \\ 220,3330 \text{ V} \\ 219,8528 \text{ V} \\ 220,0442 \text{ V} \\ 220,4352 \text{ V} \\ 220,7097 \text{ V} \end{bmatrix}. \quad (5.8)$$

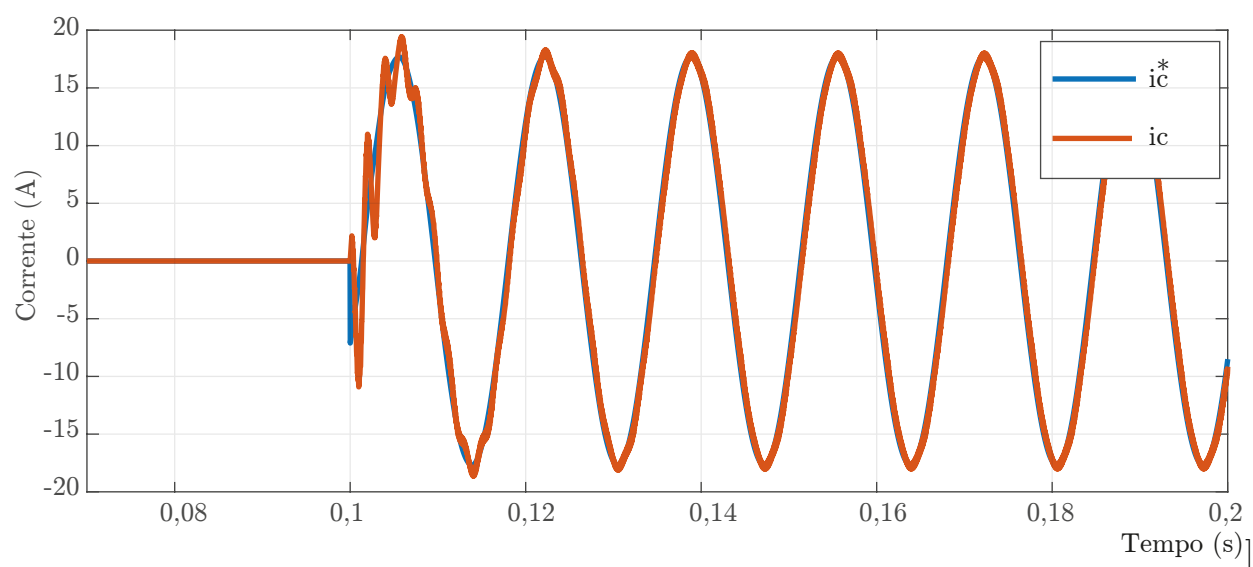
Esta mesma situação foi testada por um simulador diferente(Simulink/Matlab®) e o resultado está na Fig. 5.3. Depois de 0,116 s a unidade de DG injetou a corrente que foi calculada e a tensão eficaz foi restaurada para o valor nominal, V_5 igual a 220 V. Como pode ser visto, o ganho de inclinação foi calculado precisamente, compensando a tensão para o valor de referência. A Fig. 5.4 é a corrente de DG (i_c). Observe uma ressonância pequena no momento da conexão, que é rapidamente minimizada, e a corrente da unidade de DG segue a referência (i_c^*). Na Fig. 5.5 é mostrado todos os valores de tensão da rede antes e depois da atuação da unidade de DG.

Fig. 5.3 – Correção da tensão do ponto de acoplamento: (a) tensão V_5 no tempo; (b) tensão V_5 em rms; (c) Ganho m utilizado.



