



UNIFEI

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Rafael Maglione Aoun

**Avaliação do Impacto das Estratégias de Controle de Recursos Energéticos
Distribuídos (REDs) no Desempenho Dinâmico de Sistemas de Potência**

Itajubá, Minas Gerais

2022

Rafael Maglione Aoun

**Avaliação do Impacto das Estratégias de Controle de Recursos Energéticos
Distribuídos (REDs) no Desempenho Dinâmico de Sistemas de Potência**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza

Coorientador: Prof. Mauricio Campos Passaro

Itajubá, Minas Gerais

2022

Ficha de identificação da obra [Elemento obrigatório.]

[Insira neste espaço a ficha de identificação da obra.]

Rafael Maglione Aoun

**Avaliação do Impacto das Estratégias de Controle de Recursos Energéticos
Distribuídos (REDs) no Desempenho Dinâmico de Sistemas de Potência**

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 14 de dezembro de 2022, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Paulo Fernando Ribeiro
Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI

Prof. Bruno de Nadai Nascimento
Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR

Dr. Luiz Cláudio de Araújo Ferreira
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Insira neste espaço a
assinatura digital

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Insira neste espaço a
assinatura digital

Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza
Orientador

Itajubá, Minas Gerais, 2022.

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Emiliana e Geraldo, e ao meu irmão, Felipe, por todo o apoio e amor incondicional, e pela educação sem a qual jamais teria condições de chegar até aqui.

À Vanessa, pelo amor e companheirismo.

À toda minha família, pelo suporte em todos os momentos da minha vida.

Aos engenheiros Agilio Coutinho Netto, Carolina Gonçalves Santos, Fabricio Andrade Mourinho, Luiz Claudio de Araújo Ferreira, Pedro Henrique Lourenço dos Santos e demais colegas do ONS, por todo o suporte, essencial para a conclusão desta dissertação.

Aos meus orientadores Antonio Carlos Zambroni de Souza e Mauricio Campos Passaro pela paciência e direcionamento.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pela oportunidade e incentivo ao desenvolvimento pessoal.

À Universidade Federal de Itajubá, na forma de todo o seu corpo docente e de seus funcionários, pelo privilégio do ensino público de excelência, digno de uma instituição centenária.

RESUMO

A modelagem de carga em sistemas elétricos é um aspecto fundamental para estudos de estabilidade eletromecânica. A análise de fenômenos específicos passa pela correta modelagem da carga. O fenômeno de atraso de recuperação de tensão pós-falta (*Fault Induced Delayed Voltage Recovery – FIDVR*) está diretamente relacionado ao bloqueio de rotor (*stall*) dos motores de indução de aparelhos de ar-condicionado residenciais. Assim, a modelagem de motores de indução na carga é fundamental para análise deste fenômeno. O atraso na recuperação da tensão do sistema pode acarretar atraso também na recuperação de potência dos inversores conectados à rede de transmissão, responsáveis pela conexão da geração renovável eólica e fotovoltaica ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Nos últimos anos, verificou-se no Brasil um crescimento vertiginoso da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), ou mais amplamente, dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). Nos sistemas de potência ao redor do mundo, coexistem os ajustes modernos e os chamados ajustes legados da GD. Os ajustes legados são mais suscetíveis à desconexão para eventos sistêmicos. A modelagem de motores de indução na carga do sistema Acre-Rondônia leva à deterioração do desempenho dinâmico deste sistema, podendo este ser levado ao colapso. O suporte de tensão da GD pode contribuir com a recuperação de tensão deste sistema no pós-falta, mitigando o atraso causado pelo *stall* dos aparelhos de ar-condicionado e impedindo o colapso. Para isso, são necessários ajustes mais robustos para desconexão da GD, de forma que esta não se desconecte do sistema durante a ocorrência de eventos na rede, além de requisitos de priorização de corrente reativa e suporte de tensão dinâmico para os inversores que se conectarem ao sistema.

Palavras-chave: Modelagem de carga; FIDVR; stall; ar-condicionado; motor de indução; MMGD; REDs; inversores; geração distribuída; energia renovável; estabilidade.

ABSTRACT

Load modeling in power systems is a crucial aspect for stability studies. The analysis of certain dynamic phenomena requires proper load modeling. Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR) is directly related to Residential Air Conditioner (RAC) stalling. Therefore, the modeling of induction motor loads is essential to this analysis. Delayed voltage recovery in the system can result in delayed power recovery in inverters connected to the transmission system, responsible for connecting photovoltaic and wind power plants to the Brazilian Interconnected Power System (BIPS). In the last few years, there has been a huge growth of Distributed Energy Resources (DER) in Brazil. In power systems around the world, both modern and legacy ride-through settings coexist. Inverters with legacy settings are more likely to disconnect in systemic events. The modeling of induction motors in the Acre-Rondonia system leads to a deterioration of this system's dynamic performance, which can lead to collapse. DER's voltage support can contribute to post-fault system voltage recovery, mitigating the delay caused by RAC stalling and avoiding collapse. For this to happen, more robust ride-through settings are required, avoiding inverter disconnection. Moreover, dynamic voltage support and reactive current priority requirements must be demanded from inverters that connect to the system.

Keywords: Load modeling; FIDVR; stall; RAC; induction motor; DER; inverter; distributed energy; renewable energy; stability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira.	16
Figura 2 – Diagrama de blocos da equação de oscilação da M.S.....	21
Figura 3 – Modelos subtransitório, transitório e de regime da M.S.	21
Figura 4 – Diagrama de blocos das equações do modelo de 4ª ordem da M.S.....	22
Figura 5 – Diagrama funcional de um sistema de excitação da M.S.....	24
Figura 6 – Curva de resposta do regulador de velocidade com estatismo.	25
Figura 7 – Estrutura genérica para uma planta fotovoltaica.	28
Figura 8 – Estrutura genérica de um <i>PLL</i>	28
Figura 9 – Controles dos inversores <i>grid-following</i> e <i>grid-forming</i>	29
Figura 10 – Diagrama dos controles de um inversor fotovoltaico.....	30
Figura 11 – Diagrama de bifurcação ou curva P-V.....	34
Figura 12 – Estrutura de modelos de carga para estudos transitórios.	36
Figura 13 – Equivalente de regime permanente de um motor de indução.	39
Figura 14 – Diferentes abordagens para a modelagem de carga.	41
Figura 15 – Composição e classificação das cargas em um sistema.	41
Figura 16 – Composição da carga no Brasil ao longo do dia (2005).....	42
Figura 17 – Estrutura do <i>Composite Load Model (CLM)</i>	43
Figura 18 – Malha de controle de potência ativa e frequência do modelo DER_A....	45
Figura 19 – Malha de controle de potência reativa e tensão do modelo DER_A.	45
Figura 20 – Parâmetros do <i>trip</i> parcial do modelo DER_A.....	46
Figura 21 – Requisitos de imunidade dos inversores.....	50
Figura 22 – Sequência de eventos típica do fenômeno de <i>FIDVR</i>	51
Figura 23 – Registro PMU de um evento real no sistema Acre-Rondônia.	52
Figura 24 – Tensão e corrente no <i>RAC</i> em testes de laboratório.	54
Figura 25 – O sistema de atendimento aos estados do Acre e Rondônia.....	55
Figura 26 – Modelagem de carga adotada no sistema.	57
Figura 27 – Curto-circuito no barramento 230 kV de Porto Velho.	58
Figura 28 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	59
Figura 29 – Consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal.	60
Figura 30 – Consumo de potência no barramento 13,8 kV de Areal.....	61
Figura 31 – Consumo de potência dos motores de indução do barramento de Areal.	61

Figura 32 – Escorregamento dos MI e tensão do barramento de Areal.	61
Figura 33 – Excursão da impedância do sistema na PPS de Ji-Paraná.	62
Figura 34 – Consumo de potência no barramento 13,8 kV de Areal.	63
Figura 35 – Consumo de potência dos motores de indução do barramento de Areal.	63
Figura 36 – Escorregamento dos MI e tensão do barramento de Areal.	63
Figura 37 – Excursão da impedância do sistema na PPS de Ji-Paraná.	64
Figura 38 – Potência ativa em um inversor fotovoltaico.	65
Figura 39 – Diferença angular em uma máquina síncrona do sistema.	66
Figura 40 – Excursão da impedância do sistema na PPS de Ji-Paraná.	67
Figura 41 – Tensão na subestação coletora 230 kV do parque fotovoltaico.	68
Figura 42 – Potência ativa e reativa no inversor fotovoltaico.	68
Figura 43 – Tensão na subestação coletora 230 kV do parque fotovoltaico.	69
Figura 44 – Potência ativa e reativa no inversor fotovoltaico.	70
Figura 45 – Excursão da impedância do sistema na PPS de Ji-Paraná.	71
Figura 46 – Potência ativa em um inversor fotovoltaico.	72
Figura 47 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	72
Figura 48 – Excursão da impedância do sistema na PPS de Ji-Paraná.	73
Figura 49 – Potência ativa em um inversor fotovoltaico.	74
Figura 50 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	74
Figura 51 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	77
Figura 52 – Potência ativa e reativa em um inversor equivalente de MMGD.	78
Figura 53 – Consumo de potência ativa no barramento 13,8 kV de Areal.	78
Figura 54 – Potência ativa em um inversor equivalente de MMGD.	79
Figura 55 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	80
Figura 56 – Potência ativa e reativa em um inversor equivalente de MMGD.	81
Figura 57 – Consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal.	81
Figura 58 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	82
Figura 59 – Potência ativa em um inversor equivalente de MMGD.	83
Figura 60 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	84
Figura 61 – Potência ativa em um inversor fotovoltaico.	85
Figura 62 – Diferença angular em uma máquina síncrona do sistema.	86
Figura 63 – Potência ativa e reativa em um inversor equivalente de MMGD.	87
Figura 64 – Consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal.	88

Figura 65 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	88
Figura 66 – Consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal.	89
Figura 67 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	90
Figura 68 – Potência ativa e reativa em um inversor equivalente de MMGD.	90
Figura 69 – Malha de controle de potência reativa e tensão do modelo DER_A.	91
Figura 70 – Consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal.	92
Figura 71 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.	92
Figura 72 – Potência reativa em um inversor equivalente de MMGD.	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros do modelo DER_A para diversos requisitos de conexão.	48
Tabela 2 – Matriz dos principais cenários avaliados nas simulações.....	57
Tabela 3 – Inércia equivalente dos casos simulados.	70
Tabela 4 – Ajustes modernos e legados do DER_A.	75

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

APC	<i>Active Power Curtailment</i>
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CLM	<i>Composite Load Model</i>
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
FIDVR	<i>Fault Induced Delayed Voltage Recovery</i>
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
IBG	<i>Inverter Based Generation</i>
IEEE	<i>The Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IM	<i>Induction Motor</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
MI	Motor de Indução
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
RES	<i>Renewable Energy Sources</i>
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
VRT	<i>Voltage Ride Through</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	16
1.2	RELEVÂNCIA DO TEMA.....	18
1.3	CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO.....	19
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	19
2	MODELAGEM E ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS	20
2.1	MÁQUINA SÍNCRONA.....	20
2.2	SISTEMA DE EXCITAÇÃO.....	23
2.3	REGULADORES DE VELOCIDADE.....	25
2.4	INVERSORES.....	26
2.5	ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA.....	31
2.6	ESTABILIDADE ANGULAR.....	32
2.7	ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	32
3	MODELAGEM DE CARGA	36
3.1	ASPECTOS GERAIS.....	36
3.1	MODELO EXPONENCIAL.....	37
3.2	MODELO POLINOMIAL OU ZIP.....	37
3.3	MODELO LINEAR.....	38
3.4	MOTORES DE INDUÇÃO.....	38
3.5	TÉCNICAS DE MODELAGEM.....	40
3.5.1	Modelo DER_A	44
3.5.2	Requisitos para inversores e parametrização do DER_A	48
4	FAULT INDUCED DELAYED VOLTAGE RECOVERY – FIDVR	51
5	DESENVOLVIMENTO	55
5.1	METODOLOGIA.....	56
5.2	SIMULAÇÕES.....	58
5.2.1	Motores de Indução (MI)	59
5.2.1.1	<i>Cenário 23</i>	60
5.2.1.2	<i>Cenário 27</i>	62
5.2.2	Geração Fotovoltaica (UFV)	64
5.2.2.1	<i>Cenário 6</i>	67
5.2.2.2	<i>Cenário 23</i>	69

5.2.3	Geração Fotovoltaica (UFV) – Redução da inércia equivalente.....	70
5.2.3.1	<i>Cenário 10</i>	<i>71</i>
5.2.3.2	<i>Cenário 14</i>	<i>73</i>
5.2.4	Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)	75
5.2.4.1	<i>MMGD com ajustes legados</i>	<i>76</i>
5.2.4.1.1	<i>Cenários 2-5</i>	<i>77</i>
5.2.4.1.2	<i>Cenários 6-9</i>	<i>80</i>
5.2.4.1.3	<i>Cenário 5 – Sensibilidade de V_{frac}.....</i>	<i>82</i>
5.2.4.2	<i>MMGD com ajustes modernos.....</i>	<i>84</i>
5.2.4.2.1	<i>Cenário 24</i>	<i>87</i>
5.2.4.2.2	<i>Cenário 25</i>	<i>89</i>
5.2.4.2.3	<i>Cenário 25 – Sensibilidade de K_{qv}.....</i>	<i>91</i>
6	CONCLUSÃO	94
6.1	TRABALHOS FUTUROS	95
7	REFERÊNCIAS	97
	ANEXO A – PARÂMETROS DO MODELO DER_A	100
	ANEXO B – CENÁRIOS DAS SIMULAÇÕES.....	102
	ANEXO C – MODELO DINÂMICO E PARÂMETROS DO MOTOR DE INDUÇÃO	103

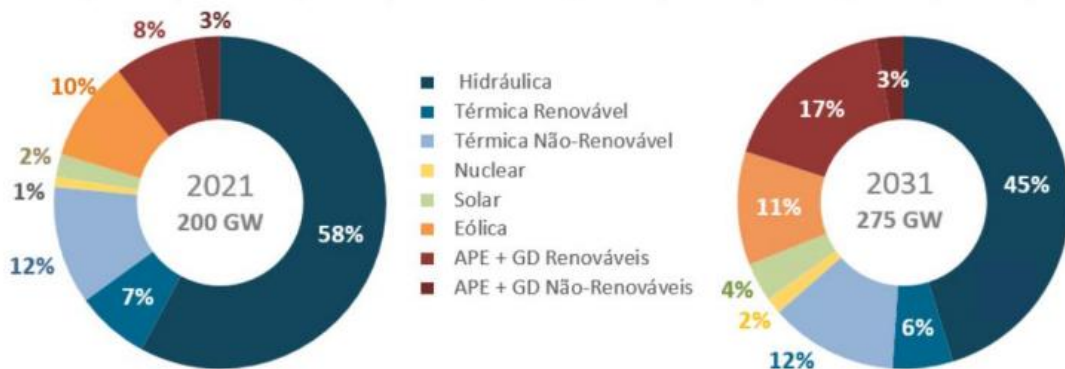
1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A matriz elétrica brasileira é historicamente composta por uma grande parcela de geração hidrelétrica, saindo de 75% em 2005 [1] para em torno de 60% em 2021 [2], enquanto o resto do mundo tinha uma parcela de somente 16,1% em 2019 [3]. No entanto, esta dependência da hidroeletricidade levou o país a uma crise energética em 2021, exatos 20 anos após o racionamento que evitou blecautes generalizados no país em 2001. Esse foi o resultado de uma seca histórica, que produziu as piores vazões da série histórica no Brasil nos últimos 91 anos [2].

Devido às crescentes restrições socioambientais, a construção de grandes empreendimentos hidrelétricos tem dado lugar à implementação de grandes parques eólicos e fotovoltaicos, principalmente no Nordeste e no Sul do Brasil. Isso fica muito claro quando olhamos o planejamento de expansão da geração de longo prazo, para os próximos 10 anos, mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2022).

Enquanto a geração hidrelétrica perde participação relativa na matriz elétrica, indo de 58 para 45%, a geração eólica e solar sobem de 12 para 15%. A expansão planejada de hidroelétricas é de apenas 5 GW em 10 anos, enquanto a solar e eólica é de quase 17 GW. É importante salientar que estes números se referem apenas à geração centralizada. Os recursos energéticos distribuídos (REDs ou *DERs*, em inglês) sobem de 8% em 2021 para 17% em 2031, com um crescimento esperado de mais de 30 GW [2].

O fenômeno de atraso de recuperação de tensão pós-falta (*Fault Induced Delayed Voltage Recovery – FIDVR*) está diretamente relacionado ao bloqueio de rotor (*stall*) dos motores de indução de aparelhos de ar-condicionado residenciais (*RACs*, em inglês). Durante o bloqueio, ocasionado por afundamentos de tensão na rede, o motor absorve da rede 5 a 6 vezes o valor de corrente de regime normal [4], atrasando a recuperação de tensão do sistema.

Diversos eventos de atraso de recuperação de tensão pós-falta foram reportados ao longo dos anos [5], especialmente em regiões com alta penetração de aparelhos de ar-condicionado residenciais na carga. Em 2015, um curto-circuito em uma linha de transmissão no sistema Acre-Rondônia, levou à uma recuperação lenta da tensão nas subestações 230 kV de Rio Branco e Porto Velho, as únicas que abastecem as capitais dos estados do Acre e de Rondônia, respectivamente [6].

Sistemas com alta penetração de cargas de motores de indução monofásicos, normalmente em regiões mais quentes onde o uso de aparelhos de ar-condicionado é intensivo, são mais suscetíveis ao fenômeno de atraso de recuperação de tensão pós-falta. Além disso, nestes sistemas, a geração conectada através de inversores de potência (*IBGs*, em inglês), como parques eólicos e fotovoltaicos, pode ser afetada pelo atraso de recuperação de tensão, já que normalmente estes inversores deixam de transmitir potência abaixo de certo nível de tensão. Mesmo os inversores dotados de capacidade de *Low Voltage Ride Through – LVRT*, muitas vezes exigido por parte dos códigos de rede de operadores de sistemas, como os Procedimentos de Rede do ONS no Brasil, podem ter sua potência interrompida em determinado momento, quando a tensão fica abaixo da característica da curva de *LVRT* do inversor [7].

Esta é uma preocupação recorrente, já que o déficit de potência ativa causado por esta interrupção, progressivamente maior à medida que a penetração destas fontes cresce no sistema, pode levar a problemas de estabilidade angular, de frequência e/ou de tensão.

Diversos trabalhos na literatura [7] [8] [9] investigam o uso dos geradores distribuídos (*Distributed Energy Resources – DER*), através do controle de seus inversores, para auxiliar em eventos sistêmicos que possam causar atraso na recuperação de tensão pós-falta.

Em [9] é utilizado um modelo de motor de indução na carga, que chaveia para uma impedância equivalente constante no momento do *stall*, o que representa adequadamente o comportamento do motor durante o bloqueio de rotor, para fazer

uma análise quantitativa da contribuição dos inversores da geração distribuída para o *FIDVR*. Além disso, um esquema coordenado de controle de tensão é proposto, considerando a sequência de eventos decorrente do fenômeno de atraso de recuperação de tensão: primeiro o inversor injeta na rede o máximo de potência reativa disponível, de forma a auxiliar na recuperação da tensão, utilizando para isso um controle volt-var; à medida que a tensão se recupera, o inversor deve reduzir a injeção de potência reativa gradualmente, para evitar uma sobretensão na rede. Um esquema de chaveamento automático de capacitores na distribuição também é proposto. Como último recurso, um controle de potência ativa (*Active Power Curtailment – APC*) é utilizado para reduzir a sobretensão na rede, dado o elevado nível da relação R/X das redes de distribuição.

1.2 RELEVÂNCIA DO TEMA

Com a mudança de paradigma do Sistema Elétrico Brasileiro, da transição de um sistema predominantemente hidrotérmico para uma matriz com alta penetração de geração renovável, somado ao crescimento vertiginoso de MMGD no Sistema Interligado Nacional, se projetam novos desafios para o planejamento, programação e operação do sistema.

A começar pela modelagem de carga do SIN, que deve aproximar o comportamento real da carga do sistema, com grande influência sobre o funcionamento dos inversores de potência, hoje abundantes no Sistema Interligado, através dos quais se conectam toda geração renovável eólica e fotovoltaica da matriz elétrica nacional. Assim, uma modelagem de carga precisa e atualizada do SIN, ou seja, a modelagem equivalente de sistemas de distribuição ativos, é fundamental do ponto de vista da segurança operativa. Também, em áreas do país onde o uso de aparelhos de ar-condicionado residenciais é intensivo, a modelagem dinâmica de motores de indução na carga pode revelar o fenômeno de atraso de recuperação de tensão após a ocorrência de faltas, que pode prejudicar o desempenho transitório do sistema.

Além disso, a modelagem da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), também parte da representação da carga do sistema, com seus respectivos ajustes legados, pode revelar problemas adicionais de estabilidade na sua desconexão. No

entanto, o aprimoramento destes ajustes pode evitar a desconexão e auxiliar o sistema na recuperação de tensão pós-falta, principal contribuição desta dissertação.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

O objetivo principal desta dissertação é avaliar os ajustes de proteção e propor uma estratégia de controle para a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no SIN, de forma que esta possa auxiliar o sistema na recuperação da tensão pós-falta. Outras contribuições da dissertação são:

- Apresentação do estado da arte de modelagem de carga de sistemas elétricos, incluindo a modelagem de MMGD;
- Avaliação do fenômeno de atraso de recuperação de tensão pós-falta sob o ponto de vista da estabilidade angular do Sistema Interligado Nacional.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No Capítulo 1, é feita uma introdução ao tema, pontuando sua relevância para estudos de planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional, apresentando as principais contribuições da dissertação.

No Capítulo 2, são abordados os conceitos de estabilidade em sistemas de potência, diferenciando os diferentes tipos de estudo de estabilidade que podem ser conduzidos em sistemas elétricos, além da modelagem dos principais elementos de sistemas elétricos de potência para análises de estabilidade eletromecânica.

No Capítulo 3, são definidos os aspectos gerais da modelagem de carga de sistemas elétricos de potência, com uma revisão das melhores práticas internacionais e do estado da arte em modelagem de carga, além do detalhamento do modelo DER_A e sua parametrização.

No Capítulo 4, é feita uma revisão internacional sobre o fenômeno do *FIDVR*, exemplificando sua ocorrência ao redor do mundo.

A metodologia do trabalho, bem como as simulações e os resultados obtidos são apresentados no Capítulo 5.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões desta dissertação, além de sugeridas propostas de trabalhos futuros.

2 MODELAGEM E ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O conceito de estabilidade está relacionado à capacidade de um sistema de se manter em um estado de equilíbrio, quando em condições operativas normais, bem como de alcançar um estado de equilíbrio após ser submetido à uma perturbação. Em sistemas elétricos de potência, a estabilidade é comumente classificada em três tipos: estabilidade de frequência, estabilidade angular do rotor e estabilidade de tensão.

Para as análises de estabilidade eletromecânica em sistemas de potência, se mostra necessária a modelagem dinâmica dos principais componentes de um sistema elétrico, como a máquina síncrona e seus controles, a carga, os inversores etc.

2.1 MÁQUINA SÍNCRONA

Geradores síncronos são a principal forma de geração de energia nos sistemas elétricos de potência, enquanto motores síncronos representam grandes cargas nestes sistemas. Ambos funcionam sob o mesmo princípio e podem ser classificados como máquinas síncronas.

O conceito de estabilidade em sistemas de potência está muito associado à capacidade deste em manter as máquinas síncronas em sincronismo. Assim, é importante a modelagem dinâmica destas para o estudo de estabilidade.

A equação mais importante para a análise de estabilidade em sistemas de potência é a equação de oscilação da máquina síncrona (2.1), que descreve o balanço entre o torque mecânico e o elétrico das máquinas [10]. A Figura 2 apresenta a equação de oscilação da máquina síncrona em forma de diagrama de blocos.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \overline{T}_m - \overline{T}_e - K_D \Delta \omega \quad (2.1)$$

Onde:

H = constante de inércia da máquina síncrona, em MW.s/MVA

K_D = constante de amortecimento

\overline{T}_e = conjugado do torque elétrico em p.u

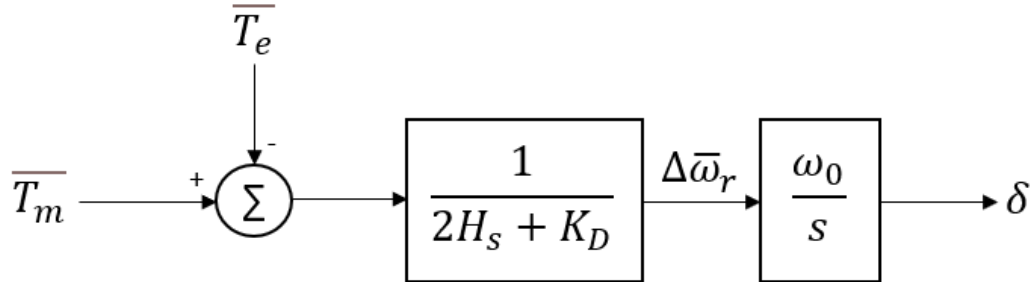
\overline{T}_m = conjugado do torque elétrico em p.u

$\Delta\omega$ = variação da velocidade angular em p.u

ω_0 = velocidade síncrona em p.u

δ = ângulo absoluto do eixo q da máquina, em rad.

