

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ – UNIOESTE

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**INFLUÊNCIA DO CONTROLE *DROOP* SOBRE O  
PERFIL DE TENSÃO EM UM ALIMENTADOR  
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

JONATHAN RODRIGO PAZDIORA

FOZ DO IGUAÇU

2019



Jonathan Rodrigo Pazdiora

**Influência do Controle *Droop* sobre o Perfil de Tensão  
em um Alimentador com Geração Distribuída**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Romeu Reginatto

Foz do Iguaçu  
2019

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Pazdiora, Jonathan Rodrigo  
Influência do Controle Droop sobre o Perfil de Tensão em um Alimentador com Geração Distribuída / Jonathan Rodrigo Pazdiora; orientador(a), Romeu Reginatto, 2019.  
80 f.


Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2019.

1. Geração Distribuída. 2. Controle Droop de Tensão. 3. Perfil de Tensão. I. Reginatto, Romeu. II. Título.

# **Influência do Controle *Droop* sobre o Perfil de Tensão em um Alimentador com Geração Distribuída**

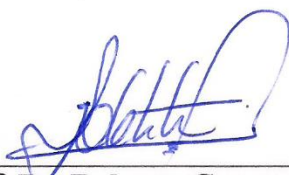
Jonathan Rodrigo Pazdiora

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:  
Data da defesa pública: 13/03/2019



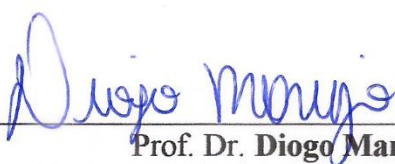
---

**Prof. Dr. Romeu Reginatto** – (Orientador)  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE



---

**Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero**  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE



---

**Prof. Dr. Diogo Marujo**  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR



# Resumo

O aumento de geração de energia elétrica, como a eólica e fotovoltaica, de pequeno porte, inserida nos sistemas de distribuição, tem provocado mudanças consideráveis na forma de operação desses sistemas. Os sistemas de distribuição, tradicionalmente, consideram o fluxo unidirecional de potência, e as estratégias de controle de tensão, através de bancos de capacitores e reguladores de tensão, seguem a mesma premissa. Dessa forma, ao introduzir geradores distribuídos no sistema, os mesmos provocam alterações no perfil de tensão (sub ou sobretensão), constituindo um dos principais impactos técnicos percebidos em regime permanente, sendo necessário avaliar métodos que possam mitigar os efeitos causados pela penetração de novas fontes e formas de geração de energia elétrica. Dentre tais métodos encontra-se o controle *droop* de tensão, que possui potencial para mitigar os efeitos de geradores distribuídos sobre o perfil de tensão, aproveitando principalmente esta funcionalidade em geradores que sejam conectados através de inversores. Para tanto, a presente dissertação de mestrado trata sobre a influência do controle *droop* de tensão para geradores instalados em um alimentador do sistema de distribuição, relacionando seus efeitos com características elétricas usuais e sensibilidade de tensão a injeções de potências ativa e reativa. O estudo é feito a partir da conexão de um gerador distribuído com inversor em um alimentador de distribuição de 13,8kV, 60Hz, considerando o gerador operando com e sem controle *droop*. São analisadas a tensão de regime permanente ao longo do alimentador, a sensibilidade de tensão e o índice de penetração. Os resultados obtidos, através das simulações computacionais realizadas, mostram que o controle *droop* de tensão traz melhorias significativas ao perfil de tensão do alimentador e permitem verificar a influência do mesmo em relação a outras características do sistema, bem como das próprias variáveis de controle. Dessa forma, é possível realizar ajustes que podem resultar em ganhos de qualidade de energia.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída, Controle *Droop* de Tensão, Matriz de Sensibilidade, Controle de Tensão.

# Abstract

The increase in the generation of electric energy, such as wind and photovoltaic, installed in the distribution systems, has caused considerable changes in the way these systems operate. Traditionally, distribution systems consider the unidirectional power flow, and the voltage control strategies, through capacitor banks and voltage regulators, follow the same assumption. Thus, introducing distributed generators in the system causes changes in the voltage profile (sub or overvoltage), establishing one of the main technical impacts in steady state voltage, and making it necessary to evaluate methods that can mitigate the effects caused by the penetration of new sources and forms of electric power generation. The voltage droop control is among these methods, which has the potential to mitigate the effects of distributed generators on the voltage profile, taking advantage of such functionality in generators that are connected through inverters. The present dissertation deal with the influence of voltage droop control for generators installed in a feeder of the distribution system, relating its effects with usual electrical characteristics and voltage sensitivity to both active and reactive power injections. The study is carried out by connecting an inverter based distributed generator to a 13,8kV, 60Hz, distribution feeder, considering the generator operating with and without voltage droop control. The analysis considers the steady state voltage along the feeder, the voltage sensitivity, and the penetration index. The obtained results, through the computational simulations carried out, show that the voltage droop control brings significant improvements to the voltage profile of the feeder. and allows to verify its influence in relation to other characteristics of the system, as well as its control variables. Thus, adjustments can be made that can result in power quality gains.

**Keywords:** Distributed Generation, *Droop* Voltage Control, Sensitivity Matrix, Voltage Control.



*O período de maior ganho em conhecimento e experiência  
é o período mais difícil da vida de alguém.*

Dalai Lama



Dedico este trabalho a todos que acreditam!  
Por aqueles que fazem e/ou fizeram por dias melhores!



# Agradecimentos

Durante esta jornada, muitas pessoas me ajudaram a superar todas as etapas e suas respectivas dificuldades, e das quais o apoio e incentivo me deram ânimo e coragem para continuar esta caminhada.

Agradeço primeiramente à minha família. Aos meus pais, Henrique e Roseli, pela minha vida e por todo suporte e apoio para chegar até aqui. E ao meu irmão, Djiovane, que também sempre esteve ao meu lado.

Um agradecimento especial à Sintia Gabrieli, minha esposa, incentivadora incondicional, fonte interminável de carinho e compreensão, por todo incentivo, por acompanhar de perto meus esforços e pelo conforto com seus gestos de amor e carinho.

Agradeço, de forma especial, ao meu orientador, Prof. Dr. Romeu Reginatto, primeiramente por todo apoio e atenção dedicados. Em igual termo, agradeço também por toda disponibilidade, amizade, conhecimentos repassados e orientação durante todo o mestrado.

Também agradeço ao colega Eng. Me. Thiago Rhode, pela amizade e por todo apoio.

De forma geral a todo o corpo docente e aos colegas discentes do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação – PGEEC da Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE, pela importância merecida, por contribuir com minha formação e por todas as experiências compartilhadas.



# Sumário

<b>Resumo</b>	<b>v</b>
<b>Abstract</b>	<b>vi</b>
<b>Agradecimentos</b>	<b>xi</b>
<b>Sumário</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>xvii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xxi</b>
<b>Lista de Siglas</b>	<b>xxiii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 A Geração Distribuída na Atualidade .....	2
1.2 Qualidade de Energia e Controle de Tensão em Sistemas de Geração Distribuída	5
1.3 Objetivos da Dissertação.....	8
1.3.1 Objetivo Geral .....	8
1.3.2 Objetivos Específicos .....	8
1.4 Estrutura da Dissertação.....	9
<b>2 Controle de Tensão em Sistemas de Geração Distribuída</b>	<b>11</b>
2.1 Topologia dos Sistemas de Distribuição .....	11
2.2 O Controle <i>Droop</i> .....	14
2.3 Teoria do Controle <i>Droop</i> .....	16
2.3.1 Controle <i>Droop</i> Convencional .....	16
2.3.2 Efeitos sobre o <i>Droop</i> em Redes com Característica Reativa.....	19

2.3.3	Efeitos sobre o <i>Droop</i> em Redes com Característica Resistiva .....	23
2.4	Modelagem do Controle <i>Droop</i> de Tensão .....	25
2.5	Matrizes de Sensibilidade e Jacobiana .....	28
2.5.1	Matriz Jacobiana .....	28
2.5.2	Matriz de Sensibilidade .....	29
2.5.3	Aplicação das Matrizes e suas Propriedades .....	30
2.6	Comentários do Capítulo .....	33
<b>3</b>	<b>Metodologia de Análise do Sistema com Controle <i>Droop</i> de Tensão</b> .....	<b>35</b>
3.1	Alimentador de 30 Nós para Estudo do Controle <i>Droop</i> .....	35
3.2	Indicadores e Fatores de Análise .....	38
3.2.1	Perfil de Tensão .....	39
3.2.2	Tensão de Referência para o Controle <i>Droop</i> .....	41
3.2.3	Matriz de Sensibilidade de Tensão .....	41
3.2.4	Índice de Penetração de GDIs .....	43
3.2.5	Múltiplos Geradores com Controle <i>Droop</i> .....	44
3.3	Comentários do Capítulo .....	44
<b>4</b>	<b>Resultados da Influência do Controle <i>Droop</i> de Tensão</b> .....	<b>45</b>
4.1	Influência Sobre o Perfil de Tensão .....	46
4.1.1	Efeito da Tensão de Referência no Controle <i>Droop</i> de Tensão .....	54
4.1.2	Efeito da Constante de <i>Droop</i> ( $R$ ) .....	56
4.2	Análise Baseada na Matriz de Sensibilidade .....	57
4.2.1	Sensibilidade Média por Nó de Conexão .....	60
4.3	Efeito do Controle <i>Droop</i> Sobre o Índice de Penetração .....	63
4.4	Efeito do Controle <i>Droop</i> em Múltiplos Geradores .....	66



4.5	Comentários do Capítulo .....	67
<b>5</b>	<b>Conclusão</b>	<b>69</b>
5.1	Sugestões para Trabalhos Futuros .....	70
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>71</b>
<b>A</b>	<b>Parâmetros do Alimentador de 30 Nós</b>	<b>77</b>
<b>B</b>	<b>Potência Utilizada nos GDIs</b>	<b>79</b>



# Lista de Figuras

Figura 1.1:	Evolução da capacidade de potência instalada de GD no Brasil. ....	3
Figura 1.2:	Evolução do número de conexões de GD no Brasil.....	5
Figura 2.1:	Diagrama de blocos simplificado do controle de velocidade de um gerador com turbina hidráulica. ....	17
Figura 2.2:	Curva de <i>droop</i> convencional. ....	18
Figura 2.3:	Divisão de potência/geração em função do <i>droop</i> . ....	18
Figura 2.4:	Circuito equivalente de geradores conectados em um SGD.....	19
Figura 2.5:	Diagrama de fases do circuito equivalente do SGD.....	19
Figura 2.6:	Influência do ângulo $\delta$ e da tensão $V_1$ nas potências $P$ e $Q$ para linha indutiva. ....	21
Figura 2.7:	Curvas de <i>droop</i> $P - \omega$ e $Q - V$ .....	23
Figura 2.8:	Influência do ângulo $\delta$ e da tensão $V_1$ nas potências $P$ e $Q$ para linha resistiva. ....	24
Figura 2.9:	Curvas de <i>droop</i> resistivo, $P - V$ e $Q - \omega$ .....	25
Figura 2.10:	Característica do controle <i>droop</i> de tensão.....	26
Figura 2.11:	Característica do controle <i>droop</i> de tensão.....	27
Figura 3.1:	Alimentador de 32 nós.....	36
Figura 3.2:	Diagrama unifilar da rede de distribuição utilizada (30 nós). ....	37
Figura 3.3:	Representação da estrutura de iteração entre os softwares.....	38
Figura 3.4:	Perfil de tensão base do alimentador.....	40
Figura 4.1:	Perfil de tensão no alimentador para casos com e sem controle <i>droop</i> de tensão, nó de conexão 804.....	47

Figura 4.2:	Perfil de tensão para casos com e sem controle <i>droop</i> de tensão, nó de conexão 807.....	48
Figura 4.3:	Média aritmética de tensões nodais do alimentador por nó de conexão do GDI.....	48
Figura 4.4:	Tensão média do alimentador por nó de conexão do GD (ordem de nós X/R decrescente).....	49
Figura 4.5:	Tensão no nó de conexão do GD.....	51
Figura 4.6:	Média de tensão por nó de conexão, potências modificadas (X/R).....	53
Figura 4.7:	Tensão por nó de conexão, potências modificadas (X/R).....	53
Figura 4.8:	Perfil de tensão para diferentes valores de <i>VREF</i> , GDI no nó 801.....	54
Figura 4.9:	Perfil de tensão para diferentes valores de <i>VREF</i> , GDI no nó 806.....	55
Figura 4.10:	Perfil de tensão para diferentes valores de <i>VREF</i> , GDI no nó 905.....	55
Figura 4.11:	Perfil de tensão para diferentes valores de <i>VREF</i> , GDI no nó 909.....	56
Figura 4.12:	Efeito da constante de <i>droop</i> no perfil de tensão, GDI no nó 909.....	56
Figura 4.13:	Efeito da constante de <i>droop</i> no perfil de tensão, GDI no nó 909.....	57
Figura 4.14:	Matriz de sensibilidade base (V/P) do alimentador.....	57
Figura 4.15:	Matriz de sensibilidade base (V/Q) do alimentador.....	58
Figura 4.16:	Matriz de sensibilidade V/P do alimentador com GDI com controle <i>droop</i> de 1MW conectado ao nó 805.....	59
Figura 4.17:	Matriz de sensibilidade V/Q do alimentador com GD- <i>droop</i> de 1MW no nó 805.....	59
Figura 4.18:	Sensibilidade média de tensão para variações de potência com gerador <i>droop</i> .....	61
Figura 4.19:	Sensibilidade média de tensão para variações de potência ativa.....	61
Figura 4.20:	Sensibilidade média de tensão para variações de potência ativa, incluído caso de GDI com <i>droop</i> .....	62
Figura 4.21:	Sensibilidade média de tensão para variações de potência, todos casos considerados.....	62

Figura 4.22:	Limite de variação de potência (kW) entre <i>droop</i> e FP=1 para GDI na barra 801.....	64
Figura 4.23:	Variação percentual de limite de geração e carga entre <i>droop</i> e FP=1 para GDI na barra 801.....	64
Figura 4.24:	Limite de variação de potência (kW) entre <i>droop</i> e FP=1 para GDI na barra 806.....	65
Figura 4.25:	Variação percentual de limite de geração e carga entre <i>droop</i> e FP=1 para GD na barra 806.....	65
Figura 4.26:	Perfil de tensão com vários GDI com controle <i>droop</i> .....	66
Figura 4.27:	Perfil de tensão com GDI nos nós 909 e 911.....	67
Figura 4.28:	Perfil de tensão com GDI nos nós 601, 909 e 911.....	67



# Lista de Tabelas

Tabela 1.1:	Matriz de capacidade instalada e evolução por fonte de GD no Brasil.....	3
Tabela 1.2:	Matriz de capacidade instalada do Brasil. ....	4
Tabela 2.1:	Valores típicos de impedância de linha. ....	21
Tabela 3.1:	Indicadores e respectivos Fatores de Análise. ....	39
Tabela 3.2:	Nós do alimentador ordenados pela relação X/R.....	41
Tabela 4.1:	Relação X/R dos nós do alimentador. ....	50
Tabela 4.2:	Potência estipulada por nó de conexão.....	52
Tabela A.1:	Dados das Cargas .....	77
Tabela A.2:	Dados das Linhas .....	78
Tabela A.3:	Dados dos Transformadores .....	78
Tabela A.4:	Dados dos elementos <i>shunt</i> .....	78
Tabela B.1:	Percentual de potência equivalente a $S_{SC}$ para a tensão no nó de conexão atingir 1pu de tensão.....	80





# Lista de Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
CA	Corrente Alternada
DER	<i>Distributed Energy Resource</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DNO	<i>Distributed Network Operator</i>
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FP	Fator de Potência
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GDI	Gerador Distribuído com Inversor
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MT	Média Tensão
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
PCC	Ponto de Conexão ou Acoplamento Comum
P&O	<i>Perturb-and-Observe</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RDEE	Rede de Distribuição de Energia Elétrica
RED	Recurso de Energia Distribuído
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SGD	Sistema de Geração Distribuída
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFV	Unidade/Central Geradora Fotovoltaica
UG	Unidade Geradora
X/R	Relação entre a Reatância e a Resistência Elétrica

# Capítulo 1

## Introdução

Nos últimos anos houve uma crescente busca por alternativas de geração de energia elétrica, preferencialmente renováveis, como opção ao uso de fontes majoritariamente de origem fóssil para o suprimento energético global. A preocupação e consciência global quanto às questões ambientais têm sido grande fomentador desse processo de transição que ocorre no meio energético.

Instituições governamentais, técnicas, ambientais e econômicas têm desempenhado esforços em acompanhar e estimular, mas também em regulamentar e desenvolver ferramentas e métodos efetivos para que essa tendência melhor se adeque ao contexto existente. Um termo que tem ganhado destaque nesse processo é a Geração Distribuída (GD) de energia elétrica.

Os Sistemas de Geração Distribuída (SGDs) são normalmente caracterizados pela geração descentralizada de energia, com geradores inseridos no que é convencionalmente definido por Rede de Distribuição de Energia Elétrica (RDEE), que é o conjunto de estruturas, utilidades, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, utilizados para a distribuição da energia elétrica, operando em baixa, média e/ou alta tensão de distribuição.

Conforme destaca (Ackermann, 2005), a GD pode ser definida como "fontes de potência conectadas diretamente à rede de distribuição ou nas instalações do consumidor", podendo ser utilizadas diversas fontes primárias para obtenção de potência elétrica: eólica, solar, biomassa, dentre outras; em geral, fontes renováveis de energia.

Conforme a ANEEL (2012), toda geração de energia elétrica conectada diretamente em sistemas de distribuição, resultante ou não de fontes renováveis de energia, é considerada como geração distribuída (GD). No Brasil, micro e minigeração têm grande potencial para evoluir em termos de produção energética, haja vista que o vasto território e a grande disponibilidade de recursos (sol, ventos, água, etc.) favorecem este potencial, principalmente no caso da geração solar fotovoltaica (INPE, Pereira, Martins, de Abreu, & Rüther, 2006).

A nomenclatura desse tipo de geração de energia varia, podendo ser encontrada na literatura como geração distribuída (*distributed generation*), geração dispersa (*dispersed generation*), geração embutida (*embedded generation*) ou ainda, energia descentralizada (*descentralized energy*) (Guedes, 2006).

Autores como (Mariam, Basu, & Conlon, 2016) e (Hatzargyriou, 2006), comentam que além de poder reduzir a poluição ambiental e o aquecimento global através da utilização de fontes renováveis, os SGDs proporcionam vantagens e qualidades tais como: maior confiabilidade e atendimento aos requisitos locais, menor perda de suprimento, eficiência de geração aumentada, redução de perdas no alimentador e, em alguns casos, capacidade de fornecer energia ininterrupta e suporte ou correção de tensão local.

Sistemas baseados em GD podem ser equipados com interfaces adequadas de controle para garantir a flexibilidade para operar como um único sistema agregado, mantendo a qualidade de energia (Kaur, Kaushal, & Basak, 2016). Dessa forma, permite inclusive, que sejam implementados sistemas supervisórios centrais de controle e que, por conseguinte, tornariam o funcionamento dos sistemas de GD ainda mais robustos e confiáveis.

Nos últimos anos houve forte crescimento de geradores distribuídos conectados por inversor de frequência (GDIs) e, mais especificamente, de usinas fotovoltaicas (FV). O alto grau de penetração de tais fontes requer uma revisão completa das práticas existentes de operação dos sistemas de distribuição. De fato, esses geradores, dependendo de suas características específicas e localização, afetam significativamente o perfil de tensão, as perdas de rede e os níveis de falha (Cagnano & De Tuglie, 2015; González et al., 2007; Gross, Bogensperger, & Thyr, 1997; Hernández, Medina, & Jurado, 2008).

## **1.1 A Geração Distribuída na Atualidade**

Indicadores globais e nacionais mostram um expressivo crescimento na geração de energia elétrica por geradores distribuídos nos últimos anos. Conforme (Power, 2018), até o ano 2022 há uma projeção de que a geração fotovoltaica por si só, chegue ao valor de 1 TW (um terawatt) de potência global instalada, o que representaria cerca de 4% da produção global, frente a patamares de mais de 60% provenientes de origem fóssil nos dias atuais.

No Brasil, por exemplo, a capacidade instalada de GD tem apresentado crescimento constante e evolutivo, ou seja, segue uma tendência exponencial de crescimento. Desde que a ANEEL passou a registrar os dados sobre a GD individualmente, tem sido registrada uma evolução na faixa de 150 a 200% por ano na capacidade instalada desse tipo de geração. Conforme pode ser verificado na Tabela 1.1 e Figura 1.1, em menos de dois anos a GD passou de 0,05% de representação na matriz energética nacional para mais de 0,3%, ou seja, enquanto a matriz brasileira cresce, como um todo, a uma taxa de cerca de 4,5% ao ano, a GD cresce a quase 200% ao ano, e por isso chega a representar uma parcela de quase 20% do crescimento geral.

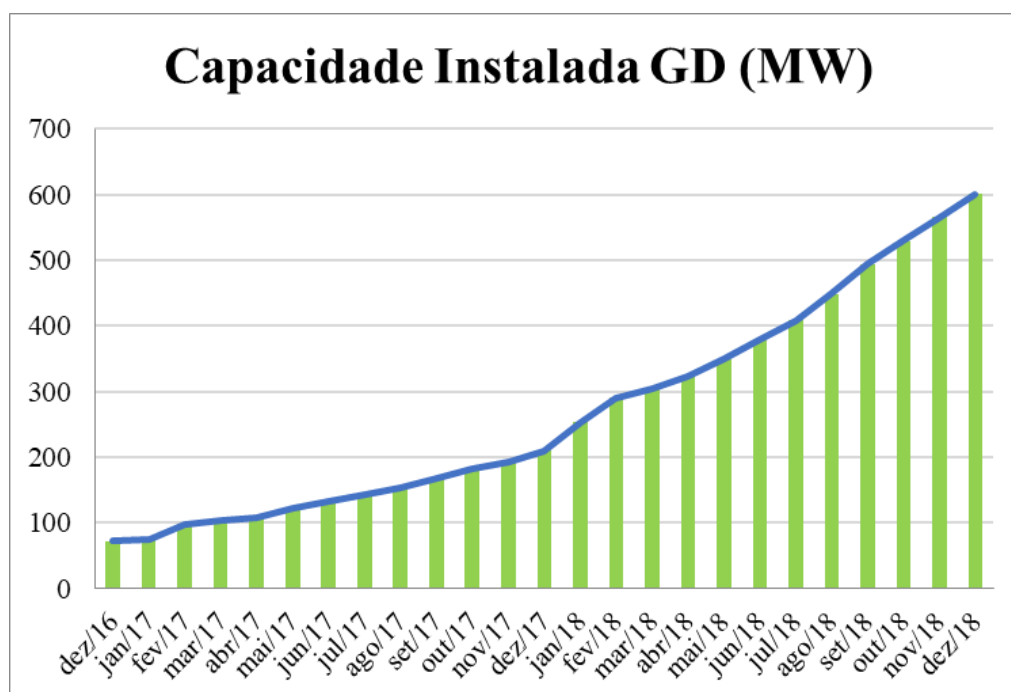
Complementarmente, a FGV Energia, em boletim do setor energético (FGV, 2018) divulgou que a GD tem apresentado crescimento expressivo (da ordem de 7,5% ao mês), em avaliação anual há um crescimento de cerca de 180%, o que revela uma expansão significativa deste mercado no Brasil. Ainda completa que em setembro de 2018, o setor elétrico brasileiro atingiu o valor global de 512,5 MW de capacidade instalada nos sistemas de micro e

minigeração distribuída de energia (MMGD), sendo 81,1% desta geração de origem solar fotovoltaica, 10,2% de pequenas centrais hidrelétricas, 6,8% de participação térmica e 2,0% de geração eólica. A Tabela 1.2, com dados do (MME, 2018), complementa as informações descritas anteriormente.

**Tabela 1.1:** Matriz de capacidade instalada e evolução por fonte de GD no Brasil.

Fonte	Dezembro de 2018			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2017 - Dez/2018
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (GW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.403	104,195	63,8%	3,9%
Térmica	3.138	42,550	26,0%	-3,0%
Eólica	642	14,401	8,8%	17,1%
Solar	51.201	2,296	1,4%	109,3%
Capacidade Total sem GD	7.211	162,840	99,6%	3,5%
Geração Distribuída	49.173	0,601	0,4%	186,0%
Capacidade Total (Brasil)	56.384	163,441	100%	3,7%

Fonte: Adaptado de (MME, 2018).



**Figura 1.1:** Evolução da capacidade de potência instalada de GD no Brasil.

Fonte: Adaptado de (MME, 2018).

**Tabela 1.2:** Matriz de capacidade instalada do Brasil.

<b>Tipo de Geração por Fonte</b>	<b>Capacidade Instalada (GW)</b>	<b>Capacidade GD (GW)</b>	<b>Porcentagem de GD por Fonte</b>	<b>Porcentagem sobre Total GD</b>
Hidráulica	130,623	0,056	0,043%	9,89%
Térmica	42,306	0,035	0,083%	6,18%
Eólica	13,744	0,01	0,073%	1,77%
Solar	2,078	0,456	21,944%	80,57%
Capacidade Total sem GD	161,185	0	0%	0%
Geração Distribuída	0,566	0,566	100%	100%

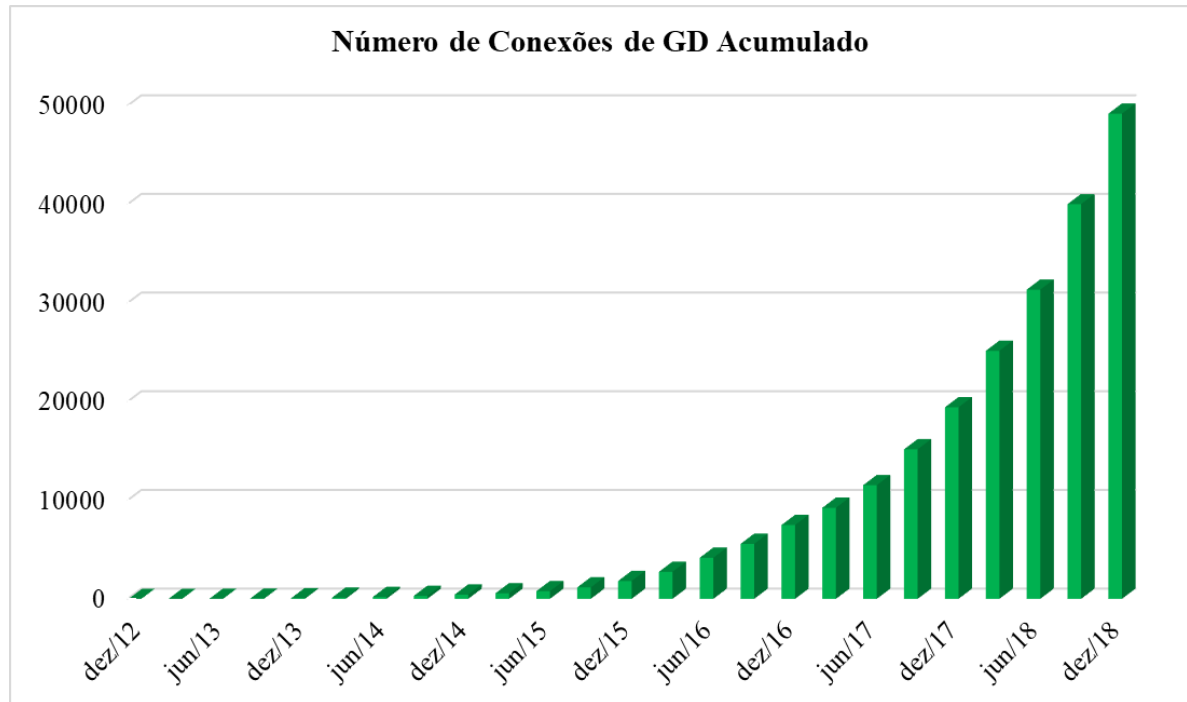
Fonte: Adaptado de (MME, 2018)

Um dos principais marcos para a expansão dos mercados de geração distribuída, no âmbito do sistema elétrico brasileiro, foram as Resoluções Normativas nº 482 e 687, de 2012 e 2015, respectivamente (ANEEL, 2012, 2015). Estas resoluções estabelecem principalmente as condições gerais para o acesso de mini e microgeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). Estas medidas também incentivam a produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis utilizando SGD (Sistema de Geração Distribuída), uma vez que promovem a compensação financeira pelo excedente de energia elétrica produzida e injetada no SEP (Sistema Elétrico de Potência).