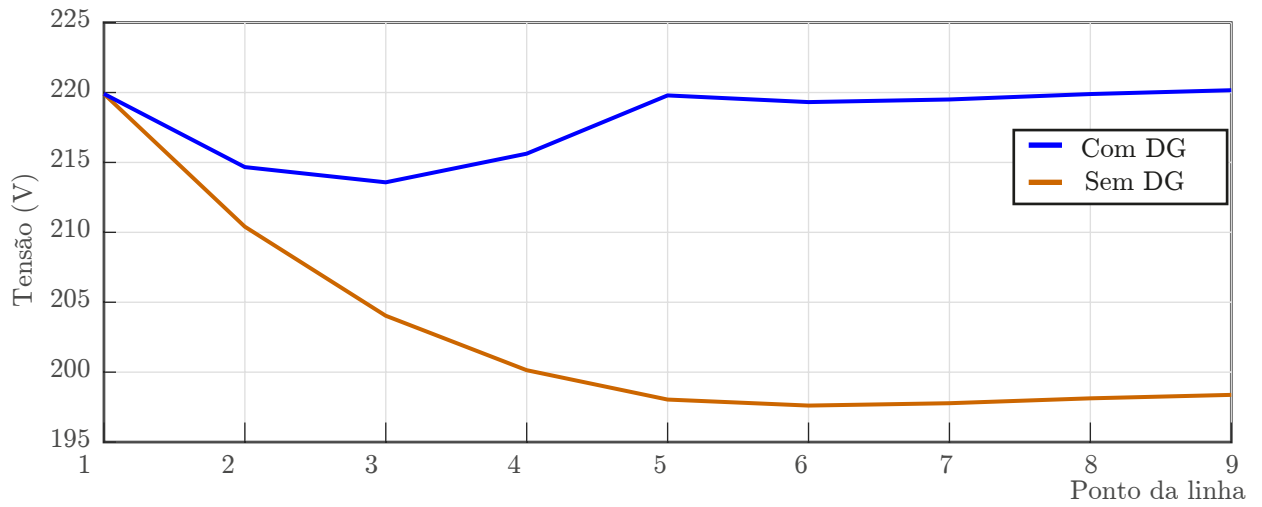
Fonte: (O autor, 2021)

Fig. 5.4 – Comparação entre as correntes calculada e a de referência.



Fonte: (O autor, 2021)

Fig. 5.5 – Tensão rms de cada ponto da linha antes e depois da injeção de potência pela unidade de DG.