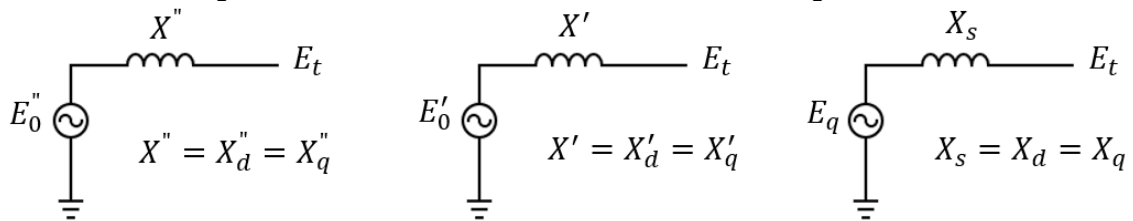
Figura 2 – Diagrama de blocos da equação de oscilação da M.S.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Diferentes modelos da máquina síncrona podem ser utilizados em estudos de estabilidade, com simplificações a depender do tipo de estudo a ser realizado, considerando três janelas de tempo: subtransitória, transitória e regime permanente. Os modelos subtransitório e transitório consideram o fluxo concatenado do rotor constante e podem ser vistos nas Figura 3 (a) e (b), respectivamente. Já o modelo de regime permanente considera a corrente de campo constante e pode ser visto na Figura 3 (c).

Figura 3 – Modelos subtransitório, transitório e de regime da M.S.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Onde:

X_d = reatância síncrona de eixo direto, em p.u

X_q = reatância síncrona de eixo em quadratura, em p.u

X'_d = reatância transitória de eixo direto, em p.u

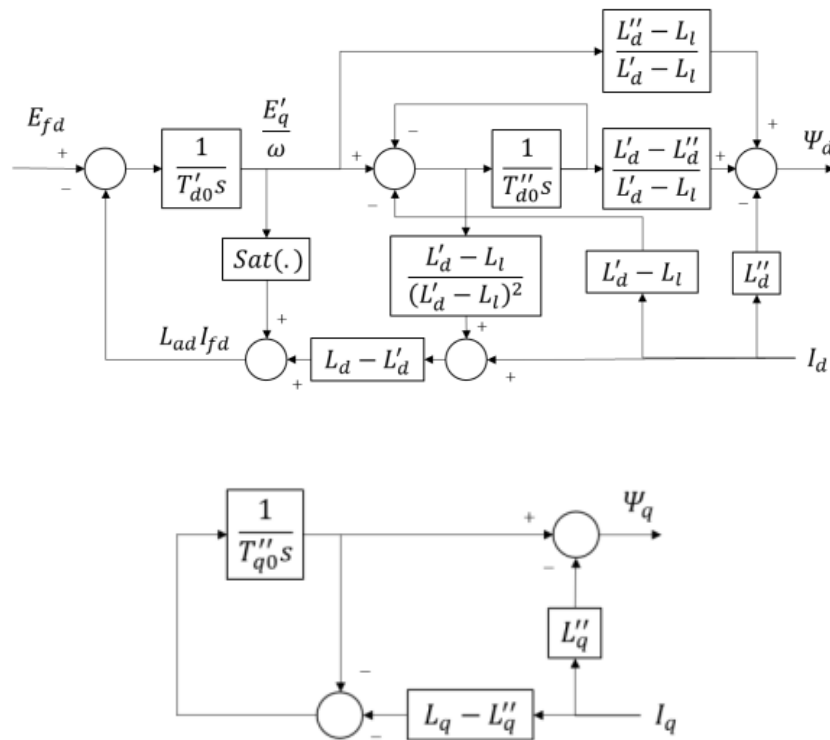
X''_d = reatância subtransitória de eixo direto, em p.u

X'_q = reatância transitória de eixo em quadratura, em p.u

X''_q = reatância subtransitória de eixo em quadratura, em p.u

Dentre os modelos mais utilizados, destaca-se neste trabalho o chamado modelo de 4ª ordem, que compreende uma máquina síncrona de polos salientes incluindo o efeito subtransitário dos enrolamentos amortecedores. É o modelo amplamente utilizado na base de dados dinâmica oficial do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para representação das usinas hidrelétricas do SIN. A Figura 4 apresenta o diagrama de blocos representativo das equações do modelo de 4ª ordem da máquina síncrona [11].

Figura 4 – Diagrama de blocos das equações do modelo de 4ª ordem da M.S.



Fonte: [11].

Onde:

L_d = indutância síncrona de eixo direto, em p.u

L_q = indutância síncrona de eixo em quadratura, em p.u

L'_d = indutância transitória de eixo direto, em p.u

L''_d = indutância subtransitória de eixo direto, em p.u

$L'_q = \text{indutância transitória de eixo em quadratura, em p. u}$

$L''_q = \text{indutância subtransitória de eixo em quadratura, em p. u}$

$L_l = \text{indutância de dispersão da armadura, em p. u}$

$T'_{d0} = \text{constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em s}$

$T''_{d0} = \text{constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em s}$

$E_{fd} = \text{tensão de campo, em p. u}$

$I_{fd} = \text{corrente de campo, em p. u}$

$E'_q = \text{tensão transitória projetada no eixo em quadratura, em p. u}$

$I_d = \text{corrente da armadura projetada no eixo direto, em p. u}$

$I_q = \text{corrente da armadura projetada no eixo em quadratura, em p. u}$

$Sat(.) = \text{parcela da saturação do gerador, em p. u}$

$\Psi_d = \text{enlace de fluxo magnético no eixo direto, em p. u}$

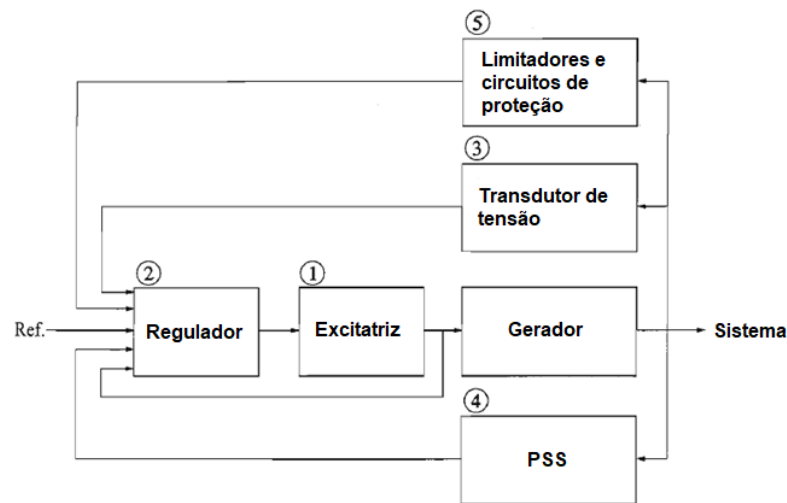
$\Psi_q = \text{enlace de fluxo magnético no eixo em quadratura, em p. u}$

2.2 SISTEMA DE EXCITAÇÃO

A função primária dos sistemas de excitação das máquinas síncronas é a de prover corrente contínua para os enrolamentos de campo da máquina. Além disso, os sistemas de excitação provêm funções de proteção e controle essenciais ao desempenho dos sistemas de potência, controlando a tensão e a corrente de campo da máquina.

Enquanto as funções de controle incluem o controle de tensão e de fluxo de potência reativa, contribuindo para a estabilidade dos sistemas elétricos, as funções de proteção garantem que a capacidade e os limites da máquina e do sistema de excitação não sejam excedidos [10]. A Figura 5 apresenta o diagrama funcional de um sistema de excitação típico de uma máquina síncrona.

Figura 5 – Diagrama funcional de um sistema de excitação da M.S.



Fonte: Adaptado de [10].

Como pode ser visualizado na Figura 5, os sistemas de excitação da máquina síncrona normalmente são compostos por:

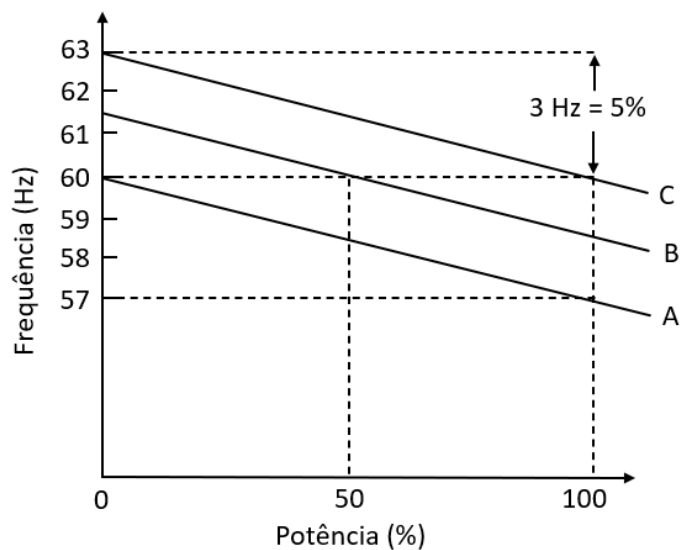
- **Excitatriz:** provém corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina, constituindo o estágio de fornecimento de potência do sistema de excitação.
- **Regulador de tensão (AVR):** regula a tensão terminal da máquina conforme uma referência, através do controle da excitatriz, importante para garantir a estabilidade dos sistemas de potência.
- **Estabilizador de Sistemas de Potência (PSS):** sinal adicional no regulador de tensão, de forma a amortecer oscilações locais. O sinal adicional podem ser os desvios na velocidade do rotor, potência acelerante ou frequência da máquina. Também podem ser utilizados para amortecer outros modos de oscilação, como entre áreas do sistema.
- **Limitadores e circuitos de proteção:** são diversos os arranjos de controle e proteção que garantem que os limites de capacidade da excitatriz e da máquina síncrona não sejam excedidos. Os mais comumente utilizados são: limitador de corrente de campo, limitadores de sobre e subexcitação e proteção V/Hz.

2.3 REGULADORES DE VELOCIDADE

Para uma operação satisfatória de um sistema de potência, a frequência deve ser mantida próxima à constante. Esta frequência é dependente do balanço de potência ativa no sistema que, quando alterado, leva a um desbalanço na frequência de todo o sistema interligado. Em um sistema de grande porte, com diversos geradores, deve-se alocar os desbalanços de potência entre todos os geradores. Para isso, cada unidade geradora do sistema possui um regulador automático de velocidade, responsável pela chamada regulação primária do sistema [10].

Conforme os Procedimentos de Rede do ONS [12], o estatismo de regime permanente dos geradores deve ser ajustado entre 2 e 8%. O estatismo do regulador de velocidade garante uma resposta apropriada de todas os geradores do sistema a um desbalanço no equilíbrio carga-geração, que por sua vez gera desvios na frequência do sistema, de forma que todos os geradores do SIN compartilhem esta tarefa. A Figura 6 apresenta uma curva típica da resposta dos reguladores de velocidade com estatismo. À medida em que há uma variação na frequência do sistema, há uma resposta de variação de potência mecânica no gerador, conforme o estatismo (curva) adotada.

Figura 6 – Curva de resposta do regulador de velocidade com estatismo.



Fonte: Elaborado pelos autores.

2.4 INVERSORES

Nas últimas décadas, diversos países têm priorizado investimentos em fontes de energia renováveis, devido às crescentes restrições socioambientais. Estas fontes, especialmente a eólica e a fotovoltaica, embora sejam opções limpas de geração de energia, possuem problemas de intermitência e variabilidade, criando diversos desafios para os operadores de sistemas de potência com alta penetração destes recursos. Além disso, esta geração é conectada à rede através de inversores de potência, sendo classificadas internacionalmente como *Inverter Based Generation – IBG*.

Vários grupos e forças-tarefa foram criados ao longo dos anos para desenvolver modelos matemáticos destas fontes para simulações dinâmicas, devido a sua crescente penetração nos sistemas elétricos de potência ao redor do mundo. O grupo de trabalho do Cigré, “Modelagem de *IBG* para estudos dinâmicos de sistemas de potência¹” [13] faz uma revisão extensa sobre o assunto, pontuando as principais diferenças em relação à geração síncrona convencional:

- **Os inversores não possuem massa rotativa, ou seja, não possuem inércia inerente.** Mesmo que a fonte primária de energia por trás do inversor possua inércia, ela é limitada pelos controles e pela capacidade dos inversores. Além disso, modos de controle como a inércia sintética não são completamente equivalentes à inércia convencional de máquinas síncronas conectadas diretamente à rede, já que os atrasos de medição e dos controles do inversor atrasam as respostas destes aos eventos da rede.
- **Os inversores não possuem corrente de contribuição de falta como geradores convencionais.** A corrente de contribuição de curto-circuito característica de máquinas síncronas pode ser feita através do controle do inversor, porém esta contribuição é normalmente limitada a um pouco acima de 1 p.u., devido à capacidade de sobrecarga típica dos semicondutores presentes nos inversores. Os inversores podem ser sobredimensionados para terem maior capacidade de injetar corrente de contribuição de falta, similar aos geradores síncronos convencionais. Se a tensão no ponto de conexão do

¹ Tradução livre do autor.

inversor, durante uma falta, atingir valores muito baixos, o inversor pode não ser capaz de injetar corrente no sistema.

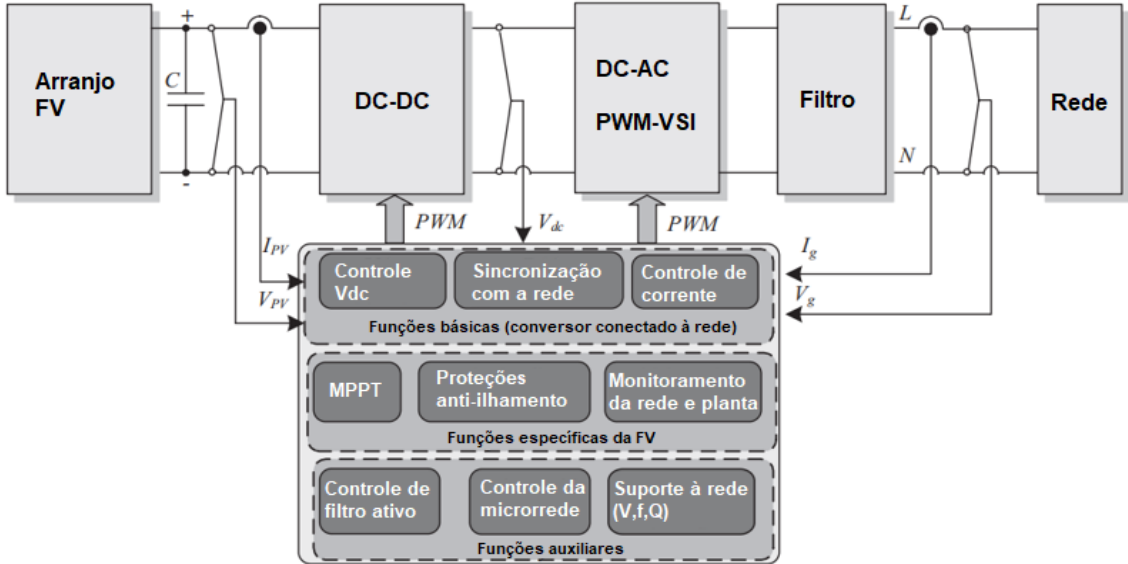
- **Possuem capacidade de resposta de controle.** A resposta do controle dos inversores pode ser extremamente rápida, possibilitando desenhar lógicas de controle e respostas para igualar certas capacidades síncronas.
- **Fonte de tensão constante.** A tensão induzida nos enrolamentos da máquina síncrona é normalmente superior à tensão da rede. Também, esta tensão induzida é regulada independentemente da tensão da rede. Isso acarreta correntes maiores à medida em que a tensão da rede afunda e, portanto, contribui positivamente com a estabilidade da rede. Os inversores não possuem uma fonte de tensão constante inerente e a corrente que estes podem fornecer é tipicamente limitada a 1 p.u.
- **Suporte de tensão na rede de transmissão.** Máquinas síncronas de grande porte têm a capacidade de regular a tensão da rede automaticamente, através do seu *AVR – Automatic Voltage Regulator*. Geradores síncronos de menor porte normalmente operam com potência reativa ou fator de potência constante, já que sua injeção de potência reativa é limitada, não tendo capacidade de regular a tensão do sistema. O mesmo ocorre, normalmente, com os inversores. No entanto, grandes inversores podem contribuir com o suporte de tensão, principalmente se associados. Alguns códigos de rede ao redor mundo já exigem esta capacidade de regulação.

A estrutura de um inversor pode variar com as diversas topologias disponíveis. Na Figura 7 é mostrada uma estrutura genérica para uma planta fotovoltaica, onde podem ser distinguidos os seguintes componentes:

- **Arranjo fotovoltaico:** é a estrutura dos módulos ou painéis fotovoltaicos que compõem o gerador solar. Diversos módulos podem ser conectados em série, formando uma *string*, que por sua vez podem ser conectadas em paralelo. O inversor pode ser conectado a todo o arranjo, à *string* ou a um único módulo.
- **Chopper:** conversor DC-DC utilizado para amplificar a tensão DC. Também tem o papel de realizar o *MPPT (Maximum Power Point Tracking)* da planta.
- **Link DC:** pode ser utilizado para se conectar filtros DC ou dispositivos de armazenamento de energia, como baterias.

- **Inversor:** conversor DC-AC que realiza a interface com a rede AC.

Figura 7 – Estrutura genérica para uma planta fotovoltaica.

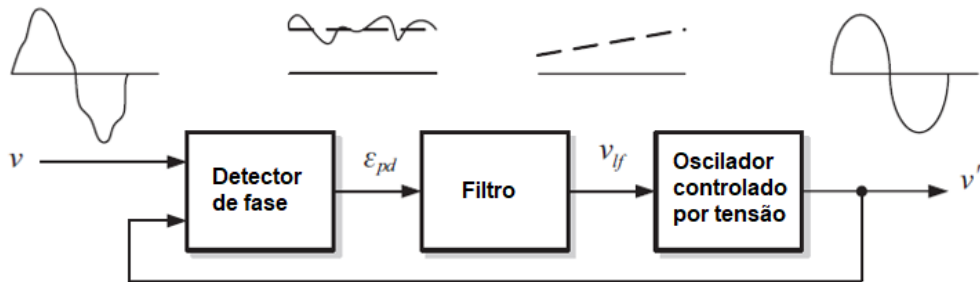


Fonte: Adaptado de [14].

O controle do inversor permite que a forma de onda AC gerada pelo inversor seja sincronizada com a frequência e fase da tensão no ponto de interconexão da planta com a rede, com o auxílio do *PLL* (*Phase-Locked Loop*).

O *PLL* é um sistema de malhada fechada no qual um oscilador interno é controlado de forma a monitorar um sinal periódico externo, utilizando uma malha de retroalimentação, como mostra a Figura 8. Desta forma, o bloco detector de fase compara um sinal de entrada com o sinal gerado pelo oscilador, de forma a ajustar a tensão v' produzida pelo oscilador para que esta seja sincronizada à fase da rede.

Figura 8 – Estrutura genérica de um *PLL*.

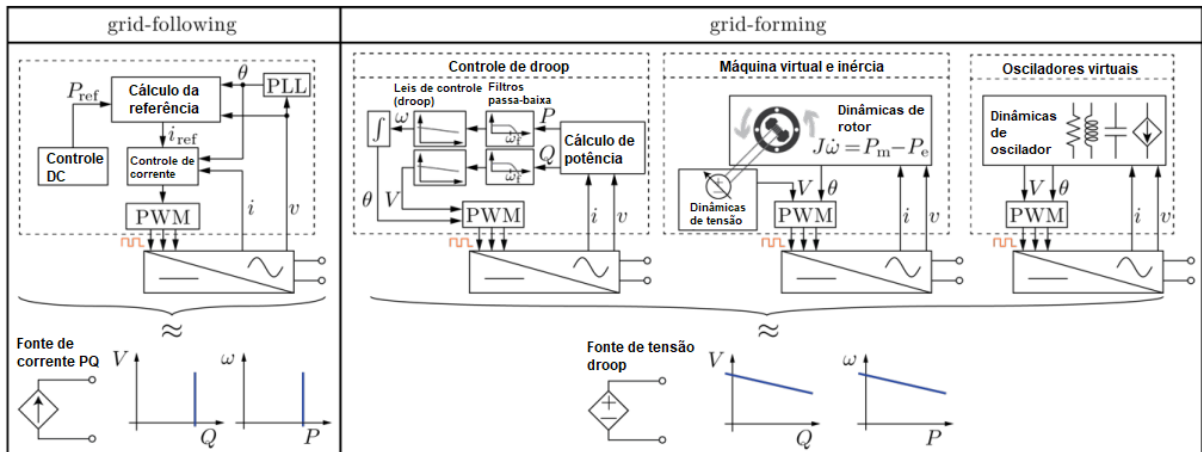


Fonte: Adaptado de [14].

Os inversores dotados do *PLL* são comumente chamados de *grid-following* e são os mais utilizados atualmente. Estes inversores não possuem capacidade de operar isolados e necessitam de uma referência angular e de tensão do sistema, fornecido, normalmente, por máquinas síncronas. São normalmente comparados à uma fonte de corrente [15].

Já os inversores *grid-forming* são comparados à uma fonte de tensão com *droop*, similares aos geradores síncronos, e possuem capacidade de operarem isolados e regular frequência e tensão, não necessitando de um *PLL* para sincronizar à rede. A Figura 9 apresenta os controles e principais diferenças entre os dois tipos de inversores.

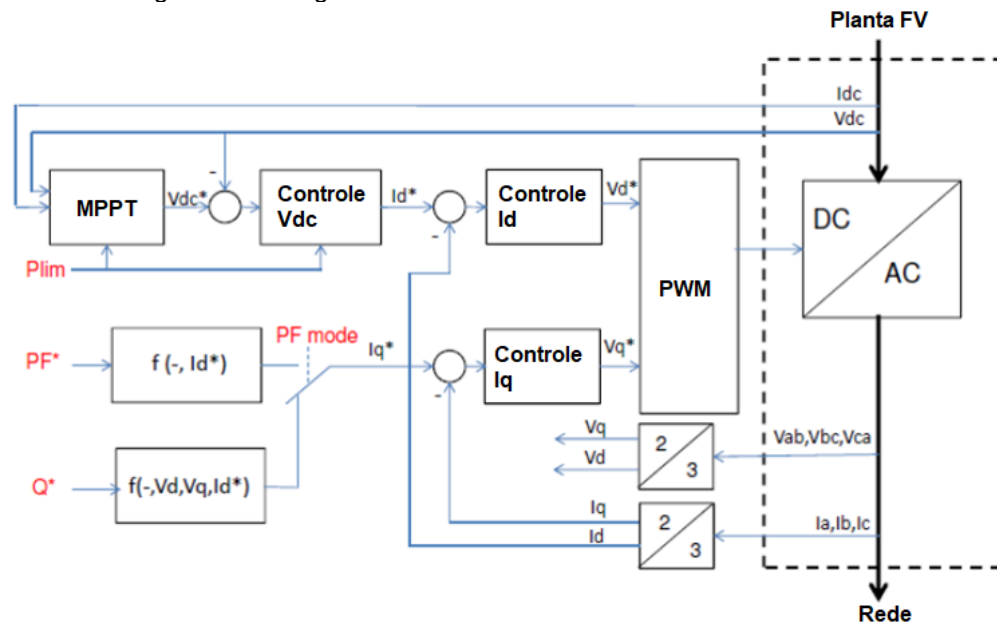
Figura 9 – Controles dos inversores *grid-following* e *grid-forming*.



Fonte: Adaptado de [15].

Outro importante controle dos inversores é o *MPPT* (*Maximum Power Point Tracking*), responsável pela maximização de potência do lado DC do inversor, através da regulação da tensão DC. A Figura 10 apresenta os principais controles em um inversor fotovoltaico, incluindo o *MPPT*.

Figura 10 – Diagrama dos controles de um inversor fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de [14].

O MPPT atua diretamente controlando a tensão DC nos painéis fotovoltaicos, que varia em função da temperatura e irradiação solar, de forma que a saída de potência do inversor ($V \times I$) seja a maior disponível.

A operação no ponto de máxima potência disponível deixa os inversores fotovoltaicos sem margem para regulação de potência ativa e frequência, através de controles como o de inércia virtual, bastante comum nos inversores de parques eólicos. No entanto, para suporte de tensão, existe a possibilidade de se priorizar a corrente reativa no inversor momentaneamente, quando necessário.

2.5 ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA

A estabilidade de frequência está associada à capacidade de um sistema de limitar a taxa de *RoCoF* (*Rate of Change of Frequency*), bem como do afundamento da frequência (*frequency nadir*) após uma perturbação no sistema, que leva a um desequilíbrio entre carga e geração [16]. Esta capacidade é proporcional à inércia equivalente deste sistema, que provém principalmente de máquinas síncronas convencionais, cujas constantes de inércia (H) são elevadas. A constante de inércia de uma máquina i é definida como:

$$H_i = \frac{\text{energia cinética [MW.s]}}{\text{potência nominal [MVA]}} \quad (2.2)$$

A inércia equivalente de um sistema é definida por:

$$H_{sis} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \cdot S_i}{S_{sis}} \quad (2.3)$$

Assim, a relação entre o *RoCoF* e a inércia equivalente de um sistema é:

$$RoCoF = \frac{\Delta P \cdot f_n}{2 \cdot H_{sis} \cdot S_{sis}} \quad (2.4)$$

Onde ΔP é a variação de potência causada pela perturbação e f_n é a frequência nominal do sistema.

Nos sistemas elétricos, de forma a se manter a estabilidade de frequência após uma perturbação, quando a resposta inercial e a regulação primária não são suficientes para manter o *RoCoF* e o *nadir* de frequência em valores aceitáveis, existem esquemas especiais que promovem o corte de carga controlado, em estágios, até que a frequência seja recuperada. No SIN, este esquema é conhecido como Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

2.6 ESTABILIDADE ANGULAR

A estabilidade angular do rotor está associada à capacidade do sistema elétrico de manter suas unidades geradoras operando em condições de sincronismo, após uma perturbação ou após pequenos impactos. É uma condição de equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque elétrico de saída de cada máquina do sistema. Em regime permanente, o equilíbrio mantém a velocidade dos rotores constante [10]. Na ocorrência de uma perturbação, este equilíbrio é perdido, levando a um desbalanço entre os torques mecânico e elétrico na máquina, já que durante um curto-circuito, a máquina não consegue injetar na rede a mesma potência que injetava antes da perturbação, havendo uma redução no torque elétrico.