Conforme dados da ANEEL (ANEEL, 2018), em fevereiro de 2019, a capacidade instalada de geração distribuída no Brasil ultrapassou 700 MW, dos quais, 604 MW provêm de UFV (Central Geradora Fotovoltaica) e são formados por cerca de quase 58 mil unidades. Ou seja, em sua grande maioria, a GD no Brasil se caracteriza por fontes (unidades consumidoras com GD-UFV) de, em média, 10 kW de potência instalada.

A partir dos dados apresentados na figura e tabelas anteriores, pode-se observar que o uso de fontes renováveis e alternativas para geração de energia têm aumentado, sobretudo a geração solar fotovoltaica nos casos de micro e minigeração, até 75 kW e entre 75 kW e 5 MW (3 MW para fonte hídrica), respectivamente. Na Figura 1.2 é possível observar a evolução da quantidade de conexões de GD no Brasil desde dezembro de 2012, ilustrando a evolução exponencial do setor.

Ainda conforme notícia da agência Ambiente Energia (2018), “a geração distribuída traz empoderamento e mais liberdade ao consumidor, democratizando acesso às energias renováveis, através de novos modelos de negócio”, e desta forma, tornando-se ainda mais atrativa ao consumidor, que amplia cada vez mais os desejos por gerar sua própria energia, contribuindo para o exponencial crescimento observado nos últimos anos no setor.



**Figura 1.2:** Evolução do número de conexões de GD no Brasil.

Fonte: Adaptado de (Medium, 2016) e (MME, 2018).

## 1.2 Qualidade de Energia e Controle de Tensão em Sistemas de Geração Distribuída

Nos últimos anos, grandes mudanças tecnológicas e processos de reestruturação começaram a acontecer na indústria de energia devido à desregulamentação. Isso envolve a transição de redes de transmissão e distribuição altamente passivas para uma gestão mais ativa, facilitando fluxos bidirecionais de energia e a introdução de unidades de GD de pequena capacidade, mesmo localizadas em instalações de usuários finais.

Este novo cenário demanda por iniciativas de pesquisas destinadas a investigar estratégias de controle e coordenação de área ampla para garantir o despacho seguro e econômico da energia (Blaabjerg, Teodorescu, Liserre, & Timbus, 2006). Conseqüentemente, as pesquisas sobre a GD atraem um interesse crescente e avanços têm sido alcançados nos últimos anos.

Vários aspectos da GD foram identificados e discutidos em profundidade na literatura recente. Entre estes, os fenômenos de sobretensão/subtensão (Kojovic, 2002), que podem ocorrer em diferentes nós da rede de distribuição devido à incorporação de GD na rede de distribuição, e tal cenário é de interesse neste trabalho. Na sequência são relatados alguns desses casos presentes na literatura.

Os sistemas de distribuição geralmente são projetados para operar radialmente sem qualquer geração conectada nas redes ou nos locais dos clientes/consumidores. A introdução

de geradores distribuídos pode afetar significativamente os fluxos de potência e tensões, e deteriorar a eficácia dos sistemas de regulação de tensão tradicionais, encarregados de lidar com variações de carga e eventos adversos.

Um dos principais desafios da introdução de geradores no sistema de distribuição e o impacto sobre a qualidade de energia elétrica (QEE), como: perfil de tensão em regime permanente e dinâmico; estabilidade, magnitude e transitórios de tensão; carregamento e reversão de fluxos de transformadores e condutores; perdas elétricas; coordenação e seletividade dos sistemas de proteção; correntes de curto-circuito, distorção harmônica, ferro-ressonância e confiabilidade (Jenkins, Ron, Crossley, Kirschen, & Strbac, 2000) (Trichakis, Taylor, Lyons, & Hair, 2008). Dentre tais, um dos mais significativos, especialmente no caso de geradores conectados na rede secundária, é a elevação do perfil de tensão em regime permanente (Masters, 2002).

A expansão da GD não deve basear-se somente na busca de melhores custos de produção ou por uma diminuição dos impactos ambientais através da utilização de fontes renováveis, mas também a partir de estudos que venham a garantir a confiabilidade, qualidade e estabilidade da operação do sistema (Marques, Morán, Abreu, Slva, & Freitas, 2004).

Outro fator que contribui com a transformação dos sistemas de distribuição, é o aumento do nível de automação devido à maior disponibilidade de equipamentos de controle e monitoramento de rede através de sistemas de gerenciamento de dados e comunicação. Os sistemas integrados SCADA/DMS (em inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition/Distribution Management System*) desempenham as funções de supervisão, controle, otimização e gerenciamento de sistemas de distribuição (EPRI, 2012). No entanto, a tecnologia SCADA/DMS encontra-se ainda em estágio de implantação. Muitas empresas têm desenvolvido projetos-piloto para testar e melhorar as tecnologias a serem implantadas em larga escala (EPRI, 2012). As funções desempenhadas pelo DMS são fundamentais para os sistemas modernos de distribuição de energia elétrica e para o avanço das redes inteligentes. Entre as principais funções potencialmente presentes nesses sistemas, têm-se: (a) controle de tensão e de potência reativa; (b) detecção e localização de defeitos; (c) combate a perdas não técnicas; e (d) estimação de estados. Nos futuros DMSs, uma elevada quantidade de dados e medições da rede estará disponível devido à inserção dos medidores eletrônicos e sua respectiva integração com os sistemas SCADA. No contexto nacional, até o ano de 2025, estima-se que haverá cerca de 49 milhões de medidores eletrônicos instalados (ABESCO, 2016). Isso levará a um aumento considerável na quantidade de informação que possivelmente estará disponível nos centros de controle das concessionárias brasileiras.

O controle de tensão em sistemas de GD, através de potências ativa e reativa, é tema de pesquisa explorado há algum tempo. Várias estratégias e ferramentas já foram verificadas, como por exemplo a metodologia utilizando o relação tradicional de *droop* em sistemas de transmissão/alta tensão, que relaciona potência reativa e tensão ( $Q - V$ ), tendo utilizado geradores síncronos como base para as simulações (Engler, 2005).



A alta penetração de sistemas fotovoltaicos (FV) em redes de distribuição tem gerado novos desafios, tais como o fluxo de potência reverso e o aumento ou diminuição de tensões nodais. Como possível solução para esses problemas sobre o perfil de tensão, tem sido proposta, por códigos de rede na literatura, a contribuição de energia reativa por parte dos próprios sistemas fotovoltaicos (Samadi, Shayesteh, Eriksson, Rawn, & Söder, 2014).

Alguns trabalhos sugerem métodos de controle que permitem gerenciar de forma mais adequada a potência reativa fornecida pelos inversores de unidades FV, que fornecem o serviço auxiliar de potência reativa na base de necessidades padrão ou de forma voluntária. O controle pode ser baseado em procedimentos de otimização, envolvendo a teoria da sensibilidade e fornecer leis de controle alimentando os inversores das unidades FV. Como consequência, o controle pode minimizar as perdas elétricas do sistema, preservando a energia ativa produzida pelas usinas fotovoltaicas contra a reativa. Quando os módulos fotovoltaicos não recebem luz solar suficiente para gerar energia ativa, por exemplo, o método de controle pode forçar os inversores a fornecer potência reativa igual à potência nominal. Durante as horas de luz solar, o método reduz automaticamente a injeção de energia reativa. Trabalhos neste sentido, com simulações computacionais em sistemas de distribuição, demonstram que os controladores, como tal, são capazes de controlar a rede em tempo real, com capacidades auto adaptativas em cenários com mudanças nas condições de operação do sistema (Cagnano, Torelli, Alfonzetti, & De Tuglie, 2011).

Metodologias de controle centralizado para otimização de tensões nodais de redes de distribuição também são propostas, atuando sobre a potência reativa produzida por inversores fotovoltaicos. As ações de controle são avaliadas centralmente em tempo real, resolvendo-se um problema de otimização dinâmica restrita, visando minimizar o desvio de tensão de um valor de referência (Cagnano & De Tuglie, 2015). Por essa abordagem, o controlador é capaz de responder prontamente a qualquer alteração no ponto de operação do sistema. Deve-se considerar, por outro lado, que a injeção da potência reativa fornecida pelos inversores fotovoltaicos acarreta maiores perdas de condução, causando uma redução na potência ativa, implicando, portanto, em mais perdas e redução da capacidade de injeção de potência ativa. Em situações como esta, normalmente é proposto estabelecer mecanismos de compensação econômica aos geradores de energia elétrica envolvidos neste serviço auxiliar de regulação (Cagnano & De Tuglie, 2015).

Com o gradativo aumento da GD conectada nas redes de distribuição, o perfil de tensão tem grande impacto, sendo que, além de limitar a quantidade de geração que pode ser injetada por parte do GDI, eleva o risco de exceder os limites de sub e sobretensão da mesma (Procopiou, Long, & Ochoa, 2017). Dado a isso, são estudadas técnicas que permitem uma melhora no processo de regulação de tensão.

São propostas, na literatura, diferentes técnicas para controlar os níveis de tensão, dentre tais, algumas necessitam a instalação de novos componentes, como por exemplo,

transformadores de distribuição com controle inteligente de *tap* (OLTC's) e outras simplesmente fazem uso dos componentes normalmente já disponíveis na rede de distribuição, como no caso de bancos de capacitores (Hennig, Berger, & KRner, 2013; Stetz, Marten, & Braun, 2013; Yan & Saha, 2012).

A contribuição de potência reativa por parte dos sistemas FV, sem outras modificações na rede, é a proposta mais comum na literatura para atenuar o aumento de tensão. Normalmente, devido à baixa relação X/R das linhas nas redes de distribuição/baixa tensão, a variação de potência reativa tem menos efeito sobre a regulação de tensão em comparação com a variação de potência ativa. No entanto, do ponto de vista econômico, a regulação de tensão através de potência reativa é preferível à redução de potência ativa (Samadi et al., 2014).

Neste contexto de suporte e controle de tensão em redes de distribuição com geração distribuída, uma das metodologias utilizadas e exploradas é o uso da capacidade de potência reativa, por parte dos geradores distribuídos, para manutenção dos níveis de tensão do sistema. Como na concepção do sistema de controle, assume-se que a transmissão de sinais de controle entre as unidades não é possível, a metodologia *droop* é selecionada como o sistema de controle de potência.

Esta pesquisa busca, através das simulações e análises, verificar o método de controle *droop* convencional, para lidar com os problemas de controle de potência reativa e controle de tensão no nó de conexão do GDI, bem como sua influência sobre o restante do sistema.

## 1.3 Objetivos da Dissertação

### 1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral da dissertação é verificar a influência do controle *droop* de tensão em geradores distribuídos sobre o perfil de tensão ao longo de um alimentador de distribuição de energia.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral são traçados os seguintes objetivos específicos:

- a) Analisar o comportamento do alimentador em função da aplicação ou não do controle *droop* de tensão por um gerador distribuído conectado por inversor de frequência;
- b) Analisar relação entre o controle *droop* de tensão e parâmetros da rede/alimentador; e
- c) Avaliar a influência de parâmetros de referência de controle do gerador.

## 1.4 Estrutura da Dissertação

Este documento está organizado em cinco capítulos. No presente capítulo, é apresentada uma visão geral sobre os novos conceitos aplicados aos sistemas de distribuição e são apresentados os objetivos.

No capítulo 2, é realizada uma revisão bibliográfica, abordando inicialmente estratégias de controle primário de tensão em sistemas de distribuição, e como foco principal, o controle *droop* de tensão. É feita uma explanação da tecnologia de controle *droop* (para tensão e frequência), relações com sistemas de geração distribuída e adicionalmente tratadas regulamentações técnicas pertinentes.

A apresentação da metodologia de análise e modelos que serão implementados no restante do trabalho são feitos no capítulo 3. Também é detalhado o alimentador (sistema de distribuição) que será base para o caso de estudo, o modelo implementado para a aplicação do controle *droop* de tensão nas simulações computacionais, determinação do nível de penetração dos geradores distribuídos utilizados no estudo e ainda os fatores que servirão de base para a análise dos resultados obtidos.

No capítulo 4, que compreende a parte principal de resultados, são mostrados os resultados obtidos dos testes e simulações propostos no capítulo 3, bem como feitas análises sobre o controle *droop* de tensão aplicado em gerador(es) do alimentador real. Os resultados são comparados com os fatores estipulados no capítulo 3 e, adicionalmente, podem ser feitas sugestões e/ou recomendações de ajuste de parâmetros para que, através do controle *droop* de tensão, seja aprimorado o comportamento do perfil de tensão do alimentador com geração distribuída.

Por fim, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões desta dissertação de mestrado e sugestões de trabalhos futuros nesta linha de pesquisa.



# Capítulo 2

## Controle de Tensão em Sistemas de Geração Distribuída

No presente estudo é realizada uma abordagem sobre o controle *droop* de tensão implementado em geradores com inversores em sistemas de geração distribuída de energia elétrica. Neste sentido, este capítulo aborda os temas de topologia de sistemas de distribuição de energia, é apresentada a teoria sobre o controle *droop*, bem como sua modelagem, e, ao final é tratado sobre relações de sensibilidade de tensão através das matrizes Jacobiana e de Sensibilidade.

### 2.1 Topologia dos Sistemas de Distribuição

Em função de normas técnicas estipuladas, principalmente no Prodist (ANEEL, 2016), as distribuidoras de energia elétrica, necessitam adequar a operação do sistema de distribuição de tal forma a atender estes requisitos mínimos. Dentre tais requisitos, do ponto de vista de regime permanente, o perfil de tensão merece cuidados especiais.

Os sistemas são geralmente projetados com estruturas próprias de controle de tensão, que são constituídas por equipamentos tais como: transformador de subestação com comutador de tapes sob carga, os OLTC's (do inglês, *On Load Tap Changers*), reguladores automáticos de tensão nas linhas (autotransformadores), e bancos de capacitores, que podem ser fixos ou chaveáveis (dependendo da necessidade da rede), todos atuando sobre o controle de tensão, mas indiretamente também, alterando outros parâmetros, tais como perdas elétricas por efeito joule, por exemplo, ou compensação de potência reativa, no caso dos bancos de capacitores (Gönen, 2008).

Contudo, todos estes componentes e equipamentos citados são definidos e projetados convencionalmente assumindo o fato de que o fluxo de potência seja sempre unidirecional, ou seja, não prevendo nenhum tipo de geração dentro do sistema de distribuição de energia, de tal forma que a subestação pode ser considerada como fonte de potência e as unidades consumidoras como destino, e isso, por conseguinte, produziria sempre um perfil de tensão decrescente partindo da subestação em direção aos consumidores finais.

Em função do cenário de penetração de geração distribuída, com sucessivos aumentos da mesma e que compõe a forte tendência à reversão de fluxos de potência e elevações na magnitude das tensões, induzem ao fato de que possivelmente, os tradicionais elementos e/ou estratégias para controle do perfil de tensão não tenham mais capacidade de manter uma característica de perfil de tensão adequada.

Uma das principais diferenças entre sistemas de transmissão e de distribuição é a relação  $X/R$  dos condutores. Devido a menor espessura dos condutores utilizados nos SDEE (Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica), estes apresentam baixa relação  $X/R$ , em média de 0,2 a 4, enquanto que em sistemas de EAT (extra alta tensão) a reatância apresenta valores na ordem de 30 vezes maior que a resistência (Monticelli & Garcia, 2011).

Devido à baixa razão  $X/R$  das linhas em redes de média tensão (MT), típicas dos SDEEs, a energia ativa pode influenciar a tensão, bem como a potência reativa (von Appen, Braun, Stetz, Diwold, & Geibel, 2013). A fim de reduzir as variações de tensão da rede de média tensão na presença de GD, existem diferentes mecanismos tradicionais e ações de controle implementadas (Gao & Redfern, 2010), (Jahangiri & Aliprantis, 2013), (Agalgaonkar, Pal, & Jabr, 2014) e (Carvalho, Correia, & Ferreira, 2008). Estes métodos podem ser classificados em duas categorias: i) utilização da tecnologia tradicional, transformador com comutador de tapas em carga (OLTC), e ii) utilização de dispositivos eletrônicos de potência, os SVCs.

O transformador OLTC na subestação alta-média tensão (AT-MT) pode dar suporte ao perfil de tensão efetuando um ajuste ao ponto de tensão de trabalho mais adequado para o sistema. A desvantagem deste método é a influência no perfil de tensão em toda a rede de MT (Tao, Wang, Yang, Liu, & Yan, 2018).

A maioria das DNOs (*Distribution Network Operators* - Operadores de Redes de Distribuição) exigem que os geradores distribuídos operem com energia reativa zero ou com fator de potência fixo, limitando a quantidade de potência instalada para garantir um perfil de tensão admissível no pior cenário possível. Algumas razões para essa limitação são: i) A capacidade das unidades de GD monitoradas é tipicamente pequena demais para controlar a tensão da rede e ii) O controle automático de tensão do gerador distribuído pode interferir no controle do DNO, ou seja, com a operação do transformador de comutação em carga, o que pode aumentar o risco de sub ou sobretensão, e, no caso de eventuais microrredes, de ilhamento (Dugan, McGranaghan, Santosa, & Beaty, 2002).

Duas estruturas básicas de controle das variáveis de um sistema de geração distribuída podem ser destacadas neste ponto: o controle centralizado e o controle distribuído. Tais controles geralmente atuam sobre variáveis de tensão e potência do sistema.

O controle centralizado leva em conta a possibilidade de otimização de acordo com a necessidade da rede, permitindo um plano de chaveamento coordenado para todos os equipamentos de controle, utilizando um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO) para decidir quais pontos adotar. Normalmente este tipo de controle exige uma capacidade de comunicação entre os vários elementos do sistema e um centro de controle. É possível definir

diversas funções objetivo como: minimizar perdas do sistema, modular demanda, maximizar receita ou uma combinação de todas (Godoy, 2017).

O controle distribuído é uma abordagem alternativa ao controle centralizado e funciona de forma a garantir máxima capacidade com mínimo impacto, controlando variáveis das unidades de GD e outros componentes da rede. Kiprakis & Wallace, (2004) demonstrou os benefícios dessa abordagem em geradores distribuídos individualmente, em termos de minimização de variações e violações de tensão em regime permanente, além da habilidade em conectar grandes geradores à rede de distribuição (Godoy, 2017). Outra característica importante sobre o controle distribuído é de que ele não necessita qualquer tipo de comunicação entre os elementos do sistema, apenas necessitando medições locais para a realização das ações de controle.

As topologias centralizada e distribuída de controle de tensão foram desenvolvidas e aprimoradas para resolver o problema de aumento de tensão em redes com grande penetração de GD. Todas essas abordagens visam colocar o gerador distribuído no controle da tensão do barramento no qual está conectado/instalado, seja coordenado centralmente pelo DNO ou autonomamente, limitando ou não a faixa de controle de tensão.

O controle centralizado faz uso de medições de tensão na rede. Esta informação servirá para o controle dos *taps* dos transformadores, dos capacitores, etc. Neste tipo de controle a infraestrutura de comunicação é usada para obter informações sobre as violações nos perfis de tensão em diversos pontos da rede e, conseqüentemente, controlar o nível de tensão no sistema.

Abordagens centralizadas têm sido propostas para aumentar a capacidade geral de GDs por meio de controle de tensão de área ampla e gerenciamento de energia reativa (Liew & Strbac, 2002). As abordagens centralizadas exigem investimentos significativos em sensores, comunicações e sistemas de controle, o que dificulta sua aplicação em situações de GD em grande escala.

No controle do tipo distribuído/localizado, os atuadores locais – como os inversores dos FVs e transformadores com *tap* sob carga - têm que garantir os seus limites locais de tensão. Nesse tipo de controle não é necessário nenhum tipo de comunicação entre os sistemas atuadores ou qualquer tipo de sensor ou comando à distância. Assim, o transformador com *tap* sob carga, os capacitores, baterias, etc., deverão trabalhar apenas com as informações disponíveis localmente.

Abordagens de controle de tensão distribuída também são propostas para limitar o aumento de tensão em alimentadores onde a carga e a geração são consideradas uniformemente distribuídas, ou seja, as cargas e geradores distribuídos do alimentador são divididas em seções iguais para simplificar as análises e observações (Bollen, Member, & Sannino, 2005). Abordagens distribuídas mais complexas têm sido propostas para controlar o *set-point* de tensão dos reguladores automáticos de tensão nas subestações primárias (Hird, Leite, Jenkins, & Li,

2004) e para combinar o fator de potência fixo com o controle automático de tensão (Kiprakis & Wallace, 2004).

No caso de alimentadores com vários GDIs operando em controle descentralizado, é necessária apenas uma coordenação das ações de controle. Esta coordenação pode ser realizada, atuando-se principalmente sobre diferentes atrasos de tempo ( $T_{delay}$ ) imediatamente após a identificação de um problema de tensão, bem como valores diferentes de tempo para novas iterações de controle ( $T_{hold}$ ).

Valores diferentes são alocados para cada planta de GD para garantir que as ações de controle não ocorram ao mesmo tempo, de forma a evitar que dois ou mais geradores atuem simultaneamente, que por sua vez, resultaria em mais ações corretivas e gerenciamento deficiente de tensão. Haja vista que a ação de controle conjunta poderia ser muito elevada em relação a ação que de fato seria necessária, podendo levar o sistema a uma característica de ressonância ou até mesmo de instabilidade (Z. Zhang, Ochoa, & Valverde, 2018).

De tal forma, o tema de controle do perfil de tensão, em regime permanente, em sistemas com geração distribuída passa a ser motivo de estudo, análise e investigação na presente dissertação, procurando contribuir em questões como:

- Qual é o efeito do controle *droop* de tensão sobre o perfil de tensão de um alimentador, quando aplicado a geradores distribuídos?
- Quais características do sistema favorecem o uso de tal estratégia de controle em geradores distribuídos, objetivando aprimorar o controle de tensão, e ainda mais, evitar a ocorrência de violações de tensão (sub e sobretensão) em regime permanente?

## 2.2 O Controle *Droop*

As técnicas baseadas no controle *droop* são implementadas, geralmente, em conversores de potência com característica de suporte à rede (controlados em tensão – *grid-supporting*) para regular o fluxo de potência ativa e reativa, mantendo frequência e amplitude de tensão da rede em níveis controlados.

O controle *droop* foi originado do princípio de balanço de potência de geradores síncronos em sistemas de potência. Um desequilíbrio entre a potência mecânica de entrada do gerador e sua potência elétrica de saída provoca uma alteração na velocidade do rotor, que gera um desvio de frequência elétrica. Da mesma forma, a variação de potência de saída reativa resulta em desvio na magnitude da tensão (Guerrero, Matas, Vicuña, Castilla, & Miret, 2007).

O método consiste em imitar a capacidade de autorregulação do gerador síncrono operando conectado à rede, aplicando artificialmente a mecânica de geradores síncronos nos inversores que interligam as fontes ao barramento CA do sistema de geração distribuída. Assim, os conversores podem ser controlados de forma a apresentar características de potência ativa *versus* frequência ( $P - \omega$ ) e potência reativa *versus* tensão ( $Q - V$ ), permitindo a conexão de várias fontes em paralelo (Azevedo, 2011).



Algumas vantagens relativas ao uso do controle *droop* de tensão são:

- Dispensa do uso de canais de comunicação entre os conversores para a execução das rotinas de controle, utiliza apenas de variáveis e medições locais para o controle;
- Capacidade *plug-and-play* (modularidade) para implementação das unidades de GD (Han et al., 2016), ou seja, apenas medições locais são necessárias, característica essa, fundamental em um SGD, ou eventual microrrede;
- Possibilidade de utilização do controle *droop* convencional em geradores conectados por inversores em conjunto com geradores síncronos (Araújo, Narvaez, & Gradella Villalva, 2016).

Apesar das importante vantagens, existem também desvantagens no uso do controle *droop* convencional que devem ser consideradas para efeito de conhecimento, dentre elas pode-se citar (Olivares et al., 2014):

- Baixa performance transitória, alta susceptibilidade à instabilidade;
- Dependência dos parâmetros de linhas;
- Desvios na frequência e amplitude da tensão, etc.

A capacidade *plug-and-play* (modularidade) para as unidades de GD fundamenta a opção por utilizar como estratégia de controle de tensão em SGDs, o controle *droop* clássico, bastando apenas medições locais, para implementação do controle. Desta forma, a estratégia utilizada nesse trabalho segue basicamente a relação  $Q - V$ .

Quando duas unidades geradoras, por exemplo, são conectadas eletricamente próximas entre si e cada unidade tem sua própria tensão de referência, com amplitude e frequência, ambas tendem a ajustar a tensão de sua barra de conexão à sua tensão de referência, injetando potência ativa e reativa na rede. Se as referências são de alguma forma diferentes entre si, as unidades tendem a compensar essa diferença através da injeção de potência na rede, e desta forma, criando um problema de circulação de corrente entre as fontes (Lasseter & Piagi, 2006).

Existem vários tipos de estratégias de paralelismo para inversores, como mostrado em (Coelho, 2000). Para esse trabalho, devido à arquitetura distribuída, adota-se a estratégia de paralelismo conhecida como controle *droop*, já largamente utilizada. A principal vantagem desse controle é a utilização de variáveis locais para efetuar o paralelismo, não sendo necessário linhas exclusivas de comunicação entre as fontes, simplificando o projeto, a implementação, e melhorando a confiabilidade (Rocabert, Luna, Blaabjerg, & Paper, 2012)

Diferentemente das máquinas síncronas, os conversores de potência não possuem um vínculo natural entre potência ativa e frequência, tampouco entre amplitude de tensão e potência reativa, portanto, é necessário que esses vínculos sejam criados pelo sistema de controle (Coelho, 2000).

## 2.3 Teoria do Controle *Droop*

A palavra *droop* vem do inglês e significa inclinação, e em alguns casos pode ser traduzida também como decaimento. O controle *droop* para conversores de potência é inspirado no controle *droop* da rede elétrica convencional, utilizado em geradores síncronos. Para compreender o controle *droop* para conversores de potência é primeiramente apresentado o controle *droop* convencional aplicado na regulação de frequência.

### 2.3.1 Controle *Droop* Convencional

A terminologia controle *droop* convencional é utilizada aqui para referir-se ao controle com *droop* de frequência tipicamente utilizado em geradores síncronos conectados à rede elétrica.

Partindo da premissa de que o principal objetivo do sistema elétrico de potência é fornecer eletricidade confiável e de forma eficiente para os consumidores. As variáveis tensão e frequência são as principais no que se refere ao controle para garantir a estabilidade do sistema elétrico. Simplificadamente, um gerador e uma carga podem compor um sistema elétrico. O gerador síncrono do sistema convencional converte energia cinética rotacional em energia elétrica, e a lei da conservação de energia exige que, a todo instante, a potência requerida pela carga seja fornecida pelo gerador. Assim, se o consumo da carga aumenta, a inércia rotacional do gerador supre a demanda de energia extra, inicialmente através de um decréscimo de sua velocidade.

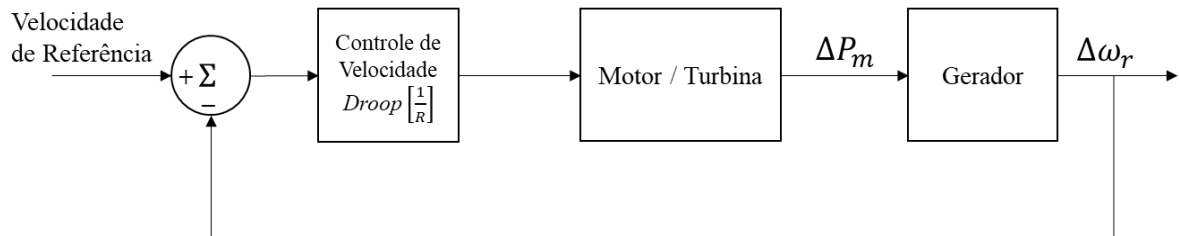
Como a frequência elétrica do gerador é diretamente proporcional à velocidade de rotação de seu rotor, a diminuição da velocidade do rotor ocasionará uma diminuição proporcional na frequência da tensão gerada. Dessa forma, para uma potência mecânica fixa no eixo, a velocidade ou frequência naturalmente cai ao aumentar a potência fornecida pela máquina. Para geradores síncronos existe, então, um vínculo natural entre potência fornecida e frequência elétrica de operação.