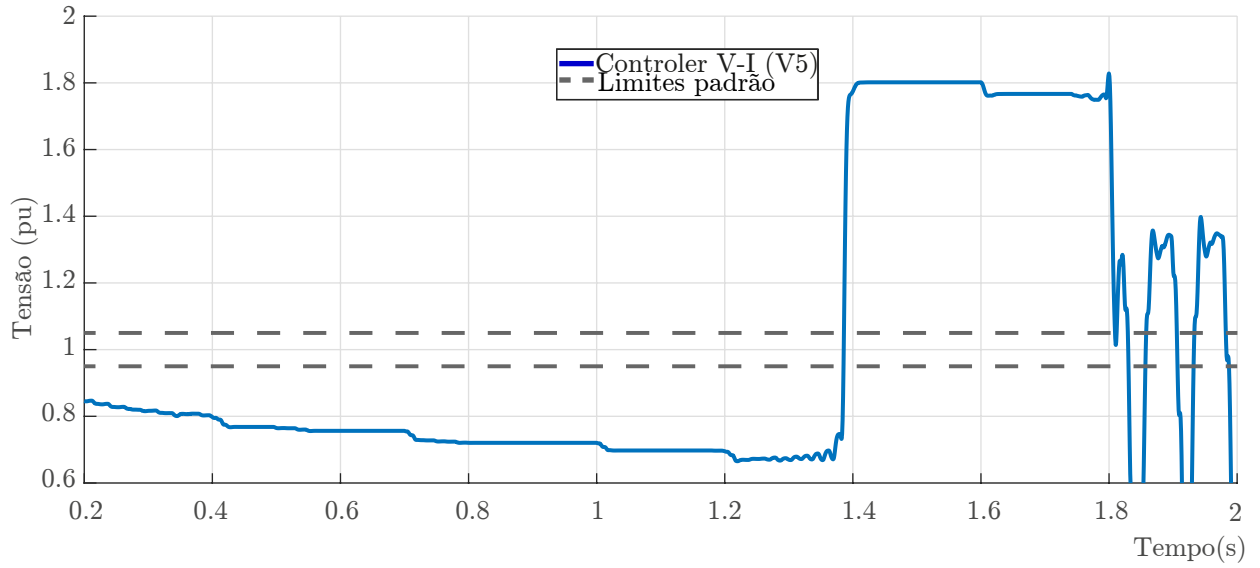


Fonte: (O autor, 2021)

5.3 CONTROLE $V - I$ COM INCLINAÇÃO FIXA

Calculado o valor da inclinação ideal para a rede sem cargas e sem unidades de DG conectadas foi feito um estudo de como o controle se comporta com o valor b fixo. Foram utilizadas cargas resistivas e uma unidade de DG convencional que vão conectadas em pontos da rede de acordo com a Tab. 5.2.

Na Fig. 5.6 está o comportamento da tensão no PCC sob as condições descritas na tabela. No início do gráfico da Fig. 5.6 nota-se que apenas a inserção de uma nova unidade de DG foi suficiente para que o controle de inclinação fixa não corrigisse a tensão do PCC. A medida que são conectadas novas cargas a impedância equivalente varia e assim a inclinação do ganho não é suficiente, mesmo tendo o valor de m variável. Isto demonstra que o controle precisa adaptar a inclinação do ganho conforme a mudança de impedância da rede.

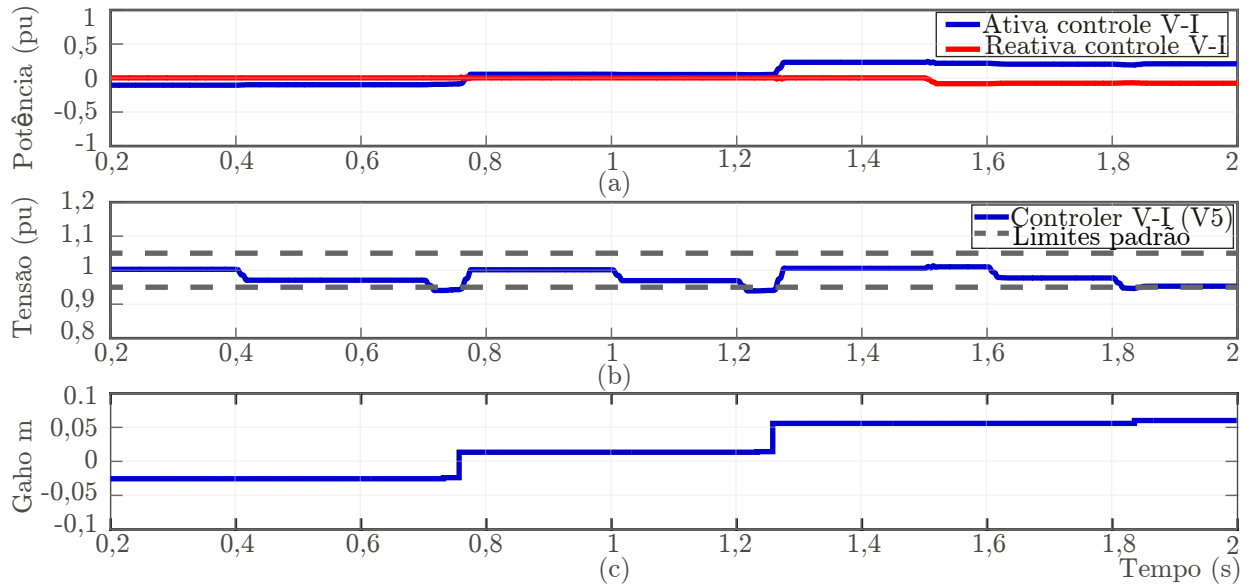
Fig. 5.6 – Tensão eficaz em V_5 e as referências de tensão desejada, com a inclinação b fixa.