O torque mecânico resultante acelera a máquina, podendo levar à instabilidade e à perda de sincronismo desta com outras máquinas do sistema, dependendo também de outros fatores. A seguinte equação matemática descreve as oscilações mecânicas do rotor de uma máquina síncrona:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} [P_m - P_e - Dm(\omega - \omega_s)] \quad (2.5)$$

Onde ω é a velocidade do rotor, ω_s é a velocidade síncrona, H é a constante de inércia da máquina, P_m é a potência mecânica, P_e é a potência elétrica e Dm é o coeficiente de amortecimento da máquina, produzido pelo atrito e ventilação na rotação da máquina síncrona.

2.7 ESTABILIDADE DE TENSÃO

A estabilidade de tensão está associada à habilidade de um sistema elétrico de manter um perfil de tensão adequado em todos os seus barramentos, tanto em regime normal de operação quanto após perturbações, e está diretamente relacionada à disponibilidade de potência reativa de um sistema.

É um fenômeno local, mas que pode se espalhar pelo sistema caso não sejam tomadas medidas operativas corretivas eficazes. O colapso de tensão ocorre quando a instabilidade leva o sistema a uma queda de tensão em parte significativa deste ou mesmo ao blecaute, ou seja, quando não são tomadas medidas operativas efetivas e a tempo, permitindo que o fenômeno se agrave. Os problemas de colapso de tensão

estão associados a sistemas elétricos que operam em condições estressantes: linhas de transmissão muito carregadas, fontes locais de potência reativa insuficientes e transmissão a longas distâncias.

Para detecção preventiva de uma condição de colapso de tensão em um sistema elétrico de potência, alguns índices são propostos na literatura [17] [18]. Um destes índices é descrito abaixo.

O conjunto de equações não-lineares do fluxo de carga de um sistema pode ser solucionado através da chamada teoria da bifurcação. Entre os tipos de bifurcação, destacam-se as bifurcações tipo sela-nó e Hopf. Para análises estáticas, através da solução do fluxo de carga, é possível encontrar a bifurcação do tipo sela-nó, enquanto a bifurcação do tipo Hopf é obtida através das matrizes de estado do sistema.

Diversos estudos reconhecem o ponto de colapso de tensão como um ponto de bifurcação sela-nó [18] [17] [19]. Neste ponto, o Jacobiano do fluxo de carga torna-se singular, ou seja, esta matriz não é inversível. Conseqüentemente, a matriz Jacobiana torna-se mal condicionada na medida que o sistema se aproxima do ponto de colapso, e o sistema de equações pode não convergir através dos métodos tradicionais de solução do fluxo de potência, não sendo possível identificar tal ponto.

Em [17], o método da continuação é utilizado para se encontrar o ponto de colapso de tensão e traçar o diagrama de bifurcação de um sistema. Assumindo um modelo de sistema:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (2.6)$$

Onde x representa as variáveis de estado do sistema e λ representa o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro.

O método consiste em determinar dois passos: o previsor, que acha uma direção para mover em $(\Delta x_1, \Delta \lambda_1)$ e o corretor, que acha (x_2, λ_2) em $f(x, \lambda) = 0$, usando como tentativa inicial o ponto $(x_1 + \Delta x_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$. O passo previsor é obtido através do cálculo do vetor tangente (TV), que mostra como as variáveis de estado mudam à medida em que o sistema sofre um aumento de carga, e pode ser obtido a partir da matriz Jacobiana do sistema:

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta_g \\ \Delta\theta_l \\ \Delta V_l \end{pmatrix} = (J^{-1}) \times \begin{pmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{pmatrix} \quad (2.7)$$

Onde g representa os geradores e l representa as barras de carga. Assim:

$$TV = \frac{\Delta V_l}{\Delta\lambda_l} \quad (2.8)$$

O tamanho do passo pode ser regulado, de forma que à medida que o sistema se aproxima do ponto de colapso, mais inclinada será a curva e, portanto, menor deverá ser o tamanho do passo:

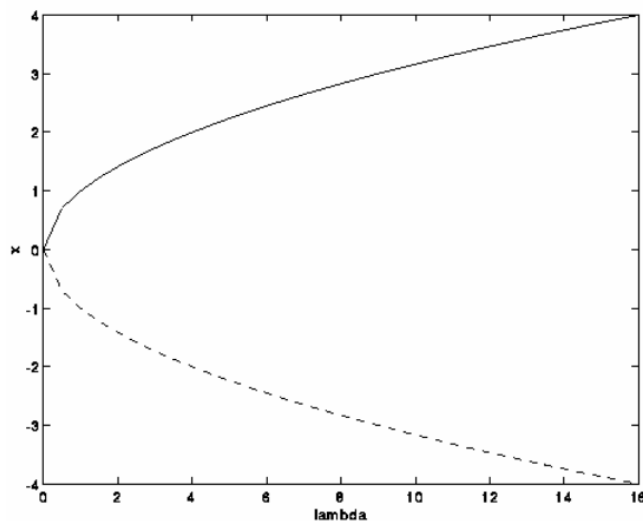
$$\Delta\lambda_l = \frac{k}{\|TV\|} \quad (2.9)$$

Onde k é uma constante que pode ser utilizada para se variar a velocidade do processo e $\|TV\|$ é a norma de TV.

O resultado dos passos acima é um conjunto de pontos que forma um diagrama de bifurcação, como mostrado na Figura 11, abaixo.

Para os estudos de sistemas elétricos de potência, é a chamada curva P-V. O ramo contínuo ($x > 0$) é estável, enquanto o ramo tracejado é instável. Observa-se que as duas soluções possíveis (uma estável e outra instável) se tornam uma solução única no ponto de bifurcação, onde é identificado um autovalor real nulo. Após a bifurcação, as soluções desaparecem.

Figura 11 – Diagrama de bifurcação ou curva P-V.



Fonte: [18].

O próximo passo para o estudo de estabilidade de tensão é obter a margem de carga do sistema, ou seja, a distância que o sistema se encontra do ponto de colapso, além da determinação da barra crítica deste sistema. A barra crítica está associada à maior entrada no vetor tangente, ou seja, a barra do sistema que sofre maior alteração na tensão à medida em que se varia o parâmetro λ de carregamento do sistema. A margem de carga, por sua vez, é obtida através do cálculo do vetor tangente abordado anteriormente.

3 MODELAGEM DE CARGA

3.1 ASPECTOS GERAIS

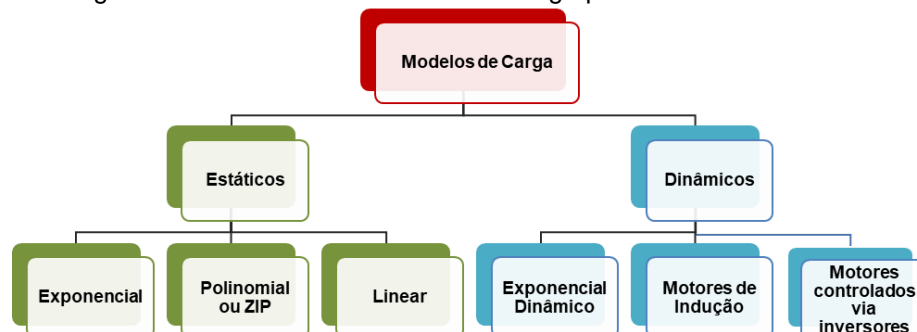
A modelagem de carga é um aspecto crucial para estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência. A análise segura e eficiente de um sistema elétrico passa por uma modelagem de carga precisa e apropriada para cada tipo de estudo.

No entanto, esta não é uma tarefa simples. A modelagem de carga apresenta diversos desafios, como a classificação dos tipos de carga (residencial, comercial, industrial etc.) e a composição das cargas em cada barramento do sistema, variando com o horário do dia, com a estação do ano e com a temperatura local. Esta tarefa se torna ainda mais desafiadora com a crescente penetração de cargas eletrônicas cada vez mais complexas, cargas de refrigeração e recursos energéticos distribuídos (REDs), aumentando a característica não-linear da carga e, por sua vez, os impactos de uma representação simplificada desta carga nos estudos.

Após diversas ocorrências em sistemas elétricos ao redor do mundo, que não puderam ser reproduzidas em análises *post-mortem*, os operadores de sistemas de outros países concluíram que uma modelagem de carga apropriada, incluindo a modelagem dinâmica e não-linear, era necessária para se reproduzir eventos reais do sistema [20] [21].

Os modelos de representação de carga são modelos matemáticos utilizados para aproximar o comportamento real destas cargas. A estrutura destes modelos pode ser estática ou dinâmica, sempre relacionando variações de tensão e frequência com as potências ativa e reativa consumidas pela carga. A Figura 12 apresenta a estrutura de modelos de carga utilizados nos estudos de estabilidade eletromecânica.

Figura 12 – Estrutura de modelos de carga para estudos transitórios.



Fonte: Elaborado pelos autores.

3.1 MODELO EXPONENCIAL

O modelo exponencial é uma representação bastante simplificada da carga, relacionando esta somente ao módulo da tensão do barramento:

$$P(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (3.1)$$

$$Q(V) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (3.2)$$

Onde V_0 , P_0 e Q_0 são as condições iniciais de operação e n_p e n_q são os expoentes que relacionam a variação das potências ativa e reativa à variação de tensão, respectivamente.

3.2 MODELO POLINOMIAL OU ZIP

O modelo polinomial ou ZIP é um modelo estático que relaciona a magnitude de tensão e a potência através de equações polinomiais, mostradas abaixo. Ele combina parcelas de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P):

$$P(V) = a \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 + c \left(\frac{V}{V_0} \right)^0 \quad (3.3)$$

$$Q(V) = d \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + e \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 + f \left(\frac{V}{V_0} \right)^0 \quad (3.4)$$

Onde a, b, c, d, e, f são parâmetros a serem determinados e V_0 é a tensão inicial do barramento. Os parâmetros a, d são relacionados à parcela de impedância constante, com relação quadrática com a tensão; b, e são relacionados à parcela de corrente constante, com relação linear com a tensão; enquanto os parâmetros c, f são relacionados à parcela de potência constante, sem relação com a tensão. Separando cada parcela ZIP nos dá:

$$b = c = e = f = 0 \rightarrow P(V) = a \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 ; Q(V) = d \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \rightarrow Z \text{ cte.} \quad (3.5)$$

$$a = c = d = f = 0 \rightarrow P(V) = b \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 ; Q(V) = e \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 \rightarrow I \text{ cte.} \quad (3.6)$$

$$a = b = d = e = 0 \rightarrow P(V) = c \left(\frac{V}{V_0} \right)^0 ; Q(V) = f \left(\frac{V}{V_0} \right)^0 \rightarrow P \text{ cte.} \quad (3.7)$$

3.3 MODELO LINEAR

O modelo linear pode ser utilizado em estudos cuja variação de tensão se dá dentro de uma faixa estreita em torno do ponto de operação inicial (P_0, Q_0, V_0) , como nas análises de estabilidade a pequenos sinais ou pequenas perturbações. Seu uso não é recomendado em análises onde tais variações sejam de maior amplitude, já que pode causar imprecisões nos resultados das simulações. As parcelas da potência ativa e reativa podem ser representadas conforme as equações a seguir, onde a_0, a_1 são os parâmetros relativos à parcela ativa e b_0, b_1 à parcela reativa:

$$P(V) = P_0 \left(a_0 + a_1 \frac{V}{V_0} \right) \quad (3.8)$$

$$Q(V) = Q_0 \left(b_0 + b_1 \frac{V}{V_0} \right) \quad (3.9)$$

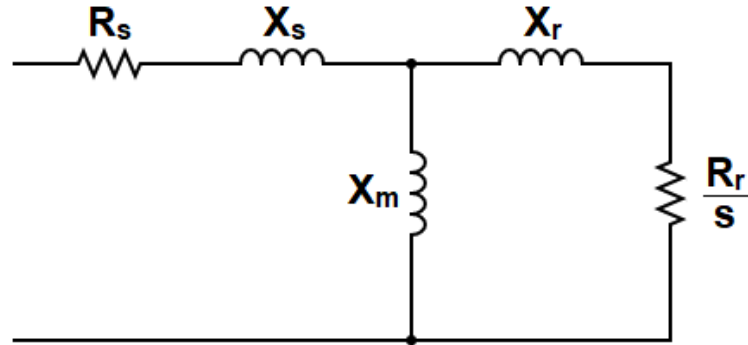
3.4 MOTORES DE INDUÇÃO

A modelagem dinâmica de motores de indução é vital para a análise de fenômenos dinâmicos em estudos de transitórios eletromecânicos, tornando os resultados mais próximos aos de um sistema real, onde o comportamento da carga é muito mais complexo que o apresentado com uma simples modelagem estática polinomial.

Aparelhos de ar-condicionado residenciais (*RAC*, em inglês) são normalmente representados através de motores de indução monofásicos, caracterizados por sua

baixa inércia, com uma tendência de sofrer stall em situações de subtensão. A Figura 13 mostra o equivalente de regime permanente de um motor de indução.

Figura 13 – Equivalente de regime permanente de um motor de indução.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Onde R_s é a resistência do estator, X_s é a reatância do estator, X_m é a reatância magnetizante, R_r é a resistência do rotor, X_r é a reatância do rotor e s é o escorregamento do motor.

Desprezando o torque devido ao atrito mecânico (nos mancais e por ventilação da rotação), tem-se a seguinte relação em um motor de indução:

$$J \times \ddot{\theta}_m = T_r = T_e - T_m \quad (3.10)$$

Onde J é o momento de inércia (kg.m^2), θ_m é o ângulo mecânico do rotor, com relação ao eixo de referência fixo (rad), e T_r é o torque resultante do torque elétrico (T_e) menos o torque mecânico (T_m), em N.m.

O ângulo mecânico pode ser relacionado ao ângulo elétrico através do número de polos p do motor:

$$\ddot{\theta}_e = \frac{p}{2} \times \ddot{\theta}_m \quad (3.11)$$

Definindo o torque base:

$$T_b = \frac{S_b}{\omega_b} \quad (3.12)$$

Substituindo as equações (11) e (12) na equação (10):

$$\frac{J}{T_b} \times \frac{2}{p} \times \ddot{\theta}_e = T_e - T_m \quad (3.13)$$

Convertendo a velocidade de rad/s para pu:

$$\frac{J \times \omega_b}{T_b} \times \frac{2}{p} \times \frac{\ddot{\theta}_e}{\omega_b} = T_e - T_m \quad (3.14)$$

Definindo a constante de inércia H :

$$H = \frac{J \times \omega_b}{T_b \times p} \quad (3.15)$$

Finalmente, da equação (14):

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} \times [T_e(V, s) - T_m(s)] \quad (3.16)$$

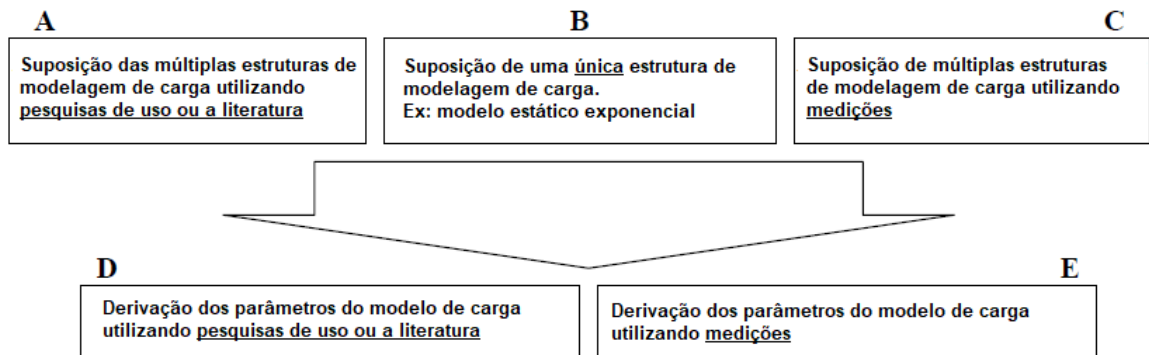
Onde $T_e(V, s)$ é o torque elétrico da máquina e ω_r é a velocidade elétrica do rotor.

3.5 TÉCNICAS DE MODELAGEM

A modelagem de carga de um sistema de potência de grande porte, como o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), se mostra um enorme desafio. Resumidamente, duas abordagens são utilizadas internacionalmente por operadores de sistemas para efetuar esta modelagem: através de medições em campo ou através da composição de carga.

A Figura 14 apresenta, de forma completa, as diferentes abordagens possíveis para a modelagem de carga dos sistemas elétricos [22]. São seis abordagens possíveis, onde tem-se a possibilidade de se utilizar medições e pesquisas de uso ou literatura para se supor a modelagem de carga a ser utilizada e os parâmetros do modelo escolhido.

Figura 14 – Diferentes abordagens para a modelagem de carga.



Fonte: Adaptado de [22].

A abordagem onde supõe-se as estruturas do modelo de carga e a derivação dos parâmetros deste através de pesquisas de uso ou através da literatura é também chamada de composição de carga.

A modelagem de carga através da composição de carga se dá pelo agrupamento e classificação das cargas de um sistema conforme suas características em comum. Além da classe das cargas, informação normalmente conhecida pelas distribuidoras (consumidor industrial, residencial, comercial, agrícola etc.), deve ser definida a proporção destas classes em cada barramento, além da composição da carga para cada tipo de consumidor (carga de iluminação, de refrigeração, eletrônica, de aquecimento etc.). A Figura 15 resume a tarefa de composição de carga em um sistema.

Figura 15 – Composição e classificação das cargas em um sistema.

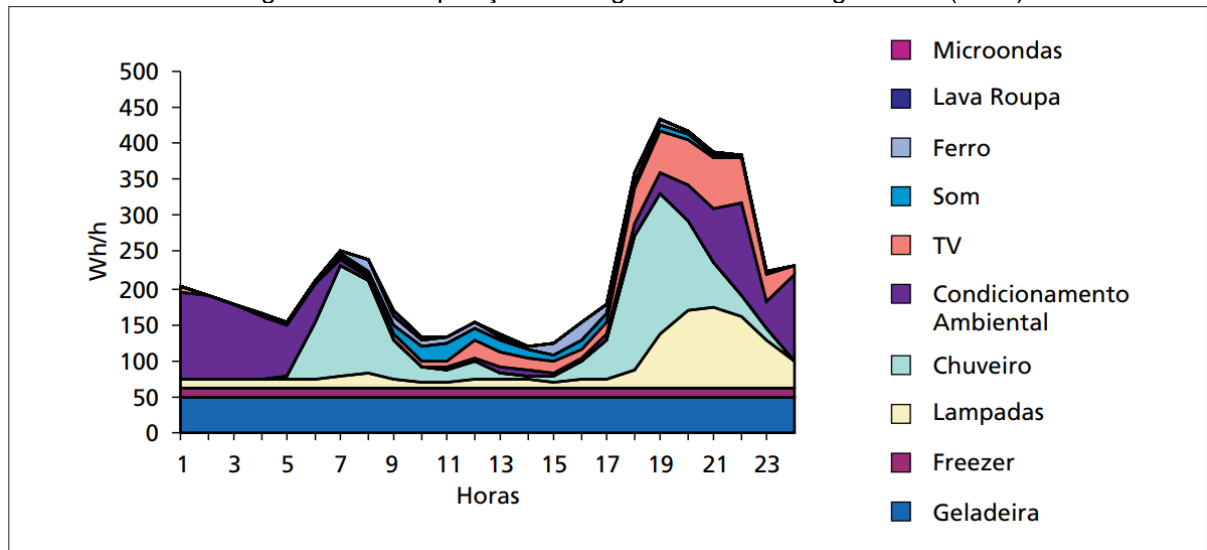


Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 16 apresenta a composição da carga no Brasil ao longo de um dia, por componente. Embora a pesquisa tenha sido realizada pelo PROCEL há 17 anos [23], em 2005, fica evidente a variação na composição da carga do SIN ao longo de 24 horas, o que torna a modelagem de carga ainda mais desafiadora. Observa-se

que, enquanto nas primeiras horas do dia a carga de ar-condicionado se mostra proporcionalmente alta no sistema, o que indicaria uma modelagem de carga com alta penetração de motores de indução monofásicos de baixa inércia, mais ao fim do dia esta proporção cai e dá lugar a cargas resistivas como chuveiro e lâmpadas, que poderiam ser representados por uma modelagem estática de carga.

Figura 16 – Composição da carga no Brasil ao longo do dia (2005).



Fonte: [23].

Normalmente, a modelagem por composição de carga se dá através de um modelo de carga e parâmetros comuns para todo o sistema.

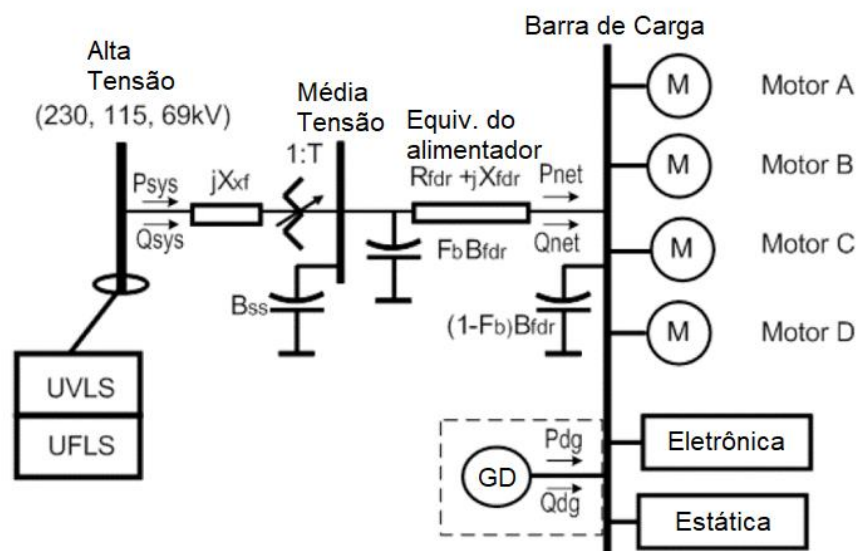
Já a modelagem através de medições se dá através de medições de tensão, frequência, e potência ativa e reativa realizadas em alimentadores ou subestações específicas e representativas, durante eventos ou perturbações no sistema, de forma que a amostragem das medições represente o comportamento geral destas cargas. A resposta das cargas é gravada por medidores de qualidade de energia ou relés digitais, e depois são derivados parâmetros para os modelos de carga utilizados, utilizando-se técnicas de *curve fitting* e parametrização.

É importante notar que na modelagem conhecida como *white-box*, se mostra necessário uma suposição inicial do modelo de carga a ser aplicado, de forma a se conseguir uma boa parametrização com as medições obtidas. Já na modelagem *black-box*, por se tratar de uma modelagem puramente matemática, sem necessariamente possuir sentido físico, não são necessárias tais suposições,

utilizando-se somente as medidas de tensão, frequência e potência de entrada e saída após os eventos e/ou perturbações.

Em 2015, a *North American Electric Reliability Corporation (NERC)* revisou seus critérios de confiabilidade para exigir o uso de modelos dinâmicos de carga em estudos de planejamento da operação na América do Norte. Uma força-tarefa para modelagem de carga foi criada, tendo como resultado a criação do modelo *Composite Load Model (CLM)*, estado da arte para modelagem de carga, mostrado na Figura 17.

Figura 17 – Estrutura do *Composite Load Model (CLM)*.



Fonte: Adaptado de [4].

O *CLM* inclui a representação de uma impedância equivalente do alimentador da distribuição, entre a média e a baixa tensão, quatro tipos de motores, cargas eletrônicas e estáticas (modelo ZIP), além de recursos energéticos distribuídos (REDs).

Os motores são divididos em:

- Motor A: compressores trifásicos de torque constante utilizados para refrigeração e condicionamento de ar;
- Motor B: ventiladores trifásicos de alta inércia com torque proporcional ao quadrado da velocidade;
- Motor C: bombas trifásicas de baixa inércia com torque proporcional ao quadrado da velocidade;
- Motor D: compressores monofásicos, usualmente utilizados em aparelhos de ar-condicionado residenciais.

A modelagem dos REDs pode ser feita através de modelos estáticos (similares ao ZIP da carga) ou através de modelos dinâmicos, que representam mais detalhadamente o desempenho destes inversores de forma agregada.

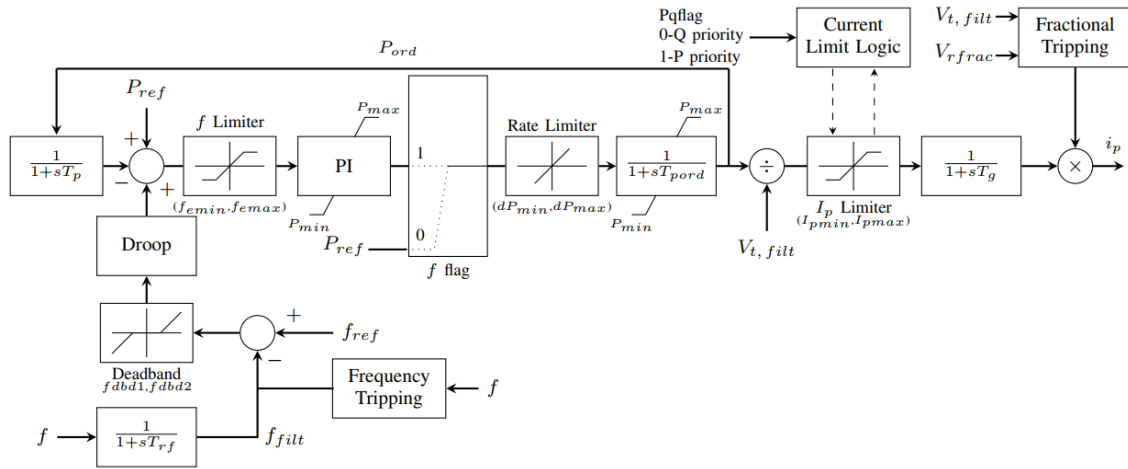
3.5.1 Modelo DER_A

O modelo DER_A é uma versão simplificada de modelos de inversores de segunda geração, como o REGC_A ou WT3G2. Ele representa diversos geradores distribuídos agregados através de uma série de parâmetros e possui diversas funcionalidades, como controle de potência ativa e frequência com *droop*, controle de tensão, potência reativa ou fator de potência, *trip* parcial e prioridade de corrente ativa ou reativa, entre outros [24]. As Figura 18 e Figura 19 mostram as malhas de controle de potência ativa e reativa do modelo DER_A.

