



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

NIKOLAS IOHANATHAN FELIPE DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS CONTROLES *DROOP* APLICADOS A
MICRO-CENTRAIS HIDRELÉTRICAS EM MICRORREDE COM CARGAS
DESEQUILIBRADAS**

MOSSORÓ/RN

2020

NIKOLAS IOHANATHAN FELIPE DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS CONTROLES *DROOP* APLICADOS A
MICRO-CENTRAIS HIDRELÉTRICAS EM MICRORREDE COM CARGAS
DESEQUILIBRADAS**

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Orientador: Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura

Co-orientadora: Prof^ª. Dra. Melinda Cesianara Silva da Cruz

MOSSORÓ/RN

2020

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

O49a Oliveira, Nikolas Iohanathan Felipe de.
Análise do Comportamento dos Controles Droop Aplicados a Micro-Centrals Hidrelétricas em Microrrede com Cargas Desequilibradas / Nikolas Iohanathan Felipe de Oliveira. - 2020.
143 f. : il.

Orientador: Adriano Aron Freitas de Moura.
Coorientadora: Melinda Cesianara Silva da Cruz.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

1. Microrredes. 2. Micro-Centrals Hidrelétricas. 3. Controle Droop P-f. 4. Controle Droop Q-V. 5. Cargas Desequilibradas. I. Moura, Adriano Aron Freitas de, orient. II. Cruz, Melinda Cesianara Silva da, co-orient. III. Título.

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

NIKOLAS IOHANATHAN FELIPE DE OLIVEIRA

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS CONTROLES *DROOP* APLICADOS A
MICRO-CENTRAIS HIDRELÉTRICAS EM MICRORREDE COM CARGAS
DESEQUILIBRADAS

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

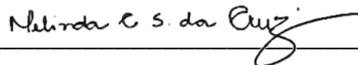
Defendida em: 10 / 07 / 2020.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura (Orientador - UFERSA)

Presidente



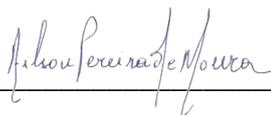
Prof^a. Dra. Melinda Cesianara Silva da Cruz (UFERSA)

Membro Examinador Interno



Prof. Dr. Victor de Paula Brandão Aguiar (UFERSA)

Membro Examinador Interno



Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura (UFC)

Membro Examinador Externo

À minha esposa, pais e irmãos

AGRADECIMENTOS

A Deus, por sua presença em minha vida, pela oportunidade oferecida todos os dias de vivenciar esses momentos para que eu possa continuar lutando pelos meus objetivos.

A minha esposa Isadora por todo seu amor, suporte e paciência demonstrados durante essa jornada, sua presença diária é o incentivo fundamental para a conclusão desse trabalho. Agradeço por tudo!

A todos os meus familiares, que sempre incentivaram de todas as formas o meu crescimento pessoal e acadêmico. Em especial à minha mãe Ionete e meu pai Evaristo por tudo que fizeram por mim. Aos meus irmãos Jonathas e Luckas, por toda amizade e companheirismo.

Agradeço a todos os meus amigos que estiveram comigo durante essa caminhada. Menção especial deve ser feita a meu companheiro Cleydson Adler, que sempre me acompanhou desde a graduação e com sua amizade foi de suma importância na construção desse trabalho. Obrigado pelo apoio e ajuda.

Ao Professor Dr. Adriano Aron pela orientação.

“No processo, há sempre muitas perguntas, tantas, a única coisa que vale a pena é a convicção de ter uma ideia.”

Pep Guardiola

RESUMO

A crescente demanda por eletricidade fomenta a necessidade de alternativas para diminuir o carregamento do sistema elétrico da concessionária. Uma das formas encontradas foi a criação de sistemas que trabalham desconectados da rede principal, conhecidos como microrredes isoladas, que integram unidades geradoras que utilizam fontes alternativas de energia como forma de gerar eletricidade para um determinado grupo de usuários. Nesse tipo de sistema, um dos desafios é o controle aplicado para estabilizar frequência e a tensão, devido a ausência de referência da rede para esses parâmetros, que são primordiais para o correto funcionamento das cargas. Assim, esse trabalho tem como objetivo analisar o comportamento dos controles *droop* P-f e *droop* Q-V dinâmicos quando estes são aplicados a Micro-Centrais Hidrelétricas (MCH), que fornecem energia para uma microrrede isolada de baixa tensão, com linhas de distribuição predominantemente resistivas e que alimenta conjuntos de cargas desequilibradas. Utiliza-se uma plataforma computacional para realizar as simulações do sistema no domínio do tempo. São utilizados alguns cenários para verificar o funcionamento dos controles para as relações entre potência ativa-frequência e potência reativa-tensão, bem como o compartilhamento de potência entre as unidades geradoras. Os resultados mostram o bom desempenho desses controles ao analisar as principais variáveis envolvidas, medidas a partir dos terminais das unidades geradoras.

Palavras-chave: Microrredes. Micro-Centrais Hidrelétricas. Controle *Droop* P-f. Controle *Droop* Q-V. Cargas Desequilibradas.

ABSTRACT

The growing electricity demand fosters the need for alternatives to decrease the load on the utility's electrical system. A way founded is the creation of systems that work disconnected from the main grid, known as islanded microgrids, that integrate distributed generation units that use alternative energy resources as a manner to generate electricity for a certain group of users. In this type of system, one of the challenges is the control applied to stabilize frequency and voltage, since there is no network reference for these parameters, which are essential for the correct operation of the loads. Thus, this work aims to analyze the behavior of dynamic droop P-f and droop Q-V controls when they are applied to Micro Hydro Power Plants (MHPP), which supply energy to an islanded low voltage microgrid, with predominantly resistive distribution lines and which feeds sets of unbalanced loads. A computational platform is used to perform system simulations in the time domain. Some scenarios are used to verify the operation of the controls for the relationships between active power-frequency and reactive power-voltage, as well as the power sharing between the generating units. The results shows the satisfactory performance of these controls when analyzing the main variables involved, measured on generating units terminals.

Keywords: Microgrids. Micro Hydro Power Plant. P-f *Droop* Control. Q-V *Droop* Control. Unbalanced Loads.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Panorama da capacidade instalada de geração hidrelétrica entre os países	23
Figura 2 - Geração de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas ao longo dos anos	24
Figura 3 - Matriz energética brasileira	24
Figura 4 - Participação das fontes de energia na geração distribuída.....	25
Figura 5 - Esquema típico de uma usina hidrelétrica convencional	26
Figura 6 - Esquema de hidrelétrica com armazenamento de água	29
Figura 7 - Esquema de uma hidrelétrica de curso de rio	30
Figura 8 - Esquema de uma hidrelétrica de armazenamento e bombeio	31
Figura 9 - Turbina Pelton	32
Figura 10 - Turbina Francis	33
Figura 11 - Corte lateral de uma turbina Kaplan	34
Figura 12 - Relação altura da queda de água e vazão para seleção de turbinas	35
Figura 13 - Motor de indução do tipo gaiola de esquilo.....	37
Figura 14 - Gerador síncrono em construção	37
Figura 15 - Rotor de polos saliente.....	38
Figura 16 - Rotor de polos lisos.....	38
Figura 17 - Rotor de uma máquina síncrona com enrolamentos amortecedores.....	39
Figura 18 - Gerador síncrona com sistema de excitação sem escovas	40
Figura 19 - Circuito equivalente do gerador síncrono	41
Figura 20 - Circuito equivalente do gerador síncrono com reatância síncrona	42
Figura 21 - Diagrama fasorial de um gerador síncrono com fator de potência atrasado.....	43
Figura 22 - Diagrama fasorial de um gerador síncrono com fator de potência adiantado	43
Figura 23 - Diagrama fasorial de um gerador síncrono com fator de potência unitário.....	43
Figura 24 – Eixos dq de uma máquina síncrona.....	45
Figura 25 - Circuito equivalente de eixo direto em regime transitório	47
Figura 26 - Circuito equivalente de eixo direto para o regime subtransitório	48
Figura 27 - Comportamento da corrente alternada após uma falta.....	50
Figura 28 - Diagrama fasorial desprezando a resistência de armadura	51
Figura 29 - Representação gráfica dos ângulos de potência de uma máquina síncrona.....	53
Figura 30 - Diagrama fasorial de potência de um gerador síncrono de polos salientes	54
Figura 31 - Potência de saída em função do ângulo de potência.....	55
Figura 32 - Estrutura básica de uma microrrede.....	59
Figura 33 - Microrrede conectada à rede	61
Figura 34 - Microrrede isolada	63
Figura 35 - Microrrede com estrutura de controle centralizado	66
Figura 36 – Microrrede com estrutura de controle descentralizado	66
Figura 37 - Microrrede com modo de controle mestre-escravo	67
Figura 38 - Microrrede com modo de controle ponto-a-ponto.....	68
Figura 39 – Sistema de transmissão em corrente alternada.....	68
Figura 40 - Representação gráfica do controle <i>droop</i> P-f	70
Figura 41 - Comportamento da frequência ao longo do tempo com coeficiente de droop 5%	71
Figura 42 - Representação gráfica do controle <i>droop</i> Q-V	72
Figura 43 - Esquema dos controles aplicados ao conjunto turbina-gerador.....	73

Figura 44 - Comportamento gráfico do controle isócrono	74
Figura 45 - Topologia do sistema adotado	75
Figura 46 - Microrrede modelada computacionalmente.....	76
Figura 47 – Representação genérica do bloco de medição.....	77
Figura 48 - Modelagem genérica da turbina hidráulica.....	81
Figura 49 - Circuito equivalente genérico de eixo direto do modelo do gerador síncrono	82
Figura 50 - Circuito equivalente genérico de eixo em quadratura do modelo do gerador síncrono	82
Figura 51 - Diagrama de blocos do sistema de excitação.....	85
Figura 52 - Diagrama de blocos do controle <i>droop</i> P-f.....	86
Figura 53 - Retas características do <i>droop</i> P-f para coeficiente 1,65%	88
Figura 54 - Modelagem do controle <i>droop</i> Q-V.....	89
Figura 55 - Retas características do <i>droop</i> Q-V para coeficiente 2%.....	91
Figura 56 - Interconexão entre os elementos da MCH.....	91
Figura 57 - Retas do controle <i>droop</i> P-f para os coeficientes do Caso 03	95
Figura 58 - Retas do controle <i>droop</i> Q-V para os coeficientes do Caso 04	96
Figura 59 - Potência ativa gerada pelas MCHs	99
Figura 60 - Frequência medida nas MCHs.....	100
Figura 61 - Potência reativa gerada pelas MCHs	102
Figura 62 - Tensões de linha na MCH 01 e MCH 03.....	103
Figura 63 - Tensões de Linha na MCH 02	103
Figura 64 - Potência reativa nas MCHs para efeito da inserção de carga reativa	104
Figura 65 - Tensões na saída dos controles <i>droop</i> Q-V das MCHs	105
Figura 66 - Potência ativa gerada pelas MCHs	108
Figura 67 - Frequência de operação da microrrede para o Caso 02	109
Figura 68 - Potência Reativa fornecida pelas MCHs	110
Figura 69 - Tensões de linha na MCH 01 para o Caso 02.....	111
Figura 70 - Tensões de linha na MCH 02 para o Caso 02.....	112
Figura 71 - Tensões de linha na MCH 03 para o Caso 02.....	112
Figura 72 - Potência Reativa nas MCHs para efeito da inserção de carga reativa no Caso 02	114
Figura 73 - Tensão do <i>droop</i> Q-V nas MCHs	115
Figura 74 - Potência ativa nas MCHs para o Caso 03.....	117
Figura 75 - Frequência de operação da microrrede para o Caso 03	118
Figura 76 - Potência reativa fornecida pelas MCHs para o Caso 03.....	119
Figura 77 - Potência Reativa nas MCHs para efeito da inserção de carga reativa no Caso 03	120
Figura 78 – Tensões de linha nos terminais da MCH 01 para o Caso 03.....	122
Figura 79 - Tensões de linha nos terminais da MCH 02 para o Caso 03	122
Figura 80 - Tensões de linha nos terminais da MCH 03 para o Caso 03	123
Figura 81 - Potência ativa fornecida pelas MCHs no Caso 04.....	125
Figura 82 - Frequência de operação da microrrede para o Caso 04	126
Figura 83 - Potência reativa nas MCHs para o Caso 04.....	127
Figura 84 - Potência Reativa nas MCHs para efeito da inserção de carga reativa no Caso 04	128
Figura 85 - Tensão de linha na MCH 01 para o Caso 04	130

Figura 86 - Tensões de linha na MCH 02 para o Caso 04.....	130
Figura 87 - Tensões de linha na MCH 03 para o Caso 04.....	131
Figura 88 - Variação da frequência em relação ao coeficiente droop P-f	132
Figura 89 - Relação entre coeficiente <i>droop</i> Q-V e tensões de linha na MCH 01 e MCH 03	133
Figura 90 - Relação entre coeficiente <i>droop</i> Q-V e tensões de linha na MCH 02	134
Figura 91 - Relação entre coeficiente <i>droop</i> Q-V e tensões de linha média nas MCHs	134
Figura 92 - Relação entre a potência total e a tensão de linha média nas MCHs.....	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação das hidrelétricas	28
Tabela 2 - Valores típicos das constantes de tempo para uma máquina síncrona.....	49
Tabela 3 – Dados das linhas de distribuição.....	78
Tabela 4 - Especificações das cargas.....	79
Tabela 5 - Parâmetros da turbina hidráulica.....	81
Tabela 6 – Especificação dos parâmetros do gerador síncrono.....	84
Tabela 7 – Especificação dos parâmetros da excitatriz	85
Tabela 8 - Especificações dos parâmetros para o controle droop P-f.....	87
Tabela 9 - Especificações dos parâmetros para o controle droop Q-V	89
Tabela 10 - Distribuição de potência entre as fases para cada carga.....	92
Tabela 11 - Distribuição de potência entre as fases para o Caso 02.....	93
Tabela 12 - Coeficientes dos controles droop adotados para o Caso 03	94
Tabela 13 - Coeficientes dos controles droop adotados para o Caso 04	96
Tabela 14 - Comparativo entre potência mecânica e potência ativa	101
Tabela 15 - Valores RMS das tensões de linha nas MCHs para o Caso 01	104
Tabela 16 - Potência Reativa nas MCHs antes e depois da carga reativa para o Caso 01	106
Tabela 17 – Comparativo dos valores de tensão média de referência do droop e tensão terminal	107
Tabela 18 - Fatores de desequilíbrios de tensão para as MCHs para o Caso 01	107
Tabela 19 - Comparativo entre potência mecânica e potência ativa	110
Tabela 20 – Valores das tensões de linhas nas MCHs	113
Tabela 21 - Potência Reativa nas MCHs antes e depois da carga reativa	114
Tabela 22 - Comparativo dos valores de tensão média de referência do droop e tensão terminal para o Caso 02	116
Tabela 23 - Fatores de desequilíbrios de tensão para as MCHs para o Caso 02	116
Tabela 24 - Verificação da distribuição proporcional de potência ativa	118
Tabela 25 - Valores esperados e medidos de potência ativa nas MCHs	119
Tabela 26 – Potência Reativa nas MCHs antes e depois da carga reativa.....	121
Tabela 27 - Valores RMS das tensões de linha nas MCHs para o Caso 03	123
Tabela 28 – Comparativo dos valores de tensão média de referência do droop e tensão terminal	124
Tabela 29 - Fatores de desequilíbrios de tensão para as MCHs	124
Tabela 30 - Comparativo entre potência mecânica e potência ativa	125
Tabela 31 - Potência Reativa nas MCHs antes e depois da carga reativa para o Caso 04	128
Tabela 32 - Verificação da distribuição proporcional de potência reativa	129
Tabela 33 - Valores RMS das tensões de linha nas MCHs para o Caso 04	131
Tabela 34 - Comparativo entre os valores das tensões médias de referência dos controles droop e tensões médias terminais	132
Tabela 35 - Fatores de desequilíbrios de tensão para as MCHs	132

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRAPCH - Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

CGH - Central Geradora Hidrelétrica

COPEL - Companhia Paranaense de Energia

COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte

DOE – *Department of Energy*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GD – Geração Distribuída

IEA – *International Energy Agency*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IHA – *International Hydropower Association*

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética

IRENA – *International Renewable Energy Agency*

MCH - Micro Central Hidrelétrica

MGCC – *Microgrid Central Controller*

NEMA – *National Electrical Manufacturers Association*

PCC – Ponto de conexão comum

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PLL – *phase locked-loop*

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

REN – Resolução Normativa

RLC – Resistência, Indutância, Capacitância

RMS – *Root mean square*

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVOS	19
1.1.1	Objetivo Geral	19
1.1.2	Objetivos Específicos	20
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
2.	GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DE ENERGIA	22
2.1.	CONTEXTO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA	22
2.2	FUNCIONAMENTO DE UMA HIDRELÉTRICA	25
2.3	CLASSIFICAÇÃO DE HIDRELÉTRICAS	27
2.4	TIPOS DE PROJETOS HIDRELÉTRICOS	28
2.5	TIPOS DE TURBINAS HIDRÁULICAS	31
3.	GERADORES SÍNCRONOS	36
3.1.	ASPECTOS GERAIS DE MÁQUINAS ROTATIVAS	36
3.2.	GERADORES SÍNCRONOS	37
3.3.	CIRCUITOS EQUIVALENTES NA REFERÊNCIA ABC	41
3.4.	ANÁLISE NA REFERÊNCIA DQ0	44
3.5.	ANÁLISE DO REGIME TRANSITÓRIO E SUBTRANSITÓRIO	47
3.6.	POTÊNCIA EM GERADORES SÍNCRONOS	50
3.7.	OPERAÇÃO COM CARGAS DESEQUILIBRADAS	56
4.	MICRORREDES	58
4.1.	MODOS DE OPERAÇÃO	61
4.1.1.	Microrrede Conectada à Rede	61
4.1.2.	Microrrede Isolada	63
4.2.	NÍVEIS DE CONTROLE DA MICRORREDE	64
4.3.	ESTRUTURAS DE CONTROLE	65
4.4.	MODOS DE CONTROLE	67
4.5.	CONTROLE <i>DROOP</i>	68
5.	METODOLOGIA	75
5.1	ESPECIFICAÇÕES DA MICRORREDE	75
5.2	ESPECIFICAÇÕES DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO E CARGAS	78
5.3	MODELOS E ESPECIFICAÇÕES DAS UNIDADES GERADORAS	79
5.4	CASOS SIMULADOS	92

5.4.1	Caso 01: Cargas desequilibradas com potências trifásicas iguais nas barras B4 e B6	92
5.4.2	Caso 02: Cargas desequilibradas com potências trifásicas diferentes nas barras B4 e B6	93
5.4.3	Caso 03: MCHs com diferentes coeficientes no controle <i>droop</i> P-f	93
5.4.4	Caso 04: MCHs com diferentes coeficientes no controle <i>droop</i> Q-V	95
5.4.5	Caso 05: Relação entre parâmetros	97
6.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	99
6.1	RESULTADOS CASO 01: CARGAS DESEQUILIBRADAS COM POTÊNCIAS TRIFÁSICAS IGUAIS NAS BARRAS B4 E B6	99
6.1.1	Potência ativa e frequência	99
6.1.2	Potência reativa e tensão	101
6.2	RESULTADOS CASO 02: CARGAS DESEQUILIBRADAS COM DIFERENTES POTÊNCIAS TRIFÁSICAS NAS BARRAS B4 E B6	107
6.2.1	Potência ativa e frequência	107
6.2.2	Potência reativa e tensão	110
6.3	RESULTADOS CASO 03: DGs COM DIFERENTES COEFICIENTES NO CONTROLE <i>DROOP</i> P-F	116
6.3.1	Potência ativa e frequência	116
6.3.2	Potência reativa e tensão	119
6.4	RESULTADOS CASO 04: DGs COM DIFERENTES COEFICIENTES NO CONTROLE <i>DROOP</i> Q-V	124
6.4.1	Potência ativa e frequência	124
6.4.2	Potência reativa e tensão	126
6.5	RESULTADOS CASO 05: RELAÇÃO ENTRE PARÂMETROS	132
7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	135
7.1.	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	137
	REFERÊNCIAS	138

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos é possível observar um aumento na demanda de eletricidade, e por isso, um fornecimento contínuo, seguro, confiável e de alta qualidade torna-se um desafio que os pesquisadores têm que enfrentar para atender às necessidades dos consumidores (MOKHTARI; VAZINRAM; GANDOMKAR, 2012).

Uma das medidas adotadas que vêm sendo popularizada, principalmente em sistemas de distribuição, é a introdução das Gerações Distribuídas (GD), a partir de fontes renováveis tais como turbinas eólicas, usinas fotovoltaicas e microturbinas hidráulicas (SURENDRA; VYJAYANTHI, 2018).

O conceito de geração distribuída é apresentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016) como sendo um sistema de instalação de geradores de pequeno porte, podendo as fontes geradoras utilizarem fontes de energias renováveis ou não, sendo estas localizadas próximos aos centros de consumo. O Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2019) inclui os equipamentos de controle e comando dos geradores como sendo parte dos sistemas de geração distribuída. A definição mostrada pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL, 2019) afirma que a geração distribuída abrange geradores de quaisquer níveis potências que se conectam diretamente ao sistema de distribuição ou de consumidores individuais, que possam operar em modo paralelo ou isolado.

No aspecto internacional o conceito segue a mesma linha das instituições nacionais. A Agência Internacional de Energia (IEA, 2002) define geração distribuída como um local de geração que fornece energia a um consumidor ou suporte a rede elétrica da concessionária, que se conecta ao sistema em nível de tensão de distribuição. O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE, 2001) afirma que geração distribuída consiste na geração e armazenamento de energia localizados no ponto de consumo ou próximo a este. Já o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE, 2018) mostra que a geração distribuída compreende tanto as fontes geradoras quanto os dispositivos de armazenamento de energia capazes de gerar potência ativa para um sistema elétrico.

Os sistemas de geração distribuída são relevantes como processo catalisador da expansão dos sistemas elétricos. A importância da geração distribuída quando conectada à rede como forma de oferecer suporte, se dá pelo fato de aproximar as centrais geradoras dos centros de consumo. Já para os sistemas isolados de geração distribuída, o mesmo assume um papel

importante no âmbito do fornecimento de eletricidade para regiões remotas onde a rede convencional de distribuição não consegue suprir (SOSNOSKI, 2015).

Um dos fatores que facilitam a expansão da GD são as ações de fomento realizadas pela ANEEL, as quais são baseadas através da implementação da Resolução Normativa (REN) N° 482/2012, posteriormente alterada para REN N° 687/2015, que apresenta as regras para que os sistemas de geração distribuída acessem a rede de distribuição (ANEEL, 2015). Segundo a REN N° 687/2015 (ANEEL, 2015), a geração distribuída pode ser classificada em duas categorias de acordo com a capacidade de potência instalada: microgeração e minigeração. Os sistemas de microgeração distribuída são aqueles que possuem potência instalada de até 75 kW. Já a minigeração distribuída são os sistemas que possuem potência instalada entre 75 kW e 3 MW, para o caso da energia proveniente de recursos hídricos como as pequenas centrais hidrelétricas, e entre 75 kW e 5 MW para os sistemas provenientes das demais fontes de energias renováveis.

A utilização de fontes de energia alternativas recebe protagonismo quando aplicadas no âmbito das microrredes, que são sistemas que utilizam GDs para fornecer energia a diferentes cargas, podendo operar no modo conectado à rede de distribuição ou de forma isolada (ZANGENEH *et al.*, 2014).

Esses sistemas de geração de energia elétrica que trabalham desconectados da rede principal, são atualmente destacados na literatura, devido a necessidade de se fornecer energia de forma contínua, segura e de qualidade, mantendo-se isolado da rede da concessionária, com fornecimento de energia a partir de GD. Um dos desafios nos sistemas isolados é o controle das variáveis frequência e tensão, que são primordiais para o correto funcionamento das cargas. Em um sistema de distribuição trifásico de baixa tensão, por exemplo, o controle da tensão da rede pode encontrar ainda mais dificuldades devido a existência do desbalanceamento das tensões, fenômeno que ocorre principalmente pela inserção de inúmeras cargas monofásicas com diferentes níveis de potência conectadas ao sistema (HU *et al.*, 2016).

Na literatura, diversas técnicas de controle são utilizadas em sistemas isoladas para realizar o controle das variáveis frequência e tensão. Uma dessas formas bastante difundida e aplicada em sistemas de alta tensão é o controle *droop* convencional, que se baseia na relação entre essas variáveis com as potências ativa e reativa do sistema. Sua aplicação pode ocorrer em microrredes nos mais variados níveis de tensão e potência, para GDs com diferentes tipos de fontes de energia, até sua adaptação com intuito de melhorar rendimento e estabilidade do sistema.

Em Zhao-xia e Hong-wei (2012), verifica-se a aplicação do controle *droop* convencional a uma unidade geradora eólica, testando sua funcionalidade para distúrbios que ocorrem na microrrede quando essa opera no modo isolado. Já em Wen, Liu e Li (2015), utiliza-se o controle *droop* convencional em uma microrrede formada por GDs que operam através de inversores, analisando as principais características do controle quando essas unidades geradoras trabalham em modos de controle diferentes. O controle *droop* convencional também é estudado por Hou *et al.* (2016), onde sua aplicação e análise é feita em uma microrrede com GDs que funcionam por meio de conversores, em que as linhas de distribuição são predominantemente resistivas.

Em Zangeneh *et al.* (2014) e Zheng *et al.* (2015), são propostas novas estratégias de controle de tensão e frequência para microrredes isoladas de baixa tensão, baseadas no controle *droop*, com gerações distribuídas conectadas ao sistema através de inversores.

Em Mokhtari, Vazinram e Gandomkar (2012), discute-se o comportamento de máquinas síncronas, com ênfase em variáveis mecânicas, analisando seus aspectos quando ligadas a microrredes que operam conectadas à rede ou no modo isolado. Nos trabalhos de Khongkhachat e Khomfoi (2015) e Khaledian e Golkar (2017), são realizadas análises da performance do controle *droop* em microrredes isoladas para variações que ocorram em parâmetros operacionais do sistema.

A utilização de unidades geradoras de pequeno porte que utiliza recursos hídricos como fonte de energia também é estudada no contexto de microrredes. No trabalho de Quintero, Jimenez e Aramburo (2012) a viabilidade do funcionamento de uma pequena usina hidrelétrica é avaliada a partir da análise de um regulador de frequência em várias situações de contingências. O estudo realizado por Wei *et al.* (2014) propõe uma melhoria no controle para diminuir o erro no reestabelecimento da frequência através da redistribuição de potência entre as GDs, para uma microrrede híbrida formada por uma pequena usina hidrelétrica e uma planta fotovoltaica.

A abordagem de microrredes que trabalham com cargas desbalanceadas é feita, através da proposição de um novo controle, em Griffiths e Coates (2007), com a intenção mitigar o efeito causado pelas tensões de sequência negativa que surgem devido ao desbalanceamento de tensão causado por cargas desequilibradas em um sistema alimentado por geração distribuída conectada através de inversores. Microrrede que trabalha com cargas desbalanceadas também é abordada no trabalho de Hu *et al.* (2016) em que é proposto um controle *droop* trifásico

independente, ou seja, cada fase possui seu próprio controle com o objetivo de diminuir o efeito do desequilíbrio de tensão, quando analisado em um sistema de armazenamento de energia que fornece eletricidade para uma carga desequilibrada.

Diante dos estudos apresentados, percebe-se a tendência dos trabalhos sobre GDs inseridas em uma microrrede em estudar estratégias de controle para estabilizar a frequência e a tensão, principalmente nos sistemas que operam de modo isolado. A inserção cada vez mais frequente de unidades geradoras que utilizam fontes de energias alternativas em sistemas de distribuição de baixa tensão e juntamente com a possibilidade de funcionamento de pequenos sistemas desconectados da rede principal, se torna uma forma positiva de contribuir para a diminuição da poluição causada pelas fontes geradoras tradicionais e uma maneira de aliviar o carregamento na rede convencional.

Nesse sentido, o presente trabalho tem o intuito de aplicar o controle *droop* convencional a unidades geradoras hidrelétricas de pequeno porte que fornecem energia a uma microrrede trifásica de baixa tensão que opera no modo isolado. Para efetuar o controle de frequência e tensão, são aplicados em cada GD os controles *droop* P-f (controle da frequência com base na potência ativa) e o *droop* Q-V (controle da tensão com base na potência reativa) em suas formas convencionais, ou seja, em que sua modelagem matemática é derivada da aplicação a sistemas de alta tensão.

Esse trabalho busca contribuir na verificação do desempenho do controle *droop* convencional empregado em unidades geradoras hidrelétricas conectadas em sistemas de distribuição em que as linhas são predominantemente resistivas, já que sua modelagem é idealizada para aplicação em sistemas de alta tensão, e seu equacionamento é derivado de condições específicas encontradas majoritariamente em linhas de alta tensão que possuem características indutivas. A inserção de cargas desequilibradas, busca preservar uma propriedade dos sistemas de distribuição de baixa tensão, onde a existência de cargas monofásicas causa desequilíbrios na rede.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar o comportamento dinâmico dos controles *droop* P-f e *droop* Q-V quando estes são aplicados a micro-centrais hidrelétricas, conectadas a uma microrrede que trabalha no modo isolado atendendo a cargas desequilibradas.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Utilizar um *software* de simulação no domínio do tempo para realizar as análises computacionais;
- Utilizar modelos computacionais dos elementos para compor a micro-central hidrelétrica, como: gerador síncrono, sistema de excitação e turbina hidráulica;
- Implementar a modelagem computacional do controle *droop* P-f aplicada à unidade geradora;
- Implementar a modelagem computacional do controle *droop* Q-V aplicada à unidade geradora;
- Realizar a interligação entre os elementos para caracterizar a microrrede;
- Analisar a resposta das variáveis envolvidas nos controles *droop* para alguns cenários estabelecidos de forma a mostrar o funcionamento de suas principais características.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Os capítulos seguintes desta dissertação estão estruturados da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta os principais conceitos envolvidos na geração de energia elétrica a partir de recursos hídricos, bem como os dados mais recentes para o cenário atual para esse tipo de geração. Apresenta-se a classificação das unidades hidrelétricas de acordo com sua capacidade de potência instalada e os principais tipos de projetos hidrelétricos e as turbinas hidráulicas mais utilizadas em casos práticos;
- O Capítulo 3 aborda os assuntos relacionado aos geradores síncronos. São mostrados os principais aspectos das máquinas rotativas. O gerador síncrono é explicado em detalhes através de seu equacionamento e circuitos equivalentes, tanto na referência abc como na referência dq0. Uma análise do seu comportamento no regime transitório e sub-transitório é apresentada. Sua utilização em sistemas desequilibrados é mostrada;
- No Capítulo 4 apresenta-se mostrado a conceituação da microrrede por diferentes entidades, destacando os pontos positivos e negativos relacionados a sua aplicação. Os modos de operação da microrrede são apresentados, bem como seu nível, estrutura e modos de controle. Detalha-se o funcionamento do controle *droop*, mostrando seu equacionamento e características de operação;
- O Capítulo 5 trata da metodologia adotada nesse trabalho, em que são mostradas as modelagens matemáticas e computacionais dos principais elementos envolvidos no

funcionamento da microrrede, indicando suas especificações e características, bem como os valores dos parâmetros a eles relacionados. Os casos simulados são apresentados nesse capítulo;

- Já o Capítulo 6 apresenta os resultados relativos aos casos de simulação. Cada cenário é analisado através dos resultados numéricos e gráficos obtidos para as principais variáveis envolvidas no controle *droop*;
- No Capítulo 7 mostra-se a conclusão para o trabalho, resumindo os pontos abordados nesse estudo;

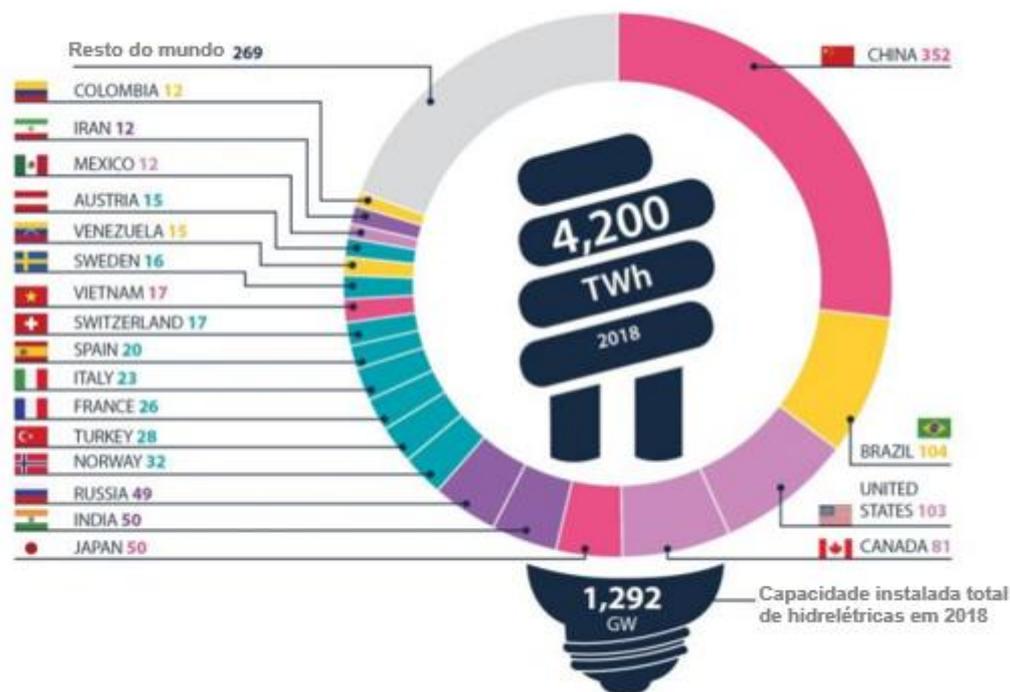
2. GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DE ENERGIA

2.1. CONTEXTO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

Em todo o mundo são utilizados diversos tipos de energia para geração de eletricidade, como combustíveis fósseis, nuclear, hidráulica, entre outras. A fonte de energia renovável mais confiável e utilizada para gerar energia elétrica é proveniente das hidrelétricas. Dados apresentados no relatório anual da Associação Internacional de Energia Hidrelétrica (IHA, 2019) mostram que 15,9% de toda a energia gerada são oriundas de hidrelétricas. Esse número é maior do que todas as demais fontes renováveis de energia (ex.: fotovoltaica, eólica, biomassa, etc.), que juntas totalizam 9,7% de toda geração de energia.

A capacidade instalada de hidrelétricas mundialmente atingiu o valor de 1.292 GW em 2018, gerando um total de energia de aproximadamente 4.200 TWh no mesmo período, segundo dados do IHA (2019). Dentre os países que contribuem para esses números, destacam-se China, Brasil e Estados Unidos, com capacidades instaladas de 352 GW, 104 GW e 103 GW, respectivamente. A China assume o posto máximo no ranking graças a contribuição da Usina das Três Gargantas, maior usina hidrelétrica do mundo com potência instalada de 22,5 GW, capaz de gerar entre 80 e 100 TWh por ano de energia, sendo possível alimentar até 80 milhões de residências, de acordo com a Agência Internacional de Energia Renováveis (IRENA, 2020). A usina hidrelétrica Itaipu Binacional é o destaque brasileiro para geração de energia elétrica, tendo capacidade instalada de 14 GW, e segundo Itaipu (2020) a usina gerou em 2019 79,4 TWh de energia. A Figura 1 mostra a lista dos países com maior capacidade instalada de usinas hidrelétricas.

Figura 1 – Panorama da capacidade instalada de geração hidrelétrica entre os países

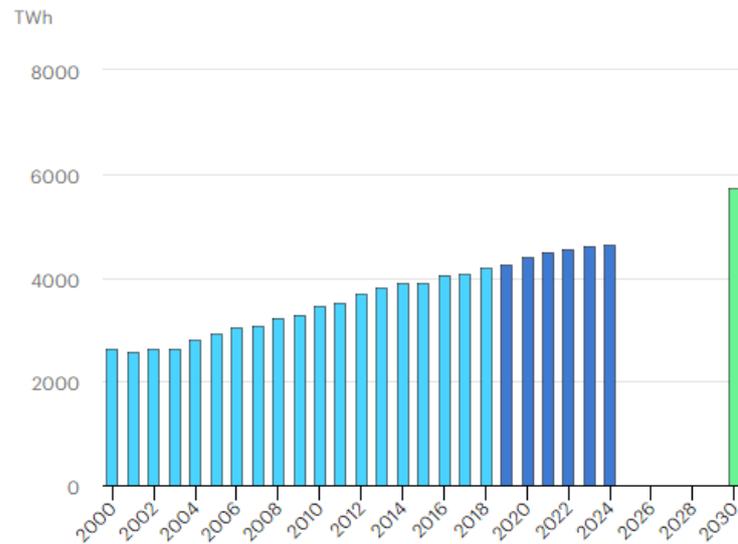


Fonte: Adaptado de IHA, 2019

Sendo considerada uma das mais antigas formas de gerar energia elétrica e tendo uma tecnologia bastante madura, o crescimento de implantação de usinas hidrelétricas continua a acontecer. Só em 2018, segundo o relatório do IHA (2019), as novas instalações a nível mundial totalizaram 21,8 GW de capacidade instalada. Países como China, Brasil e Paquistão, são os principais responsáveis pelas novas instalações, adicionando respectivamente 6,54 GW, 3,86 GW e 2,48 GW de potência instalada. A capacidade instalada no Brasil aumentou devido a entrada em operação de 3,05 GW do total de 11 GW do complexo da Usina de Belo Monte.

Para alavancar o crescimento de instalação de usinas hidrelétricas, países vêm adotando medidas para fomentar essa tecnologia. Casos como Canadá, Indonésia, Uganda, Nepal e Uruguai, têm-se destacado ao apresentar medidas para aumentar os investimentos na geração de energia a partir de fonte hidráulica, como forma de diversificar sua matriz energética com uma fonte renovável, conforme aponta o relatório do IHA (2019). A Agência Internacional de Energia (IEA, 2020) prevê um crescimento na geração de energia para os próximos anos, atingindo em 2020 4.386 TWh, com perspectiva para que em 2030 o nível de energia gerada atinja o patamar de 5.722 TWh. A Figura 2 mostra o comportamento da quantidade de energia gerada por usinas hidrelétricas nos últimos anos, com a projeção para o futuro.

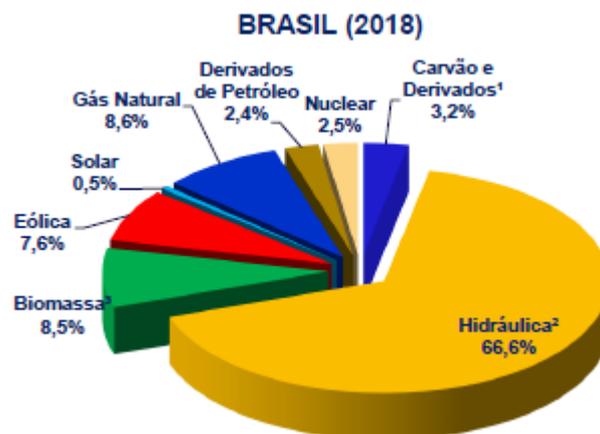
Figura 2 - Geração de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas ao longo dos anos



Fonte: IEA, 2020

No território brasileiro, a matriz energética é historicamente dependente da geração hidráulica. Números do Balanço Energético Nacional (BEN) apresentados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019) mostram que em 2018, 66,6% da eletricidade consumida no país se dá através da fonte hidráulica, significando um aumento de 1,5% em relação ao ano anterior. Ainda de acordo com o BEN (EPE, 2019), as usinas hidrelétricas geraram 388 TWh de energia em 2018, aumentando em 4,9% em relação ao ano anterior. A Figura 3 mostra a participação das fontes de energia dentro da matriz energética brasileira.

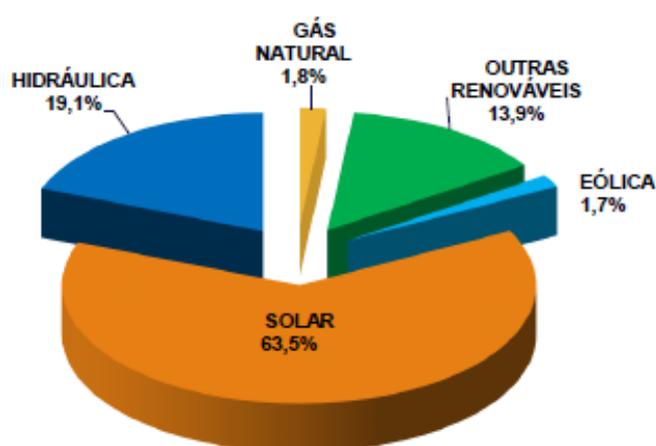
Figura 3 - Matriz energética brasileira



Fonte: EPE, 2019

Os dados retirados do BEN (EPE, 2019) mostram que quando o assunto é micro e minigeração distribuída, a energia hidráulica não é a principal fonte de energia na matriz energética nacional. A energia solar é principal fonte nesse quesito, sendo a hidráulica a segunda colocada com 19,1% de participação. A capacidade instalada de geração distribuída de energia a partir de fontes hidráulicas em 2018 foi estimada em 58,9 MW, apresentando um aumento de 21,6 MW em relação a 2017. A Figura 4 mostra a participação de cada fonte de energia na geração distribuída em 2018.

Figura 4 - Participação das fontes de energia na geração distribuída



Fonte: EPE, 2019

Segundo a ANEEL (2020), as unidades geradoras a partir de potencial hidráulico, que atualmente atendem aos requisitos da REN N° 687/2015, somam no território nacional 102 unidades que juntas possuem uma capacidade instalada de aproximadamente 97,7 MW.

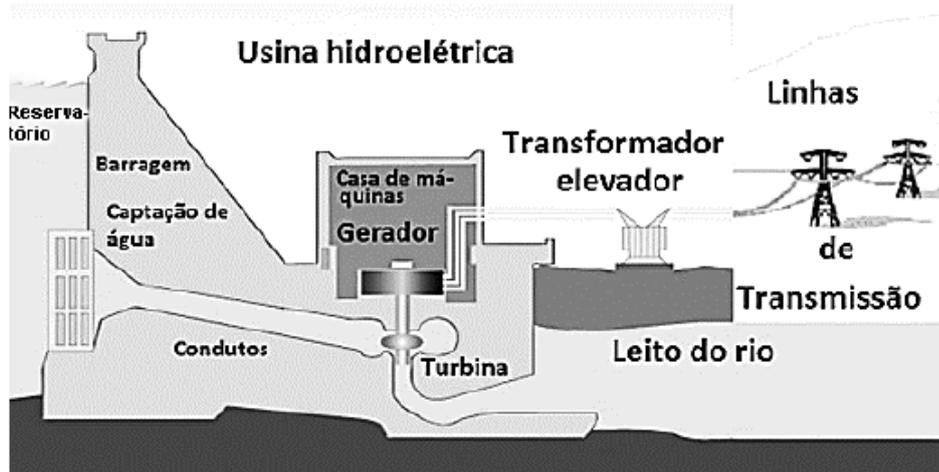
2.2 FUNCIONAMENTO DE UMA HIDRELÉTRICA

A energia elétrica gerada por uma central hidrelétrica se dá através da conversão da energia cinética proveniente da água em energia elétrica. A água é represada em uma altura elevada para que adquira energia potencial e uma vez que esse bloco de água é liberado, esse fluxo hidráulico se desloca transformando energia potencial em cinética até atingir uma turbina hidráulica acoplada a um gerador, sendo este o ponto final da transformação da energia (BREEZE, 2018).

Uma central hidrelétrica é definida por Moura, Moura e Rocha (2019) como um conjunto de obras e equipamentos com o objetivo de gerar energia elétrica extraída do potencial hidráulico de um rio. Esse conjunto de obras e equipamentos podem incluir barragens, dutos

para transporte de água, turbinas, casa de máquinas para abrigar o gerador, entre outras. A Figura 5 mostra um esquema básico de uma usina hidrelétrica convencional.

Figura 5 - Esquema típico de uma usina hidrelétrica convencional



Fonte: Moura, Moura e Rocha (2019)

O potencial de energia que pode ser produzido por uma unidade geradora está associado ao fluxo de água que atravessa a turbina em um intervalo de tempo, ou seja, sua vazão. Outra variável que influencia diretamente no potencial energético da planta é a altura da queda d'água, pois envolve a energia potencial atrelada à massa de água. A equação 1 mostra como obter a potência de uma unidade geradora hidráulica.

$$P_n = QHg\rho_{\text{água}} \quad (1)$$

Onde: P_n é potência nominal da unidade geradora; Q é a vazão que atravessa a turbina dada em m^3/s ; g é a aceleração da gravidade com valor de $9,81 \text{ m/s}^2$ e $\rho_{\text{água}}$ é o peso específico da água assumindo o valor de $9,81 \text{ kN/m}^3$.