Fonte: (O autor, 2021)

5.4 CONTROLE $V - I$ COM INCLINAÇÃO DE GANHO AUTOMÁTICO

Neste teste foram utilizadas as condições da Tab. 5.2, porém neste momento o algoritmo está com ganho automático e vai mudar a cada momento que a tensão do ponto sair da faixa desejada. Na Fig. 5.7 o primeiro momento em que a tensão saiu da faixa foi no tempo 0,7 s o controle reajustou o ganho pelo cálculo da impedância equivalente e conseguiu reajustar V_5 , isto também ocorreu em 1,2 s. Nesta simulação foi colocado um unidade de DG injetando potência no tempo 0 s, provando que o controle é cooperativo. Inicialmente a potência ativa está negativa isto significa que o controle calculou um ganho negativo e a unidade de DG está absorvendo potência para garantir que a tensão V_5 vai estar dentro da faixa. Esta potência absorvida pode ser utilizado para carregar banco de baterias e caso essa possibilidade não exista pode ser implementado limitadores para em casos como esse a unidade de DG seja desconectada.

Fig. 5.7 – Resultado para o controle V-I com ganho automático: (a) potência ativa e reativa da unidade de DG; (b) Comportamento de V_5 ao longo do tempo; (c) ganho de inclinação m .



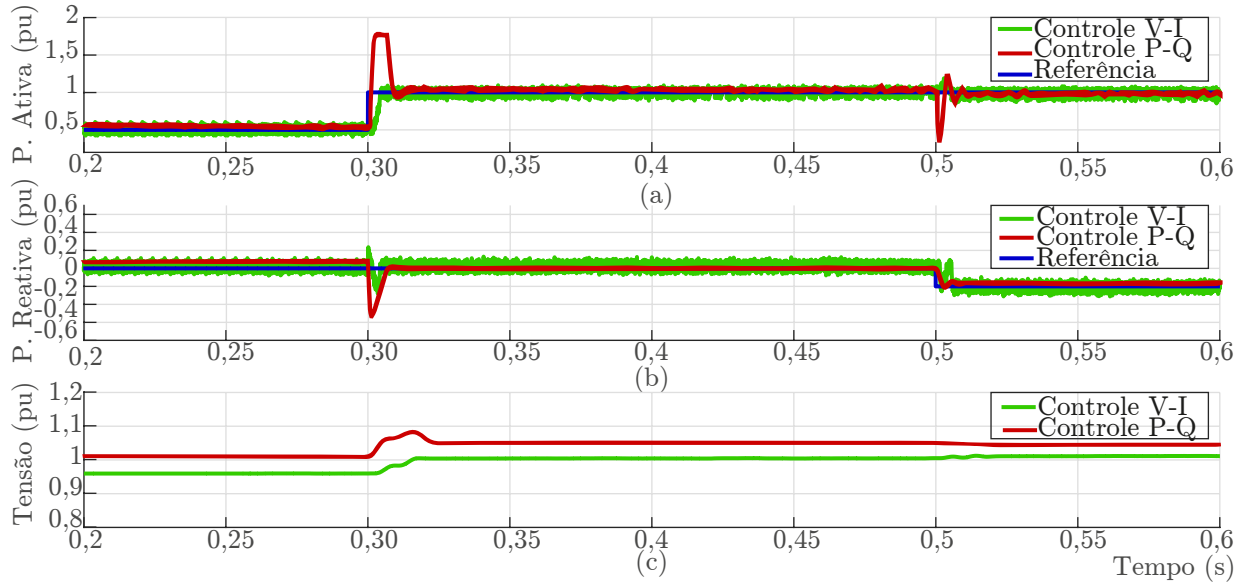
Fonte: (O autor, 2021)

5.5 COMPARAÇÃO ENTRE O $P - Q$ E O CONTROLE $V - I$

Nesta seção é realizada a análise da performance entre os controle $V - I$ e $P - Q$. Ambos foram testados na linha de transmissão da Fig. 5.1. O ponto de acoplamento escolhido foi o $N^{\circ}5$.