Na Figura 18, o sinal de entrada de frequência passa por uma constante do filtro de medição, T_{rf} . A frequência de entrada é então comparada com um sinal de referência, f_{ref} . O resultado da comparação passa por um bloco de banda-morta para sobre e subfrequência (f_{db1} e f_{db2} , respectivamente), que passa por um bloco de *droop* com ganhos d_{dn} , d_{up} para sobre e subfrequência, respectivamente.

Para habilitar o controle de potência ativa e frequência, a f_{flag} deve ser definida em “1”, o que define P_{ref} também em “1” e habilita a realimentação de potência ativa com a ordem de potência ativa P_{ord} . O resultado passa por um controlador proporcional-integral (PI) com ganhos K_{pg} , K_{ig} . Finalmente, o comando de corrente ativa I_p é calculado utilizando-se a ordem de potência P_{ord} dividida pela tensão terminal Vt_{filt} e limitado por I_{pmin} , I_{pmax} .

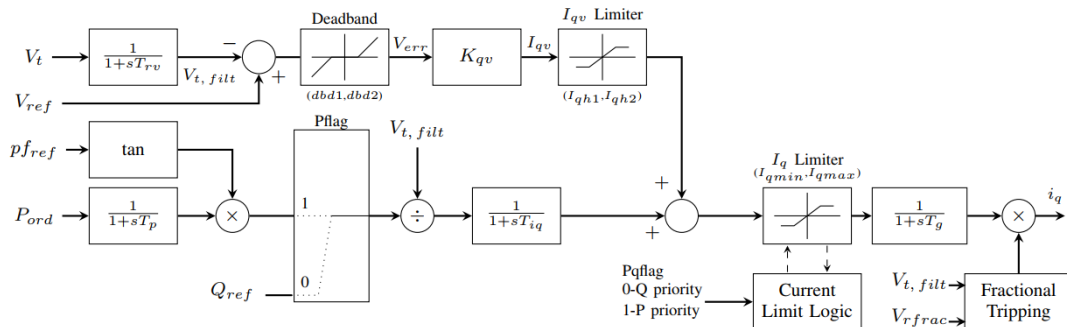
Figura 18 – Malha de controle de potência ativa e frequência do modelo DER_A.



Fonte: [25].

Na Figura 19, o modo de controle de potência reativa pode ser definido através da P_{flag} . Em “0”, é ativado o modo de controle de potência reativa constante, com sinal de referência Q_{ref} . Em “1”, é ativado o modo de fator de potência constante, com sinal de referência p_{fref} , que é calculado internamente para definir uma ordem de potência reativa que mantenha o fator de potência constante. A potência reativa é dividida pela tensão terminal $V_{t_{filt}}$, resultando em um comando de corrente reativa I_q , limitada por I_{qmin}, I_{qmax} . O controle de tensão também pode ser realizado através da referência de entrada V_{ref} , que passa por um bloco de banda-morta e um ganho de controle proporcional K_{qv} , resultando em uma ordem de potência reativa, que é adicionada à resposta do controle de potência reativa constante ou fator de potência constante e resulta em uma ordem de corrente reativa I_q .

Figura 19 – Malha de controle de potência reativa e tensão do modelo DER_A.

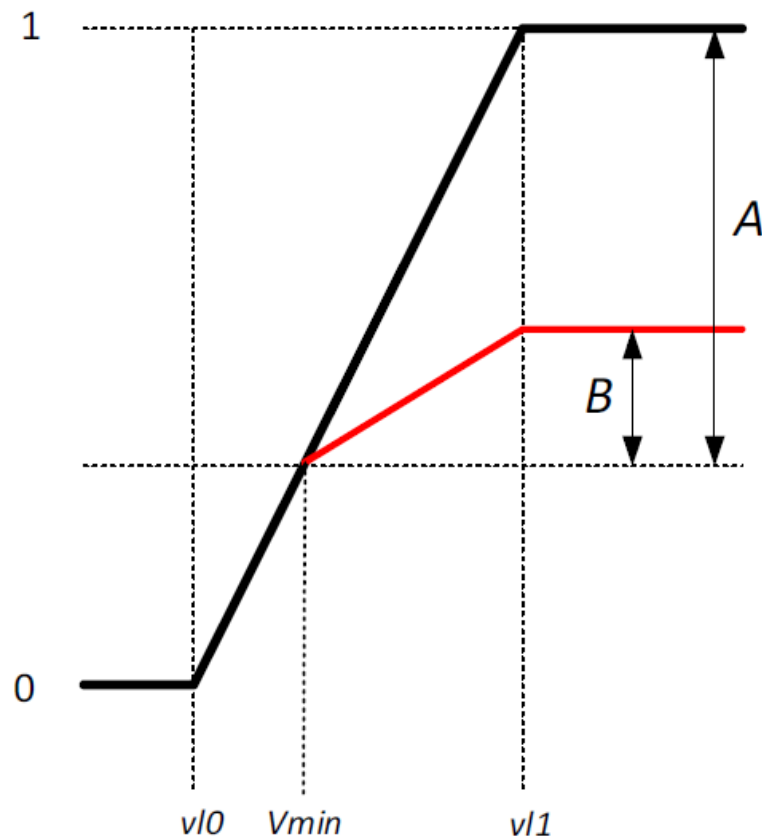


Fonte: [25].

Além das malhas de controle principais de potência ativa e reativa, o modelo DER_A possui malhas adicionais de *trip* de frequência, *trip* parcial e de priorização de corrente ativa ou reativa. A lógica de *trip* de frequência é utilizada para desconectar a geração da rede quando a frequência de entrada ficar abaixo de f_l por mais de t_{fl} segundos ou acima de f_h por mais de t_{fh} segundos. Para evitar a desconexão indesejada da geração durante o período transitório para faltas próximas ao gerador, o *trip* de frequência é desabilitado quando a tensão cai abaixo de um limite V_{pr} .

A lógica de *trip* parcial é utilizada para se simular a diferença de tensão ao longo de um alimentador da rede de distribuição, devido às quedas de tensão, que podem resultar em alguns geradores distribuídos se desconectando para uma falta, enquanto outros não se desconectam. A Figura 20 apresenta os parâmetros e as curvas utilizadas na lógica de *trip* parcial do modelo DER_A.

Figura 20 – Parâmetros do *trip* parcial do modelo DER_A.



Fonte: [26].

Quando a tensão cai abaixo de v_{l1} , uma parcela da geração é cortada, em um montante linearmente crescente até atingir v_{l0} , onde toda geração é cortada. Isso é representado por um valor aplicado à ordem de corrente ativa I_p e reativa I_q . Se a tensão cai abaixo de v_{l1} por um tempo superior à tv_{l1} , então somente uma parcela dos geradores (definida por V_{rfrac}) se recupera após a restauração da tensão. Porém, se a tensão cai abaixo de v_{l0} por um tempo superior a tv_{l0} , nenhum gerador se recupera após a restauração da tensão. A equação a seguir representa como o parâmetro V_{rfrac} é utilizado para se calcular a parcela de geração que se recupera após a restauração da tensão no barramento. V_{min} é um parâmetro interno que mede a tensão mínima do barramento terminal do DER_A imediatamente após a violação do tempo tv_{l1} .

$$B = V_{rfrac} \times A = V_{rfrac} \left(\frac{v_{l1} - V_{min}}{v_{l1} - v_{l0}} \right) \quad (3.17)$$

Ainda, a lógica de limitador de corrente é utilizada para se definir uma prioridade de corrente ativa ou reativa do inversor, através da $Pqflag$, e para se limitar a corrente do inversor em I_{max} . Se a prioridade de corrente reativa for selecionada, I_{qmax} e I_{qmin} são limitados a I_{max} e $-I_{max}$, respectivamente, enquanto o limite de corrente ativa é calculado para se utilizar o restante da potência aparente disponível do inversor:

$$I_{pmax} = \sqrt{I_{max}^2 - I_q^2} \quad (3.18)$$

Onde I_q é o comando de corrente reativa da malha de controle de potência reativa, mostrada na Figura 19.

3.5.2 Requisitos para inversores e parametrização do DER_A

Diversos requisitos têm sido exigidos para conexão da geração distribuída na América do Norte, iniciado pelo “*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”, de 2003, atualizado em 2014 e, novamente, em 2018 [27]. A exigência por certos requisitos para os inversores conectados na distribuição na Califórnia também foi regulamentada, através da “*CA Rule 21 Default*”. Os principais ajustes exigidos por estas regulamentações são mostrados comparativamente na Tabela 1, através dos parâmetros do modelo DER_A [24]. No Anexo A são mostrados todos os ajustes disponíveis no modelo.

Tabela 1 – Parâmetros do modelo DER_A para diversos requisitos de conexão.

Parâmetro	IEEE Std. 1547-2003 Default	IEEE Std. 1547a-2014 Default	CA Rule 21 Default	IEEE Std. 1547-2018 Category II Default
kqv	0	0	0	0
vref0	0	0	0	0
imax	1.2	1.2	1.2	1.2
vl0	0.44	0.44	0.49	0.44
vl1	$0.44+V_{\text{DROP}}$	$0.44+V_{\text{DROP}}$	$0.49+V_{\text{DROP}}$	$0.44+V_{\text{DROP}}$
vh0	1.2	1.2	1.2	1.2
vh1	$1.2-V_{\text{DROP}}$	$1.2-V_{\text{DROP}}$	$1.2-V_{\text{DROP}}$	$1.2-V_{\text{DROP}}$
tvl0	0.16	0.16	1.5	0.16
tvl1	0.16	0.16	1.5	0.16
tvh0	0.16	0.16	0.16	0.16
tvh1	0.16	0.16	0.16	0.16
Vfrac	0	0	1	1
fltrp	59.3	59.5 OR 57.0	58.5 OR 56.5	58.5 OR 56.5
fhtrp	60.5	60.5 OR 62.0	61.2 OR 62.0	61.2 OR 62.0
tfl	0.16	2.0 OR 0.16	300.0 OR 0.16	300.0 OR 0.16
tfh	0.16	2.0 OR 0.16	300.0 OR 0.16	300.0 OR 0.16
pflag	1	1	1	1
frqflag	0	0	1	1
pqflag	P priority	P priority	Q priority	Q priority
typeflag	1	1	0 OR 1	0 OR 1

Fonte: [24].

Os ajustes propostos pelas normas do IEEE, de 2018, e da Califórnia, de 2020, tidos atualmente como *benchmark* dos requisitos para conexão de inversores distribuídos, foram sendo gradualmente implementados nos Estados Unidos, de forma que o sistema precisou conviver com uma penetração mista de inversores com ajustes modernos e obsoletos, os chamados ajustes legados, situação que deve ser reproduzida na parametrização do modelo DER_A para simulações de estabilidade eletromecânica.

Essencialmente, as diferenças que serão tratadas aqui são as dos ajustes para desconexão da GD, ou *ride-through* de frequência e tensão. Enquanto as normas mais antigas deixavam a geração distribuída mais suscetível à desconexão tanto para eventos de tensão quanto de frequência, as normas mais modernas procuram evitar sua desconexão ao máximo. A norma IEEE de 2014, por exemplo, previa a desconexão por subfrequência já em 59,5 Hz, ao passo que as normas mais modernas preveem a desconexão a partir de 58,5 Hz com temporização lenta, ajuste comumente utilizado nos esquemas de alívio de carga para subfrequência em sistemas de potência (ERAC, no Brasil). Já para o ajuste de tensão, as normas mais antigas previam ajustes maiores com durações menores para desconexão, também tornando os inversores mais suscetíveis à desconexão, o que se alterou nas normas mais novas.

No Brasil, a Portaria nº 140/2022 do Inmetro [28] passou a exigir novos requisitos de imunidade para inversores a serem conectados às redes de distribuição a partir de 2022, mostrados na Figura 21, com um prazo de adaptação pelos fabricantes entre 2 e 3 anos após a data de publicação da portaria. Desta forma, o SIN deverá conviver com a existência de inversores com diferentes desempenhos diante eventos externos. A classe futura de inversores, que seguirá a nova Portaria do Inmetro, apresentará melhor robustez diante variações sistêmicas de tensão e frequência. Contudo, haverá um legado expressivo de inversores que seguem a norma ABNT NBR 16149 de 2013, cujos requisitos de suportabilidade a subtensões são menos robustos, com capacidade instalada de 15 GW em 2022 [29]. Em síntese, a presença de inversores MMGD de diferentes tecnologias e classes, os quais seguem distintas recomendações, se mostra um desafio em termos de modelagem do comportamento agregados destes para estudos de estabilidade eletromecânica no SIN.

Figura 21 – Requisitos de imunidade dos inversores.

Frequência (Hz)	Suportabilidade mínima (s)	Potência fornecida pelo inversor
$f \leq 56,9$	Não exigido	Não exigido
$56,9 < f \leq 57,4$	5,0	Conforme subitem 5.4.18
$57,4 < f \leq 62,6$	Operação contínua	Condição normal de operação, atendendo adicionalmente os subitens 5.4.18 e 5.4.19
$62,6 < f \leq 63,1$	10,0	Conforme subitem 5.4.19
$63,1 \leq f$	Não exigido	Não exigido

Tensão (p.u.)	Suportabilidade mínima (s)	Potência fornecida pelo inversor
$U \leq 0,20$	Não exigido	Não exigido
$0,20 < U \leq 0,50$	0,5	Não exigido
$0,50 < U \leq 0,80$	2,5	Pode ser reduzida desde que a corrente injetada seja igual ou maior à corrente pré-falha
$0,80 < U < 1,12$	Operação contínua	Condição normal de operação
$1,12 \leq U < 1,18$	1,0	Não exigido
$1,18 \leq U$	Não exigido	Não exigido

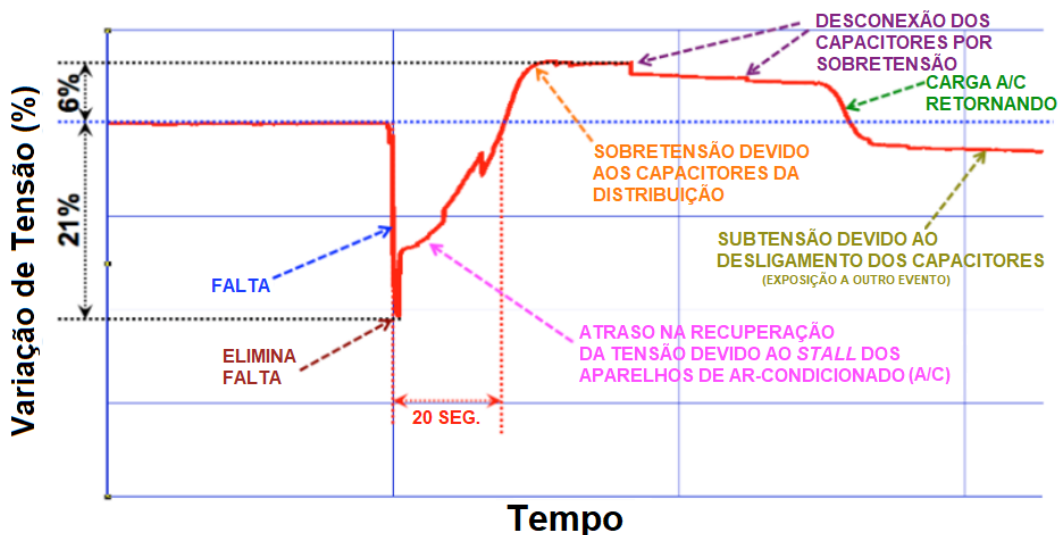
Fonte: [28].

4 FAULT INDUCED DELAYED VOLTAGE RECOVERY – FIDVR

O atraso na recuperação da tensão do sistema no pós-falta, relacionado ao *stall* de aparelhos de ar-condicionado monofásicos, tem sido reportado na literatura por muitos anos [30], para o que hoje se conhece como *FIDVR*. Este fenômeno é caracterizado por um aumento na corrente consumida por aparelhos de ar-condicionado com rotor bloqueado durante o *stall*, usualmente de 5 a 6 vezes o valor de regime permanente.

A Figura 22 mostra um evento típico de *FIDVR*, registrado em um sistema de transmissão 230 kV no sul da Califórnia, Estados Unidos [31]. Ela mostra a sequência de eventos iniciada por uma falta neste sistema. Quando a falta é eliminada, o sistema leva em torno de 20 segundos para recuperar a tensão para o valor pré-falta, devido ao *stall* dos aparelhos de ar-condicionado conectados na carga. Depois disso, há uma sobretensão devido à desconexão dos aparelhos de ar-condicionado pela sua proteção térmica, além dos capacitores da distribuição que permanecem conectados à rede. Finalmente, os capacitores se desconectam através da proteção de sobretensão, o que combinado com a reconexão das cargas de ar-condicionado podem levar o sistema a outra subtensão, expondo-o a outro evento de *FIDVR*.

Figura 22 – Sequência de eventos típica do fenômeno de *FIDVR*.

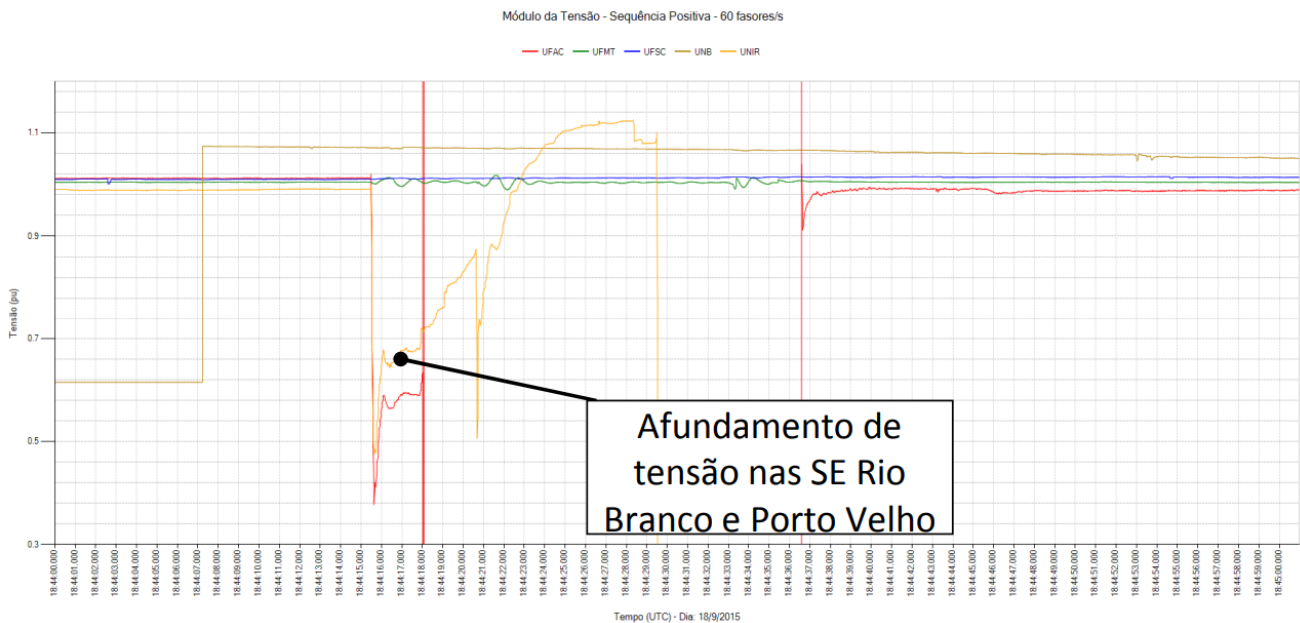


Fonte: Adaptado de [31].

A Figura 23 mostra um evento real, ocorrido no sistema Acre-Rondônia em 2015, quando uma falta em uma linha de transmissão levou os barramentos de Rio Branco e Porto Velho a uma lenta recuperação de tensão, o que por sua vez levou ao corte de carga na região, aumentando transitoriamente o fluxo de exportação da área para o Sistema Interligado Nacional – SIN, levando a uma perda de sincronismo entre a área e o SIN e à atuação da proteção para perda de sincronismo (PPS) localizada na subestação de Ji-Paraná, que abriu a interligação dos estados com o sistema, ilhando-os [6].

A análise de perturbação realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) mostrou que o evento só poderia ser reproduzido em simulações de transitórios eletromecânicos com a modelagem de motores de indução na carga, mostrando a importância de uma modelagem de carga apropriada para estudos dinâmicos e para a análise do fenômeno de *FIDVR*.

Figura 23 – Registro PMU de um evento real no sistema Acre-Rondônia.



Fonte: [6].

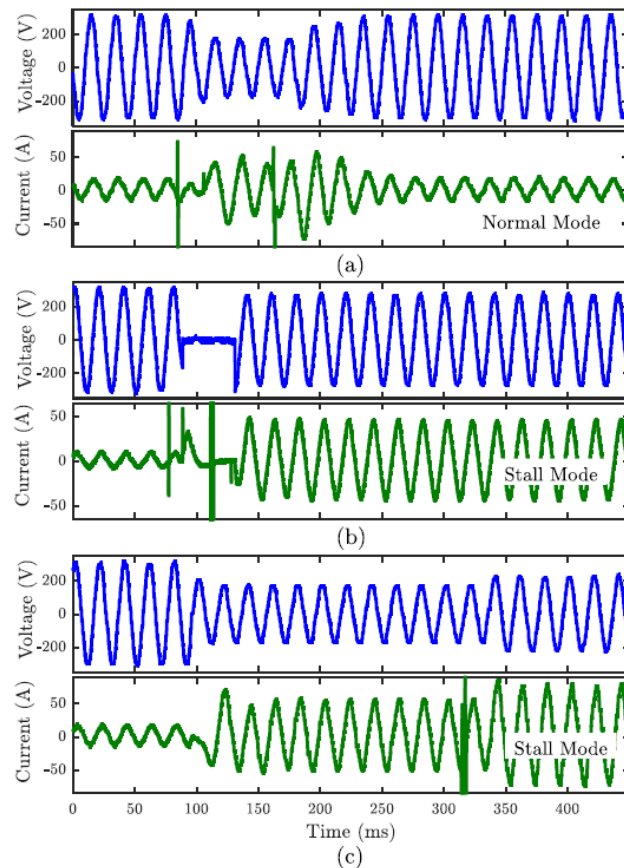
Em geral, áreas com alta penetração de motores de indução são mais suscetíveis ao fenômeno. Sabe-se que a penetração destes motores, principalmente aparelhos de ar-condicionado residenciais, podem chegar a até 60% da carga total de um sistema em determinados momentos, principalmente em áreas mais quentes, onde o uso destes aparelhos é intenso.

Quando a tensão nestes aparelhos cai abaixo de um limite, o torque desenvolvido pelo motor não é suficiente para manter o compressor ligado e há o *stall* do motor, no qual a corrente terminal sobe.

Diversos trabalhos na literatura trataram da modelagem dinâmica da carga para estudos de *FIDVR* [31] [32] [33], já que o fenômeno não pode ser analisado sem a modelagem apropriada dos motores de indução na carga, normalmente caracterizados por motores de baixa inércia. O *Composite Load Model (CLM)*, mostrado no item 3.5, desenvolvido pela força-tarefa de modelagem de carga da *Western Electricity Coordinating Council (WECC)*, inclui um modelo criado a partir de testes de laboratório de um ar-condicionado monofásico para análises de *FIDVR* [4].

A referência [33] desenvolve um novo modelo de motor de indução monofásico representativo dos aparelhos de ar-condicionado residenciais, baseado em [4], que adiciona uma relação entre a tensão de *stall* e o tempo de *stall* do compressor. Enquanto no modelo desenvolvido pela WECC o motor sofre *stall* quando a tensão fica abaixo de V_{stall} por um tempo superior a T_{stall} , testes de laboratório indicam que quando a tensão de falta cai, o tempo para o compressor sofrer *stall* também cai, mostrando uma relação entre as duas variáveis. A Figura 24 apresenta a tensão e a corrente em um aparelho de ar-condicionado residencial (*RAC*, em inglês) nos testes de laboratório. Quando é realizado um afundamento de 120 V por 83 ms, o aparelho continua a operar normalmente após a falta. Para que o aparelho sofra *stall*, deve-se ou reduzir o valor do afundamento (b) ou aumentar o tempo de duração do afundamento (c).

Figura 24 – Tensão e corrente no RAC em testes de laboratório.



Fonte: [33].

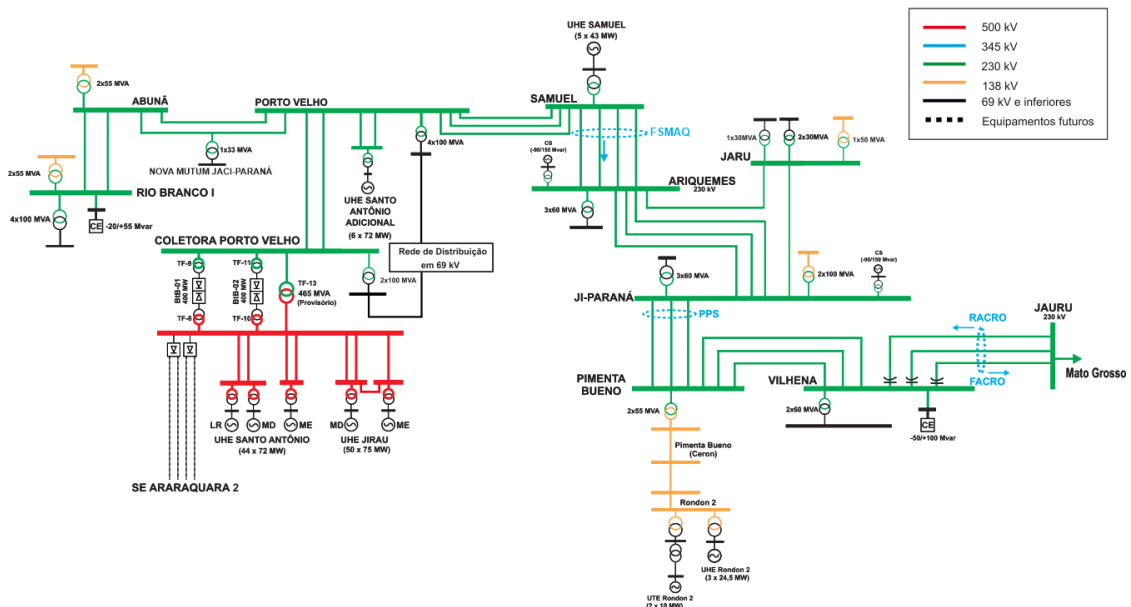
Enquanto muitos trabalhos se dedicaram a estudar o fenômeno e a modelagem de carga necessária para sua avaliação, outros trabalhos focaram em solucionar a ocorrência deste fenômeno. Em [34] é apresentada uma estratégia de alívio de carga *online*, que realiza o corte da carga mais eficiente para se mitigar o *FIDVR*, mostrando ser uma metodologia mais eficiente do que o alívio de carga convencional realizado em 4 estágios, além de ser uma estratégia mais barata do que os altos investimentos necessários para implementação de equipamentos FACTS como o STATCOM.