É preciso ressaltar que como em todo processo que envolve conversão de energia, perdas são inerentes ao procedimento. Assim, é preciso formular uma equação que leve em consideração as perdas ocorridas. De acordo com Sosnoski (2015), a potência efetiva de uma unidade geradora hidrelétrica pode ser reduzida devido as perdas que ocorrem nas turbinas hidráulicas, em válvulas e conexões, saídas e entradas dos dutos existentes, bem como em curvas que possam existir na tubulação em que a água percorre. Portanto, a equação 2 é expressa de modo a representar as perdas que ocorrem no sistema.

$$P_u = \eta_t QH_u g \rho_{\text{água}} \quad (2)$$

Onde: P_u é conhecida como potência útil da unidade geradora; Q é a vazão que atravessa a turbina hidráulica dada em m^3/s ; g é a aceleração da gravidade que assume o valor $9,81 m/s^2$ e $\rho_{\text{água}}$ é o peso específico da água com valor $9,81 kN/m^3$. A variável η_t consiste no rendimento total do sistema e H_u é a altura útil expressa em metros.

Calcula-se o rendimento total do sistema ao inserir os rendimentos devido as perdas que ocorrem em todas as partes do sistema, como o rendimento mecânico e hidráulico da turbina, rendimento hidráulico dos condutos que transportam a água. A altura útil leva em consideração a queda total da massa de água e as perdas de carga devido aos condutos. Estima-se que o rendimento total de uma unidade geradora hidrelétrica possa atingir de 80 a 90% de eficiência, conforme Michael e Jawahar (2017).

2.3 CLASSIFICAÇÃO DE HIDRELÉTRICAS

As unidades geradoras hidrelétricas podem ser divididas em categorias de acordo com a capacidade instalada de potência elétrica. De acordo com a Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (ABRAPCH, 2020), uma unidade geradora hidrelétrica é considerada uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH) se sua potência instalada for abaixo de 5 MW. Uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) é a unidade que possui capacidade instalada entre 5 e 30 MW, com menos de 13 km^2 de área de reservatório. As unidades geradoras que possuírem potência instalada acima dos 30 MW são consideradas Usinas Hidrelétricas (UHE).

No cenário internacional não há um consenso em relação a classificação das hidrelétricas. Conforme mostrado por Breeze (2019), as unidades geradoras com potência entre 1 e 100 kW são chamadas de Micro Central Hidrelétrica (MCH). Quando a potência da unidade se encontrar entre 100 kW e 1 MW é chamada de Mini Hidrelétrica. As Pequenas Hidrelétricas são as unidades que possuem capacidade instalada entre 1 e 10 a 30 MW, variando a depender da localidade. Acima de 30 MW são consideradas as Grandes Hidrelétricas. Há ainda uma classificação adotada por alguns autores na literatura, como em Maina, Sanjari e Nair (2018) e Williamson, Stark e Booker (2012), que afirmam que as unidades geradoras com potência menor de 5 kW são classificadas como Pico Hidrelétricas. Já em Rahman, Nabil e Alam (2017), são consideradas micro hidrelétricas aquelas que possuem potência inferior a 500 kW. As Mini Hidrelétricas se referem às instalações com capacidade inferior a 2 MW. Os autores mostram que as pequenas hidrelétricas são aquelas em que as suas potências estão situadas entre 2,5 MW

e 25 MW. Acima de 25 MW, é o grupo que abrange as grandes hidrelétricas. O autor traz o conceito de pico hidrelétrica, classificando-as nas potências inferiores a 10 kW. A Tabela 1 mostra um resumo com a classificação mais adotada das hidrelétricas de acordo com sua potência.

Tabela 1 - Classificação das hidrelétricas

Categoria	Potência instalada
Pico Hidrelétrica	Inferior à 5 kW
Micro Hidrelétrica	5 kW à 100 kW
Mini Hidrelétrica	100 kW à 1 MW
Pequena Hidrelétrica	1 MW à 30 MW
Grande Hidrelétrica	Acima de 30 MW

Fonte: Autoria Própria, 2020

As hidrelétricas classificadas como pico e micro são bastante empregadas para eletrificação rural ou aplicações específicas, na qual se torna economicamente viável o fornecimento via rede elétrica da concessionária e tem como sua grande vantagem projetos de simples implementação e baixo custo. As mini hidrelétricas, por sua maior capacidade de potência, também são utilizadas para fornecer energia para regiões remotas mas que pode abranger até pequenas comunidades residenciais. Pequenas hidrelétricas são projetos de menor porte que as grandes hidrelétricas e por isso tendem a gerar menos impactos ambientais e ter menor custo de instalação. As grandes hidrelétricas dependem de extensas construções para viabilização dos reservatórios e barragens, demandando vasta área construída, porém consegue fornecer energia para elevado número de regiões (MOURA, MOURA, ROCHA, 2019).

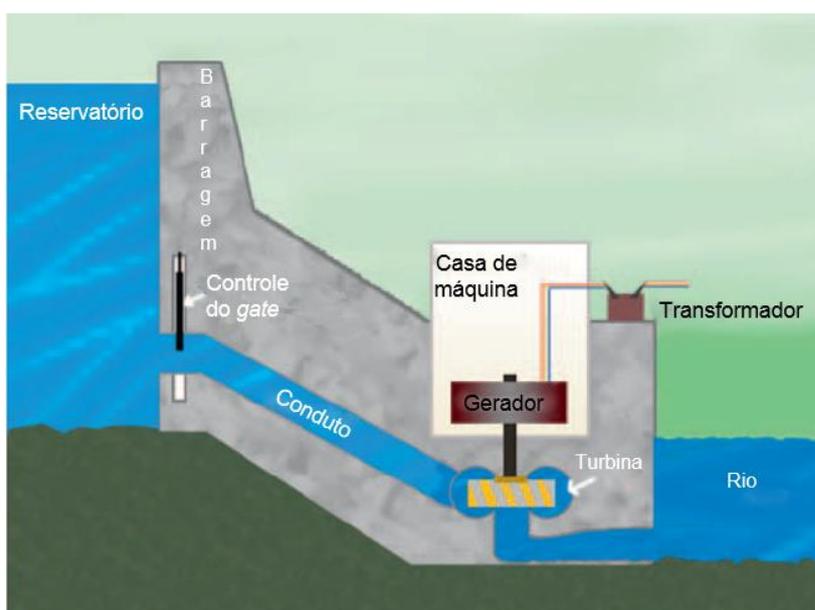
2.4 TIPOS DE PROJETOS HIDRELÉTRICOS

Existem diversas formas de tirar proveito da energia hidráulica através de projetos para desenvolver centrais geradoras a partir desse tipo de fonte. As principais formas são: Hidrelétricas de Armazenamento, Hidrelétricas de Curso do Rio e Hidrelétricas de Armazenamento e Bombeio.

A hidrelétrica de armazenamento é o modelo mais usual adotado para gerar energia a partir de fonte hidráulica, presente principalmente nas grandes centrais hidrelétricas. Consiste na criação de uma barragem de forma a represar a água, criando assim um reservatório. A

energia elétrica é gerada a partir da liberação da massa de água do reservatório, fazendo girar uma turbina acoplada a um gerador. Dependendo da capacidade que o reservatório pode acumular, esse tipo de hidrelétrica pode ter o objetivo de suprir apenas demandas pontuais de curto período de energia da rede (casos para pequenos reservatórios), ou atender demandas contínuas durante longos períodos, suprimindo a demanda mesmo em períodos secos (para grandes reservatórios) (BREEZE, 2019). A Figura 6 mostra um esquema de uma hidrelétrica que funciona através do armazenamento de água em um reservatório, com a barragem represando a água.

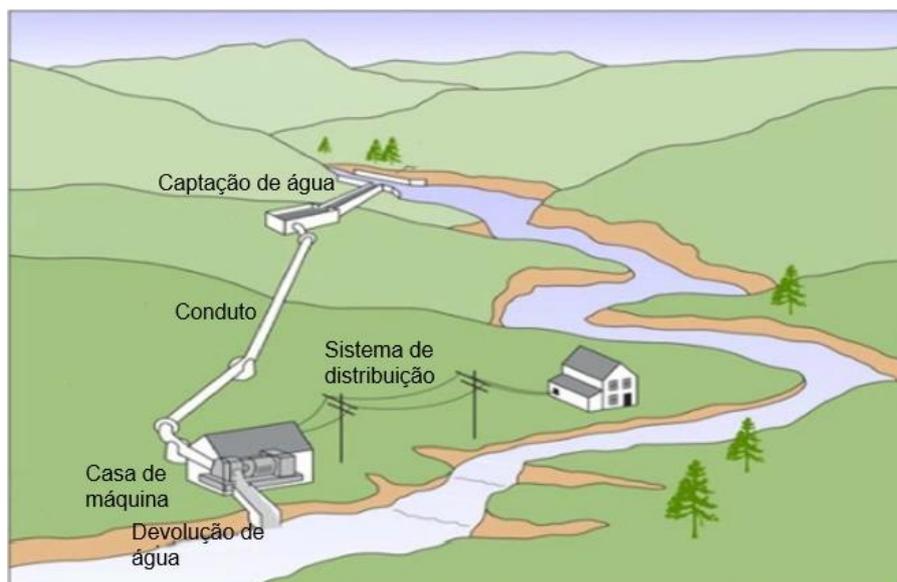
Figura 6 - Esquema de hidrelétrica com armazenamento de água



Fonte: Adaptado de Breeze, 2019

O método de usina hidrelétrica de curso do rio (em tradução livre do termo em inglês *run of river*), é a maneira desenvolvida mais utilizada para implementar uma unidade geradora hidrelétrica, pois não necessita de uma extensa área ocupada. Sendo assim, sua utilização se dá principalmente em centrais geradoras de pequeno porte, com seu funcionamento consistindo em desviar o fluxo de água de um rio, canalizando-a em direção a uma turbina, e assim gerar energia. A desvantagem dessa topologia são as flutuações que ocorrem no fluxo do rio e que afetam diretamente na geração de eletricidade (HIDAYAT et al., 2017). A Figura 7 mostra um esquema de uma instalação hidrelétrica de curso de rio.

Figura 7 - Esquema de um hidrelétrica de curso de rio

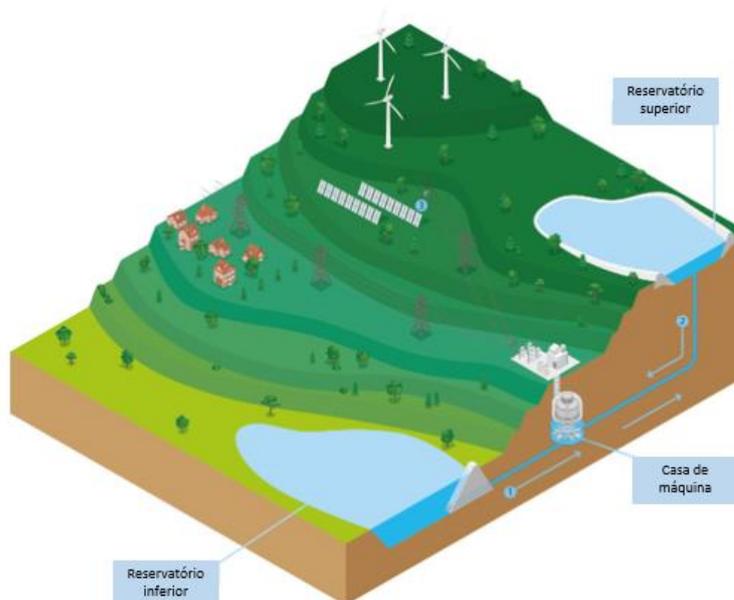


Fonte: Adaptado de Hidayat et al., 2017

Já a hidrelétrica do tipo armazenamento e bombeio surge como uma tendência na geração de energia a partir de fonte hidráulica. Segundo o relatório do IHA (2019), a capacidade instalada de hidrelétricas que utilizam essa modalidade é de aproximadamente 160,3 GW em todo o mundo no ano de 2018. A China é o país líder nesse tipo de instalação, possuindo 30 GW de capacidade instalada, seguida por Japão e Estados Unidos com 27,6 GW e 22,9 GW, respectivamente.

Esse tipo de hidrelétrica pode atuar de duas formas: gerando energia ou armazenando energia na forma de água represada. Para isso, uma unidade geradora hidráulica de bombeio e armazenamento deve ser formada por dois reservatórios, o reservatório superior e o reservatório inferior, e possuir uma bomba funcionando como turbina hidráulica. O modo de geração de energia ocorre quando a água é liberada do reservatório superior em direção ao reservatório inferior, passando pela bomba/turbina, aproveitando o fluxo hidráulico para gerar energia. Usualmente, a hidrelétrica opera nesse modo em momentos de alta demanda na rede e se faz necessário uma fonte de energia auxiliar para atender a quantidade de energia em sua totalidade. Em momentos em que a demanda na rede é baixa, a água presente no reservatório inferior é bombeada de volta em direção ao reservatório superior, na qual fica armazenada para os períodos em que haja a necessidade de ser liberada para gerar energia. Devido a possibilidade de operação nesses dois modos, esse tipo de instalação ficou também conhecida como hidrelétrica reversível (BREEZE, 2019). Um esquema de uma central hidrelétrica de armazenamento e bombeio é mostrado através da Figura 8.

Figura 8 - Esquema de uma hidrelétrica de armazenamento e bombeio



Fonte: Adaptado de IHA, 2020

Conhecidas como “baterias de água”, por sua capacidade de armazenar água para gerar eletricidade apenas em momentos de alta demanda, esse tipo de central geradora possui a desvantagem de serem necessários dois reservatórios em diferentes alturas, não sendo fácil encontrar um local adequado. Com relação a eficiência da planta, Breeze (2019) afirma que bomba/turbina podem atingir uma eficiência de 95% no momento em que estiver gerando energia e 90% no bombeamento, fornecendo então uma eficiência total de aproximadamente 86%. O autor ainda mostra que as principais perdas no processo se dão por vazamento e evaporação da água.

2.5 TIPOS DE TURBINAS HIDRÁULICAS

As turbinas hidráulicas são consideradas o principal componente de qualquer unidade geradora hidráulica. Sua função é converter a energia proveniente do fluxo de água em energia rotativa capaz de girar um eixo de um gerador, e assim gerar eletricidade. Segundo Breeze (2019), as turbinas modernas executam a transformação de energia com taxa aproximada de 95% de eficiência. Existem dois tipos principais de turbinas: as turbinas de ação e turbinas de reação.

O princípio de funcionamento das turbinas de ação se dá pela conversão da energia cinética hidráulica em movimento de rotação da turbina, quando um jato de água de alta pressão

colide em suas pás ou lâminas (HOLLAND, 1983). Existem diversas turbinas de ação, as principais são: a turbina Pelton e a turbina Turgo.

A turbina Pelton é o tipo mais utilizado dentre as turbinas de ação e opera através da injeção de jatos de água, direcionado pelos injetores, que colidem contra as pás da turbina (MOURA, MOURA, ROCHA, 2019). Sua utilização é mais adequada para grandes hidrelétricas, onde é possível encontrar altura de queda de água próxima a 450 metros e a vazão é considerada baixa. Sua rotação é determinada pela vazão de água que atinge as pás e pela carga na qual está alimentando, sendo possível atingir uma eficiência de aproximadamente 95% quando a turbina opera entre 60% a 80% de carregamento máximo. Uma característica importante quanto a instalação da turbina Pelton é que esta deve trabalhar ao ar livre, ou seja, não submersa e deve ser sempre posicionada na parte inferior da queda de água (BREEZE, 2019). A Figura 9 mostra um exemplo de uma turbina Pelton.

Figura 9 - Turbina Pelton



Fonte: Breeze, 2019

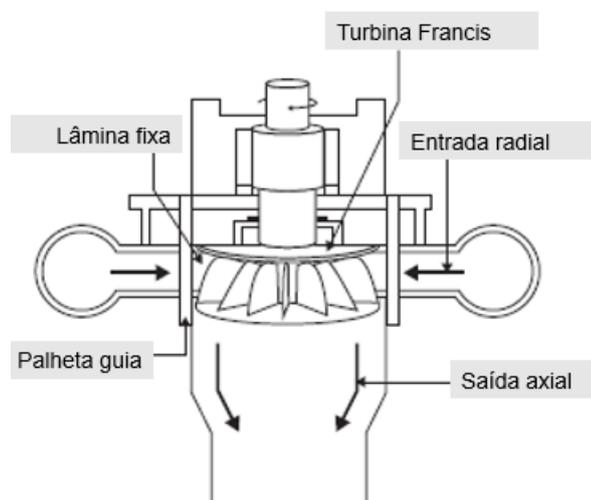
Dentro do ramo de turbinas de ação, a turbina Turgo é um outro modelo utilizado e se assemelha a turbina Pelton. A diferença existente entre essas turbinas é que a Turgo possui um diferente formato para as pás e o jato de água não está no mesmo plano da turbina, fazendo com que o jato colida com as pás e atravesse a turbina. Sua operação também é adequada para unidades geradoras com altura de queda de água elevada (HOLLAND, 1983).

Um outro grupo de turbinas existente são as turbinas de reação, que funcionam através da resposta à pressão que uma massa de água exerce em um dos lados das lâminas da turbina e diferentemente das turbinas de ação, as turbinas de reação devem trabalhar completamente

imersas na água (BREEZE, 2019). Existem diversos tipos de turbinas de reação, as principais são: a turbina Francis e a turbina Kaplan.

A turbina Francis é o tipo mais utilizado dentre todos os tipos de turbina disponíveis para geração de energia. Seu funcionamento se dá através da admissão do fluxo de água na direção radial, e após a interação com as lâminas da turbina, a água é ejetada na direção axial (OKOT, 2013). Essa mudança de direção do fluxo de água é, de acordo com Breeze (2019), uma característica chave para o funcionamento desse tipo de turbina. A Figura 10 mostra um corte de uma turbina Francis, com as setas indicando o caminho feito pela água, com intuito de mostrar sua mudança de direção.

Figura 10 - Turbina Francis



Fonte: Adaptado de Breeze, 2019

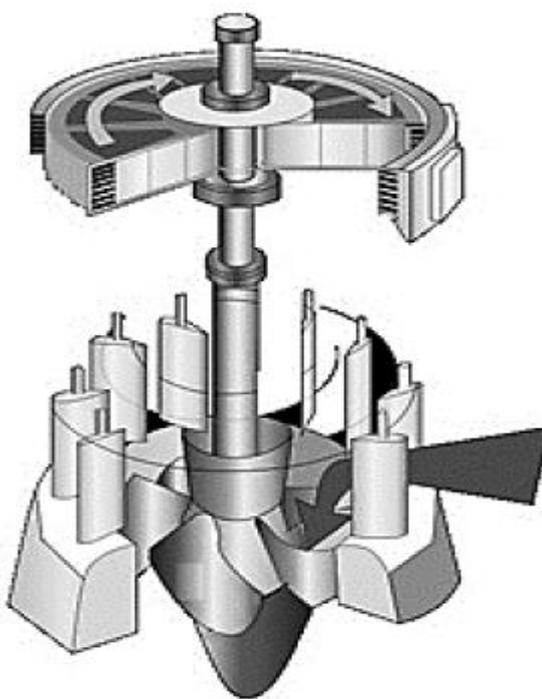
A utilização de uma turbina Francis é indicada para instalações que possuam queda de água com altura média, sendo entre 100-300 metros a faixa de altura em que a turbina demonstrou melhor eficiência, alcançando 90% de eficiência. A turbina Francis é projetada para cada aplicação, sendo o formato das lâminas determinados pela altura da queda e vazão da água. É importante ressaltar que as dimensões da turbina são inversamente proporcionais à altura da queda de água, ou seja, quanto maior a altura da água, menor devem ser as dimensões da turbina. E de modo contrário, quando houver diminuição na altura da queda de água, o tamanho da turbina será aumentado (BREEZE, 2019).

A turbina Kaplan é uma variação da turbina de propulsão e foi adaptada pra ser utilizada em quedas de água maiores e com maior flexibilidade para as diferentes vazões. Enquanto que uma turbina de propulsão é utilizada para quedas de água extremamente baixas, menores que

10 metros, as turbinas Kaplan podem ser utilizadas para alturas entre 10 e 50 metros (BREEZE, 2019).

O nome dado à turbina de propulsão se deve ao fato de seu formato ser semelhante ao de um propulsor de um navio. A adaptação realizada na turbina Kaplan faz com que ela possua um conjunto de lâminas ajustáveis, aumentando sua eficiência para diversas condições de potência de saída e vazão. Por isso, as turbinas de propulsão convencionais, ou seja, sem lâminas ajustáveis, são muito utilizadas em micro hidrelétricas, uma vez que nessas instalações a vazão e a altura da queda de água se mantêm constantes (OKOT, 2013). A Figura 11 mostra a turbina Kaplan, uma variação da turbina de propulsão, cortada lateralmente.

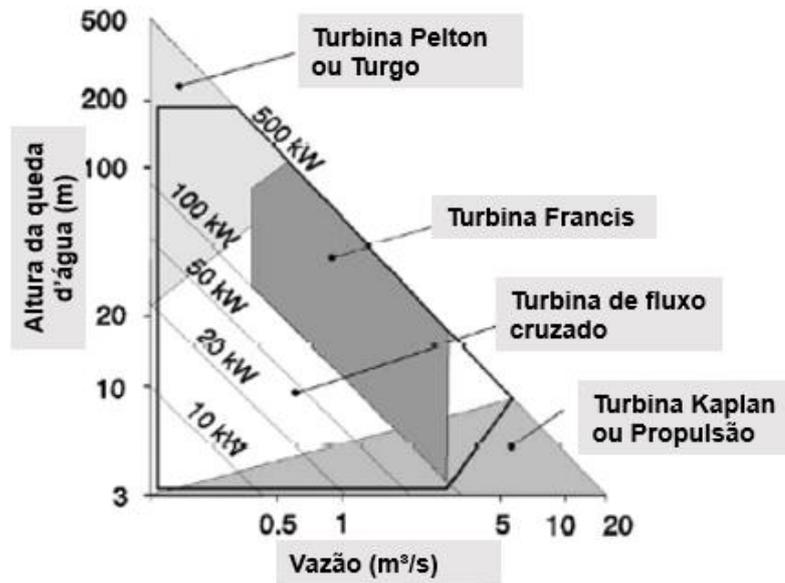
Figura 11 - Corte lateral de uma turbina Kaplan



Fonte: Moura, Moura, Rocha, 2019

Em qualquer projeto de uma unidade geradora hidráulica, a seleção da turbina é um ponto crucial para o bom funcionamento da planta. Variáveis como altura da queda de água, vazão e capacidade de potência instalada, devem ser levadas em consideração na escolha. A Figura 12 mostra um gráfico que envolve essas variáveis e as regiões de trabalho mais adequadas para os principais tipos de turbinas. O gráfico apresenta, no eixo das ordenadas, os valores para altura da queda de água, enquanto que no eixo das abcissas estão os valores para a vazão. As regiões centrais do gráfico mostram a potência elétrica que pode ser produzida.

Figura 12 - Relação altura da queda de água e vazão para seleção de turbinas



Fonte: Adaptado de Okot, 2013

3. GERADORES SÍNCRONOS

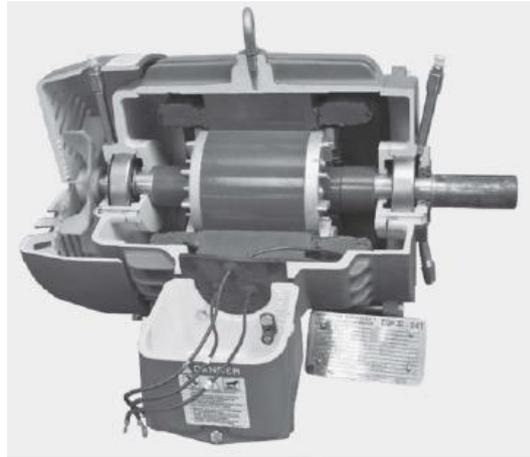
3.1. ASPECTOS GERAIS DE MÁQUINAS ROTATIVAS

As máquinas rotativas são de suma importância dentro de um sistema elétrico de potência, pois atuam desde a geração de energia elétrica até o seu consumo, estando presente em diversos equipamentos que facilitam o cotidiano dos usuários.

Existem dois tipos principais de máquinas rotativas: os motores e os geradores. Ambos têm seu princípio de funcionamento baseado na conversão eletromecânica de energia. No motor, há a conversão de energia elétrica, fornecida por uma fonte de eletricidade, em energia mecânica de rotação disponível na ponta do seu eixo. Já no gerador, ocorre a operação inversa. A energia mecânica é fornecida por uma força motriz primária (geralmente uma turbina) conectada ao eixo rotativo, ocorrendo a geração de energia elétrica nos terminais elétricos do gerador (SILVA, 2016).

As máquinas que trabalham em corrente alternada podem ser divididas em duas classes principais: máquinas síncronas e máquinas assíncronas (ou de indução). Construtivamente ambas são semelhantes, possuindo uma parte fixa denominada estator e uma parte rotativa chamada de rotor. Nas máquinas síncronas, os enrolamentos de armadura, responsáveis por conduzir a corrente alternada, estão localizados em seu estator e os enrolamentos de campo, responsáveis por conduzir a corrente necessária para gerar o campo magnético, estão localizados no seu rotor. O contrário ocorre nas máquinas de indução, onde os enrolamentos de armadura estão localizados no rotor e os enrolamentos de campo se encontram no estator da máquina (TORO, 1994). A Figura 13 apresenta um motor de indução, enquanto a Figura 14 apresenta um gerador síncrono.

Figura 13 - Motor de indução do tipo gaiola de esquilo



Fonte: Fitzgerald, 2014

Figura 14 - Gerador síncrono em construção



Fonte: Fitzgerald, 2014

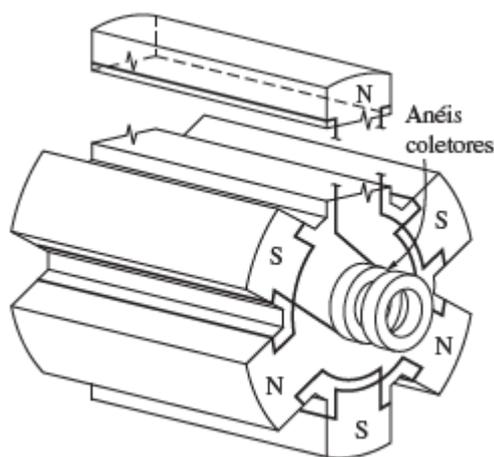
3.2. GERADORES SÍNCRONOS

Uma máquina síncrona de corrente alternada trifásica operando como gerador, ou seja, convertendo a energia mecânica em energia elétrica, possui os enrolamentos de armadura dispostos no estator de modo que estes estejam defasados de 120° entre eles, imersos em ranhuras existentes no núcleo do estator, sendo este construído de chapas metálicas com propriedades magnéticas necessárias para produzir um caminho de baixa relutância para o fluxo magnético (SILVA,2016).

O rotor desse tipo de máquina rotativa é onde estão localizados os enrolamentos de campo que produzem o campo magnético principal responsável pelo funcionamento da máquina. Existem dois tipos de rotores: os de polos salientes e os de polos lisos.

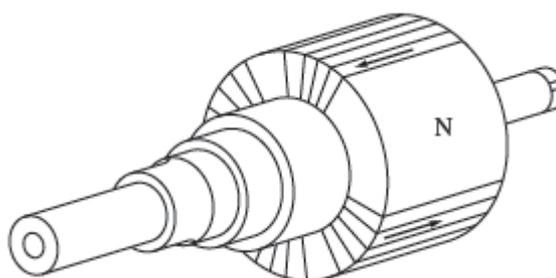
Um rotor de polo saliente de acordo com Chapman (2013) é aquele construído na qual os polos magnéticos se sobressaem em relação ao eixo radial do rotor. Esse tipo de rotor é comumente utilizado em geradores multipolares que funcionam em baixas velocidades, como os utilizados para usinas de geração hidrelétrica, uma vez que as turbinas hidráulicas operam mais adequadamente nessa situação. Já os geradores com rotor de polos lisos, os enrolamentos são encaixados em ranhuras presentes na superfície do rotor. Esse rotor é mais empregado em máquinas de 2 ou 4 polos e que operam em altas velocidades, como aquelas acionadas por turbogeradores ou turbinas a vapor. A Figura 15 mostra um rotor de polos salientes e a Figura 16 apresenta um rotor de polos lisos.

Figura 15 - Rotor de polos saliente



Fonte: Chapman, 2013

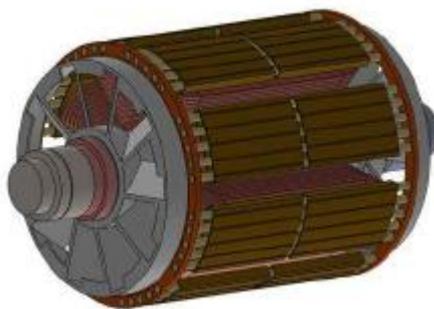
Figura 16 - Rotor de polos lisos



Fonte: Chapman, 2013

No rotor de alguns geradores síncronos também podem estar presentes os enrolamentos amortecedores. Estes são percorridos por correntes transitórias e tem como função suavizar as oscilações que ocorrem durante perturbações, gerando maior estabilidade para a máquina síncrona. Entretanto, em regime permanente esse enrolamento não conduz qualquer corrente elétrica (SILVA, 2016). A Figura 17 mostra o rotor de uma máquina síncrona com os enrolamentos amortecedores.

Figura 17 - Rotor de uma máquina síncrona com enrolamentos amortecedores



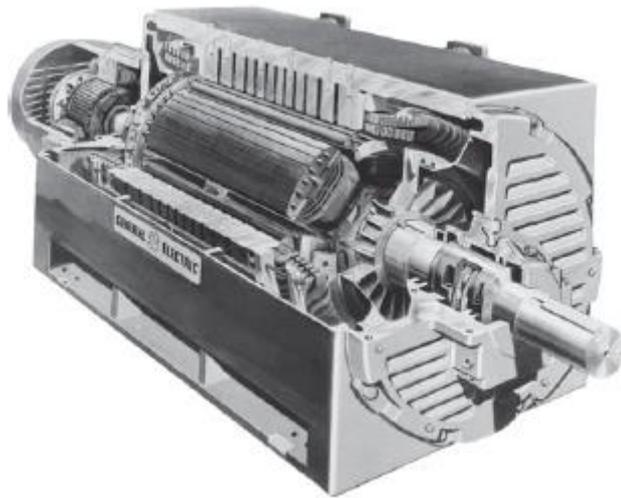
Fonte: Silva, 2016

Para o surgimento das tensões nos terminais de um gerador síncrono, é necessário produzir um campo magnético no rotor a partir da alimentação de seus enrolamentos de campo. Isso pode ser realizado através de ímãs permanentes instalados desde o projeto do rotor, de forma a produzir um campo magnético rotativo de intensidade constante ou pela aplicação de uma corrente contínua nos enrolamentos de campo do rotor. Observando que o rotor é a parte móvel de uma máquina rotativa, é preciso um sistema específico para levar a energia de alimentação do enrolamento de campo por meio de escovas e anéis coletores, conhecido como sistema de excitação (CHAPMAN, 2013).

Comumente utilizado em máquinas de pequeno porte, os sistemas compostos por escovas e anéis coletores tem o objetivo de conduzir a energia gerada na excitatriz, máquina que produz a corrente contínua, aos enrolamentos de campo. Os anéis coletores são feitos de material metálico e instalados de modo que envolvam o rotor. As extremidades de cada um dos enrolamentos de campo localizados no rotor estão conectadas a anéis coletores e escovas, blocos estacionários feitos de grafite de alta condutibilidade elétrica (CHAPMAN, 2013). Para esses casos, há a possibilidade de excitação em corrente alternada a partir da energia gerada pela excitatriz, porém é necessário realizar a conversão para corrente contínua utilizando dispositivos retificadores.

Existem métodos de excitação de máquinas síncronas que dispensam a necessidade de utilização de escovas, sistemas conhecidos como excitação sem escovas. Nesse tipo de sistema de excitação, a excitatriz em que gera energia corrente alternada e o sistema de retificação que alimentam o enrolamento de campo da máquina síncrona, estão montados diretamente no gerador (FITZGERALD, 2014). A Figura 18 mostra um gerador síncrono com sistema de excitação sem escovas, onde a excitatriz é montada diretamente no eixo da máquina.

Figura 18 - Gerador síncrona com sistema de excitação sem escovas



Fonte: Chapman, 2013

Uma vez que a corrente contínua do sistema de excitação percorre os enrolamentos do rotor, um campo magnético girante é produzido e rotaciona na velocidade nominal do rotor. Esse campo magnético gerado no rotor induz tensões nos enrolamentos presentes no estator da máquina, sendo essas tensões utilizadas através dos terminais do gerador síncrono para serem utilizadas para alimentar as cargas (TORO, 1994). Pelo fato de a velocidade do campo girante e do rotor serem iguais, esse tipo de dispositivo é chamado de máquina síncrona.

Como a velocidade do campo girante produzido pelos enrolamentos de campo é a mesma da velocidade de rotação do rotor, é possível afirmar que a frequência elétrica da tensão induzida nos enrolamentos de armadura e disponíveis nos terminais do gerador estará relacionada com a velocidade mecânica do rotor. A equação 3 mostra a relação entre a frequência elétrica e velocidade de rotação da máquina.

$$f_e = \frac{n_s P}{120} \quad (3)$$

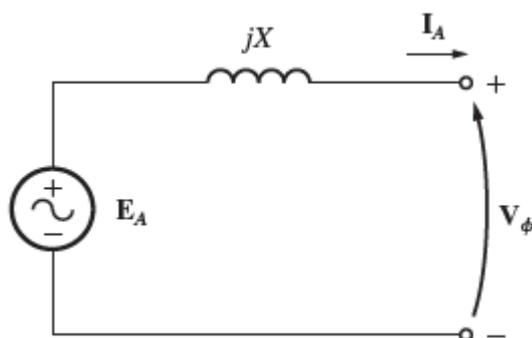
Onde: f_e é a frequência elétrica da tensão de saída, em Hz; n_s é a velocidade síncrona, em rpm; P é o número de polos da máquina.

Para que o gerador produza uma tensão com frequência fixa, é necessário que o rotor da máquina opere em uma rotação fixa. Por exemplo, para que o gerador produza uma tensão de saída com frequência de 60 Hz, a máquina síncrona de 2 polos deve trabalhar com uma rotação de 3600 rpm.

3.3. CIRCUITOS EQUIVALENTES NA REFERÊNCIA ABC

No estudo dos dispositivos e equipamentos que fazem parte dos sistemas elétricos, uma maneira comum de representar seus funcionamentos e características é através de seu respectivo circuito equivalente. Basicamente, uma máquina síncrona pode ser compreendida como uma fonte de tensão conectada em série com uma reatância. A Figura 19 mostra o circuito equivalente simplificado de um gerador síncrono.

Figura 19 - Circuito equivalente do gerador síncrono



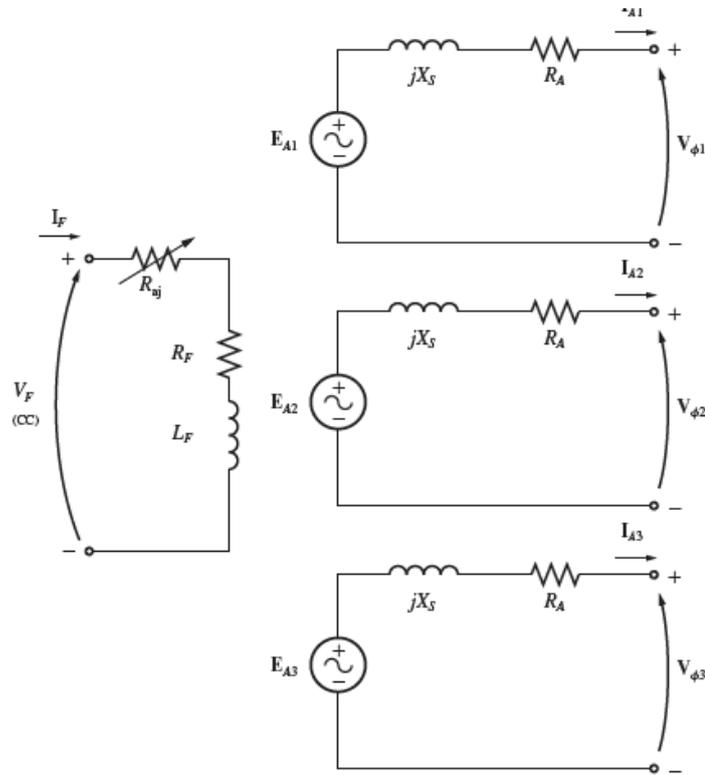
Fonte: Chapman, 2013

Na Figura 19 a fonte de tensão E_A representa a tensão interna gerada pelo gerador. A reatância X representa o efeito chamado de reação de armadura. Esse efeito ocorre devido a criação de um campo magnético gerado pela corrente alternada que circula nos enrolamentos de armadura presentes no estator, se opondo ao campo magnético principal gerado pela máquina e conseqüentemente reduz o valor da tensão dos terminais do gerador V_ϕ (CHAPMAN, 2013). Vale ressaltar que o sentido da corrente I_A , saindo dos terminais do circuito, é assim adotado já que o circuito representa o gerador síncrono e portanto fornece energia para as cargas. No caso de um motor síncrono, o sentido da corrente I_A seria o oposto ao representado na Figura 19. Analisando o circuito da Figura 19, é possível obter a equação 4 que representa a tensão de saída do gerador.

$$V_\phi = E_A - jXI_A \quad (4)$$

Além do efeito causado pela reação de armadura, é preciso incluir no circuito equivalente do gerador síncrono os efeitos causados pela indutância própria do estator (L_A) e resistência de armadura (R_A). A Figura 20 apresenta um circuito equivalente de um gerador síncrono mais completo, na qual contempla o circuito de campo da máquina e leva em consideração os efeitos causados pela indutância própria e a resistência de armadura.

Figura 20 - Circuito equivalente do gerador síncrono com reatância síncrona



Fonte: Chapman, 2013

A reatância X_s é chamada de reatância síncrona da máquina e é o resultado da soma da reatância que representa o efeito de armadura (X) e a reatância X_A (reatância associada à autoindutância do estator L_A). A tensão de excitação e a corrente dos enrolamentos de campo são representadas pelas variáveis V_F e I_F , respectivamente. A resistência ajustável R_F é a combinação da resistência dos enrolamentos de campo com uma resistência que pode ser inserida para controlar a intensidade da corrente de campo. A indutância L_F representa a indutância da bobina de campo.

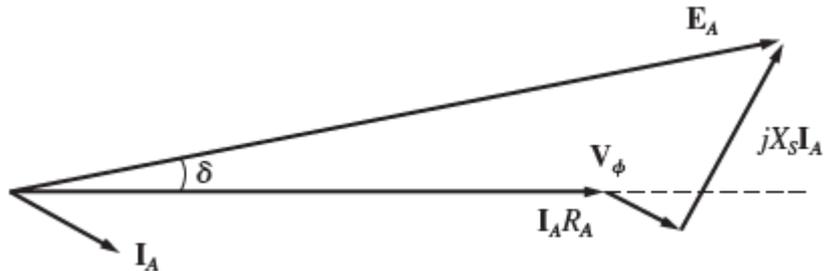
A partir da análise do circuito de armadura da Figura 20 de uma das fases, obtêm-se a equação 5 que descreve o valor da tensão terminal de um gerador síncrono.

$$V_{\phi} = E_A - jX_s I_A - R_A I_A \quad (5)$$

No momento em que o gerador fornece energia para uma carga com fator de potência (FP) indutivo, a tensão de campo é maior que a tensão de saída do gerador, o mesmo irá fornecer potência reativa para alimentar a carga. Quando o contrário da situação anterior ocorrer, ou seja, cargas capacitivas estiverem conectadas em seus terminais e portanto, a tensão de campo será menor que a tensão dos terminais, o gerador irá absorver potência reativa para alimentar as cargas. A alimentação de cargas com FP unitário faz com que o gerador não produza energia

reativa (MOURA; MOURA; ROCHA, 2019). A Figura 21 mostra o diagrama fasorial do gerador síncrono fornecendo energia a uma carga com FP atrasado.

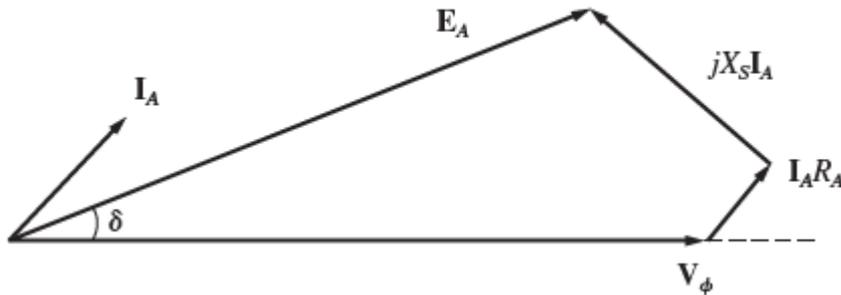
Figura 21 - Diagrama fasorial de um gerador síncrono com FP atrasado



Fonte: Chapman, 2013

A Figura 22 apresenta o diagrama fasorial de um gerador síncrono quando este possui um FP adiantado.

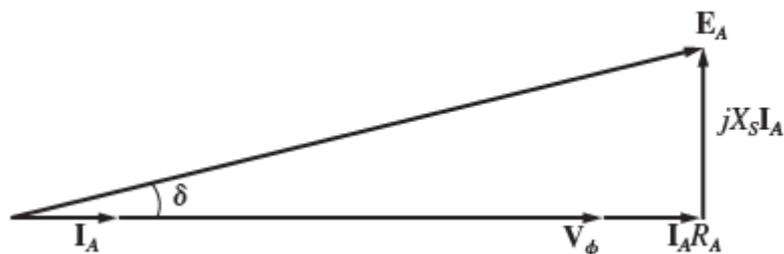
Figura 22 - Diagrama fasorial de um gerador síncrono com FP adiantado



Fonte: Chapman, 2013

Já a Figura 23 é a representação do diagrama fasorial de um gerador síncrono quando a tensão de saída do gerador está em fase com a corrente, ou seja, uma carga com FP unitário está conectada em seus terminais.

Figura 23 - Diagrama fasorial de um gerador síncrono com FP unitário



Fonte: Chapman, 2013

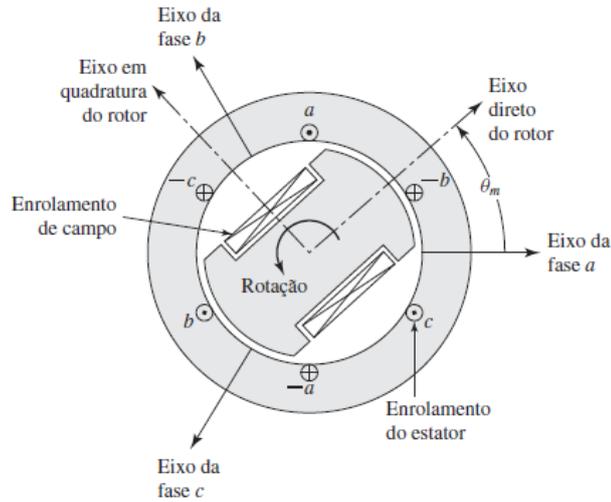
É importante notar que a reatância síncrona presente no circuito equivalente do gerador síncrono está associada a uma indutância síncrona L_s . Essa indutância é definida por Fitzgerald (2014) como a indutância vista por uma das fases quando a máquina trifásica opera em regime permanente, levando consideração o fluxo concatenado gerado pela corrente da própria fase e a influência das correntes das demais fases ao gerar uma componente de fluxo concatenado.

3.4. ANÁLISE NA REFERÊNCIA DQ0

Entende-se pela análise da máquina síncrona realizada até aqui, que durante sua operação habitual as grandezas de armadura estão ligadas a frequência de operação da máquina, e portanto, irão variar no tempo. Por esse motivo Anderson (1995) define a máquina síncrona como uma máquina de circuito dinâmico, já que as reatâncias percebidas do ponto de vista das correntes estarão mudando continuamente. Outro problema apresentado pelo autor é com relação a mudança no fluxo concatenado já que com as mudanças na posição do rotor há variação nos valores das indutâncias mútuas, principalmente em máquinas de polos salientes devido a presença das saliências no rotor.

Para minimizar os possíveis erros associados às equações com variáveis que mudam no tempo, torna-se necessário uma análise em que as grandezas do circuito equivalente do estator estejam referidas ao circuito do rotor, com isso a mesmas estariam em sincronismo e seriam constantes entre si ao longo do tempo. Para isso têm-se a transformação dq0, na qual as grandezas relacionadas a armadura de uma máquina síncrona são decompostas nos eixos direto (d) que está alinhado ao enrolamento de campo e o eixo em quadratura (q) com o enrolamento de campo. A componente de eixo 0, presente em condições em que o gerador alimenta cargas desbalanceadas, corresponde às correntes em que geram fluxo concatenado nulo nos circuitos do rotor (Fitzgerald, 2014). A Figura 24 mostra um diagrama da máquina síncrona com a definição dos eixos dq.