A técnica de controle *droop* foi desenvolvida para proporcionar o equilíbrio entre carga e geração, bem como compartilhar a carga entre geradores. Também nomeado como estatismo, por representar o controle estático do gerador. Essa técnica controla a potência ativa a ser fornecida pelo gerador em função da variação da frequência da tensão e regula a velocidade de rotação do eixo.

O controle de velocidade de rotação do eixo do gerador é realizado através de um método de realimentação, que permite que a potência mecânica de saída da máquina primária seja ajustada proporcionalmente à variação da frequência percebida na rede elétrica. O controle atua na válvula de atuação que permite a passagem da fonte primária (água ou vapor) à turbina. Portanto, a variação de frequência da rede é percebida, e o controle atua aumentando ou

diminuindo a abertura da válvula, assim, fornecendo mais ou menos potência ativa à rede, respectivamente.

Na Figura 2.1 é apresentado um diagrama de blocos simplificado ilustrando o controle de velocidade de um gerador com turbina hidráulica, complementando o relatado anteriormente.



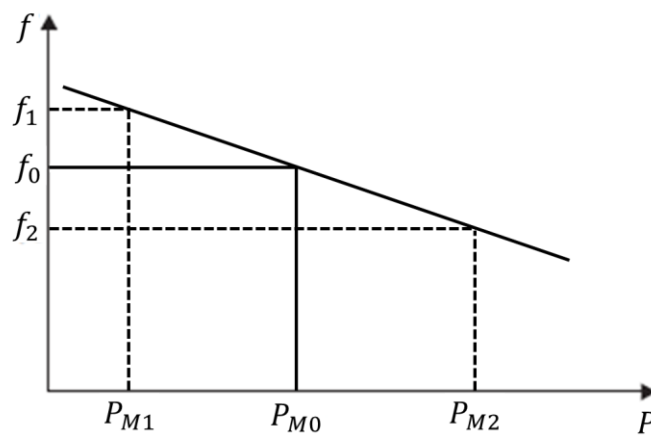
**Figura 2.1:** Diagrama de blocos simplificado do controle de velocidade de um gerador com turbina hidráulica.

Fonte: Adaptado de (Kundur, 1994).

A Figura 2.2 mostra graficamente como é realizada a variação da potência ativa fornecida pelo gerador em função da variação da frequência da rede. Percebe-se que uma redução da frequência da rede, em função de um aumento de carga, implica em aumento da potência mecânica do gerador. Equivalentemente, uma sobra de potência gerada causa naturalmente um aumento da frequência da rede, que resulta, por sua vez, em uma redução da potência mecânica do gerador, colaborando com a regulação de frequência da rede.

A inclinação da reta, na Figura 2.2, é o que de fato denominamos de constante de *droop* ( $R$ ), ou seja, é a razão entre a variação de potência ativa ( $\Delta P$ ) e frequência elétrica ( $\Delta f$ ) do sistema e, como forma alternativa, também há a constante  $k_p$ , que representa o inverso de  $R$ .

$$R = \frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{1}{k_p} \quad (2.1)$$



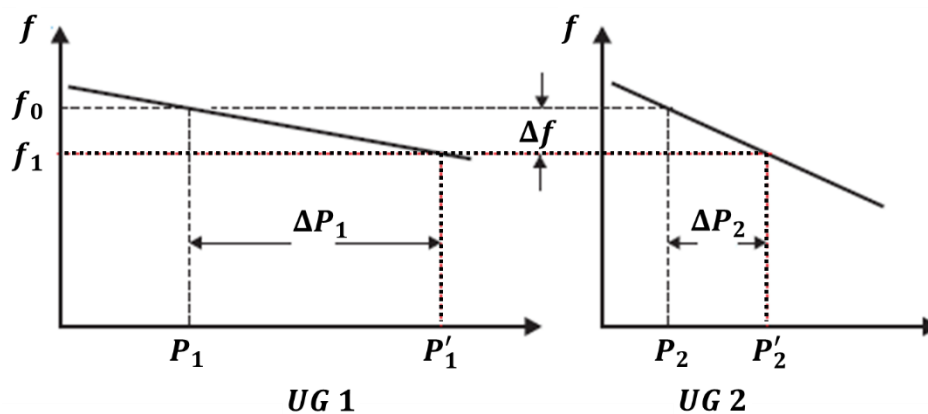
**Figura 2.2:** Curva de *droop* convencional.

Fonte: Adaptado de (Coelho, 2000).

Uma das características mais significativas do controle *droop* é que ele permite efetiva divisão de potência entre as máquinas/geradores, favorecendo o que, convencionalmente, é denominado de paralelismo. A Figura 2.3 mostra a curva de *droop* de dois geradores. Para uma mesma variação de frequência, cada gerador fornece uma variação de potência proporcional a sua potência nominal. Para isso, o coeficiente de inclinação da curva ( $k_p$ ) e a potência nominal dos geradores devem ter a mesma relação, como mostrado na equação (2.2),:

$$k_{p1} \cdot \Delta P_1 = k_{p2} \cdot \Delta P_2 \quad (2.2)$$

sendo  $P_n$  a potência nominal de cada unidade geradora (UG).



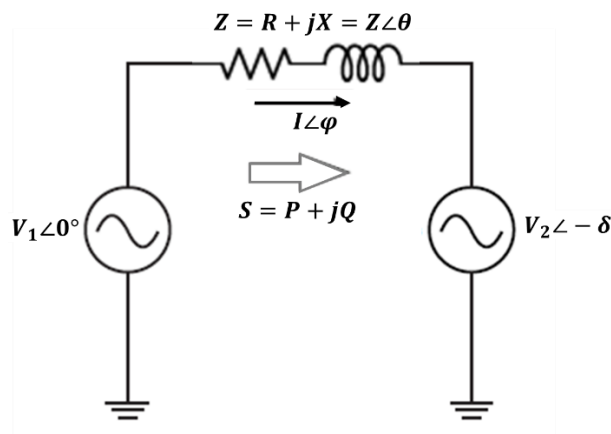
**Figura 2.3:** Divisão de potência/geração em função do *droop*.

Nas máquinas síncronas, o vínculo entre potência ativa e frequência são bastante explícitos, mas nos conversores de potência esse vínculo não fica tão evidenciado, além de sofrer influência das impedâncias das linhas. Em seguida será realizado um equacionamento para o fluxo de potência de geradores conectados por inversores em sistemas de GD, com o intuito de chegar a essa relação.

### 2.3.2 Efeitos sobre o *Droop* em Redes com Característica Reativa

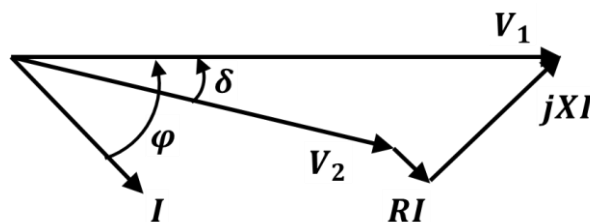
Neste trabalho, considera-se a utilização de fontes renováveis de energia, conectadas à rede por inversores de frequência (GDIs), não sendo considerado o caso de geradores síncronos tradicionais.

Para o cálculo do fluxo de potência de um GDI conectado a um SGD, o sistema é simplificado para duas fontes de tensão conectadas por uma impedância de linha, como mostra a Figura 2.4:



**Figura 2.4:** Circuito equivalente de geradores conectados em um SGD.

Pode-se considerar que a fonte  $V_1$  representa um gerador conectado a um nó do sistema, a fonte  $V_2$  representa outro gerador ou até mesmo uma carga, em outro nó, e  $Z$  representa a impedância de linha complexa que interliga os dois. Considera-se um fluxo de potência positivo de  $V_1$  para  $V_2$ . Para fins de análise, adotar-se a tensão  $V_1$  como referência angular e a tensão  $V_2$  é defasada de um ângulo  $\delta$ . A corrente é representada por  $I$  e está defasada por um ângulo  $\varphi$ . A Figura 2.5 mostra o diagrama de fases, representando as variáveis do circuito.



**Figura 2.5:** Diagrama de fases do circuito equivalente do SGD.

Adota-se a convenção de gerador, ou seja, as potências são positivas quando entregues pelo inversor à rede, sendo  $P$  o valor da potência ativa do conversor e  $Q$  a potência reativa, obtém-se a potência aparente  $S$ :

$$\begin{aligned}
S &= P + jQ = \mathbf{V}_1 \mathbf{I}^* \\
&= \mathbf{V}_1 \left( \frac{\mathbf{V}_1 - \mathbf{V}_2}{Z} \right)^* \\
&= \frac{V_1^2}{Z} (\cos \theta + j \sin \theta) - \frac{V_1 V_2}{Z} [\cos(\theta + \delta) + j \sin(\theta + \delta)] \quad (2.3)
\end{aligned}$$

onde  $\mathbf{V}_1$  é a tensão complexa do conversor e  $\mathbf{I}^*$  é o complexo conjugado da corrente.

Calcula-se a potência ativa  $P$  como sendo a parte real da potência aparente  $S$  e para a potência reativa  $Q$ , utiliza-se a parte imaginária de  $S$ :

$$P = R\{\mathbf{V}_1 \mathbf{I}^*\} = \frac{V_1^2}{Z} \cos \theta - \frac{V_1 V_2}{Z} \cos(\theta + \delta) \quad (2.4)$$

$$Q = Im\{\mathbf{V}_1 \mathbf{I}^*\} = \frac{V_1^2}{Z} \sin \theta - \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\theta + \delta) \quad (2.5)$$

As equações (2.4) e (2.5) mostram o fluxo de potência total para uma rede genérica, que não é distinguida pelo valor da impedância de linha. Para cada nível de tensão da rede, existe uma relação típica entre a resistência e a reatância de linha, o que possibilita aproximações nas equações de potência para os parâmetros no nível de tensão trabalhado.

A Tabela 2.1, adaptada de (Engler, 2005), mostra os valores típicos para a impedância de linha de acordo com a variação dos níveis de tensão. Analisando esta tabela, percebe-se que nas linhas de transmissão de energia elétrica em alta tensão a relação entre a reatância e a resistência é mais alta que para as demais, de modo que pode ser negligenciada a resistência. É possível, portanto, simplificar as equações do fluxo de potência ativa e reativa para (2.6) e (2.7), em que a impedância de linha é puramente reativa, assim  $Z = X$  e  $\theta = 90^\circ$ :

$$P \cong \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (2.6)$$

$$Q \cong \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (2.7)$$

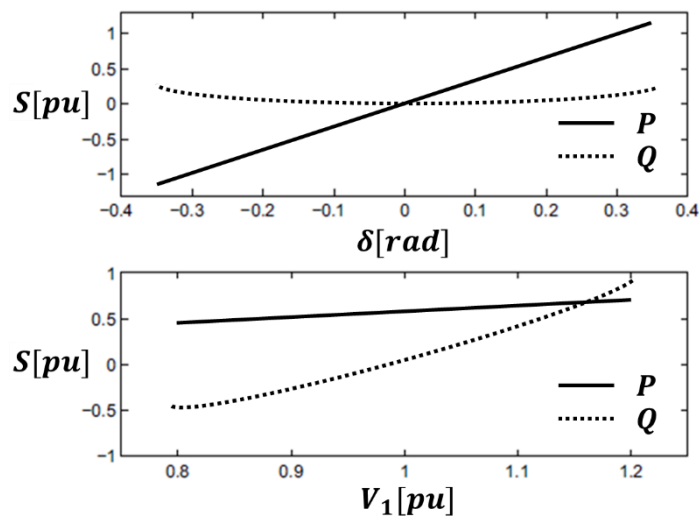
As equações (2.6) e (2.7) são bem conhecidas no sistema elétrico de potência e representam o fluxo de potência convencional. A Figura 2.6 ilustra as relações entre  $P$ ,  $Q$ ,  $\delta$  e  $V$ , para linhas com característica mais indutiva. Mostra a variação das potências ativa e reativa quando é mantida uma tensão  $V_1$  constante e o ângulo  $\delta$  é alterado, e quando o ângulo é mantido constante e a tensão  $V_1$  é alterada. Fica evidente a maior influência da variação do ângulo sobre

a potência ativa, enquanto a potência reativa é mais influenciada pela variação da tensão  $V_1$ . Normalmente, deseja-se uma baixa variação do ângulo  $\delta$  para que o sistema apresente uma característica linear entre o fluxo de potência ativa e o ângulo  $\delta$ . Essa consideração possibilita a simplificação das equações (2.6) e (2.7) para (2.8) e (2.9), pois  $\sin \delta \cong \delta$  e  $\cos \delta \cong 1$  para pequenos valores de  $\delta$  (radianos).

**Tabela 2.1:** Valores típicos de impedância de linha.

Tipo de Linha	$R$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	$X$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	$I_N$ [A]	$X/R$
Baixa Tensão	0,642	0,083	142	0,13
Média Tensão	0,161	0,190	396	1,18
Alta Tensão	0,060	0,191	580	3,18

Fonte: Adaptado de (Engler, 2005).



**Figura 2.6:** Influência do ângulo  $\delta$  e da tensão  $V_1$  nas potências  $P$  e  $Q$  para linha indutiva.

Fonte: Adaptado de (Araújo, 2017).

Portanto, para linhas predominantemente indutivas, o fluxo de potência ativa depende principalmente do ângulo, e o fluxo de potência reativa da diferença de tensão ( $V_1 - V_2$ ).

$$P \cong \frac{V_1 V_2}{X} \delta \quad (2.8)$$

$$Q \cong \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2) \quad (2.9)$$

As equações (2.8) e (2.9) demonstram as relações  $P - \delta$  e  $Q - V$ . No caso de máquina síncrona, sabe-se que a variação do ângulo está dinamicamente relacionada com a frequência da tensão pois, na prática, o controle da frequência é usado para impor o ângulo de potência

(Azevedo, 2011). Assim, utiliza-se a relação  $P - \omega$  como base para o controle de potência ativa do gerador.

De forma contrária às máquinas síncronas, os conversores de potência não possuem naturalmente um vínculo entre potência ativa e frequência, e nem mesmo entre amplitude de tensão e potência reativa. Portanto, é necessário que esses vínculos sejam criados pelo sistema de controle (Coelho, 2000). Assim, baseando-se em (2.8) e (2.9) são desenvolvidas as equações de *droop* (2.10) e (2.11) que podem ser implementadas em um conversor:

$$\omega = \omega_0 - k_P \Delta P = \omega_0 - k_P (P - P_0) \quad (2.10)$$

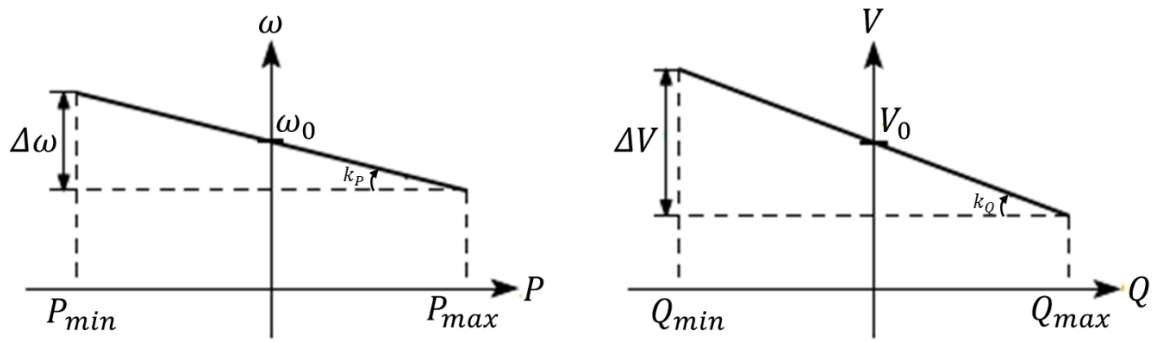
$$V = V_0 - k_Q \Delta Q = V_0 - k_Q (Q - Q_0) \quad (2.11)$$

sendo:  $\omega$  a frequência angular da tensão em rad/s;  $V$  a tensão de saída do conversor;  $P$  e  $Q$  as potências ativa e reativa de saída conversor, respectivamente;  $\omega_0$  e  $V_0$  a frequência e amplitude de tensão nominais, respectivamente;  $P_0$  e  $Q_0$  os valores de potência ativa e reativa de referência nas condições nominais e,  $k_P$  e  $k_Q$  os coeficientes de *droop* (inclinação) da potência ativa e reativa, respectivamente.

Para essa situação, o objetivo do controle é medir a variação de potência ativa local e ajustar a frequência de saída do conversor, e medir a variação de potência reativa local e ajustar a amplitude da tensão de saída do conversor. Os coeficientes  $k_P$  e  $k_Q$  representam a porção da grandeza medida para causar uma mudança na variável controlada. Esse controle é utilizado para gerar as referências de amplitude e de frequência da tensão do conversor.

Pode-se representar (2.10) e (2.11) graficamente, como mostra a Figura 2.7. É verificada uma característica semelhante à do controle *droop* para geradores síncronos, ou seja, a variação de frequência é inversamente proporcional à variação de potência ativa fornecida pelo gerador, e o mesmo vale para a relação tensão e potência reativa. Aqui, é exemplificada uma situação em que o conversor possa operar em modo bidirecional. Para tal, a potência ativa será nula na frequência nominal, e  $V_0$  será a tensão quando o conversor opera com fator de potência unitário, ou potência reativa nula. Lembrando que se adota a convenção gerador, em que as potências ativa e reativa são positivas quando o inversor (gerador distribuído) fornece ou entrega energia à rede. Principalmente quando a impedância de linha é predominantemente indutiva, esta relação é válida. No entanto, para redes em que a impedância de linha é, em sua maior parte resistiva, essa relação se inverte, como será verificado na sequência.





**Figura 2.7:** Curvas de *droop*  $P - \omega$  e  $Q - V$ .

Fonte: Adaptado de (Cardoso, 2017).

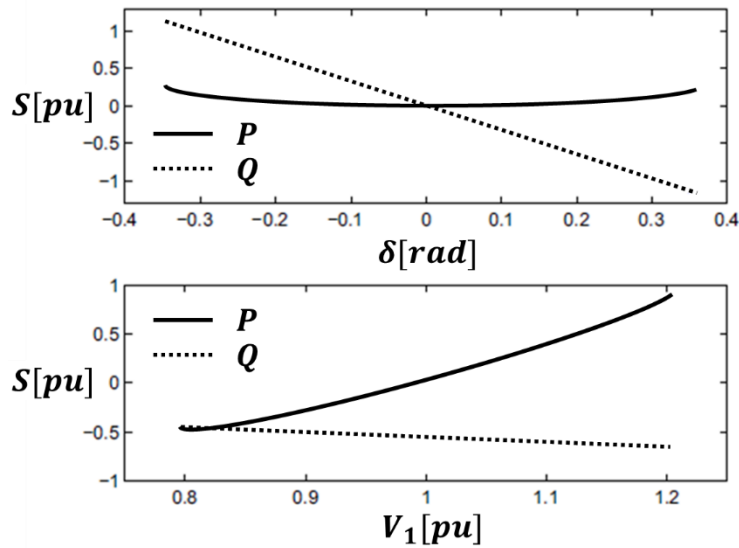
### 2.3.3 Efeitos sobre o *Droop* em Redes com Característica Resistiva

Ao consultar a Tabela 2.1, verifica-se que para redes em baixa tensão a relação entre resistência e reatância é inversa a de redes em alta tensão, isto é, a componente resistiva da impedância de linha é muito maior que a componente reativa. Portanto, para redes de distribuição em baixa tensão, pode ser negligenciada a parte reativa da impedância de linha, de modo que  $Z = R$  e  $\theta = 0^\circ$ . Assim, obtém-se novas equações para os fluxos de potência em baixa tensão simplificadas de (2.4) e (2.5):

$$P \cong \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{R} \quad (2.12)$$

$$Q \cong -\frac{V_1 V_2 \sin \delta}{R} \quad (2.13)$$

Utilizando a mesma premissa da análise realizada na seção anterior, examina-se a influência do ângulo  $\delta$  e da tensão  $V_1$  nas potências ativa e reativa. A Figura 2.8 mostra, primeiramente, a situação em que é mantida a tensão  $V_1$  constante e é variado o ângulo  $\delta$ . Na segunda situação, varia-se a tensão  $V_1$  para um ângulo  $\delta$  fixo. Percebe-se que a relação é inversa em comparação com linhas de alta tensão (Figura 2.7). Nesse caso, o ângulo  $\delta$  tem maior influência sobre a potência reativa, e a magnitude de tensão  $V_1$  sobre a potência ativa. Porém, para a potência reativa, existe uma inclinação contrária de variação por causa do sinal negativo da equação (2.13).



**Figura 2.8:** Influência do ângulo  $\delta$  e da tensão  $V_1$  nas potências  $P$  e  $Q$  para linha resistiva.  
Fonte: Adaptado de (Araújo, 2017).

Considerando, novamente, pequenos valores de  $\delta$ , são obtidas as equações aproximadas de  $P$  e  $Q$ :

$$P \cong \frac{V_1}{R}(V_1 - V_2) \quad (2.14)$$

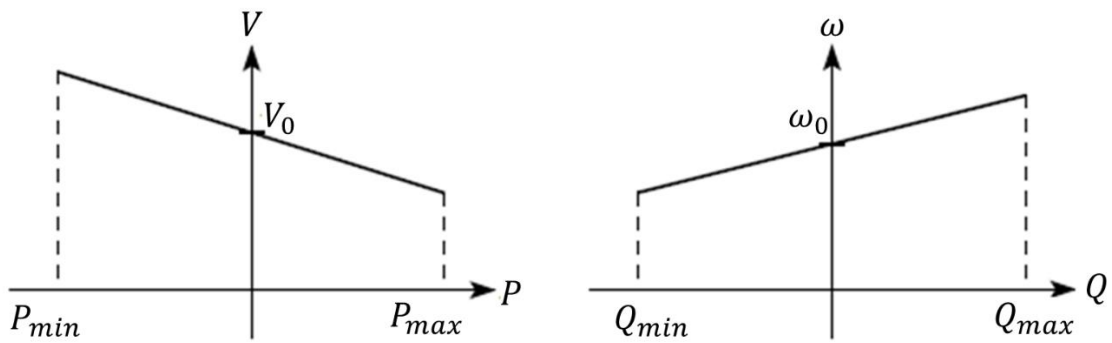
$$Q \cong -\frac{V_1 V_2}{R} \delta \quad (2.15)$$

As equações (2.14) e (2.15) mostram uma nova relação do fluxo de potência para redes em baixa tensão, em que a potência ativa está relacionada com a diferença de tensão ( $V_1 - V_2$ ) e a potência reativa com o ângulo  $\delta$ . Utilizando da mesma consideração que relaciona o ângulo  $\delta$  com a frequência  $\omega$ , formam-se novas relações  $P - V$  e  $Q - \omega$ , que são mostradas em (2.16) e (2.17) para serem implementadas no controlador dos geradores. Percebe-se ainda que, para a potência reativa, foi alterado o sentido da variação da frequência com um sinal positivo em consequência da relação inversa da equação (2.15). Como forma de diferenciação, as equações (2.16) e (2.17) são denominadas como *droop* resistivo:

$$V = V_0 - k_P P = V_0 - k_P (P - P_0) \quad (2.16)$$

$$\omega = \omega_0 + k_Q Q = \omega_0 + k_Q (Q - Q_0) \quad (2.17)$$

A Figura 2.9 mostra as curvas do *droop* resistivo.



**Figura 2.9:** Curvas de *droop* resistivo,  $P - V$  e  $Q - \omega$ .

Fonte: Adaptado de (Cardoso, 2017).

Ainda existe a possibilidade de que a reatância dos cabos de conexão seja da mesma ordem de grandeza da resistência. Para este caso, nenhuma das equações de inclinação obtidas anteriormente traz bons resultados quanto à distribuição da potência de carga. Uma solução para contornar essa falha é proposta em (Brabandere et al., 2007) e (Yao, Chen, Matas, Guerrero, & Member, 2011), que consiste em usar uma matriz de transformação linear de rotação,  $R(\theta)$ , sobre a potência complexa  $S$ , de forma que a resultante preserve as relações  $P - \omega$  e  $Q - V$ , possibilitando o uso das equações do controle por inclinação convencional, representado por (2.10) e (2.11).

No entanto, a proposta do presente trabalho é aplicar apenas o controle *droop* de tensão convencional ( $Q - V$ ), oriundo das redes de transmissão (alta tensão) em uma rede de distribuição com característica de média tensão, de forma que possam vir a ser percebidas relações tanto de alta reatância, quando de alta resistência, que serão devidamente tratados no decorrer do texto.

## 2.4 Modelagem do Controle *Droop* de Tensão

Tem-se no controle *droop*, uma alternativa para os controles das variáveis frequência e tensão em sistemas elétricos. De maneira geral, o controle *droop* já é bastante consolidado na literatura no contexto de geração centralizada (grandes geradores síncronos). No entanto, no caso de geradores distribuídos, especialmente conectados por inversor, ainda é pouco explorado, tanto o controle *droop* de tensão quanto de frequência (Engler, 2000; J. Zhang, Chen, Chen, & Gong, 2014). Este trabalho, entretanto, será concentrado mais especificamente no controle *droop* de tensão.

Primeiramente como em (Ramezani, Member, Li, & Member, 2016) e (Rocabert et al., 2012) são apresentadas as equações para os controles *droop*. A equação (2.18) traz a relação entre potência reativa, impedância de linha e tensões, variáveis do sistema:

$$Q = \frac{V_1}{Z}(V_1 - V_2) \quad (2.18)$$

Por sua vez, após devidos ajustes em (2.18), a equação (2.19) representa o *droop* de tensão, podendo ser simplificada em (2.20):

$$V - V_0 = -k_Q(Q - Q_0) \quad (2.19)$$

$$\Delta V = -k_Q \cdot \Delta Q \quad (2.20)$$

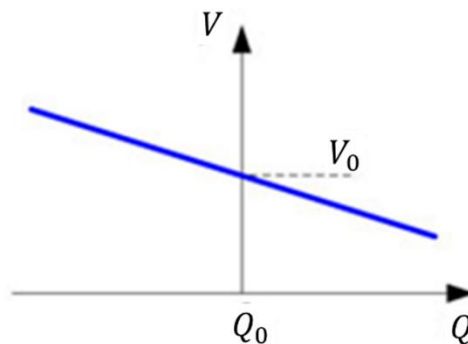
onde  $V_0$  é a amplitude da tensão de referência de saída do gerador,  $Q$  é a potência reativa medida localmente,  $Q_0$  é a referência de potência reativa do controle secundário (ajustável), e  $k_Q$  é o chamado coeficiente de *droop* de tensão.

Utilizando o subíndice  $i$  é possível representar o controle *droop* de cada gerador distribuído ou RED (Recurso de Energia Distribuída (*DER - Distributed Energy Resource*)) presente em um sistema:

$$V_i - V_{0i} = -k_{Q_i}(Q_i - Q_{0i}) \quad (2.21)$$

$$\Delta V_i = -k_{Q_i} \cdot \Delta Q \quad (2.22)$$

Baseado nas equações de *droop*, a regulação de tensão pode ser representada pelo gráfico da Figura 2.10, onde a inclinação da reta de tensão é definida pelo parâmetro  $k_Q$ . Portanto, em cada gerador distribuído com controle *droop* é possível ajustar sua referência de potência reativa de acordo com sua característica de  $Q/V$ .



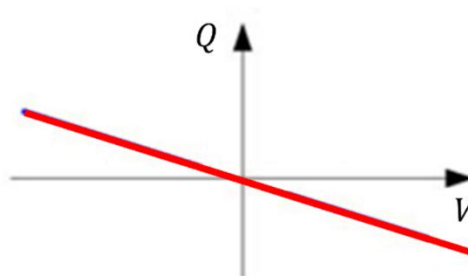
**Figura 2.10:** Característica do controle *droop* de tensão.

Fonte: Adaptado de (Rocabert et al., 2012).

No entanto, como o controle *droop* de tensão depende da variável tensão para realizar os devidos ajustes na potência reativa, a equação (2.19) pode ser reescrita e a Figura 2.10 ajustada ao controle *droop* de tensão considerado:

$$Q^* = \frac{V_{REF} - V_0}{k_Q} \quad (2.23)$$

onde  $V_{REF}$  é a tensão de referência definida para o GDI,  $V_0$  é a tensão no nó de conexão do GDI e  $Q^*$  é o valor de potência reativa ajustada pelo controle *droop* de tensão. Observa-se que é assumido  $Q_0 = 0$ .