Os resultados das simulações em [9] mostram que os inversores dos geradores distribuídos com controle de tensão podem minimizar ou mesmo mitigar a ocorrência do atraso de recuperação de tensão pós-falta, indicando que quanto maior a penetração de geração distribuída com controle de tensão na rede, menor o tempo para a tensão se recuperar. As simulações também mostram que, para uma penetração alta de motores de indução na carga (maior que 30%), é impossível mitigar completamente o atraso de recuperação de tensão, embora ele possa ser minimizado.

5 DESENVOLVIMENTO

O sistema Acre-Rondônia, localizado na região Norte do Brasil, responsável pelo atendimento elétrico aos Estados do Acre e de Rondônia, compreende uma rede de transmissão em 230 kV que se estende da SE Rio Branco I, no Acre, até a SE Vilhena, em Rondônia, onde há uma interligação com o Sistema Interligado Nacional através de três circuitos em 230 kV de Vilhena até Jauru, no Mato Grosso. O sistema pode ser visto na Figura 25.

Figura 25 – O sistema de atendimento aos estados do Acre e Rondônia.



Fonte: Elaborado pelos autores.

O sistema Acre-Rondônia é um sistema predominantemente hidroelétrico e com característica exportadora de energia, desde que foi interligado ao SIN em 2009. Possui grandes usinas hidrelétricas: UHE Samuel (216 MW), UHE Santo Antônio (3.568 MW), UHE Jirau (3.750 MW) e UHE Rondon II (73 MW). As usinas de Santo Antônio e Jirau são conectadas ao sistema através de um conversor *back-to-back*, localizado na SE Coletora Porto Velho, com capacidade para transmitir até 800 MW, além de 6 unidades geradoras da UHE Santo Antônio conectadas diretamente ao sistema de transmissão CA em 230 kV de Rondônia, com capacidade de 432 MW.

O sistema possui uma proteção para perda de sincronismo (PPS) instalada na SE Ji-Paraná, que mede a impedância dos três circuitos da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno e abre os mesmos circuitos em caso de detecção de perda de

sincronismo do Acre-Rondônia com o SIN, ilhando o sistema Acre-Rondônia, de modo a preservar a estabilidade das ilhas operando de forma separada.

5.1 METODOLOGIA

O referido sistema foi modificado para se avaliar a influência dos motores de indução monofásicos, representando aparelhos de ar-condicionado residenciais, na recuperação de tensão pós-falta do sistema, o impacto do atraso na recuperação de tensão na geração fotovoltaica conectada através de inversores no sistema de transmissão e o benefício da MMGD com suporte de tensão ativo na recuperação de tensão do sistema. Desta forma, foram modelados motores de indução através do modelo dinâmico e parâmetros típicos do IEEE para motores de baixa inércia, característicos de compressores de ar-condicionado, mostrados no Anexo C; MMGD na carga em diferentes penetrações, complementares à carga estática ZIP, através do modelo DER_A; bem como inversores fotovoltaicos na transmissão. Também foram adotadas simplificações de forma a se avaliar melhor a criticidade da recuperação lenta de tensão no sistema, como a desativação dos dois compensadores síncronos do sistema Acre-Rondônia.

A modelagem de motores de indução e MMGD nos barramentos de carga do sistema se deu em diferentes penetrações da carga para os motores de indução e para a MMGD, conforme as equações a seguir.

$$P_{MMGD} = \%_{MMGD} * P_{original} \quad (5.1)$$

$$P_{novo} = P_{original} + P_{MMGD} \quad (5.2)$$

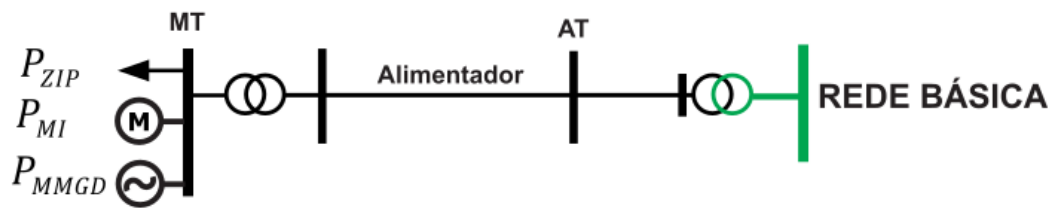
$$P_{MI} = \%_{MI} * P_{novo} \quad (5.3)$$

$$P_{ZIP} = (1 - \%_{MI}) * P_{novo} = \%_{ZIP} * P_{novo} \quad (5.4)$$

sendo P_{MI} a parcela de potência ativa da carga modelada através de motores de indução, P_{ZIP} a parcela de potência ativa da carga modelada através do modelo ZIP, $P_{original}$ a potência ativa inicial da carga em cada barramento, $\%_{MI}$ a penetração de motor de indução na carga, $\%_{MMGD}$ a penetração de MMGD no barramento, $\%_{ZIP}$

a penetração de carga estática ZIP na carga, P_{MMGD} a potência despachada de MMGD no barramento e P_{novo} a soma da potência ativa inicial da carga no barramento com a potência despachada de MMGD no barramento, de forma que a carga líquida no barramento permaneça a mesma. A Figura 26 mostra um exemplo genérico da modelagem de carga adotada nos barramentos do sistema.

Figura 26 – Modelagem de carga adotada no sistema.



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Tabela 2 apresenta a matriz dos principais cenários avaliados nas simulações. O Anexo B apresenta todos os cenários simulados.

Tabela 2 – Matriz dos principais cenários avaliados nas simulações.

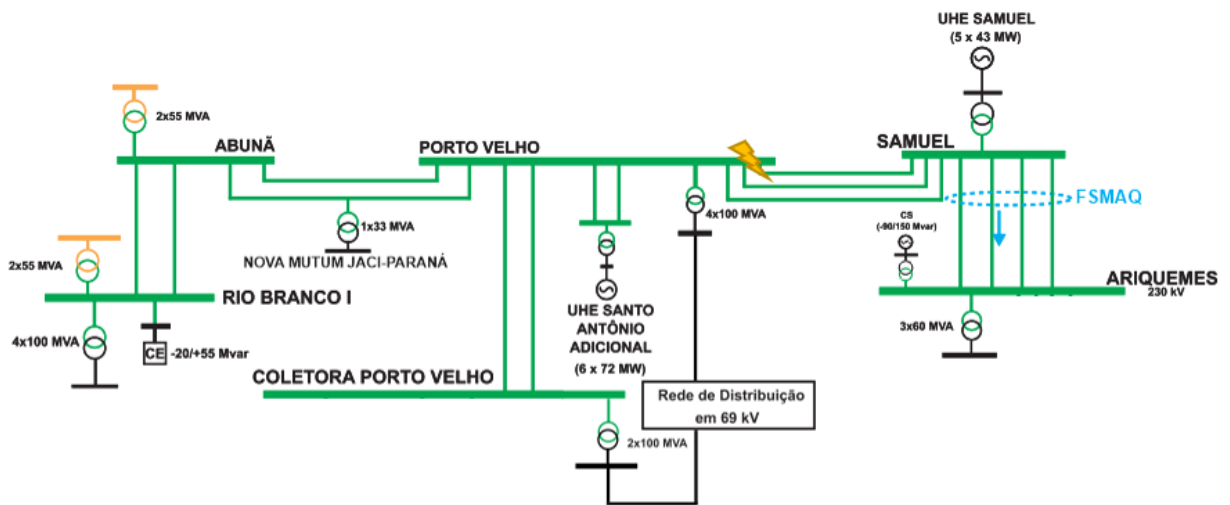
Cenário	%ZIP						%MI						%MMGD				UFV (MW)				
	100	70	40	30	20	10	0	30	60	70	80	90	0	20	40	60	150	300	450	600	
1	x						x						x				x				
2		x						x					x				x				
3		x						x						x			x				
4		x						x							x		x				
5		x						x								x	x				
6			x						x				x				x				
7			x						x					x			x				
8			x						x						x		x				
9			x						x							x	x				
10			x						x				x					x			
14			x						x				x							x	
23					x						x		x				x				
24					x						x			x			x				
25					x						x				x		x				
27						x						x	x				x				

Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2 SIMULAÇÕES

Para realizar as simulações de estabilidade eletromecânica no sistema Acre-Rondônia, de forma a se comparar as diferentes modelagens de carga e ajustes de MMGD citados, aplicou-se um curto-circuito com tensão de sequência positiva de 70% no barramento 230 kV de Porto Velho, mostrado na Figura 27, com eliminação da falta e abertura da LT 230 kV Porto Velho – Samuel C1 em 150 ms.

Figura 27 – Curto-circuito no barramento 230 kV de Porto Velho.



Fonte: Elaborado pelos autores.

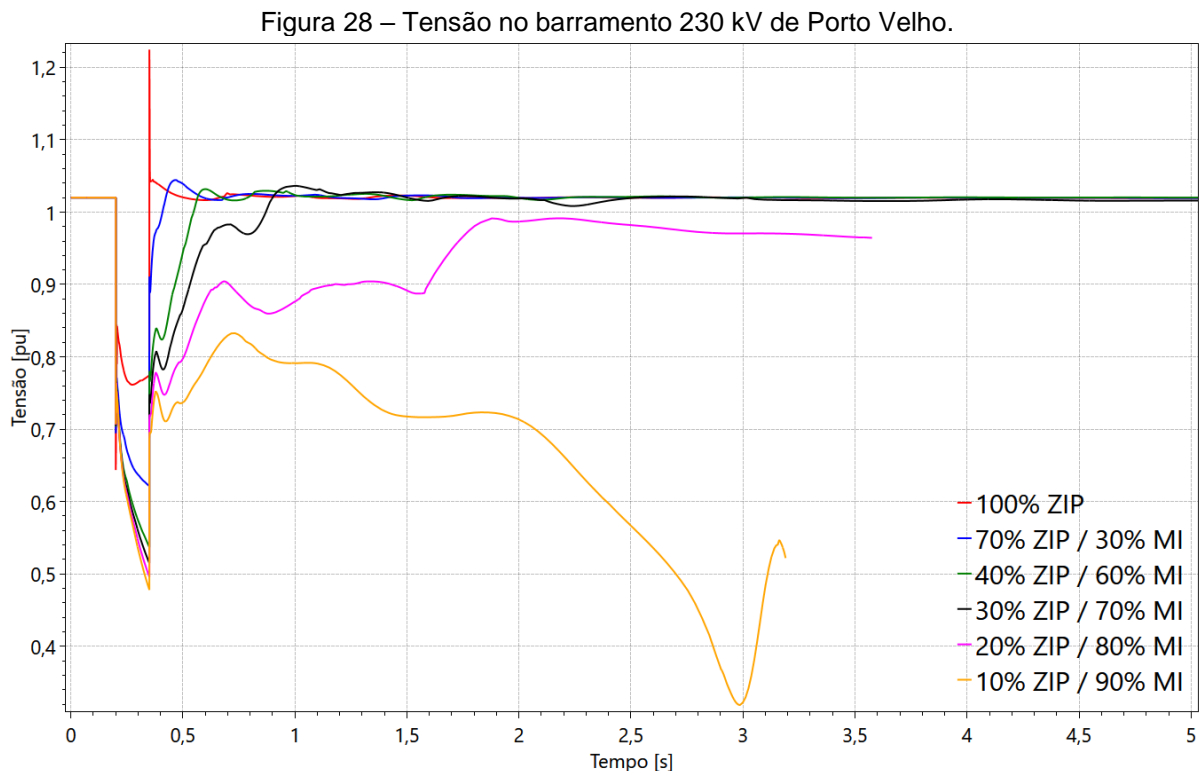
Normalmente, esta contingência leva o sistema a uma oscilação estável, com a modelagem de carga 100% estática (ZIP) presente na base de dados oficial do ONS e devido à alta penetração de geração síncrona do sistema.

No entanto, como será visto nos itens a seguir, a variação da modelagem de carga do sistema, com a inclusão de diferentes penetrações de motores de indução e MGD, além da inclusão de geração renovável conectada ao sistema através de inversores, altera significativamente o desempenho dinâmico do sistema Acre-Rondônia frente a contingências, podendo a contingência simples da LT 230 kV Porto Velho – Samuel C1 levar o sistema ao colapso de tensão e à atuação da PPS de Ji-Paraná com consequente ilhamento.

5.2.1 Motores de Indução (MI)

À medida em que se aumenta a penetração dos motores de indução na carga do sistema, a recuperação de tensão do sistema no pós-falta se deteriora, como mostra a Figura 28.

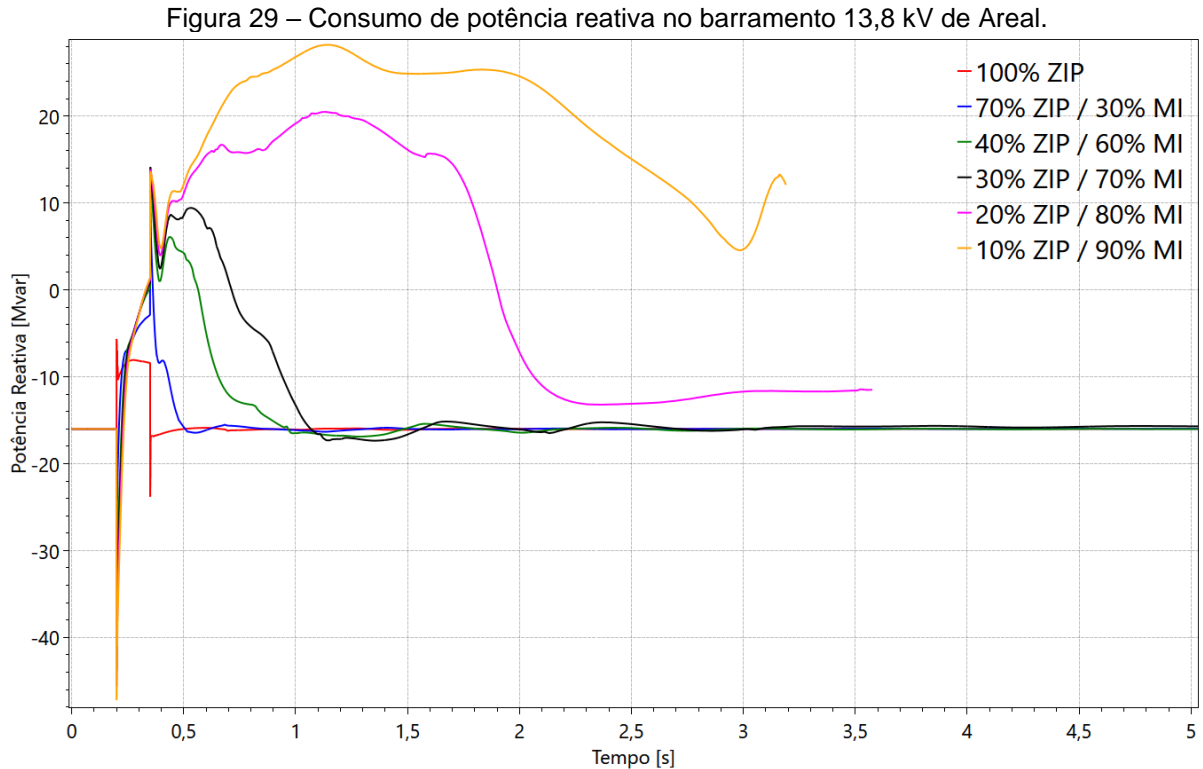
O fenômeno, conhecido como *Fault Induced Delayed Voltage Recovery – FIDVR* e explicado no item 4, está relacionado ao *stall* dos motores de indução monofásicos, que levam ao aumento no consumo de potência ativa e reativa, resultando no atraso de recuperação da tensão. Nas simulações com 80% de penetração de motor de indução na carga, a tensão nunca recupera o valor pré-falta e eventualmente colapsa em outra parte do sistema. Nas simulações com 90% de penetração, o sistema não consegue se recuperar e há um colapso geral de tensão no sistema Acre-Rondônia.



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 29 apresenta o consumo de potência reativa líquida no barramento de carga 13,8 kV de Areal, conectado à SE Porto Velho, para diferentes penetrações de motores de indução na carga. Nota-se que, quanto maior a penetração de motores de indução na carga, maior o consumo transitório de potência reativa resultante no

barramento, o que agrava a tensão nestes barramentos, causando o *stall* destes motores de indução, caracterizado nas curvas para a penetração de MI de 80 e 90% (Cenários 23 e 27).



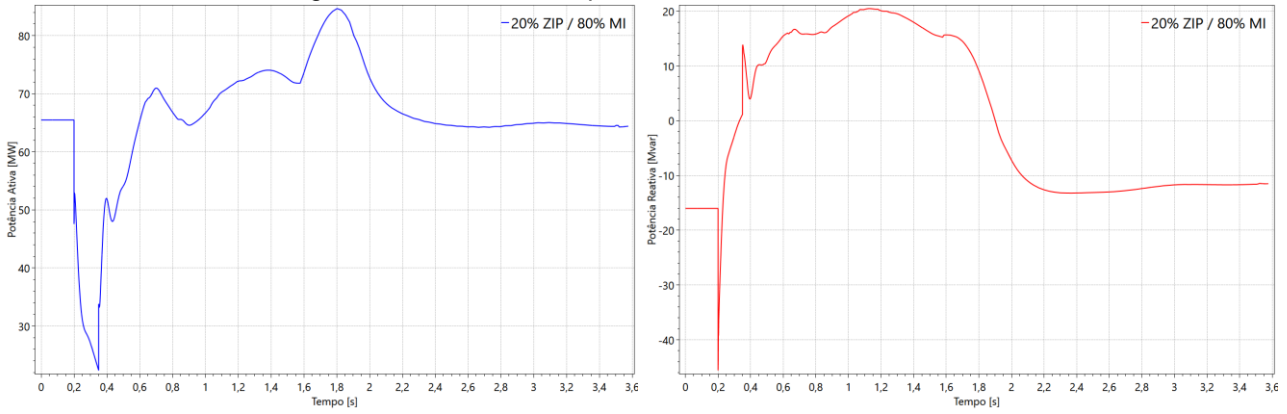
Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.1.1 Cenário 23

Para o cenário de 80% de penetração de motores de indução, o motor atinge um estado de *stall*, com o aumento do seu consumo de potência e de seu escorregamento. A Figura 30 apresenta o consumo de potências ativa e reativa resultante no barramento de carga 13,8 kV de Areal, enquanto a Figura 31 apresenta o consumo dos motores de indução deste mesmo barramento. A Figura 32 mostra o escorregamento dos motores de indução e a tensão deste barramento, comparando a tensão com o cenário da carga 100% ZIP. O elevado consumo de potência reativa dos MI leva a tensão no barramento de carga a um afundamento com atraso na recuperação desta, levando os MI ao estado de *stall*, o que por sua vez agrava a recuperação de tensão do barramento e do sistema de forma geral. A Figura 33 apresenta a excursão da impedância do sistema em relação à PPS de Ji-Paraná, para o sistema com modelagem 100% ZIP e para 80% de penetração de MI, indicando a

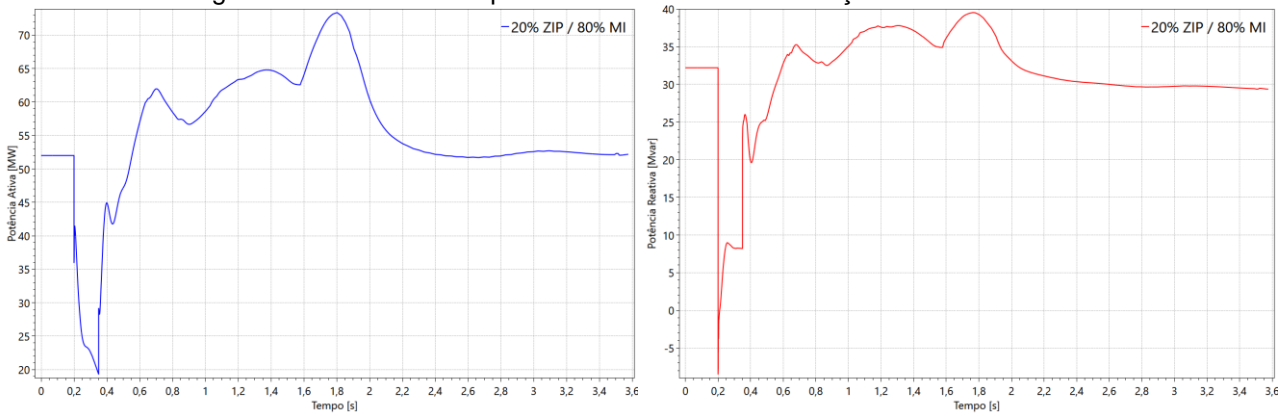
aproximação da impedância do sistema da característica da PPS, que por sua vez indica uma proximidade da perda de sincronismo do Acre-Rondônia com o SIN.

Figura 30 – Consumo de potência no barramento 13,8 kV de Areal.



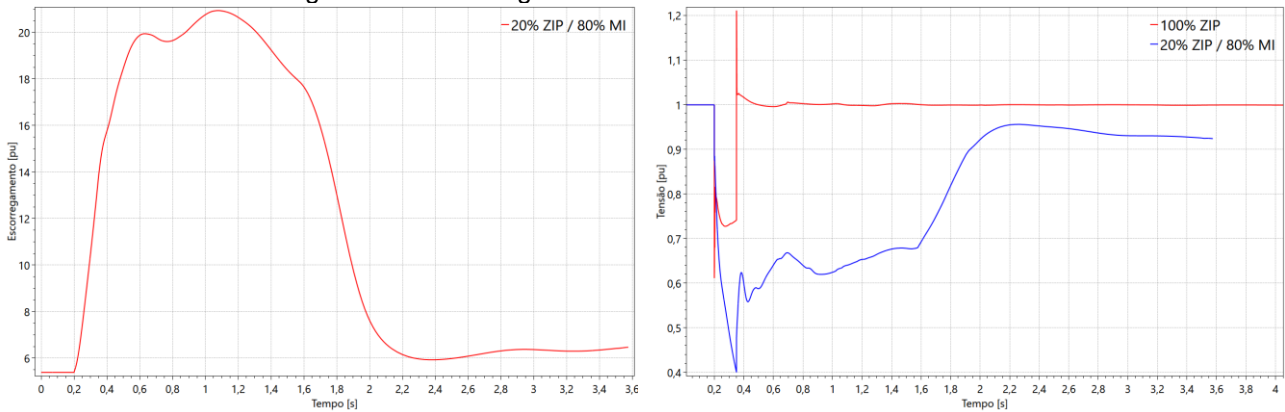
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 31 – Consumo de potência dos motores de indução do barramento de Areal.



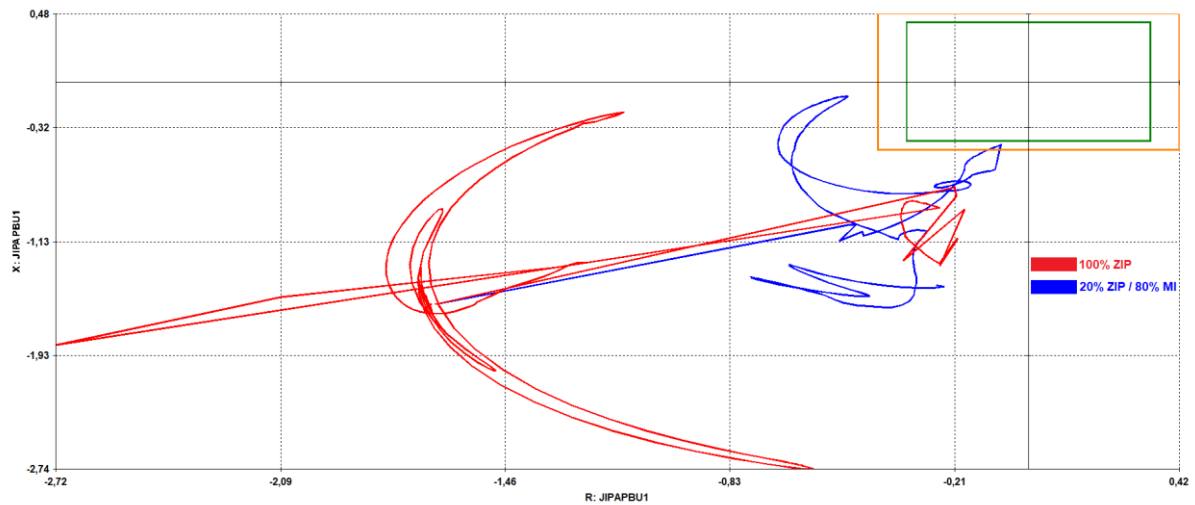
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 32 – Escorregamento dos MI e tensão do barramento de Areal.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 33 – Excursão da impedância do sistema na PPS de Ji-Paraná.