Figura 24 – Eixos dq de uma máquina síncrona



Fonte: Fitzgerald, 2014

Para realizar a transformação das grandezas do estator para a referência dq0, é necessário aplicar a equação 6 apresentada em sua forma matricial.

$$\begin{bmatrix} G_d \\ G_q \\ G_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{me}) & \cos(\theta_{me} - 120^\circ) & \cos(\theta_{me} + 120^\circ) \\ -\text{sen}(\theta_{me}) & -\text{sen}(\theta_{me} - 120^\circ) & -\text{sen}(\theta_{me} + 120^\circ) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_a \\ G_b \\ G_c \end{bmatrix} \quad (6)$$

A letra G representa a grandeza do estator na qual se deseja obter nos eixos direto, em quadratura e a componente de sequência 0. Lembrando que as grandezas devem ser a corrente, tensão ou o fluxo concatenado. A variável θ_{me} refere-se a diferença angular entre o ângulo espacial θ_m e o ângulo elétrico θ_e . Com a equação 6 também é possível realizar a operação inversa, ou seja, a partir dos valores das grandezas já referenciadas no sistema dq0, pode-se obter as grandezas na referência abc.

Quando as grandezas do estator são transformadas para o referencial dq0, o sistema que antes era linear com coeficientes variando no tempo é modificado para um sistema não-linear com coeficientes constantes. Porém o problema da não-linearidade pode ser minimizado uma vez que a frequência de rotação da máquina é em sua maioria dos casos se aproxima de constante. A partir dessa transformação, as indutâncias passam a ser constantes e são adicionadas componentes do eixo direto e em quadratura ao valor da tensão de saída (ANDERSON, 1995).

Com a inserção dos eixos direto e em quadratura para analisar a máquina síncrona, torna-se correto realizar a decomposição do campo magnético gerado no estator em duas

componentes: uma componente de direta e uma componente em quadratura. Assim, cada componente do campo magnético produz uma tensão correspondente no enrolamento do estator devido ao efeito de reação de armadura. Portanto, a equação 7 mostra a tensão total de saída do estator levando em consideração a contribuição das tensões geradas pelas componentes do campo magnético.

$$V_{\phi} = E_A + E_d + E_q \quad (7)$$

Onde: E_A é a tensão interna do gerador; E_d é a componente de eixo direto da tensão de reação de armadura; E_q é a componente do eixo em quadratura da tensão de reação de armadura.

Cada queda de tensão relacionada a reação de armadura está associada a uma reatância. As equações 8 e 9 representam as componentes de tensão de eixo direto e de eixo em quadratura, respectivamente.

$$E_d = -jx_d I_d \quad (8)$$

$$E_q = -jx_q I_q \quad (9)$$

Sendo: x_d a reatância síncrona de eixo direto e x_q a reatância síncrona de eixo em quadratura; I_d e I_q são as correntes de eixo direto e em quadratura, respectivamente.

As reatâncias síncronas de eixo direto e em quadratura podem ser obtidas a partir das equações 10 e 11.

$$x_d = \omega L_d \quad (10)$$

$$x_q = \omega L_q \quad (11)$$

A variável ω representa a velocidade síncrona da máquina e L_d e L_q as indutâncias síncronas de eixo direto e em quadratura, respectivamente. Toro (1994) afirma que os valores das reatâncias podem ser obtidos através de um teste de circuito aberto conhecido como teste de escorregamento. De acordo com Anderson (1995) o valor de x_d , na maioria dos casos, é ligeiramente maior que o valor de x_q , sendo essa diferença mais evidente em máquinas com rotor de polos salientes.

Para se obter a tensão de saída do gerador é preciso acrescentar também a queda de tensão devido à resistência de armadura R_A e a passagem da corrente de armadura I_A . Assim, a expressão total da tensão de saída é vista na equação 12.

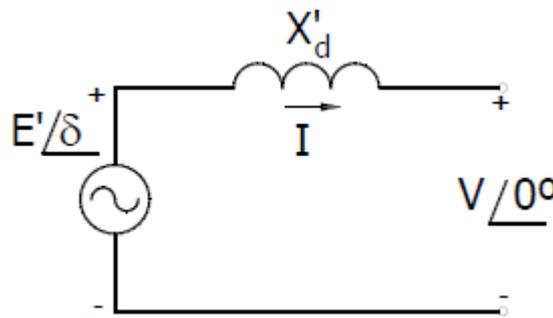
$$V_{\phi} = E_A - jx_d I_d - jx_q I_q - R_A I_A \quad (12)$$

3.5. ANÁLISE DO REGIME TRANSITÓRIO E SUBTRANSITÓRIO

As equações e circuitos equivalentes apresentados até aqui, mostram a dinâmica das máquinas síncronas quando estas operam em seu regime permanente. Porém, quando estes dispositivos operam em situações transitórias (ex.: faltas elétricas) seu comportamento é diferente. Nestas condições, de acordo com Silva (2016) uma máquina síncrona sofre alterações em sua tensão terminal, no ângulo do rotor e na frequência da tensão gerada, motivo para o qual uma nova interpretação da máquina síncrona deve ser realizada. Existem dois tipos de regimes, além do regime permanente, na qual a máquina está submetida: o regime transitório e o regime subtransitório.

O regime transitório compreende o período de tempo menor que um segundo desde que se inicia a perturbação até o momento de encerramento de sua fase transitória. Durante esse regime, a máquina está sob influência apenas de correntes presentes nos enrolamentos de campo, ou seja, não há corrente fluindo nos enrolamentos amortecedores (ANDERSON, 1995). A Figura 25 mostra o circuito equivalente de eixo direto para o regime transitório.

Figura 25 - Circuito equivalente de eixo direto em regime transitório



Fonte: Silva, 2016

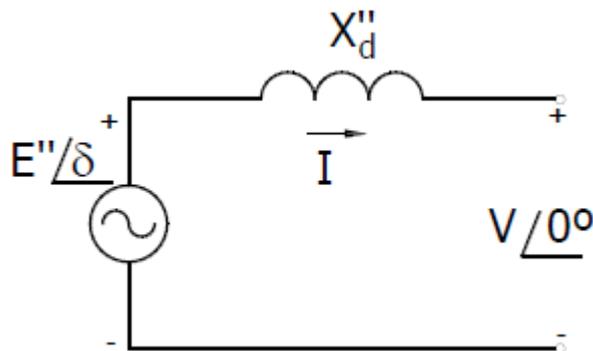
Na Figura 25 X'_d representa a reatância transitória de eixo direto do circuito de armadura que surge após a perturbação. Conforme Anderson (1995), a reatância transitória de eixo direto está associada a uma indutância transitória L'_d e pode ser obtida da mesma forma que a indutância síncrona. A variável E' é a tensão induzida na armadura e chamada de tensão transitória. O circuito equivalente do eixo em quadratura é semelhante ao circuito de eixo direto, possuindo uma reatância transitória de eixo em quadratura X'_q associada a uma indutância em quadratura L'_q .

Comumente, o valor da indutância transitória L'_q é igual ao valor da indutância síncrona em quadratura L_q , porém, maior que o valor da indutância subtransitória em quadratura L''_q . Já a indutância subtransitória de eixo direto L''_d , possui o valor inferior a L''_q , quando analisadas as máquinas síncronas de rotor com polos salientes que possuam enrolamentos amortecedores. Em máquinas onde não existam enrolamentos amortecedores, os valores das indutâncias L_q , L'_q e L''_q são definidos como iguais.

No momento em que correntes transitórias percorrem os circuitos de uma máquina síncrona, o tempo de decaimento nos valores de sua amplitude são regidos por uma constante de tempo chamada de constante de tempo transitória de eixo direto (T'_d), obtida a partir de ensaio de curto-circuito. Outra constante de tempo também está associada a esse circuito, porém é obtida através de ensaio de circuito aberto e conhecida como constante de tempo transitória de eixo direto de circuito aberto (T'_{d0}). Comumente a constante de tempo T'_d tem seu valor em cerca de 25% do valor de T'_{d0} (ANDERSON, 1995).

O regime subtransitório é o período de tempo durante uma perturbação na qual uma máquina síncrona sofre o efeito de correntes transitórias que circulam tanto nos enrolamentos de campo como nos enrolamentos amortecedores. A Figura 26 mostra o circuito equivalente de eixo direto de uma máquina síncrona no regime subtransitório.

Figura 26 - Circuito equivalente de eixo direto para o regime subtransitório



Fonte: Silva, 2016

Através da Figura 26 é possível observar as semelhanças com o circuito do regime transitório. A reatância X''_d é a reatância subtransitória de eixo direto, estando também associada a uma indutância subtransitória de eixo direto (L''_d) e normalmente apresenta um valor menor que o da reatância de transitória de eixo direto, devido aos enrolamentos estarem alinhados ao entreferro da máquina produzindo uma alta relutância. A variável E'' é a tensão que aparece nos enrolamentos de armadura no período subtransitório ou tensão subtransitória.

É possível obter a reatância subtransitória de eixo em quadratura X''_q e que está associada a uma indutância subtransitória L''_q (ANDERSON, 1995).

Assim como no regime transitório, uma constante de tempo está ligada ao decaimento na amplitude das correntes que percorrem os enrolamentos de campo e enrolamentos amortecedores. As constantes de tempo T''_d e T''_{d0} são chamadas de constantes de tempo subtransitórias de curto-circuito e de circuito aberto, respectivamente.

Existem as constantes de tempo associadas ao eixo em quadratura e que podem ser obtidas de forma semelhante as constantes de eixo direto. As constantes de tempo relacionadas ao regime transitório são T'_q e T'_{q0} , enquanto que T''_q e T''_{q0} são referidas como as constantes de tempo do período subtransitório. A Tabela 2 mostra valores comumente aplicados para as constantes de tempo dos regimes transitório e subtransitório de uma máquina síncrona.

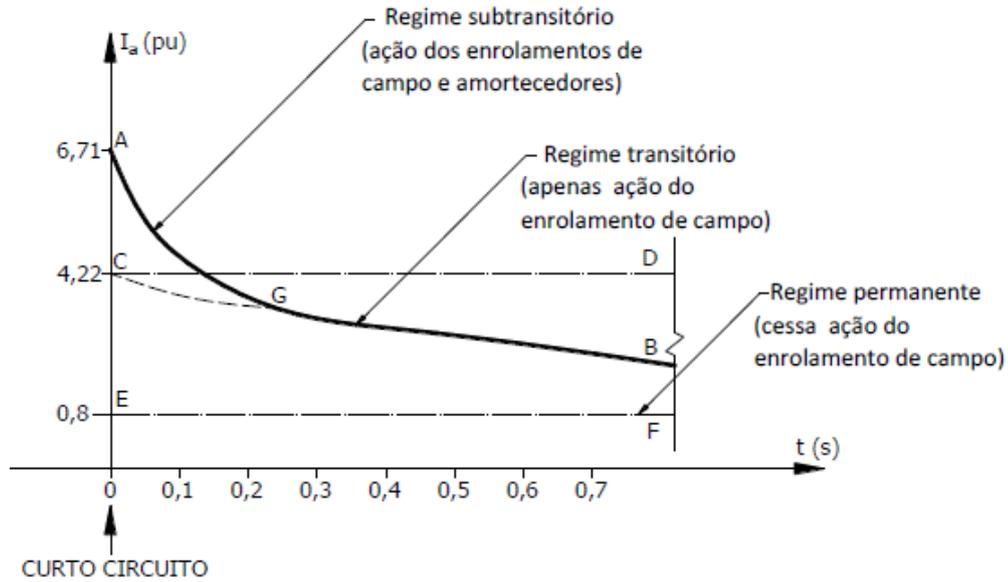
Tabela 2 - Valores típicos das constantes de tempo para uma máquina síncrona

Parâmetro	Valor (segundo)
T'_{d0}	6,0
T'_d	$0,25T'_{d0}$
T'_q	0,8
T''_{d0}	0,125
T''_d	0,035
T''_q	T''_d

Fonte: Autor, 2020

Conhecendo a existência e características dos regimes subtransitórios, transitório e permanente, a Figura 27 resume os efeitos na corrente de armadura durante esses períodos, a partir do início de uma perturbação até o término de sua variação.

Figura 27 - Comportamento da corrente alternada após uma falta



Fonte: Silva, 2016

3.6. POTÊNCIA EM GERADORES SÍNCRONOS

O gerador síncrono é um tipo de máquina síncrona em que ocorre a transformação de energia mecânica em energia elétrica. A energia mecânica é provida por uma máquina primária motriz, podendo ser uma turbina a vapor, uma turbina hidráulica, entre outros. Uma vez que a potência mecânica está diretamente relacionada com a potência elétrica fornecida pela máquina, sua análise é de suma importância para o entendimento do funcionamento desse tipo de dispositivo.

A potência mecânica entregue na entrada do gerador síncrona por sua respectiva máquina primária pode ser obtida através da equação 13.

$$P_m = \tau_m \omega_m \quad (13)$$

Onde τ_m é o torque mecânico desenvolvido e ω_m é a velocidade angular de rotação da máquina, comumente expressa em radianos por segundo.

No interior de uma máquina síncrona ocorre a transformação da potência mecânica em potência elétrica. A equação 14 mostra como obter potência convertida internamente em termos das grandezas elétricas para um gerador trifásico.

$$P_{conv} = 3E_A I_A \cos \gamma \quad (14)$$

O ângulo γ é a diferença angular da tensão E_A e corrente I_A .

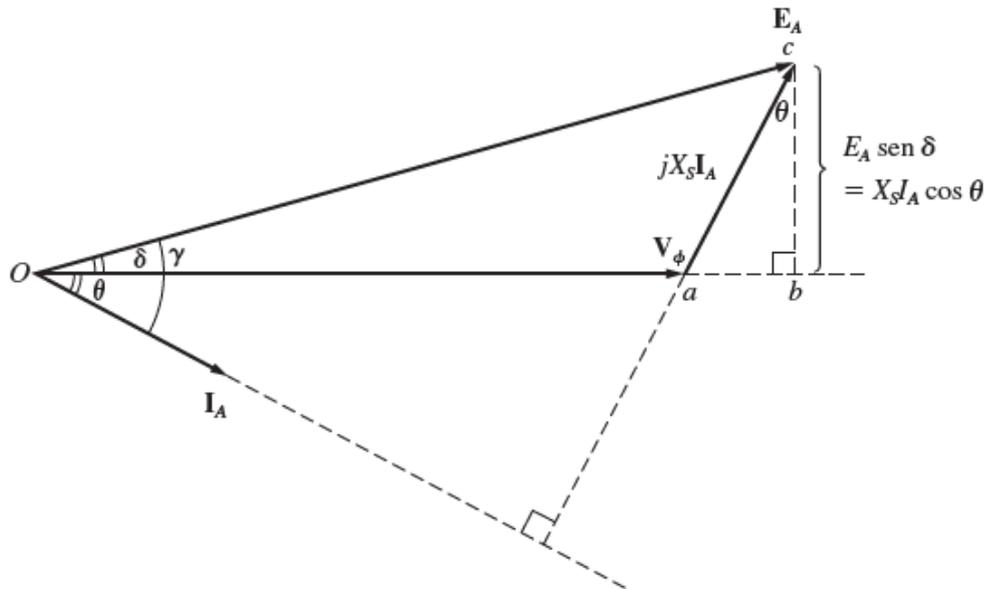
Associado ao processo de conversão eletromecânica de energia, ocorrem diversas perdas que são inerentes ao sistema. Alguns tipos de perdas são devido ao atrito e ventilação das partes móveis da máquina, há perdas no núcleo e no cobre, sendo todas essas perdas responsáveis pela degradação do valor da potência de saída, fazendo que seu valor seja menor que a potência mecânica de entrada. As potências ativa e reativa de saída de uma máquina trifásica podem ser obtidas a partir de grandezas de fase através das equações 15 e 16, respectivamente.

$$P_{saída} = 3V_{\phi}I_A \cos \theta \quad (15)$$

$$Q_{saída} = 3V_{\phi}I_A \sin \theta \quad (16)$$

Na análise de potência para máquina síncronas, como efeito da resistência de armadura tende a ser desprezível e seu valor é muito inferior ao valor da reatância síncrona X_s , então comumente o valor de R_A é ignorado durante as análises. Segundo Toro (1994), essa consideração é importante para deduzir uma equação da potência de saída do gerador que dependa dos parâmetros mais adequados da máquina, como tensão e ângulos de fase. Para isso é preciso analisar o diagrama fasorial apresentado na Figura 28, em que o efeito da resistência de armadura é desprezado.

Figura 28 - Diagrama fasorial desprezando a resistência de armadura



Fonte: Chapman, 2013

Analisando a Figura 16, percebe-se que o segmento de reta bc pode ser obtido através de análise geométrica e assume a forma da equação 17.

$$I_A \cos \theta = \frac{E_A \sin \delta}{X_S} \quad (17)$$

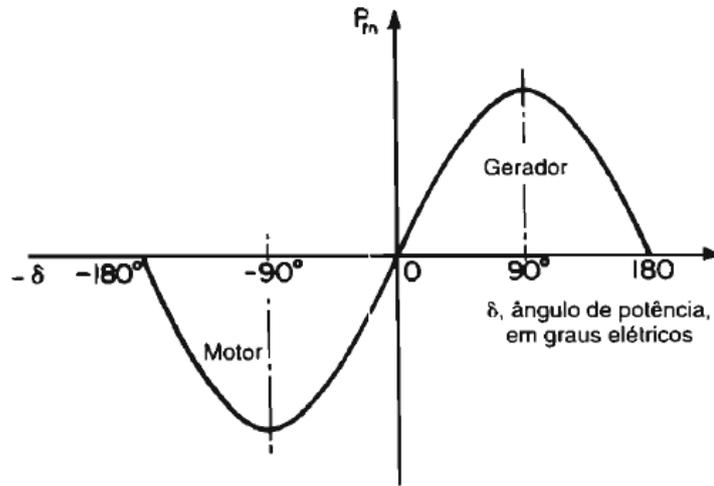
Para obter a equação da potência de saída é necessário substituir a equação 17 na equação 15, resultando na equação 18. Chapman (2013) ressalta que ao ser desprezado o efeito da resistência de armadura R_A , não ocorrem perdas elétricas no gerador e a potência convertida P_{conv} é igual a potência de saída $P_{saída}$.

$$P_{conv} = P_{saída} = \frac{3V_\phi E_A}{X_S} \sin \delta \quad (18)$$

Analisando a equação 18 é possível perceber que a potência de saída é dependente da tensão interna de armadura E_A , da tensão terminal V_ϕ e do ângulo δ que é o ângulo de potência da máquina. Quando o ângulo da máquina possuir seu valor em 90° é ponto em que o gerador síncrono fornece o máximo de potência disponível. Entretanto, em termos práticos isso não ocorre, pois de acordo com Chapman (2013) os ângulos típicos dos geradores síncronos em plena carga variam entre 20 e 30 graus.

Outra indicação importante que pode ser extraída através do ângulo de potência é em relação ao modo de operação de uma máquina síncrona, podendo ser como motor ou gerador. Se o ângulo de potência assumir valores positivo, ou seja, o ângulo da tensão de armadura E_A for maior que o ângulo da tensão terminal V_ϕ , então a máquina está operando como gerador. Se a situação contrário ocorrer, ou seja, o ângulo de E_A for menor que o ângulo de V_ϕ , forçando o ângulo de potência a valores negativos, a máquina síncrona funciona como motor. Essa análise pode ser observada através da Figura 29, que mostra uma representação gráfica da potência em função dos ângulos elétricos.

Figura 29 - Representação gráfica dos ângulos de potência de uma máquina síncrona



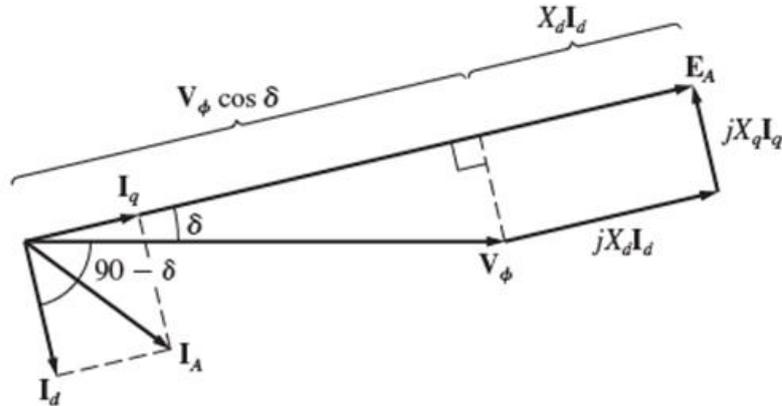
Fonte: Toro, 1994

É possível substituir a equação 18 na equação 13 para obter o torque mecânico em termos das grandezas elétricas do gerador, como pode ser visto na equação 19.

$$\tau_{ind} = \frac{3V_\phi E_A}{\omega_m X_S} \text{sen } \delta \quad (19)$$

As equações para potência do gerador síncrono deduzidas anteriormente são baseadas no funcionamento de uma máquina com rotor cilíndrico. Para máquinas síncronas que possuem rotor de polos salientes, as equações são igualmente aplicadas, porém é preferível realizar a análise com as variáveis em termos dos eixos direto e em quadratura. Nesse caso, se faz necessário realizar a análise do diagrama fasorial apresentado na Figura 30 com as variáveis referidas para o sistema de referência dq. Para essa situação, conforme Chapman (2013), a potência de saída do gerador será a soma das parcelas de potência gerada pelas correntes de eixo direto I_d e pela corrente de eixo em quadratura I_q .

Figura 30 - Diagrama fasorial de potência de um gerador síncrono de polos salientes



Fonte: Chapman, 2013

A potência de saída do gerador pode ser dada pela equação 20, onde a primeira parcela corresponde a potência de eixo direto e a segunda parcela corresponde a potência de eixo em quadratura.

$$P = 3V_{\phi}I_d \sin \delta + 3V_{\phi}I_q \cos \delta \quad (20)$$

Analisando o diagrama fasorial da Figura 30 é possível obter as equações 21 e 22, que representam as correntes de eixo direto I_d e a corrente de eixo em quadratura I_q , respectivamente.

$$I_d = \frac{E_A - V_{\phi} \cos \delta}{X_d} \quad (21)$$

$$I_q = \frac{V_{\phi} \sin \delta}{X_q} \quad (22)$$

Uma vez obtidas as equações das correntes I_d e I_q conforme as equações 21 e 22, realizando suas substituições na Equação 20 e utilizando de manipulação algébrica, é possível obter a equação 23 que representa a formulação final da potência de saída de uma máquina síncrona trifásica em termos de suas grandezas elétricas no sistema de referência dq.

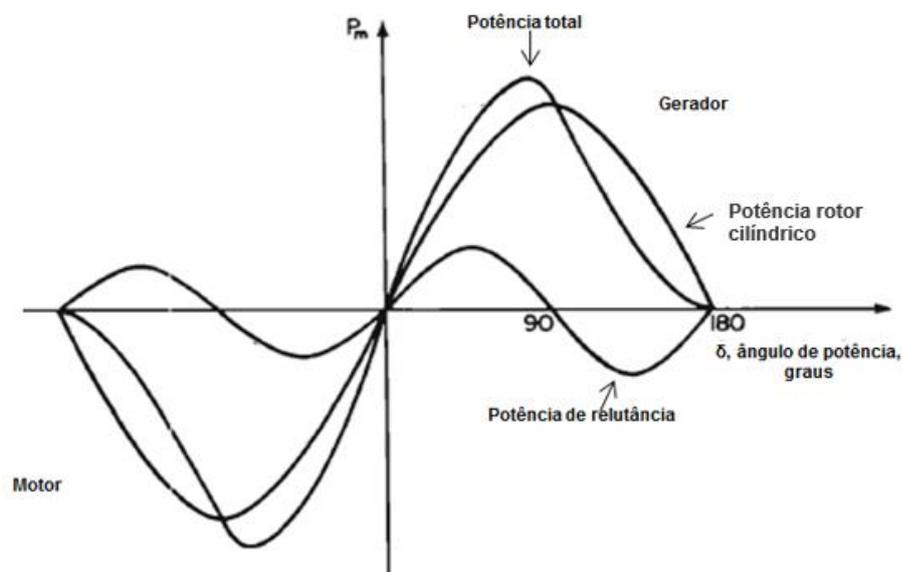
$$P_{saída} = \frac{3V_{\phi}E_A}{X_d} \sin \delta + \frac{3V_{\phi}^2}{2X_dX_q} (X_d - X_q) \sin 2\delta \quad (23)$$

Observando a equação 23, percebe-se que o primeiro termo da expressão é o mesmo apresentado na equação 18, ou seja, representa a mesma potência originada em uma máquina de rotor cilíndrico. O segundo termo da equação 23, conforme citado por Chapman (2013) é

oriundo do conjugado de relutância da máquina, característico de máquinas com polos salientes. Toro (1994) destaca que uma vez aplicada a equação 23 para máquinas síncronas com rotor cilíndrico, o segundo termo da expressão é anulado já que não há diferenciação entre as reatâncias X_d e X_q , reduzindo a equação 23 à Equação 18.

A potência de saída de um gerador síncrono de rotor com polos salientes depende do ângulo de potência e assim como no gerador de rotor cilíndrico. O gráfico da potência de saída em função do ângulo de potência está representado na Figura 31, destacando que estão plotados o primeiro termo (potência semelhante para máquina de rotor cilíndrico), o segundo termo (potência de relutância) e a potência total da equação 23.

Figura 31 - Potência de saída em função do ângulo de potência



Fonte: Adaptado de Toro, 1994

A partir da análise da Figura 31, que dependendo o valor atribuído ao ângulo de potência é que determinará se a máquina síncrona irá trabalhar como motor (valores negativos) ou como gerador (valores positivos). É possível também constatar que o gráfico do primeiro termo da equação é semelhante ao de um gerador síncrono de rotor cilíndrico, conforme representado na Figura 29, e está associado ao torque produzido pelo enrolamento de armadura do estator e o enrolamento de campo do rotor. O gráfico do segundo termo da equação 23 que representa a potência de relutância é gerado devido a diferença nos valores das relutâncias de eixo direto e em quadratura, causando um pico na curva de potência total pouco antes do ângulo de potência atingir os 90° . Seu valor comumente gira em torno de 20-25% do valor da potência nominal do gerador síncrono (TORO,1994).

Semelhante à análise do gerador síncrono com rotor cilíndrico, o torque eletromagnético na máquina pode ser obtido em função das variáveis elétricas apropriadas que se encontram referenciadas nos eixos direto e em quadratura. Assim, o torque eletromagnético é dado pela equação 24.

$$\tau_{ind} = \frac{3V_{\phi}E_A}{\omega_m X_d} \sin \delta + \frac{3V_{\phi}^2}{2\omega_m X_d X_q} (X_d - X_q) \sin 2\delta \quad (24)$$

3.7. OPERAÇÃO COM CARGAS DESEQUILIBRADAS

A utilização dos geradores síncronos em sistemas isolados pode trazer complicações devido ao desequilíbrio das cargas causados principalmente pela alimentação de cargas monofásicas. Nesse caso, as correntes do estator não mais possuem a mesma amplitude e sua defasagem angular é diferente de 120° . Por isso, a análise deve ser feita utilizando o Teorema de Fortescue para se obter as componentes sequência positiva, negativa e zero, das variáveis desejadas. Para as componentes de sequência positiva, a análise realizada até aqui pode ser utilizada (BOLDEA, 2005).

No tocante as componentes de sequência negativa, as correntes produzem uma força magnetomotriz que gira na velocidade contrária à rotação do rotor. A diferença relativa entre essas velocidades é duas vezes a velocidade angular do rotor. Como consequência desse efeito, tensões e correntes são induzidas nos enrolamentos de amortecimento e de campo, na mesma velocidade (BOLDEA, 2005). A componente de sequência negativa da tensão de saída pode ser calculada através da equação 25.

$$V_{A-} = E_{A-} - Z_- I_{A-} \quad (25)$$

Onde Z_- é a impedância de sequência negativa que representa a impedância dos enrolamentos a uma frequência de 2ω . A tensão interna E_{A-} é considerada zero, exceto quando os enrolamentos do estator não são simétricos ou possuem voltas em curto-circuito.

De acordo com Boldea (2005), a componente de sequência zero das correntes produzem uma força magnetomotriz nas três fases que possuem a mesma amplitude e estão defasadas igualmente em 120° . Por produzir um campo nulo no entreferro, essa componente não interfere no rotor e por isso não tem influência na componente fundamental. A tensão de sequência zero pode ser obtida através da equação 26.

$$V_{A0} = -Z_0 I_{A0} \quad (26)$$

A tensão total de saída é a soma das componentes de sequência positiva, negativa e zero. Vale ressaltar que a análise para as demais fases do gerador síncrono é análoga da utilizada até aqui.

4. MICRORREDES

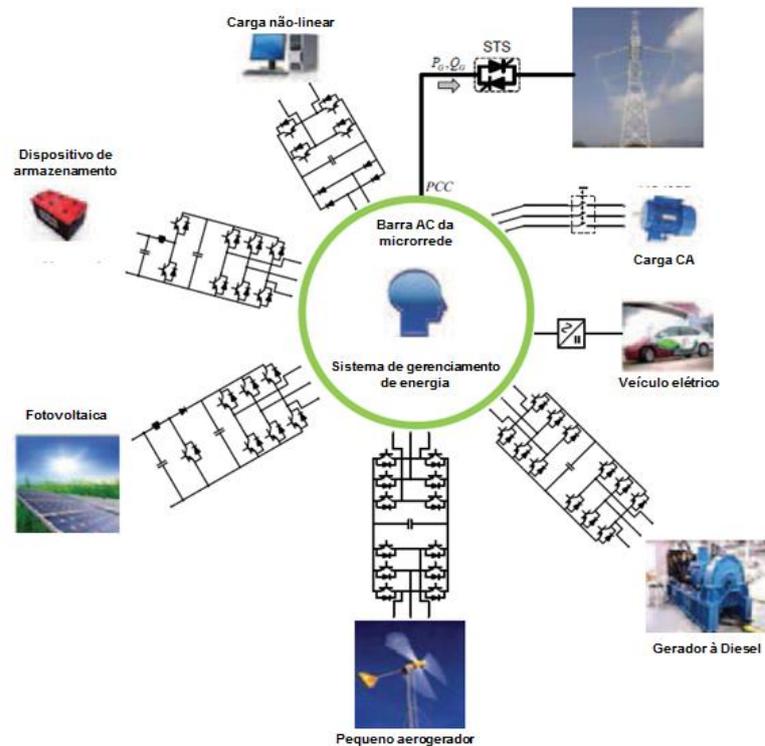
Os sistemas elétricos tradicionais são compostos pela geração, transmissão e distribuição, com as fontes geradoras localizadas distantes dos centros de consumo. Essa topologia clássica tem sido alterada com inserção das gerações distribuídas nos sistemas de distribuição, na qual as fontes de geração de energia estão localizadas próximo às cargas. O objetivo é transportar a energia de maneira que possa alcançar o maior número de consumidores possíveis, nas mais remotas regiões do planeta. Nesse contexto, surge o conceito das microrredes (TAHIM, 2015).

As microrredes são uma tendência de sistema elétrico como alternativa à rede de distribuição convencional. Uma microrrede (termo derivado do inglês *microgrid*) na literatura é definida por Lopes, Moreira e Madureira (2006) como sendo um sistema de distribuição de baixa tensão composto por GDs, cargas, dispositivos de armazenamento de energia e sistema de controle, que tem por objetivo fornecer energia para uma determinada área.

A ANEEL (2015) conceitua uma microrrede como sendo uma rede de distribuição de energia elétrica que pode operar de forma isolada e que seja diretamente alimentada por uma geração distribuída. No âmbito internacional, o *Microgrid Exchange Group*, grupo ligado ao Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE, 2012), afirma que uma microrrede é um conjunto de cargas e recursos energéticos que atuam como uma única rede de distribuição e que possui fronteira elétrica bem definida com relação à rede convencional.

As principais GDs inseridas na microrrede são fontes renováveis ou fontes de energias alternativas através de painéis fotovoltaicos, pequenos geradores eólicos, células à combustível, usinas hidrelétricas de pequeno porte, entre outras. Já os dispositivos de armazenamento mais utilizados são os conjuntos de baterias e os bancos de supercapacitores. As cargas conectadas a microrrede podem ser um conjunto residencial, um setor industrial, ou aplicações rurais como bombeamento e irrigação (TAYAB *et al.*, 2017). A Figura 32 mostra uma estrutura básica de uma microrrede.

Figura 32 - Estrutura básica de uma microrrede



Fonte: Adaptado de Khongkhachat e Khomfoi, 2015

A microrrede é uma tecnologia que assume um papel importante no sistema elétrico do futuro, como uma forma de tentativa para diminuir os danos ambientais causados pelas fontes de geração de energia tradicionalmente empregadas (QUINTERO; JIMENÉZ; ARAMBURO, 2012). Através da integração de fontes de energias renováveis, a microrrede contribui para a redução na emissão de gases e partículas que afetam o aquecimento global, quando comparada às fontes que utilizam os combustíveis fósseis como forma de energia. Devido à proximidade entre usuários e as GDs, a implantação de uma microrrede tem como vantagem aumentar a conscientização dos usuários para o uso eficiente de energia (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

As vantagens apresentadas por uma microrrede de cunho operacional são em sua maioria devido ao fato do encurtamento da distância entre a geração e o consumo. Por esse fato, é possível reduzir o carregamento dos sistemas de transmissão e distribuição e, conseqüentemente, reduzem-se as perdas elétricas nesses trechos do sistema. Com isso, também torna-se possível garantir um maior suporte de potência reativa, melhorando o perfil da tensão no sistema. Considerando a qualidade da energia oferecida aos usuários conectados a microrrede, a mesma pode ser aumentada uma vez que há uma menor dependência da rede

convencional, no quesito falta de energia ou distúrbios ocorridos no sistema de distribuição (DELBONI *et al.*, 2019).

Do ponto de vista de econômico e de mercado, Delboni *et al.* (2019) e Chowdhury, Choudhury e Crossley (2009) dão destaque para a redução ou adiamento dos investimentos na geração e transmissão de energia devido a presença das GDs, permitindo destinar esses recursos para sua aplicação em outras áreas da sociedade. Ainda de acordo com os autores, a inserção da geração local contribui para a redução no custo da energia elétrica exercido pelas concessionárias de energia. Para as áreas industriais, Delboni *et al.* (2019) afirma que o fornecimento contínuo de energia proporcionado pela microrrede pode significar um aumento nas receitas, uma vez que uma falta de eletricidade causa tempo perdido de produção e possível perda de matéria-prima.

Apesar das vantagens citadas, as microrredes apresentam algumas desvantagens pelo fato de ser uma tecnologia nova e ainda está em crescente implementação. Com relação à operação da microrrede, Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009) retratam as dificuldades encontradas pela presença do fluxo bidirecional de potência que flui no sistema devido a presença das GDs, necessitando de uma boa infraestrutura de comunicação e monitoramento em tempo real, bem como controle para o gerenciamento de energia. O sistema de proteção contra faltas elétricas também deve ser levado em consideração, como alerta Delboni *et al.* (2019), uma vez que o fluxo de potência em vários sentidos interfere nos métodos de proteção empregados nas redes convencionais. Outra preocupação é pelo controle de tensão e frequência, que devem se manter dentro de limites especificados.

Na área de cunho econômico e de mercado, Delboni *et al.* (2019) cita o alto custo de instalação que as GDs possuem atualmente, bem como sua geração de energia intermitente como no caso da energia fotovoltaica e eólica. A expansão e criação de novas formas de subsidiar a implementação das GDs é uma prática a ser adotada pelos órgãos governamentais. A ausência de normatização e protocolo de operação para a microrrede, que levem em consideração as particularidades envolvidas em cada tipo de fonte de geração de energia que esteja conectada ao sistema é algo que dificulta sua legalização. A definição do preço da energia a ser cobrado é um ponto a ser discutido, de forma que esse valor não venha a ser abusivo quando houver somente energia proveniente da microrrede (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

4.1. MODOS DE OPERAÇÃO

Uma microrrede possui dois modos de operação disponíveis: conectada à rede ou isolada. A escolha do modo de operação depende de critérios a serem adotados para o gerenciamento da microrrede, de forma a manter um fornecimento seguro, contínuo e de qualidade aos usuários.

4.1.1. Microrrede Conectada à Rede

A operação de uma microrrede no modo conectada à rede ocorre quando esta se conecta ao sistema de distribuição principal através do Ponto de Conexão Comum (PCC). Durante esse funcionamento, as GDs operam conectadas ao sistema como fontes constante de potência, enquanto sua tensão e frequência são reguladas pela rede da concessionária sem a necessidade de um controle específico para tal função. A sua conexão e desconexão com a rede de distribuição são realizadas através de uma chave de rápido acionamento, funcionando dessa forma para realizar a mudança no modo de operação da microrrede (BRUCOLI, 2008). A Figura 33 mostra um exemplo de uma microrrede conectada à rede de distribuição através do PCC.

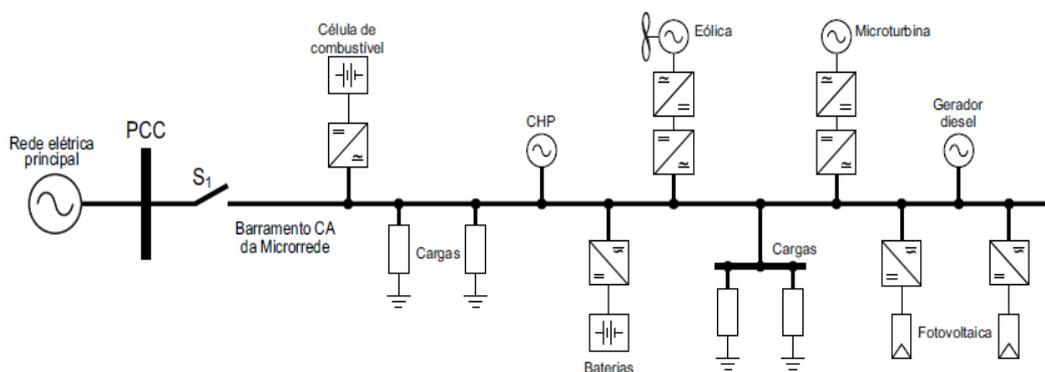


Figura 33 - Microrrede conectada à rede

Fonte: Azevedo, 2011

Uma vez que as GDs trabalham gerando energia, é ressaltado por Tenfen (2015) que haverá um fluxo de potência bidirecional entre microrrede e o sistema de distribuição, ou seja, a microrrede pode exportar ou importar energia, inclusive através dos dispositivos de armazenamento de energia, devendo esse gerenciamento do fluxo ser realizado pelo sistema de controle presente.

Dentro da operação conectada à rede ainda existem duas subdivisões no modo de trabalho de uma microrrede: Operação Combinada de Potência (*Power-matched operation*) e Operação de Incompatibilidade de Potência (*Power-mismatched operation*).

A Operação Combinada de potência ocorre quando através do PCC não há passagem de corrente elétrica e o fluxo de potência ativa e reativa é zero. Isso indica que a microrrede fornece a potência exatamente necessária para alimentar as cargas presentes na microrrede e conseqüentemente está em equilíbrio de potência com relação a rede de distribuição. Quando a potência ativa e reativa que circulam no PCC for diferente de zero e por conseqüência há existência de corrente elétrica fluindo, a microrrede funciona com Incompatibilidade de Potência. Quando a potência ativa for menor que zero, significa que as GDs estão gerando mais energia do que está sendo demandado e o excesso de energia é exportado para a rede de distribuição. Caso ocorra o contrário, ou seja, a potência ativa no PCC seja maior que zero, significa que a microrrede importa potência ativa do sistema de distribuição principal de forma a atender sua demanda. A análise para potência reativa é semelhante aos casos para a potência ativa (FUSHENG; RUIHENG; FENGQUAN, 2015).

Em uma microrrede operando conectada à rede de distribuição, cuidados devem ser tomados com relação ao sistema de proteção para faltas que ocorram dentro e fora da microrrede. A proteção deve ser capaz perceber os mais diferentes tipos de distúrbios e agir de forma eficiente de acordo com a topologia do sistema.

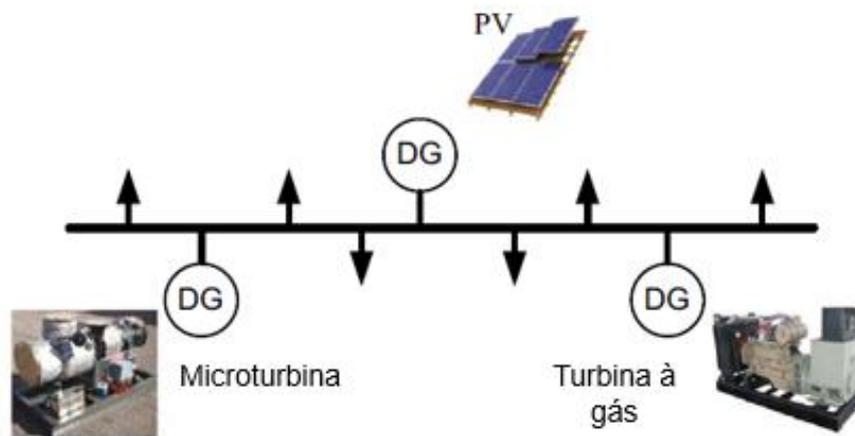
Para uma falta elétrica que ocorra fora da microrrede, ou seja, a montante da chave que conecta a microrrede ao sistema de distribuição, é necessária a abertura dessa chave. Isso ocorre pois devido a existência de um fluxo bidirecional de potência, tanto a rede principal como as GDs continuarão a alimentar o ponto de falta caso não haja a desconexão total da microrrede. Essa operação deve ser realizada de forma rápida para evitar que as fontes da microrrede sejam desconectadas individualmente de forma antecipada e ocorra perda na geração e alimentação das cargas (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

No caso de uma falta que ocorra dentro da microrrede, a topologia do sistema se torna importante para a ação do sistema de proteção. Em caso de uma microrrede bastante ramificada com a presença de diversos alimentadores, há a tentativa de permanecer conectado à rede de distribuição e eliminar apenas o trecho defeituoso de forma a minimizar a perda na geração. Caso não seja possível se manter conectado à rede principal, a microrrede se desconecta e passa a trabalhar no modo isolado, devendo o sistema de proteção realizar ações específicas para esse tipo de operação (BRUCOLI, 2008).

4.1.2. Microrrede Isolada

Uma microrrede opera no modo isolado quando a mesma não se conecta à rede de distribuição principal. Quando opera dessa forma, as GDs atuam como barras PV (potência ativa-tensão) e são responsáveis por alimentar as cargas conectadas. Para o correto funcionamento no modo isolado, a própria microrrede deve ser responsável por efetuar o controle dos níveis de frequência e tensão, uma vez que não há referência dos valores dessas variáveis provenientes da rede de distribuição (ADHIKARI; LI, 2014). A Figura 34 mostra a estrutura de uma microrrede isolada.

Figura 34 - Microrrede isolada



Fonte: Adaptado de Tayab et al., 2017

A microrrede pode operar de forma isolada intencional e não-intencionalmente. A desconexão da rede de distribuição de forma intencional pode ocorrer quando os parâmetros de qualidade da energia fornecidos pela rede de distribuição não atendem às expectativas da demanda da microrrede (SALAM; SETHULAKSHMI, 2017). Já uma forma de desconexão não-intencional ocorre devido a um corte na energia da rede principal e a microrrede se desconecta automaticamente passando a fornecer energia proveniente das GDs para seus consumidores (ISSA *et al.*, 2017).

Uma microrrede que trabalha conectada ao sistema de distribuição e deseja realizar a transferência entre os modos de operação, deve executar essa tarefa da forma mais suave possível. Para isso, a microrrede deve contar com um sistema de controle que esteja em sintonia com o dispositivo utilizado para realizar essa manobra. O sistema de controle é dotado de uma técnica de detecção da necessidade de ilhamento (intencional ou não-intencional) da microrrede baseado em condições específicas de funcionamento, a partir do monitoramento em tempo real

dos parâmetros da rede. Para sistemas em que a continuidade do fornecimento de energia é de suma importância, empregam-se as Chaves de Estado Sólido (do termo em inglês *Solid State Switch*) de alta potência para realizar essa transferência de forma rápida e eficaz (FUSHENG; RUIHENG; FENGQUAN, 2015).

Durante a operação em modo isolado, a microrrede é um sistema totalmente independente da rede convencional e deve ser capaz de extinguir as possíveis faltas elétricas que ocorram em seu interior. As microrredes isoladas não presenciam o fluxo bidirecional de potência, o que é considerado uma vantagem em caso de faltas pois só haverá as GDs alimentando o ponto de falta. Os níveis das correntes de falta dependem do tipo de geradores conectados ao sistema e da topologia da microrrede (ex.: localização das GDs; número de ramos; etc) (BRUCOLI, 2008).