O primeiro teste foi realizado para confirmar o desacoplamento entre as equações $P - Q$ através do controle de impedância virtual como também no controle $V - I$, apesar de que o controle não é baseado nas potências. Na Fig. 5.8 está os resultados da resposta de ambos controles sob um degrau na potência ativa e o outro na potência reativa nos respectivos tempos de 0,3 s e 0,5 s.

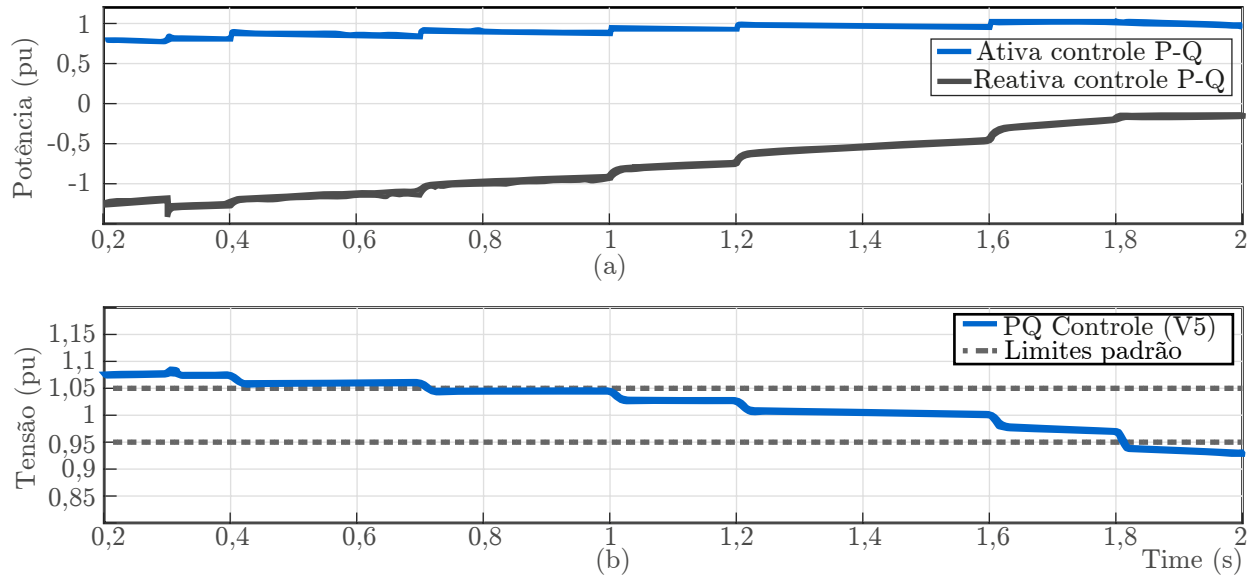
Fig. 5.8 – Resultado do desacoplamento entre P e Q em ambos os controles: (a) potência ativa; (b) potência reativa; (c) tensão V_5 ao longo do tempo.



Fonte: (O autor, 2021)

Na Fig. 5.8 estão os resultados do controle de impedância virtual de acordo com o método descrito em [11]. Pelo gráfico, as variáveis $P - Q$ não estão completamente desacopladas, isto é possível ser concluído em ambos os degraus realizados, quando ocorreu o degrau na potência P a potência reativa mudou alterando assim o valor estacionário, isto também ocorreu no degrau em Q . A resposta transitória foi lenta e apresentou *overshoots* em ambos degraus. Por outro lado, no controle $V - I$ houve uma redução significativa nos *overshoots* e no tempo de resposta para estabilizar nos valores estacionários, como também a influencia entre P e Q é desprezível. Este resultado se deve a forma como cada potência é controlada. O degrau em P é realizado com o aumento da corrente da unidade de DG e o degrau em Q é feito através da desfasagem pelo ângulo β e uma variável não tem influencia na outra, ou seja, são independentes. Assim neste controle é possível gerenciar o fator de potências e quanto de potência é provida das unidades de DG.