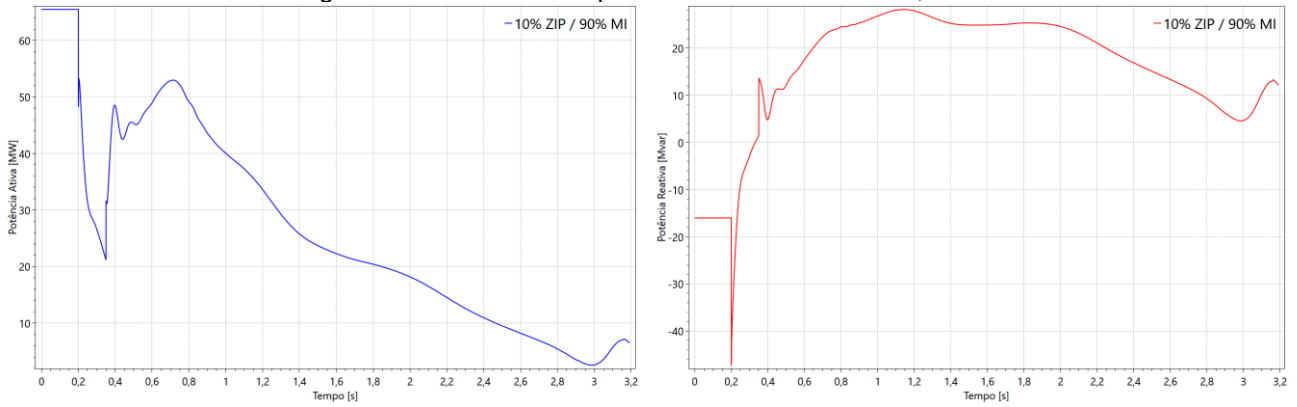


Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.1.2 Cenário 27

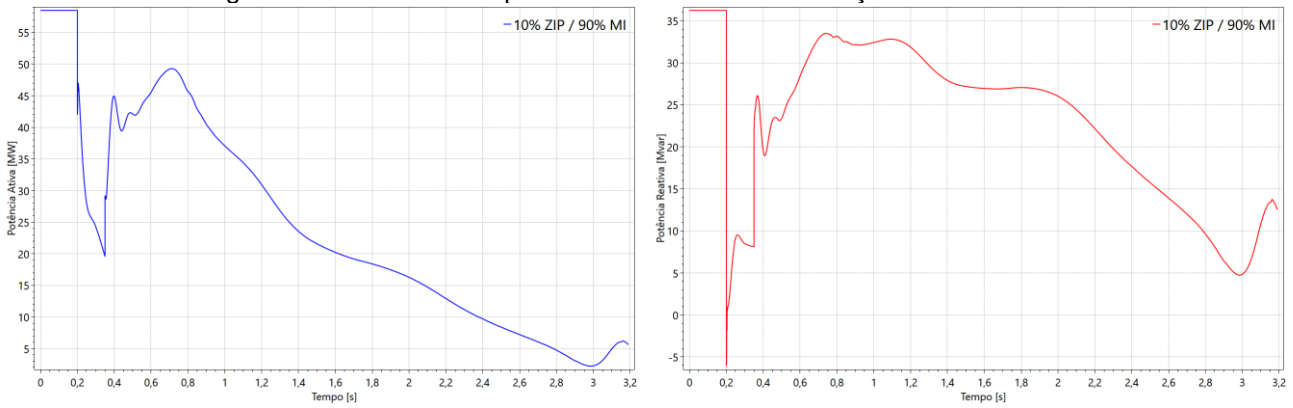
Para o cenário de 90% de penetração de motores de indução, o elevado consumo de potência dos motores de indução leva o sistema ao colapso. A Figura 34 apresenta o consumo de potência ativa e reativa resultante no barramento de carga 13,8 kV de Areal, enquanto a Figura 35 apresenta o consumo dos motores de indução deste mesmo barramento. A Figura 36 mostra o escorregamento dos motores de indução e a tensão deste barramento, comparando a tensão com o cenário da carga 100% ZIP. A Figura 37 apresenta a excursão da impedância do sistema em relação à PPS de Ji-Paraná, para o sistema com modelagem 100% ZIP e para 90% de penetração de MI, indicando a atuação da PPS de Ji-Paraná, com abertura dos três circuitos 230 kV entre Ji-Paraná e Pimenta Bueno e ilhamento do sistema Acre-Rondônia do SIN, devido à detecção de uma possível perda de sincronismo do sistema.

Figura 34 – Consumo de potência no barramento 13,8 kV de Areal.



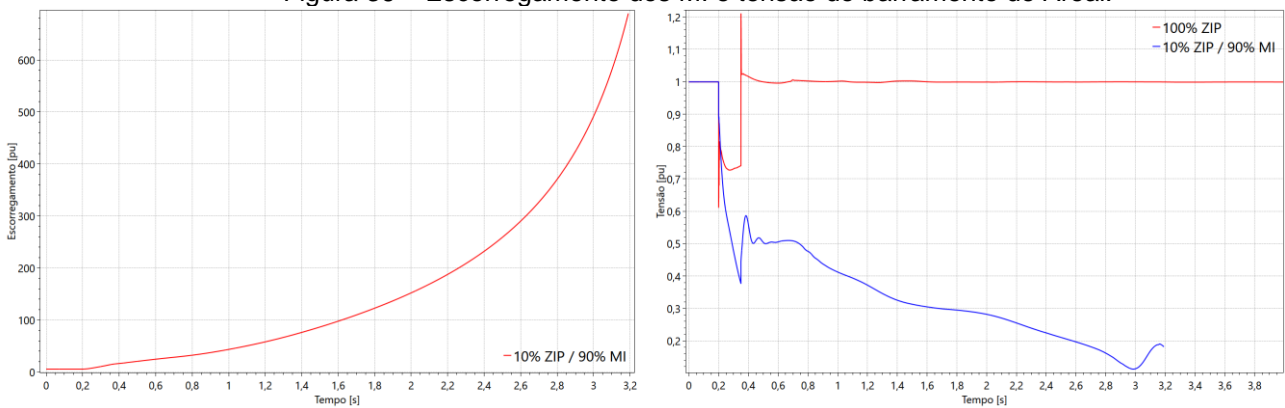
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 35 – Consumo de potência dos motores de indução do barramento de Areal.



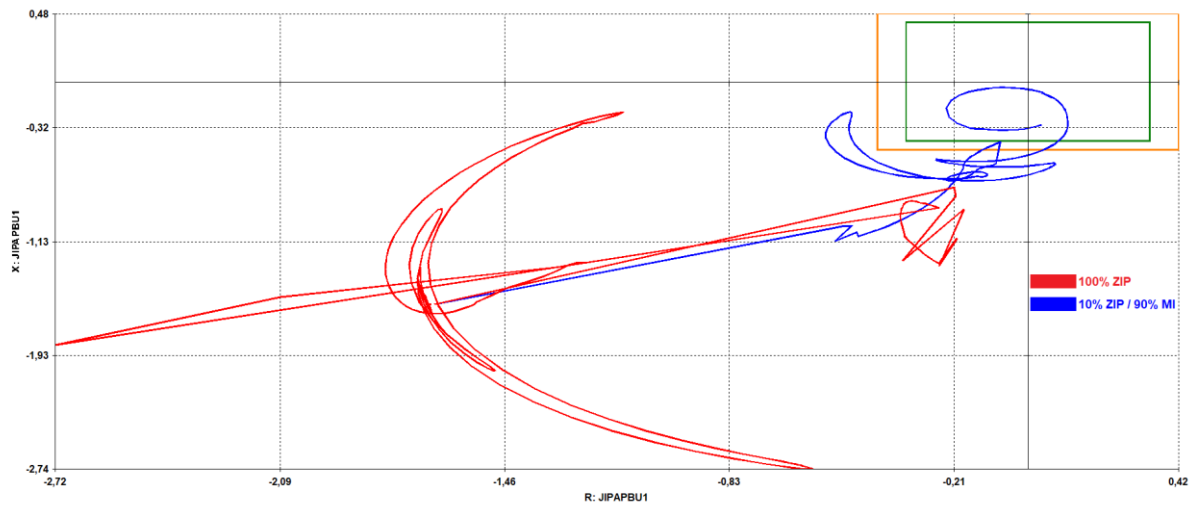
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 36 – Escorregamento dos MI e tensão do barramento de Areal.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 37 – Excursão da impedância do sistema na PPS de Ji-Paraná.



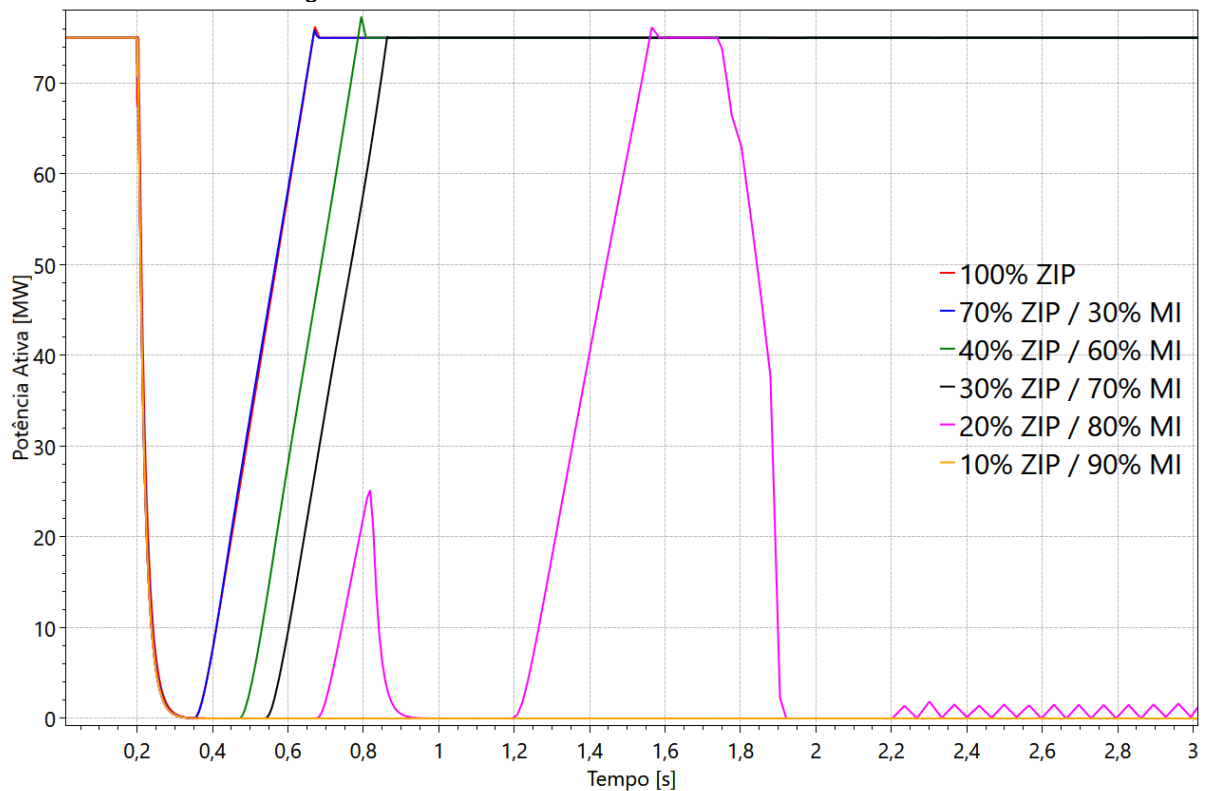
Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.2 Geração Fotovoltaica (UFV)

Para se avaliar maiores consequências do atraso na recuperação de tensão do sistema, foram inseridas usinas fotovoltaicas, conectadas via inversores, na rede de transmissão do Acre-Rondônia de forma a se investigar o impacto do atraso na recuperação de tensão no desempenho destes equipamentos. O parque solar foi modelado em um barramento 230 kV conectado à SE Porto Velho e a capacidade nominal do inversor foi variada. A Figura 38 mostra a saída de potência ativa neste inversor para diferentes penetrações de motor de indução na carga. O inversor interrompe a injeção de potência na rede quando a tensão no seu ponto de conexão cai abaixo de um limiar, restaurando a potência a medida em que a tensão se recupera.

Assim, à medida em que se aumenta a penetração de motores de indução na carga e a tensão do sistema passa a se recuperar mais lentamente, a potência nos inversores deste sistema é afetada progressivamente. Como mostrado na Figura 28, a tensão nunca se recupera completamente para valores de penetração de motor de indução de 80 e 90%, e assim a geração fotovoltaica nestes casos também não se recupera, como visto na Figura 38.

Figura 38 – Potência ativa em um inversor fotovoltaico.

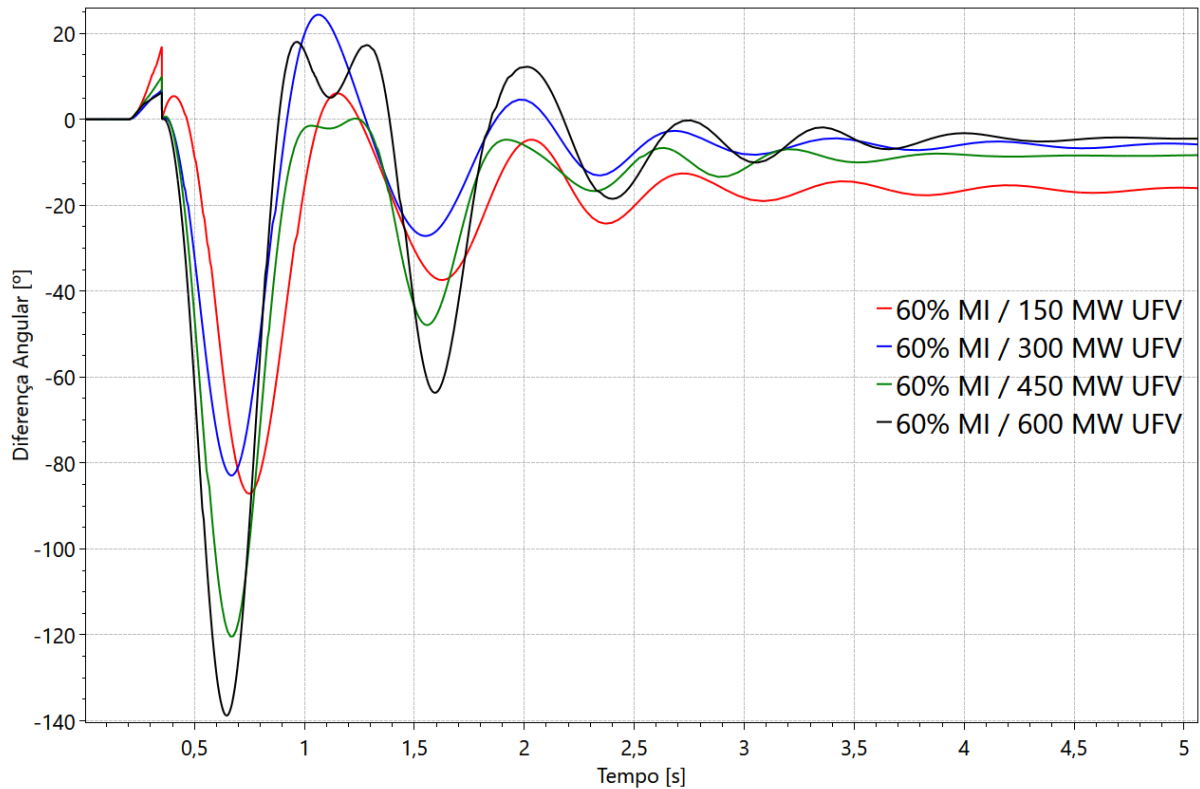


Fonte: Elaborado pelos autores.

Estratégias de controle como a vista na Figura 38, conhecida como *Voltage Ride Through – VRT*, onde o inversor pode zerar sua potência ativa durante uma falta e priorizar a potência reativa, sem se desconectar da rede, como mostrado na Figura 42, têm substituído estratégias como o *Zero Power* ou *Zero Current Mode*, onde o inversor zera toda sua injeção na rede, de forma a não contribuir com a falta. O *Voltage Ride Through* é importante para que durante perturbações não haja grandes desconexões de geração no sistema. A potência transmitida é interrompida momentaneamente, até a recuperação da tensão do sistema. No entanto, esta interrupção transitória de potência ativa pode causar problemas de estabilidade angular e/ou de frequência, a depender do montante de geração instalada.

A penetração da geração fotovoltaica no sistema foi aumentada para se verificar as consequências da interrupção de grandes montantes de geração por tempos progressivamente maiores. A Figura 39 mostra a diferença angular em uma máquina síncrona do sistema Acre-Rondônia para diferentes penetrações de geração fotovoltaica e com uma penetração de motor de indução de 60% da carga. A inércia total do sistema permaneceu constante em todos os cenários.

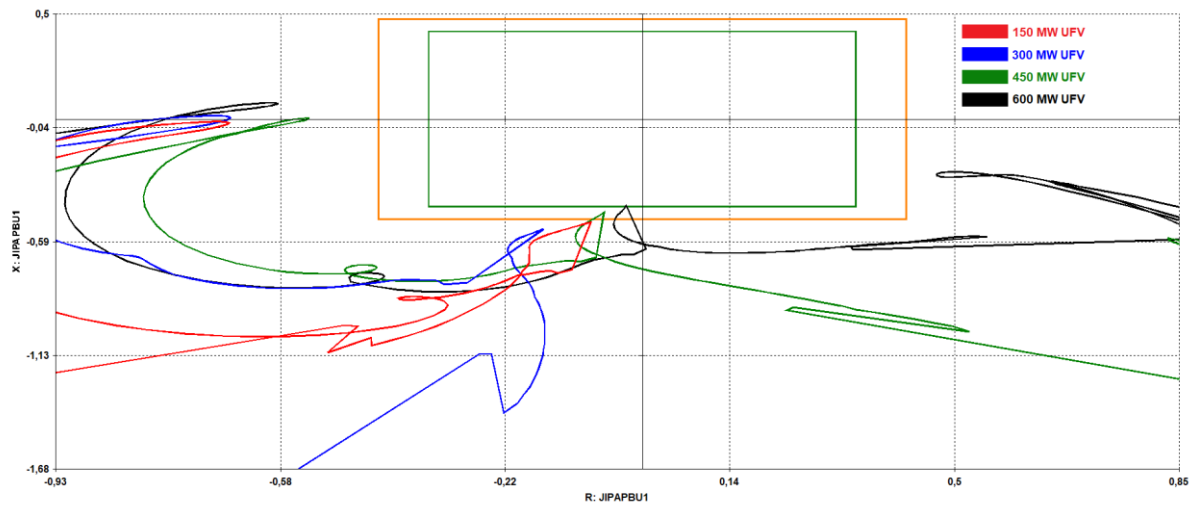
Figura 39 – Diferença angular em uma máquina síncrona do sistema.



Fonte: Elaborado pelos autores.

À medida em que se aumenta o montante de geração fotovoltaica do sistema, tem-se oscilações progressivamente maiores, com variações do ângulo do rotor da máquina de até 140° , que poderiam levar o sistema à instabilidade angular. Isso ocorre pois o montante de potência interrompida transitoriamente aumenta. Além disso, a Figura 40 apresenta a excursão da impedância do sistema em relação à PPS de Ji-Paraná, para as diferentes penetrações de UFV no sistema, indicando a atuação da PPS de Ji-Paraná, com abertura dos três circuitos 230 kV entre Ji-Paraná e Pimenta Bueno e ilhamento do sistema Acre-Rondônia do SIN, devido à detecção de uma possível perda de sincronismo do sistema, para uma penetração de 600 MW de geração fotovoltaica e 60% de MI na carga.

Figura 40 – Excursão da impedância do sistema na PPS de Ji-Paraná.

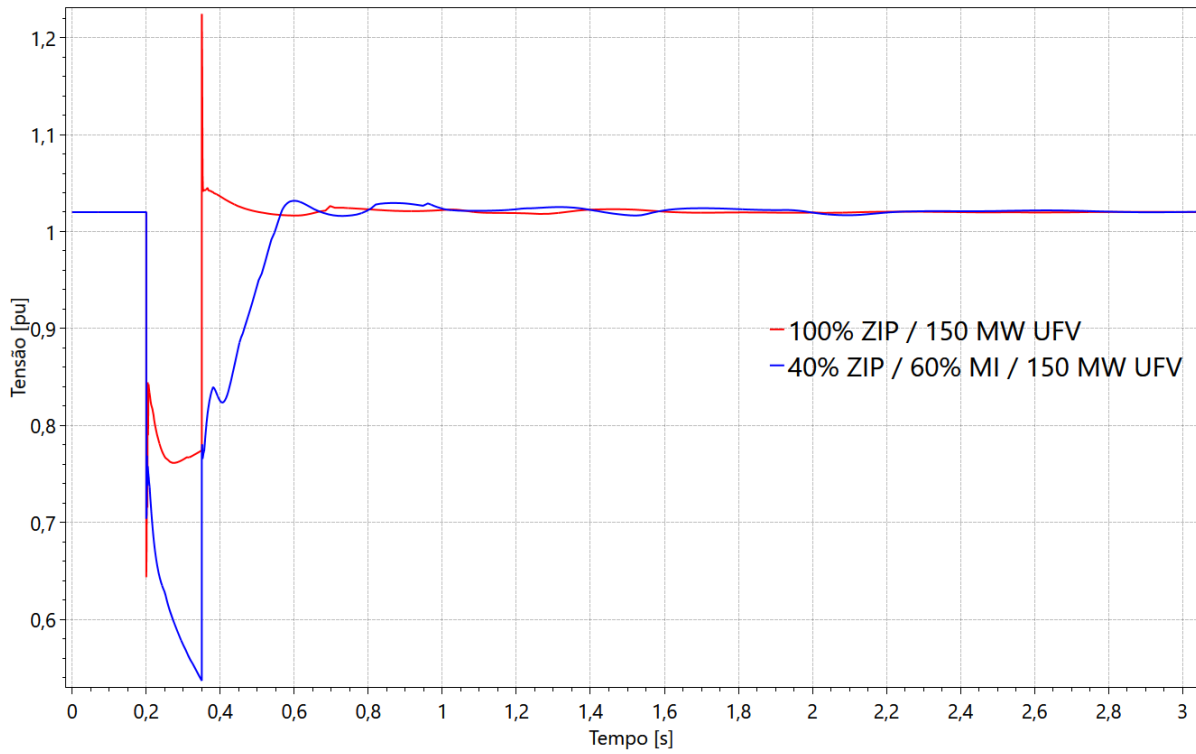


Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.2.1 Cenário 6

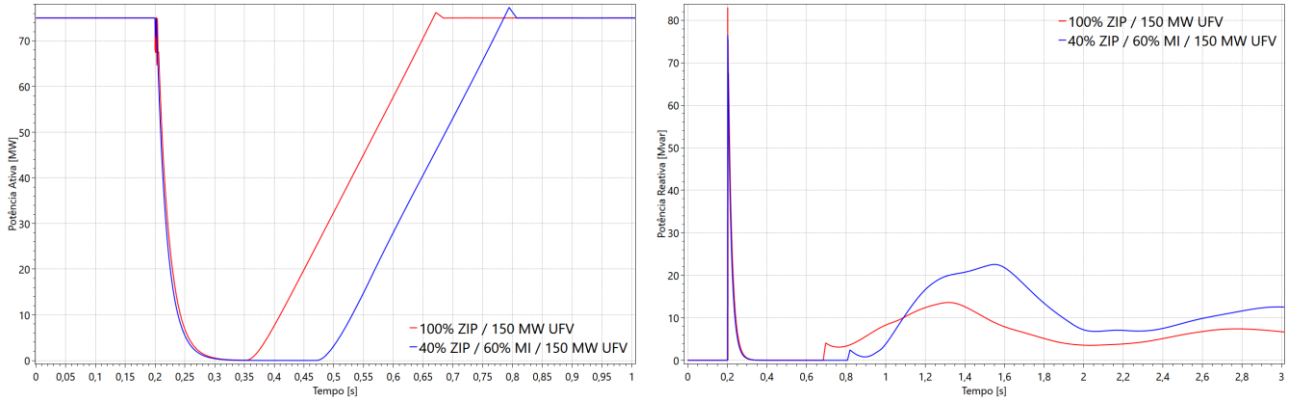
Para o cenário com 60% de penetração de motores de indução na carga, a tensão na subestação coletora do parque fotovoltaico chega a 0,53 p.u., como mostra a Figura 60. Enquanto no caso com carga 100% estática ZIP a tensão se recupera rapidamente acima de 0,9 pu, aos 350 ms, no caso com 60% de MI há um atraso na recuperação da tensão, e a coletora só atinge 0,9 p.u aos 460 ms, instante em que o inversor retoma a potência transmitida antes da falta em rampa, como mostra a Figura 42, que compara a retomada de potência do inversor nos casos com carga 100% ZIP e com 60% de MI. A Figura 42 também mostra que o inversor contribui com potência reativa no instante inicial da falta, de forma a auxiliar o sistema após a ocorrência de uma perturbação.

Figura 41 – Tensão na subestação coletora 230 kV do parque fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 42 – Potência ativa e reativa no inversor fotovoltaico.