Um dos desafios no tocante a proteção de microrredes é o desenvolvimento de um sistema que seja capaz de atuar corretamente nos dois modos de operação. Como por exemplo, Brucoli (2008) mostra que para uma microrrede que trabalhava conectada à rede e passou para o modo isolado, ocorre a perda na coordenação do sistema de proteção empregado devido à mudança na topologia da rede. Brucoli (2008) ainda afirma que no caso de essa microrrede possuir geração a base de geradores síncronos, o sistema de proteção ainda é capaz de atuar por sobrecorrente devido a ação dessas GDs durante a falta. Isso não ocorre se as GDs forem conectadas através de inversores, que não produzem corrente suficiente para sensibilizar os dispositivos de proteção. Para isso, opções alternativas como ajuste automático dos parâmetros de proteção podem ser necessárias.

4.2. NÍVEIS DE CONTROLE DA MICRORREDE

Para o correto funcionamento da microrrede nos seus dois modos de operação (conectado à rede ou isolado), é necessário um sistema de controle para realizar o ajuste entre geração e demanda do sistema, bem como gerenciar a distribuição de potência de forma igualitária entre as GDs e manter variáveis como tensão e frequência dentro dos limites adequados para o funcionamento das cargas. Para isso, existem níveis hierárquicos de controles que são empregados: nível primário, nível secundário e nível terciário.

O controle primário é o nível mais básico e é responsável pela confiabilidade de potência, compartilhamento de potência ativa e reativa entre as GDs e controle de frequência e tensão. Quando a microrrede opera no modo conectado à rede, o nível primário garante que

tensão e frequência operem nos valores de referência. Já no modo isolado, o controle tem como objetivo garantir o compartilhamento apropriado de potência entre os diversos geradores conectados e estabilizar os valores de tensão e frequência nos limites definidos (MAHMUD; ZAHEDI; RAHMAN, 2018). De acordo com Rey, Torres-Martinez e Castilla (2019), a forma mais comum de controle primário é baseado no método *Droop*, que consiste na subtração proporcional através da relação potência ativa-frequência e potência reativa-tensão, não necessitando de comunicação entre as GDs.

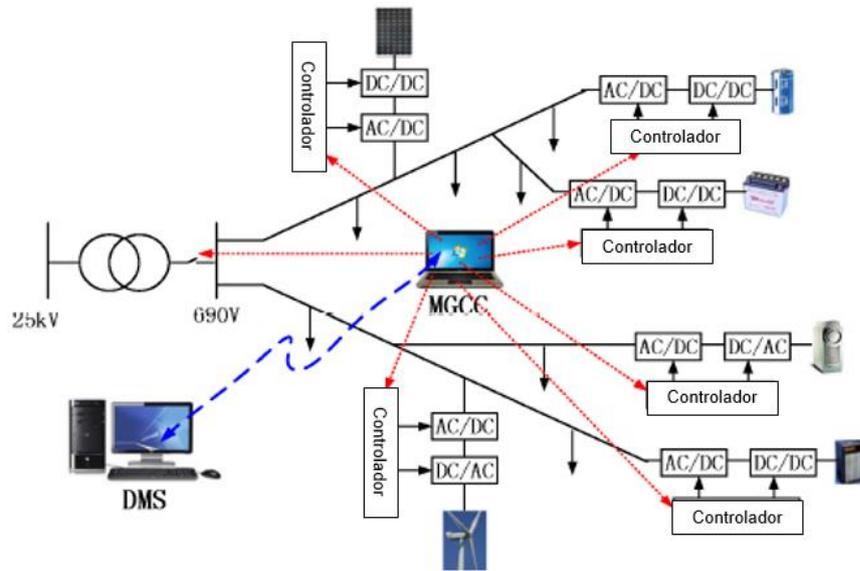
O nível de controle secundário é responsável pela qualidade da energia gerada na microrrede, através da correção dos erros gerados no controle primário que desviam os valores de tensão e frequência do valor de referência. O controle é projetado para melhorar a dinâmica do sistema e manter os parâmetros elétricos que indicam qualidade de energia como FP, taxa de distorção harmônica e desequilíbrio de tensão dentro de limites aceitáveis (REY; TORRES-MARTINEZ; CASTILLA, 2019).

O controle terciário empregado nas microrredes é opcional e, segundo Mahmud, Zahedi e Rahman (2018), é responsável pela importação e exportação de potência entre microrrede e a rede de distribuição principal, mantendo o balanço energético no ponto ótimo para que o rendimento econômico da microrrede seja o melhor possível.

4.3. ESTRUTURAS DE CONTROLE

Os sistemas de controle empregados em uma microrrede podem possuir duas estruturas: centralizados ou descentralizados. Uma estrutura centralizada indica que os pontos de operação, ou seja, os valores de referência da microrrede são determinados pelo controlador central e controla todas as GDs, cargas e dispositivos de armazenamento de energia, que são operados a partir dos seus comandos (FUSHENG; RUIHENG; FENGQUAN, 2015). Conforme Mahmud, Zahedi e Rahman (2018), esse tipo de estrutura é comumente empregada para níveis secundários de controle e mais indicada para pequenas microrredes, uma vez que sua utilização em redes maiores se torna inviabilizada devido a necessidade de infraestrutura de comunicação para interligar as GDs com o controle central. A Figura 35 mostra um exemplo de uma microrrede com controle centralizado representado pelo MGCC (*Microgrid Central Controller*).

Figura 35 - Microrrede com estrutura de controle centralizado



Fonte: Adaptado de Ramezani e Li, 2016

A configuração de descentralizada é aplicada através de controladores instalados e suas ações são realizadas através das informações dos parâmetros locais. Essa estrutura tem a vantagem de não precisar de uma grande rede de comunicação, mas que pode ser aplicada dependendo da importância de possuir uma rápida transferência de dados (MAHMUD; ZAHEDI; RAHMAN, 2018). A Figura 36 mostra um esquema de uma microrrede com controle descentralizando, destacando os controladores próximos às GDs.

Figura 36 – Microrrede com estrutura de controle descentralizado



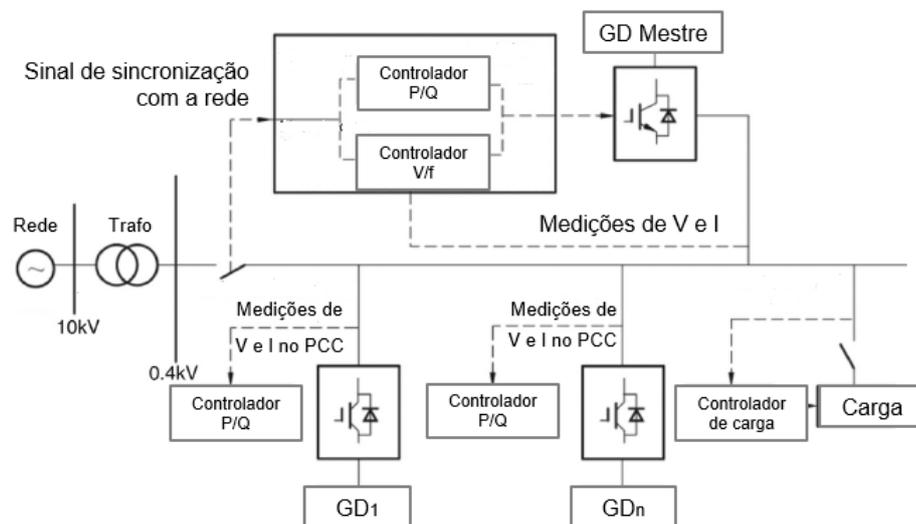
Fonte: Adaptado de Bani-ahmed et al., 2019

4.4. MODOS DE CONTROLE

Partindo do ponto em que os níveis de controle e suas estruturas foram descritas, é possível elencar os dois principais modos de controle a nível de microrrede que podem ser utilizados: modo mestre-escravo e o modo ponto-a-ponto.

O modo de controle mestre-escravo pode ser observado em uma microrrede quando uma ou mais GDs são configuradas para trabalharem no modo de controle V-f, ou seja, onde os seus valores de tensão e frequência são definidos e servem como referência para as demais fontes que trabalham no modo PQ (controle de potência ativa e reativa nos terminais da geração). Assim, quando a microrrede se desconecta do sistema de distribuição e passa a operar de forma isolada, a GD que assumir a função de mestre trabalha no modo V-f e fornece os valores de referência de tensão e frequência para as demais GDs que assumem a função de escravas e trabalham no modo P-Q (FUSHENG; RUISENG; FENGQUAN, 2015). A Figura 37 mostra um microrrede com modo de controle mestre-escravo.

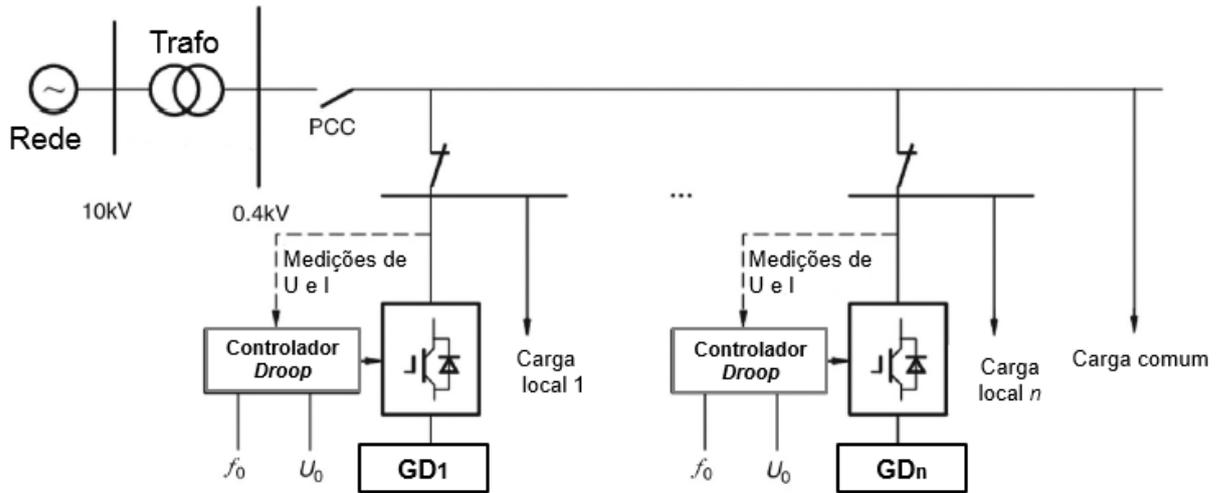
Figura 37 - Microrrede com modo de controle mestre-escravo



Fonte: Adaptado de Fusheng, Ruisheng e Fengquan, 2015

No modo ponto-a-ponto todas as GDs possuem a mesma função e participam na regulação de potência ativa e potência reativa do sistema de modo a conseguir manter estável o nível de tensão e frequência da microrrede. Uma técnica bastante utilizada para realizar essa operação em microrredes isoladas é o controle *droop*. A Figura 38 mostra o esquema de uma microrrede com controle ponto-a-ponto.

Figura 38 - Microrrede com modo de controle ponto-a-ponto



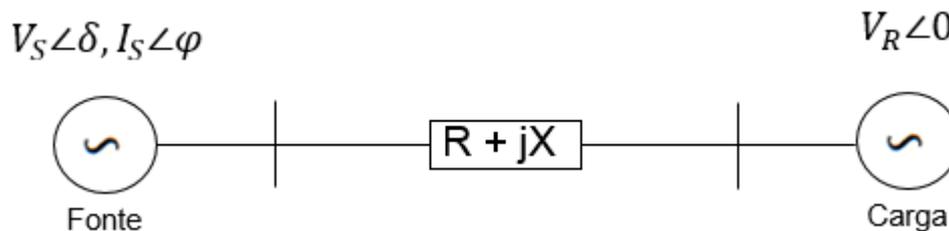
Fonte: Adaptado de Fusheng, Ruisheng e Fengquan, 2015

4.5. CONTROLE DROOP

Os sistemas elétricos estão sujeitos a variações nas cargas continuamente, principalmente as redes de distribuição. Nos sistemas que possuem unidades geradoras de energia a partir de máquinas rotativas, um desequilíbrio entre carga e geração pode acontecer devido a essas variações. Para isso, as unidades geradoras devem possuir algum tipo de controle local para regular variáveis como tensão e frequência, mediante mudanças nas potências demandadas pelo sistema. Os principais controles utilizados para estabilizar essas variáveis são os controles *Droop P-f* e *Droop Q-V*.

Suponha-se uma rede de transmissão que opera em corrente alternada, conforme Figura 39.

Figura 39 – Sistema de transmissão em corrente alternada



Fonte: Autoria Própria, 2020

A partir de uma análise da Figura 39, é possível obter as equações 27 e 28, que quantificam a potência ativa e potência reativa, respectivamente, fornecida pela fonte para alimentar a carga.

$$P = \frac{V_s}{(R^2 + X^2)} [R(V_s - V_R \cos \delta) + XV_R \sin \delta] \quad (27)$$

$$Q = \frac{V_s}{(R^2 + X^2)} [X(V_s - V_R \cos \delta) - RV_R \sin \delta] \quad (28)$$

Onde V_s e V_R são as tensões da fonte e da carga, respectivamente; R e X são, respectivamente, a resistência e indutância da linha e a variável δ é o ângulo de potência entre as tensões V_s e V_R .

Em microrredes de alta tensão, na qual as linhas de transmissão possuem características predominantemente indutivas, segundo Shuai *et al.* (2016), e portanto, para facilitar o entendimento das equações 27 e 28, é possível desprezar o efeito da resistência da linha, transformando-as nas equações 29 e 30, respectivamente.

$$P = \frac{V_s}{X} V_R \sin \delta \quad (29)$$

$$Q = \frac{V_s}{X} (V_s - V_R \cos \delta) \quad (30)$$

Em sistemas de alta tensão, assume-se que o termo $\sin \delta = \delta$ e $\cos \delta = 1$, transformando assim as equações 29 e 30 nas equações 31 e 32, respectivamente.

$$P = \frac{V_s}{X} V_R \delta \quad (31)$$

$$Q = \frac{V_s}{X} (V_s - V_R) \quad (32)$$

Esse é a base teórica para a formulação matemática dos controles *droop* convencionais. Observa-se através da equação 31 que é possível controlar a potência ativa a partir da manipulação do ângulo de potência. Em um gerador síncrono, por exemplo, isso pode ser realizado através da potência mecânica injetada pela máquina primária, de acordo com Senanayaka (2014). Analisando a equação 32, a potência reativa é controlada através da variação da diferença entre a tensão da fonte e tensão da carga.

O controle *Droop* P-f funciona como um regulador de velocidade quando aplicado a um gerador, tendo como objetivo controlar a velocidade mecânica da máquina motriz e,

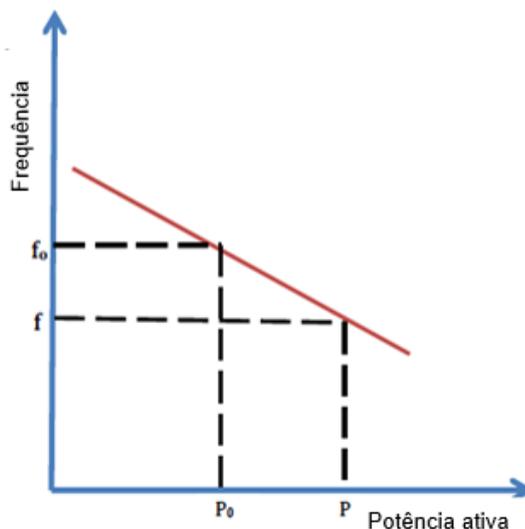
consequentemente controlar a frequência elétrica de saída, mantendo a rotação do respectivo gerador o mais próximo possível do valor de referência, através da relação entre potência ativa demandada e a frequência do sistema (LA GATTA, 2012). A equação 33 apresenta a formulação matemática da relação entre a potência ativa e frequência.

$$f = f_0 + k_p(P - P_0) \quad (33)$$

Onde f_0 e p_0 são, respectivamente, a frequência e potência ativa de referência. As variáveis f e p , são a frequência e potência ativa medidas no sistema, respectivamente. Enquanto k_p é conhecido como coeficiente do *droop*. Esse coeficiente é chamado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2017) como estatismo e é definido como sendo o valor percentual ajustado no regulador de velocidade que indica a quantidade de queda de frequência que deverá ocorrer quando o gerador sair da condição em vazio para plena carga.

A Figura 40 mostra o comportamento da relação entre frequência e potência ativa na qual se baseia o controle *droop* P-f, na qual o eixo das ordenadas representa os valores de frequência e o eixo das abscissas indica os valores de potência ativa.

Figura 40 - Representação gráfica do controle droop P-f



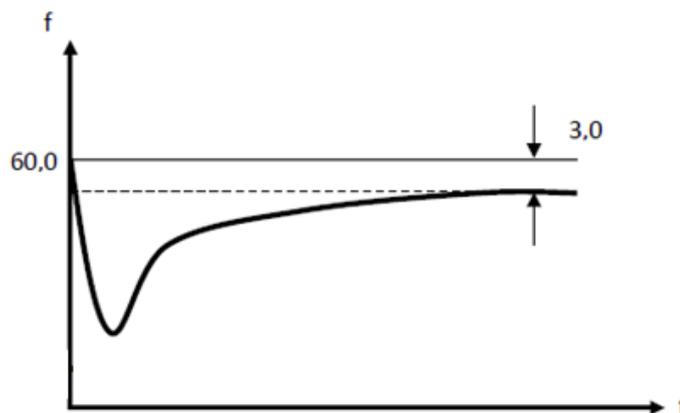
Fonte: Adaptado de Senanayaka, 2014

Pela curva presente na Figura 40, é possível observar o comportamento linear inversamente proporcional na relação entre potência ativa e frequência, sendo k_p o coeficiente angular dessa reta. Analisando-se a reta, é visto que um aumento na carga que desloca a potência ativa do ponto P_0 para o ponto P , gera uma queda na velocidade de rotação do gerador e consequentemente na frequência elétrica em seus terminais de saída, variando a frequência do ponto f_0 para o ponto f . O contrário também é válido e para uma queda na potência ativa no

sistema, o gerador aumenta sua velocidade mecânica, acarretando em um aumento proporcional na frequência do sistema.

Como exemplo de funcionamento do *droop* P-f, suponha um gerador conectado a um sistema de distribuição fornecendo energia em que a frequência nominal seja 60 Hz e o coeficiente do *droop* foi ajustado no valor de 5%. Isso significa que quando o gerador sair da condição em vazio para a condição em plena carga sua frequência deverá cair 5%, ou seja, estabilizar em 95% da frequência nominal, que nesse caso é 57 Hz. A Figura 41 mostra o comportamento típico da frequência ao longo do tempo para o exemplo citado.

Figura 41 - Comportamento da frequência ao longo do tempo com coeficiente de droop 5%



Fonte: ONS, 2017

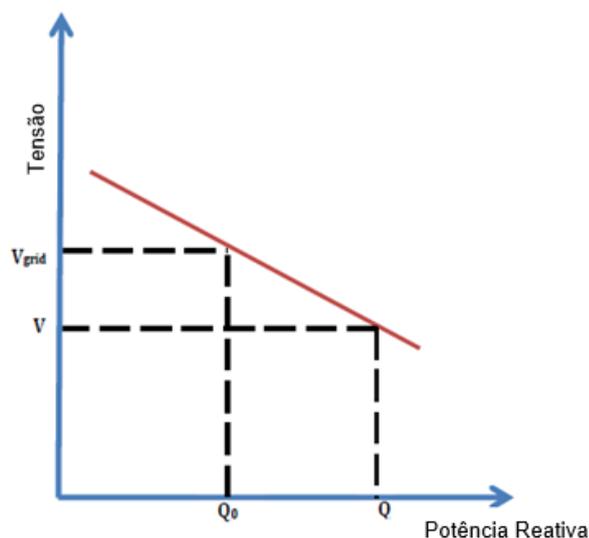
O outro controle por inclinação conhecido é o *Droop* Q-V, que recebe esse nome pois seu princípio se baseia na relação entre a tensão e a potência reativa. Esse controle quando utilizado em geradores síncronos é aplicado no sistema de excitação, controlando a corrente usada para excitar os enrolamentos de campo, estabilizando assim a tensão de seus terminais com base nas leituras de potência reativa feitas no sistema (SENANAYAKA, 2014). A equação 34 apresenta algebricamente a relação existente entre a tensão e potência reativa para o controle *droop* Q-V.

$$V = V_{grid} + k_q(Q - Q_0) \quad (34)$$

Onde V_{grid} e Q_0 são os valores de referência para a tensão e potência reativa, respectivamente. As variáveis V e Q são as medidas de tensão e potência reativa do sistema. Enquanto k_q é o coeficiente do *droop* Q-V e possui significado semelhante ao do coeficiente do *droop* P-f. Para esse caso seu valor representa a porcentagem de queda de tensão que deverá ocorrer quando a houver uma variação de potência reativa do sistema e esta passar do valor nulo para o seu valor

máximo. É mostrado através da Figura 42 o comportamento da reta característica do *droop* Q-V, com o eixo das ordenadas contendo os valores de tensão e o eixo das abscissas representando a potência reativa.

Figura 42 - Representação gráfica do controle *droop* Q-V



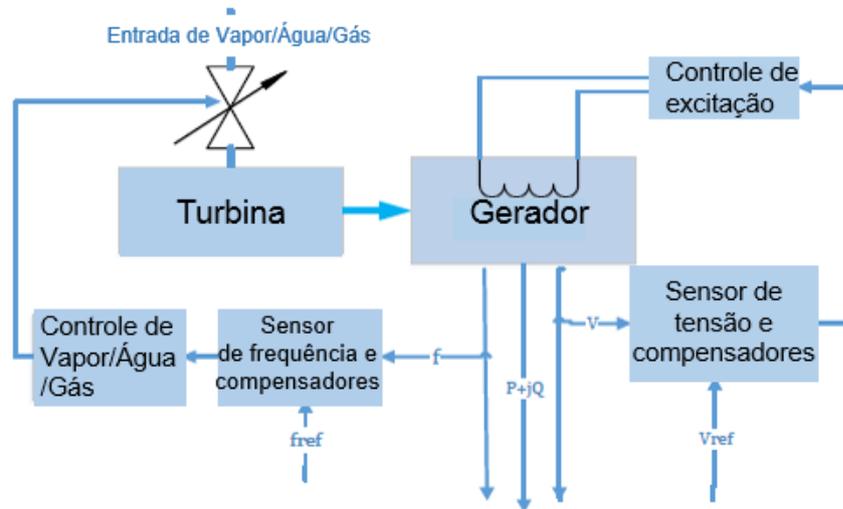
Fonte: Adaptado de Senanayaka, 2014

A análise para o *droop* Q-V a partir da Figura 42 para mostrar suas características é semelhante ao realizado para o *droop* P-f. Observa-se que para um aumento na demanda de potência reativa, saindo do ponto Q_0 para o ponto Q , haverá uma queda proporcional no nível de tensão no sistema, caindo do ponto V_{grid} para o ponto V . Isso ocorre quando a demanda de potência reativa solicitada for proveniente de cargas com FP atrasado, ou seja, cargas indutivas. De acordo com Chapman (2013), para o caso de cargas capacitivas conectadas ao sistema, o aumento em sua demanda geraria um aumento proporcional no nível de tensão do gerador, já que cargas com FP em atraso possuem por convenção potências reativas negativas e com isso a reta passaria a ocupar o eixo negativo das abscissas.

Considerando a aplicação desses controles em um gerador síncrono, na prática o controle *droop* P-f instalado regula a velocidade de rotação através da limitação na quantidade material que entra na turbina, de acordo com o tipo de geração. Por exemplo, sendo uma unidade geradora hidráulica, o controle atua sobre um mecanismo para ajustar a quantidade de água que entrará na turbina acoplada ao gerador. Em casos de outros tipos de geração, esse mesmo controle pode ajustar a quantidade de gás ou vapor que entra no sistema, se baseando na relação com a frequência do sistema. Para o controle *droop* Q-V, o ajuste da tensão nos terminais do gerador com base em sua relação com a potência reativa, ocorre ao regular a corrente de

excitação do gerador (WASYNCZUK *et al.*, 2012). A Figura 43 mostra um diagrama com aplicação dos reguladores ao conjunto turbina-gerador.

Figura 43 - Esquema dos controles aplicados ao conjunto turbina-gerador



Fonte: Adaptado de Senanayaka, 2014

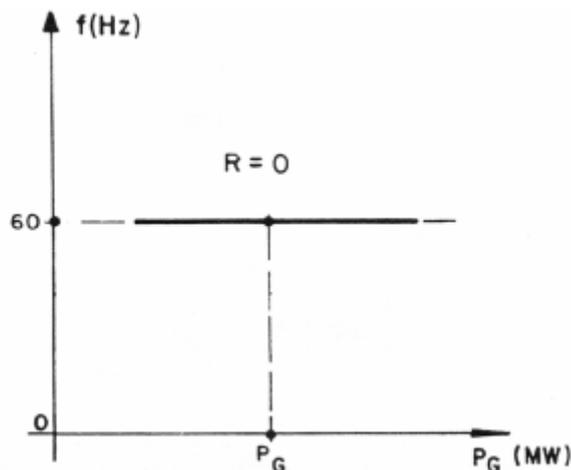
Quando os controles *droop* são aplicados a um único gerador, o controle funciona regulando a tensão e frequência do sistema de acordo com as potências ativa e reativa demandadas na rede. Uma vantagem desse tipo de controle ocorre quando instalados em geradores que operam em paralelo em uma microrrede isolada. Nessa situação, devido as características do *droop*, as unidades geradoras conseguem compartilhar igualmente entre si toda potência ativa e reativa das cargas, desde que estejam ajustadas com o mesmo valor para o coeficiente *droop*. Caso haja divergência entre os valores dos coeficientes dos geradores, a potência do sistema será compartilhada de forma proporcional de acordo com o valor do coeficiente *droop* para cada unidade geradora. Essa divisão de potência ocorre para que os geradores estejam sincronizados e o sistema trabalhe em um ponto único de frequência elétrica (ABDELAZIZ; EL-SAADANY; SEETHAPATHY, 2013).

O compartilhamento de potência pode ser afetado dependendo das características da linha. As propriedades indutivas e resistivas dos cabos utilizados nas redes, podem afetar a distribuição igualitária, tanto em relação a potência ativa e como na potência reativa (PADIYAR; KULKARNI, 2019). O *droop* P-f tende a mostrar menos erros relacionados a distribuição de potência ativa pois nele está envolvida a frequência, considerada uma variável global do sistema. Já no *droop* Q-V, onde a tensão é uma variável local, os erros no

compartilhamento das potências reativa são mais acentuados, já que a tensão apresenta diferentes valores em diversos pontos da microrrede (CASTILLA; DE VICUÑA; MIRET, 2019). Conforme afirmado por Hou *et al.*(2016), os erros na distribuição de potência reativa também podem ser provenientes de linhas de distribuição com diferentes valores de resistência, bem como devido a potência ativa de saída das unidades geradoras.

A característica de compartilhamento de potência apresentada pelos controles *droop* é uma vantagem com relação a outros tipos de controladores, como por exemplo os conhecidos como reguladores de velocidade isócronos. Nesse outro tipo de controle, a frequência do sistema se mantém constante no valor de referência independente da variação de potência que ocorra. Assim, não se torna adequado sua utilização para sistemas em que operem mais de um gerador em paralelo, pois de acordo com Almeida (2004) não existe possibilidade das diversas unidades geradoras trabalharem em um único ponto de frequência. A Figura 44 mostra o gráfico do comportamento do controle isócrono.

Figura 44 - Comportamento gráfico do controle isócrono



Fonte: Almeida, 2004

A desvantagem do controle *droop* em relação ao isócrono citada por Almeida (2004), é a variação proporcional que ocorre na frequência ou tensão para mudanças na potência do sistema, não mantendo essas variáveis em seus valores de referência implicando no surgimento de erros em regime permanente que só podem ser reduzidos com o auxílio de um sistema de regulação secundária.

5. METODOLOGIA

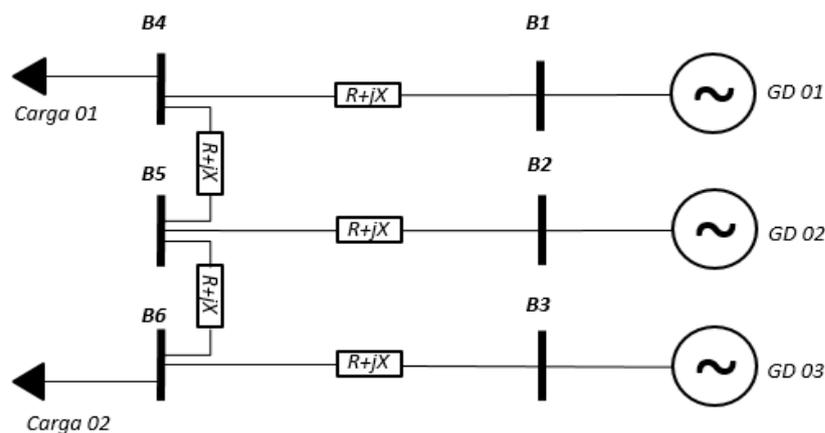
Este trabalho é um estudo, realizado através de uma simulação dinâmica computacional, para verificar o comportamento dos controles *droop* P-f e *droop* Q-V quando estes são aplicados a geradores síncronos típicos de micro centrais hidrelétricas, que fornecem energia a uma microrrede que trabalha no modo isolado. Este capítulo apresenta os elementos que compõem todo o sistema, bem como seus parâmetros necessário para a realização da simulação.

5.1 ESPECIFICAÇÕES DA MICRORREDE

O sistema analisado é uma microrrede de 6-barras, trifásica de baixa tensão que trabalha de modo isolado, ou seja, desconectado da rede principal da concessionária. A microrrede é alimentada por 3 unidades geradoras, fornecendo energia para 2 conjuntos de cargas. Possui nível de controle primário com estrutura descentralizada e modo de controle do tipo ponto-a-ponto, ou seja, não há GD que opere como referência para as demais.

A tensão nominal de operação do nível secundário de distribuição, de acordo com a classificação da REN n° 414 da ANEEL (2010), é de 380V/220V. A topologia do sistema é baseada no trabalho de Meridji (2016), uma vez que esse é um sistema típico para testes de microrredes, sendo o seu esquema genérico mostrado na Figura 45.

Figura 45 - Topologia do sistema adotado

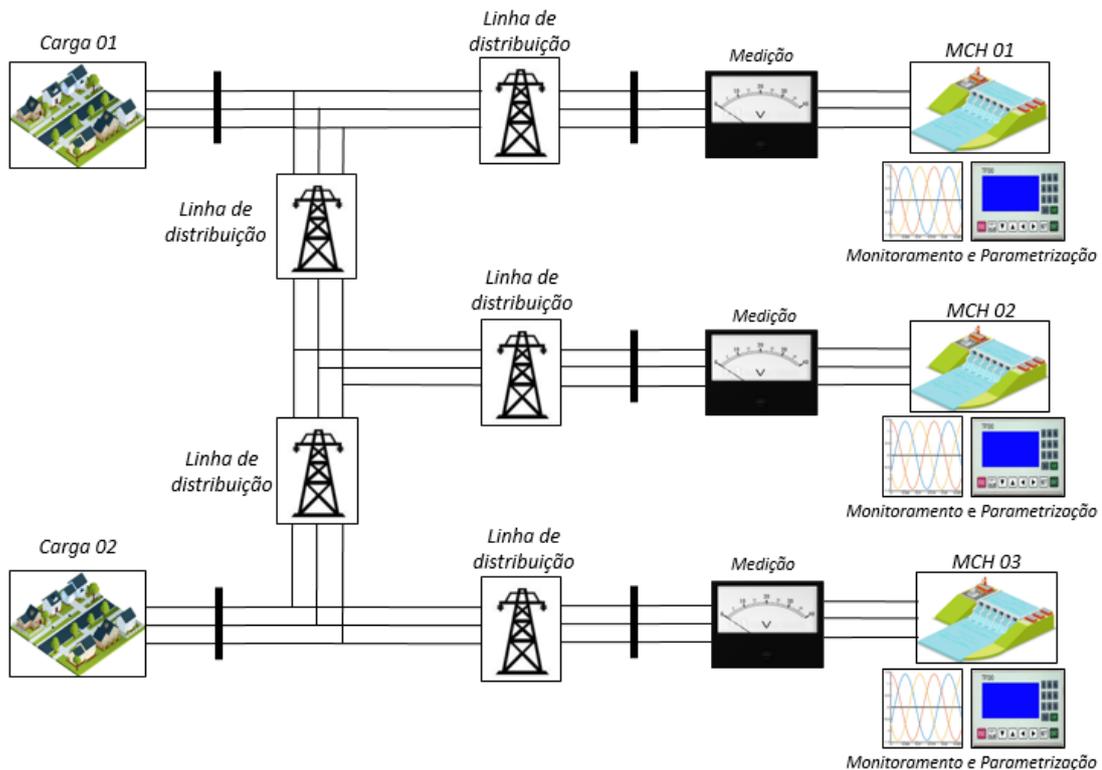


Fonte: Autoria própria, 2020

Para a implementação da microrrede no *software*, é necessário adicionar alguns elementos de modo a viabilizar o funcionamento do sistema, além dos principais já mostrados na Figura 45. Foram inseridos blocos de medição localizados nos terminais de saída de cada uma das GDs, para obtenção dos dados das principais variáveis a serem analisadas. Com o

intuito de visualizar e facilitar a análise dos valores obtidos durante a medição, um módulo de monitoramento foi inserido com diversos analisadores gráficos. Um bloco de parametrização foi colocado para inserir os principais parâmetros necessários para o ajuste dos controles *droop*. Todos esses elementos e a modelagem computacional que mostram a topologia da microrrede, podem ser observadas através da Figura 46.

Figura 46 - Microrrede modelada computacionalmente



Fonte: Autoria própria, 2020

A possibilidade de operação isolada para fornecimento de energia a partir de uma central geradora, é abordada pela ANEEL (2017) no Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição presente nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Para isso, devem ser acordadas entre a empresa de distribuição de energia e a central geradora as condições de operação que obedeçam aos requisitos citados nos procedimentos da ANEEL (2010) contidos no Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição, do PRODIST.

Os blocos de medição instalados nas saídas das centrais geradoras têm como função realizar as medições de correntes e tensões que estão presentes na microrrede. Para exercer tal tarefa, esse bloco contém um medidor trifásico instalado em série com a unidade geradora fornecendo os dados das correntes e tensões entre as fases ou fase-neutro. Nesse trabalho, a

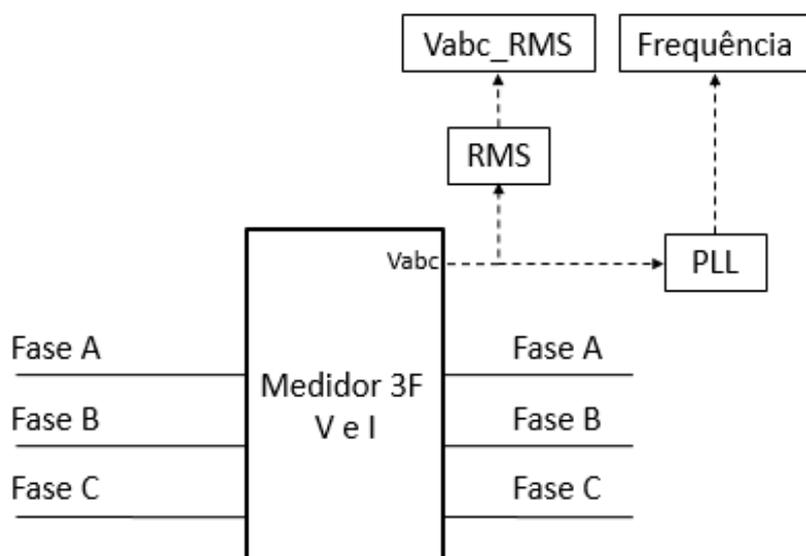
saída do medidor trifásico fornece sinais de fase de tensão de linha e corrente. Por esse motivo, também foram instalados medidores de tensão em cada fase, para obtenção dos respectivos valores de fase simultaneamente, caso necessários. Não ocorre o mesmo para as correntes, uma vez que tanto o gerador como a carga estão conectados em Y, as correntes de fase e linha possuem o mesmo valor, não sendo necessário a instalação de outros elementos para tal finalidade.

Blocos para obter o valor eficaz ou RMS das tensões e correntes foram adicionados. O valor é obtido a partir do cálculo através de um janelamento contínuo de um ciclo do sinal na frequência fundamental, sendo esta especificada nos parâmetros do bloco. Vale ressaltar que o valor inicial fornecido pelo bloco RMS se mantém constante até o fim do primeiro ciclo.

Outra variável de suma importância a ser monitorada é frequência elétrica da rede. Para sua medição foi utilizado um bloco de PLL (*phase locked-loop*), que fornece o comportamento da frequência de um sinal trifásico que seja inserido em sua entrada. Aqui foi utilizado o sinal trifásico de tensão fornecido pelo medidor trifásico, para que a partir de então fosse extraído o dado da frequência elétrica da rede.

O esquema de ligação dos diversos bloco para realizar a medição das principais grandezas, pode ser observado através da Figura 47. Vale ressaltar que o módulo de medição das variáveis é semelhante para as três unidades geradoras.

Figura 47 – Representação genérica do bloco de medição



Fonte: Autoria Própria, 2020

5.2 ESPECIFICAÇÕES DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO E CARGAS

Para interconectar os vários barramentos do sistema e transportar a energia gerada até o consumo, adotam-se linhas de distribuição, em que todas possuem comprimento de 1 km. Devido a sua extensão, pode-se desprezar o efeito capacitivo sem que ocorra perdas significativas nos resultados, conforme Glover, Sarma e Overbye (2012).

De modo a simular a linha de distribuição, foi utilizado um bloco trifásico que apresenta a possibilidade de conexão dos elementos RLC em série, bem como variações de interligações entre eles. Nesse estudo, utiliza-se uma resistência em série com uma indutância, para se aproximar do circuito equivalente de um modelo de linha curta. As linhas de distribuição de baixa tensão, de acordo com Moreira e Gouveia (2019), são predominantemente resistivas, ou seja, o valor da parcela resistiva é bem superior ao da reatância indutiva, podendo esta última parcela também ser negligenciada.

Os dados adotados para os valores de resistência e indutância da linha de distribuição, parâmetros de entrada para o bloco, foram retirados do trabalho de Raj e Gaonkar (2016). Esses mesmos dados são apresentados em Meridji (2016) e Hou *et al.* (2016) como valores típicos para linha de distribuição utilizadas em microrredes de baixa tensão, onde a linha é predominantemente resistiva. Assim, os valores utilizados nesse trabalho são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados das linhas de distribuição

Parâmetro	Valor
Comprimento	1 km
Resistência	0,214Ω/fase/km
Indutância	0,22 mH/fase/km

Fonte: Autoria Própria, 2020

A microrrede possui duas cargas que representam conjuntos consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição, sendo 380/220V suas tensões nominais de operação. Para representar computacionalmente essas cargas, utiliza-se um bloco de carga trifásico no qual há a possibilidade de conexão em paralelo dos elementos RLC.

As cargas são representadas pelo seu valor nominal de potência ativa e reativa, esta última podendo ser do tipo indutiva ou capacitiva. Os dados de entrada das potências podem ser o valor trifásico total, na qual será distribuído igualmente entre as fases, ou pode haver a especificação de seu valor por fase, facilitando para uma análise com cargas desequilibradas,

caso do trabalho em questão. Vale ressaltar que o valor absorvido de potência ativa e reativa pelas cargas é proporcional ao quadrado da tensão aplicada.

A Tabela 4 traz as principais especificações que devem ser atribuídas ao bloco para realizar a simulação. Vale ressaltar que os valores de potências das cargas são os adotados nesse trabalho e se alteram nas diferentes situações simuladas. Os valores de tensão nominal, frequência nominal e o tipo de ligação, permanecem inalterados ao longo do trabalho.

Tabela 4 - Especificações das cargas

Parâmetro	Valor
Tipo de ligação	Estrela-aterrado
Tensão de linha nominal	380 Vrms
Frequência nominal	60 Hz
Potência ativa	13,5 kW e 9,0 kW
Potência reativa indutiva	6,54 kVAR e 4,35 kVAR
Potência reativa capacitiva	0 VAR

Fonte: Autoria própria, 2020

5.3 MODELOS E ESPECIFICAÇÕES DAS UNIDADES GERADORAS

Nesse trabalho, a geração distribuída que fornece energia para a microrrede utiliza recursos hídricos e trata-se de uma Micro-Central Hidrelétrica (MCH). A central geradora se enquadra como geração distribuída baseado no conceito apresentado por ANEEL (2016), por utilizar recursos provenientes de fonte de energia renovável e está localizada próxima ao centro de consumo.

Cada MCH empregada nesse trabalho é dotada de um gerador síncrono do tipo trifásico, com controle *droop* P-f conectado à máquina primária para efetuar a regulação da velocidade, e conseqüentemente da frequência, com base na potência ativa conectada ao sistema. Possui também o controle *droop* Q-V atuando no sistema de excitação do gerador, como forma de regular a tensão do sistema como base na potência reativa presente.

A máquina primária que move o gerador síncrono para essa aplicação é uma turbina hidráulica. Nesse trabalho é utilizado um modelo não-linear que representa o comportamento de uma turbina e do fluxo hidráulico que atravessa o conduto, conforme apresentado em Kundur (1994) e Choo, Muttaqi e Negnevitsky (2008). O modelo é baseado matematicamente nas equações 35, 36 e 37, que representam a velocidade com que a água flui pelo duto, a potência

mecânica de saída da turbina em regime permanente e o tempo com que a água percorre a tubulação, respectivamente.

$$U = G\sqrt{H} \quad (35)$$

$$P_m = A_t H U \quad (36)$$

$$T_w = \frac{L U_0}{a_g H_0} \quad (37)$$

Onde: - U é a velocidade do fluxo de água;

- G é a posição ideal do mecanismo que controla o fluxo de água que adentra a turbina, conhecido como *gate*;

- H é a altura da coluna de água;

- P_m é a potência mecânica na saída da turbina, dada em pu;

- A_t é a constante conhecida como ganho da turbina e que depende da posição máxima ($g_{\text{máx}}$) e mínima (g_{min}) de abertura do *gate*, podendo seu valor ser calculado como o inverso da diferença entre esses valores;

- T_w é a constante de tempo hidráulica, sendo esse o tempo necessário para acelerar o fluxo hidráulico no conduto desde o repouso ao regime permanente, dada em segundos;

- L é o comprimento do duto;

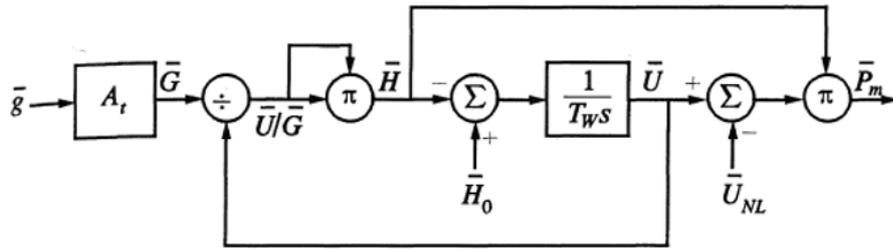
- U_0 e H_0 são os respectivos valores iniciais para velocidade e coluna de água;

- a_g é a aceleração da gravidade.

Deve-se salientar que o modelo matemático aqui apresentado não leva em consideração o tipo da turbina (Ex.: Francis, Kaplan, etc.), sendo nesse trabalho considerado que a turbina é compatível com a quantidade de potência que pretende-se gerar. É considerado que existem condições ideais geográficas e que há fluxo de água contínuo disponível para a MCH, uma vez que os detalhes de projetos de dimensionamento hidráulico e do local de instalação da planta não são objetos de análise desse trabalho.

O diagrama de blocos genérico do modelo da turbina é apresentado através da Figura 48, enquanto que a Figura 49 mostra o diagrama de blocos computacional semelhante ao utilizado.

Figura 48 - Modelagem genérica da turbina hidráulica



Fonte: Adaptado de Kundur, 1994.

O bloco possui duas portas de entrada para conexão de sinais. A primeira porta é o sinal do *gate* proveniente do sistema de controle e a segunda porta é o valor do desvio da velocidade, ou seja, a diferença entre a velocidade real de rotação do conjunto turbina-gerador com relação ao valor de referência, sendo este sinal uma medida fornecida pelo gerador. Para sua configuração, o bloco necessita dos seguintes parâmetros de entrada: o valor máximo e mínimo de abertura do *gate* (g_{\max} e g_{\min} , respectivamente), a constante de tempo T_w e o ganho β que é a constante de amortecimento do desvio da velocidade de rotação. A porta de saída é o sinal da potência mecânica a ser fornecida ao gerador, sendo esse valor medido em pu. A Tabela 5 apresenta os valores adotados nesse trabalho.