**Figura 2.11:** Característica do controle *droop* de tensão.

Fonte: Adaptado de (Rocabert et al., 2012).

De (2.23) e da Figura 2.11, fica evidente que, por exemplo, quando a tensão de saída do gerador for maior que a tensão de referência, o mesmo deverá consumir potência reativa da rede (fator de potência indutivo), de forma a atender a lei de inclinação do controle *droop* e evitar um aumento mais acentuado na magnitude de tensão. Da mesma forma, quando a tensão no nó de conexão ficar abaixo do estabelecido, o gerador deverá injetar potência reativa na rede (fator de potência capacitivo) para conter a tendência de queda na magnitude de tensão do nó. Ou seja, há uma relação direta e linear entre tensão e potência reativa.

Este modelo de controle via *droop* é que será estudado e analisado no decorrer do presente trabalho, com foco principal no controle *droop* de tensão, ou seja, geradores distribuídos possuindo capacidade de controle de tensão em sua barra de conexão regida pelo modelo *droop* de tensão, ou seja,

$$Q - Q_0 = R_Q(V - V_0) \quad (2.24)$$

$$Q^* = \frac{V_{REF} - V_0}{k_Q} \quad (2.25)$$

Conforme percebido, deverá haver uma relação de sensibilidade entre tensão e potências tanto ativa, quanto reativa, tal tema, portanto, será tratado a seguir.

## 2.5 Matrizes de Sensibilidade e Jacobiana

### 2.5.1 Matriz Jacobiana

A matriz Jacobiana é obtida do fluxo de potência de Newton e é uma matriz quadrada, de ordem igual a duas vezes o número de barras do sistema ( $nb$ ), caso não haja ajustes das variáveis de controle de alguns equipamentos do sistema, e é formada pelas derivadas parciais das injeções de potência ativa e reativa ( $P_i$  e  $Q_i$ ) em cada barra em relação às variações da magnitude ( $V_i$ ) e ângulo ( $\theta_i$ ) de tensão nas barras. A estrutura e a lei de formação desta matriz é representada por (Hoji, 2006):

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_N}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_N}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix}_{[2nb \times 2nb]} \quad (2.26)$$

A matriz jacobiana, portanto, é formada por quatro submatrizes ( $H, N, M, L$ ) (Belati, 2003), representadas por:

$$\begin{aligned} H &= \frac{\partial P}{\partial \theta}; & N &= \frac{\partial P}{\partial V} \\ M &= \frac{\partial Q}{\partial \theta}; & L &= \frac{\partial Q}{\partial V} \end{aligned} \quad (2.27)$$

As dimensões dessas submatrizes no estudo de fluxo de potência convencional são determinadas através do número de barras PV e PQ, e possuem as mesmas características de esparsidade da matriz de admitâncias da rede ( $Y_{bus}$ ) (Hoji, 2006).

A matriz Jacobiana é uma ferramenta/método que serve para avaliar as condições de segurança de tensão. Através de índices calculados a partir da matriz Jacobiana do fluxo de potência, é possível indicar o quão próximo um sistema pode estar da instabilidade ou colapso

de tensão. Geralmente esses índices são baseados em desacoplamentos a partir da matriz Jacobiana e resultam no que se define por sensibilidades, tema este, que é abordado a seguir.

## 2.5.2 Matriz de Sensibilidade

A matriz Jacobiana fornece principalmente relações onde as variáveis  $P$  e  $Q$  dependem de  $\theta$  e  $V$ . No entanto, podem haver situações nas quais seja mais interessante e vantajoso possuir a relação inversa a isto, ou seja, onde as variáveis  $\theta$  e  $V$  dependam de  $P$  e  $Q$ .

Para satisfazer tal necessidade, a partir da inversão da matriz Jacobiana  $[J]$  é possível obter o que convencionalmente é denominado de matriz de Sensibilidade  $[S]$  (Karthikeyan, Pokhrel, Pillai, & Bak-Jensen, 2017):

$$S = J^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P} & \frac{\partial \theta}{\partial Q} \\ \frac{\partial V}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial Q} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

onde  $P$  e  $Q$  são vetores de injeções nodais reais e reativas e  $\theta$  e  $V$  são os vetores de ângulos e magnitudes de tensão.

Ao inverter a matriz Jacobiana, pode-se calcular os fatores de sensibilidade de tensão  $\partial V/\partial P$  e  $\partial V/\partial Q$  e as sensibilidades de perda (Shirmohammadi, Hong, Semlyen, & Luo, 1988). Como as injeções de potência são funções não-lineares de tensão, a matriz Jacobiana muda com as condições de operação. Assim, cada vez que as injeções de potência mudam, um novo fluxo de carga deve ser resolvido, com base no qual a matriz Jacobiana atualizada e os fatores de sensibilidades podem ser calculados.

Através de métodos baseados no desacoplamento entre  $P\theta$  e  $QV$ , considerando-se o fato de as sensibilidades  $\partial P/\partial \theta$  e  $\partial Q/\partial V$  serem mais intensas que as sensibilidades  $\partial P/\partial V$  e  $\partial Q/\partial \theta$  (Monticelli, 1983). O desacoplamento permite a separação entre os subproblemas  $P\theta$  e  $QV$ , sendo os efeitos das submatrizes jacobianas  $M = \partial Q/\partial \theta$  e  $N = \partial P/\partial V$  desprezadas. Apesar das aproximações não alterarem a rede, os efeitos das aproximações podem ser vistos nos resultados do problema de fluxo de potência, principalmente para sistemas altamente carregados (Hoji, 2006).

Se a potência ativa de todos os inversores fotovoltaicos for aumentada uniformemente de zero, em algum ponto, a tensão no último nó do alimentador (devido à estrutura radial) atingirá o limite. Se a magnitude da tensão for escolhida como o índice de desempenho da rede, o valor correspondente da energia ativa é chamado de capacidade de penetração da rede. Por medidas

de controle adequadas, o aumento de tensão pode ser reduzido; assim, a capacidade de penetração da rede também será aumentada.

### 2.5.3 Aplicação das Matrizes e suas Propriedades

Apresentadas as matrizes Jacobiana e de Sensibilidade, parte-se agora para um melhor detalhamento sobre suas possibilidades de utilização e de casos presentes na literatura onde estas mesmas características foram aplicadas.

Trabalhos da literatura implementam lógicas de controle que servem tanto para as saídas de potência ativa quanto para potência reativa do gerador distribuído, ou seja, novas configurações são atribuídas simultaneamente, como em (Zhang et al., 2018). A maioria dos métodos baseados na sensibilidade disponíveis na literatura usa sensibilidades separadas para energia ativa e reativa (desacoplados) e, portanto, ações de controle sequenciais são necessárias, isto é, primeiro uma ação de controle para potência reativa e então para potência ativa, ou vice-versa.

Uma abordagem clássica para calcular as sensibilidades de tensão durante a operação é usar a matriz Jacobiana depois de resolver um fluxo de potência (Valverde & Van Cutsem, 2013). As sensibilidades de tensão (com relação à magnitude de potência ativa  $P$  e potência reativa  $Q$ ) são estimadas pela avaliação da matriz Jacobiana inversa em um determinado ponto de operação, como mostrado:

$$J^{-1} = S = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P} & \frac{\partial \theta}{\partial Q} \\ \frac{\partial V}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial Q} \end{bmatrix} = F \left( \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \right) \quad (2.29)$$

$$\Delta V_{GD} = \frac{\partial V_{GD}}{\partial P_{GD}} * \Delta P_{GD} + \frac{\partial V_{GD}}{\partial Q_{GD}} * \Delta Q_{GD} \quad (2.30)$$

aqui,  $\theta$  e  $V$  são os vetores de ângulos e magnitudes de tensão do nó, respectivamente. A magnitude da variação de tensão  $V_{GD}$  no barramento de interesse (isto é, planta de GD controlável) devido a mudanças na potência ativa e/ou reativa pode então ser calculada usando a equação (2.30).

A variação do perfil de tensão do sistema devido à injeção de potência é determinada por equações de fluxo de potência não lineares. A análise de sensibilidade é a linearização de equações de fluxo de potência que trocam a precisão da solução com a eficiência. O processo de linearização é o seguinte: existem  $n$  barramentos no sistema, nos quais existem barramentos de carga. As equações do fluxo de potência são dadas pela equação (2.31), onde  $P_i$  e  $Q_i$  são a potência ativa e reativa injetada no barramento  $i$ ,  $G_{ij}$  e  $B_{ij}$  são componentes resistivos e



reativos da matriz de admitância do sistema  $Y = G + jB$ . A linearização de (2.31) é apresentada na equação (2.32). Uma vez que  $J$  é conhecida, a variação da tensão pode ser estimada pela equação (2.33).

$$\begin{cases} P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (2.31)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Conforme já salientado previamente, como o foco deste trabalho é concentrado principalmente na relação entre tensão e potências ativa e reativa, pode-se dispensar a representação do ângulo ( $\theta$ ), portanto, as equações (2.32) e (2.33) podem ser reduzidas em (2.35), (2.36) e (2.39).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \Delta V \quad (2.34)$$

$$\Delta P = \left[ \frac{\partial P}{\partial V} \right] \Delta V = J_{PV} \cdot \Delta V \quad (2.35)$$

$$\Delta Q = \left[ \frac{\partial Q}{\partial V} \right] \Delta V = J_{QV} \cdot \Delta V \quad (2.36)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P} & \frac{\partial \theta}{\partial Q} \\ \frac{\partial V}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

$$[\Delta V] = \begin{bmatrix} \frac{\partial V}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

$$[\Delta V] = \frac{\partial V}{\partial P} \cdot \Delta P + \frac{\partial V}{\partial Q} \cdot \Delta Q = S_{PV} \cdot \Delta P + S_{QV} \cdot \Delta Q \quad (2.39)$$

Essas equações auxiliam em definir a sensibilidade do perfil de tensão do alimentador em função de variações de potências ativa e reativa impostas tanto pelas próprias cargas, mas principalmente pelos GDIs instalados no SGD.

Esta abordagem, caso se queira efetivamente aplicá-la no método de controle, no entanto, requer que as sensibilidades de tensão sejam atualizadas toda vez que o estado da rede muda, por exemplo, mudanças de carga/demanda e/ou geração. Isso, por sua vez, requer novos fluxos de potência e, portanto, a observação completa da rede correspondente. Logo, a implementação dessa abordagem requer mais infraestruturas de monitoramento e comunicação ainda não comuns nas redes de distribuição (Z. Zhang et al., 2018).

No entanto, a execução de um fluxo de carga total para cada alteração das condições operacionais nas redes de distribuição pode não ser viável devido à falta de informações *on-line* sobre o perfil atual de geração/demanda em cada nó. Uma alternativa poderia ser usar uma matriz Jacobiana fixa e, portanto, fatores de sensibilidade fixos. A matriz Jacobiana fixa é geralmente calculada quando o sistema se encontra em um ponto de operação que se denomina *flat start*, quando as tensões do barramento são mantidas em torno de 1 pu durante a operação normal e as diferenças de ângulo de fase das tensões de barramento nas duas extremidades das linhas são pequenas. A matriz Jacobiana fixa pode não representar muito bem a verdadeira função quando as condições de operação mudam (Zhou & Bialek, 2008).

Outra abordagem conhecida como *perturb-and-observe* (perturbar e observar) analisa os primeiros fluxos múltiplos de energia considerando pequenas mudanças nas saídas de potência ativas e/ou reativas do GDI, de modo a extrair as sensibilidades correspondentes (Sansawatt, Ochoa, & Harrison, 2012). No entanto, durante a operação, a atualização da matriz Jacobiana ou a execução de múltiplos fluxos de potência exige que a rede e seus participantes sejam totalmente observáveis. Além disso, as sensibilidades resultantes obtidas por um determinado período não serão necessariamente válidas para o próximos (por exemplo, 1 min, 15 min), devido às mudanças inerentes na carga e geração (Z. Zhang et al., 2018).

Para algumas situações do presente trabalho será utilizada justamente a metodologia *P&O* (*perturb-and-observe*), haja vista que, busca-se relacionar alguns aspectos do controle *droop* com características pontuais, ou melhor, de alguns pontos de operação específicos do sistema em teste, uma vez que, conforme definido previamente, há relações bastante diretas entre a tensão e potência reativa, por exemplo, indicando uma relação de sensibilidade entre ambas.

## 2.6 Comentários do Capítulo

No decorrer do capítulo foram revisados alguns tópicos relevantes, tais como a topologia de sistemas de distribuição de energia, o controle *droop* convencional e a teoria do controle *droop* de tensão, que é utilizado no presente trabalho. Complementarmente, também foi realizada uma breve explicação sobre as matrizes Jacobiana e de Sensibilidade que, por sua vez, também são aplicadas na metodologia do trabalho.

Para dar continuidade ao trabalho, agora já apresentados os principais conceitos sobre o *droop*, segue-se para a apresentação da metodologia de análise que é aplicada.



# Capítulo 3

## Metodologia de Análise do Sistema com Controle *Droop* de Tensão

A metodologia aplicada para a realização do presente trabalho é apresentada neste capítulo. O trabalho visa avaliar a efeito do controle *droop* de tensão aplicado a um gerador distribuído conectado através de inversor de frequência (GDI) em um alimentador de distribuição e, especificamente, avaliar a influência do controle *droop* de tensão sobre o perfil de tensão do alimentador, para diferentes condições de operação.

São apresentadas as considerações sobre a modelagem do controle *droop* e o sistema elétrico utilizado como ambiente de teste com suas principais características. A estrutura e a composição das simulações realizadas também são definidas, assim como a relação com os casos considerados.

Em conjunto com as justificativas, são apresentados os fatores de análise: relação X/R, tensão de referência para o controle *droop*, constante de inclinação do *droop* e tipo de ajuste de potência do gerador. Serão também apresentados os principais fatores de análise e seus respectivos indicadores.

### 3.1 Alimentador de 30 Nós para Estudo do Controle *Droop*

Foi considerada a conexão de GDIs em um alimentador de distribuição real. Este alimentador foi anteriormente apresentado em (Salim, 2011) e (Abreu, 2005) e explorado também por (Lowenberg, 2013) e (Bainy, 2015). O alimentador possui tensão nominal de 13,8kV, fica localizado no interior do estado de São Paulo e é conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através de um sistema de subtransmissão de 138kV, 60Hz.

O sistema original conta com 32 barras, 5 transformadores, 27 ramos, totalizando 51km de linhas de distribuição, além de três capacitores em derivação em diferentes barras, para regulação de tensão. O alimentador ainda conta com uma carga total de 10,48MW e 2,51MVar.

A conexão do alimentador ao sistema de subtransmissão é realizado originalmente através de um transformador de três enrolamentos de 138/11,5/13,8 kV. Para as análises realizadas no trabalho, o terceiro enrolamento foi negligenciado por não interferir nas análises do fluxo de

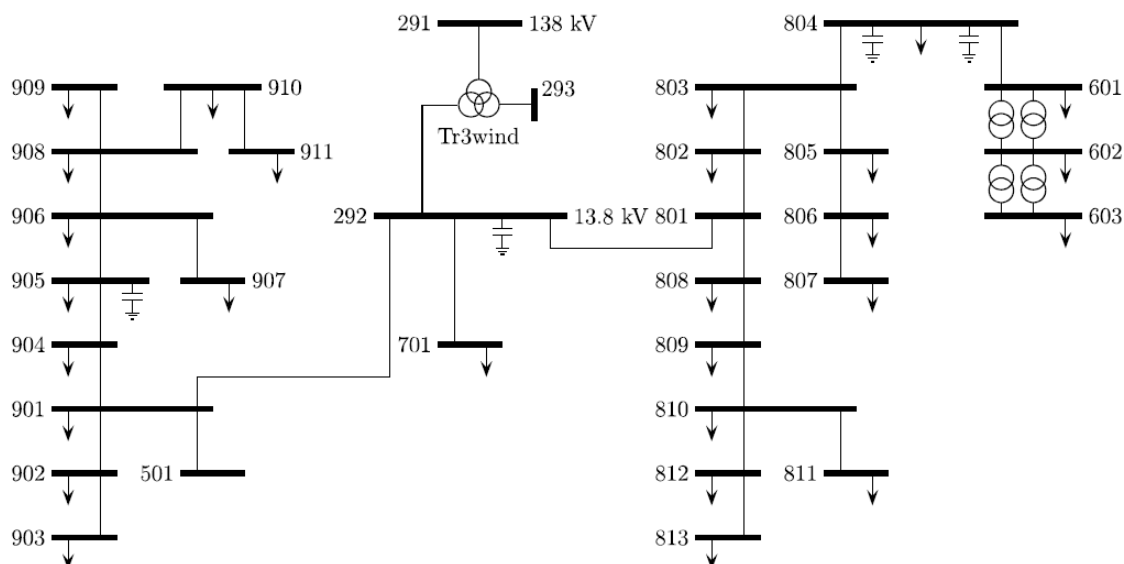
carga. Assim, este transformador foi considerado como de dois enrolamentos, 138/13,8 kV, e desprezou-se o nó 293 do sistema original, ficando apenas o nó 291 referido ao SIN (138 kV) e o nó 292 como o nó de 13,8 kV do alimentador.

O nó 603, que tem o nível de tensão mais baixo, 2,4 kV, e é conectado ao nó 602 por um transformador, por não conter carregamento significativo e por apresentar nível de tensão diferente, foi também desconsiderado nas simulações. Desta forma, o sistema inicial de 32 nós, passa a ser de 30 nós.

Ainda assim, como forma de simplificação, os parâmetros dos transformadores entre os nós 601 e 602 foram ajustados para que fossem representados como um único transformador nas simulações, portanto, o sistema passou de 5 para apenas 2 transformadores representativos.

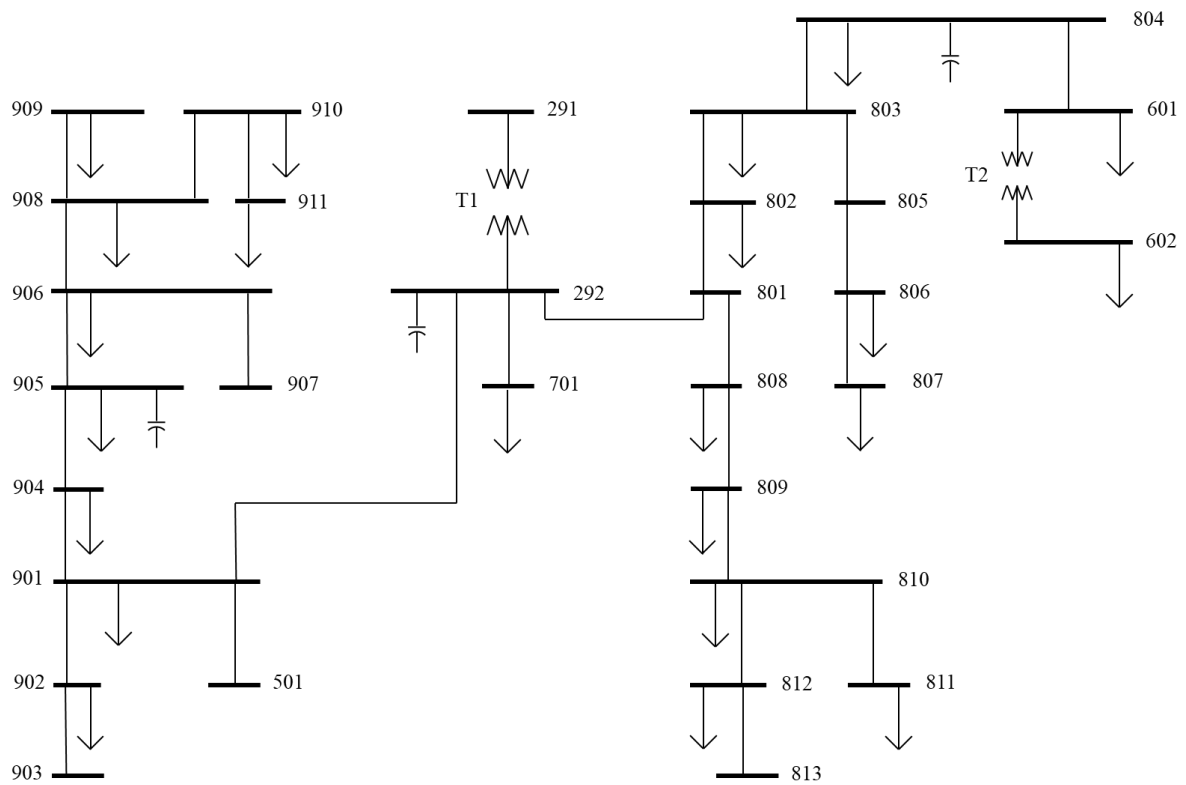
Em razão de o foco principal ser o perfil de tensão, a utilização de um alimentador como base para estudo e simulações se justifica pelo fato de que o mesmo dispensa a necessidade em se realizar a implementação e representação do *droop* de frequência. Restando, assim, apenas os devidos ajustes e observações sobre a magnitude de tensão nos nós e suas respectivas relações com potências ativa, reativa e demais características de influência.

A topologia deste alimentador é de característica radial, com a relação X/R da impedância equivalente das linhas com grande diversidade. O diagrama unifilar da rede de distribuição original (32 nós) pode ser observado na Figura 3.1 e o alimentador modificado, com 30 nós, na Figura 3.2:



**Figura 3.1:** Alimentador de 32 nós.

Fonte: (Salim, 2011).

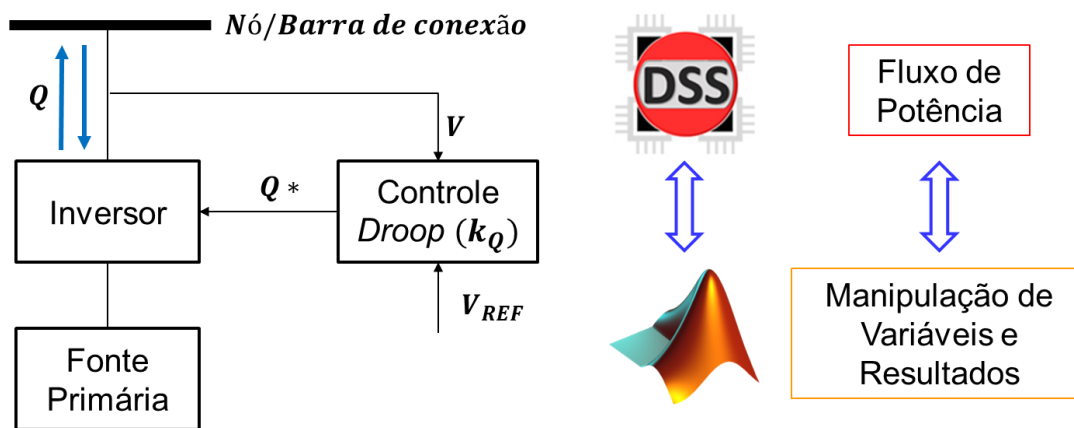


**Figura 3.2:** Diagrama unifilar da rede de distribuição utilizada (30 nós).

Fonte: Adaptado de (Lowenberg, 2013).

A análise de comportamento do sistema é realizada através de simulações computacionais, combinando algoritmos elaborados nas plataformas Matlab® e OpenDSS. De forma sucinta, os algoritmos são elaborados todos em Matlab, que utiliza o OpenDSS (através de interface específica) apenas para a realização dos cálculos de fluxo de potência do sistema de distribuição. A manipulação de variáveis e resultados é toda realizada no Matlab. Cabe aqui salientar que os GDIs não definidos como barras do tipo PQ para o fluxo de potência por parte do OpenDSS, e através do algoritmo implementado no Matlab os valores de P ou Q podem ser atualizados a cada iteração entre os *softwares* (dependendo do tipo de análise que for realizada).

Na Figura 3.3 é feita uma representação da estrutura de iteração entre os softwares de simulação, vale salientar que durante um ciclo de simulação com controle *droop* em um nó específico, apenas o valor de potência reativa (Q) é atualizado a cada iteração, de forma a atender os requisitos especificados pelo controle *droop*. Ainda na mesma figura, é possível verificar a aplicação da equação (2.25) para o controle *droop* durante as simulações.



**Figura 3.3:** Representação da estrutura de iteração entre os softwares.

Para proceder nos estudos e avaliação dos comportamentos em função do uso do controle *droop* de tensão, serão considerados geradores distribuídos conectados através de inversores ao alimentador em barras distintas. Definiu-se que o gerador distribuído conectado terá potência nominal equivalente a 8% da potência de curto-circuito ( $S_{SC}$ ) trifásica do nó de conexão.

$$S_{GDI_i} = 0,08 \times S_{SC,GDI_i} \quad (3.1)$$

Também é considerada a instalação de um único GDI no alimentador por simulação, variando-se apenas o nó de conexão do mesmo. Desta forma, são obtidos os perfis de tensão ao longo do alimentador para cada nó ao qual o gerador é conectado com o valor de potência ativa de geração fixo, observando-se os efeitos do controle *droop* sobre o perfil de tensão.

## 3.2 Indicadores e Fatores de Análise

Tendo em vista estudar o perfil de tensão, é necessário o desenvolvimento de metodologias para a observação da influência do controle *droop* de tensão no sistema de distribuição em teste, bem como quais serão os itens a serem observados neste processo no decorrer do trabalho. Estes itens de observação serão classificados como fatores de análise e cada qual será avaliado a partir de um indicador específico. Os indicadores e seus respectivos fatores de análise são apresentados na Tabela 3.1 e detalhados ao longo desta seção.



**Tabela 3.1:** Indicadores e respectivos Fatores de Análise.

<b>Indicadores</b>	<b>Fatores de Análise</b>
Tensão Média	Tensão de Referência ( $V_{REF}$ ) Constante de <i>Droop</i> ( $K_Q$ )
Sensibilidade Média	Relação X/R
Capacidade de Penetração (kW)	Relação X/R

### 3.2.1 Perfil de Tensão

Conforme brevemente já abordado, o perfil de tensão é o principal elemento utilizado nas análises do presente trabalho. Como perfil de tensão podemos entender um gráfico no plano cartesiano, onde o eixo das abscissas é composto pelos nós do alimentador (sistema de distribuição teste) e o eixo das ordenadas demonstra os valores de tensão nos respectivos nós, geralmente em valores por unidade (pu). Dependendo do tipo de análise realizada, em alguns casos os nós são ordenados simplesmente em função do seu número de identificação (sequência crescente), e em outros, são ordenados em função da relação X/R de impedância equivalente vista do ponto de conexão do GDI com o alimentador (sequência de X/R decrescente).

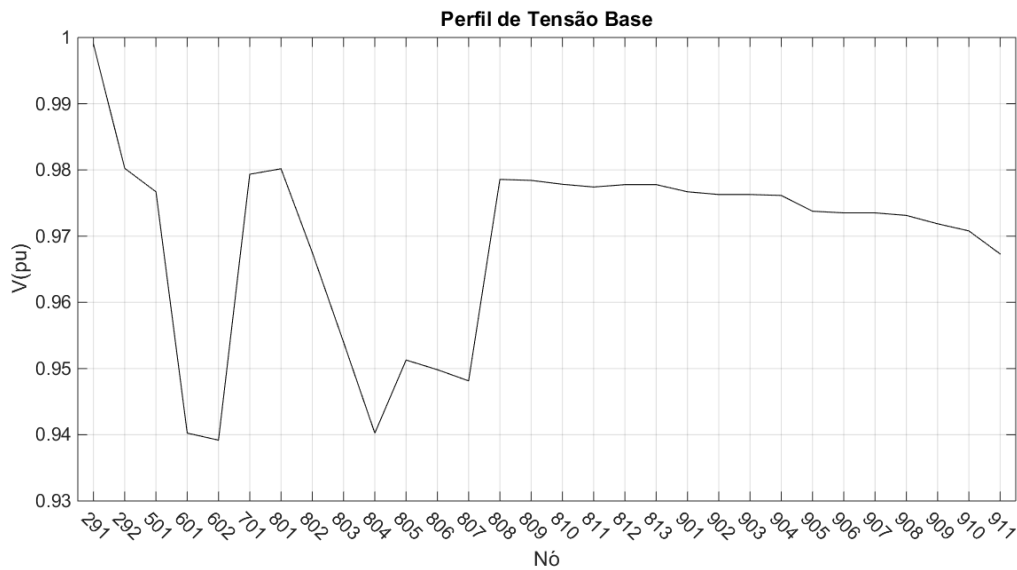
#### **Controle *Droop* versus Fator de Potência Unitário**

Um dos fatores de análise utilizado é a comparação entre o controle *droop* de tensão, frente a ausência de controle sobre a tensão por parte do GDI, ou seja, ao caso em que o GDI opera em fator de potência unitário (FP=1), injetando única e exclusivamente potência ativa na rede. Este fator é denominado como “tipo do gerador”.