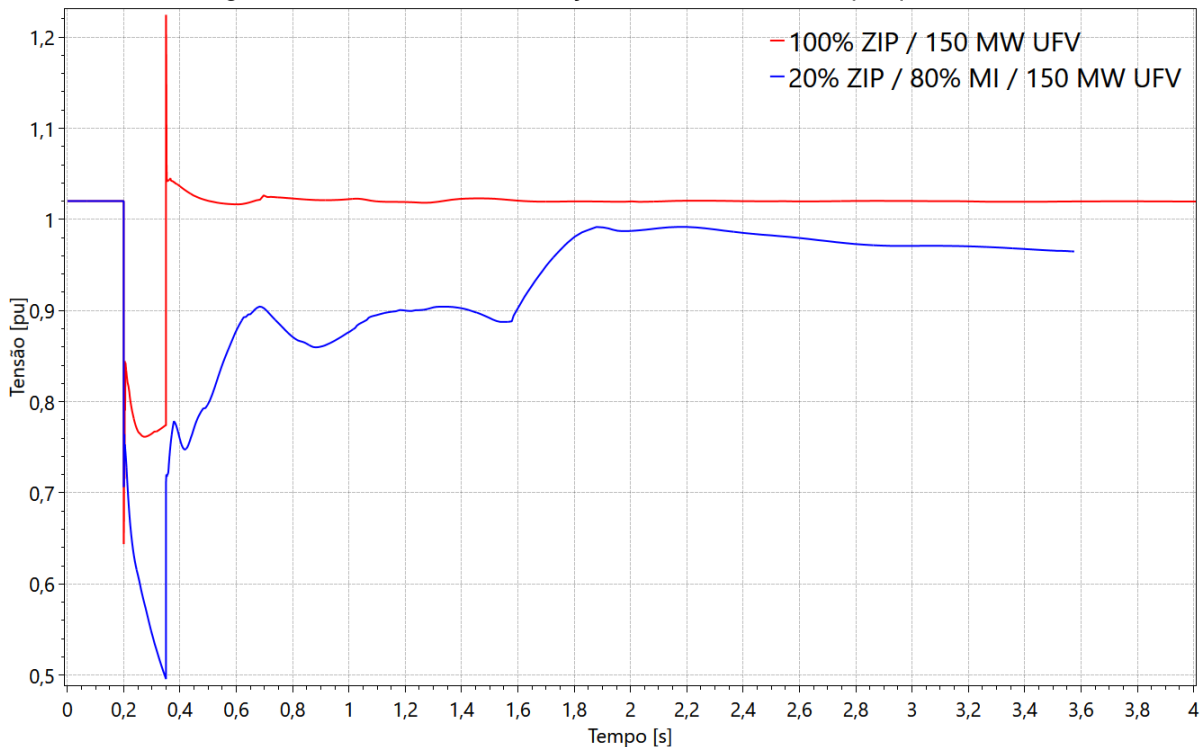


Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.2.2 Cenário 23

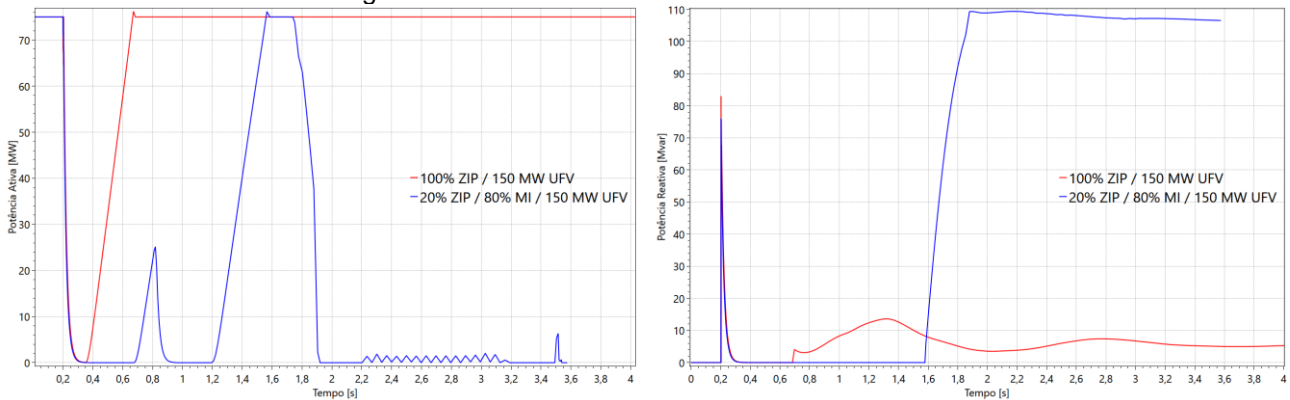
Para o cenário com 80% de penetração de motores de indução na carga, a tensão na subestação coletora do parque fotovoltaico chega a 0,49 p.u, como mostra a Figura 43. Enquanto no caso com carga 100% estática ZIP a tensão se recupera rapidamente acima de 0,9 pu, aos 350 ms, no caso com 80% de MI há um atraso na recuperação da tensão, e a coletora só atinge 0,9 p.u aos 665 ms, instante em que o inversor tenta retomar a potência transmitida antes da falta em rampa, como mostra a Figura 44. No entanto, a tensão oscila abaixo de 0,9 p.u novamente, interrompendo a recuperação do inversor. Novamente aos 1,18 s a tensão sobe acima do patamar de 0,9 p.u, onde o inversor novamente tenta retomar em rampa sua potência transmitida. A tensão continua a oscilar abaixo de 0,9 p.u, fazendo com que o inversor injete potência reativa na rede para auxiliar a recuperação de tensão, como mostrado na Figura 44, com priorização de corrente reativa, fazendo com que a potência ativa volte a ficar zerada.

Figura 43 – Tensão na subestação coletora 230 kV do parque fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 44 – Potência ativa e reativa no inversor fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.3 Geração Fotovoltaica (UFV) – Redução da inércia equivalente

Nos casos mostrados no item 5.2.2, a inércia total do sistema foi mantida constante, de forma a se avaliar exclusivamente o efeito da inserção de UFV no sistema e da interrupção transitória da potência destes inversores durante os eventos, com a penetração de motores de indução na carga.

De forma a se avaliar os impactos da redução da inércia equivalente do sistema Acre-Rondônia, agora substituiu-se a geração síncrona convencional do sistema por geração fotovoltaica via inversores de potência (UFV), sendo um cenário cada vez mais recorrente no Sistema Elétrico Brasileiro, devido à priorização da geração eólica e fotovoltaica na programação e operação do sistema. A Tabela 3 mostra os casos simulados com sua respectiva inércia equivalente calculada, que foi reduzida em relação ao cenário original apontado. Destaca-se que esta inércia se refere somente às máquinas síncronas do sistema Acre-Rondônia (UHE Samuel, UHE Santo Antônio e UHE Rondon 2).

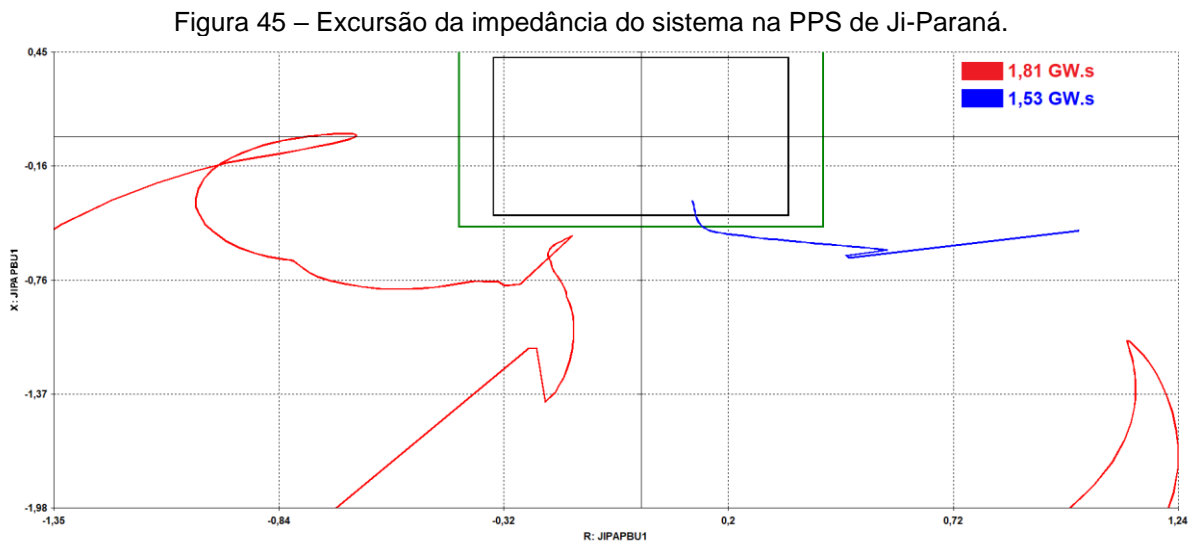
Tabela 3 – Inércia equivalente dos casos simulados.

Cenário Original	UFV (MW)	Inércia Original (GW.s)	Inércia Reduzida (GW.s)
6	150	1,81	1,81
10	300	1,81	1,53
14	450	1,81	1,24
18	600	1,81	0,70

Fonte: Elaborado pelos autores.

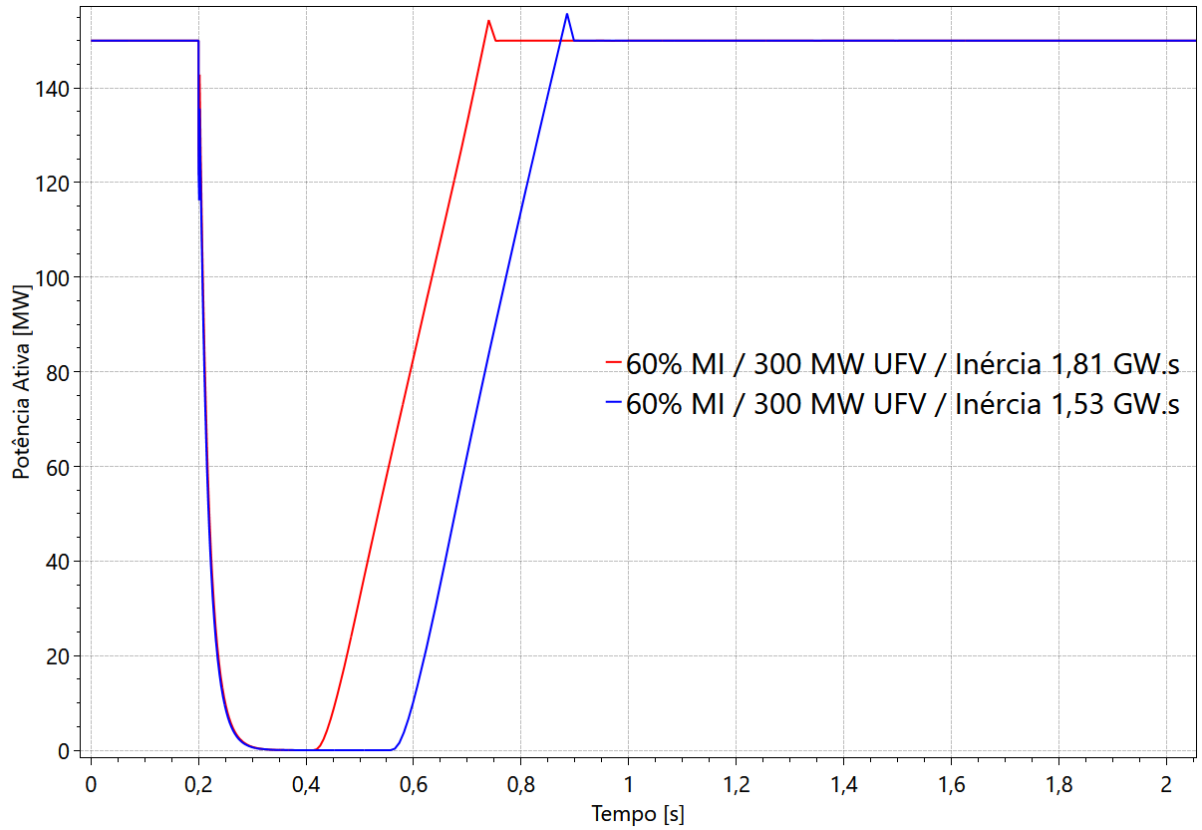
5.2.3.1 Cenário 10

A Figura 45 apresenta a excursão da impedância do sistema em relação à PPS de Ji-Paraná, indicando a atuação da PPS de Ji-Paraná, com abertura dos três circuitos 230 kV entre Ji-Paraná e Pimenta Bueno e ilhamento do sistema Acre-Rondônia do SIN, devido à detecção de uma possível perda de sincronismo do sistema, para o caso em que há substituição da geração síncrona por geração fotovoltaica conectada através de inversores, com redução da inércia equivalente do sistema, para uma penetração de motores de indução de 60% e 300 MW de geração fotovoltaica.



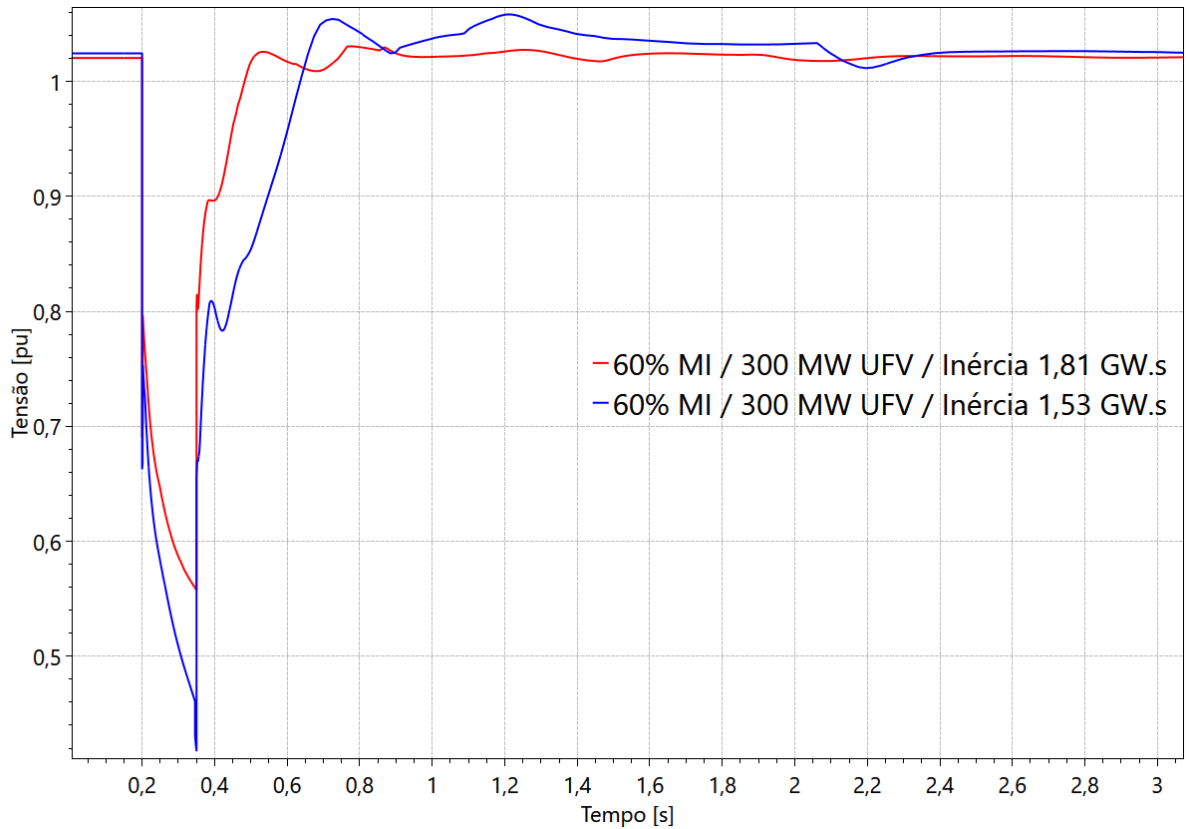
A Figura 46 mostra a recuperação de potência no inversor fotovoltaico modelado próximo à SE Porto Velho 230 kV. O atraso na recuperação se dá devido à redução da inércia equivalente do sistema, que causa atuação da PPS e ilhamento do Acre-Rondônia e leva ao atraso de recuperação na tensão do sistema, mostrado na Figura 47.

Figura 46 – Potência ativa em um inversor fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelos autores.

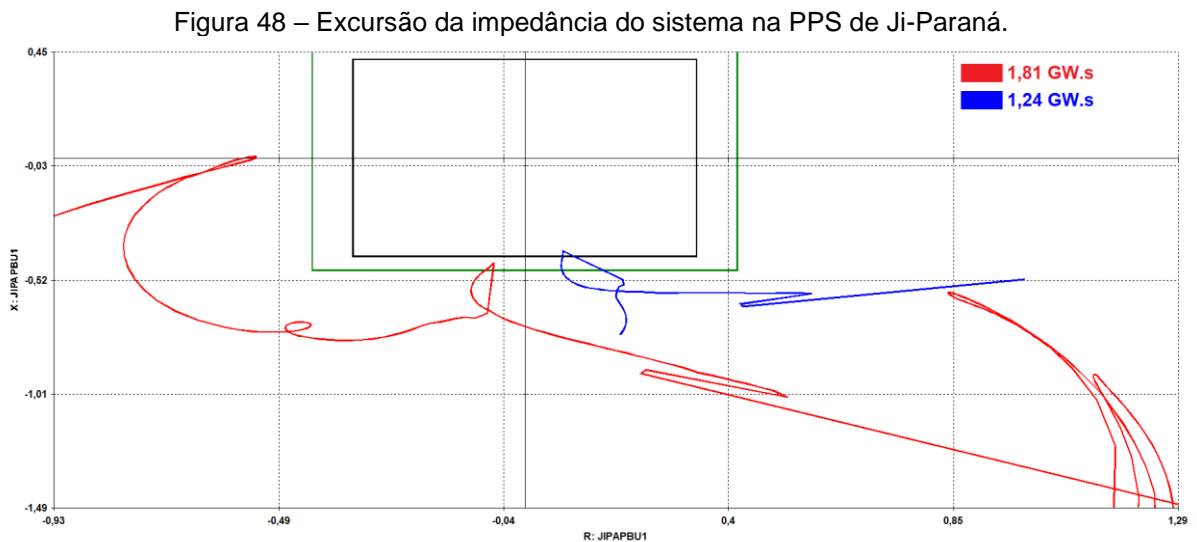
Figura 47 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.



Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.3.2 Cenário 14

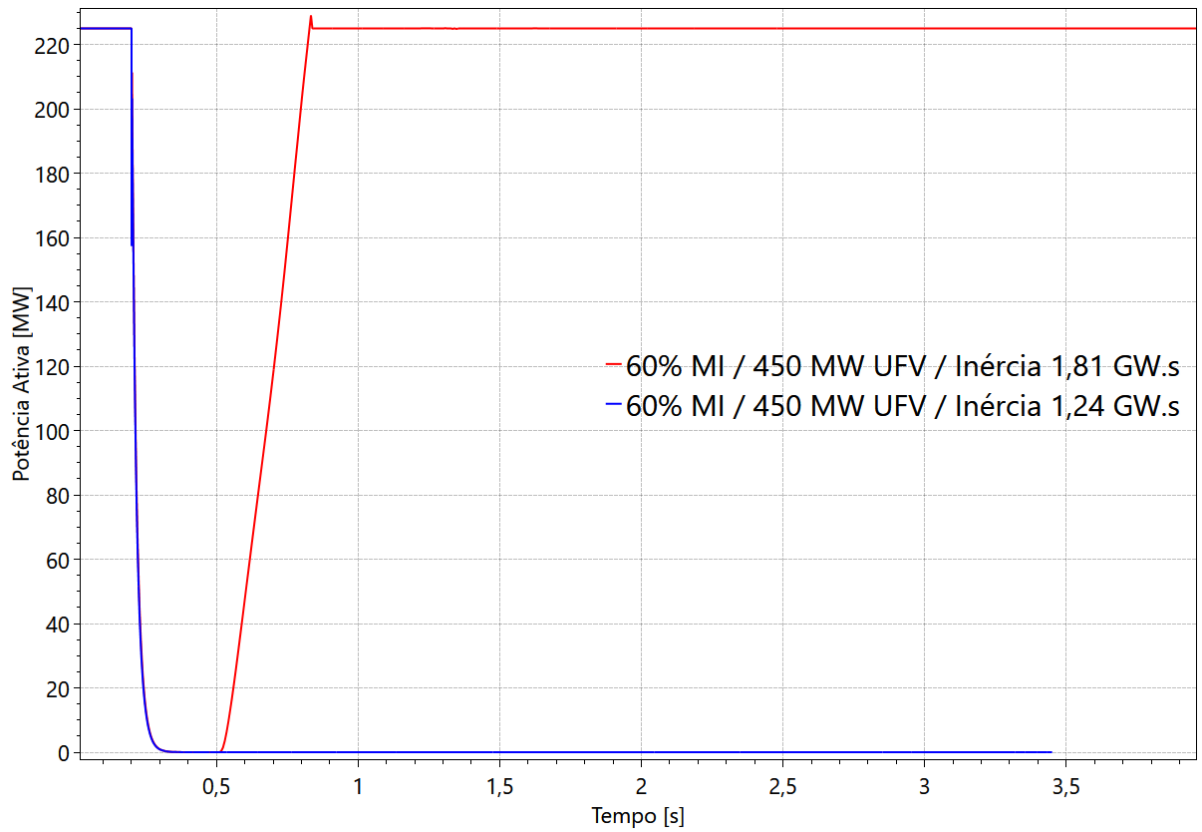
A Figura 48 apresenta a excursão da impedância do sistema em relação à PPS de Ji-Paraná, indicando a atuação da PPS de Ji-Paraná, com abertura dos três circuitos 230 kV entre Ji-Paraná e Pimenta Bueno e ilhamento do sistema Acre-Rondônia do SIN, devido à detecção de uma possível perda de sincronismo do sistema, para o caso em que há substituição da geração síncrona por geração fotovoltaica conectada através de inversores, com redução da inércia equivalente do sistema, para uma penetração de motores de indução de 60% e 450 MW de geração fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelos autores

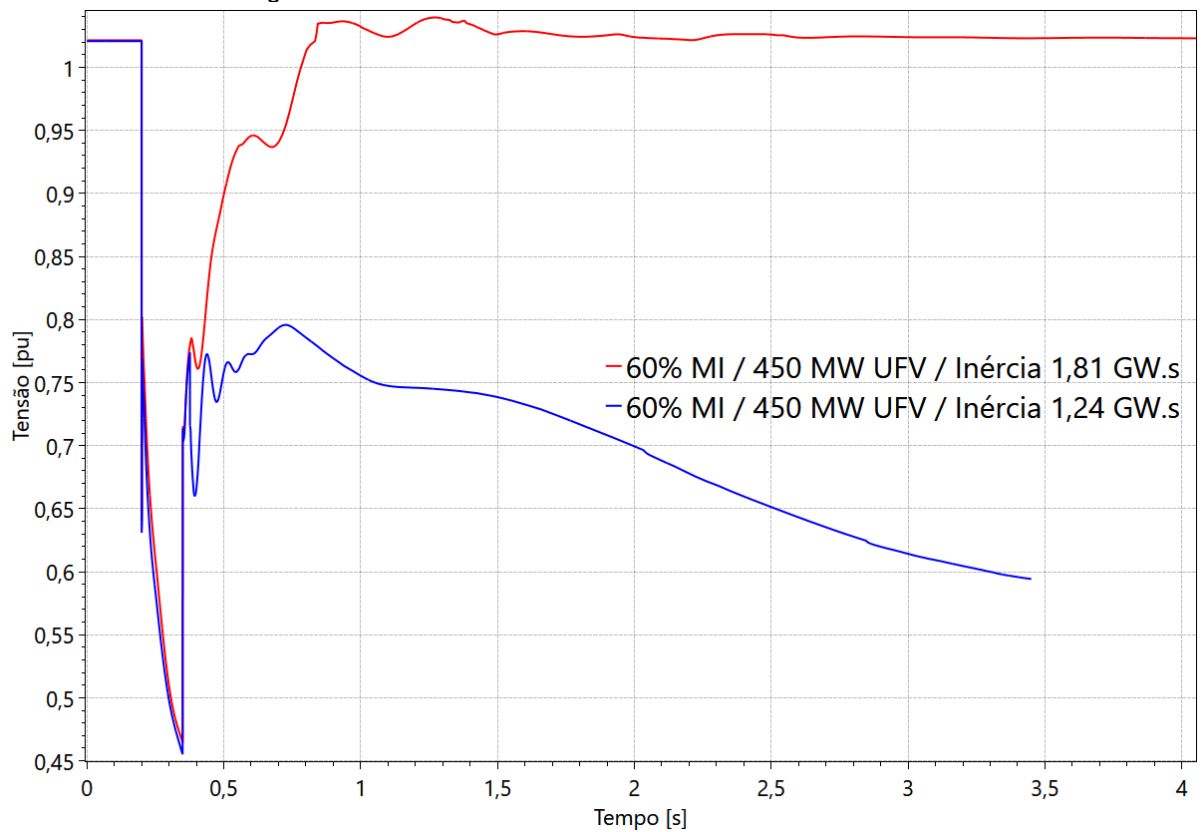
A Figura 49 mostra a recuperação de potência no inversor fotovoltaico modelado próximo à SE Porto Velho 230 kV. A potência no inversor jamais se recupera, devido à redução da inércia equivalente do sistema, que causa atuação da PPS e ilhamento do Acre-Rondônia e leva ao colapso de tensão do sistema, mostrado na Figura 50.

Figura 49 – Potência ativa em um inversor fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 50 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.



Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.4 Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)

Nesta seção, são apresentados os resultados da influência da MMGD nos cenários simulados anteriormente. Para isso, foram modeladas em todas as barras de carga do sistema Acre-Rondônia a MMGD através do modelo DER_A, visto na seção 3.5, em penetrações de 20, 40 e 60% do montante de carga. Conforme mostrado na seção 5, o montante de MMGD foi somado ao montante de carga original de cada barramento, com objetivo de se manter igual a carga líquida dos barramentos. O modelo foi implementado com ajustes modernos e legados, apresentados na Tabela 4. Modelou-se a MMGD com ajustes modernos, recomendados por padrões internacionais [24], de forma a:

- Avaliar o suporte de potência reativa da MMGD para manter a tensão terminal das barras de carga;
- Verificar se este suporte é suficiente para se opor ao efeito dos motores de indução no atraso de recuperação de tensão. Caso positivo, verificar o montante de MMGD necessário para se atingir este objetivo.

Tabela 4 – Ajustes modernos e legados do DER_A.