Tabela 5 - Parâmetros da turbina hidráulica

Símbolo	Parâmetro	Valor
g_{\max}	Máxima abertura do <i>gate</i>	1 pu
g_{\min}	Mínimo valor de abertura do <i>gate</i>	0 pu
T_w	Constante de tempo hidráulica	1 s
β	Ganho de amortecimento do desvio de velocidade	0

Fonte: Autoria Própria, 2020

Os valores escolhidos para a abertura do *gate* significam que ao assumir o valor 1, o mesmo se encontra totalmente aberto, enquanto que ao obter valor 0, entende-se que o *gate* está na posição totalmente fechado. O valor da constante de tempo T_w é baseado em Padiyar e Kulkarni (2019), que mostram que esse número varia dentro da faixa de 0,5-5s, com valor tipicamente utilizado próximo a 1s. Já Kundur (1994) mostra que a faixa que contém essa variável é um pouco mais estreita, com esta se encontrando na faixa de 0,5-4s.

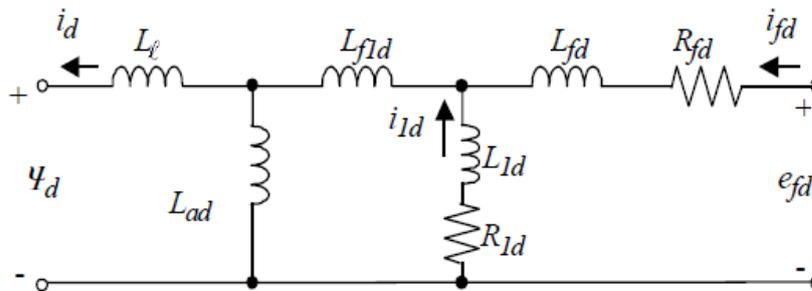
No núcleo da MCH, encontra-se o gerador síncrono, com objetivo de transformar a energia mecânica de rotação proveniente da máquina motriz em energia elétrica. O gerador é do tipo trifásico com rotor de polos salientes e esquema de ligação do tipo estrela-aterrado que

se conecta diretamente à linha de distribuição da microrrede sem a necessidade de dispositivos intermediários como inversores ou transformadores. Por esse motivo, a tensão gerada em seus terminais é de 380 V, nível de tensão compatível com a faixa de operação das cargas.

Por possuir rotor com polos salientes, o bloco da máquina síncrona utilizado é modelado na referência dq com as variáveis do estator sendo referidas ao circuito do rotor. Além dos enrolamentos de campo e de armadura, o gerador possui enrolamentos amortecedores para suavizar o efeito de oscilações na máquina. Por considerar a resistência de armadura e a fricção relativa as partes móveis da máquina, perdas elétricas e mecânicas estão presentes no processo de transformação de energia, causando diferença entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica de saída.

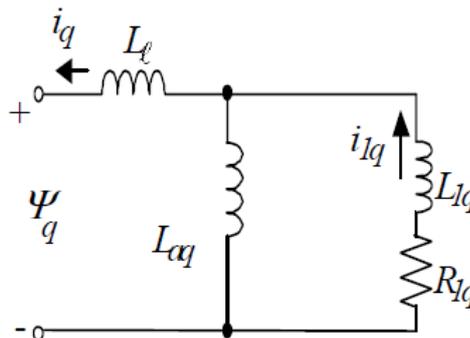
O modelo elétrico leva em consideração a dinâmica do estator, rotor e enrolamentos amortecedores, sendo os circuitos equivalentes de eixo direto e de eixo em quadratura em que os parâmetros do rotor são vistos pelo estator, são mostrados na Figura 49 e Figura 50, respectivamente. Deve-se levar em consideração que esses são circuitos genéricos, devendo ser adicionado os ramos que representam as quantidades de enrolamentos de amortecimento presentes em cada máquina.

Figura 49 - Circuito equivalente genérico de eixo direto do modelo do gerador síncrono



Fonte: IEEE, 2007

Figura 50 - Circuito equivalente genérico de eixo em quadratura do modelo do gerador síncrono



Fonte: IEEE, 2007

Onde os subscritos representam:

- d, q as variáveis de eixo direto e de eixo em quadratura;
- f, l para as variáveis de campo e dispersão, respectivamente;
- a para as variáveis de armadura;

O bloco adotado de máquina síncrona possui duas entradas, além dos terminais de saída para se conectar a linha de distribuição. Uma das entradas disponíveis, a entrada mecânica, apresenta duas possibilidades: é possível inserir o sinal da potência mecânica (P_m) ou a velocidade de rotação (ω_m) proveniente da máquina primária. A segunda entrada de sinal recebe o valor da tensão de excitação (V_f) a ser aplicada ao enrolamento de campo proveniente da excitatriz. Ressalta-se que para o bloco selecionado os valores da entrada devem ser fornecidos em pu. O modelo ainda apresenta uma saída de medição (m), que fornece os dados para algumas variáveis desejadas.

Para configurar o bloco no *software* é preciso selecionar a variável a ser inserida na porta mecânica e o tipo de rotor da máquina. Nesse trabalho, optou-se por utilizar a potência mecânica (P_m) como dado de entrada e um rotor de polos salientes. Os parâmetros operacionais também devem ser inseridos para a apropriada configuração do bloco, como: potência nominal, tensão de linha RMS, frequência, reatâncias, constantes de tempo e o número de pares de polos da máquina. Os valores adotados das principais variáveis e suas respectivas grandezas, que compõem a configuração do gerador síncrono desse trabalho, podem ser observados na Tabela 6.

Tabela 6 – Especificação dos parâmetros do gerador síncrono

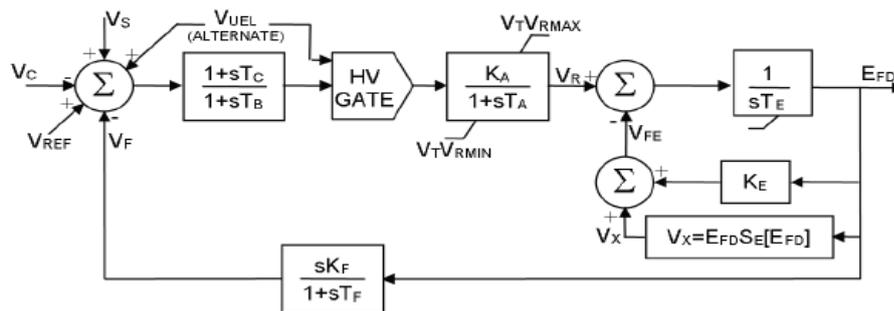
Símbolo	Parâmetro	Valor
P_n	Potência Nominal (VA)	20k
V_n	Tensão Nominal (Vrms)	380
f_n	Frequência Nominal (Hz)	60
X_d	Reatância de eixo direto (pu)	1,966
X_d'	Reatância transitória de eixo direto (pu)	0,2
X_d''	Reatância subtransitória de eixo direto (pu)	0,126
X_q	Reatância de eixo em quadratura (pu)	0,977
X_q''	Reatância subtransitória de eixo em quadratura (pu)	0,225
X_l	Reatância de dispersão (pu)	0,079
T_d'	Constante de tempo transiente de curto-circuito de eixo direto (s)	0,018
T_d''	Constante de tempo subtransiente de curto-circuito de eixo direto (s)	0,0045
T_q''	Constante de tempo subtransiente de curto-circuito de eixo quadratura (s)	0,0045
P	Pares de polos	2
R_s	Resistência de armadura (pu)	0,061

Fonte: Autoria Própria, 2020

Os valores apresentados na Tabela 6 são iguais para todas as unidades geradoras. O valor de potência assumido permite que as fontes sejam classificadas como microgerações distribuídas, segundo a classificação adotada pela ANEEL (2015) na REN n° 687/2015, já que possuem potência instalada inferior a 75 kW. Assim, uma vez que a microrrede possui 3 unidades geradoras, a capacidade de potência instalada total é de 60 kVA. As reatâncias e as constantes de tempo têm seus valores provenientes de um modelo pré-definido na biblioteca do *software* para uma máquina de mesma potência. Devido ao número de pares de polos adotados, a frequência elétrica da tensão gerada (ω_e) é igual a velocidade de rotação angular (ω_m).

Para gerar a corrente de excitação ao enrolamento de campo do gerador síncrono, é necessário a utilização de um bloco que represente a excitatriz. A biblioteca do *software* apresenta um sistema de excitação em corrente contínua (CC) com regulador de tensão automático, seguindo modelo DC2A proposto por IEEE (2006). A Figura 51 mostra o diagrama de blocos da modelagem computacional do sistema de excitação utilizado nesse trabalho.

Figura 51 - Diagrama de blocos do sistema de excitação



Fonte: IEEE, 2006

Uma das entradas do bloco é a tensão V_c que é o sinal retirado da saída de medição do gerador síncrono, e para o trabalho em questão é em função das tensões V_d e V_q . Esse valor é subtraído do sinal da tensão de referência V_{ref} e da tensão de realimentação V_f para gerar o sinal de erro a ser corrigido e regulado que funcionam como entrada para o excitador propriamente dito. A saída do bloco E_{FD} deve ser conectada a entrada do gerador síncrono. A tensão de estabilização V_s é um sinal externo opcional para aumentar a estabilidade. As constantes de tempo T_b e T_c tem valores muito pequenos e são comumente desprezados (IEEE, 2006). Os parâmetros de entrada para configuração do bloco são mostrados na Tabela 5, sendo estes valores padrão do *software*.

Tabela 7 – Especificação dos parâmetros da excitatriz

Símbolo	Parâmetro	Valor
K_a	Ganho do regulador	300
T_a	Constante de tempo do regulador	0,001 s
K_e	Ganho do excitador	1
T_e	Constante de tempo do excitador	0 s
K_f	Ganho do filtro de amortecimento	0,001
T_f	Constante de tempo de amortecimento	0,1 s

Fonte: Autoria Própria, 2020

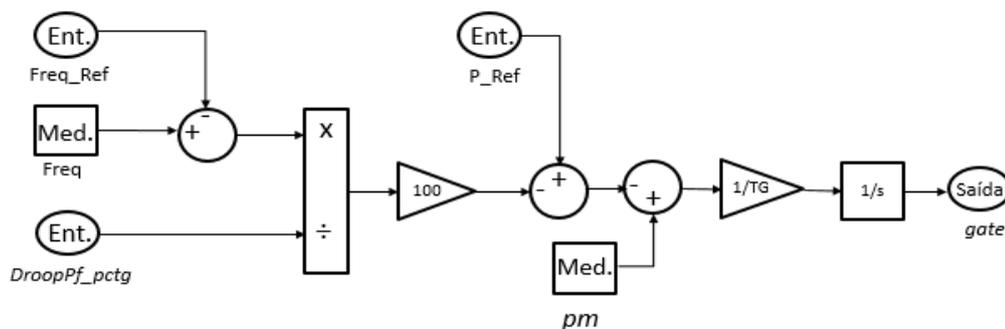
Como forma de realizar o controle da frequência e tensão do sistema com base na relação com a potência ativa e reativa, respectivamente, cada MCH possui os controles *droop* P-f e *droop* Q-V para realizar essa tarefa. A utilização de sistemas de controle para frequência e tensão é necessária seguindo as orientações presentes no Módulo 3 (ANEEL, 2017) e Módulo 4 (ANEEL, 2010) do PRODIST, abordando que as centrais geradoras com capacidade instalada

inferior a 300 kW devem estar equipadas com esse tipo de controle quando de sua operação no modo isolado seja de forma permanente.

O controle *droop* P-f opera em conjunto com o governador, mecanismo que regula a velocidade da turbina hidráulica, para limitar a quantidade de água que é fornecida a turbina através da adequação da posição do *gate*, e assim controlar a quantidade de potência fornecida ao gerador síncrono, a medida em que a velocidade do conjunto turbina-gerador se afasta do valor de referência.

Sua modelagem tem como sinais de entrada a potência de referência, a frequência de referência, frequência medida e o coeficiente *droop*. As variáveis de referência para frequência e potência são dados a serem inseridos através do módulo de parametrização com seus valores em pu, assim como o coeficiente *droop* com seu valor em porcentagem. Já a frequência medida (ω_e) é um sinal em pu obtido através da saída de medição do gerador síncrono. A Figura 52 mostra o diagrama de blocos da modelagem computacional do controle *droop* P-f e do governador utilizado.

Figura 52 - Diagrama de blocos do controle *droop* P-f



Fonte: Autoria Própria, 2020

A variável T_G é a constante de tempo do governador para simular o atraso na resposta de mudança na posição do *gate*, devido a inércia do dispositivo. É comumente utilizado um servomotor como dispositivo a ser acionado para modificar o dispositivo que limita a passagem de água para a turbina. Por isso, o valor escolhido para a constante de tempo do governador é baseado no tempo de resposta de um conjunto dessa natureza, presente em Sattouf (2014).

Para a configuração do bloco é preciso definir os seguintes parâmetros: frequência de referência, potência de referência, coeficiente do *droop* e a constante de tempo do governador. Os dados utilizados nesse estudo podem ser vistos através da Tabela 8.

Tabela 8 - Especificações dos parâmetros para o controle *droop* P-f

Símbolo	Parâmetro	Valor
Droop_Pctg	Coefficiente do <i>droop</i>	1,65%
Freq_Ref	Frequência de referência	0,9917 pu
P_Ref	Potência de Referência	1 pu
TG	Constante de tempo do governador	0,07 s

Fonte: Autoria Própria, 2020

O valor ajustado para o coeficiente *droop* P-f nesse trabalho tem a intenção de respeitar a faixa de operação estabelecida na norma NOR.DISTRIBU-ENGE-0002 – Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN, 2016), na qual institui que as microgerações distribuídas, sem a presença de inversores, devem trabalhar com frequência entre 60,5 Hz e 59,5 Hz. Assim, para um valor de coeficiente 1,65% e uma frequência nominal do gerador síncrono de 60,5 Hz, o sistema em vazio deve trabalhar no limite máximo estabelecido na norma, e no valor mínimo quando houver carregamento máximo de potência ativa.

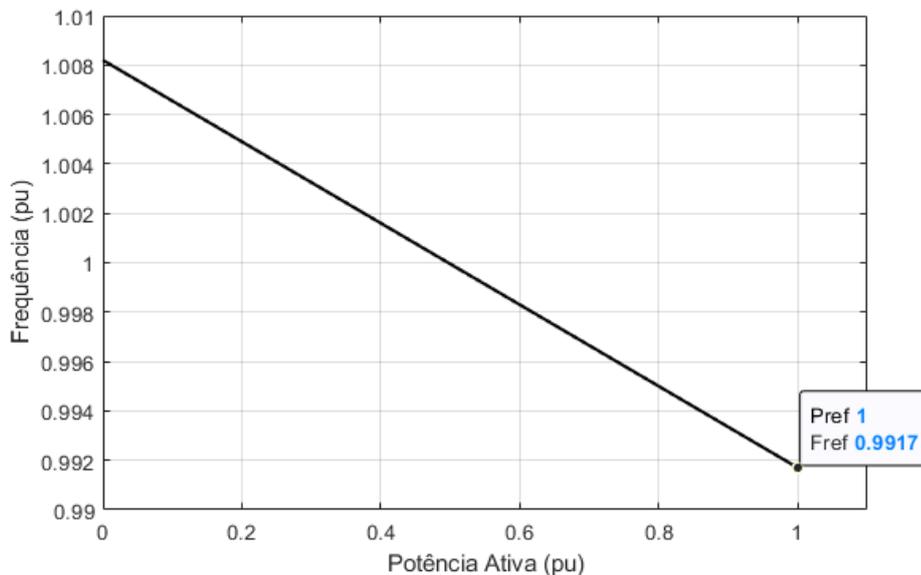
Outra métrica nacional importante no que diz respeito a frequência de operação, é apresentado pela ANEEL (2017) no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST, que estabelece que a frequência em regime permanente deve operar entre os limites 59,9 Hz e 60,1 Hz. Na presença de um distúrbio na rede de distribuição, a frequência deve retornar para a faixa compreendida entre 59,5 Hz e 60,5 Hz no intervalo máximo de 30 s, para que seja reestabelecido a relação geração-carga.

Já o IEEE (2018) estabelece em sua norma de para interconexão de geração distribuída a sistemas de potência que a frequência em operação contínua deve se encontrar dentro da faixa que compreende os valores de 58,8 Hz a 61,2 Hz.

A escolha dos valores de referência para frequência e potência dados em pu, deve ser feita de maneira que estes formem um par ordenado que esteja inserido na reta característica do *droop* para o valor do coeficiente atribuído, conforme a obtidos através da equação que representa o comportamento do controle. Para este trabalho, deseja-se manter a frequência da microrrede operando no intervalo entre 60,5 Hz e 59,5 Hz, ou seja, em vazio a frequência das unidades geradoras deverá estar no limite máximo e em plena carga deverá estabelecer a frequência no limite inferior da faixa estipulada. Assim, para um valor do coeficiente do *droop* P-f de 1,65%, estima-se que a frequência deverá cair de 1,0083 pu para 0,9917 pu quando o

carregamento de potência ativa passar de 0 pu para 1 pu, sendo 60 Hz e 20 kVA os valores base para frequência e potência ativa, respectivamente. A Figura 53 mostra o gráfico do comportamento teórico da frequência em função da potência ativa, para o coeficiente *droop* adotado nesse estudo, sendo enfatizado o par ordenado utilizado.

Figura 53 - Reta característica do *droop* P-f para coeficiente 1,65%

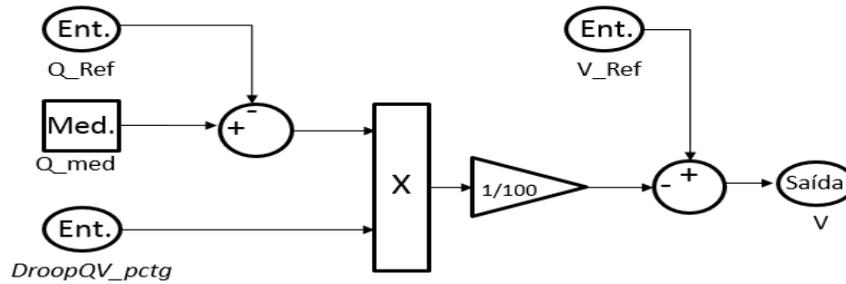


Fonte: Autoria Própria, 2020

O outro controle presente na MCH é o *droop* Q-V, que tem como objetivo regular a tensão da rede com base na geração de potência reativa. Sua inserção se dá em conjunto com o sistema de excitatriz do gerador síncrono, uma vez que o sinal de saída do *droop* Q-V é a tensão de referência fornecida à excitatriz.

A modelagem do controle *droop* Q-V tem como sinais de entrada a tensão de referência, potência reativa de referência, potência reativa medida e o coeficiente *droop*. Os valores para as variáveis de referência (tensão e potência reativa) são dados a serem inseridos através do módulo de parametrização com seus valores em pu, sendo a base de cálculo os parâmetros nominais do gerador síncrono. O coeficiente *droop* também deve ser fornecido com seu valor dado em porcentagem. Já a potência reativa medida é um sinal em pu obtido através da saída de medição do gerador síncrono, que indica o quanto está sendo fornecido ao sistema. A Figura 54 mostra o diagrama de blocos da modelagem computacional do controle *droop* Q-V utilizado.

Figura 54 - Modelagem do controle *droop* Q-V



Fonte: Autoria Própria, 2020

Para a configuração do bloco é preciso definir os seguintes parâmetros: tensão de referência, potência reativa de referência, coeficiente do *droop*. Os dados utilizados nesse estudo podem ser vistos através da Tabela 9.

Tabela 9 - Especificações dos parâmetros para o controle *droop* Q-V

Símbolo	Parâmetro	Valor
Droop_QV	Coefficiente do <i>droop</i> Q-V	2%
V_Ref	Tensão de referência	0,98 pu
Q_Ref	Potência reativa de Referência	1 pu

Fonte: Autoria Própria, 2020

O valor associado ao coeficiente do controle *droop* Q-V é adequado para respeitar os limites de tensões de operação presentes na norma da COSERN (2016) sobre a conexão de microgeradores. É estabelecido que que a tensão em regime permanente do sistema deve situar-se na faixa entre 80% e 110% do valor nominal, o que resulta nesse caso em faixa de tensão de linha com operação entre 304 V e 418 V. Para um coeficiente *droop* de 2%, quando o sistema não demandar potência reativa, a tensão deverá apresentar um valor próximo a 1 pu (380 V). No caso em que o carregamento de potência reativa estiver em seu máximo, a tensão deverá cair ao limite mínimo imposto pela característica do *droop* e mostrando um valor próximo a 0,98 pu (372,4 V).

Outra referência para os níveis de tensão do sistema é mostrada pela ANEEL (2017) no Módulo 8 que trata sobre a qualidade da energia elétrica, em que é apresentado que os pontos de conexão com tensão nominal inferior a 1kV na faixa 380/220 V, os limites adequados da tensão de leitura compreendem entre 0,92 pu a 1,05 pu, com relação à tensão nominal. Para a faixa de tensão aplicada nesse trabalho, resulta em valores adequados de operação dentro dos limites entre 350 V e 399 V.

Como esse trabalho se trata de uma análise para um sistema desequilibrado, outro parâmetro de qualidade de energia em função da tensão do sistema é o grau de desequilíbrio de tensão, que diz respeito a diferença entre as amplitudes das tensões. A ANEEL (2017) mostra em seu Módulo 8 do PRODIST, que trata sobre a qualidade da energia elétrica, como obter o fator de desequilíbrio, apresentada aqui através da equação 38.

$$FD = 100 \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (38)$$

Onde a variável β pode ser calculada através da equação 39.

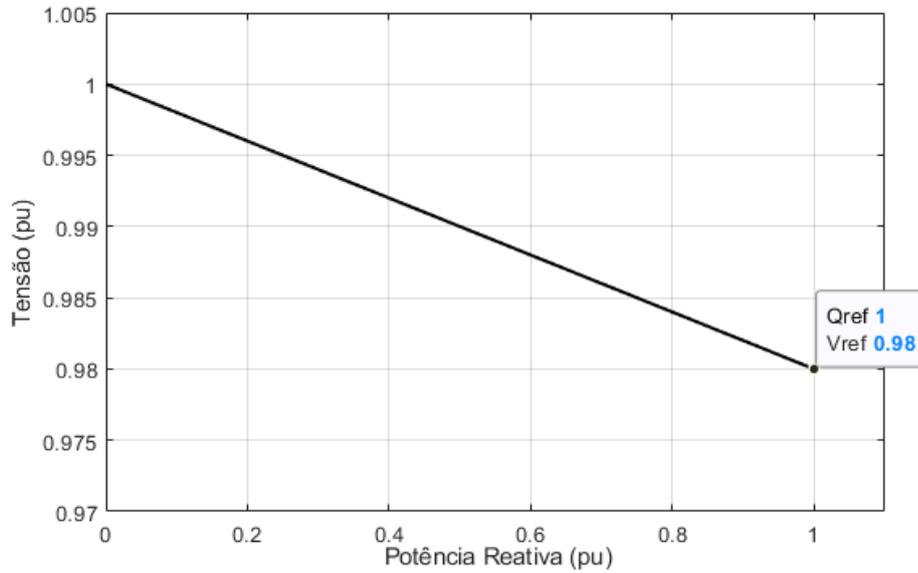
$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (39)$$

Outro método de análise de desequilíbrio de tensão é apresentado por NEMA – *National Electrical Manufacturers Association* (2011), na qual o fator de desequilíbrio é apresentado de acordo com a equação 40, com base na tensão média.

$$PctgDesvTensão = 100 \frac{\text{máx desvio em relação a média}}{\text{Tensão média}} \quad (40)$$

Assim como na escolha dos valores de referência para o *droop* P-f, é necessário para o controle *droop* Q-V selecionar um par ordenado que esteja inserido em sua reta característica como valores de referência para a tensão e potência reativa. Para o estudo, como o coeficiente *droop* é de 2%, adotou-se 0,98 pu para a tensão de referência e 1 pu para a potência reativa, sendo os valores nominais do gerador como base de cálculo. A Figura 55 apresenta o comportamento teórico da reta característica para o controle *droop* Q-V, de acordo com os valores adotados nesse trabalho.

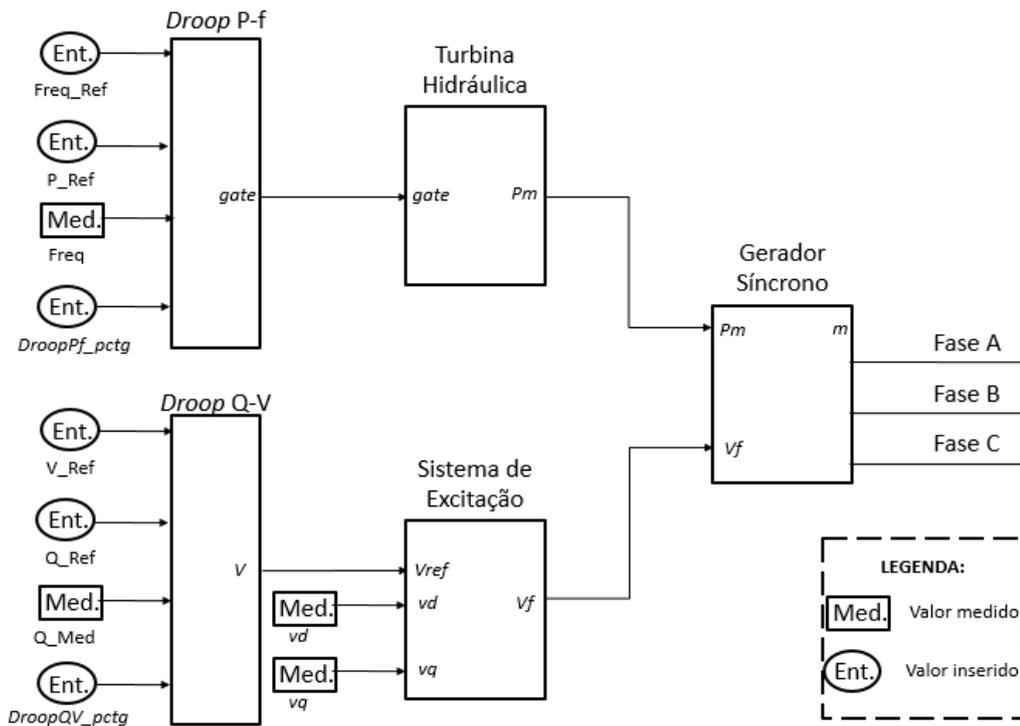
Figura 55 - Reta característica do *droop* Q-V para coeficiente 2%



Fonte: Autoria Própria, 2020

Uma vez apresentada as características e especificações dos principais elementos que compõem uma MCH modelada computacionalmente, a Figura 56 mostra a interconexão entre eles realizada no *software*.

Figura 56 - Interconexão entre os elementos da MCH



Fonte: Autoria Própria, 2020

5.4 CASOS SIMULADOS

Esta seção apresenta os detalhes para os casos simulados que verificam o comportamento das principais variáveis de uma microrrede que contém cargas desequilibradas, quando a geração distribuída que alimenta o sistema é dotada dos controles *droop*. Os testes foram realizados com auxílio de um *software* de simulação no domínio do tempo. Cada simulação possui um tempo de duração de 2s, com taxa de amostragem de 5,051 μ s.

5.4.1 Caso 01: Cargas desequilibradas com potências trifásicas iguais nas barras B4 e B6

Esse cenário tem como objetivo mostrar o funcionamento básico de operação das GDs no modo *droop* através das relações entre as variáveis envolvidas nos controles. Para isso, nessa simulação a microrrede é alimentada por 3 GDs com potência nominal de 20 kVA, totalizando uma capacidade instalada de 60 kVA. Cada MCH possui o mesmo ajuste para os controles *droop*, ou seja, o coeficiente para o *droop* P-f foi estipulado em 1,65% e o coeficiente do controle *droop* Q-V em 2%, com os demais parâmetros apresentados na Tabela 8 e Tabela 9.

As cargas possuem individualmente um carregamento aproximado de 75%, sendo utilizado o valor de potência nominal da MCH como a base de cálculo. Portanto, o valor nominal de cada carga é de 15 kVA e como o FP adotado é de 0,9 atrasado, resulta em um valor de potência ativa de 13,5 kW, com 6,54 kVA de potência reativa indutiva, aproximadamente. Como este trabalho aborda o comportamento desses controles em situação de cargas desequilibradas, a Tabela 10 apresenta os valores de potência ativa e reativa atribuídos a cada fase das barras B4 e B6. Os valores foram escolhidos arbitrariamente para que fosse gerado um desequilíbrio de +/-5% com base no valor total de potência ativa e reativa individual, em relação ao que seria atribuído àquela fase em uma situação de carga equilibrada.

Tabela 10 - Distribuição de potência entre as fases para cada carga

	Potência Ativa (W)	Potência Reativa (VAR)
Fase A	3825	2507
Fase B	4500	2180
Fase C	5175	1853

Fonte: Autoria Própria, 2020

Portanto, a potência trifásica nominal conectada à microrrede é de 30 kVA (somatório dos valores das cargas conectadas às barras B4 e B6), sendo 27 kW de potência ativa e 13,08 kVAR referentes a potência reativa.

5.4.2 Caso 02: Cargas desequilibradas com potências trifásicas diferentes nas barras B4 e B6

Nesse novo caso simulado, tem como intenção testar o compartilhamento igualitário de potência ativa e reativa, avaliando a relação entre as variáveis e para simular tal tarefa, os conjuntos de cargas conectados à microrrede possuem diferentes carregamentos, diferentemente do ocorrido no Caso 1. A Carga 01, conectada à barra B4, permanece com 75% de potência total, baseando-se na capacidade instalada de uma MCH. Assim, a potência para esse conjunto é de 15 kVA com FP de 0,9 indutivo, e conseqüentemente possui potência ativa de 13,5 kW e potência reativa de 6,54 kVAR. A Carga 02, conectada ao barramento B6, agora possui um carregamento de 50%, ou seja, a potência total é de 10 kVA e FP de 0,9 atrasado. Com isso a potência ativa nominal desse conjunto é de 9 kW, com potência reativa de 4,35 kVAR.

Assim como no caso simulado anteriormente, é mantido o grau de desequilíbrio de potência entre as fases em 5%, sendo esse valor derivado do montante de potência ativa e reativa total de cada conjunto de carga. A distribuição de potência entre as fases é mostrada através da Tabela 11.

Tabela 11 - Distribuição de potência entre as fases para o Caso 02

	Potência Ativa (W)	Potência Reativa (VAR)
Carga 01	Fase A	3825
	Fase B	4500
	Fase C	5175
Carga 02	Fase A	2550
	Fase B	3000
	Fase C	3450

Fonte: Autoria Própria, 2020

Para esses valores de potência em cada fase, a microrrede possui uma potência ativa total de 22,5 kW e potência reativa de aproximadamente 10,89 kVAR, gerando uma potência aparente trifásica aproximada de 25 kVA.

5.4.3 Caso 03: MCHs com diferentes coeficientes no controle *droop* P-f

Uma das características do controle *droop* é o compartilhamento de potência entre as diversas unidades geradoras conectadas ao sistema que operem nesse modo. Quando as DGs possuem o mesmo coeficiente *droop* a potência tende a ser distribuída de forma igual, ao

contrário do que ocorre quando as DGs possuem diferentes coeficientes, em que distribuição será realizada de forma proporcional.

Essa simulação tem o objetivo de verificar a característica de distribuição de potência ativa proporcional, uma vez que nesse caso as MCHs são ajustadas com diferentes coeficientes do *droop* P-f, enquanto os coeficientes do *droop* Q-V são mantidos iguais em todas unidades. As cargas são desequilibradas e possuem o mesmo montante de potência ativa e potência reativa, com distribuição semelhante entre as fases. A Tabela 12 mostra os parâmetros adotados para esse caso de simulação.

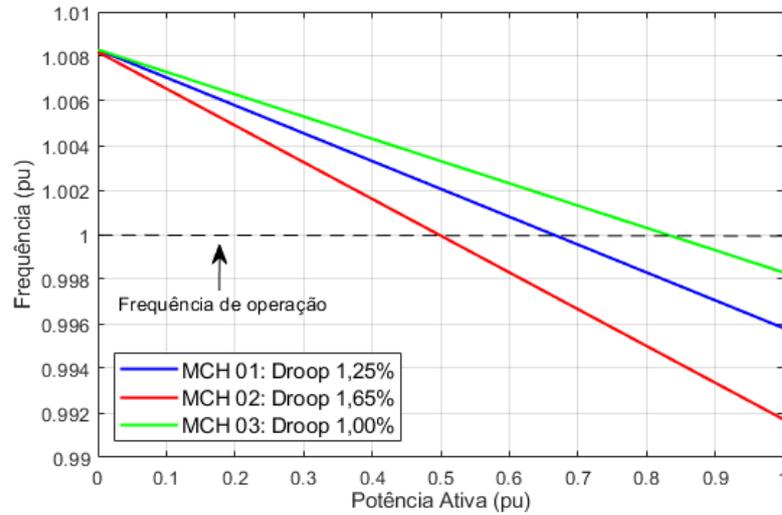
Tabela 12 - Coeficientes dos controles *droop* adotados para o Caso 03

Unidade Geradora	Coefficiente <i>Droop</i> P-f	Coefficiente <i>Droop</i> Q-V	Frequência de Referência	Potência de Referência
MCH 01	1,25%	2%	0,9958 pu	1 pu
MCH 02	1,65%	2%	0,9917 pu	1 pu
MCH 03	1,00%	2%	0,9983 pu	1 pu

Fonte: Autoria Própria, 2020

Seguindo a teoria de funcionamento do controle *droop*, uma vez que os controles foram ajustados com diferentes coeficientes, para que se atinja um equilíbrio e o sistema opere em uma frequência unificada, as unidades geradoras agora devem injetar diferentes níveis de potência ativa de forma proporcional ao seu coeficiente. Assim, a unidade geradora que possuir o maior valor de coeficiente do *droop* P-f deverá fornecer a menor quantidade de potência ativa e em contrapartida, a DG que possuir o menor valor de coeficiente irá contribuir com a maior quantidade de potência ativa. A Figura 57 mostra as retas para os controles *droop* P-f das MCHs para os coeficientes da Tabela 12.

Figura 57 - Retas do controle *droop* P-f para os coeficientes do Caso 03



Fonte: Autoria Própria, 2020

Observa-se pela Figura 57 que para uma mesma frequência de operação hipotética, simbolizada pela reta tracejada, o ponto de encontro com as curvas dos controles *droop* das MCHs mostram diferentes valores de potência ativa quando se projeta esse ponto para o eixo das abcissas.

Uma vez obtida o valor da frequência em que a microrrede opera, é possível estimar a quantidade de potência ativa que cada MCH deve fornecer para atender a demanda da rede, de acordo com cada coeficiente *droop* P-f. Aplicando os valores na equação 33, obtêm-se as equações 41, 42 e 43 como forma de demonstrar a potência ativa na MCH 01, MCH 02 e MCH 03, respectivamente.

$$f_1 = 0,9958 - 0,0125(P_1 - 1) \quad (41)$$

$$f_2 = 0,9917 - 0,0165(P_2 - 1) \quad (42)$$

$$f_3 = 0,9983 - 0,01(P_3 - 1) \quad (43)$$

5.4.4 Caso 04: MCHs com diferentes coeficientes no controle *droop* Q-V

Uma importante característica do controle *droop* é o compartilhamento de potência, e o *droop* Q-V possui a capacidade de distribuir a potência reativa entre as unidades geradoras de acordo com sua relação com a tensão. Assim como ocorre no *droop* P-f, quando o coeficiente do controle possui o mesmo valor em todas unidades conectadas a microrrede, o compartilhamento é feito de forma igualitária. Porém, quando esse valor é ajustado de forma diferente entre as unidades, a distribuição de potência é proporcional ao valor do coeficiente.

Esse caso de simulação tem o objetivo de averiguar a distribuição de potência reativa de forma proporcional entre as GDs uma vez que as mesmas não estão ajustadas com o mesmo coeficiente *droop* Q-V. Enquanto o coeficiente do *droop* P-f se mantêm igual em todas as MCHs. As cargas são do tipo desequilibradas e possuem valores iguais, bem como sua distribuição de potência entre as fases, semelhantes ao Caso 03 e seus valores podem ser revisados através da Tabela 10.

A Tabela 13 apresenta os valores dos parâmetros ajustados para a simulação do Caso 04.

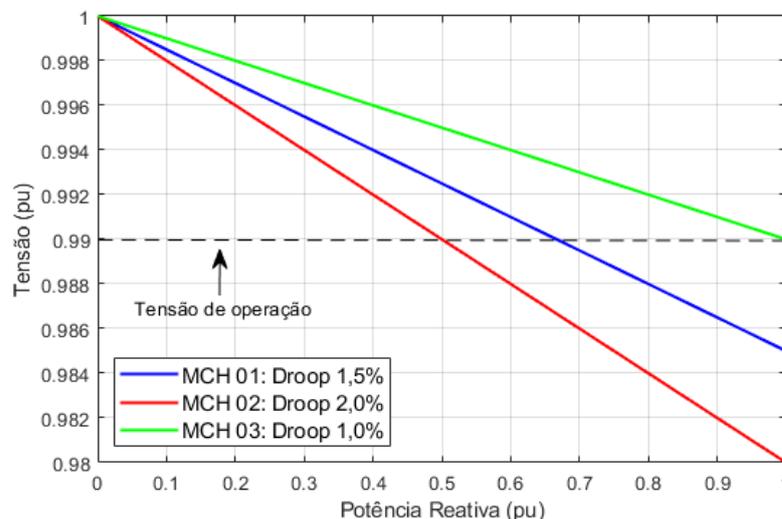
Tabela 13 - Coeficientes dos controles *droop* adotados para o Caso 04

Unidade Geradora	Coefficiente <i>Droop</i> P-f	Coefficiente <i>Droop</i> Q-V	Tensão de Referência	Potência de Referência
MCH 01	1,65%	1,5%	0,985 pu	1 pu
MCH 02	1,65%	2,00%	0,98 pu	1 pu
MCH 03	1,65%	1,00%	0,99 pu	1 pu

Fonte: Autoria Própria, 2020

Os diferentes valores dos coeficientes do *droop* Q-V apresentam a ideia da distribuição de potência reativa entre as unidades. Assim como ocorre na relação entre potência ativa e frequência, a MCH que for ajustada com o maior valor de coeficiente do *droop* Q-V contribui com a menor quantidade de potência reativa, enquanto a MCH com menor coeficiente fornece o maior montante de potência reativa. A Figura 58 apresenta as curvas dos controles *droop* Q-V para os coeficientes adotados nessa simulação.

Figura 58 - Retas do controle *droop* Q-V para os coeficientes do Caso 04



Fonte: Autoria Própria, 2020

Analisando a Figura 58, percebe-se que há a injeção de diferentes níveis de potência reativa para um mesmo valor de tensão de operação hipotética, sinalizada pela reta tracejada, quando esta intercepta as retas dos controles *droop*. Vale ressaltar que a topologia da rede pode afetar o ponto de operação da tensão.

Aplicando os valores da Tabela 13 na equação 34, é possível obter as equações 44, 45 e 46 que representam a relação entre tensão e potência reativa na MCH 01, MCH 02 e MCH 03, respectivamente.

$$V_1 = 0,985 - 0,015(Q_1 - 1) \quad (44)$$

$$V_2 = 0,98 - 0,02(Q_2 - 1) \quad (45)$$

$$V_3 = 0,99 - 0,01(Q_3 - 1) \quad (46)$$

5.4.5 Caso 05: Relação entre parâmetros

Essa simulação tem o objetivo de mostrar a interação entre alguns parâmetros de forma a apresentar seu efeito em uma outra variável. São testadas as relações entre as seguintes variáveis:

- Frequência e coeficiente *droop* P-F;
- Tensões e coeficiente *droop* Q-V;
- Tensões e potência total;

Para verificar a interação entre a frequência da microrrede e o coeficiente *droop* P-f, varia-se o coeficiente do controle com incrementos de 0,25%, iniciando em 0,5% e possuindo valor final de 3,5%, verificando a mudança na frequência a cada medida. Nessa situação as cargas seguem como desequilibradas com potência e distribuição entre as fases conforme Tabela 10. O coeficiente do controle *droop* Q-V é mantido constante no valor 2%.

A relação entre tensão e o coeficiente *droop* Q-V é testada a partir da variação do coeficiente com incrementos de 0,5%, com valor mínimo de 0,5% e o máximo de 4%, verificando a mudança ocorrida na tensão. Nessa situação as cargas continuam com carregamento e distribuição entre as fases de acordo com a Tabela 10. Para esse cenário, o coeficiente *droop* P-f é mantido em 1,65% em todas as MCHs.

Outra influência a ser verificada é a influência da potência total nas tensões de linha das MCHs. A potência total, ou seja, a soma das potências das duas cargas, é incrementada em 0,5 pu a cada situação, que se inicia em 1 pu e sendo concluída em 5 pu. Os coeficientes dos

controles *droop* são mantidos constantes em 1,65% e 2%, para os controles *droop* P-f e *droop* Q-V, respectivamente. A distribuição da potência entre as fases segue a metodologia adotada até aqui.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

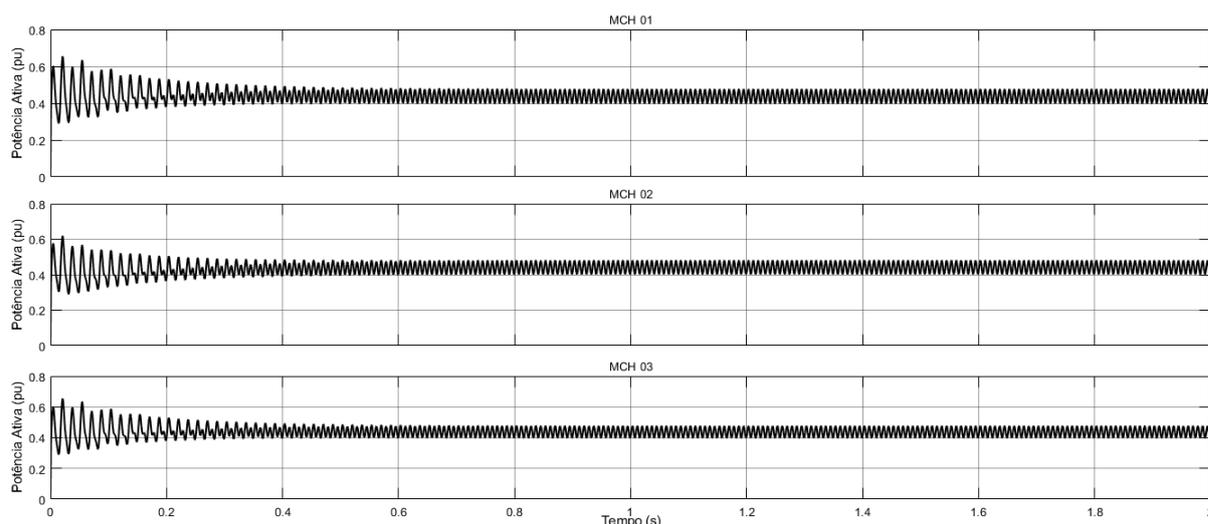
Esta seção apresenta os resultados obtidos para os casos simulados, mostrando os dados obtidos para variáveis como tensão e frequência do sistema, e as potências fornecidas por cada fonte geradora. É importante ressaltar que nos casos em que a potência de base não for mencionada explicitamente, deve-se considerá-la como sendo igual a 20 kVA.

6.1 RESULTADOS CASO 01: CARGAS DESEQUILIBRADAS COM POTÊNCIAS TRIFÁSICAS IGUAIS NAS BARRAS B4 E B6

6.1.1 Potência ativa e frequência

Nessa simulação as cargas possuem carregamento de potência ativa e reativa iguais, bem como a distribuição das potências entre as fases. A Figura 59 mostra a potência ativa total gerada por cada MCH para as cargas conectadas à microrrede.

Figura 59 - Potência ativa gerada pelas MCHs



Fonte: Autoria Própria, 2020

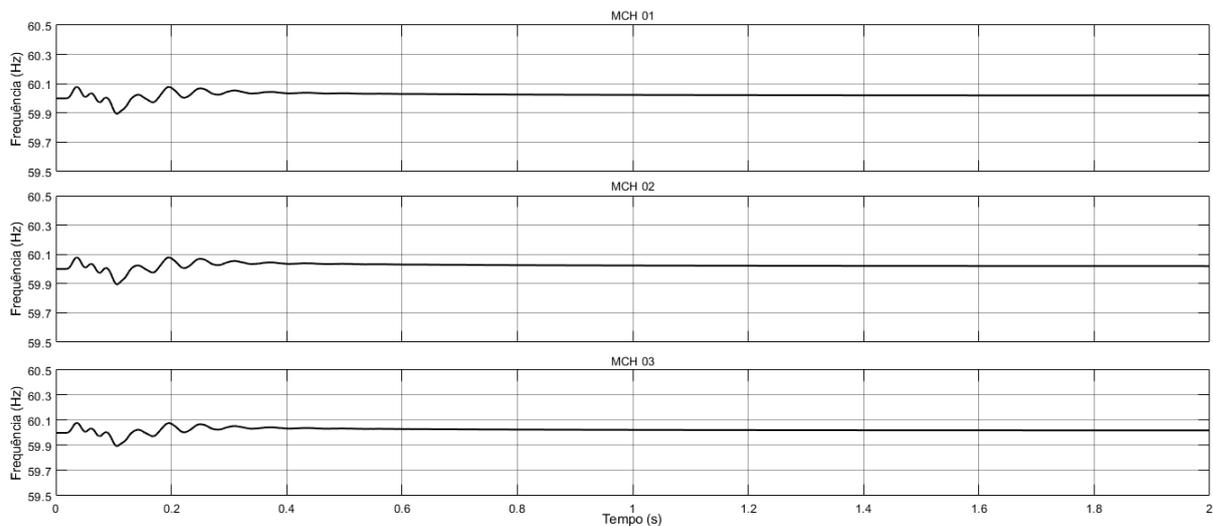
É possível observar pela Figura 59 que as potências ativas injetadas pelas MCHs são semelhantes. Como o coeficiente do *droop* P-f é igual para todas as GDs, ocorre a divisão de potência ativa próximo a igualdade entre as unidades geradoras.