#### **Perfil de Tensão Base**

Para que todas as análises sejam realizadas partindo de alguma referência, ou ponto de operação específico do alimentador, haja vista que o alimentador é considerado inicialmente sem qualquer tipo de gerador distribuído instalado, apenas atendendo as respectivas cargas instaladas em cada nó, se estabelece aqui o que é definido como “perfil de tensão base”. Este perfil base é simplesmente o perfil de tensão do alimentador antes da inserção de qualquer tipo de geração e operando em configuração de carga plena (100%) e é ilustrado na Figura 3.4.

Como as regiões dos nós 602 e 804 concentram a maior parte das cargas do alimentador, é claramente perceptível que nestes nós há um nível significativamente menor de tensão, mas que não chega a exceder o limite de 0,93 pu estabelecido pelo PRODIST. E, na região do nó 901 há outro nível menor de tensão, explicada pela maior distância elétrica da subestação.



**Figura 3.4:** Perfil de tensão base do alimentador.

### Média das Tensões Nodais

Como indicador para avaliar o efeito da aplicação do controle *droop* em geradores distribuídos instalados no sistema, opta-se pelo cálculo da média aritmética das tensões nodais do alimentador em função do nó de conexão do gerador, quando aplicado um GDI num nó específico do alimentador. Para fins de simplificação, esta média aritmética das tensões nodais do alimentador é denominada simplesmente como tensão média do alimentador. A tensão média é calculada por:

$$\bar{V}_j = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n} \quad (3.2)$$

Sendo  $j$  o nó onde é conectado o GDI e  $V_i$  são as tensões nodais. Ou seja, considerando a instalação de um GDI em qualquer nó do sistema, é calculada a média das tensões do alimentador para posterior comparação quando for instalado um GDI em algum nó distinto do anterior.

### Relação X/R dos Nós do Alimentador

Como forma de avaliar a influência das características do ponto de conexão, é considerada a relação X/R da impedância equivalente vista do nó de conexão, ou seja, quão considerável é a influência sobre o comportamento do perfil de tensão quando um GDI é instalado em um nó cuja impedância equivalente até o ponto de conexão com o SIN é mais, ou menos, resistiva (R) ou reativa (X).

Por questão de simplificação, a relação X/R da impedância equivalente vista do nó de conexão é aqui denominada como apenas “relação X/R do nó”.

Na Tabela 3.2 é possível verificar a ordem e valores da relação X/R da impedância equivalente vista do nó de conexão para cada nó do alimentador. Cabe aqui salientar que o nó

de conexão ao SIN é o nó de número 291, por isso não consta na referida tabela. Além disso, vale ressaltar que no cálculo da impedância equivalente, todas as cargas foram consideradas como impedância constante e em seus valores nominais.

**Tabela 3.2:** Nós do alimentador ordenados pela relação X/R.

Nó	Relação X/R	Nó	Relação X/R	Nó	Relação X/R
292	5,485	812	3,336	811	2,279
801	5,465	902	3,257	601	2,011
701	5,191	905	3,073	804	2,011
901	4,122	906	2,967	909	1,352
501	4,111	813	2,895	910	1,227
808	3,997	903	2,861	805	0,907
904	3,973	908	2,758	806	0,743
809	3,91	907	2,518	807	0,59
810	3,509	803	2,515	911	0,541
802	3,389	602	2,414		

### 3.2.2 Tensão de Referência para o Controle *Droop*

Dependendo da tensão de referência ajustada como *set-point* para o controle *droop*, o sistema pode apresentar diferentes comportamentos. Por isso, são consideradas modificações no *set-point* de tensão para verificar sua efetiva influência no perfil de tensão do alimentador.

Os valores utilizados como referência de tensão para o controle *droop* são de:

- 0,98 pu;
- 1,0 pu (definido como caso base);
- 1,02 pu;

### 3.2.3 Matriz de Sensibilidade de Tensão

Outro indicador utilizado para avaliar a influência do controle *droop* sobre o perfil de tensão é a sensibilidade média de tensão, ou seja, através de matrizes de sensibilidade de tensão por potência ativa ( $\partial V/\partial P$ ) e de tensão por potência reativa ( $\partial V/\partial Q$ ).

Para cada ponto de operação do sistema há uma matriz de sensibilidade característica específica, ou seja, pode ser obtida para cada configuração do sistema. Por exemplo, pode-se obter uma matriz de sensibilidade considerando não haver nenhum GDI instalado no alimentador, a qual é aqui definida como matriz de sensibilidade base. Também pode ser considerada a existência de um ou mais GDIs no alimentador, com potências nominais distintas

e regras de controle também diferentes uns dos outros, e cada configuração permite a obtenção de uma matriz de sensibilidade característica e distinta.

Para a obtenção das matrizes de sensibilidade, através do método *perturb-and-observe* (*P&O*), é inserida uma variação de potência ( $\Delta P$ ) em cada nó do sistema (Nós  $\Delta P$ ), executado o fluxo de potência no OpenDSS® e com a diferença de tensão, a partir de um vetor de tensões iniciais, é calculada a sensibilidade de cada nó por:

$$Sens_{i,j} = \frac{V_{final_i} - V_{inicial_i}}{\Delta P_j} \quad (3.3)$$

onde:

$Sens_{i,j}$  sensibilidade de tensão no nó  $i$  em função de  $\Delta P_j$  no nó  $j$ ;

$i$  nó onde está sendo medida a sensibilidade de tensão;

$j$  nó onde é aplicada a variação de potência ativa ou reativa;

$V_{final_i}$  tensão no nó  $i$  após aplicação de  $\Delta P_j$ ;

$V_{inicial_i}$  tensão no nó  $i$  antes da aplicação de  $\Delta P_j$ ;

$\Delta P_j$  variação de potência ativa ou reativa aplicada.

Analogamente ao caso da tensão média, é definida também a sensibilidade média dos nós do alimentador, que é a média aritmética das sensibilidades nodais do alimentador e é denominada simplesmente como sensibilidade média do alimentador. A sensibilidade média é calculada por:

$$\overline{Sens_j} = \frac{\sum_{i=1}^n Sens_i}{n} \quad (3.4)$$

onde  $j$  o nó ao qual é conectado o GDI e  $Sens_i$  são as sensibilidades nodais.

Aqui, objetiva-se, portanto, observar qual a influência de cada tipo de controle sobre o perfil de tensão em função da sensibilidade de tensão dos nós, ou seja, quanto cada tipo de controle influi no perfil de tensão em função da respectiva sensibilidade dos nós do alimentador.

Nesta etapa, a sensibilidade é dividida em 5 classificações, em função da configuração do sistema:

- Quando não há nenhum tipo de GDI:
  1. Sensibilidade média à variação de potência ativa (FP=1);
  2. Sensibilidade média à inserção de GDI com *droop* de tensão;
- Quando há GDI com FP=1:
  3. Sensibilidade média à variação de potência ativa (FP=1);
  4. Sensibilidade média à inserção de GDI com *droop* de tensão;
- Quando há GDI com *droop* de tensão:
  5. Sensibilidade média à variação de potência ativa (FP=1);

### 3.2.4 Índice de Penetração de GDIs

Ainda fazendo uso da sensibilidade, a avaliação de penetração de GDIs busca estimar valores limite (capacidades máxima e mínima) de inserção de potência por parte dos GDIs considerando o uso ou não do controle *droop* de tensão. Lembrando que, quando se refere ao não uso do controle *droop* é porque o GDI opera com fator de potência unitário (FP=1).

Desta forma, pretende-se obter valores comparativos de quanto é possível ampliar as potências nas barras, seja através dos geradores distribuídos ou através de modificações nas cargas, sem que sejam excedidos os valores limite de tensão estabelecidos pelo PRODIST, que são de 0,93pu a 1,05pu de tensão.

Um percentual de variação é definido conforme a equação a seguir:

$$\%variação = \frac{\text{Limite com droop [kW]}}{\text{Limite sem droop [kW]}} \times 100 \quad (3.5)$$

Considerando o caso de geração, ou seja, inserção de potência nos nós do alimentador pelo gerador distribuído e a partir da equação (3.3) os limites são assim estipulados:

$$\text{Se } Sens_{i,j} < 0 \Rightarrow \text{Limite}_j = \min_{j=1 \text{ até } n\text{Nós}} \left[ \frac{1}{Sens_{i,j}} \times (V_{inicial_i} - 0,93) \right] \quad (3.6)$$

$$\text{Se } Sens_{i,j} > 0 \Rightarrow \text{Limite}_j = \min_{j=1 \text{ até } n\text{Nós}} \left[ \frac{1}{Sens_{i,j}} \times (1,05 - V_{inicial_i}) \right] \quad (3.7)$$

Já para o caso de carga, ou seja, absorção de potência pelas cargas nos nós do alimentador, estes limites são estipulados pelas seguintes equações:

$$\text{Se } Sens_{i,j} < 0 \Rightarrow \text{Limite}_j = \min_{j=1 \text{ até } n\text{Nós}} \left[ \frac{1}{Sens_{i,j}} \times (V_{inicial_i} - 1,05) \right] \quad (3.8)$$

$$\text{Se } Sens_{i,j} > 0 \Rightarrow \text{Limite}_j = \min_{j=1 \text{ até } n\text{Nós}} \left[ \frac{1}{Sens_{i,j}} \times (0,93 - V_{inicial_i}) \right] \quad (3.9)$$

A equação  $1/Sens_{i,j}$  representa o inverso da sensibilidade de tensão por potência  $[V/kW]$  ou  $[V/kVAr]$ , ou seja, é uma medida de  $[kW/V]$  ou  $[kVAr/V]$  que, quando multiplicado pela diferença entre a tensão inicial e tensão limite (0,93 ou 1,05 pu), fornece um valor estimado de potência que poderia ser aplicado na barra  $j$  sem exceder os limites de tensão nas barras  $i$ . E como forma de garantir que todo o sistema se mantenha dentro dos limites de tensão, seleciona-se o menor valor (*min*) entre todas barras  $i$  como limite para a barra  $j$ .

### 3.2.5 Múltiplos Geradores com Controle *Droop*

Tendo em vista que, até o momento é considerada a aplicação exclusiva de um único GDI por vez no sistema de distribuição, sugere-se a implementação do controle *droop* em mais de um GDI, haja vista também, que é previsível e utilização do *droop* em praticamente todos os geradores distribuídos que estiverem instalados no sistema.

## 3.3 Comentários do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado o alimentador que será utilizado no decorrer do trabalho, bem como, também foram definidos os principais indicadores e fatores de análise, sobre os quais serão baseados os testes e respectivas análises.

Como fatores de análise foram definidos:

- Tipo de controle do gerador;
- Relação X/R do nó de conexão;
- Tensão de referência para o controle *droop*; e
- Valor da constante de *droop*;

E os principais indicadores para as análises são:

- Média de Tensão do Alimentador;
- Média de Sensibilidade;
- Capacidade de Penetração (%);

Com base na metodologia apresentada, os resultados obtidos são descritos e analisados no capítulo seguinte.

# Capítulo 4

## Resultados da Influência do Controle *Droop* de Tensão

Este capítulo se concentra na apresentação dos resultados obtidos através da realização de simulações e das análises pertinentes. As avaliações são qualitativas e objetiva-se verificar padrões de comportamento dentre os casos, pretendendo identificar a influência dos fatores no comportamento das variáveis analisadas. São abordados os fatores apresentados no Capítulo 3, na seguinte sequência: influência sobre o perfil de tensão, análise baseada na matriz de sensibilidade e, efeito do controle *droop* sobre o índice de penetração. Para complementar as análises, ao final é apresentado um exemplo de aplicação de mais de um GDI com controle *droop* simultaneamente no alimentador.

Considerando a realização de diversas simulações para os casos, são identificados os que produzem resultados mais ilustrativos e estes são utilizados para a realização das discussões propostas.

Para melhor entendimento, é feita uma separação em três seções com características relativamente distintas entre si, do ponto de vista de análise e resultados.

A primeira seção é baseada na característica de perfil de tensão do alimentador, e para tal, é subdividida em duas subseções. Na primeira subseção objetiva-se fazer a comparação de situações sem presença de gerador (sem GD), com gerador sem controle *droop* (FP=1) e com gerador com controle *droop* de tensão (*droop*).

Na segunda seção o objetivo é verificar a característica de sensibilidade de tensão do sistema/alimentador para variações de potências ativa e reativa ao longo do mesmo. E, dessa forma, entender como o controle *droop* pode alterar a sensibilidade, e conseqüentemente, modificar o sistema de forma a torná-lo mais, ou menos, suscetível a variações acentuadas ou instabilidades que podem levar a níveis não adequados de tensão. Essa subseção pode ser considerada uma variação da primeira, mas com a adição das características de sensibilidade para observação de resultados e comportamento do sistema.

Na terceira seção é realizada uma verificação do índice de penetração de potência permitido para o sistema, sem que se excedam os limites de tensão normalmente estipulados

pelos órgãos regulamentadores, como no PRODIST, por exemplo. Essa seção faz, em parte, uso dos resultados da seção anterior.

Antes porém, é importante destacar as condições base que foram utilizadas para as simulações e análises:

- Foi considerada a conexão de um único GDI por vez no alimentador;
- O alimentador foi considerado com:
  - Carga Nominal (100%);
  - Bancos de Capacitores sempre conectados (100%);
- A condição operativa do GDI foi considerada com:
  - Potência ativa equivalente a 8% da potência de curto-circuito ( $P_{GDI} = 8\% \text{ de } S_{SC} = 0,08 \times S_{SC}$ );
- O controle *droop*, quando existente, foi considerado com:
  - Tensão de referência igual a 1pu ( $V_{REF} = 1.0 \text{ pu}$ ), modelado como barra PQ no OpenDSS®;
  - Constante de *droop* igual a 0,1 ( $k_Q = 0.1$ );
- Limites operativos:
  - foi considerado que o fator de potência do gerador com *droop* é limitado na faixa de 0.92 indutivo a 0.92 capacitivo.
- Todos os indicadores forma avaliados na condição nominal do GDI.

## 4.1 Influência Sobre o Perfil de Tensão

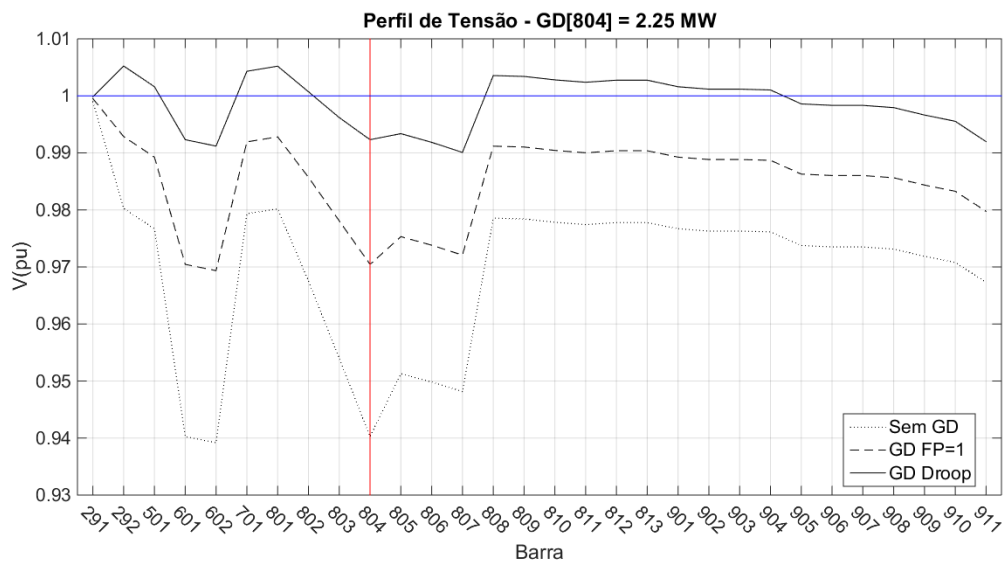
Nessa seção, conforme mencionado anteriormente, procura-se verificar o impacto/influência do uso de controle de tensão com *droop* em geradores distribuídos sobre o perfil de tensão do alimentador.

Para efeito de comparação é considerado o caso no qual o gerador possui fator de potência unitário (FP=1), ou seja, fornece apenas potência ativa para a rede, o caso no qual o gerador possui controle *droop* de tensão, ou seja, pode injetar ou consumir potência reativa da rede buscando ajustar o nível de tensão na barra onde está instalado. Vale salientar que seu fator de potência (FP) é limitado em 0,92 (capacitivo ou indutivo) e sua referência de tensão é ajustada em 1,0 pu de tensão. O nó de conexão, para esse caso, é o de número 804 e ainda, para fornecer uma referência inicial, também é plotado o perfil de tensão do alimentador para o caso sem geração (perfil de tensão base).

A Figura 4.1 mostra três perfis de tensão ao longo do alimentador. Um primeiro sem GD instalado, e outros dois considerando a instalação de um GD no nó de número 804 (indicado pela linha vertical em vermelho na figura) do referido sistema. A diferença entre esses dois perfis é que, enquanto um ilustra o caso de um gerador sem controle *droop*, ou seja, fator de potência igual a unidade (FP=1), o outro consiste no caso de um gerador com controle *droop* de tensão. Fica evidente, ao observar a citada figura, que com o controle *droop*, o perfil de



tensão ao longo de todo o alimentador se aproximou do valor unitário, resultando, portanto, em uma melhoria no perfil de tensão.

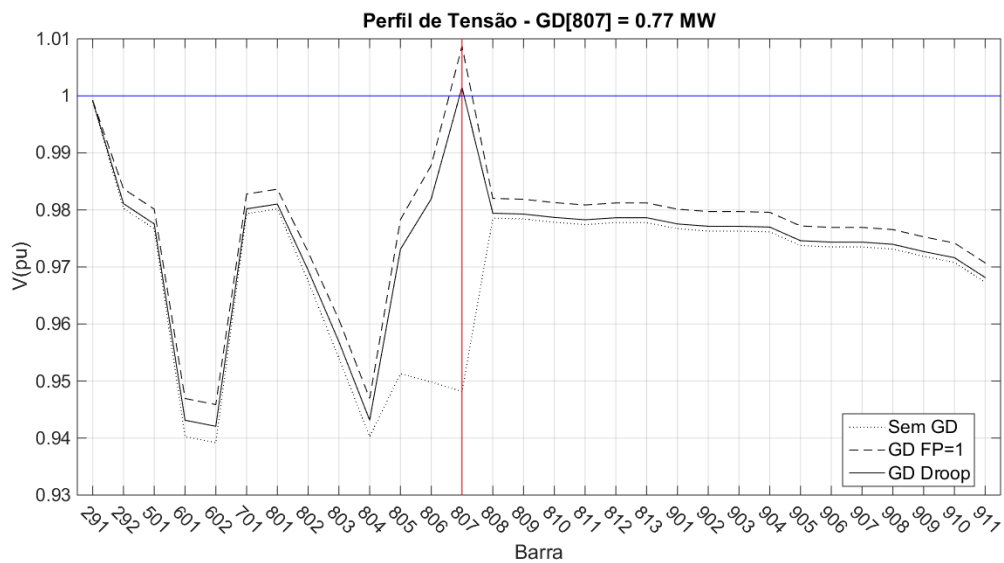


**Figura 4.1:** Perfil de tensão no alimentador para casos com e sem controle *droop* de tensão, nó de conexão 804.

A Figura 4.2 mostra o perfil de tensão do alimentador quando é conectado um GDI ao nó 807 (linha vertical em vermelho). Este nó é bastante próximo do 804, no entanto, suas características nos mostram um perfil de tensão significativamente diferente do observado na Figura 4.1.

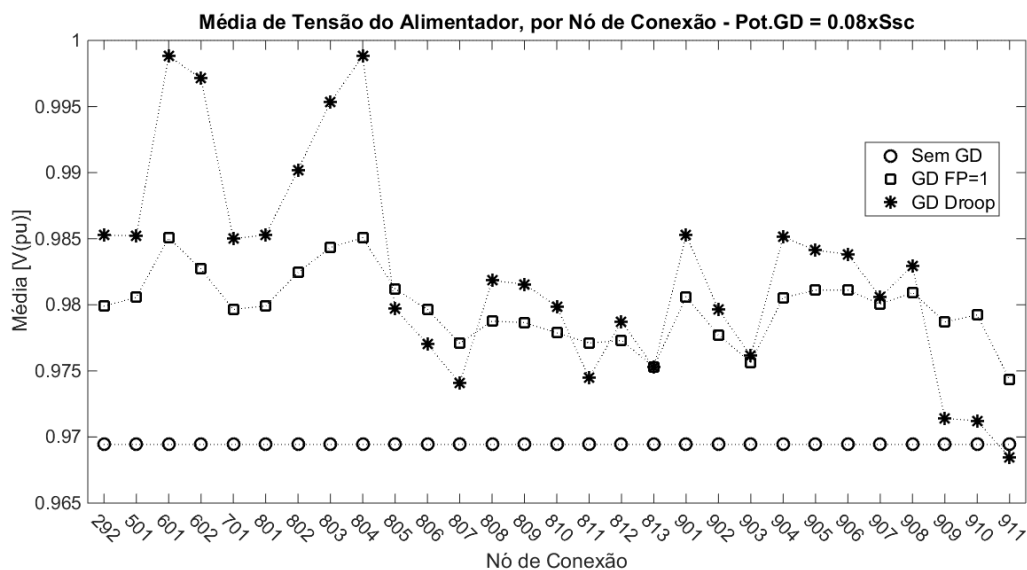
Algumas observações que podem ser feitas:

- Com uma potência instalada bem menor, 770 kW frente aos 2.250 kW do gerador conectado ao nó 804, a tensão no nó de conexão atingiu mais facilmente o valor de 1 pu no nó 807;
- Pelo fato de o nó 807 ser menos centralizado que o 804, o perfil de tensão no restante do alimentador praticamente não teve grande alteração, tanto comparado o caso sem geração (Sem GD), quanto os com gerador com FP fixo (GD FP=1) e com gerador com controle *droop* (GD *Droop*).
- No caso da conexão ao nó 804 (Figura 4.1), houve uma significativa melhora no perfil de tensão de todo o alimentador, tanto em relação ao FP=1, quanto ao Sem GD, o que não é observado quando o GDI é instalado no nó 807.



**Figura 4.2:** Perfil de tensão para casos com e sem controle *droop* de tensão, nó de conexão 807.

Seguindo o mesmo procedimento, inserindo um GDI a cada vez, em um nó distinto do alimentador, até percorrer todos os nós do mesmo, calcula-se a média aritmética das tensões nodais do alimentador e o resultado é mostrado nas figuras 4.3 e 4.4.

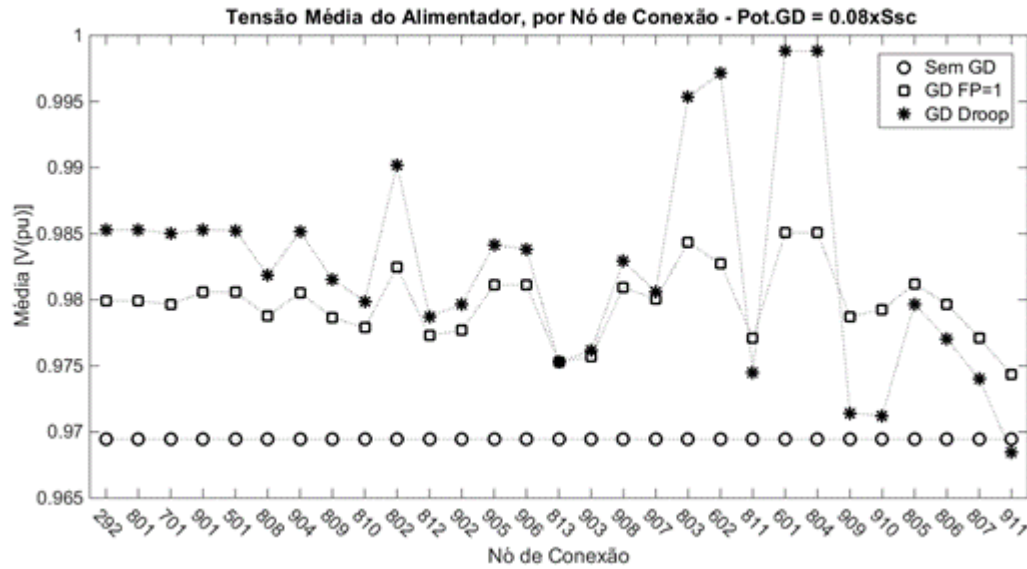


**Figura 4.3:** Média aritmética de tensões nodais do alimentador por nó de conexão do GDI.

Na Figura 4.3, é possível perceber que ao aplicar o controle *droop*, para a maioria dos nós de conexão, a média de tensão do alimentador se aproxima mais do valor unitário de tensão (tensão de referência para o controle *droop*) do que quando aplicado FP=1.

Utilizando as definições da relação X/R, já apresentadas, os dados da Figura 4.3 foram reorganizados e apresentados na Figura 4.4. Nessa figura é possível perceber, através do indicador de média de tensões utilizado, que, à medida que diminui o valor da relação X/R (lado

direito do gráfico) o uso do controle *droop* parece ser menos eficiente que a geração com fator de potência fixo. Isto pode ser considerado um indicativo inicial de uma correlação entre o controle *droop* de tensão e a relação X/R dos nós no qual o GDI é alocado.



**Figura 4.4:** Tensão média do alimentador por nó de conexão do GD (ordem de nós X/R decrescente).

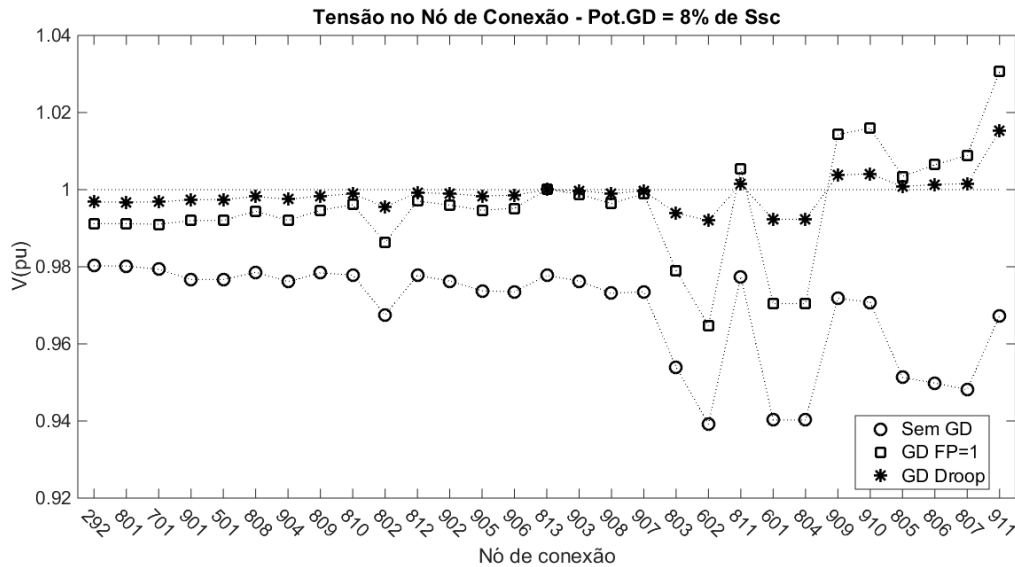
**Tabela 4.1:** Relação X/R dos nós do alimentador.