Nas Figs. 5.9 e 5.7 estão os comportamentos dos controles $P - Q$ e $V - I$ sob as mesmas condições de variações de carga e outra unidade de DG foi colocada no ponto oito da rede, esta vai injetar uma quantidade fixa de potência durante todo o teste para verificar como o controle funciona com outras unidades de DG.

Fig. 5.9 – Comportamento do controle $P - Q$ sob variação de carga.

Fonte: (O autor, 2021)

Ambos controles começam sob as mesmas condições. O mais importante aspecto é a regulação de tensão no PCC $N^{\circ}5$. No controle de impedância virtual, a tensão começa em um valor acima de 1,05 pu devido a outra unidade de DG conectada no ponto 8. Ao conectar cargas o valor da tensão entra na faixa desejada. Porém, a medida que a carga aumenta o valor de V_5 diminui mesmo com o aumento de potência fornecido pelo unidade de DG. Outro fator também influencia para piorar a situação, quanto mais cargas resistivas são conectadas menor é a relação entre X/R da rede, que torna o desacoplamento pior e assim diminuindo a eficiência do controle baseado em $P - Q$. No controle baseado em $V - I$, os problemas foram resolvidos. O controle conseguiu ajustar a tensão dentro da faixa desejada em todo o tempo de simulação. No início da simulação a unidade de DG consome potência ativa para diminuir a tensão no PCC, esta potência pode ser aproveitada através de um conversor de potência bidirecional para carregar bancos de baterias. Nos tempos 0,7 s e 1,2 s V_5 saiu da faixa desejada devido a uma carga conectada e o controle reajustou a potência da unidade de DG para regular a tensão. Para testar a mudança do fator de potência da unidade de DG foi colocado uma defasagem de 10° em 1,5 s e mesmo com uma carga sendo conectada em 1,8 s, que fez a tensão sair da faixa, o controle reajustou os ganhos e manteve a tensão dentro do ponto de acoplamento mesmo mantendo a defasagem.

5.6 ESTABILIDADE DO CONTROLE V-I

Para os resultados de estabilidade foi utilizado o mesmo cenário de cargas da Tab. 5.2. Porém com intuito de estressar o sistema até o momento da instabilidade foram

adicionadas mais duas cargas no ponto de acoplamento 5, a primeira de 5Ω no tempo 2,6 s e a segunda de 5Ω no tempo 2,9 s. O valor de corrente máxima é determinado pela Eq. (4.39). Portanto a corrente máxima i_{max} é