O período para cada MCH atingir o valor de regime permanente é de aproximadamente 1s, quando observado o tempo para se atingir o valor médio final da simulação, e após decorrido esse tempo ocorrem oscilações dentro de uma faixa fixa. O valor médio dentro dessa oscilação representa a potência total fornecida, sendo 0,437 pu o valor aproximado obtido na MCH 01 e MCH 03, enquanto a MCH 02 injetou 0,441 pu. Esses valores mostram a divisão da carga total de potência ativa entre as unidades geradoras. O valor nominal da carga conectada ao sistema

é de 27 kW, ou seja, em uma divisão igualitária cada MCH deve injetar 9 kW de potência ativa, que representa 0,45 pu por unidade geradora. Assim, a potência ativa fornecida à microrrede é a soma das contribuições das MCHs, que totalizam 26,3 kW, estando próximo aos 27 kW nominais.

O *droop* P-f tem como objetivo estabilizar a frequência do sistema com base na medição de potência ativa que flui na rede. O comportamento da frequência da microrrede é apresentado através da Figura 60.

Figura 60 - Frequência medida nas MCHs



Fonte: Autoria Própria, 2020

Analisando a Figura 60, verifica-se que a frequência elétrica é igual em todas MCHs a partir de medições realizadas localmente. O comportamento da curva mostra que a frequência possui um período transitório de aproximadamente 1s, apresentando um valor máximo de 60,08 Hz e um valor mínimo de 59,89 Hz, mantendo-se dentro da faixa considerada adequado que compreende as frequências entre 60,5 Hz e 59,5 Hz. Após esse trecho, a frequência atinge seu valor de regime permanente de 60,02 Hz, sendo este o mesmo patamar mensurado em todas as GDs, estando próximo do valor padrão de 60 Hz.

Considerando o valor nominal de potência ativa de 0,45 pu como sendo o valor teórico que cada MCH deve fornecer e com coeficiente do *droop* P-f de 1,65%, ao aplicar esses valores na equação característica para esse controle, a frequência elétrica de operação esperada é de 60,05 Hz, uma vez que as cargas possuem o mesmo valor de nominal de potência. Como a potência ativa fornecida por cada MCH é em média 0,44 pu, o valor de frequência compatível com a quantidade de potência ativa fornecida por cada unidade geradora é de 60,06 Hz.

A diferença entre o valor medido em regime permanente e o valor esperado para o nível de potência ativa realmente fornecido pode ser explicada pelo sinal de realimentação pm , apresentado na modelagem computacional do controle *droop* P-f. Esse dado é proveniente do valor de potência mecânica de saída da turbina hidráulica, ou seja, que é entregue ao gerador síncrono, sendo este número superior ao valor da potência elétrica fornecida pela máquina síncrona ao sistema devido às perdas internas. Assim, como o *droop* P-f atua na potência da turbina hidráulica, o valor de frequência da Figura 60 é obtida através da aplicação da potência mecânica na equação 33, relação matemática característica do *droop* P-f.

A Tabela 14 mostra o comparativo entre as potências mecânicas entregues pelas turbinas hidráulicas ao gerador, em relação a potência ativa fornecida pelo gerador para suprir as cargas.

Tabela 14 - Comparativo entre potência mecânica e potência ativa

Unidade Geradora	Potência Mecânica	Potência Ativa
MCH 01	0,482 pu	0,437 pu
MCH 02	0,482 pu	0,441 pu
MCH 03	0,482 pu	0,437 pu

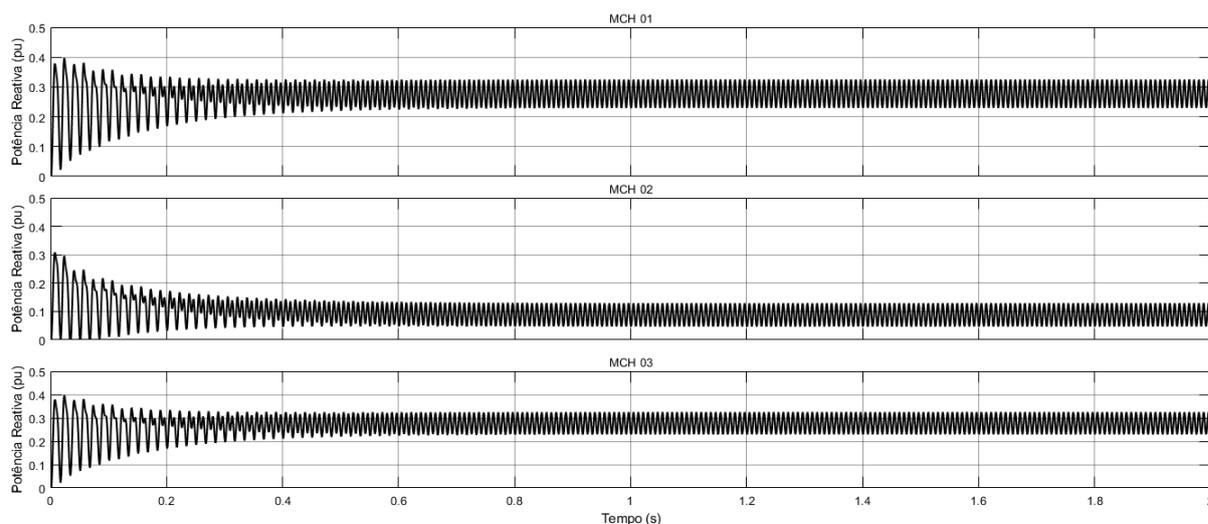
Fonte: Autoria Própria, 2020

Para uma injeção de potência ativa de 0,44 pu e ao aplicar esse valor na equação 33, obtêm-se uma frequência de 60,06 Hz. Comparando com o valor de frequência efetivamente medida em regime permanente no sistema que é de 60,02 Hz, a diferença relativa observada é de 0,07%.

6.1.2 Potência reativa e tensão

A potência reativa gerada pelas GDs é mostrada através da Figura 61.

Figura 61 - Potência reativa gerada pelas MCHs



Fonte: Autoria Própria, 2020

O comportamento oscilatório da potência reativa é semelhante ao da potência ativa, tomando um tempo de aproximadamente 1s para atingir o valor de regime permanente. A divisão igualitária de potência reativa é afetada pela a assimetria da topologia da microrrede. As MCHs mais próximas as barras de cargas, irão injetar maior potência reativa em relação a MCH 02.

É visto que cada carga possui um valor nominal de 0,327 pu de potência reativa, o que corresponde ao valor real de 6,54 kVAR. A potência reativa total demandada pelas cargas é de 13,08 kVAR, devendo assim cada MCH fornecer 4,36 kVAR, o que representa 0,218 pu, quando idealizada uma divisão igualitária de potência entre as unidades geradoras.

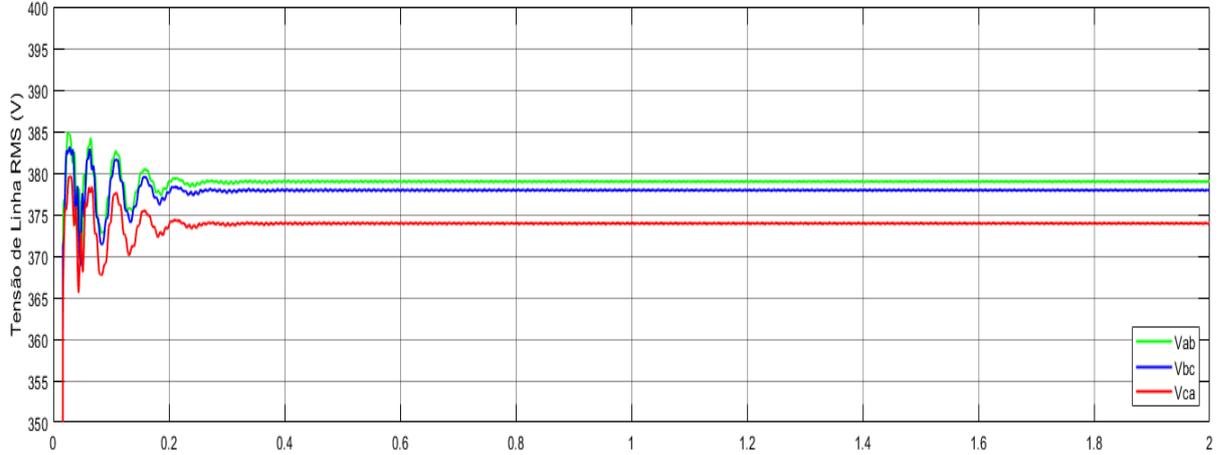
A Figura 61 mostra que as oscilações nas curvas, sendo o valor médio dentro dessa faixa a potência reativa medida nas barras de geração e, assim, nos terminais da MCH 01 e MCH 03 foi obtido um valor de 0,277 pu aproximadamente, equivalendo esse número a 5,54 kVAR de potência reativa. Enquanto na MCH 02, mediu-se 0,088 pu aproximadamente de potência reativa, que representa em valor real a 1,75 kVAR.

A potência total fornecida que é dada pela soma das contribuições das MCHs, sendo este valor de aproximadamente 12,83 kVAR. Esse número está próximo aos 13,08 kVAR nominais de potência reativa demandado pelas cargas conectadas à microrrede.

As tensões no sistema são analisadas de forma que sejam verificadas sua relação com a potência reativa para cargas desequilibradas, seguindo as características do controle *droop* Q-V empregado. A Figura 62 mostra as curvas das tensões de linha para a MCH 01 e MCH 03,

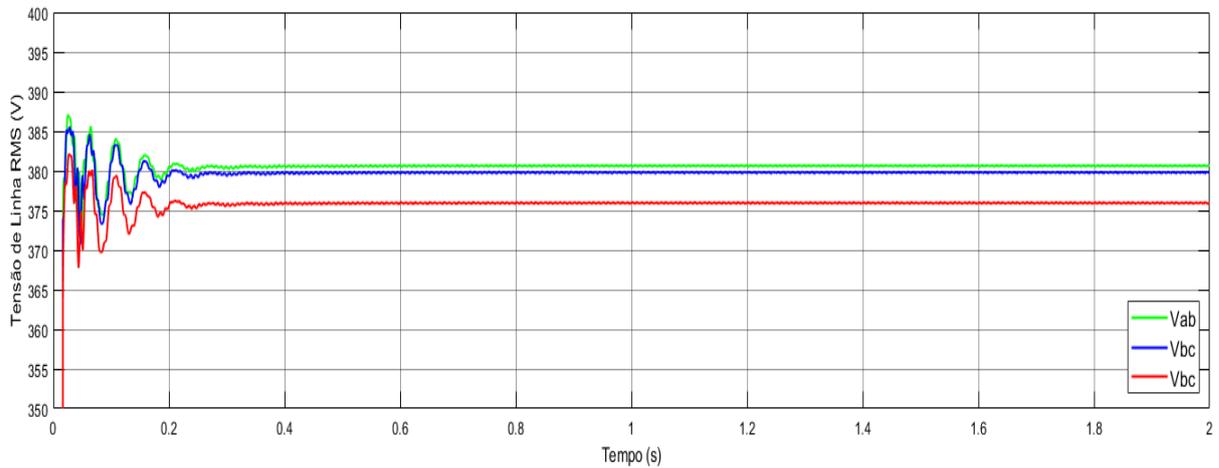
pois apresentam os mesmos valores. Já a Figura 63 mostra as curvas das tensões de linha medido na barra B2 em que está conectada a MCH 02.

Figura 62 - Tensões de linha na MCH 01 e MCH 03



Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 63 - Tensões de Linha na MCH 02



Fonte: Autoria Própria, 2020

Ao observar as curvas das tensões de linha, é visto um período transitório que dura cerca de 0,4s até estabilizar no valor de regime permanente, sofrendo pequenas oscilações em torno desse valor. Os dados para as tensões de linha em seus valores RMS medido nas barras das MCHs podem ser observados através da Tabela 15.

Tabela 15 - Valores RMS das tensões de linha nas MCHs para o Caso 01

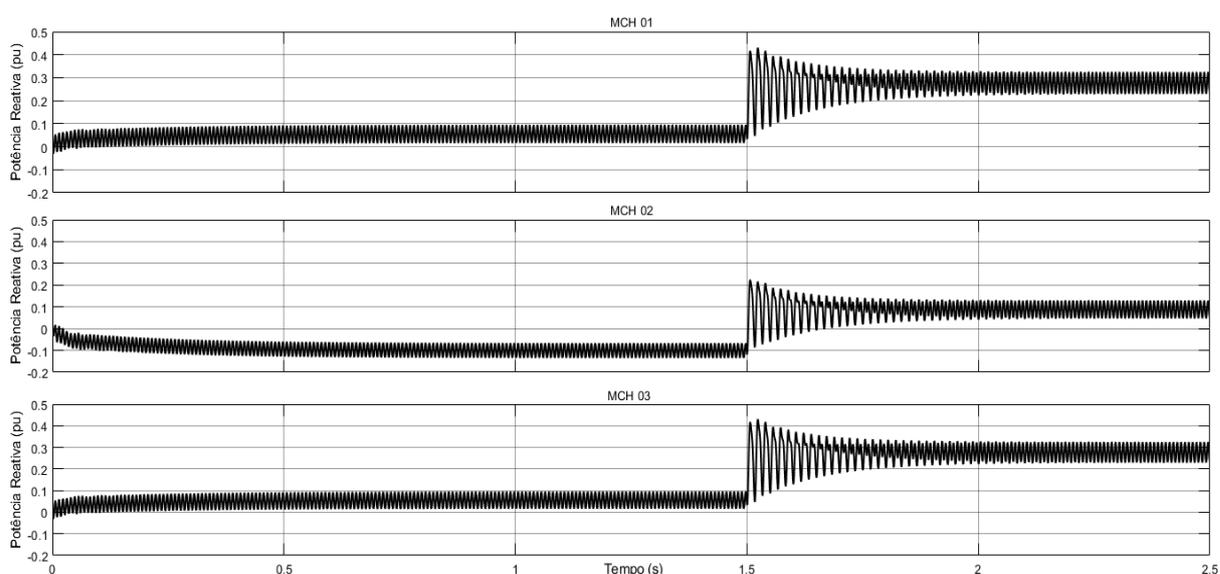
Tensões de Linha	Unidade Geradora		
	MCH 01	MCH 02	MCH 03
V_{ab}	379,0 V	380,6 V	379,0 V
V_{bc}	377,9 V	379,8 V	377,9 V
V_{ca}	373,9 V	375,9 V	373,9 V

Fonte: Autoria Própria, 2020

Sabe-se que a potência ativa presente nas cargas causam queda de tensão nos barramentos e conseqüentemente afetam o funcionamento do controle *droop* Q-V. Para melhor verificar a atuação desse controle deve ser realizada uma análise mais detalhada. Portanto, simulou-se outro cenário em que inicialmente a carga é composta somente por potência ativa desequilibrada conectadas às barras B4 e B6, com distribuição conforme mostrada na Tabela 10, presente no Capítulo 5. Após decorridos 1,5s de simulação, foram introduzidas nas barras B4 e B6 cargas com potência reativa desequilibrada com valor individual de 6,54 kVAR. Essa transição tem o objetivo de verificar se o controle *droop* Q-V promove a queda proporcional na tensão quando inserido uma potência reativa na microrrede, conforme as características desse tipo de controle.

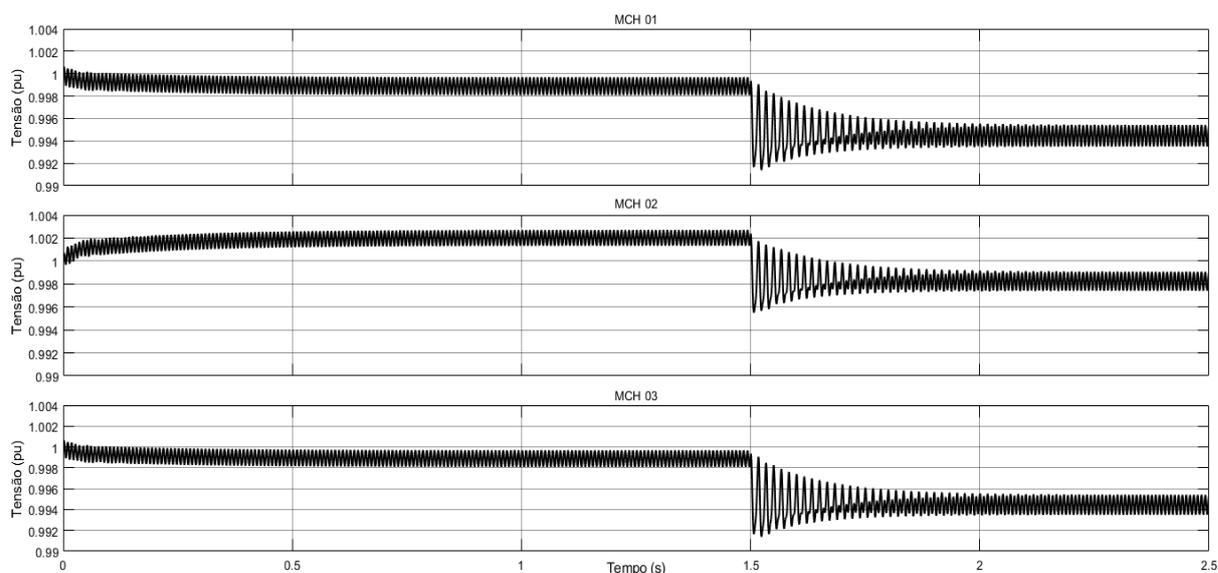
Para isso, analisa-se as curvas de potência reativa injetadas pelas MCHs durante essa transição, mostradas através da Figura 64 e as curvas de tensão na saída do controle *droop*, mostradas na Figura 65, que servem como tensão de referência para a excitatriz.

Figura 64 - Potência reativa nas MCHs para efeito da inserção de carga reativa



Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 65 - Tensões na saída dos controles *droop* Q-V das MCHs



Fonte: Autoria Própria, 2020

No primeiro período, onde a microrrede só possui cargas com potência ativa, é possível já observar a ação do controle *droop* para regular as tensões nas barras. Como há uma queda de tensão devido ao carregamento de potência ativa, uma pequena parcela de potência reativa é injetada em resposta a essa queda de tensão. Nesse trabalho, convencionou-se o sinal positivo (+) como indicador de fornecimento de potência reativa e o sinal negativo (-) quando a potência reativa está sendo consumida. A Figura 64 mostra que a MCH 01 e MCH 03 injetam individualmente 0,055 pu de potência reativa indutiva, que é consumido pela barra em que está conectado a MCH 02, que apresenta -0,1012 pu de potência reativa, mantendo próximo a zero o fluxo de potência reativa líquido na microrrede. Durante esse momento, é possível observar através da Figura 65 o sinal na saída do controle *droop* Q-V da MCH 01 e MCH 03 em que a tensão média assume o valor de 0,9989 pu, correspondendo a 379,58 V, enquanto na MCH 02 apresenta o valor de 1,002 pu, sendo equivalente a 380,76 V.

Após decorridos 1,5s de simulação, são inseridas duas cargas com potência puramente reativa de valor nominal igual a 0,327 pu. Nesse momento é possível observar o incremento de potência reativa em cada MCH, mostrado através da Figura 64. Para suprir a demanda da carga inserida, a MCH 01 e MCH 03 fornecem 0,221 pu cada, enquanto a MCH 02 injeta 0,189 pu de potência reativa indutiva. Esses valores correspondem ao que é efetivamente injetado por cada unidade geradora para alimentar a demanda da carga, mostrando valores próximos para a distribuição de potência reativa entre os geradores, sendo esse compartilhamento afetado pela topologia da microrrede.

A Tabela 16 mostra em resumo os dados de potência reativa registrados em cada MCH durante os dois períodos de simulação.

Tabela 16 - Potência Reativa nas MCHs antes e depois da carga reativa para o Caso 01

Unidade Geradora	Potência Reativa (0-1,5s)	Potência Reativa (1,5-2,5s)	Varição de Potência Reativa
MCH 01	0,055 pu	0,277 pu	0,221 pu
MCH 02	-0,1012 pu	0,088 pu	0,189 pu
MCH 03	0,055 pu	0,277 pu	0,221 pu

Fonte: Autoria Própria, 2020

Pela Figura 65 é possível perceber a queda correspondente na tensão de referência que o *droop* Q-V gera para a excitatriz. Para os valores de potência reativa injetados pela MCH 01 e MCH 03, observou-se que o nível de tensão atingido é de 0,9945 pu, já na MCH 02 o nível de tensão passou para 0,9982 pu. Aplicando os valores de potência reativa final na equação característica do controle *droop*, é possível ver que o nível de tensão de saída do controle está de acordo com o esperado.

Em termos de valores das grandezas reais, e utilizando 380 V como o valor de base, a tensão média de referência de *droop* na MCH 01 e MCH 03 é de 377,91 V, e já na MCH 02 esse valor é de 379,32 V. Considerando que o coeficiente do controle *droop* Q-V está ajustado em 2%, e que foram medidos nos terminais da MCH 01 e MCH 03 uma potência reativa de 0,277 pu, então o valor da queda de tensão prevista devido a atuação do controle em relação ao valor nominal de tensão nessas unidades é de 2,1 V. Já como a MCH 02 fornece 0,088 pu de potência reativa, a queda de tensão prevista para essa GD é de aproximadamente 0,67 V. Assim, mostra-se que o valor deduzido de tensão em relação ao valor nominal, devido a atuação do controle a partir dos valores de potência reativa medidos nas barras das MCHs, está de acordo com sua característica de funcionamento.

Uma vez que essas tensões são os sinais de entrada para a excitatriz, há uma previsão de queda de tensão intrínseca ao gerador síncrono. Esse fenômeno é evidenciado pela divergência entre os valores das tensões de linha obtidos nos terminais das máquinas, mostrados na Tabela 15, e os valores de saída do controle *droop* Q-V.

Analisando em termos de tensão de linha média efetivamente medida nas barras em que estão conectadas a MCH 01 e MCH 03, obtêm-se 376,93 V. Na MCH 02 o valor médio de tensão terminal é de 378,77 V. As diferenças em termos percentuais entre as tensões médias

registradas na saída do controle *droop* Q-V e as tensões médias terminais das MCHs correspondem a 0,26% na MCH 01 e MCH 03, e a 0,14% na MCH 02.

A Tabela 17 resume os valores médios das tensões de saída do controle *droop* Q-V e as tensões médias nos terminais das MCHs, com a respectiva diferença percentual entre elas.

Tabela 17 – Comparativo dos valores de tensão média de referência do *droop* e tensão terminal

Unidade Geradora	Tensão de Referência do droop Q-V	Tensão Terminal média	Diferença de Tensão
MCH 01	377,91 V	376,93 V	0,26%
MCH 02	379,32 V	378,77 V	0,14%
MCH 03	377,91 V	376,93 V	0,26%

Fonte: Autoria Própria, 2020

Utilizando os dados das tensões mostrados na Tabela 15 e Tabela 17, é possível calcular o fator de desequilíbrio de tensão *FD*, de acordo com as equações 38 e 40 mostradas no Capítulo 5, sendo seus valores exibidos na Tabela 18.

Tabela 18 - Fatores de desequilíbrios de tensão para as MCHs para o Caso 01

Unidade Geradora	Método	
	ANEEL (2017)	NEMA (2011)
MCH 01	0,81%	0,80%
MCH 02	0,76%	0,76%
MCH 03	0,81%	0,80%

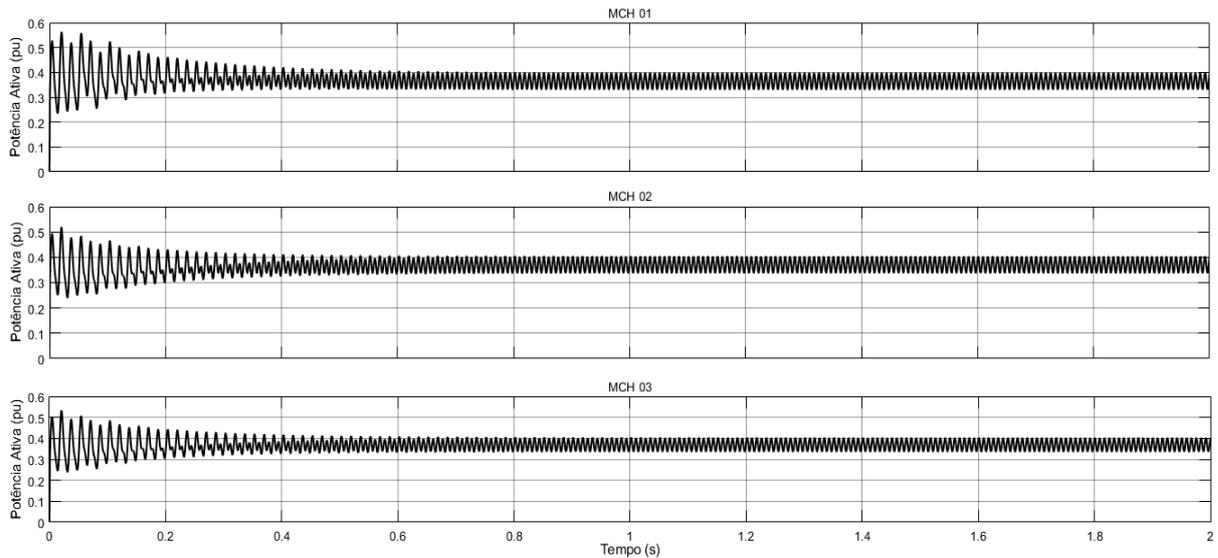
Fonte: Autoria Própria, 2020

6.2 RESULTADOS CASO 02: CARGAS DESEQUILIBRADAS COM DIFERENTES POTÊNCIAS TRIFÁSICAS NAS BARRAS B4 4 B6

6.2.1 Potência ativa e frequência

Nesse caso simulado, as cargas possuem carregamentos diferentes de potência ativa e reativa trifásica e conseqüentemente possuem diferente distribuição entre as fases. A Figura 66 mostra a potência ativa gerada pelas MCHs.

Figura 66 - Potência ativa gerada pelas MCHs



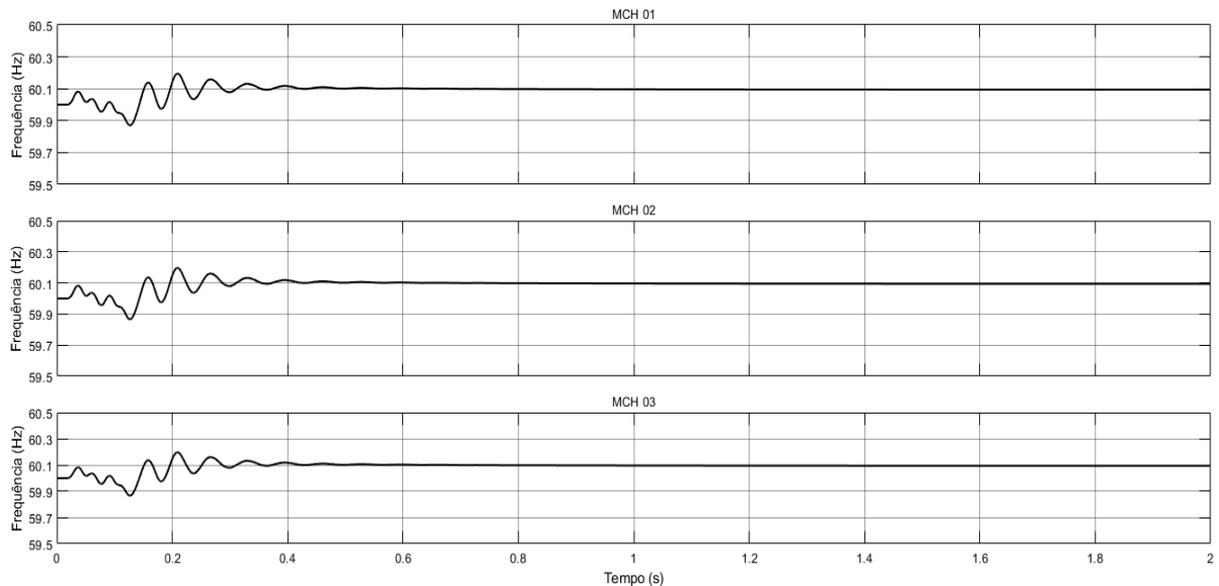
Fonte: Autoria Própria, 2020

Percebe-se através da Figura 66 o comportamento oscilatório semelhante em todas as unidades geradoras, porém o período transitório agora é de aproximadamente 1s, quando observado o tempo necessário para se atingir o valor médio final da simulação, sendo superior ao constatado no Caso 01. Uma das vantagens do controle *droop* P-f é o compartilhamento de potência ativa de forma igualitária entre as GDs conectadas em paralelo ao sistema. Para encontrar o montante teórico que cada MCH deve fornecer, deve-se somar a potência ativa demandada por cada carga e dividir pela quantidade de unidades geradoras disponíveis no sistema. Para esse cenário, como a potência ativa somada das cargas resulta em 22,5 kW, cada MCH deve ser capaz de injetar 7,5 kW, correspondendo a 0,375 pu.

Os valores médios de potência ativa registrados que são injetados por cada MCH mostram uma pequena diferença no compartilhamento igualitário esperado, devido a característica da topologia do sistema por possuir linhas de distribuição predominantemente resistivas. A potência ativa fornecida pela MCH 01 para atender a demanda da carga é de 0,3645 pu, o que representa em grandeza real 7,29 kW, tendo como valor de base 20 kVA. A potência ativa inserida na microrrede pela MCH 02 é 0,3704 pu, e em termos de grandezas reais equivale a aproximadamente 7,41 kW. Já na MCH 03 são injetados na microrrede uma potência ativa igual a 0,3692 pu, que representa 7,38 kW, aproximadamente. Ao total, são inseridos na microrrede pelas MCHs 22,08 kW de potência ativa, número que se aproxima ao valor teórico demandando pelas cargas de 22,5 kW.

Apesar da pequena diferença na distribuição de potência ativa entre as unidades geradoras, não há alteração na frequência unificada de operação do sistema. A Figura 67 mostra as curvas referentes às frequências de operação medidas em cada MCH.

Figura 67 - Frequência de operação da microrrede para o Caso 02



Fonte: Autoria Própria, 2020

A partir da Figura 67, pode ser visto uma oscilação no período transitório que varia na faixa que compreende o máximo atingido de 60,20 Hz e o mínimo de 59,87 Hz. O valor registrado em regime permanente para a frequência da microrrede é de 60,09 Hz.

Idealizando uma divisão igualitária de potência ativa entre as GDs, o montante de potência ativa que cada MCH deve injetar possui valor teórico de 0,375 pu e como cada unidade geradora está ajustada com coeficiente do controle *droop* P-f em 1,65%, a frequência de operação teórica é de aproximadamente 60,12 Hz. Para o caso em questão, em média cada MCH contribui com 0,37 pu de potência ativa e por isso o valor de frequência previsto para esse valor registrado é de 60,13 Hz. O valor efetivamente medido é de 60,09 Hz e isso se dá, como mencionado anteriormente, pela modelagem do controle *droop* P-f ser realizada diretamente na potência mecânica entregue ao gerador.

A Tabela 19 mostra em resumo, as potências mecânicas e potências ativas em cada MCH para o Caso 02.

Tabela 19 - Comparativo entre potência mecânica e potência ativa

Unidade Geradora	Potência Mecânica	Potência Ativa
MCH 01	0,4093 pu	0,3645 pu
MCH 02	0,4093 pu	0,3704 pu
MCH 03	0,4093 pu	0,3692 pu

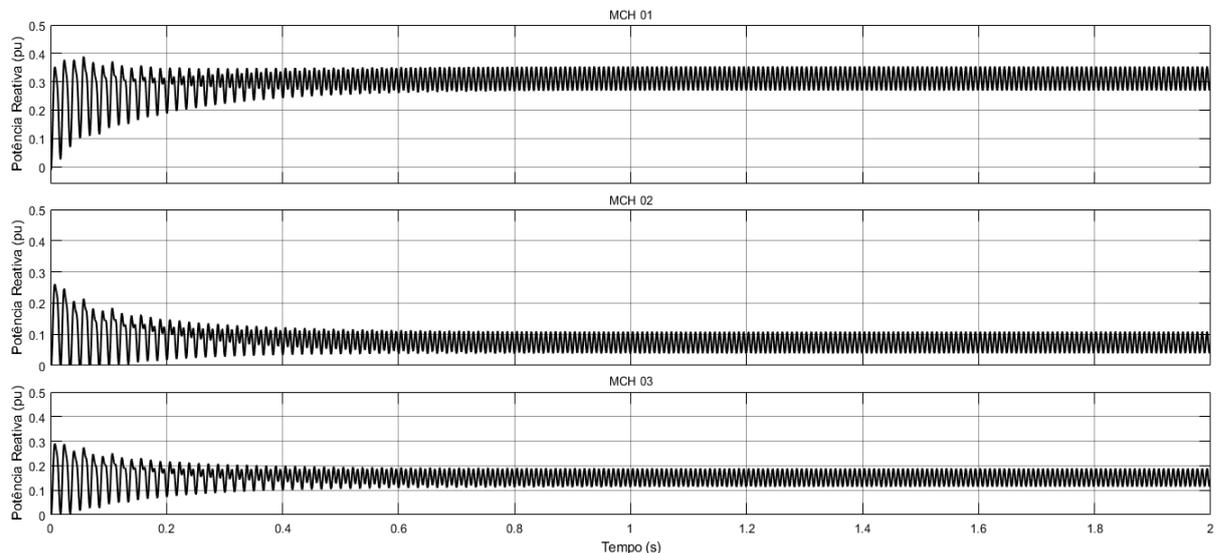
Fonte: Autoria Própria, 2020

Aplicando os valores das potências mecânicas e potências ativas na equação 33, que representa o controle *droop* P-f, verifica-se que a diferença relativa entre a frequência que seria obtida a partir da potência ativa medida (60,13 Hz) e a frequência efetivamente registrada (60,09 Hz), é em termos percentuais de aproximadamente 0,07%.

6.2.2 Potência reativa e tensão

Com relação a potência reativa gerada pelas MCHs, a Figura 68 mostra as curvas de potência na barra de cada unidade geradora.

Figura 68 - Potência Reativa fornecida pelas MCHs



Fonte: Autoria Própria, 2020

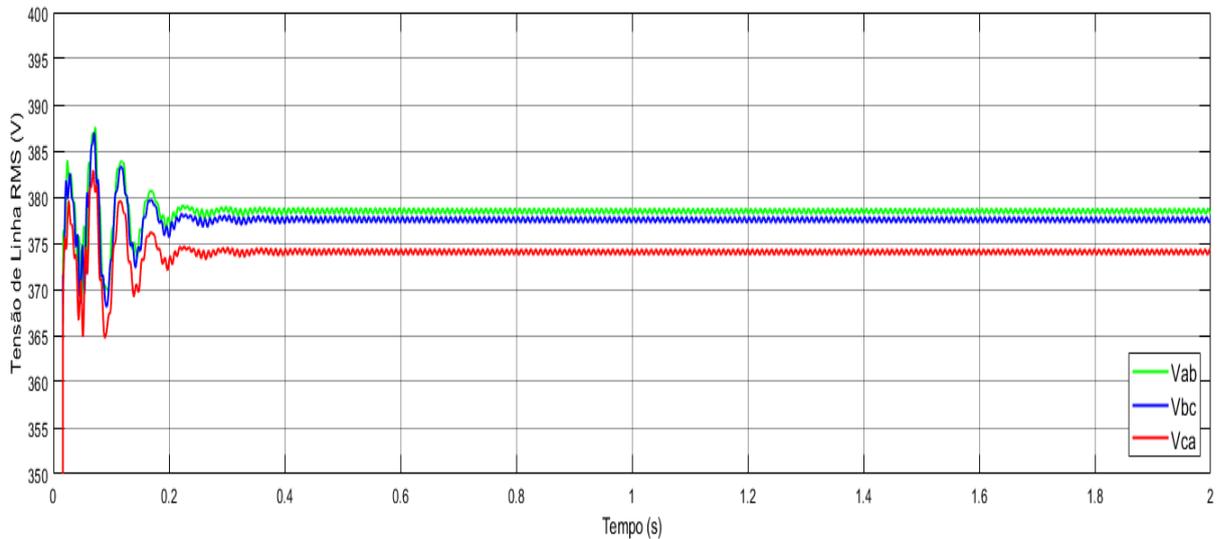
Analisando a Figura 68, é possível perceber os diferentes níveis de potência reativa fornecida por cada MCH. O gráfico relativo à MCH 01 mostra uma oscilação dentro de uma faixa fixa, sendo a injeção média de potência reativa aproximadamente 0,3107 pu, o que representa 6,2 kVAR em grandeza real. Nos terminais da MCH 02 é registrado um valor médio de potência reativa de 0,0736 pu. Quando transformado em grandeza real, esse número

representa um fornecimento de potência reativa aproximado de 1,47 kVAR. Já a unidade geradora MCH 03, possui um fornecimento médio de potência reativa de aproximadamente 0,1514 pu. Esse número representa uma geração de 3,03 kVAR por parte da MCH 03.

De maneira geral, a soma das potências reativas geradas pelas MCHs totaliza aproximadamente 10,7 kVAR, que são fornecidos a microrrede. Esse número se aproxima do valor nominal de potência reativa da carga que é de 10,89 kVAR.

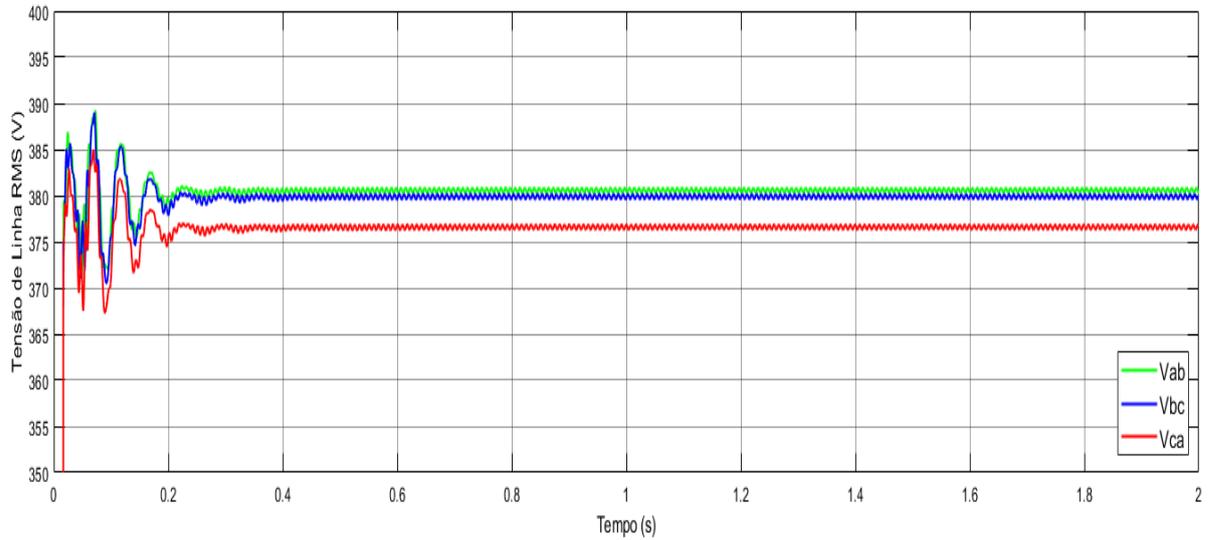
As tensões de linha nas barras de geração são diferentes, de acordo com a potência reativa injetada por cada unidade geradora, seguindo as características do controle *droop* Q-V. As Figuras 69, 70 e 71 mostram as curvas das tensões de linha medida nos terminais da MCH 01, MCH 02 e MCH 03, respectivamente.

Figura 69 - Tensões de linha na MCH 01 para o Caso 02



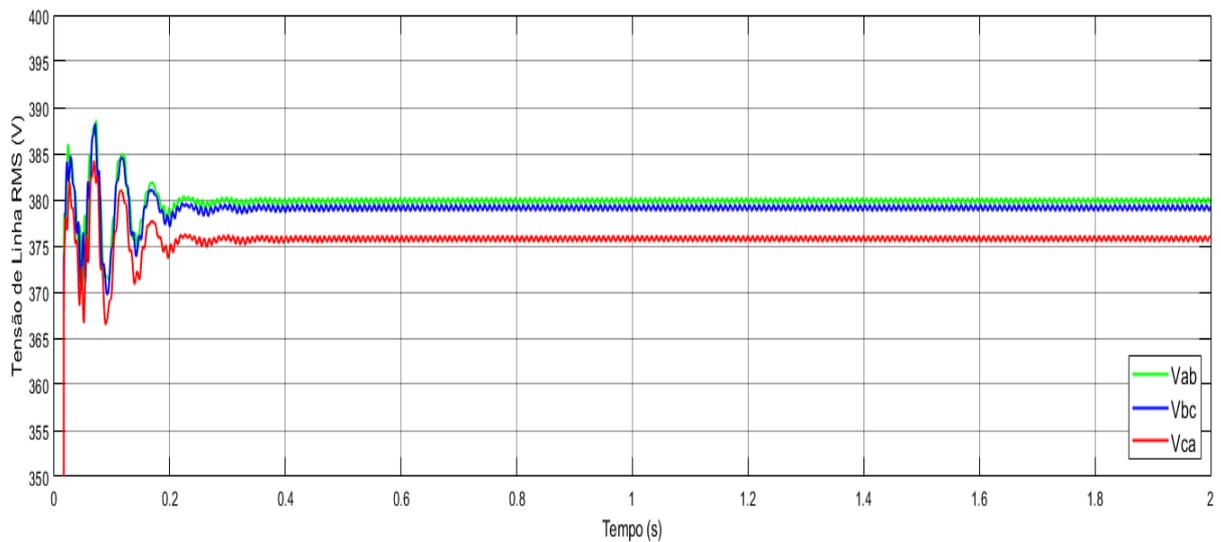
Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 70 - Tensões de linha na MCH 02 para o Caso 02



Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 71 - Tensões de linha na MCH 03 para o Caso 02



Fonte: Autoria Própria, 2020

Observando as Figuras 69, 70 e 71, é possível perceber comportamento semelhante, em que o período transitório dura aproximadamente 0,4s e após esse tempo a curva de tensão oscila próximo ao valor de regime permanente. A Tabela 20 mostra os valores das tensões de linha nas barras de geração.

Tabela 20 – Valores das tensões de linhas nas MCHs

Tensões de Linha	Unidade Geradora		
	MCH 01	MCH 02	MCH 03
V_{ab}	378,5 V	380,6 V	379,9 V
V_{bc}	377,5 V	379,9 V	379,1 V
V_{ca}	374,0 V	376,6 V	375,8 V

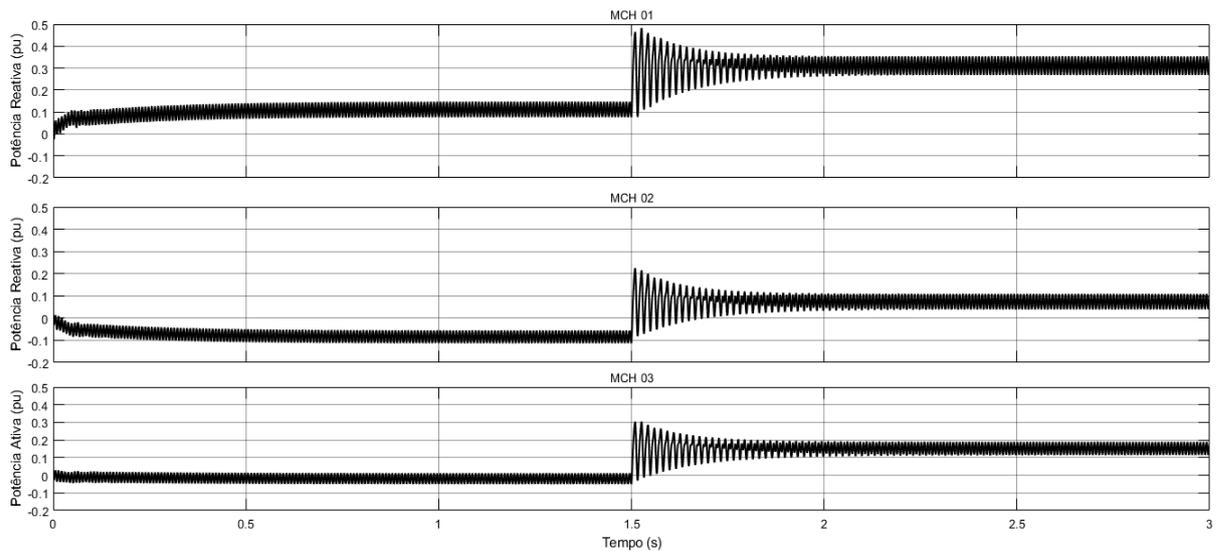
Fonte: Autoria Própria, 2020

Uma das premissas do controle *droop* Q-V é o compartilhamento igualitário da potência reativa demandada pela carga entre as diversas unidades geradoras. Porém, no caso em questão isso não é observado devido a sensibilidade da tensão em relação aos carregamentos de potência ativa. Apesar de não ser uma variável diretamente ligada ao controle, a potência ativa causa interferência ao gerar diferentes quedas de tensão nos grupos de cargas devido aos diferentes carregamentos, afetando assim a apropriada distribuição de potência reativa. A topologia da microrrede também contribui para que isso ocorra, já que as barras de cargas e barras de geração não estão interligadas a um barramento único.