Ordinal	Ordenado por Nó (crescente)		Ordenado por X/R (decrecente)	
	Nó	X/R	Nó	X/R
1°	292	5,49	292	5,49
2°	501	4,11	801	5,47
3°	601	2,01	701	5,19
4°	602	2,21	901	4,12
5°	701	5,19	501	4,11
6°	801	5,47	808	4,00
7°	802	3,39	904	3,97
8°	803	2,52	809	3,91
9°	804	2,01	810	3,51
10°	805	0,91	802	3,39
11°	806	0,74	812	3,34
12°	807	0,59	902	3,26
13°	808	4,00	905	3,07
14°	809	3,91	906	2,97
15°	810	3,51	813	2,89
16°	811	2,28	903	2,86
17°	812	3,34	908	2,76
18°	813	2,89	907	2,52
19°	901	4,12	803	2,52
20°	902	3,26	811	2,28
21°	903	2,86	602	2,21
22°	904	3,97	601	2,01
23°	905	3,07	804	2,01
24°	906	2,97	909	1,35
25°	907	2,52	910	1,23
26°	908	2,76	805	0,91
27°	909	1,35	806	0,74
28°	910	1,23	807	0,59
29°	911	0,54	911	0,54

Conforme a própria lei de controle de tensão com *droop*, quando a tensão de referência é ajustada para 1 pu., há uma tendência (induzida pelo próprio controle *droop*) da tensão no nó de conexão do GDI ser mantida o mais próximo possível do valor de referência (1pu), fato este que pode ser observado na Figura 4.5.

Quando comparada a Figura 4.4 com a Figura 4.5, percebe-se um fato interessante, há uma relação direta entre os nós de conexão para os quais a média de tensão é melhor com o uso do controle *droop* e os nós onde a tensão no nó de conexão fica mais próxima de 1p.u. Quando se diz que a tensão fica melhor, refere-se ao fato de a mesma manter-se mais próxima de 1 pu e, conseqüentemente, mais afastada dos limites de sub e sobretensão estabelecidos pelo PRODIST, que são de 0,93 e 1,05 pu, respectivamente.

Nos nós de conexão para os quais a tensão média para o GD com controle *droop* fica menor do que para o GDI com FP unitário (Figura 4.4), a tensão no nó de conexão (Figura 4.5) também fica mais próxima do valor unitário.



**Figura 4.5:** Tensão no nó de conexão do GD.

Ou seja, para nós nos quais a adição de potência ativa nos valores previamente definidos (8% de Ssc) já é suficiente para elevar a tensão do nó de conexão a 1 pu., o uso de GD com FP unitário faz com que a tensão no nó exceda o valor de 1 pu, e por consequência eleva a tensão dos nós vizinhos. Por outra parte, ao aplicar o controle *droop*, há uma tendência a estabilizar a tensão do nó, evitando que exceda demasiadamente o valor de 1 pu, e para isso realiza a absorção de potência reativa no nó que está conectado (fator de potência capacitivo), que, consequentemente, afeta os nós vizinhos também, mas nesse caso reduzindo suas tensões, fato esse que justifica o uso do controle *droop* tornar a média de tensão do alimentador menor do que o GDI com FP=1.

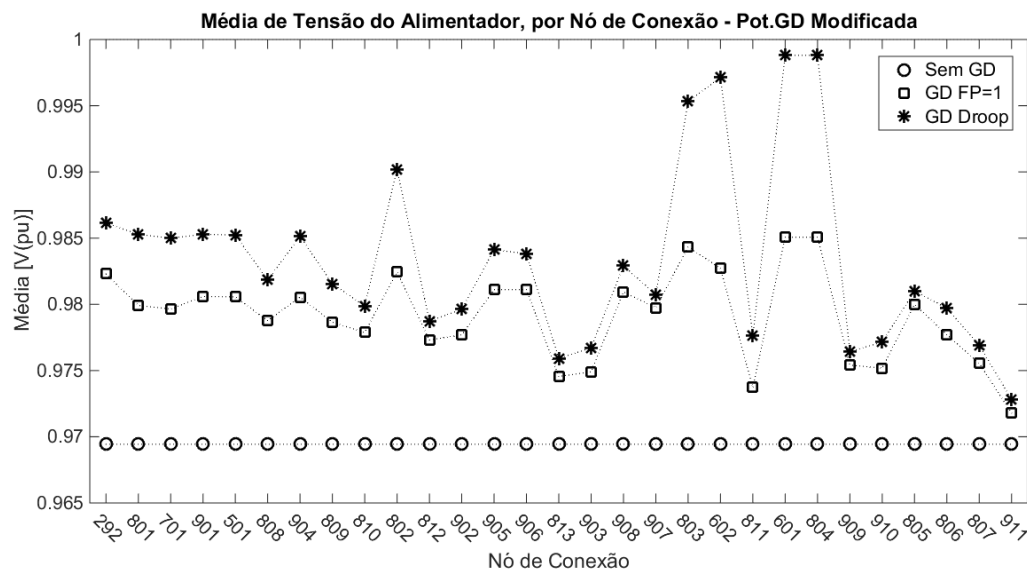
Na Tabela 4.2, a seguir, são colocados os valores de potência referentes à potência gerada no nó de conexão, atendendo ao critério de 8% da potência de curto-circuito do nó e, através de um método iterativo, foi determinada qual seria a potência ativa necessária para que o nó de conexão atingisse o valor de 1 pu. Com esses valores sendo aplicados em uma nova simulação, similar às Figura 4.4 e Figura 4.5, é possível realizar uma análise mais conclusiva.

**Tabela 4.2:** Potência estipulada por nó de conexão.

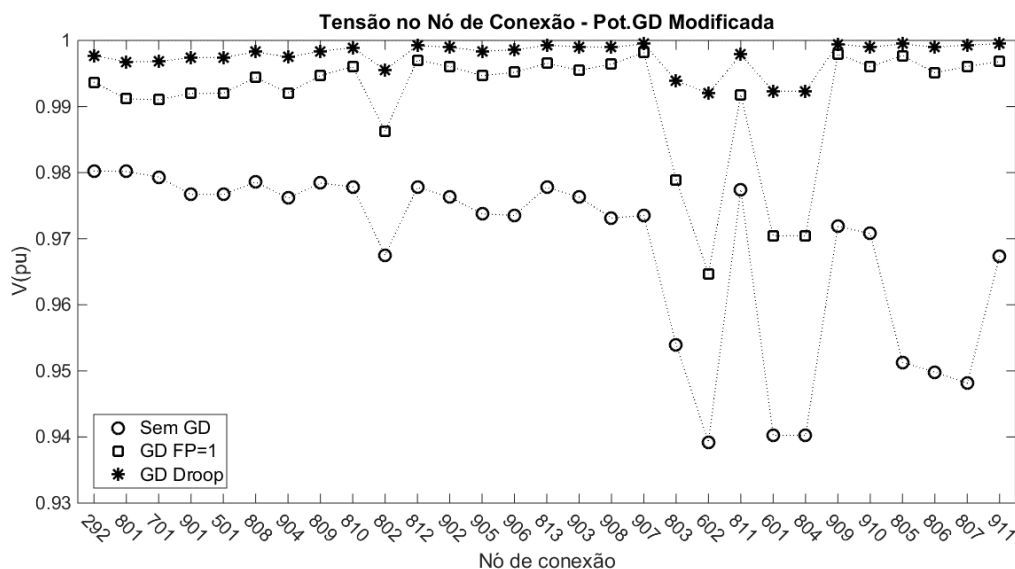
<b>Ordinal</b>	<b>Nó</b>	<b>S equivalente a 8% da Ssc (kW)</b>	<b>S para tensão do nó atingir V=1p.u. (kW)</b>
1°	292	4380	10160
2°	501	3570	6440
3°	601	2250	5040
4°	602	1930	5860
5°	701	4250	10420
6°	801	4370	10180
7°	802	3470	7230
8°	803	2780	5880
9°	804	2250	5040
10°	805	1470	1370
11°	806	1140	1010
12°	807	770	660
13°	808	3380	5050
14°	809	3300	4790
15°	810	2860	3650
16°	811	2480	1950
17°	812	2640	3140
18°	813	1950	1950
19°	901	3580	6480
20°	902	2580	3220
21°	903	1920	2050
22°	904	3460	6020
23°	905	3170	4170
24°	906	3110	3960
25°	907	2800	2940
26°	908	2980	3530
27°	909	2190	1410
28°	910	2040	1290
29°	911	670	340

Modificando o valor de potência do GDI nos nós onde o controle *droop* piorou a tensão média, inicialmente, e realizando nova simulação, com valores de potência iguais ou menores que os mínimos entre as colunas 3 e 4 da Tabela 4.2, são obtidos os resultados ilustrados nas Figura 4.6 e Figura 4.7.

Com esses novos resultados, é possível perceber que, desde que a capacidade de potência ativa do GD não exceda o valor suficiente para que o nó de conexão atinja magnitude de tensão de valor unitário (1pu), o controle *droop* será majoritariamente mais eficiente que a geração utilizando somente fator de potência unitário.



**Figura 4.6:** Média de tensão por nó de conexão, potências modificadas (X/R).



**Figura 4.7:** Tensão por nó de conexão, potências modificadas (X/R).

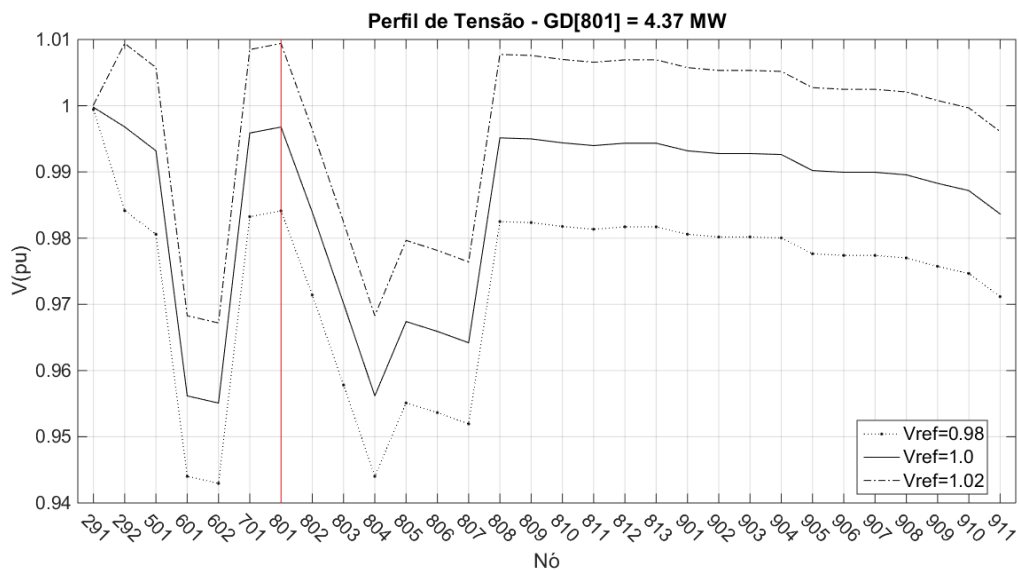
Após as respectivas observações, análises e constatações, pode-se afirmar que, apesar de algumas ressalvas iniciais, a utilização do controle *droop*, em lugar de fator de potência unitário, faz com que o perfil de tensão ao longo dos nós do alimentador apresente melhorias, no sentido de aproximar o valor das tensões nodais do valor de 1pu. Principalmente quando estimado e adotado um valor limite de geração, o controle *droop* traz mais melhorias que o FP=1. Além disso, se percebe uma certa correlação entre nós com maior capacidade de inserção de potência e nós com impedância equivalente caracterizada por relação X/R mais alta, nos quais, o controle *droop* se mostra mais eficiente.

#### 4.1.1 Efeito da Tensão de Referência no Controle *Droop* de Tensão

Selecionados os nós representativos, 801, 806, 905 e 909, nesta subseção são apresentados os resultados das simulações realizadas para verificar os efeitos de diferentes valores como *set-point* para a tensão de referência ( $V_{REF}$ ) do controle *droop*.

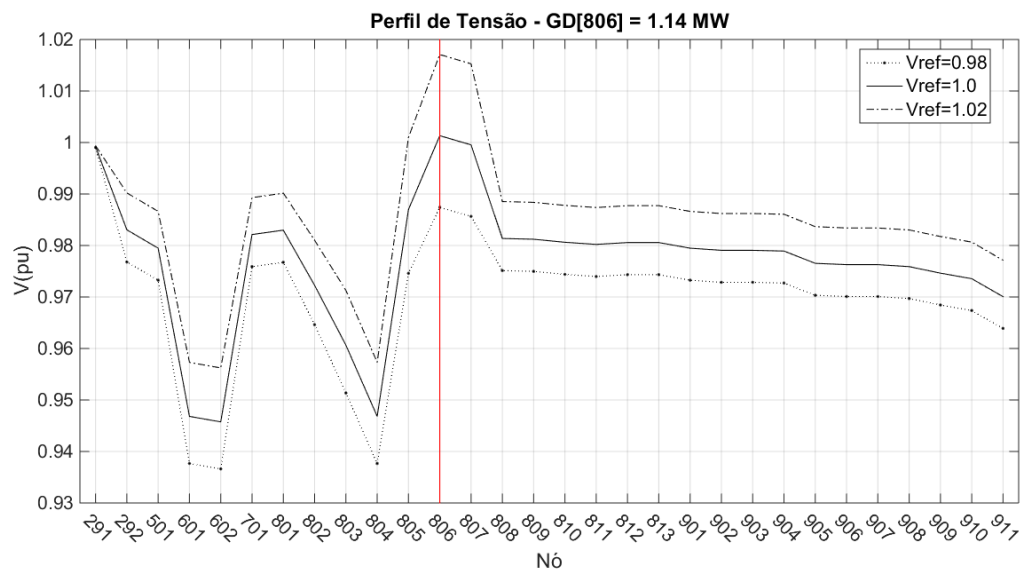
Para cada nó, são utilizados os valores de 0,98, 1,00 e 1,02 pu como *set-point* para  $V_{REF}$  e nos gráficos podem ser feitas as devidas observações sobre tal variável.

Fica evidente que a modificação do valor de  $V_{REF}$  se propaga quase que uniformemente por todo o alimentador, ou seja, há uma relação linear, ao aumentar  $V_{REF}$ , a média de tensão no alimentador sobe praticamente na mesma proporção, e o mesmo raciocínio também é válido e verificado quando  $V_{REF}$  é diminuído.

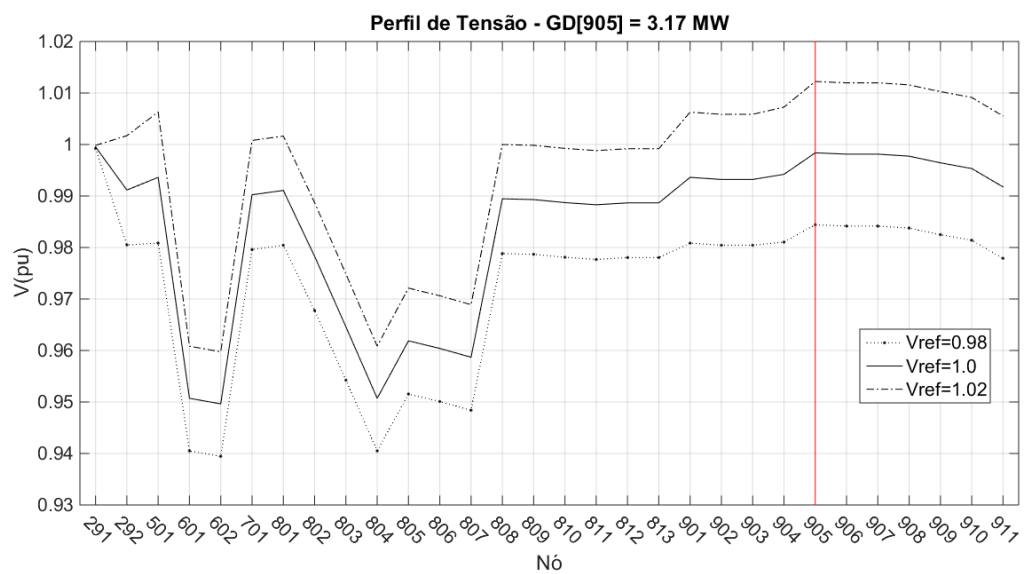


**Figura 4.8:** Perfil de tensão para diferentes valores de  $V_{REF}$ , GDI no nó 801.

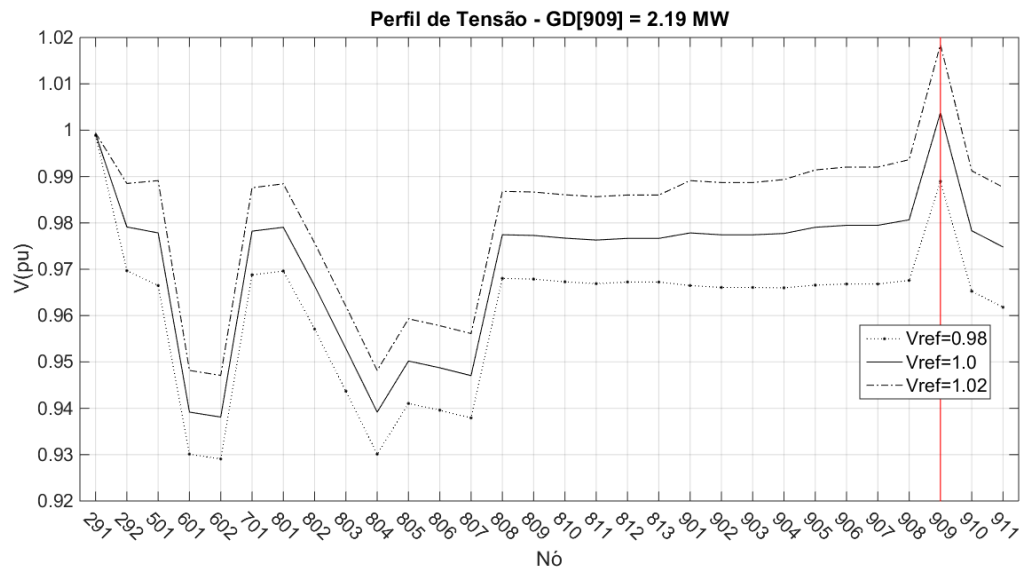




**Figura 4.9:** Perfil de tensão para diferentes valores de  $V_{REF}$ , GDI no nó 806.



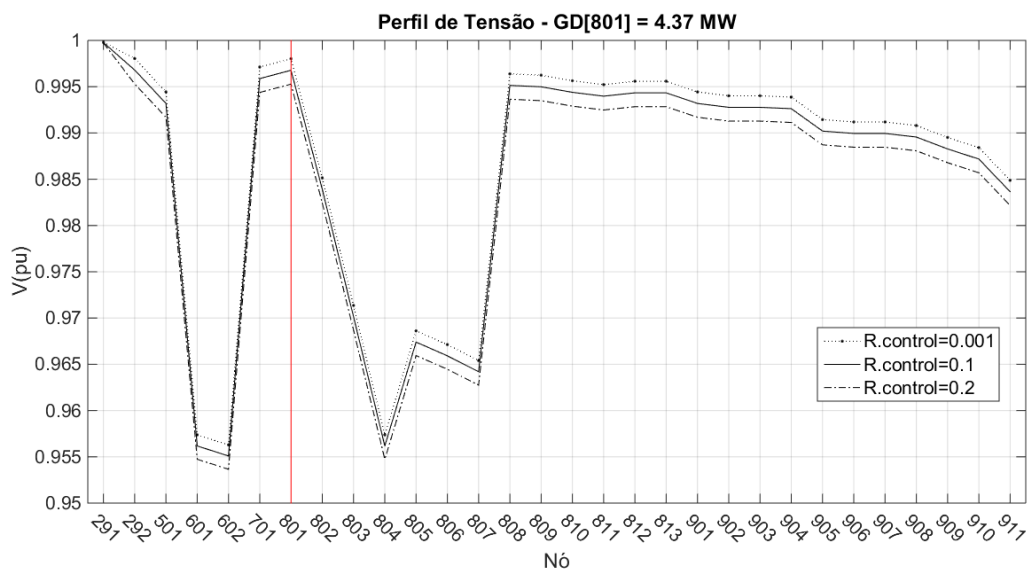
**Figura 4.10:** Perfil de tensão para diferentes valores de  $V_{REF}$ , GDI no nó 905.



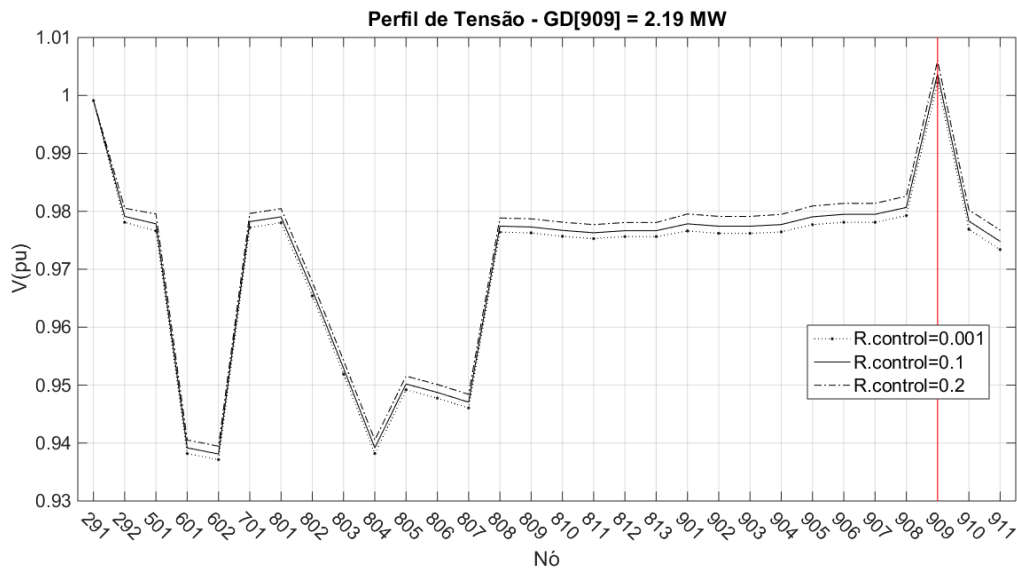
**Figura 4.11:** Perfil de tensão para diferentes valores de  $V_{REF}$ , GDI no nó 909.

#### 4.1.2 Efeito da Constante de Droop ( $R$ )

Analogamente ao caso de  $V_{REF}$ , foram realizadas simulações para analisar a variação da constante de droop ( $R$ ) cujo resultado é apresentado na Figura 4.12 e demonstra uma relação similar também ao  $V_{REF}$ , com a diferença de ser menos expressiva e com efeito inversamente proporcional, ou seja, quanto menor  $R_{control}$ , fica mais próximo de  $V_{REF}$  a tensão no nó de conexão do GDI.



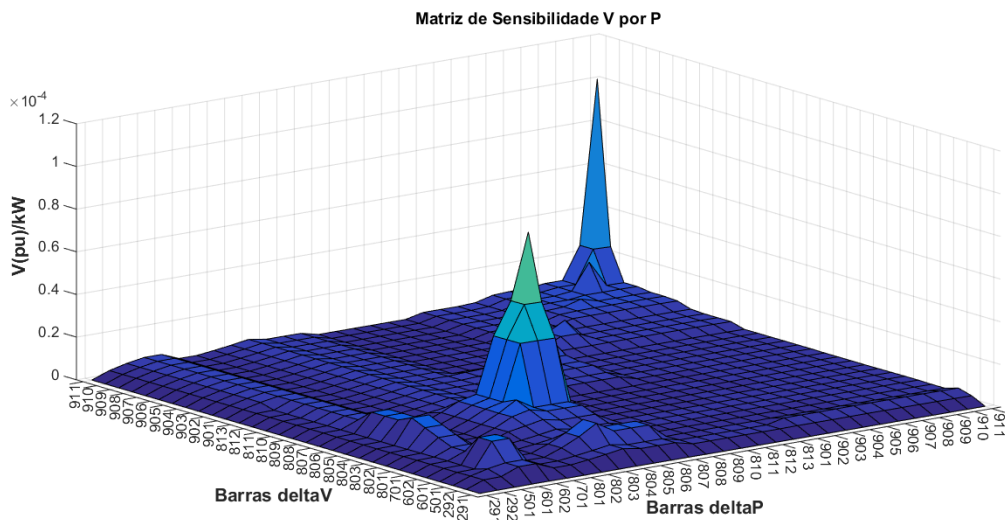
**Figura 4.12:** Efeito da constante de droop no perfil de tensão, GDI no nó 909.



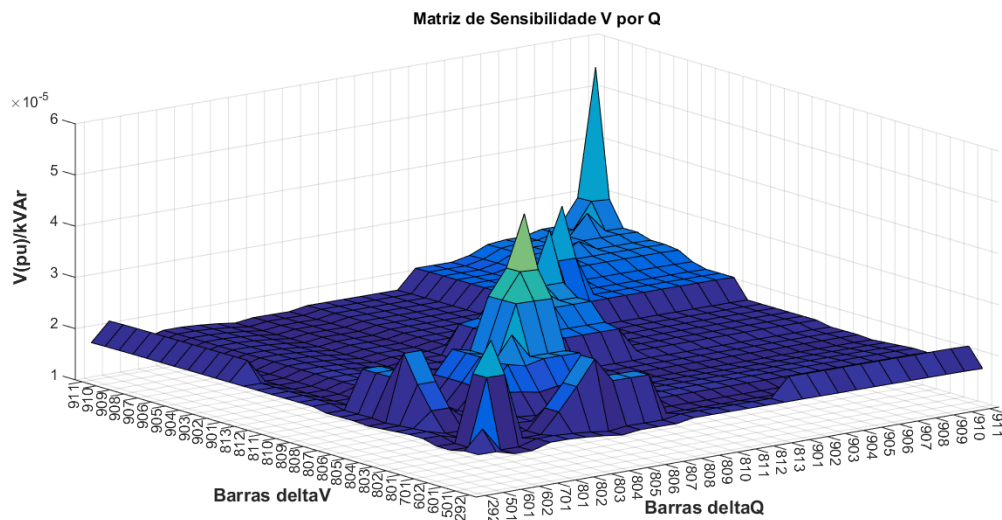
**Figura 4.13:** Efeito da constante de *droop* no perfil de tensão, GDI no nó 909.

## 4.2 Análise Baseada na Matriz de Sensibilidade

Na Figura 4.14 é mostrada a matriz de sensibilidade base do sistema para a relação tensão por potência ativa e na Figura 4.15, para a relação tensão por potência reativa.



**Figura 4.14:** Matriz de sensibilidade base (V/P) do alimentador.



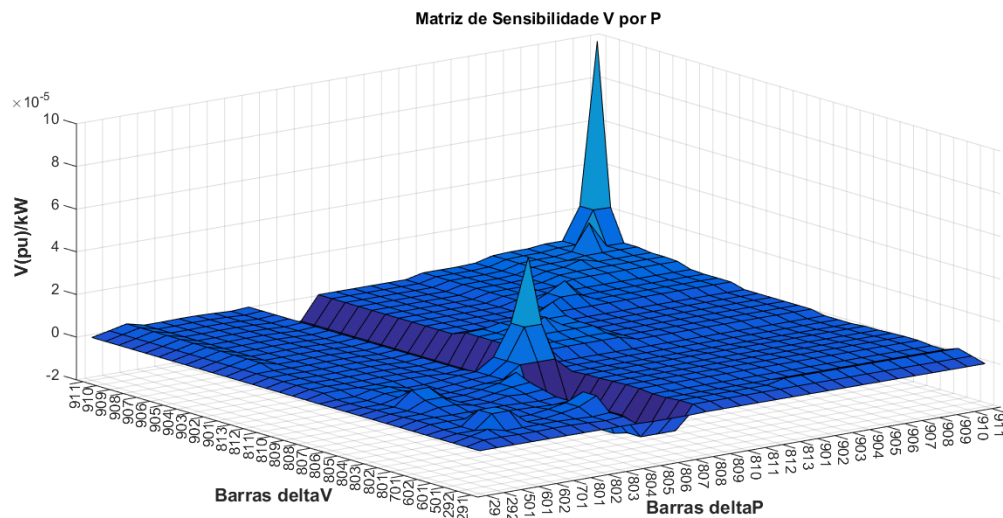
**Figura 4.15:** Matriz de sensibilidade base (V/Q) do alimentador.