$$i_{max} = \frac{v_{DGmax}}{|\dot{Z}_{DG}|} \quad (5.9)$$

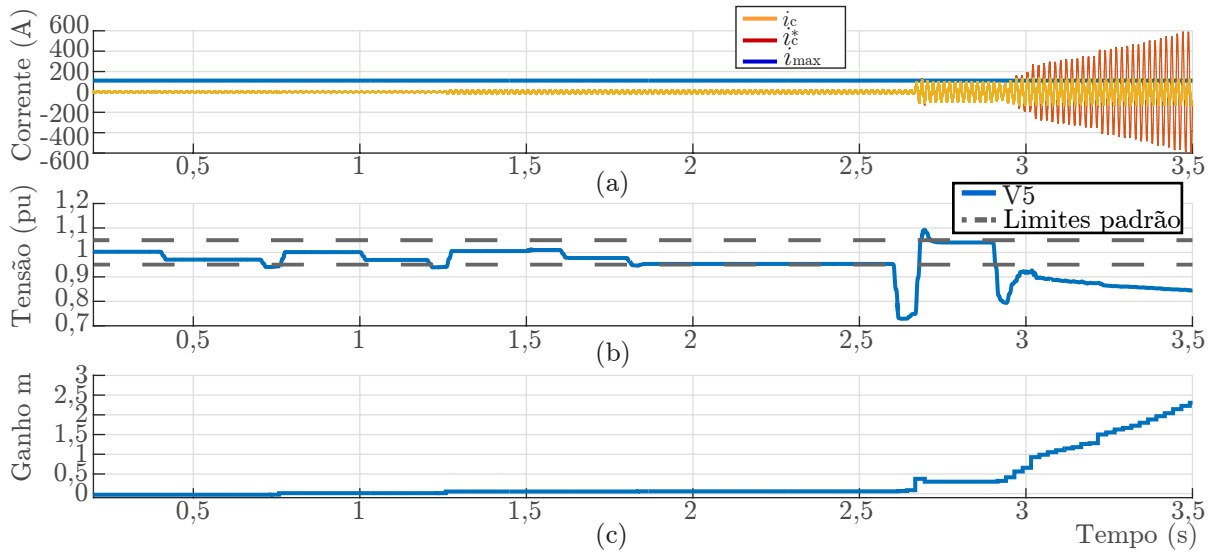
$$= \frac{v_{DGmax}}{\sqrt{R_{DG}^2 + (\omega L)^2}} \quad (5.10)$$

$$= \frac{650}{1,5^2 + (377 \cdot 15m)^2} \quad (5.11)$$

$$\approx 111 \text{ A}. \quad (5.12)$$

Com esse valor é traçado a linha limite para a corrente no gráfico (a) da Fig. 5.10. e no mesmo gráfico é monitorizado as duas correntes em questão: a corrente imposta pelo controle i_c^* e a corrente fornecida pelo inversor i_c . No instante 2,9 s o controle calculou um valor de corrente que passou o limite, como o inversor não tem a capacidade de fornecer a corrente necessária o sistema entrou em instabilidade. A instabilidade é caracterizada tanto pelo crescente valor do ganho m como também pela tensão V_5 não estar estável em um valor dentro da faixa desejada.

Fig. 5.10 – Resultado do teste de estabilidade: (a) Gráfico com as correntes i_c , i_c^* e i_{max} estimado; (b): V_5 ao longo do tempo; (c) ganho m .



Fonte: (O autor, 2021)

Para evitar esse comportamento indesejado de instabilidade é suficiente adicionar limitadores ao ganho m e caso seja passado o valor máximo o m se mantenha no último valor calculado, assim, a tensão V_5 não vai apresentar afundamentos de tensão tão significantes devido a corrente distorcida injetada pela unidade de DG.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposto um controle com ganho automático e foi comparado os resultados com outra estratégia com a intenção de resolver os problemas do controle clássico.

No controle clássico os problemas principais que são: regulação de tensão; desacoplamento entre as equações P e Q e a dependência das características da rede para determinar a impedância virtual ideal. Como a rede sofre mudanças nas suas condições operacionais a impedância virtual precisa mudar conforme muda a relação X/R para assim garantir a máxima eficácia no controle $P - Q$ e é algo que não acontece. Por outro lado, o controle $V - I$ proposto com ajuste de tensão se adapta conforme as mudanças da rede. Através dos testes provou que pode-se controlar as potências de forma desacoplada e regulou a tensão do PCC conforme a necessidade resolvendo assim os problemas do controle $P - Q$.