Assim, como a Carga 01 possui a maior potência, a consequência para tal fato é a presença de uma maior queda de tensão associada, fazendo com que a MCH 01 esteja habilitada a injetar maior quantidade de potência reativa, operando de acordo com o funcionamento do controle *droop* Q-V, por se localizar mais próxima a esse barramento. De modo contrário, a Carga 02 detém o menor carregamento de potência e por esse motivo ocorre uma menor queda de tensão em seu barramento, acarretando em uma menor parcela de contribuição de potência reativa fornecida pela MCH 03, que é a unidade geradora localizada mais próxima a esse barramento.

Para mostrar as diferenças no fornecimento de potência reativa de forma mais detalhada, assim como no Caso 01, analisa-se um cenário alternativo em que as cargas inicialmente são compostas somente por potência ativa. Passados 1,5s de simulação, são introduzidas cargas que possuem apenas potência reativa com valores totais e distribuição semelhantes aos mostrados na Tabela 11. A Figura 72 mostra a potência reativa para as MCHs nesses dois instantes, em uma simulação com duração de 3s.

Figura 72 - Potência Reativa nas MCHs para efeito da inserção de carga reativa no Caso 02



Fonte: Autoria Própria, 2020

Analisando a Figura 72, percebe-se um acréscimo na potência reativa em todas as MCHs pela inserção da carga quando o tempo de simulação atinge 1,5s. Quando estão conectadas na microrrede as cargas que possuem apenas potência ativa, observa-se o efeito causado pelo controle *droop* Q-V devido a relação entre tensão e potência ativa, mesmo que indiretamente. A Tabela 21 mostra os valores medidos de potência reativa nos períodos antes e após a inserção da carga com potência reativa.

Tabela 21 - Potência Reativa nas MCHs antes e depois da carga reativa

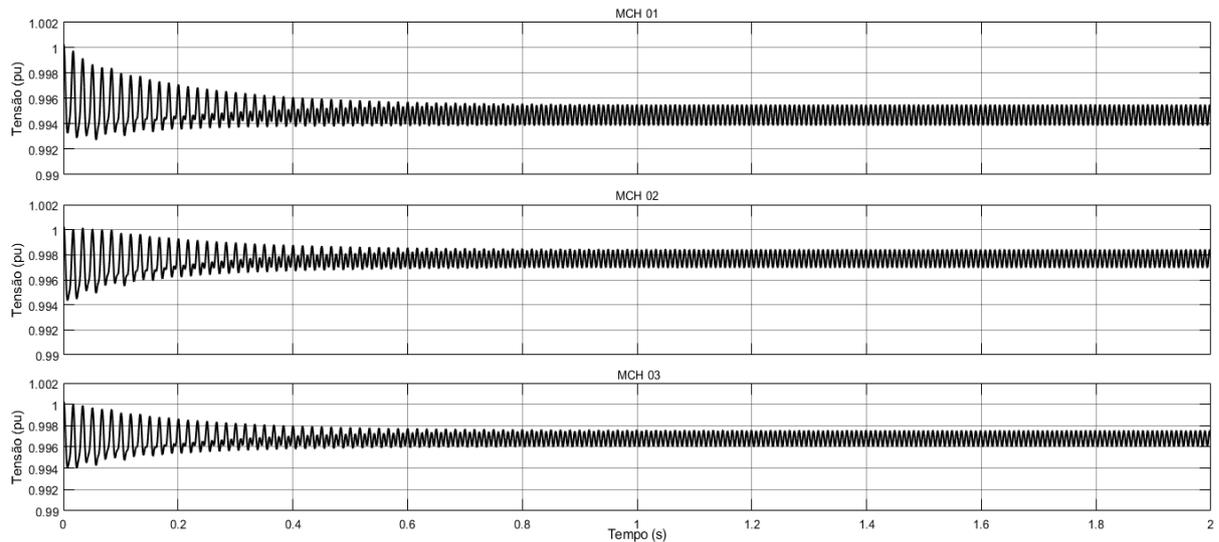
Unidade Geradora	Potência Reativa (0-1,5s)	Potência Reativa (1,5s-3s)	Variação de Potência Reativa
MCH 01	0,111 pu	0,3107 pu	0,199 pu
MCH 02	-0,085 pu	0,0736 pu	0,158 pu
MCH 03	-0,019 pu	0,1514 pu	0,171 pu

Fonte: Autoria Própria, 2020

Os dados apresentados na Tabela 21 mostram os valores de potência reativa obtidos nos dois intervalos na simulação. A potência total trifásica conectada a microrrede é 10,89 kVAR, devendo cada MCH contribuir com 3,63 kVAR, equivalente a 0,181 pu, quando assumida uma divisão igualitária de potência reativa. Avaliando os números relativos a variação da potência reativa, que refletem o valor efetivamente produzido pelas MCHs para suprir a demanda da carga, percebe-se que os valores se aproximam do esperado, havendo divergência devido as diferentes quedas de tensão ao longo da rede.

Novamente, ao analisar o sinal da tensão de referência que é inserida na excitatriz proveniente do controle *droop*, verifica-se que a relação potência reativa e tensão está de acordo com a equação característica do controle. A Figura 73 mostra o sinal da tensão de referência, com os valores dados em pu, na saída dos controladores de cada MCH.

Figura 73 - Tensão do *droop* Q-V nas MCHs



Fonte: Autoria Própria, 2020

A Figura 73 mostra que o nível da tensão média de saída do controle *droop* Q-V na MCH 01 é de 0,9938 pu, o que representa em grandeza real 377,64 V. Como essa unidade geradora está ajustada com coeficiente de *droop* Q-V de 2% e fornece potência reativa média de 0,3107 pu, a queda de tensão esperada respeitando as características do *droop* Q-V para esse nível de potência é de 2,36 V, quando aplicado esses valores a equação que rege esse controle. O valor da queda de tensão é exatamente a diferença entre a tensão nominal do sistema e o valor da tensão média obtida na saída do controlador.

O mesmo ocorre nos demais geradores, já que estão ajustados com mesmos parâmetros. Na MCH 02 a tensão média de saída do controle é de 0,9985 pu, que equivale a 379,43 V. Como é medido no barramento dessa unidade 0,0736 pu de potência a reativa, a queda de tensão devido ao *droop* é de 0,56 V. Já na MCH 03, a tensão média de referência obtida é de 0,9970 pu, equivalendo em termos de grandeza real a 378,86 V. O valor de potência reativa medido na MCH 03 é 0,1514 pu, acarretando em uma queda de tensão 1,15 V.

Assim como explicado no Caso 01, há diferenças entre a tensão referência do controle *droop* Q-V e a tensão terminal, devido às quedas de tensão internas na máquina síncrona. A partir dos dados da Tabela 20 é possível calcular os valores médios para as tensões de linha

terminal e verificando sua diferença percentual com relação às tensões medidas na saída do controle *droop* Q-V. Esses dados estão resumidos na Tabela 22.

Tabela 22 - Comparativo dos valores de tensão média de referência do *droop* e tensão terminal para o Caso 02

Unidade Geradora	Tensão de Referência do <i>droop</i> Q-V	Tensão Terminal média	Diferença de Tensão
MCH 01	377,64 V	376,67 V	0,26 %
MCH 02	379,43 V	379,03 V	0,10%
MCH 03	378,86 V	378,27 V	0,15%

Fonte: Aatoria Própria, 2020

Utilizando as tensões de linha dos terminais das MCHs mostradas nas Tabelas 20 e 22, calcula-se o fator de desequilíbrio de tensão com base nos métodos de ANEEL (2017) e NEMA (2011). Os resultados para cada MCH são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 - Fatores de desequilíbrios de tensão para as MCHs para o Caso 02

Unidade Geradora	Método	
	ANEEL (2017)	NEMA (2011)
MCH 01	0,72%	0,71%
MCH 02	0,65%	0,64%
MCH 03	0,66%	0,65%

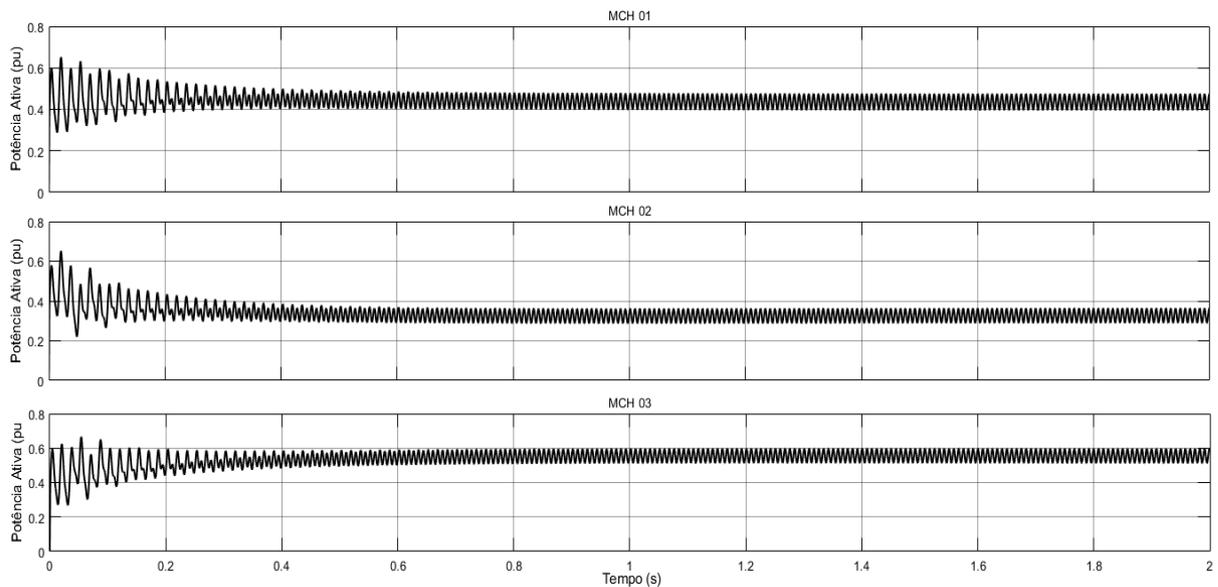
Fonte: Aatoria Própria, 2020

6.3 RESULTADOS CASO 03: DGs COM DIFERENTES COEFICIENTES NO CONTROLE *DROOP* P-F

6.3.1 Potência ativa e frequência

Para esse caso, as MCHs possuem diferentes ajustes no coeficiente do controle *droop* P-f, acarretando uma distribuição proporcional de potência ativa. A Figura 74 mostra as curvas de potência ativa nas MCHs.

Figura 74 - Potência ativa nas MCHs para o Caso 03



Fonte: Autoria Própria, 2020

Ao observar a Figura 74, percebe-se os diferentes níveis de potência ativa fornecidos pelas MCHs.

A MCH 01 está ajustada com coeficiente *droop* P-f em 1,25%, valor intermediário entre as unidades, e por isso registra um valor de potência ativa intermediário. O montante de potência reativa fornecido é por essa MCH é de aproximadamente 0,435 pu, equivalendo em grandeza real a 8,7 kW.

O coeficiente da MCH 02 foi ajustado em 1,65%, maior valor dentre as MCHs e portanto, essa unidade deve fornecer a menor quantidade de potência ativa para que o sistema trabalhe em uma única frequência. Com isso, o valor registrado de fornecimento de potência dessa MCH foi de aproximadamente 0,326 pu e esse número equivale em grandeza real a 6,53 kW.

Já na MCH 03, que possui o menor valor de coeficiente *droop* sendo este ajustando em 1%, a potência ativa fornecida é a maior registrada quando comparando todas as unidades conectadas. A MCH 03 injetou aproximadamente 0,555 pu de potência ativa, representando 11,09 kW em valores reais.

A característica de compartilhamento proporcional pode ser analisada quando comparadas as MCHs em pares ao se verificar a razão entre seus coeficientes e a razão entre as potências ativas geradas. A Tabela 24 mostra esse comparativo.

Tabela 24 - Verificação da distribuição proporcional de potência ativa

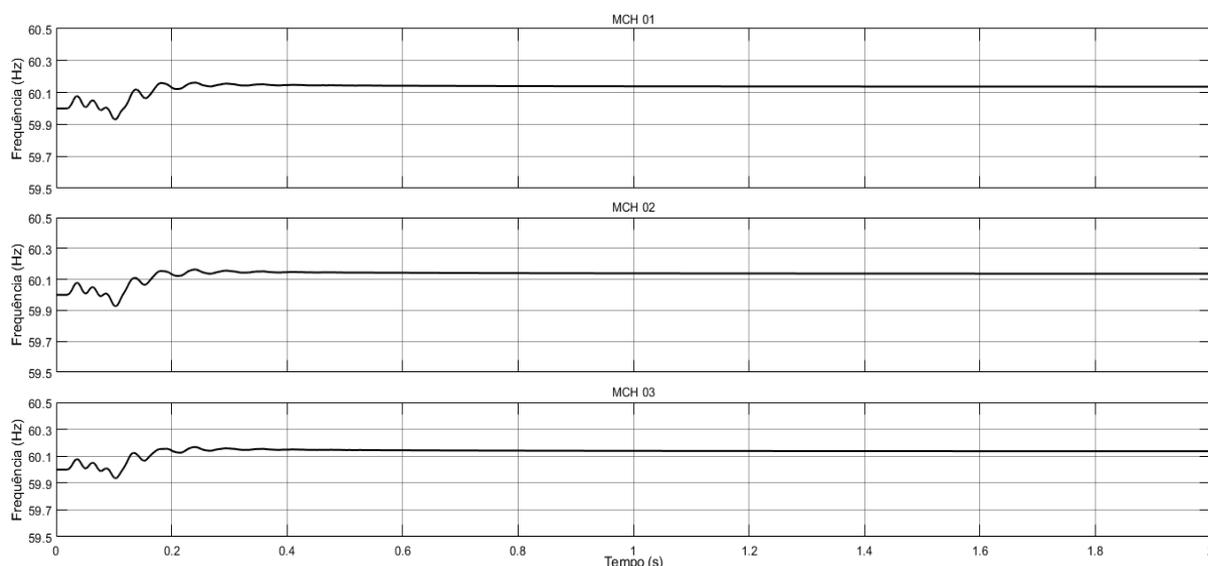
Comparação	Razão entre Coeficientes	Razão entre Potências
MCH 01-MCH 02	1,32	1,33
MCH 02-MCH 03	1,65	1,70
MCH 01-MCH03	1,25	1,27

Fonte: Autoria Própria, 2020

A análise de proporcionalidade da Tabela 24 realizada a partir dos valores de potências ativas, apresenta valores próximos aos ideais. Devido às diferentes perdas internas causadas pelas diferentes potências fornecidas, a proporcionalidade é prejudicada. Realizando essa análise com base nas potências mecânicas entregues aos geradores, observa-se uma igualdade entre as razões.

A frequência única de operação do sistema pode ser observada através das curvas de cada MCH, a partir de medições realizadas localmente, mostradas na Figura 75.

Figura 75 - Frequência de operação da microrrede para o Caso 03



Fonte: Autoria Própria, 2020

A Figura 75 mostra uma estabilização da frequência após um período transitório de aproximadamente 0,5s, em que o valor máximo registrado foi de 60,16 Hz e o valor mínimo medido é de 59,93 Hz. A frequência em regime permanente em que opera a microrrede é 60,14 Hz, valor registrado em todas as unidades geradoras.

Para obter o valor da frequência única em que opera todas as MCHs, deve-se aplicar o valor das potências mecânicas geradas pelas turbinas hidráulicas nas equações 41, 42 e 43. A Tabela 25 apresenta os valores das potências mecânicas e das potências ativas das MCHs.

Tabela 25 - Valores esperados e medidos de potência ativa nas MCHs

Unidade Geradora	Potência Mecânica	Potência Ativa
MCH 01	0,4808 pu	0,435 pu
MCH 02	0,364 pu	0,326 pu
MCH 03	0,6029 pu	0,555 pu

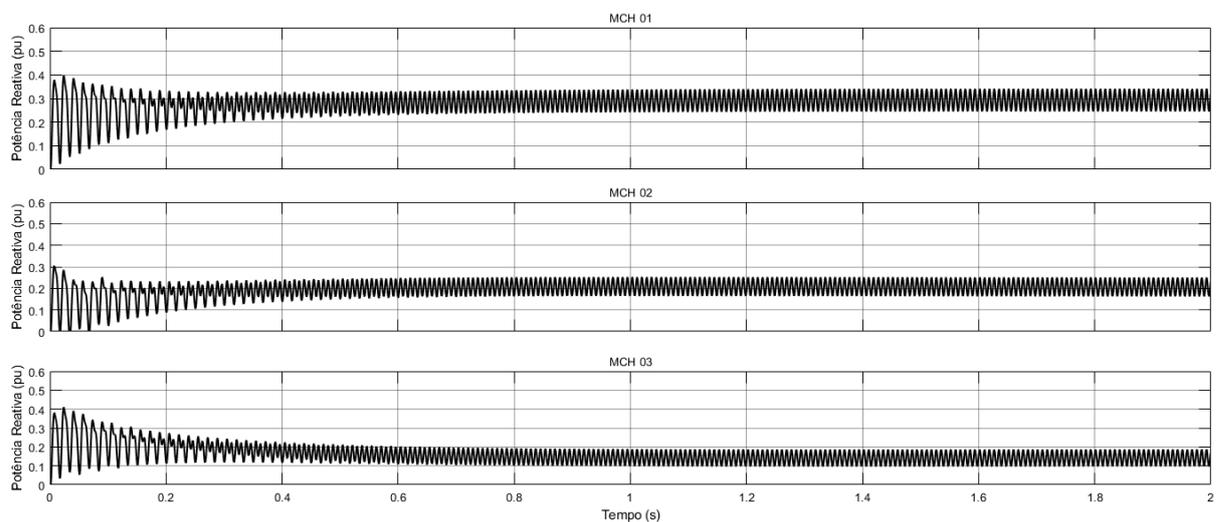
Fonte: Autoria Própria, 2020

Em sua totalidade, as cargas demandam juntas 27 kW de potência ativa em valor nominal, sendo a soma das contribuições das MCHs de 26,33 kW.

6.3.2 Potência reativa e tensão

Os gráficos das potências reativas medidas nas barras de geração podem ser vistos na Figura 76.

Figura 76 - Potência reativa fornecida pelas MCHs para o Caso 03



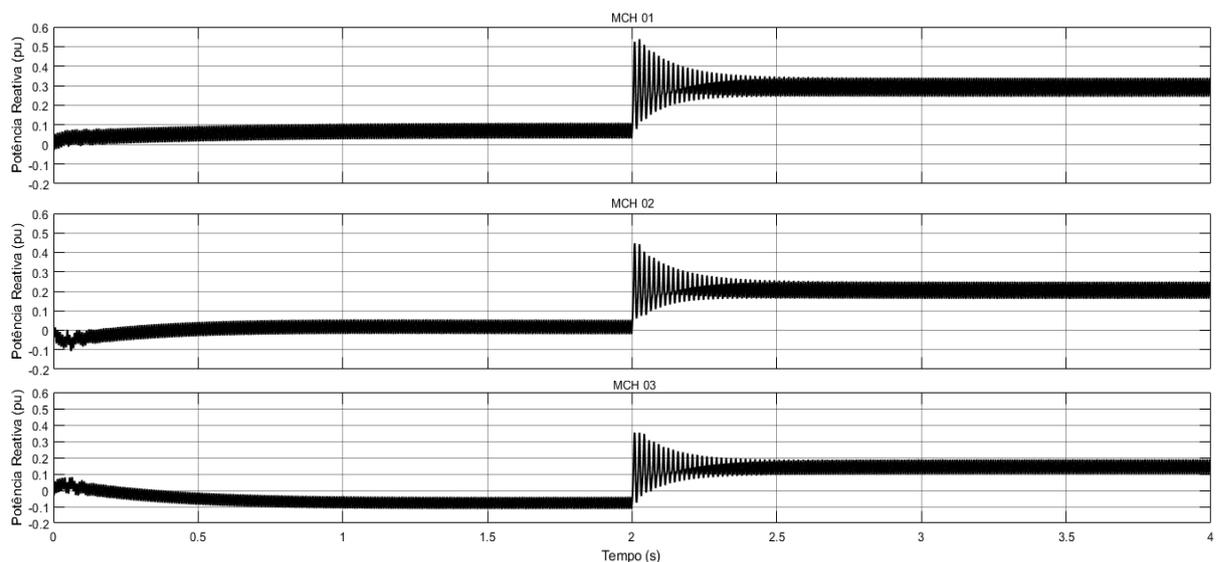
Fonte: Autoria Própria, 2020

Conforme pode ser visto através da Figura 76, são registrados diferentes valores de potência reativa nas barras das unidades geradoras. Apesar da característica oscilatória da curva, o valor médio de potência reativa registrada na barra da MCH 01 é de aproximadamente 0,292 pu. Enquanto barra da MCH 02, apresenta uma potência reativa com valor aproximado de 0,205

pu. Já a MCH 03 apresenta 0,144 pu como valor médio de potência reativa fornecida a microrrede.

Sabendo que as tensões das barras também são afetadas pela potência ativa, uma análise mais detalhada para mostrar o funcionamento do controle *droop* Q-V é necessária, semelhante ao ocorrido nos casos anteriores. Para isso, é simulado uma situação inicial na qual as cargas possuem apenas potência ativa e após decorridos 2s de simulação são introduzidas duas cargas composta somente por potência reativa indutiva, de forma que seja percebido a distribuição de potência reativa demandada pelas cargas entre as unidades. A simulação utilizou um tempo total de 4s e a Figura 77 mostra as curvas de potência reativa para cada MCH durante essa transição.

Figura 77 - Potência Reativa nas MCHs para efeito da inserção de carga reativa no Caso 03



Fonte: Autoria Própria, 2020

Analisando a Figura 77, percebe-se um acréscimo na potência reativa em todas as MCHs pela inserção da carga quando o tempo de simulação atinge 2s. Quando a microrrede possui apenas cargas com potência ativa, já é possível observar o efeito causado pelo controle *droop* Q-V devido a relação entre tensão e potência ativa, mesmo que indiretamente. A Tabela 26 mostra os valores medidos de potência reativa nos períodos antes e após a inserção da carga com potência reativa.

Tabela 26 – Potência Reativa nas MCHs antes e depois da carga reativa

Unidade Geradora	Potência Reativa (0-2s)	Potência Reativa (2s-4s)	Variação de Potência Reativa
MCH 01	0,070 pu	0,292 pu	0,222 pu
MCH 02	0,016 pu	0,205 pu	0,189 pu
MCH 03	-0,077 pu	0,144 pu	0,221 pu

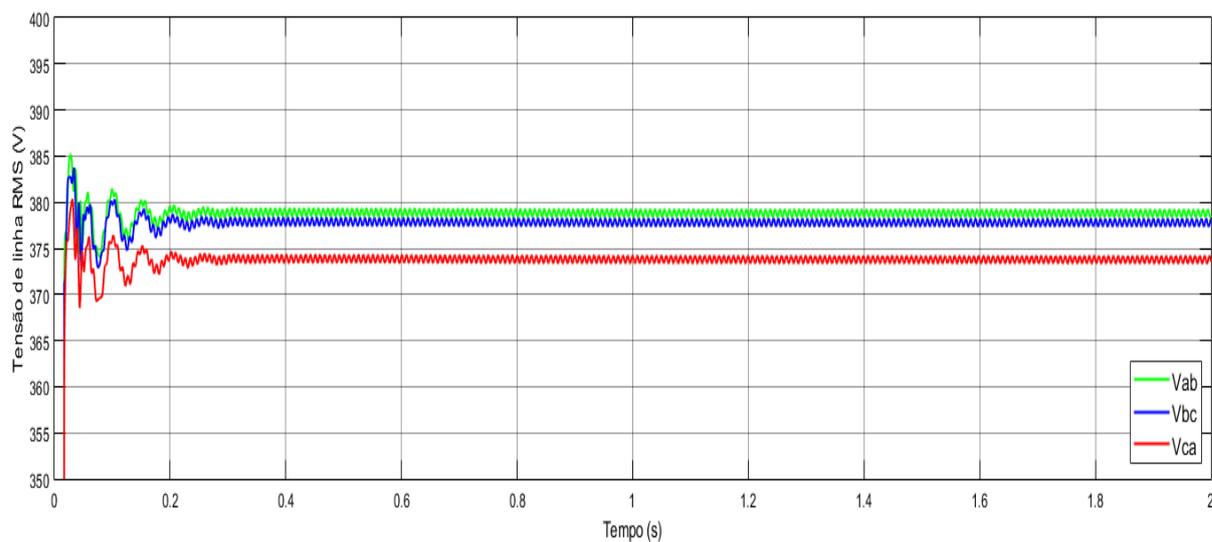
Fonte: Autoria Própria, 2020

Os dados apresentados na Tabela 26 mostram os valores de potência reativa obtidos nos dois períodos executados na simulação. É importante avaliar os números relativos a variação da potência reativa, que refletem o valor efetivamente produzido pelas MCHs para suprir a demanda da carga. Esses valores mostram que a distribuição de potência reativa da carga entre as unidades geradoras não foi afetada pela diferença dos coeficientes do controle *droop* P-f, sendo seu efeito causado apenas para o instante em que a microrrede possui apenas carga de potência ativa devido as diferentes quedas de tensão ao longo das barras.

Assim, os números na Tabela 26 que correspondem a variação de potência reativa são os mesmos apresentados para o Caso 01 que mostram a distribuição de potência reativa das cargas entre as unidades geradoras. Na totalidade, a potência reativa indutiva medida nas barras das MCHs é 12,82 kVAR, quando o valor nominal das cargas é de 13,08 kVAR.

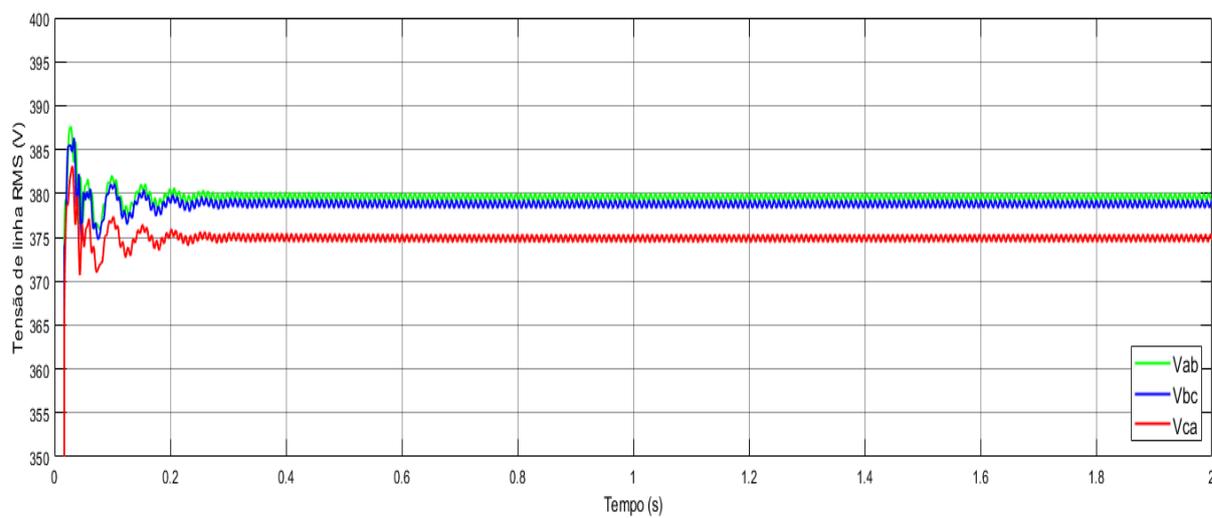
Para os níveis de potência reativa apresentado nas barras de geração, as curvas das tensões de linha nos terminais das MCHs podem ser vistas nas Figuras 78, 79 e 80 para a MCH 01, MCH 02 e MCH 03, respectivamente.

Figura 78 – Tensões de linha nos terminais da MCH 01 para o Caso 03



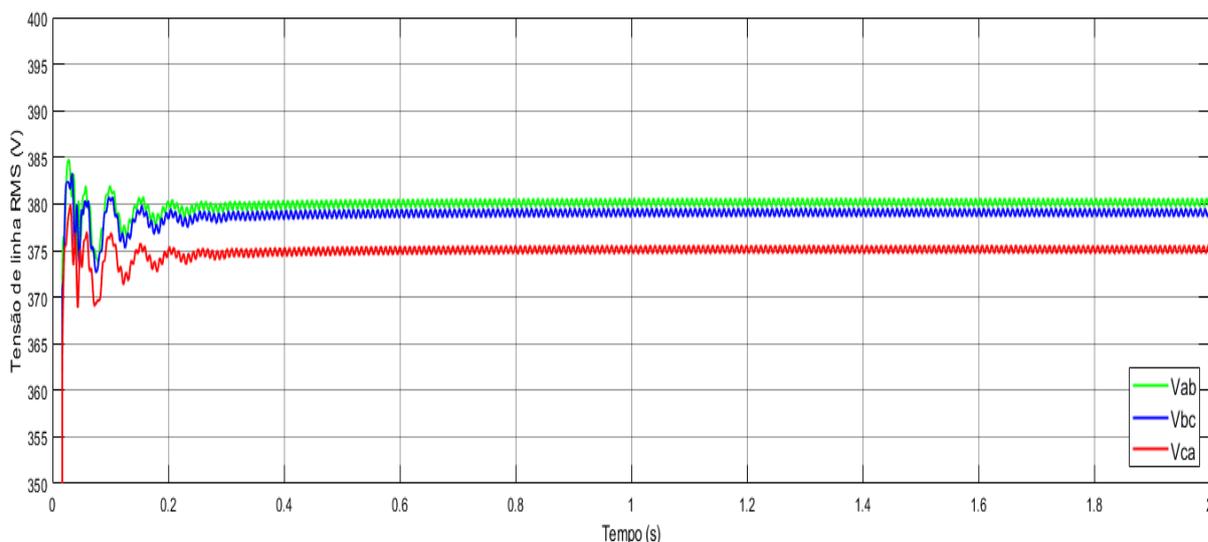
Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 79 - Tensões de linha nos terminais da MCH 02 para o Caso 03



Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 80 - Tensões de linha nos terminais da MCH 03 para o Caso 03



Fonte: Autoria Própria, 2020

A Figura 78, Figura 79 e Figura 80, mostram comportamentos semelhantes das tensões de linhas nos terminais de todas MCHs. O período transitório dura aproximadamente 0,4s e após isso ocorre variações em torno de um valor de regime permanente. Os valores RMS para as tensões de linha em regime permanente nos terminais das MCHs são apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 - Valores RMS das tensões de linha nas MCHs para o Caso 03

Tensões de Linha	Unidade Geradora		
	MCH 01	MCH 02	MCH 03
V_{ab}	378,9 V	379,6 V	380,1 V
V_{bc}	377,9 V	378,8 V	379,1 V
V_{ca}	373,9 V	374,9 V	375,1 V

Fonte: Autoria Própria, 2020

Vale ressaltar que os dados mostrados na Tabela 27 são os valores terminais das unidades geradoras, havendo uma diferença em relação a tensão de referência de saída do controle *droop* Q-V que é inserida no bloco da excitatriz. Assim como mostrado nos casos anteriores, essa queda se dá pelas perdas internas da máquina síncrona. Para demonstrar essa diferença, a Tabela 25 apresenta os valores médios para a tensão de saída do controle *droop* em comparação com os valores terminais médios, mostrando assim a diferença relativa percentual entre esses números.

Tabela 28 – Comparativo dos valores de tensão média de referência do *droop* e tensão terminal

Unidade Geradora	Tensão de Referência do <i>droop</i> Q-V	Tensão média Terminal	Diferença de Tensão
MCH 01	377,80 V	376,85 V	0,25 %
MCH 02	378,40 V	377,72 V	0,18%
MCH 03	378,90 V	378,10 V	0,21%

Fonte: Autoria Própria, 2020

A partir da obtenção das tensões de linha terminais mostradas nas Tabelas 27 e 28 é possível calcular o fator de desequilíbrio de tensão com base nos métodos de ANEEL (2017) e NEMA (2011). Os resultados para cada MCH são apresentados na Tabela 29.

Tabela 29 - Fatores de desequilíbrios de tensão para as MCHs

Unidade Geradora	Método	
	ANEEL (2017)	NEMA (2011)
MCH 01	0,81%	0,78%
MCH 02	0,77%	0,75%
MCH 03	0,81%	0,79%

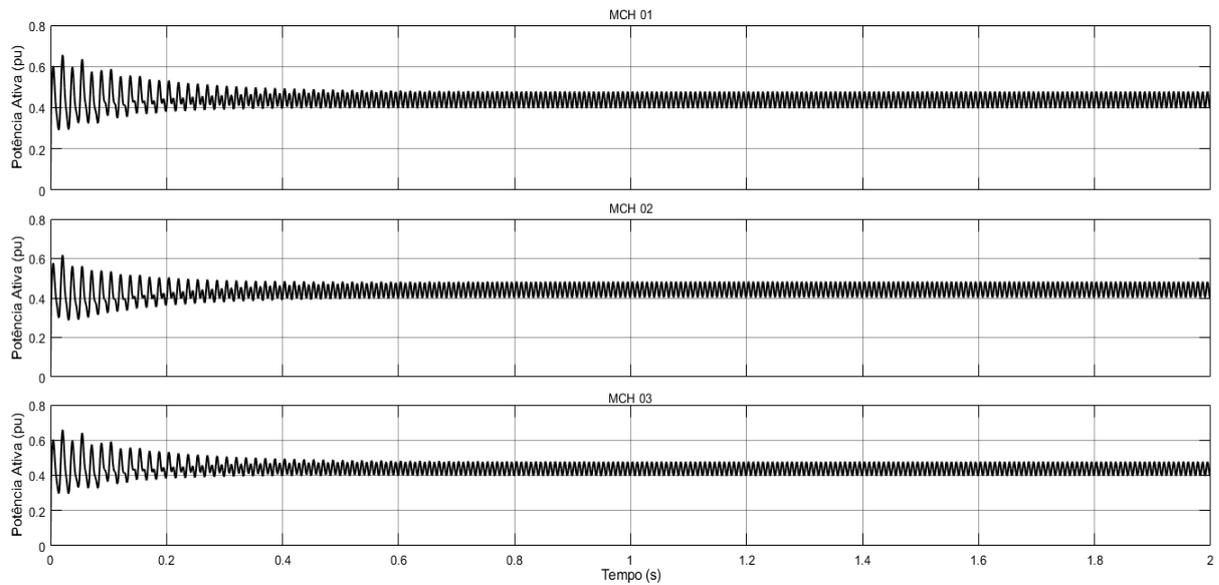
Fonte: Autoria Própria, 2020

6.4 RESULTADOS CASO 04: DGs COM DIFERENTES COEFICIENTES NO CONTROLE *DROOP* Q-V

6.4.1 Potência ativa e frequência

Para esse cenário as MCHs estão ajustadas com o mesmo coeficiente do controle *droop* P-f. A Figura 81 mostra a curva da potência ativa fornecida por cada MCH nessa ocasião.

Figura 81 - Potência ativa fornecida pelas MCHs no Caso 04



Fonte: Autoria Própria, 2020

A Figura 81 mostra o comportamento semelhante da potência ativa fornecida por cada MCH. Como as unidades geradoras estão ajustadas com o mesmo coeficiente *droop* P-f, sendo esse valor de 1,65%, e as cargas possuem valores de potência ativa semelhantes, o compartilhamento é feito de forma igualitária entre as GDs. A MCH 01 apresentou valor médio de fornecimento de potência ativa de aproximadamente 0,439 pu. Enquanto na MCH 02 e MCH 03 os valores obtidos foram 0,443 pu e 0,437 pu, respectivamente.

Os números apresentados para a potência ativa para o Caso 04 são semelhantes ao observado no Caso 01, com mínima diferença entre eles. Isso ocorre devido ao fato de as condições que envolvem as variáveis do controle *droop* P-f serem as mesmas. As cargas em ambas situações possuem a mesma condição de potência ativa e o coeficiente do controle está ajustado no mesmo valor. As potências mecânicas para essa situação também apresentaram valores próximos aos observados no Caso 01. A Tabela 30 apresenta os dados das potências mecânicas e potências ativas das MCHs para o Caso 04.

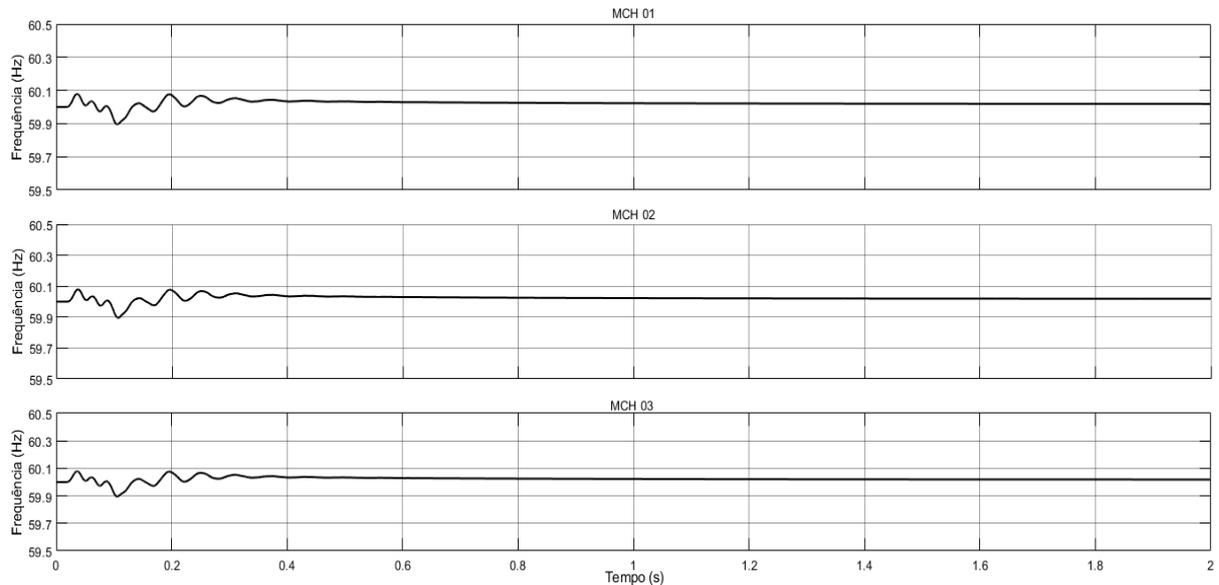
Tabela 30 - Comparativo entre potência mecânica e potência ativa

Unidade Geradora	Potência Mecânica	Potência Ativa
MCH 01	0,484 pu	0,439 pu
MCH 02	0,484 pu	0,443 pu
MCH 03	0,484 pu	0,437 pu

Fonte: Autoria Própria, 2020

Para corroborar com essa situação, a Figura 82 mostra o comportamento da frequência nas MCHs para o Caso 04.

Figura 82 - Frequência de operação da microrrede para o Caso 04



Fonte: Autoria Própria, 2020

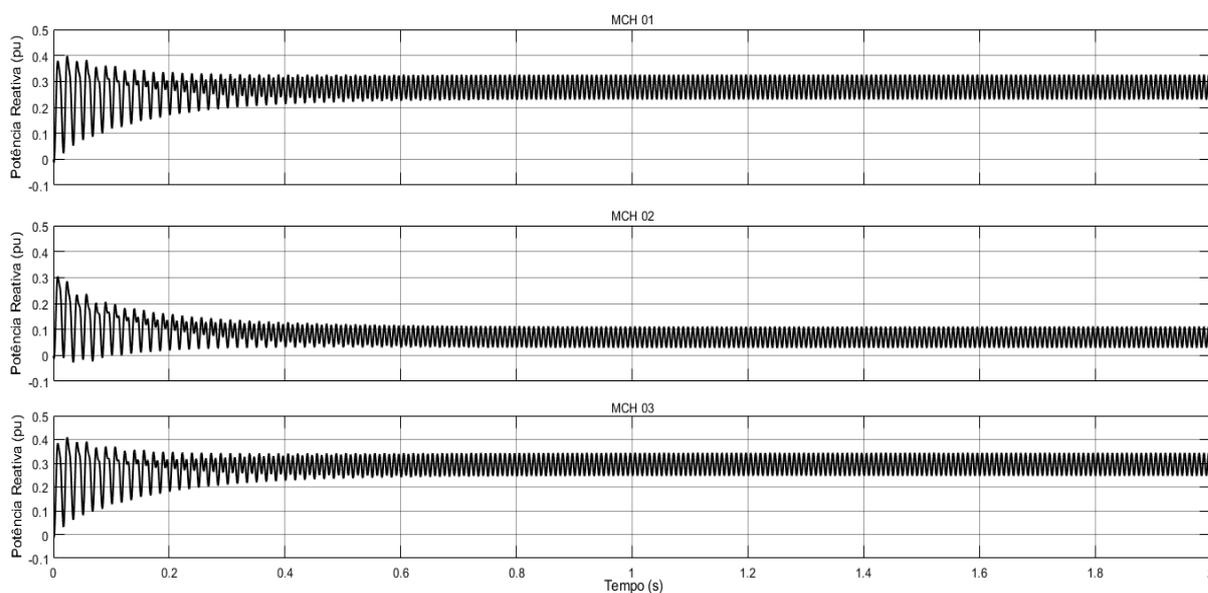
A frequência mostrada na Figura 82 apresenta um regime transitório de aproximadamente 1s, apresentando valores máximo nesse período de 60,08 Hz e um valor mínimo de 59,89. O valor em regime permanente obtido nas MCHs é de 60,02 Hz. Esse número é o mesmo registrado para a frequência no Caso 01, pois haviam os mesmos parâmetros em questão.

Em sua totalidade, as cargas conectadas a microrrede demandam em valor nominal 27 kW de potência ativa. A MCH 01 contribui com 8,78 kW desse valor, enquanto a MCH 02 e MCH 03 fornecem, respectivamente, 8,86 kW e 8,74 kW, aproximadamente. Assim o valor fornecido é a soma das contribuições das MCHs, totalizando 26,38 kW de potência ativa para atender as cargas.

6.4.2 Potência reativa e tensão

Os gráficos obtidos que mostram o comportamento da potência reativa nas barras das MCHs, na qual é possível extrair os valores médios, são mostrados através da Figura 83.

Figura 83 - Potência reativa nas MCHs para o Caso 04



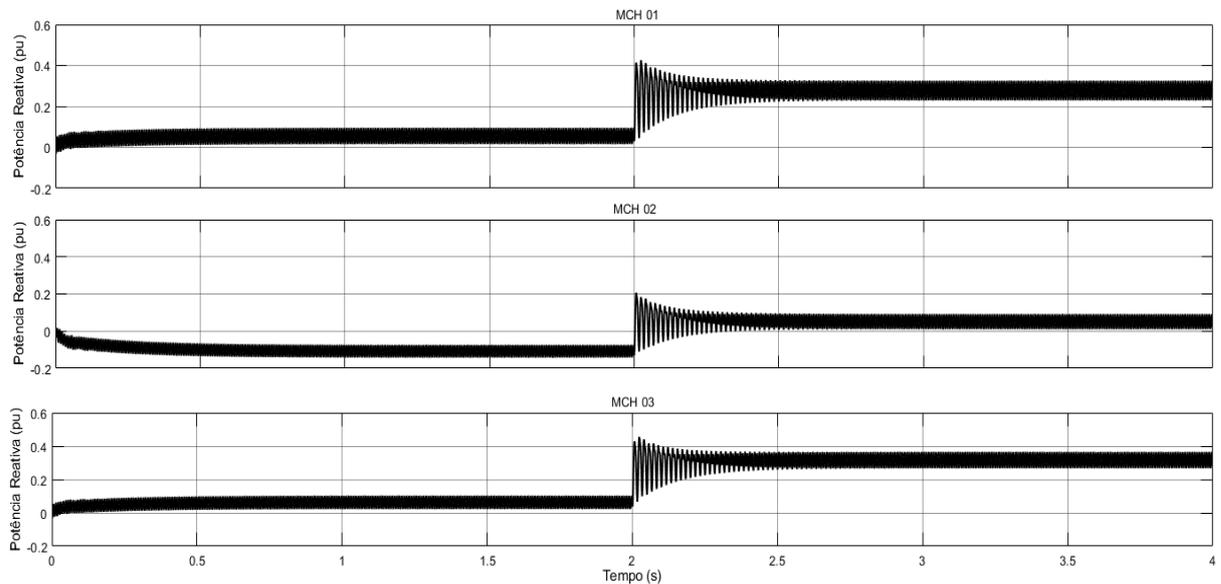
Fonte: Autoria Própria, 2020

A característica oscilatória das curvas mostradas na Figura 83, faz com que haja a necessidade de análise ser realizada por meio dos valores médios. Assim, o valor médio de potência reativa trifásica registrado na barra de geração em que está conectada a MCH 01 é de 0,277 pu. A MCH 02 e MCH 03 apresentaram valores médios aproximados de fornecimento de potência reativa a 0,050 pu e 0,316, respectivamente.