A partir destes gráficos apresentados, é possível realizar algumas observações, como por exemplo:

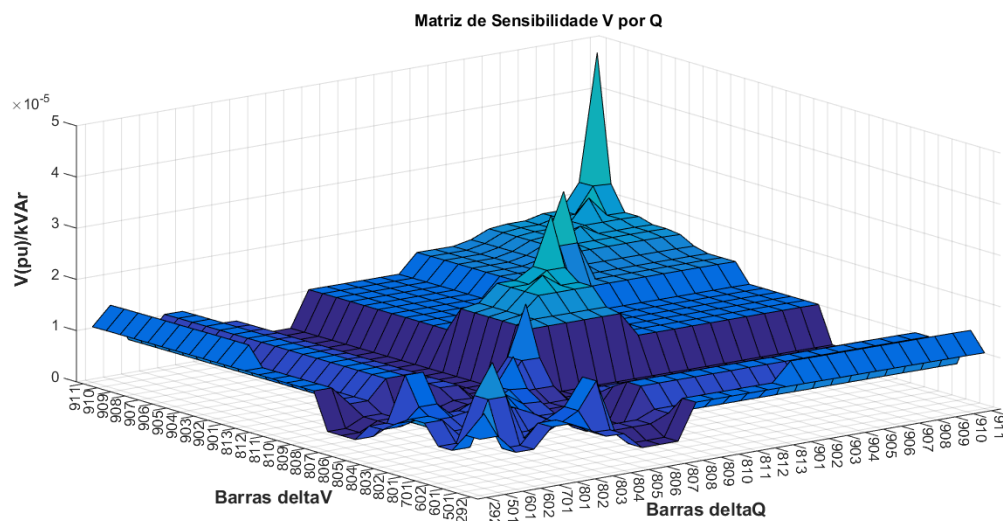
- As regiões dos nós 807 e 911 apresentam maior sensibilidade de tensão a variações de potências para os dois casos, tanto para potência ativa, quanto potência reativa;
- Observando os valores do nó 911, há uma sensibilidade da ordem de  $1 \times 10^{-4}$  para potência ativa e  $5,5 \times 10^{-5}$  para potência reativa, ou seja, em função da característica mais resistiva do que indutiva, do sistema, a potência ativa resulta em uma sensibilidade maior do que a própria potência reativa;
- Em termos gerais, há mais sensibilidade entre nós elétrica e geograficamente mais próximos, o que ilustra isso é justamente o fato de se formarem duas regiões mais expressivas no que se refere a sensibilidade, sendo uma entre os nós 601, 602, 803 a 807 e outra entre os nós 908 a 911, aproximadamente;

Na forma como as matrizes são mostradas, é possível perceber, por exemplo, que na maioria dos nós, a sensibilidade é maior quando ocorre uma variação de potência nele próprio. As barras 911, 807, 903, 813 e 602 são barras cujas sensibilidades são maiores, de forma geral, quando aplicadas variações de potência a elas mesmas.

Para efeito de comparação foram avaliadas as matrizes de sensibilidade de tensão para o caso em que um gerador com controle *droop* de tensão e operando com 1.000kW de potência ativa foi conectado ao nó 805. Os resultados são mostrados nas Figura 4.16 e Figura 4.17:



**Figura 4.16:** Matriz de sensibilidade V/P do alimentador com GDI com controle *droop* de 1MW conectado ao nó 805.



**Figura 4.17:** Matriz de sensibilidade V/Q do alimentador com GD-*droop* de 1MW no nó 805.

Pode-se observar que houve uma redução significativa da sensibilidade de tensão V/P, ao longo de todo alimentador, para injeções de potência ativa na região do nó 805. Já para a sensibilidade V/Q, observa-se o mesmo efeito da sensibilidade V/P, mas com o adicional de que, quando houver variações de potência reativa em outros nós do sistema, os nós próximos ao 805 não sofrem grande impacto, pois sua sensibilidade também ficou reduzida.

### 4.2.1 Sensibilidade Média por Nó de Conexão

Conforme exposto anteriormente, para cada configuração e ponto de operação do alimentador é possível obter uma matriz, ou vetor, de sensibilidades.

Em função de tal, são obtidos vetores de sensibilidade, para o alimentador, em função do tipo de GDI instalado e do nó de conexão. São calculadas, com base na equação (3.3), sensibilidades de tensão em relação à potência ativa quando não há GD, com GD FP=1 e com GD *droop*, e sensibilidades ao *droop* quando não há GD e para quando já um GDI FP=1 instalado.

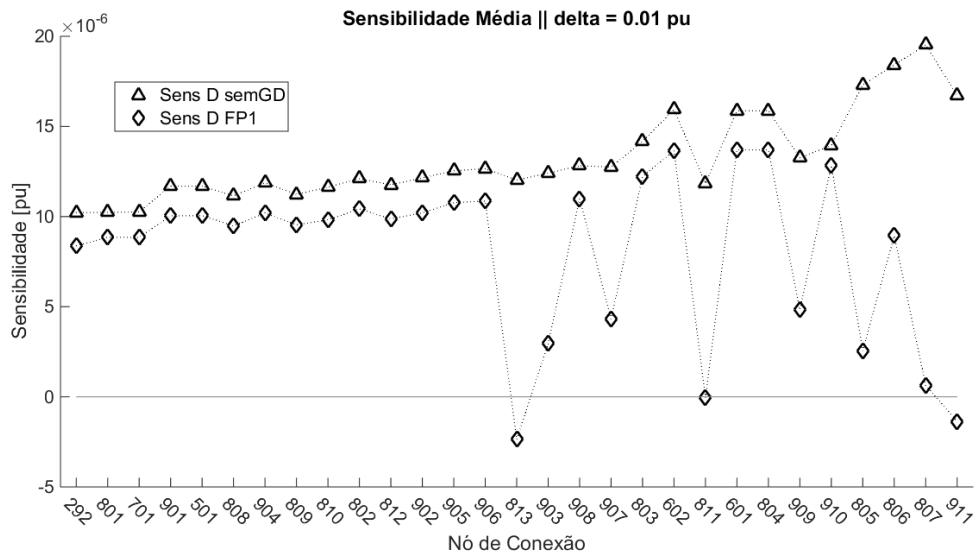
Conforme apresentado no Capítulo 3, a sensibilidade é avaliada em cinco configurações/condições distintas, sendo elas:

- Não há nenhum GDI instalado: Calculam-se os vetores de sensibilidade supondo a (i) instalação de gerador com fator de potência unitário e outro para (ii) gerador com controle *droop* de tensão;
- Já há GDI instalado com FP=1: Calculam-se novamente vetores de sensibilidade supondo o (iii) aumento na geração de potência ativa e (iv) instalação de gerador com controle *droop* de tensão;
- Já há GDI instalado com controle *droop* de tensão: Calculam apenas vetor de sensibilidade supondo o (v) aumento na geração de potência ativa;

Os resultados são apresentados em termos do indicador definido no Capítulo 3, a sensibilidade média, ou seja, é calculada a média de sensibilidade de todos os nós do alimentador para cada nó de conexão do GDI e cada caso de operação. As figuras 4.18 a 4.21 mostram o resultado das simulações realizadas.

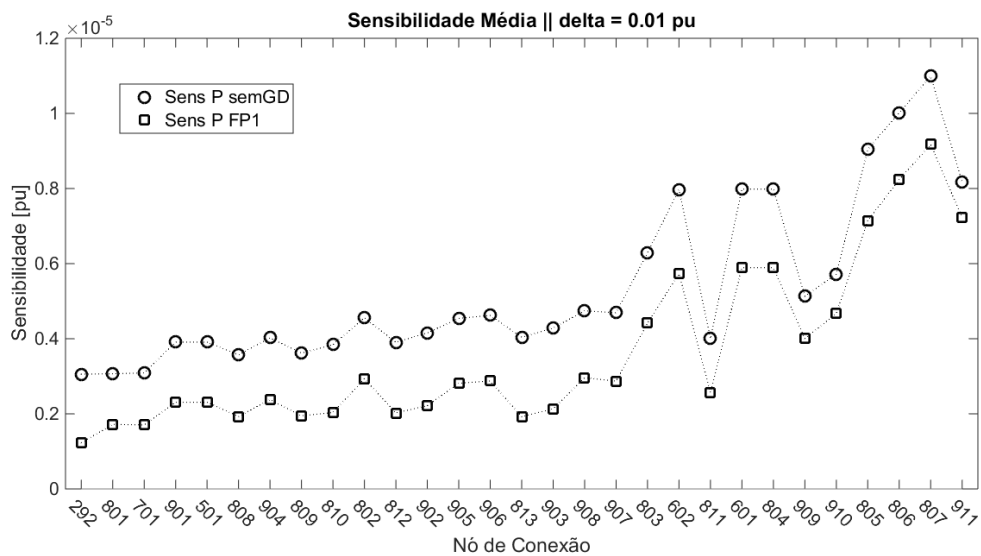
Similarmente aos gráficos anteriores, as figuras também estão com os nós ordenados pela relação X/R, ficando, agora, mais evidenciada a relação com o controle *droop*.

As linhas representadas por triângulos e losangos (Figura 4.18), ilustram os casos de estimativa de sensibilidade ao controle *droop* (potências ativa e reativa, segundo a lei de controle *droop*) quando não há GD ou a GD instalada é do tipo FP=1, respectivamente. Para esses dois casos, percebe-se que a sensibilidade média é maior que as demais ao longo de praticamente todo o alimentador, nos levando à seguinte conclusão: quando ainda não há um GD com controle *droop* instalado no alimentador, há uma forte tendência de que a tensão média esteja com valores baixos, geralmente abaixo de 1p.u., e a instalação de um GD com controle *droop* fará com que essa média de tensão seja ajustada com maior efetividade, ou seja, para esses casos, o uso de um GD com controle *droop* leva a um aumento da sensibilidade de tensão de todos os nós do alimentador, pois a sua ação é mais rápida para um aumento dos níveis de tensão, por exemplo.



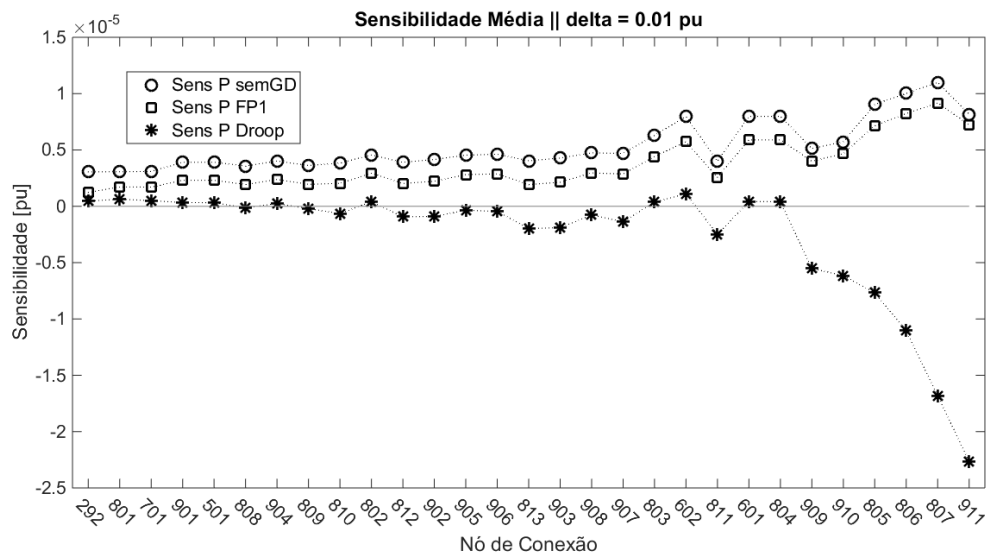
**Figura 4.18:** Sensibilidade média de tensão para variações de potência com gerador *droop*.

Por outra parte, as linhas representadas por círculos, quadrados e asteriscos (Figura 4.19 e Figura 4.20), representam médias de sensibilidade à potência ativa para os casos sem GD, GD com FP=1 e GD com *droop*, respectivamente. Se percebe que, para o caso sem GD e GD FP=1, os valores são ligeiramente superiores, em média, em relação ao caso GD *droop*. Isso ocorre, pois, analogamente à situação anterior, quando já há um GD *droop* instalado, supostamente os valores das tensões dos nós já foram corrigidos e/ou melhorados, por isso que a situação ilustrada por asteriscos apresenta valores mais baixos e estáveis, o GD com controle *droop* já conduziu a tensão média do alimentador a valores mais próximos a 1 pu e variações de potência ativa não representam efeitos tão severos sobre a sensibilidade quanto antes.

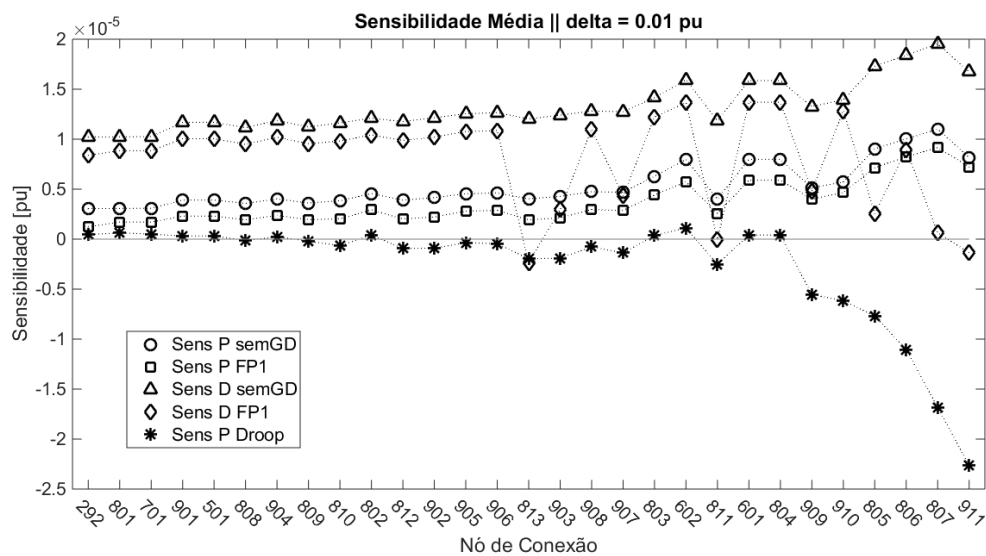


**Figura 4.19:** Sensibilidade média de tensão para variações de potência ativa.

Ainda, para a situação sem GD, a adição de potência ativa ao sistema (círculos) apresenta menor sensibilidade média que a adição do controle *droop* (triângulos) (Figura 4.21), pois a efetividade de ação sobre os valores de tensão apenas de potência ativa é menor quando comparada à combinação de potência ativa e reativa (controle *droop*), o mesmo é válido para o caso de GD com FP=1.



**Figura 4.20:** Sensibilidade média de tensão para variações de potência ativa, incluído caso de GDI com *droop*.



**Figura 4.21:** Sensibilidade média de tensão para variações de potência, todos os casos considerados.



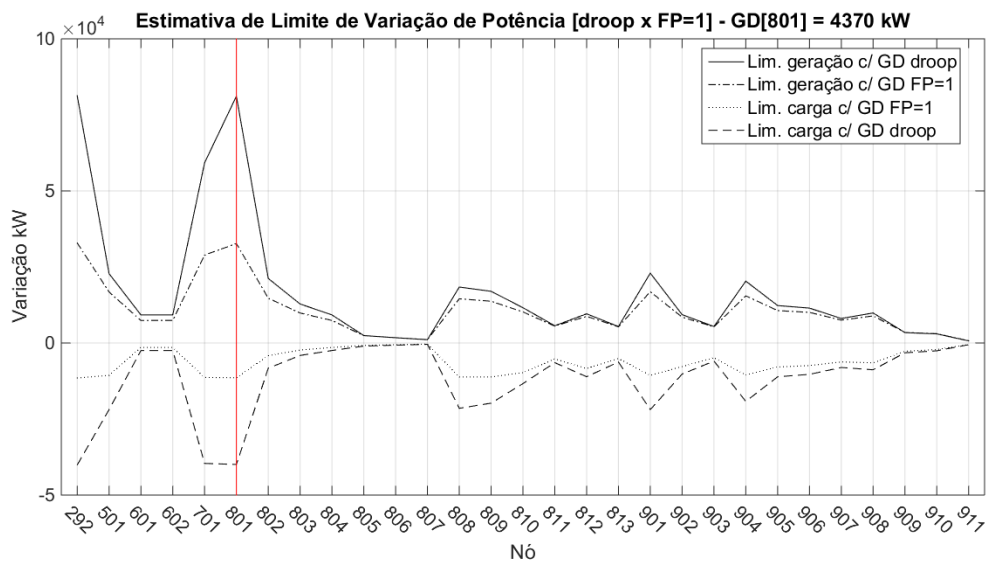
### 4.3 Efeito do Controle *Droop* Sobre o Índice de Penetração

Ainda fazendo uso da sensibilidade de tensão por potência, busca-se verificar o efeito do controle *droop* sobre o índice de penetração por nó de conexão e para tal são feitas estimativas de limites de variações de potência, supondo inserção de geração ou aumento de carga sem que as tensões excedessem os limites de 0,93pu e 1,05pu. Ou seja, avaliar como o controle *droop* interfere sobre a quantidade de potência que poderia ser fornecida por um gerador instalado em outro nó do alimentador, por exemplo, sem que nenhum nó ultrapassasse 1,05pu, ou ficasse abaixo de 0,93pu de tensão.

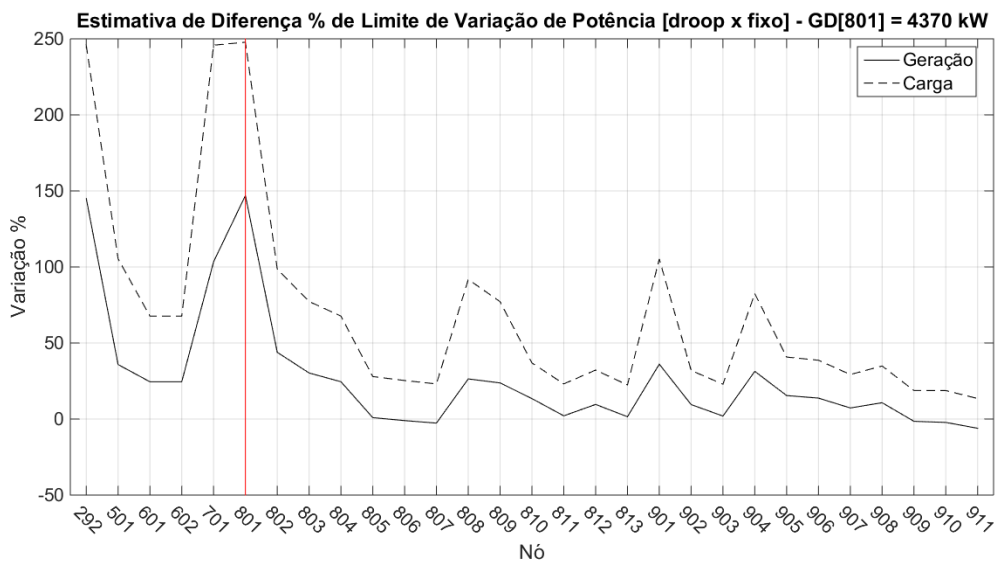
Com isso, é possível comparar os casos de GD com ou sem controle *droop* de tensão. Entenda-se que, para o caso sem *droop*, o gerador possui fator de potência fixo e de valor unitário (FP=1), e o gerador com controle *droop* pode variar seu fator de potência (FP) entre -0,92 e +0,92 de forma a melhorar o valor de tensão na barra onde está instalado através de potência reativa. São realizadas simulações para todas as barras do sistema considerando valores nominais de geração equivalentes a 8% de Ssc, e é considerado apenas um GD instalado no alimentador.

Na sequência são colocados alguns gráficos que demonstram os resultados obtidos para a instalação de GDIs nos nós 801 e 806:

As figuras 4.22 e 4.23 demonstram o caso simulado para o nó 801. Percebe-se que utilizando o controle *droop* neste nó, seria possível variar tanto a carga, quando a geração, em outros nós do alimentador, mais do que se o GDI estiver operando em FP=1. Como exemplo, pode-se observar no próprio nó 801, o controle *droop* possibilita um aumento na faixa de 250% para carga e quase 150% para geração, sem infringir os limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST.

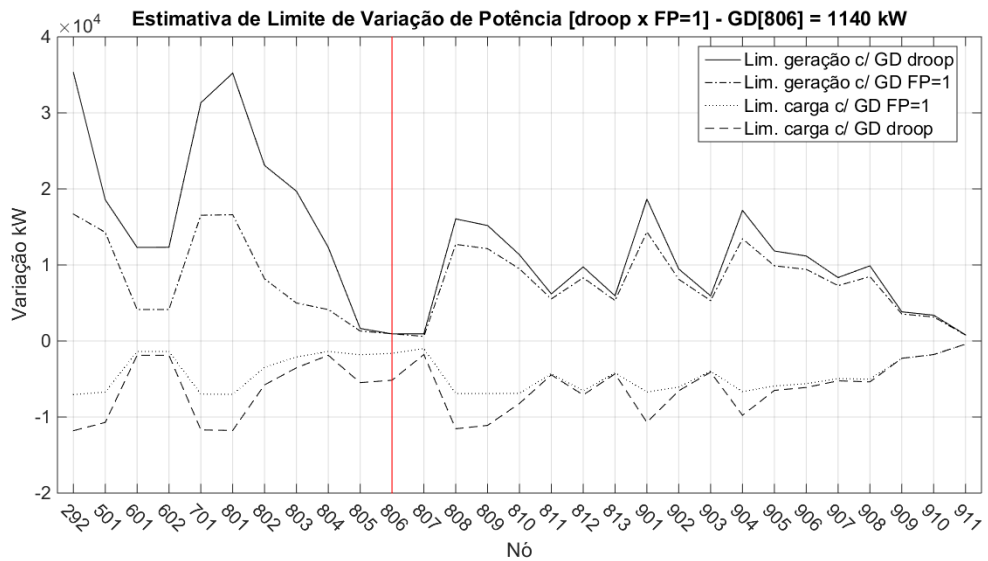


**Figura 4.22:** Limite de variação de potência (kW) entre *droop* e FP=1 para GDI na barra 801.

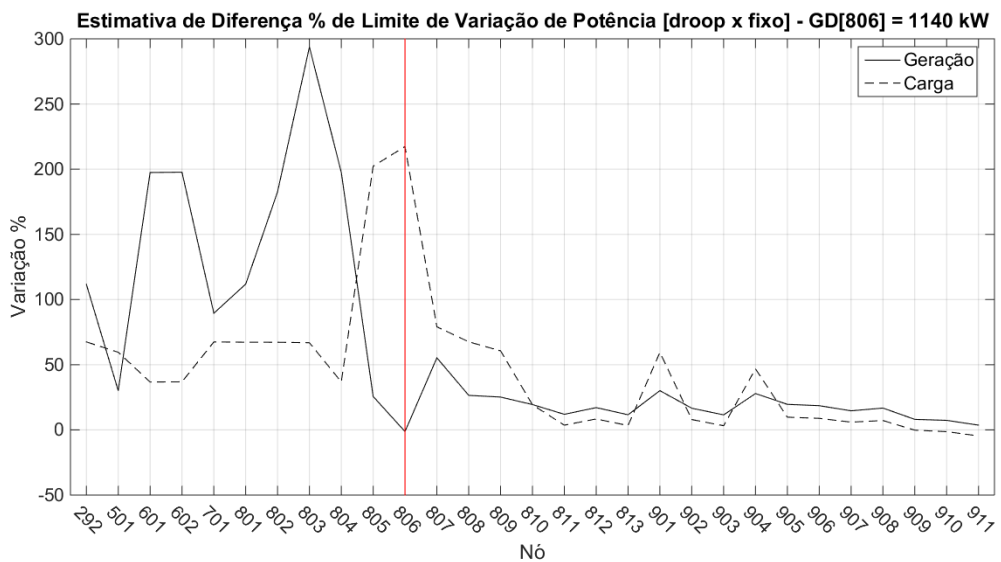


**Figura 4.23:** Variação percentual de limite de geração e carga entre *droop* e FP=1 para GDI na barra 801.

Por sua vez, as Figura 4.24 e Figura 4.25 demonstram o caso simulado para o nó 806. Similarmente ao caso anterior, percebe-se que utilizando o controle *droop* no nó, é possível obter maiores variações de carga e geração no restante do alimentador. Mas aqui, podemos fazer uma observação sobre os nós com menor relação X/R. Apesar de não estarem ordenados pela relação é fácil verificar que as regiões 805 a 807 e 909 a 911, por exemplo, apresentam valores consideravelmente, tanto para o caso de GDI *droop*, quanto para GDI com FP=1.



**Figura 4.24:** Limite de variação de potência (kW) entre *droop* e FP=1 para GDI na barra 806.



**Figura 4.25:** Variação percentual de limite de geração e carga entre *droop* e FP=1 para GD na barra 806.

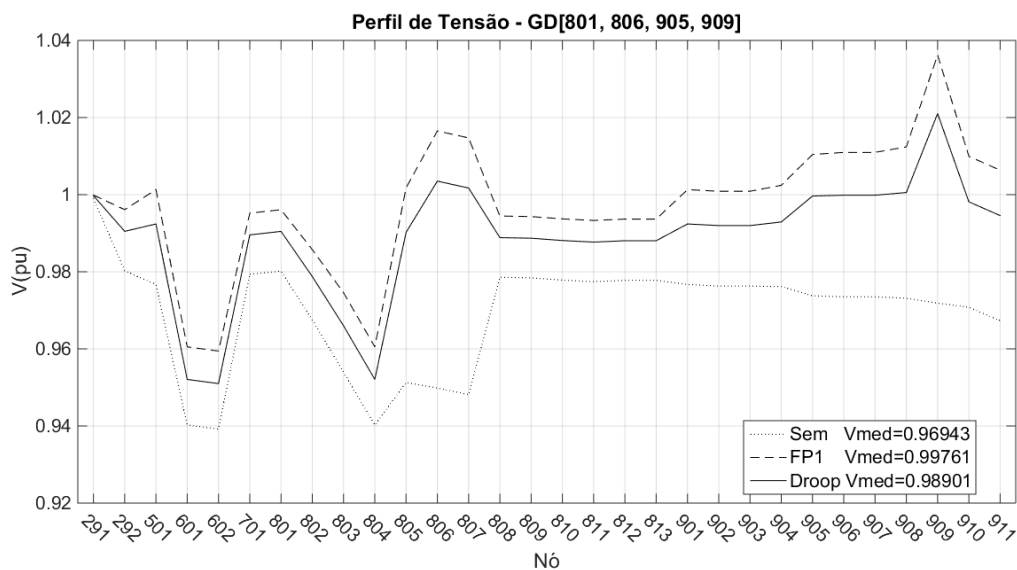
Conforme exposto nos gráficos, de forma geral é possível perceber certo ganho de limites quando comparados os casos com e sem *droop*, haja vista que, no caso com *droop* geralmente houve melhora do valor percentual.

Nesse caso, percebeu-se certa relação dos ganhos percentuais com a relação X/R das barras, ou seja, para barras com relações mais altas, geralmente maior que 2, é necessário que o gerador instalado seja de potência mais alta para que se perceba a melhora provocada pelo uso do controle *droop* em relação ao FP unitário.

## 4.4 Efeito do Controle *Droop* em Múltiplos Geradores

Considerando a conexão de vários GDIs com controle *droop* de tensão no alimentador, realizadas as devidas simulações, são obtidos os resultados descritos pelas Figura 4.26, Figura 4.27 e Figura 4.28.

Na Figura 4.26 considerando estarem conectados GDIs nos nós 801, 806, 905 e 909, praticamente não há diferença entre os casos com controle *droop* e sem ( $FP=1$ ), com atenção talvez ao fato de reduzir o valor de tensão no nó 909, que já se aproximava do limite de 1,05 pu.