Conforme os objetivos do trabalho o controle desenvolvido para DG operou sob variações de cargas e com a inserção de outras unidade de DG regulando a tensão do PCC de forma automática.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Alguns pontos do novo controle ainda não foram analisados, assim pode-se listar as seguintes propostas para completar o estudo sobre o novo controle proposto:

- Estudo de compartilhamento de potência;
- Implementar sistemas de proteção para o novo controle proposto;
- Implementação do controle $V - I$ em sistemas trifásicos;
- Análise de estabilidade em uma rede com mais de uma unidade de DG com o controle $V - I$.
- Análise com cargas não lineares;
- Ensaios experimentais;

REFERÊNCIAS

- [1] Ieee draft recommended practice for monitoring electric power quality. *IEEE P1159/D5, December 2018*, pages 1–109, 2018.
- [2] J. Afonso, João and Martins. Qualidade da energia eléctrica. *Robótica : Automação, Controlo, Instrumentação*, pages 66–71, 2004.
- [3] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. Adapa. Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 29(1):136–143, 1993.
- [4] P. . Cheng and T. . Lee. Distributed active filter systems (dafss): A new approach to power system harmonics. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 42(5):1301–1309, Sep. 2006.
- [5] N. L. Díaz, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero. A communication-less distributed control architecture for islanded microgrids with renewable generation and storage. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(3):1922–1939, March 2018.
- [6] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(4):1107–1115, July 2007.
- [7] C. A. Desoer. *Basic circuit theory*. McGraw-Hill, New York, 1969.
- [8] C. S. Gehrke, A. M. N. Lima, and A. C. Oliveira. Smart control for active power generation, voltage level and harmonic content based on photovoltaic generators. In *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 4594–4601, Sep. 2015.
- [9] M. S. Golsorkhi and D. D. C. Lu. A control method for inverter-based islanded microgrids based on v-i droop characteristics. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(3):1196–1204, June 2015.
- [10] J. M. Guerrero, J. Matas, L. Garcia de Vicuna, M. Castilla, and J. Miret. Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 54(2):994–1004, April 2007.
- [11] J. He and Y. W. Li. Analysis, design, and implementation of virtual impedance for power electronics interfaced distributed generation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 47(6):2525–2538, Nov 2011.

- [12] R. S. Kushwah and G. R. Walke. Parallel operation of inverters with droop control of voltage and frequency. In *2018 International Conference on Smart City and Emerging Technology (ICSCET)*, pages 1–5, 2018.
- [13] Y. W. Li and C. Kao. An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(12):2977–2988, Dec 2009.
- [14] B. T. Magalhães, Silva. Análise da influência das distorções. pages 1–6, 2008.
- [15] L. Meng, M. Savaghebi, F. Andrade, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, and M. Graells. Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of aalborg university. In *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, pages 2585–2592, 2015.
- [16] Y. A. I. Mohamed and E. F. El-Saadany. Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 23(6):2806–2816, Nov 2008.
- [17] Morgan Jones. Chapter 3 - dynamic range: Distortion and noise. In Morgan Jones, editor, *Valve Amplifiers (Fourth Edition)*, pages 155 – 237. Newnes, Oxford, fourth edition edition, 2012.
- [18] G. Paulilo. Capítulo I Conceitos gerais sobre qualidade da energia. pages 1–7, 2016.
- [19] G. Paulilo and M. D. Teixeira. Capítulo ii harmônicos – conceitos. *O Setor Elétrico*, 1:34–42, 2013.
- [20] P. Penfield, R. Spence, and S. Duinker. A generalized form of tellegen’s theorem. *IEEE Transactions on Circuit Theory*, 17(3):302–305, 1970.
- [21] M. Prodanovic and T. C. Green. High-quality power generation through distributed control of a power park microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(5):1471–1482, 2006.
- [22] I. Smon, G. Verbic, and F. Gubina. Local voltage-stability index using tellegen’s theorem. pages 1–1, June 2007.
- [23] Y. Sun, X. Hou, J. Yang, H. Han, M. Su, and J. M. Guerrero. New perspectives on droop control in ac microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(7):5741–5745, July 2017.