Avaliando esses números é possível perceber que a MCH 03, com coeficiente *droop* Q-V ajustado em 1%, registra o maior valor de potência reativa na barra de geração entre as GDs, já que possui o menor coeficiente. Em contrapartida, a MCH 02, que apresenta o maior coeficiente para o controle *droop* Q-V estando este ajustado em 2%, apresenta o menor valor de potência reativa em seus terminais.

Sabe-se da influência indireta da potência ativa no controle *droop* Q-V e para confirmar a tendência de distribuição de potência reativa de acordo os diferentes coeficientes. Para isso, uma análise mais detalhada é realizada simulando um cenário semelhante ao realizado em casos anteriores. Nessa situação o sistema é iniciado com a microrrede possuindo cargas apenas com potência ativa e decorridos 2s de simulação, são introduzidas cargas de potência reativa nos barramentos B4 e B6. A potência reativa trifásica é a mesma utilizada no início do Caso 04. A Figura 84 mostra as curvas de potência durante os 4s de duração dessa simulação.

Figura 84 - Potência Reativa nas MCHs para efeito da inserção de carga reativa no Caso 04



Fonte: Autoria Própria, 2020

Realizando uma avaliação da Figura 84, é notório o acréscimo de potência reativa nas MCHs causado pelo efeito da inserção das cargas reativas, a partir de 2s de simulação. A Tabela 31 mostra os dados de potência reativa registrados em cada MCH durante os dois períodos de simulação.

Tabela 31 - Potência Reativa nas MCHs antes e depois da carga reativa para o Caso 04

Unidade Geradora	Potência Reativa (0-2s)	Potência Reativa (2s-4s)	Variação de Potência Reativa
MCH 01	0,055 pu	0,277 pu	0,222 pu
MCH 02	-0,108 pu	0,050 pu	0,159 pu
MCH 03	0,062 pu	0,316 pu	0,253 pu

Fonte: Autoria Própria, 2020

Os valores apresentados na Tabela 31 referentes a potência reativa medida nas MCHs mostram o comportamento da distribuição da potência entre as unidades geradoras quando estas possuem diferentes valores de coeficiente *droop* Q-V.

Avaliando os dados relativos a variação de potência reativa, que diz respeito a quantidade de potência reativa indutiva injetada para suprir a demanda da carga, é possível observar que os números são diferentes ao apresentado nos Casos 01 e 03, em que as MCHs alimentam cargas com valores iguais e estão ajustadas com o mesmo coeficiente *droop* Q-V. A MCH 03, que possui o menor valor de coeficiente, fornece a maior quantidade de potência reativa quando analisada apenas os números demandados exclusivamente pela inserção da

carga. Por outro lado, a MCH 02 possui o maior valor de coeficiente e, portanto, fornece a menor quantidade de potência reativa para atender as cargas.

Sabe-se da dificuldade da distribuição igualitária de potência reativa mesmo com as unidades geradoras possuindo o mesmo coeficiente, principalmente em microrredes com topologia onde geração e carga não estão conectadas a um ponto comum. Para o esquema de microrrede escolhido nesse trabalho, o compartilhamento de potência reativa nos casos anteriores não ocorre de forma igualitária. Para o Caso 04, fica mais acentuada a distribuição desigual entre a quantidade de potência reativa fornecida pelas MCHs devido aos diferentes coeficientes ajustados nos controles *droop* Q-V.

É importante ressaltar que, diferentemente do que ocorre no controle *droop* P-f, onde é possível observar que as GDs injetam diferentes níveis de potência para trabalhar em uma frequência única, o controle *droop* Q-V não unifica a tensão de operação e um dos fatores para que isso ocorra é a topologia da microrrede adotada. Para o formato do sistema desse trabalho, as GDs operam em balanço, ou seja, trabalham com diferentes níveis de tensão e conseqüentemente injetando diferentes níveis de potência reativa.

De maneira geral, o montante de potência reativa indutiva que circula na microrrede se deve ao somatório da contribuição das MCHs. Portanto, a soma corresponde a 12,86 kVAR de potência reativa, estando próximo ao valor nominal demandando pelas cargas que é de 13,08 kVAR.

Quando analisada a proporcionalidade de distribuição de potência reativa entre as MCHs, comparando as razões entre os coeficientes dos controles e as potências reativas geradas, nesse caso apenas para a inserção solicitada pela carga, é possível perceber que essa característica é afetada. A Tabela 32 mostra esses dados comparativos.

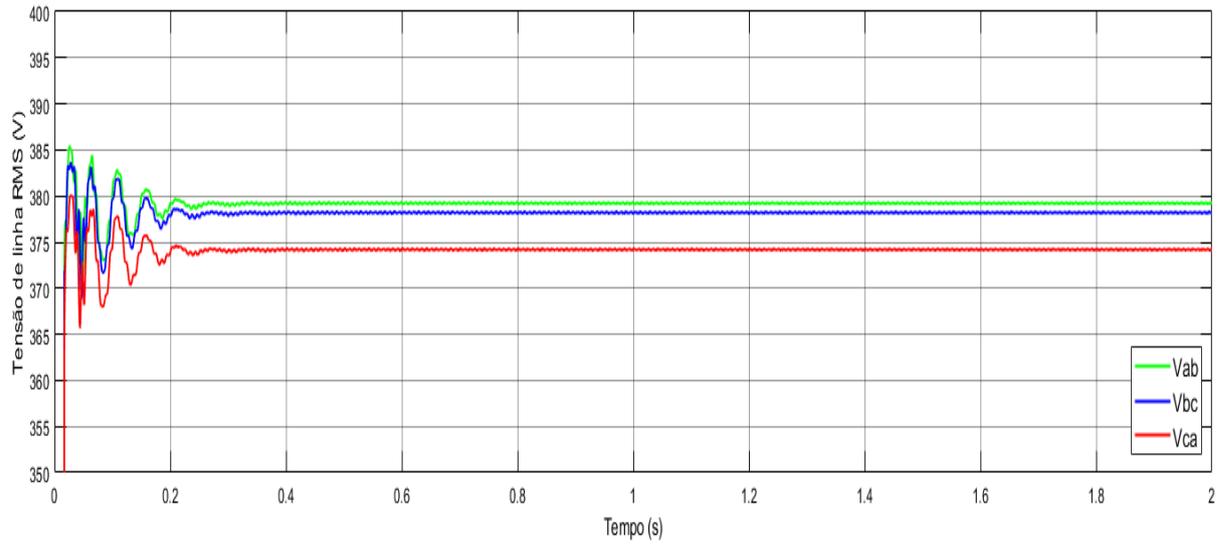
Tabela 32 - Verificação da distribuição proporcional de potência reativa

Comparação	Razão entre Coeficientes	Razão entre Potências
MCH 01-MCH 02	1,33	1,39
MCH 02-MCH 03	2,00	1,59
MCH 01-MCH03	1,50	1,14

Fonte: Autoria Própria, 2020

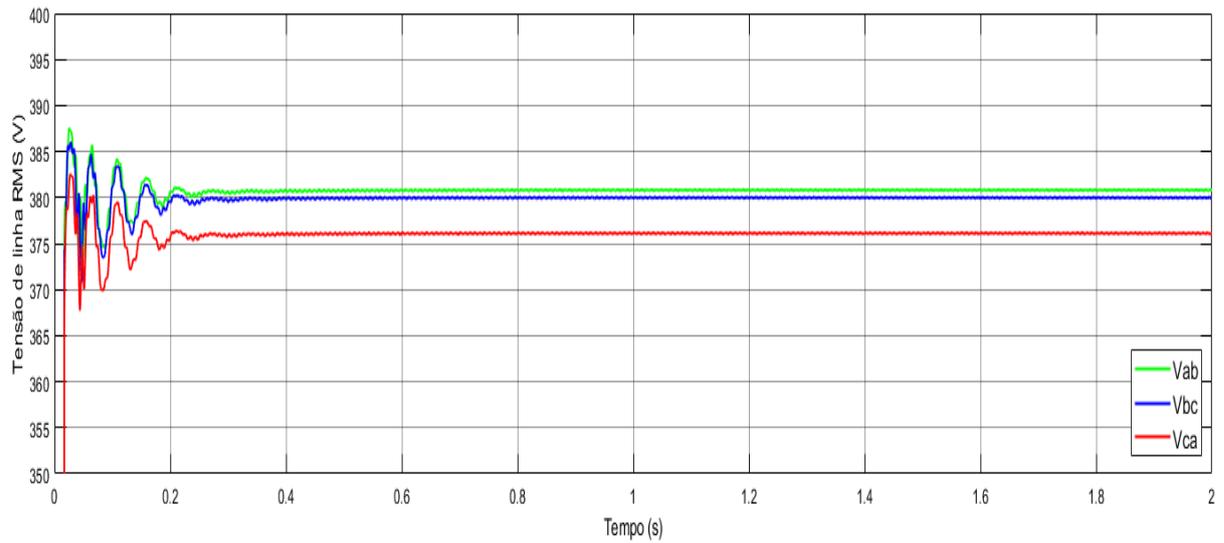
Os níveis de tensão nas barras de geração seguem a relação com os valores de potência reativa registrado nas MCHs, podendo as curvas das tensões de linha nos terminais das MCHs serem vistas nas Figuras 85, 86 e 87 para a MCH 01, MCH 02 e MCH 03, respectivamente.

Figura 85 - Tensão de linha na MCH 01 para o Caso 04



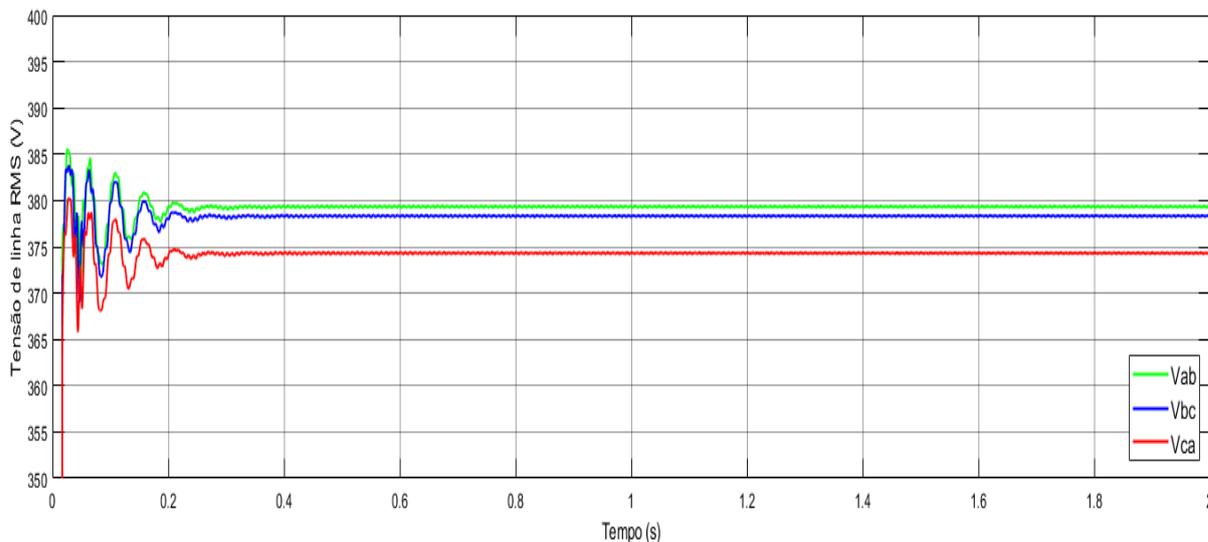
Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 86 - Tensões de linha na MCH 02 para o Caso 04



Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 87 - Tensões de linha na MCH 03 para o Caso 04



Fonte: Autoria Própria, 2020

As Figuras 85, 86 e 87, mostram que as tensões de linha nos terminais das MCHs possuem curvar com comportamentos semelhantes. O período transitório dura aproximadamente 0,4s e após isso ocorrem oscilações em torno de um valor de regime permanente. Os valores RMS para as tensões de linha em regime permanente nos terminais das MCHs são apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 - Valores RMS das tensões de linha nas MCHs para o Caso 04

Tensões de Linha	Unidade Geradora		
	MCH 01	MCH 02	MCH 03
V _{ab}	379,5 V	381,0 V	379,8 V
V _{bc}	378,5 V	380,2 V	378,8 V
V _{ca}	374,5 V	376,3 V	374,7 V

Fonte: Autoria Própria, 2020

Assim como ocorrido nos demais casos, ressalta-se que os dados demonstrados na Tabela 33 são referentes aos valores terminais das unidades geradoras, surgindo uma diferença em relação a tensão de referência de saída do controle *droop* Q-V que é inserida no bloco da excitatriz, sendo essa queda devido as perdas internas da máquina síncrona. Com intuito de apresentar essa diferença, a Tabela 34 fornece os valores médios para a tensão de saída do controle *droop* em comparação com os valores terminais médios das MCHs, mostrando a diferença relativa percentual entre esses números.

Tabela 34 - Comparativo entre os valores das tensões médias de referência dos controles *droop* e tensões médias terminais

Unidade Geradora	Tensão de Referência do <i>droop</i> Q-V	Tensão média Terminal	Diferença de Tensão
MCH 01	378,40 V	377,45 V	0,25%
MCH 02	379,62 V	379,13 V	0,13%
MCH 03	378,78 V	377,76 V	0,27%

Fonte: Autoria Própria, 2020

Uma vez que são obtidas as tensões de linha terminais, conforme mostradas na Tabela 33, sendo seus valores médios apresentados na Tabela 34, é possível calcular o fator de desequilíbrio de tensão com base nos métodos de ANEEL (2017) e NEMA (2011). Os resultados para cada MCH são apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 - Fatores de desequilíbrios de tensão para as MCHs

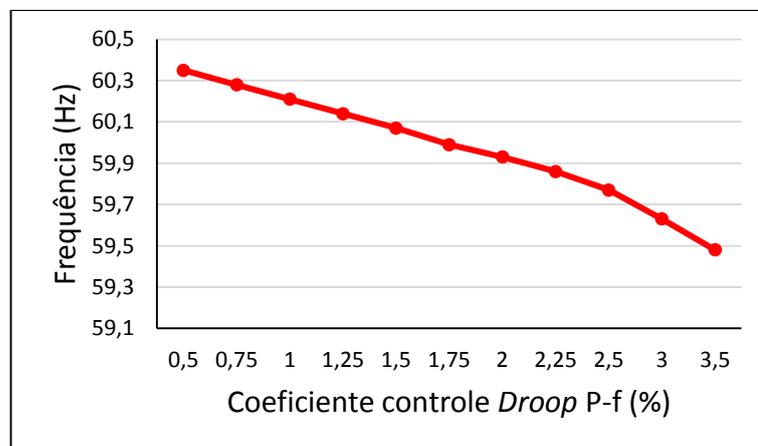
Unidade Geradora	Método	
	ANEEL (2017)	NEMA (2011)
MCH 01	0,81%	0,78%
MCH 02	0,76%	0,75%
MCH 03	0,82%	0,81%

Fonte: Autoria Própria, 2020

6.5 RESULTADOS CASO 05: RELAÇÃO ENTRE PARÂMETROS

A relação entre o coeficiente do *droop* P-f com a frequência pode ser verificada através da Figura 88.

Figura 88 - Variação da frequência em relação ao coeficiente *droop* P-f



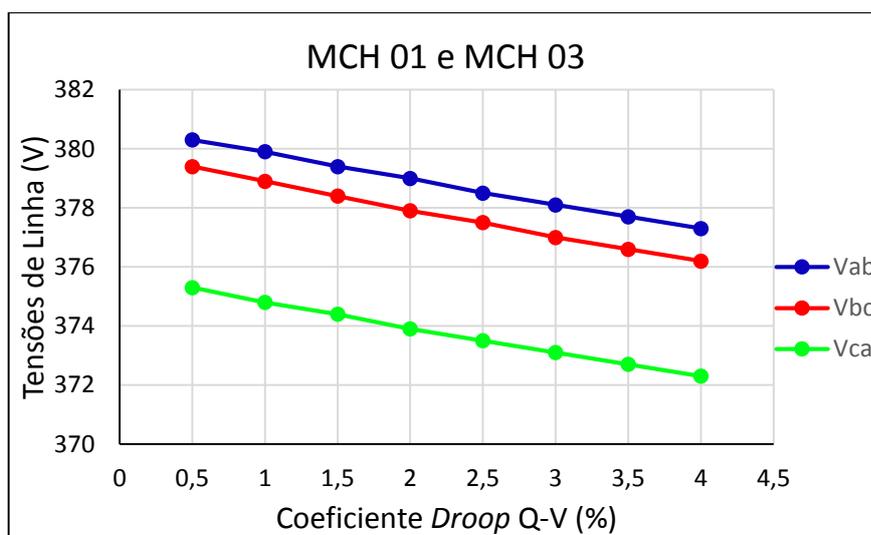
Fonte: Autoria Própria, 2020

A Figura 88 comprova o que se espera a partir da análise da equação 33, que aborda o comportamento do controle *droop* P-f. É possível inferir que obtêm-se a maior frequência de operação do sistema para o menor valor de coeficiente e a frequência é observado em seu valor mínimo para o maior valor de coeficiente. Isso acontece pois para menores coeficientes é possível obter uma maior flexibilização na variação de potência ativa, ou seja, grandes variações de potência ativa resultam em pequenas variações na frequência elétrica.

É importante observar pela Figura 88 que a frequência da rede cai abaixo de 59,5 Hz, sendo este o valor mínimo considerando adequado pela COSERN (2016), a partir do instante em que o valor do coeficiente *droop* P-f é ajustado em 3,5%.

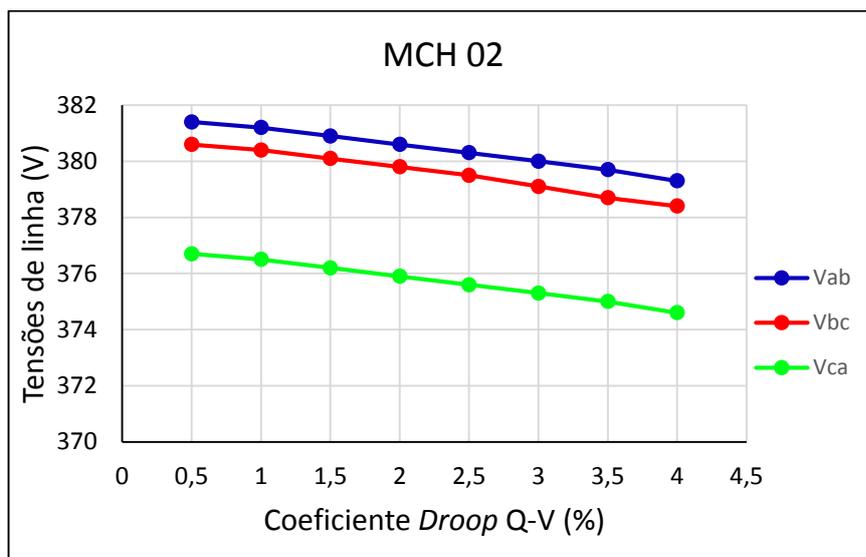
A relação da variação do coeficiente do controle *droop* Q-V em relação as tensões de linha da MCH 01 e MCH 03, podem ser observadas através da Figura 89, enquanto a Figura 90 mostra a relação dessas variáveis na MCH 02.

Figura 89 - Relação entre coeficiente *droop* Q-V e tensões de linha na MCH 01 e MCH 03



Fonte: Autoria Própria, 2020

Figura 90 - Relação entre coeficiente droop Q-V e tensões de linha na MCH 02

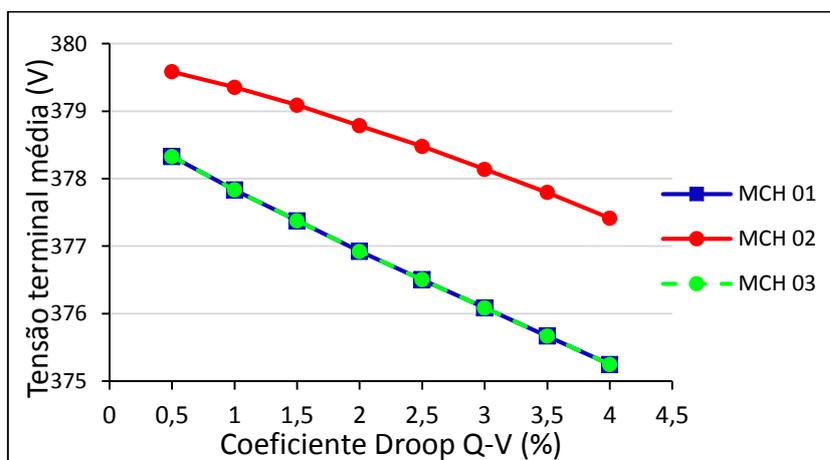


Fonte: Autoria Própria, 2020

A partir da observação das Figuras 89 e 90 é possível verificar o caráter decrescente das curvas das tensões de linha nas MCHs, implicando que o maior valor de tensão é obtido para o menor valor do coeficiente *droop* Q-V. Esse fato está de acordo com a equação 34, que caracteriza o comportamento desse controle.

Ainda analisando a influência do coeficiente do controle *droop* Q-V nas tensões das MCHs, a Figura 91 mostra essa interação com a tensão de linha média em cada unidade geradora, acompanhando o comportamento observado nas Figuras 89 e 90. Vale ressaltar a sobreposição entre as curvas da MCH 01 e MCH 03, devido as características do sistema.

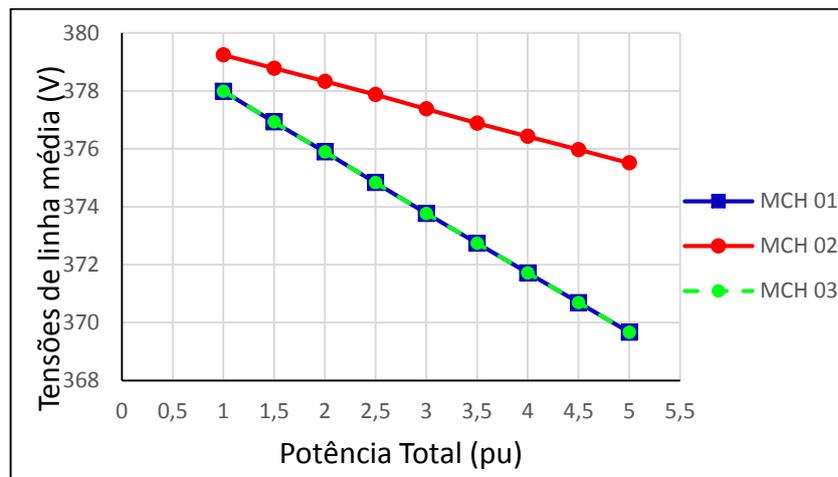
Figura 91 - Relação entre coeficiente *droop* Q-V e tensões de linha média nas MCHs



Fonte: Autoria Própria, 2020

A relação entre a tensão terminal média das MCHs e a potência total conectada a microrrede pode ser observada através da Figura 92.

Figura 92 - Relação entre a potência total e a tensão de linha média nas MCHs



Fonte: Autoria Própria, 2020

Nota-se através da Figura 92 a sobreposição entre as curvas da MCH 01 e MCH 03, devido a características semelhantes a que estão submetidas essas unidades geradoras. A curva da MCH 02 sofre uma queda menos acentuada que as curvas da MCH 01 e MCH 03 devido a distribuição de potência reativa desigual que ocorre, conforme já observado em casos anteriores. Assim, a MCH 02 fornece menos potência reativa pois ocorre uma menor queda de tensão em seus terminais.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse trabalho realizou uma análise dinâmica do desempenho dos controles *droop* P-f e *droop* Q-V, em suas formas convencionais, quando estes são aplicados a MCHs que fornecem energia a cargas desequilibradas, compondo uma microrrede que opera no modo isolado.

As microrredes são uma das tendências, como forma de agregar as gerações distribuídas a partir de fontes alternativas de energia, oferecendo uma nova maneira de fornecimento de energia que se complementa com os sistemas de distribuição convencionais. A operação das microrredes no modo isolado é um desafio pois necessita de um meio de controlar as variáveis frequência e tensão de maneira adequada.

Uma das formas mais consolidadas para controle de frequência e tensão é o controle *droop*, que inicialmente é designado para utilização em sistemas de alta tensão e que tem sua aplicação sido realizada em sistemas de baixa tensão, como forma de se adaptar às novas exigências de mercado.

As simulações realizadas foram conduzidas em um *software* no domínio do tempo, em que uma microrrede é composta por MCHs alimentando cargas desequilibradas para verificação do funcionamento das principais características dos controles *droop* ao longo de quatro cenários.

Os resultados mostram que o controle *droop* P-f atuou de forma adequada em todos os cenários, apresentando a relação potência ativa e frequência com valores que obedecem a sua equação característica. O compartilhamento da potência ativa se mostrou semelhante em todas as GDs quando estas foram ajustadas com o mesmo coeficiente (Casos 01, 02 e 04), com mínima diferença devido a influência das resistências das linhas. Quando o coeficiente *droop* esteve ajustado com diferentes valores nas MCHs (Caso 03), a distribuição de potência ativa se deu de forma próxima à proporcionalidade, conforme esperado. A frequência elétrica se manteve estável, atingindo um valor unificado na microrrede, se mantendo dentro dos limites esperados de acordo com as normas da COSERN (2016) e IEEE (2018).

O *droop* Q-V apresentou resultados que estão de acordo com o esperado, baseado em suas características teóricas. Percebeu-se que o compartilhamento de potência reativa foi afetado pela topologia da microrrede, uma vez que os pontos ao longo do sistema não apresentam os mesmos níveis de tensão e por isso a distribuição de potência reativa não foi realizada de forma igualitária entre as GDs, mesmo com coeficientes *droop* ajustados no mesmo valor (Casos 01, 02 e 04). Apesar disso, o controle *droop* Q-V apresentou a relação entre potência reativa e tensão de acordo com as características do controle, quando analisadas a partir dos valores médios das tensões nas saídas dos controles em cada MCH, que fornecem o valor da tensão de referência para o sistema de excitação. Os valores das tensões de linha se mantiveram dentro da faixa proposta por COSERN (2016) e ANEEL (2017) nos casos apresentados em todas as MCHs.

As métricas utilizadas com base em ANEEL (2017) e NEMA (2011) para verificar o grau de desequilíbrio das tensões do sistema, mostrou que o fator utilizado para esse dimensionamento se manteve dentro do limite adequado, sendo este abaixo de 3% em ambas metodologias, quando considerado o nível de tensão nominal do sistema em questão.

Verificou-se a interação entre alguns parâmetros do sistema. Os resultados permitem afirmar que o aumento do coeficiente *droop* P-f resulta em uma diminuição no valor da frequência do sistema. Enquanto o incremento no coeficiente do controle *droop* Q-V resultou em uma diminuição nas tensões terminais e na tensão de referência aplicada pelo controle no

sistema de excitação. Esses resultados estão de acordo com o esperado, quando se analisa as equações características desses controles.

Em suma, os resultados apresentados são satisfatórios e se encontram dentro do esperado conforme embasamento teórico levantado acerca do funcionamento dos controles *droop* P-f e *droop* Q-V, possibilitando sua aplicação em microrredes de baixa tensão com linhas de distribuição predominantemente resistivas que operem com cargas desequilibradas. Ajustes podem ser realizados para melhorar a qualidade de energia, principalmente no tocante a distribuição de potência reativa entre as GDs.

7.1. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

- Adaptar os controles *droop* ao equacionamento do fluxo de potência em linhas de distribuição de baixa tensão, que possuem características resistivas, onde há a relação direta entre potência ativa-tensão e potência reativa-ângulo de potência, modificando assim a relação entre as variáveis envolvidas no controle convencional;
- Utilização de técnicas para melhorar a distribuição de potência reativa entre as unidades geradoras, como a inserção de resistência virtual nos terminais das GDs;
- Verificar a atuação dos controles *droop* convencionais em sistemas de baixa tensão com linhas de distribuição resistivas, em microrredes híbrida, ou seja, com GDs que gerem energia a partir de diferentes fontes renováveis.

REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, Morad M. A.; EL-SAADANY, Ehab F.; SEETHAPATHY, Ravi. Assessment of droop-controlled islanded microgrid maximum loadability. 2013 IEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, jul. 2013. IEEE.
- ABRAPCH. Associação Brasileira de PCHs e CGHs. O que são PCHs e CGHs. 2019. Disponível em: < <http://www.abrapch.org.br> >. Acesso em: 16 mar. 2020.
- ADHIKARI, Sarina; LI, Fangxing. Coordinated V-f and P-Q Control of Solar Photovoltaic Generators With MPPT and Battery Storage in Microgrids. Ieee Transactions On Smart Grid, [s.l.], v. 5, n. 3, p.1270-1281, maio 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- ALMEIDA, Leonardo Pinto de. Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão. 2004. 166 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.
- ANDERSON, Paul M.. Analysis of faulted power systemns. Piscataway: IEEE, 1995. 513 p. (Power Systems Engineering Series).
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Cadernos temáticos da ANEEL - Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. 2. ed - Brasília : ANEEL, 2016.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Geração Distribuída: Unidades consumidoras com geração distribuída com Tipo de Geração: CGH. 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acesso em: 11 mar. 2020.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. MCPSE – Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. 2. rev - Brasília : ANEEL, 2015.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Brasília: ANEEL, 2017. 7º rev., 74p.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição. Brasília: ANEEL, 2ª rev., 2010. 27p.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2017. 10º rev., 88p.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687. Brasília: ANEEL, 2015. 26p.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 414. Brasília: ANEEL, 2010. 275p.
- ANSI/NEMA C84.1, National Electrical Manufacturers Association. American National Standard for Electric Power Systems and Equipment— Voltage Ratings (60 Hertz), Rev. de ANSI C84.1-2006, 2011, 23p.

AZEVEDO, Gustavo Medeiros de Souza. Controle e Operação de Conversores em Microrredes. 2011. 150 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2012.

BANI-AHMED, Abedalsalam et al. Reliability Analysis of a Decentralized Microgrid Control Architecture. *IEEE Transactions On Smart Grid*, [s.l.], v. 10, n. 4, p.3910-3918, jul. 2019. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

BOLDEA, Ian. Synchronous Generator: The Electric Generator Handbook. Boca Raton: CRC Press, 2005. 425 f. (The Electric Power Engineering).

BREEZE, Paul. Power Generation Technologies. 3. ed. Oxford: Elsevier, 2019. 449 p.

BRUCOLI, Maria. Fault behaviour and fault detection in islanded inverter-only microgrids. 2008. 260 f. Tese (Doutorado) - Curso de Doutorado em Fiosofia, Department Of Electrical And Electronic Engineering, Imperial College London, Londres, 2008.

CASTILLA, Miguel.; DE VICUÑA, Luis García; MIRET, Juanme. Control of Power Converter in AC Microgrids. In: SOUZA, Antonio Carlos Zambroni de; CASTILLA, Miguel (Ed.). *Microgrids Design and Implementation*. [s.l.]: Springer, 2019. p. 139-170.

CHAPMAN, Stephen J.. Fundamentos de Máquinas Elétricas. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. 684 p. Tradução de: Anatólio Laschuk.

CHOO, Y. C.; MUTTAQI, K. M.; NEGNEVITSKY, M., Modeling of hydraulic governor-turbine for control stabilization, *Anzima Journal*, 49 (EMAC 2007), 2008, 681-698.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P.. Microgrids and Active Distribution Networks. Londres: The Institution of Engineering and Technology, 2009. 297 p. (IET Renewable Energy Series 6).

COPEL. Companhia Paranaense de Energia. Geração Distribuída. 2019. Disponível em: < <http://www.copel.com> >. Acesso em: 04 nov. 2019.

COSERN. Companhia Energética do Rio Grande do Norte. Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição – NOR.DISTRIBU-ENGE-0002. COSERN, 2016.

DELBONI, Luiz F. N. et al. Electrical Power Systems: Evolution from Traditional Configuration to Distributed Generation and Microgrids. In: SOUZA, Antonio Carlos Zambroni de; CASTILLA, Miguel (Ed.). *Microgrids Design and Implementation*. [s.l.]: Springer, 2019. p. 1-25.

DOE. U.S. Department of Energy, Distributed Energy Resources Program: Technology Overview. Washington DC: NREL, 2001.

DOE. U.S. Department of Energy - Summary Report: DOE Microgrid Workshop. 2012.

EPE. Balanço Energético Nacional 2019: Ano Base 2018. Rio de Janeiro, 2019. Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

FITZGERALD, A.. Máquinas Elétricas. 7. ed. Porto Alegre: AMGH, 2014. 708 p. Tradução de: Anatólio Laschuk.

FUSHENG, Li; RUISHENG, Li; FENGQUAN, Zhou. Microgrid Technology and Engineering Application. [s.l.]: Academic Press, 2015. 198 p.

GLOVER, Duncan J.; SARMA, Mulukutla S.; OVERBYE, Thomas J.. Power System Analysis and Design. 5. ed. Stamford: Cengage Learning, 2012. 828 p.

GRIFFITHS, Michaela; COATES, Colin. Behaviour of microgrids in the presence of unbalanced loads. 2007 Australasian Universities Power Engineering Conference, Perth, dez. 2007. IEEE.

HIDAYAT et al. Determination of optimal power capacity for run of river hydro power plant based on flow duration curve using newton's interpolation method. 2017 International Conference On High Voltage Engineering And Power Systems (ICHYEPS), [s.l.], p.383-387, out. 2017. IEEE.

HOLLAND, Ray. Micro Hydro Eletctric Power. Londres: Intermediate Technology Developmente Group (ITDG), 1983. 57 p.

HOU, Xiaochao et al. Conventional P- ω /Q-V Droop Control in Highly Resistive Line of Low-Voltage Converter-Based AC Microgrid. Energies, [s.l.], v. 9, n. 11, p. 943-962, 11 nov. 2016. MDPI AG.

HU, Jinhang et al. An improved droop control strategy of energy storage system for unbalanced load in micro-grid. 2016 IEEE 8th International Power Electronics And Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), Hefei, maio 2016.

IEA, Hydropower generation in the Sustainable Development Scenario, 2000-2030, Paris, 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/hydropower-generation-in-the-sustainable-development-scenario-2000-2030>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

IEA. International Energy Agency. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. Paris: OECD/IEA, 2002.

IEEE STANDARDS ASSOCIATION. STD. 1547TM-2018: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Revisão do IEE STD 1547-2003. Nova Iorque: IEEE, 2018. 136 p.

IEEE STANDARDS BOARD. STD. 1110-2002: IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses. (Revision of IEEE Std 1110-1992) Nova Iorque: IEEE, 2007. 81p.

IEEE STANDARDS BOARD. STD. 421.5-2015: IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. Nova Iorque: IEEE, 2006. 95 p.

IHA. International Hidropower Association. Types of hidropower. 2020. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/types-of-hydropower>>. Acesso em: 23 mar. 2020.

IHA. International Hydropower Association. Hydropower Status Report – sector trends and insights: IHA, 2019. 56p

INEE. Instituto Nacional de Eficiência energética. O que é Geração Distribuída. 2019. Disponível em: <<http://www.inee.org.br>>. Acesso em: 04 nov. 2019.

IRENA. International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Sources: hidropower. 2020. Disponível em: < <https://www.irena.org/hydropower>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

ISSA, Walid et al. Smooth mode transfer in AC microgrids during unintentional islanding. *Energy Procedia*, [s.l.], v. 134, p.12-20, out. 2017. Elsevier BV.

ITAIPU. Geração. 2020. Disponível em: < <https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

KHALEDIAN, Amir; GOLKAR, Masoud Aliakbar. Analysis of droop control method in an autonomous microgrid. *Journal Of Applied Research And Technology*, [s.l.], v. 15, n. 4, p.371-377, ago. 2017. Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

KHONGKHACHAT, S.; KHOMFOI, S.. Droop control strategy of AC microgrid in islanding mode. 2015 18th International Conference On Electrical Machines And Systems (ICEMS), Pattaya, out. 2015. IEEE.

KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 1. ed. New York: McGraw Hill Professional, 1994. 1176 p.

LA GATTA, Paula Oliveira. Um novo modelo para representação da regulação primária e secundária de frequência no problema de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo. 2012. 184 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

LOPES, J.a.p.; MOREIRA, C.I.; MADUREIRA, A.g.. Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. *Ieee Transactions On Power Systems*, [s.l.], v. 21, n. 2, p.916-924, maio 2006. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

MAHMUD, Nasif; ZAHEDI, Ahmad; RAHMAN, Md. Shamiur. Control of Renewable Energy Systems. In: ISLAM, Md Rabiul; ROY, Naruttam Kumar; RAHMAN, Saifur (Ed.). *Renewable Energy and the Enviroment*. [s.l.]: Springer, 2018. p. 207-231.

MAINA, Duncan Kaniaru; SANJARI, Mohammad Javad; NAIR, Nirmal-kumar C.. Voltage and Frequency Response of Small Hydro Power Plant in Grid Connected and Islanded Mode. 2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Auckland, nov. 2018. IEEE.

MERIDJI, Tayeb. Load Flow Model for Droop-Controlled Electric Systems Case of Microgrids. 2016. 68 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciência Aplicada, Concordia University, Montreal, 2016.

MICHAEL, Prawin Angel; JAWAHAR, C.p.. Design of 15 kW Micro Hydro Power Plant for Rural Electrification at Valara. *Energy Procedia*, [s.l.], v. 117, p.163-171, jun. 2017. Elsevier BV.

MOKHTARI, Mehdi Bayat; VAZINRAM, Farzad; GANDOMKAR, Majid. Dynamic and stability analysis of microgrids with synchronous machines in grid-connected and islanded modes. 2012 16th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, [s.l.], p.788-791, mar. 2012.

MOREIRA, Carlos; GOUVEIA, Clara. Procedures for Emergency Situations. In: SOUZA, Antonio Carlos Zambroni de; CASTILLA, Miguel (Ed.). *Microgrids Design and Implementation*. [s.l.]: Springer, 2019. p. 239-268.

MOURA, Ailson P. de; MOURA, Adriano Aron F. de; ROCHA, Ednardo P. da. Engenharia de Sistemas de Potência: Geração Hidroelétrica e Elioelétrica. Fortaleza: Edições UFC, 2019. 291 p.

OKOT, David Kilama. Review of small hydropower technology. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, [s.l.], v. 26, p.515-520, out. 2013. Elsevier BV.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Módulo 10 – Manual de Procedimentos da Operação: Conceitos básicos para o Controle da Geração. Brasília: ONS, 2017. 10º rev., 18p.

PADIYAR, K. R.; KULKARNI, Anil M.. Dynamics and Control of Electric Transmission and Microgrids. [s.l.]: Wiley-IEEE Press, 2019. 504 p.

QUINTERO, Sandra Ximena Carvajal; JIMENEZ, Juan David Marin; ARAMBURO, Santiago Arango. Feasibility of intentional islanding operation with small hydropower plants. 2012 Sixth Ieee/pes Transmission And Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Montevideo, set. 2012. IEEE.

RAHMAN, Md. Shad; NABIL, Imtiaz Muhammed; ALAM, M. Mahbulul. Global analysis of a renewable micro hydro power generation plant. *Aip Conference Proceedings*, [s.l.], v. 1919, n. 1, p.1-5, dez. 2017.

RAJ, D Chethan; GAONKAR, D N. Frequency and voltage droop control of parallel inverters in microgrid. 2016 2nd International Conference On Control, Instrumentation, Energy & Communication (CIEC), Kolkata, p. 407-411, jan. 2016. IEEE.

RAMEZANI, Malek; LI, Shuhui. Voltage and frequency control of islanded microgrid based on combined direct current vector control and droop control. 2016 IEEE Power And Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, jul. 2016. IEEE.

REY, Juan M.; TORREZ-MARTINEZ, Javier; CASTILLA, Miguel. Secondary Control for Islanded Microgrids. In: SOUZA, Antonio Carlos Zambroni de; CASTILLA, Miguel (Ed.). *Microgrids Design and Implementation*. [s.l.]: Springer, 2019. p. 171-193.

SALAM, M Abdul; SETHULAKSHMI, S. Control for grid connected and intentional islanded operation of distributed generation. 2017 Innovations In Power And Advanced Computing Technologies (I-PACT), [s.l.], abr. 2017. IEEE.

SATTOUF, Mousa. Simulation Mmodel of Hydro Power Plant Using Matlab/Simulink. *International Journal Of Engineering Research And Applications*. [s.l.],v.4, n. 1, p. 295-301. jan. 2014.

SENANAYAKA, Jagath Sri Lal. Power Dispatching of Active Generators using Droop Control in Grid Connected Micro-grid. 2014. 90 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia e Ciência, Universidade de Agder, Grimstad – Noruega, 2015.

SHUAI, Zhikang et al. Droop control method for load share and voltage regulation in high-voltage microgrids. *Journal Of Modern Power Systems And Clean Energy*, [s.l.], v. 4, n. 1, p. 76-86, jan. 2016. Springer Science and Business Media LLC.

SILVA, Antonio Manoel Batista da. Análise do Desempenho de Geradores Síncronos Distribuídos com Controladores Dotados de Modos de Operação Comutáveis. 2016. 231 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Engenharia Elétrica: Área de

Concentração em Dinâmica de Sistemas Elétricos, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

SOSNOSKI, André Sandor Kajdacsy Balla. Produção de energia por mini e micro hidrelétricas na rede de distribuição de água. 2015. 167 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Hidráulica e Sanitária, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

SURENDRA, Kandukuri; VYJAYANTHI, C.. Fault Level Analysis in Modern Electrical Distribution System Considering Various Distributed Generations. 2018 International Conference On Power, Energy, Control And Transmission Systems (ICPECTS), Chennai, p.36-42, fev. 2018. IEEE.

TAHIM, André Pires Nóbrega. Controle de microrredes de distribuição de energia elétrica em corrente contínua. 2015. 175 f. Tese (Doutorado) – Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

TAYAB, Usman Bashir et al. A review of droop control techniques for microgrid. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [s.l.], v. 76, p.717-727, set. 2017. Elsevier BV.

TENFEN, Daniel. Desenvolvimento de um Modelo de Programação Linear Mista para o Problema do Gerenciamento Energético de Microrredes. 2015. 159 f. Tese (Doutorado) - Curso de Doutorado em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

TORO, Vicente del. Fundamentos de Máquinas Elétricas. Rio de Janeiro: Ltc, 1994. 550 p. Tradução de: Onofre de Andrade Martins.

WASYNCZUK, O. et al. Voltage and frequency regulation strategies in isolated AC microgrids. 2012 Ieee International Conference On Cyber Technology In Automation, Control, And Intelligent Systems (CYBER), Bangkok, 1, p.5-10, maio 2012. IEEE.

WEI, Feng et al. A novel frequency restoring strategy of hydro-PV hybrid microgrid. 2014 International Power Electronics And Application Conference And Exposition, [s.l.], nov. 2014.

WEN, C.x.; LIU, Z.y.; LI, Z.x.. Droop control of parallel dual-mode inverters used in micro grid. Proceedings Of The 2015 International Conference On Power Electronics And Energy Engineering, [s.l.], abr. 2015. Atlantis Press.

WILLIAMSON, S J; STARK, B H; BOOKER, J D. Modelling of a multi-source low-head pico hydropower off-grid network. 2012 IEEE Third International Conference On Sustainable Energy Technologies (ICSET), Kathmandu, set. 2012. IEEE.

ZANGENEH, Mohsen et al. A new power management control strategy for a MV microgrid with both synchronous generator and inverter-interfaced distributed energy resources. 2014 IEEE 23rd International Symposium On Industrial Electronics (ISIE), [s.l.] p. 2529-2534, jun. 2014. IEEE.

ZHAO-XIA, Xiao; HONG-WEI, Fang. Impacts of P-f & Q-V Droop Control on MicroGrids Transient Stability. Physics Procedia, [s.l.], v. 24, p. 276-282, 2012.

ZHENG, Lianqing et al. An Enhanced Droop Control Scheme for Islanded Microgrids. International Journal of Control and Automation, [s.l.], v. 8, n. 4, p.63-74, abril 2015.