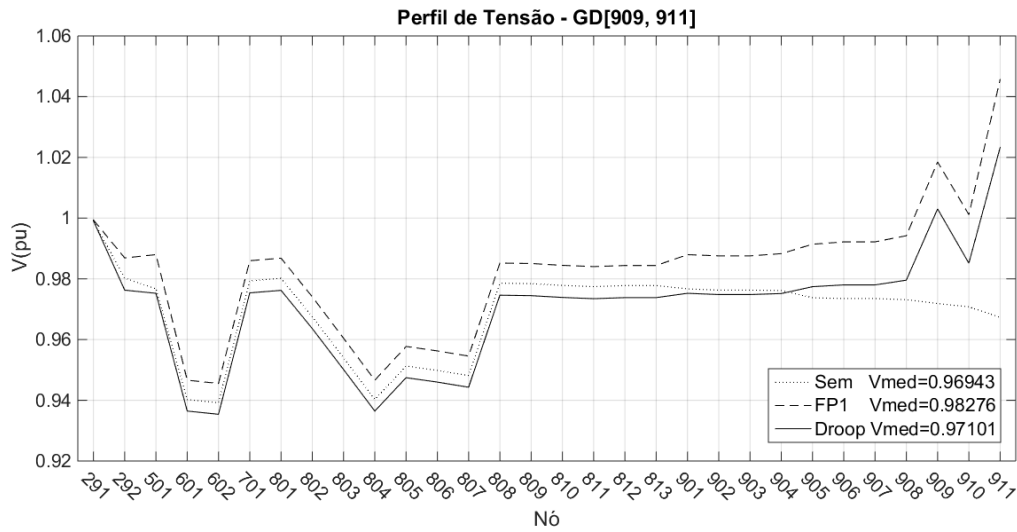
**Figura 4.26:** Perfil de tensão com vários GDI com controle *droop*.

A Figura 4.27, mostra o perfil de tensão para o caso em que dois GDIs são instalados próximos a nós extremos do alimentador, ou com relação X/R mais baixas. No caso, os GDIs foram conectados aos nós 909 e 911. Pode-se observar que o impacto sobre o perfil de tensão fica mais restrito aos nós próximos de onde os GDIs são instalados, sendo pequeno ao longo do restante do alimentador. Ainda, devido ao fato do GDI com controle *droop* demandar ou fornecer potência reativa no nó de conexão, acaba piorando o nível de tensão em alguns nós críticos e distantes do ponto de conexão.

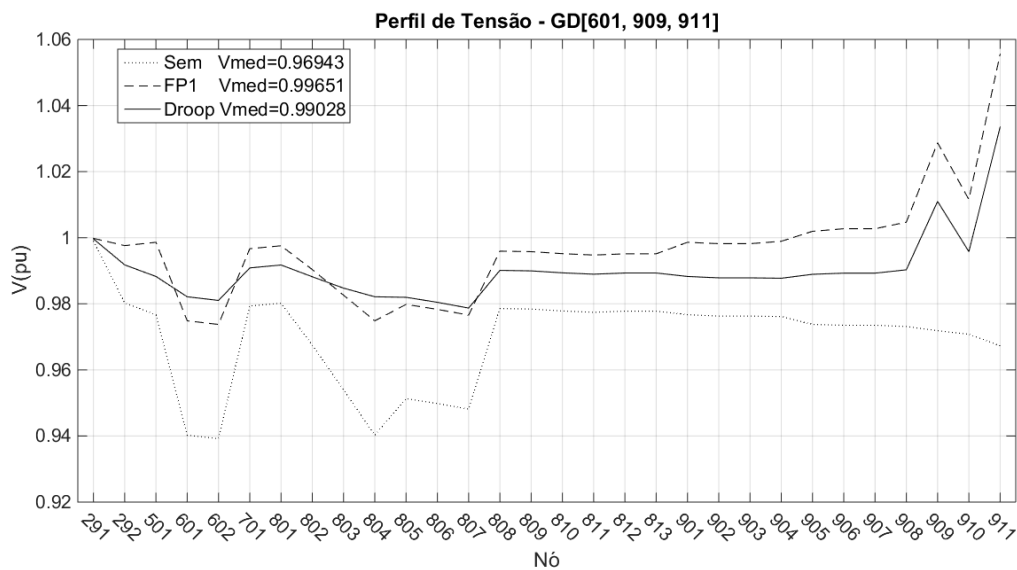
Assim, apesar de melhorar a tensão localmente, GDIs com controle *droop* nestas condições podem refletir em valores de tensão próximos aos limites do PRODIST em outros nós do alimentador.

Já na Figura 4.28 é mostrado o perfil de tensão para um caso similar ao da figura anterior, adicionado de outro GDIs em um nó mais central e com relação X/R mais alta, o nó 601. Neste caso, percebe-se que o perfil de tensão tornou-se mais constante, ficando mais estável na região do nó 601, mas que no entanto, na região dos nós 909 e 911 praticamente não houve mudança em relação ao caso anterior. Ou seja, o uso do controle *droop* em nós com relação X/R mais

alta tende a provocar uma melhora geral sobre a tensão média do alimentador, mas em nós com X/R mais baixa a melhoria geralmente é percebida apenas a nível local.



**Figura 4.27:** Perfil de tensão com GDI nos nós 909 e 911.



**Figura 4.28:** Perfil de tensão com GDI nos nós 601, 909 e 911.

## 4.5 Comentários do Capítulo

Neste capítulo, foram apresentados os resultados de simulações e verificações realizadas implementando o controle *droop* de tensão a geradores distribuídos no sistema alimentador de 30 nós.

O controle *droop* é majoritariamente mais eficiente no que se refere a manter os níveis de tensão próximos ao valor de 1 pu, sobretudo nos casos onde a relação X/R dos nós é maior e para nós com localização mais centralizada, no alimentador.

Todavia, como a estratégia implementada é de controle primário, ou seja, o GD não tem informação das tensões nos demais nós do alimentador, para alguns casos, o controle *droop* pode fazer com que haja uma piora nos níveis de tensão em comparação a outros métodos ou a ausência de controle específico, principalmente para valores de potência superiores a níveis adequados às características do nó de conexão.

# Capítulo 5

## Conclusão

Neste trabalho foi verificada a influência do controle *droop* de tensão em geradores distribuídos sobre o perfil de tensão de um alimentador de distribuição de energia elétrica. Para tal, foram realizados testes e simulações para observar o comportamento do perfil de tensão, principalmente, frente a fatores como a relação X/R do nó de conexão e o tipo de controle do GDI, observando seus respectivos impactos sobre indicadores como média de tensão no alimentador, média de sensibilidade (V/P ou V/Q) e limite de penetração de potência.

Em termos gerais, observou-se que o uso de controle *droop* pode trazer efeitos geralmente positivos ao perfil de tensão do sistema, sempre com efeitos mais relevantes no nó onde o gerador distribuído é alocado, mas se refletindo também para o restante dos nós do sistema. Sobre os principais fatores analisados e seus respectivos indicadores, é possível pontuar:

- Quando comparado ao caso de geração em fator de potência unitário (FP=1), o uso do controle *droop* proporciona uma média de tensão ao longo do alimentador mais próxima do valor de tensão unitário, sobretudo quando o GDI é conectado em nós cuja relação X/R é mais elevada e também nos nós onde há um maior carregamento;
- Ao observar a influência sobre a tensão no nó de conexão, é majoritária a efetividade do controle *droop*, uma vez que, para todos os casos e nós simulados, com o GDI com controle *droop*, sempre a tensão ficou mais próxima do valor unitário.
- Geralmente os melhores resultados, seja em valores de tensão, média de sensibilidade ou índice de penetração, são observados quando o GDI é conectado em nós com relação X/R mais alta (aqueles com característica mais reativa – similar às redes de alta tensão);
- A sensibilidade de tensão em relação ao uso ou não do controle *droop* também demonstrou ligação com a relação X/R, apresentando maiores sensibilidades médias quando a relação X/R do nó de conexão é mais baixa.
- Ao implementar um gerador com *droop* em um sistema que ainda não possui outro gerador com tal tipo de controle, observa-se um aumento nos valores de sensibilidade de tensão, fato este que não é tão evidente quando já há um gerador com controle *droop* e instala-se outro gerador sem a mesma regra de controle.

Conforme os testes realizados, o controle *droop* se mostra mais efetivo quando é aplicado em geradores instalados nos nós mais próximos à barra da conexão com o sistema interligado,

ou seja, cuja relação X/R geralmente é mais alta. Entretanto, para o caso considerado de um alimentador radial, a conexão de mais de um gerador com controle *droop*, sendo um deles em um nó central e outros em nós extremos, mostrou resultados mais efetivos, tornando, inclusive, o perfil de tensão mais constante ao longo de todo o comprimento do alimentador, o que torna o efeito do controle mais efetivo, fazendo, inclusive, o perfil de tensão mais constante ao longo de todo o comprimento do alimentador.

É importante salientar que as conclusões finais consideram teste realizados em um único alimentador, de topologia do tipo radial, e não foram alterados quaisquer parâmetros das linhas, transformadores e bancos de capacitores. Além disso, as simulações foram sempre realizadas considerando a conexão de um único GDI por vez no alimentador, com potência sempre fixada em função do nível de inserção percentual, ou seja, baseada na potência de curto circuito da barra ao qual o gerador é conectado. Em trabalhos posteriores pode ser considerado o complemento das análises realizando modificações sobre estes fatores.

## 5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Principalmente por este trabalho ter considerado apenas a arquitetura de controle descentralizada, que também é característica básica do controle utilizado, sugere-se a avaliação do uso de um sistema supervisor ou estrutura de controle centralizada, de forma a explorar mais efetivamente o controle *droop* de tensão, seja através do monitoramento dos demais nós do sistema ou alterando outras variáveis (*set-points*) possibilitando melhor eficiência sobre o perfil de tensão do alimentador.

Outra sugestão também seria de analisar a influência do controle *droop* sobre perdas no sistema e eventual uso de sistema de compensação por contribuição ao suporte de tensão por parte dos geradores distribuídos.



# Referências Bibliográficas

- ABESCO. (2016). Estudos projetam mercado de US\$ 18 bi para ‘smart grid’ em 2025. Acesso em: dez/2018. URL: <http://www.abesco.com.br/pt/novidade/estudos-projetam-mercado-de-us-18-bi-para-smart-grid-em-2025/>
- Abreu, L. V. L. De. (2005). Análise Do Desempenho Dinâmico De Geradores Síncronos Conectados Em Redes De Distribuição De Energia Elétrica. *Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP*, 133.
- Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power Systems*. (Wiley, Ed.), *Electric Power Systems* (Vol. 140). Stockholm, Sweden.
- Agalgaonkar, Y. P., Pal, B. C., & Jabr, R. A. (2014). Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 29(1), 182–192.
- ANEEL. (2012). Resolução Normativa nº 482. Acesso em dez/2018. URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- ANEEL. (2015). Resolução Normativa Nº 687. Acesso em dez/2018. URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- ANEEL. (2016). PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, 1–76. Acesso em dez/2018. URL: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo8\\_Revisão\\_7.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo8_Revisão_7.pdf)
- ANEEL. (2018). Geração Distribuída. Acesso em dez/2018. URL: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)
- Araújo, L. S. De, Narvaez, D. I., & Gradella Villalva, M. (2016). Controle *Droop* para Conversor de Suporte Conectado a Bateria em Microrrede Monofásica de Baixa Tensão.
- Araujo, Lucas Savoi. (2017). *Controle de conversores em microrredes autônomas com sistemas de armazenamento distribuídos*. (Dissertação de Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
- Azevedo, G. M. de S. (2011). *Controle e Operação de conversores em Microrredes*. UFPE.
- Bainy, G. R. (2015). *Análise do Comportamento Transitório de Geradores Distribuídos Eólicos e Fotovoltaicos Conectados num Mesmo Alimentador* (Dissertação de Mestrado). Universidade Estadual do Oeste do Paraná.
- Belati, E. A. (2003). Sensibilidade Em Fluxo De Potência Ótimo.
- Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., & Timbus, A. V. (2006). Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. *Encyclopedia of Toxicology: Third Edition*, 53(5), 1398–1409.
- Bollen, M. H. J., Member, S., & Sannino, A. (2005). Voltage Control with Inverter-Based Distributed Generation, (5), 1–2.
- Brabandere, K. De, Member, S., Bolsens, B., Member, S., Keybus, J. Van Den, Member, S., ...

- Driesen, J. (2007). A Voltage and Frequency *Droop* Control Method for Parallel Inverters, *22*(4), 1107–1115.
- Cagnano, A., & De Tuglie, E. (2015). Centralized voltage control for distribution networks with embedded PV systems. *Renewable Energy*, *76*, 173–185.
- Cagnano, A., Torelli, F., Alfonzetti, F., & De Tuglie, E. (2011). Can PV plants provide a reactive power ancillary service? A treat offered by an on-line controller. *Renewable Energy*, *36*(3), 1047–1052.
- Cardoso, T. D. (2017). *Avaliação do Paralelismo de Conversores com Controle por Inclinação em Microrredes Monofásicas* (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal de Pernambuco. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
- Carvalho, P. M. S., Correia, P. F., & Ferreira, L. A. F. M. (2008). Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, *23*(2), 766–772.
- Coelho, E. A. A. (2000). Técnicas de controle aplicadas ao paralelismo de inversores.
- Dugan, R. C., McGranaghan, M. F., Santosa, S., & Beaty, H. W. (2002). *Electric Power Systems Quality*. (McGraw-Hill, Ed.) (ch. 09). New York: Distributed Generation and Power Quality.
- Engler, A. (2000). Control of parallel operating battery inverters. *Photovoltaic Hybrid Power Systems*, (49), 1–4.
- Engler, A. (2005). Applicability of *droops* in low voltage grids. *International Journal of Distributed Energy Resources and Smart Grids*, (1), 1–5.
- EPRI. (2012). Integrating Smart Distributed Energy Resources with Distribution Management Systems. *The Electric Power Research Institute (EPRI)*, (September).
- FGV, E. (2018). *Boletim de Conjuntura do Setor Energético*.
- Gao, C., & Redfern, M. A. (2010). A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using On-Load Tap Changer transformers. *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, 3–8.
- Godoy, L. L. J. (2017). Utilização de unidades de microgeração fotovoltaica para regulação centralizada de tensão.
- Gönen, T. (2008). *Electric Power Distribution System Engineering*. (T. Gönen, Ed.) (2nd ed.). Sacramento, California: CRC Press.
- González, C., Ramírez, R., Boix, O., Villafáfila, R., Sumper, A., & Chindris, M. (2007). Assess the impact of photovoltaic generation systems on low-voltage network: Software analysis tool development. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU*, (November).
- Gross, A., Bogensperger, J., & Thyr, D. (1997). Impacts of large scale photovoltaic systems on the low voltage network. *Solar Energy*, *59*(4–6–6 pt 4), 143–149.
- Guedes, L. de M. (2006). Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes De Distribuição Radiais.
- Guerrero, J. M., Matas, J., Vicuña, L. G. de, Castilla, M., & Miret, J. (2007). Decentralized Control for Parallel Operation of Distributed Generation Inverters Using Resistive Output Impedance. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *54*(2), 994–1004.

- Han, H., Hou, X., Yang, J., Wu, J., Su, M., & Guerrero, J. M. (2016). Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1), 200–215.
- Hatziaargyriou, N. (2006). MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids. *Proc. CIGRE Gen. Session, Paris, France, Paper no. C6-309*, (Lv), 1–24.
- Hennig, M., Berger, A., & KRner, C. (2013). Voltage control in smart distribution grids - overview and practical experience of available solutions. *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*.
- Hernández, J. C., Medina, A., & Jurado, F. (2008). Impact comparison of PV system integration into rural and urban feeders. *Energy Conversion and Management*, 49(6), 1747–1765.
- Hird, C. M., Leite, H., Jenkins, N., & Li, H. (2004). Network voltage controller for distributed generation. *IEEE Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib.*, 151(2), 150–156.
- Hoji, E. S. (2006). Análise de sensibilidade através de um modelo implicitamente acoplado para alívio de sobrecargas em redes de transmissão.
- INPE, Pereira, E. B., Martins, F. R., de Abreu, S. L., & Rütther, R. (2006). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos. Acesso em mar/2018.  
URL: [http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil\\_solar\\_atlas\\_R1.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf)
- Jahangiri, P., & Aliprantis, D. C. (2013). Distributed Volt/VAr control by PV inverters. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3429–3439.
- Jenkins, N., Ron, A., Crossley, P., Kirschen, D., & Strbac, G. (2000). *Embedded Generation*. London-UK.
- Karthikeyan, N., Pokhrel, B. R., Pillai, J. R., & Bak-Jensen, B. (2017). Coordinated voltage control of distributed PV inverters for voltage regulation in low voltage distribution networks. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, (i), 1–6.
- Kaur, A., Kaushal, J., & Basak, P. (2016). Areview on microgrid central controller. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 338–345.
- Kiprakis, A. E., & Wallace, A. R. (2004). Maximising energy capture from distributed generators in weak networks. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, 151(5), 611–618.
- Kojovic, L. (2002). Impact DG on voltage regulation. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 1, 97–102.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc.
- Lasseter, R. H., & Piagi, P. (2006). *Control and Design of Microgrid Components, Final project report*.
- Liew, S. N., & Strbac, G. (2002). Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 149(3), 256.
- Lowenberg, V. V. (2013). Análise dos Limites Máximos de Inserção de Geração Eólica em Redes de Distribuição Conforme a Variação de Tensão de Regime Permanente, 106.
- Mariam, L., Basu, M., & Conlon, M. F. (2016). Microgrid: Architecture, policy and future

trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 477–489.

- Marques, F. A. S., Morán, J. A., Abreu, L., Slva, L. C. P., & Freitas, W. (2004). Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *An. 5. Enc. Energ. Meio Rural*.
- Masters, C. L. (2002). Voltage rise the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. *Power Engineering Journal*, (Embedded Generation), 5–12.
- Medium. (2016). Fazenda Energia Solar. Acesso em out/2018. URL: <https://medium.com/@fazendasolar/raio-x-da-geração-distribuída-no-brasil-outubro-2016-bbba55076106>
- MME. (2018). Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico. Acesso em dez/2018. URL: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>
- Monticelli, A. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica* (Editora Ed). São Paulo.
- Monticelli, A., & Garcia, A. (2011). *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica* (2ª). Campinas, SP: Editora da Unicamp.
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., ... Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919.
- Power, F. S. (2018). Connecting African and European.
- Procopiou, A. T., Long, C., & Ochoa, L. F. (2017). Voltage Control in LV Networks : An Initial Investigation. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 1–6.
- Ramezani, M., Member, I., Li, S., & Member, S. (2016). Voltage and Frequency Control of Islanded Microgrid Based on Combined Direct Current Vector Control and Droop Control, 35487, 1–5.
- Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., & Paper, I. (2012). Control of Power Converters in AC Microgrids.pdf. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(11), 4734–4749.
- Salim, R. H. (2011). *Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos* (Tese de Doutorado). Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos.
- Samadi, A., Shayesteh, E., Eriksson, R., Rawn, B., & Söder, L. (2014). Multi-objective coordinated droop-based voltage regulation in distribution grids with PV systems, 29(3), 1454–1464.
- Sansawatt, T., Ochoa, L. F., & Harrison, G. P. (2012). Smart decentralized control of DG for voltage and thermal constraint management. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3), 1637–1645.
- Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, a., & Luo, G. X. (1988). Compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(2), 753–762.
- Stetz, T., Marten, F., & Braun, M. (2013). Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(2), 534–542.
- Tao, Q., Wang, D., Yang, B., Liu, H., & Yan, S. (2018). Voltage control of distribution network

- with distributed generation based on voltage sensitivity matrix. *Proceedings - 2nd IEEE International Conference on Energy Internet, ICEI 2018*, 298–302.
- Trichakis, P., Taylor, P. C., Lyons, P. F., & Hair, R. (2008). Predicting the technical impacts of high levels of small-scale embedded generators on low-voltage networks. *IET Renewable Power Generation*, 2(January), 249–262.
- Valverde, G., & Van Cutsem, T. (2013). Model predictive control of voltages in active distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(4), 2152–2161.
- von Appen, J., Braun, M., Stetz, T., Diwold, K., & Geibel, D. (2013). Time in the Sun. *IEEE Power & Energy Magazine*, (February), 55–64.
- Yan, R., & Saha, T. K. (2012). Investigation of Voltage Stability for Residential Customers Due to High Photovoltaic Penetrations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), 651–662.
- Yao, W., Chen, M., Matas, J., Guerrero, J. M., & Member, S. (2011). Design and Analysis of the *Droop* Control Method for Parallel Inverters Considering the Impact of the Complex Impedance on the Power Sharing, 58(2), 576–588.
- Zhang, J., Chen, J., Chen, X., & Gong, C. (2014). Modelling, analysis and design of *droop*-controlled parallel three phase voltage source inverter using dynamic phasors method. *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, ITEC Asia-Pacific 2014 - Conference Proceedings*, 1–6.
- Zhang, Z., Ochoa, L. F., & Valverde, G. (2018). A Novel Voltage Sensitivity Approach for the Decentralized Control of DG Plants. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 1566–1576.
- Zhou, Q., & Bialek, J. W. (2008). Simplified calculation of voltage and loss sensitivity factors in distribution networks. *16th Power System Computation Conference (PSCC2008)*, (1), 14–19.



# Apêndice A

## Parâmetros do Alimentador de 30 Nós

A potência base do alimentador de distribuição de 30 nós é de 10 MVA e seus parâmetros são apresentados nas tabelas seguintes (Bainy, 2015; Lowenberg, 2013):

**Tabela A.1:** Dados das Cargas

Nó	Pesada		Média		Leve	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
601	5,500	0,000	2,750	0,000	0,550	0,000
602	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,020
701	1,900	0,866	0,950	0,433	0,190	0,087
802	0,013	0,006	0,007	0,003	0,001	0,001
803	0,022	0,010	0,011	0,005	0,002	0,001
804	1,248	0,569	0,624	0,285	0,125	0,057
806	0,040	0,018	0,020	0,009	0,004	0,002
807	0,052	0,024	0,026	0,012	0,005	0,002
808	0,056	0,026	0,028	0,013	0,006	0,003
809	0,111	0,051	0,056	0,026	0,011	0,005
810	0,103	0,047	0,052	0,024	0,010	0,005
811	0,067	0,031	0,034	0,016	0,007	0,003
812	0,028	0,013	0,014	0,007	0,003	0,001
901	0,121	0,059	0,061	0,030	0,012	0,006
902	0,057	0,028	0,029	0,014	0,006	0,003
904	0,105	0,051	0,053	0,026	0,011	0,005
905	0,590	0,286	0,295	0,143	0,059	0,029
906	0,158	0,077	0,079	0,039	0,016	0,008
908	0,076	0,037	0,038	0,019	0,008	0,004
909	0,094	0,046	0,047	0,023	0,009	0,005
910	0,100	0,048	0,050	0,024	0,010	0,005
911	0,041	0,020	0,021	0,010	0,004	0,002

**Tabela A.2:** Dados das Linhas

De	Para	R (pu/km)	X (pu/km)	Linha (km)	R (pu)	X (pu)	R (%)	X (%)
292	701	0,0100	0,0208	0,25	0,002500	0,005200	0,2500	0,5200
292	901	0,0100	0,0208	1,75	0,017500	0,036400	1,7500	3,6400
292	801	0,0100	0,0208	0,01	0,000100	0,000208	0,0100	0,0208
901	501	0,0193	0,0250	0,01	0,000193	0,000250	0,0193	0,0250
901	902	0,0100	0,0208	3,65	0,036500	0,075920	3,6500	7,5920
901	904	0,0100	0,0208	0,33	0,003300	0,006864	0,3300	0,6864
902	903	0,0100	0,0208	4,40	0,044000	0,091520	4,4000	9,1520
904	905	0,0365	0,0275	0,55	0,020075	0,015125	2,0075	1,5125
905	906	0,0292	0,0269	0,13	0,003796	0,003497	0,3796	0,3497
906	907	0,0292	0,0269	0,75	0,021900	0,020175	2,1900	2,0175
906	908	0,0292	0,0269	0,30	0,008760	0,008070	0,8760	0,8070
908	909	0,0839	0,0276	1,42	0,119138	0,039192	11,9138	3,9192
908	910	0,0839	0,0276	1,76	0,147664	0,048576	14,7664	4,8576
910	911	0,0839	0,0276	9,00	0,755100	0,248400	75,5100	24,8400
801	802	0,0100	0,0208	2,00	0,020000	0,041600	2,0000	4,1600
802	803	0,0100	0,0208	2,30	0,023000	0,047840	2,3000	4,7840
803	804	0,0100	0,0208	2,65	0,026500	0,055120	2,6500	5,5120
804	601	0,0000	0,0001	0,00	0,000000	0,000000	0,0000	0,0000
803	805	0,0839	0,0276	3,20	0,268480	0,088320	26,8480	8,8620
805	806	0,0839	0,0276	1,73	0,145147	0,047748	14,5147	4,7748
806	807	0,0839	0,0276	3,55	0,297845	0,097980	29,7845	9,7980
801	808	0,0100	0,0208	2,30	0,023000	0,047840	2,3000	4,7840
808	809	0,0100	0,0208	0,25	0,002500	0,005200	0,2500	0,5200
809	810	0,0100	0,0208	1,55	0,015500	0,032240	1,5500	3,2240
810	811	0,0551	0,0278	0,92	0,050692	0,025576	5,0692	2,5576
810	812	0,0100	0,0208	1,00	0,010000	0,020800	1,0000	2,0800
812	813	0,0100	0,0208	4,50	0,045000	0,093600	4,5000	9,3600

**Tabela A.3:** Dados dos Transformadores

De	Para	Nome	$S_{base}$ (MVA)	R (pu)	X (pu)	R (%)	X (%)
291	292	TR3	10	0	0,1740	0	17,40
601	602	TR1	10	0	0,0565	0	5,65

**Tabela A.4:** Dados dos elementos *shunt*

Nó	B (MVar)
292	1,2
804	1,5
905	0,3



## Apêndice B

### Potência Utilizada nos GDIs

Durante a realização do trabalho percebeu-se a necessidade de utilizar uma relação mais específica para a potência nominal do GDI a ser aplicada a cada nó de conexão, de forma tal que pudesse servir como base/parâmetro para as simulações e análise de resultados.

Percebeu-se que a aplicação do mesmo valor de potência para cada nó de conexão apresentava resultados muito distintos entre si, uma vez que o sistema de distribuição/alimentador utilizado apresenta grande diversidade de características, principalmente no que se refere às relações X/R de impedância, e assim, tornava a análise de resultados mais complexa.

Como o controle *droop* de tensão tende a fazer com que o valor de tensão do nó de conexão se mantenha o mais próximo do valor de referência, através de um algoritmo iterativo, foi estimada a potência ativa necessária em cada nó de conexão para que a tensão no mesmo atingisse o valor equivalente a  $1p_u$ , que normalmente é utilizada como tensão de referência no decorrer do trabalho. Cabe aqui enfatizar que sempre é considerada a conexão de um único GDI ao alimentador.

Realizadas as simulações e verificados os valores de potência necessários em cada nó de conexão, percebeu-se que, apesar de algumas variações, a potência necessária é equivalente a um percentual da potência de curto-circuito de cada nó. Na Tabela B.1 são apresentados estes valores percentuais em relação à potência de curto-circuito e pode-se observar que a média é de aproximadamente 12%.

Visando aplicar valores um pouco mais conservadores, a partir dos dados obtidos foi estipulado o valor de 8% equivalente à potência de curto-circuito do nó de conexão, como a potência nominal para a instalação do GDI durante as simulações e análises.

**Tabela B.1:** Percentual de potência equivalente a  $S_{SC}$  para a tensão no nó de conexão atingir 1pu de tensão.

<b>Ordinal</b>	<b>Nó</b>	<b>Potência de curto-circuito Ssc (kW)</b>	<b>S para tensão do nó atingir V=1p.u. (kW)</b>	<b>Percentual equivalente a Ssc</b>
1°	292	54750	10160	18,6%
2°	501	44625	6440	14,4%
3°	601	28125	5040	17,9%
4°	602	24125	5860	24,3%
5°	701	53125	10420	19,6%
6°	801	54625	10180	18,6%
7°	802	43375	7230	16,7%
8°	803	34750	5880	16,9%
9°	804	28125	5040	17,9%
10°	805	18375	1370	7,5%
11°	806	14250	1010	7,1%
12°	807	9625	660	6,9%
13°	808	42250	5050	12,0%
14°	809	41250	4790	11,6%
15°	810	35750	3650	10,2%
16°	811	31000	1950	6,3%
17°	812	33000	3140	9,5%
18°	813	24375	1950	8,0%
19°	901	44750	6480	14,5%
20°	902	32250	3220	10,0%
21°	903	24000	2050	8,5%
22°	904	43250	6020	13,9%
23°	905	39625	4170	10,5%
24°	906	38875	3960	10,2%
25°	907	35000	2940	8,4%
26°	908	37250	3530	9,5%
27°	909	27375	1410	5,2%
28°	910	25500	1290	5,1%
29°	911	8375	340	4,1%