Parâmetro	Moderno	Legado
kqv	5,0	5,0
lmax	1,2	1,2
vl0	0,44	0,44
vl1	0,60	0,80
tvl0	0,16	0,16
tvl1	0,16	0,10
Vfrac	1,0	0,0
fltrp	58,5	58,5
fhtrp	61,2	61,2
tfl	0,16	0,16
tfh	0,16	0,16
pflag	1	1

frqflag	1	1
pqflag	0	0
typeflag	1	1

Fonte: Elaborado pelos autores.

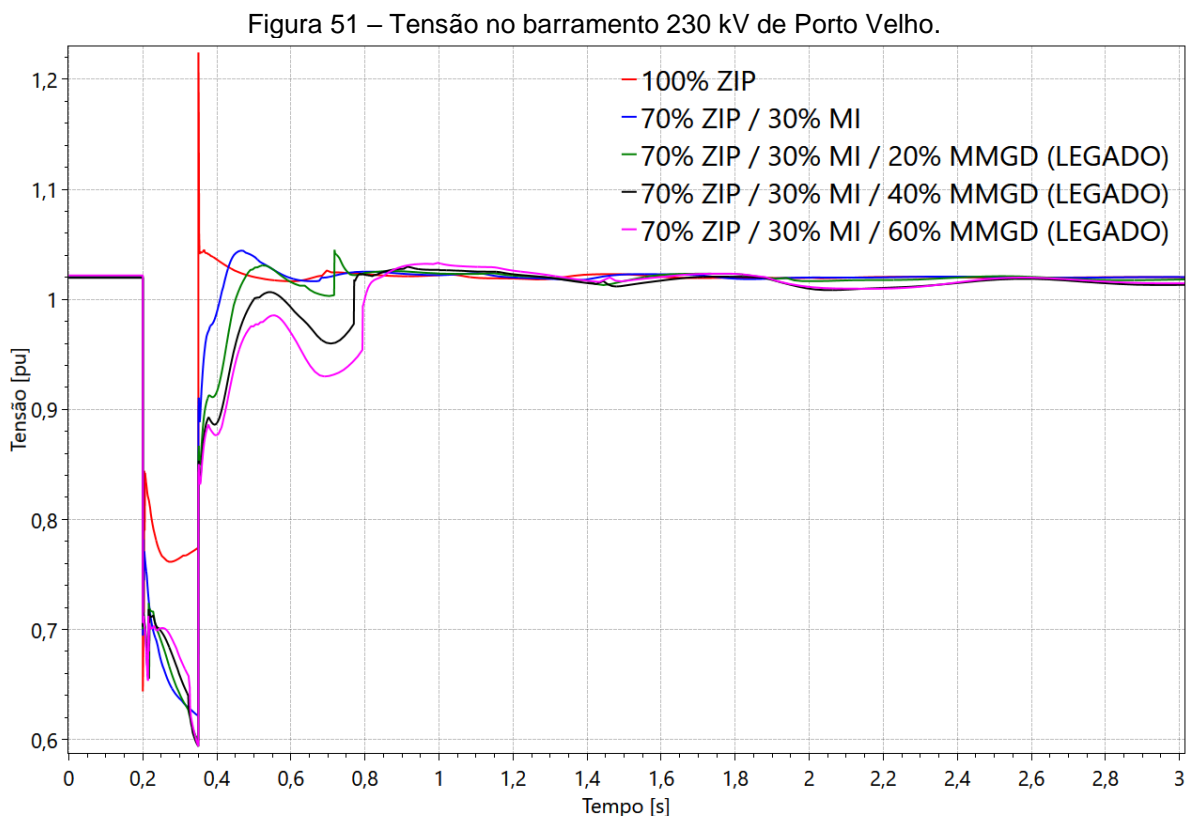
Basicamente, a diferença proposta entre os ajustes modernos e legados são dos parâmetros v_{l1} , tv_{l1} e V_{frac} , onde nos ajustes modernos normalmente se tem ajustes de desconexão por subtensão com referências menores (v_{l0} , v_{l1}) e durações maiores (tv_{l0} , tv_{l1}), devido à crescente penetração de MMGD nos sistemas ao redor do mundo e à necessidade de que a geração distribuída se mantenha conectada ao sistema durante perturbações. Esse é um entendimento recente, de forma que grande parte da MMGD atualmente conectada nos sistemas, especialmente no Brasil, possuem os chamados ajustes legados, com referências de desconexão por subtensão maiores e durações menores, sendo mais propensas à desconexão durante eventos sistêmicos. O parâmetro V_{frac} , como explicado na seção 3.5, é o montante de geração que se recupera após a perturbação. Os valores recomendados internacionalmente [24] são entre 0 e 1, sendo 0 um ajuste legado (nenhuma geração irá se recuperar após a perturbação) e 1 um ajuste moderno (toda a geração irá se recuperar após a perturbação).

5.2.4.1 MMGD com ajustes legados

Como apresentado no item 5.2.4 e na Tabela 4, foram utilizados ajustes legados de inversores MMGD para se avaliar o impacto destes ajustes no desempenho do sistema e no auxílio à recuperação de tensão pós-falta do sistema. Inicialmente, foram utilizados ajustes conservativos nas simulações, com $v_{l1}=0,80$; $tv_{l1}=0,10$ e $V_{frac}=0,0$. Estes ajustes tornam os inversores mais propensos à desconexão em eventos sistêmicos e são amplamente utilizados em inversores MMGD atualmente conectados à rede de distribuição.

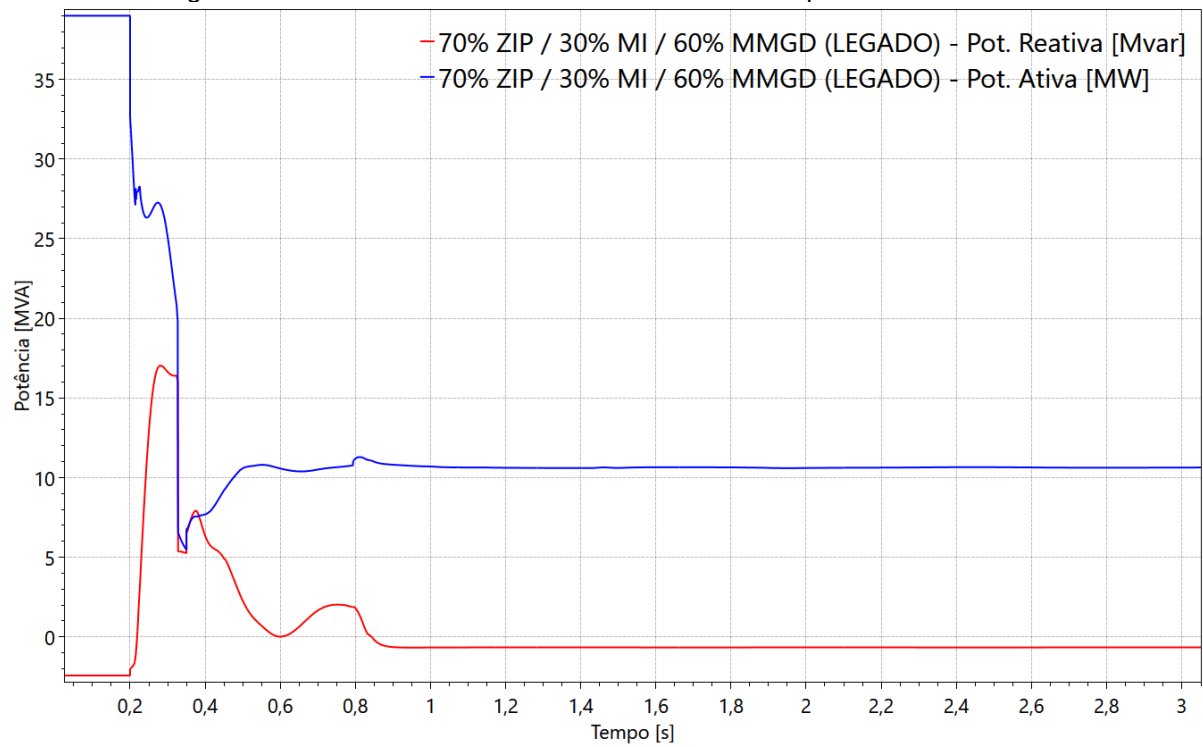
5.2.4.1.1 Cenários 2-5

Nos cenários com 30% de penetração de motor de indução na carga e penetrações de 20 a 60% de MMGD, os ajustes dos inversores MMGD foram alterados para os ajustes legados, mostrados na Tabela 4. A Figura 51 mostra a tensão no barramento de Porto Velho. Fica claro que, com os ajustes legados, a penetração de MMGD piora a recuperação de tensão do sistema, mesmo com o suporte dinâmico de tensão habilitado nos inversores. Isso ocorre, pois, como mostrado na Figura 52, que mostra a resposta de um inversor equivalente de MMGD do barramento 13,8 kV de Areal, a maior parte da geração distribuída se desconecta do sistema logo após o curto-circuito da falta, não se recuperando após o evento, levando ao aumento da carga total do sistema. Assim, o suporte de tensão da MMGD é perdido e há um incremento na carga líquida do sistema, mostrado na Figura 53.



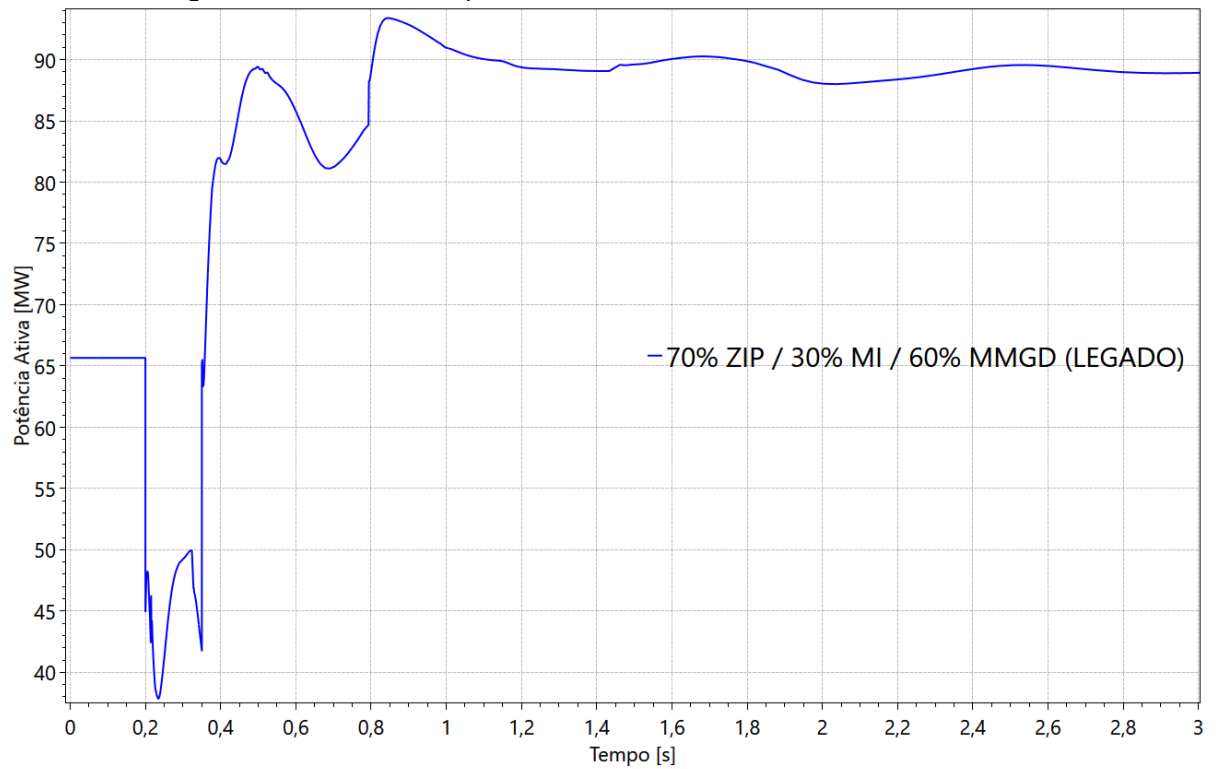
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 52 – Potência ativa e reativa em um inversor equivalente de MMGD.



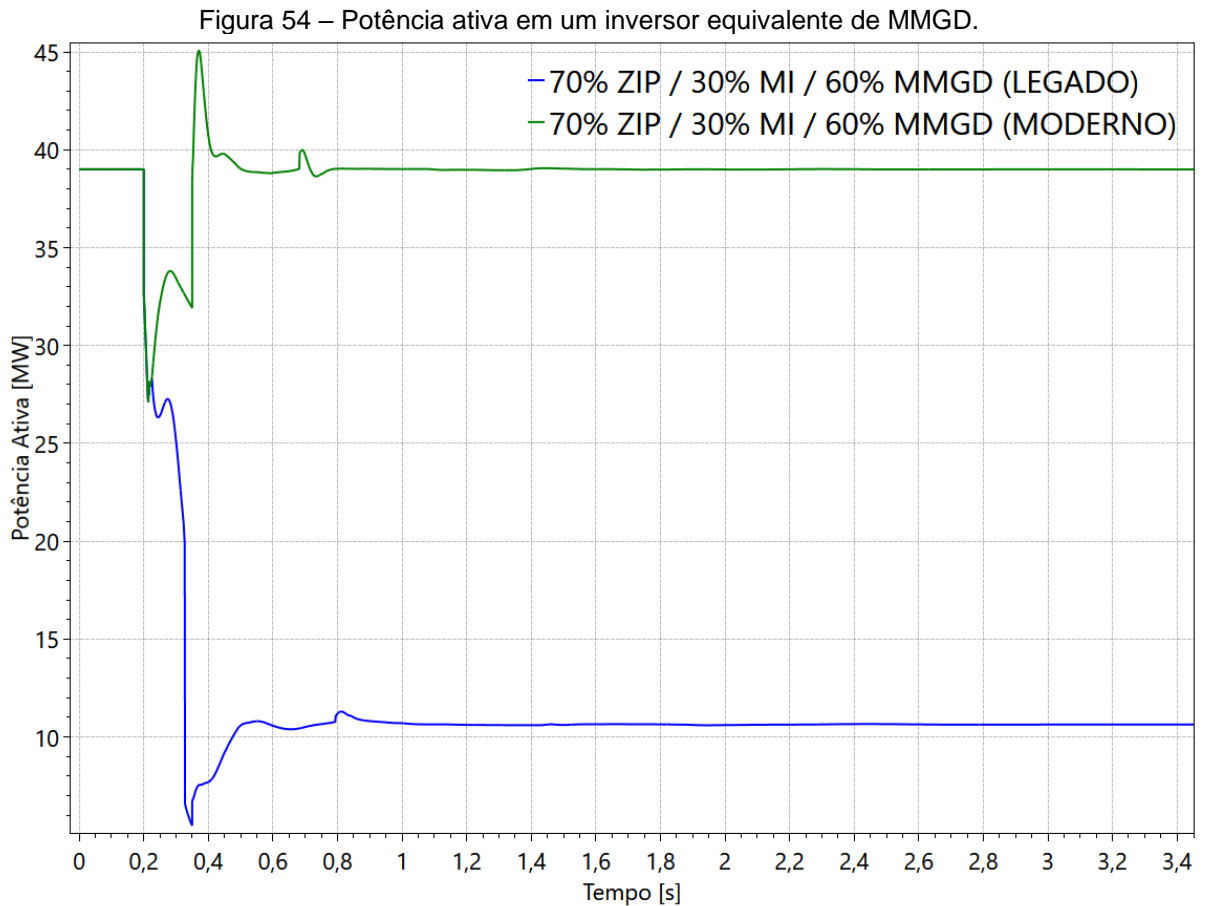
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 53 – Consumo de potência ativa no barramento 13,8 kV de Areal.



Fonte: Elaborado pelos autores.

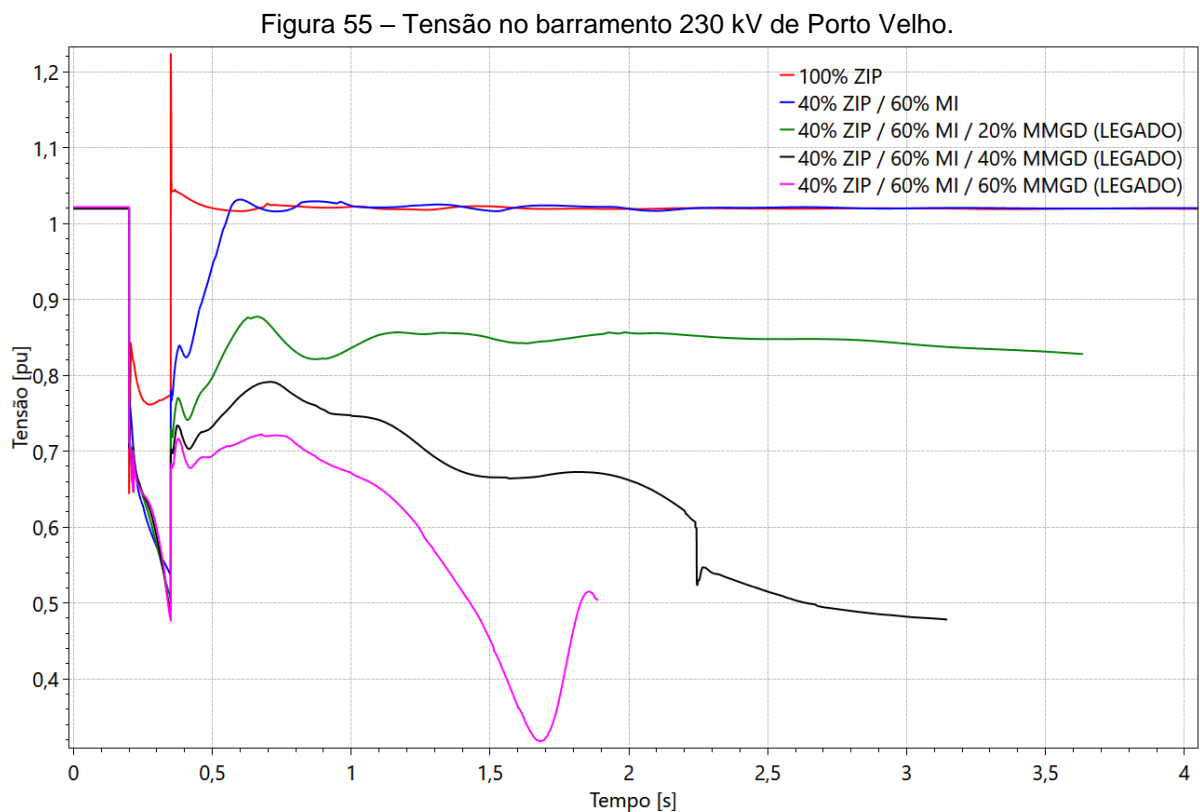
Como comparação, a Figura 54 mostra a potência ativa de um inversor equivalente de MMGD conectado no barramento 13,8 kV de Areal com ajustes legados e modernos. Nota-se que, enquanto com os ajustes legados há a redução definitiva da potência ativa no inversor após a perturbação, já que esta geração não se recupera após a falta, com os ajustes modernos há a recuperação desta potência integralmente após a eliminação da falta.



Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.4.1.2 Cenários 6-9

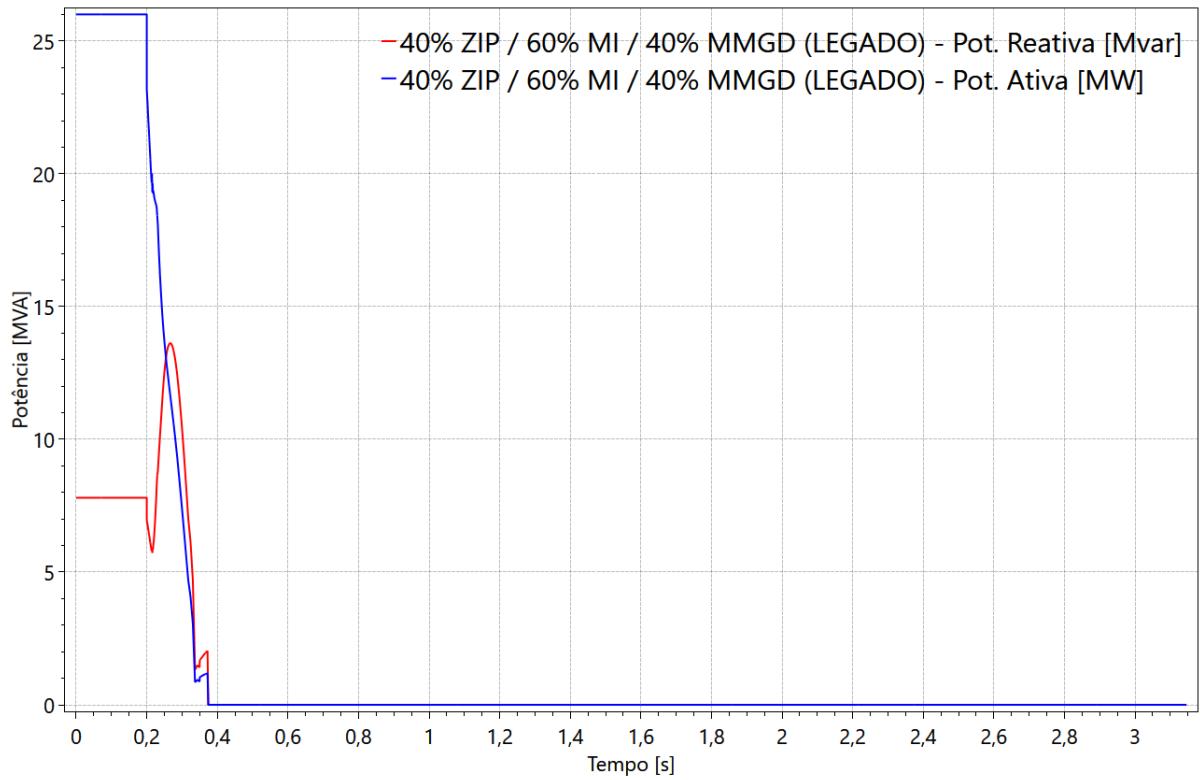
Nos cenários com 60% de penetração de motor de indução na carga e penetrações de 20 a 60% de MMGD, os ajustes dos inversores MMGD foram alterados para os ajustes legados, mostrados na Tabela 4. A Figura 55 mostra a tensão no barramento de Porto Velho.



Fonte: Elaborado pelos autores.

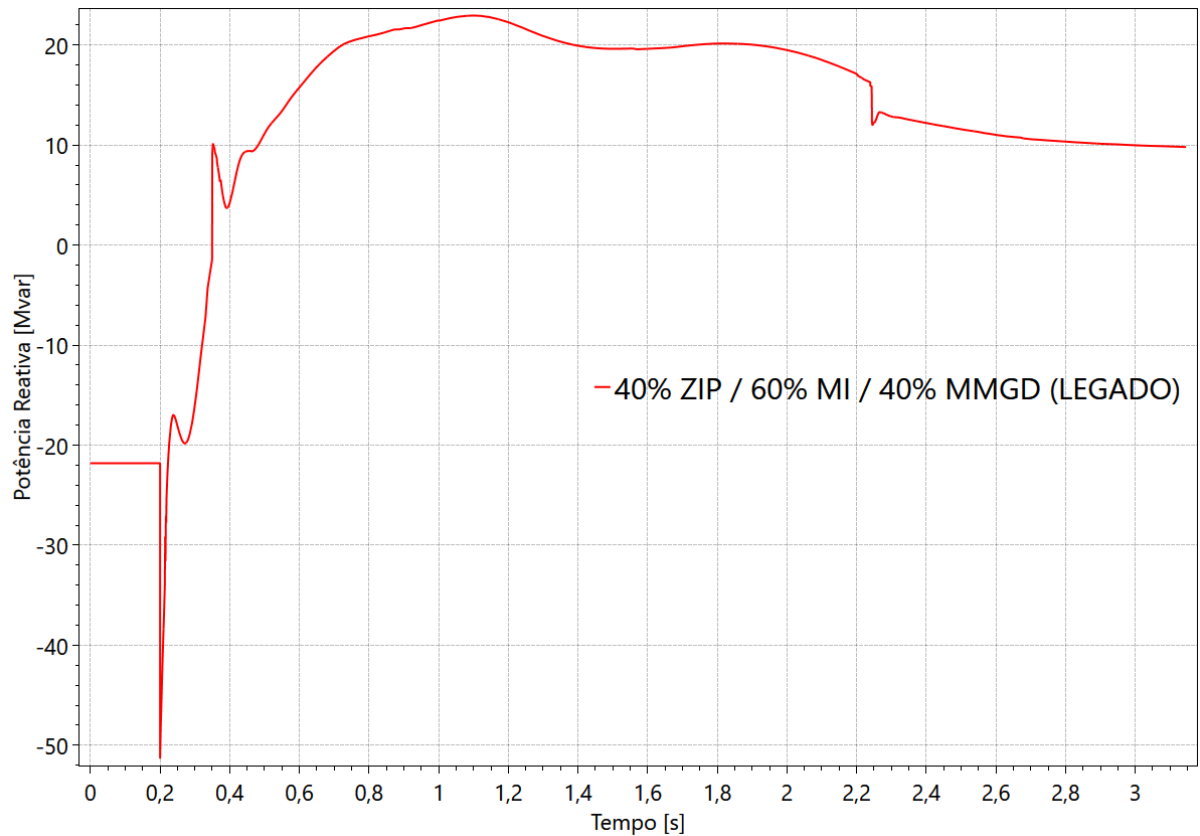
Observa-se que, neste caso, a inserção da MMGD não só piorou a recuperação de tensão do sistema como levou o sistema ao colapso. Mais uma vez, houve a desconexão em massa de MMGD na perturbação, que não se recupera e leva ao aumento da carga líquida total do sistema, prejudicando a recuperação de tensão e até levando todo o sistema ao colapso de tensão. A Figura 56 mostra a potência de um inversor no barramento 13,8 kV de Areal. Observa-se a desconexão total dos inversores neste barramento, levando ao aumento da carga líquida do sistema, visto na Figura 57.

Figura 56 – Potência ativa e reativa em um inversor equivalente de MMGD.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 57 – Consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal.

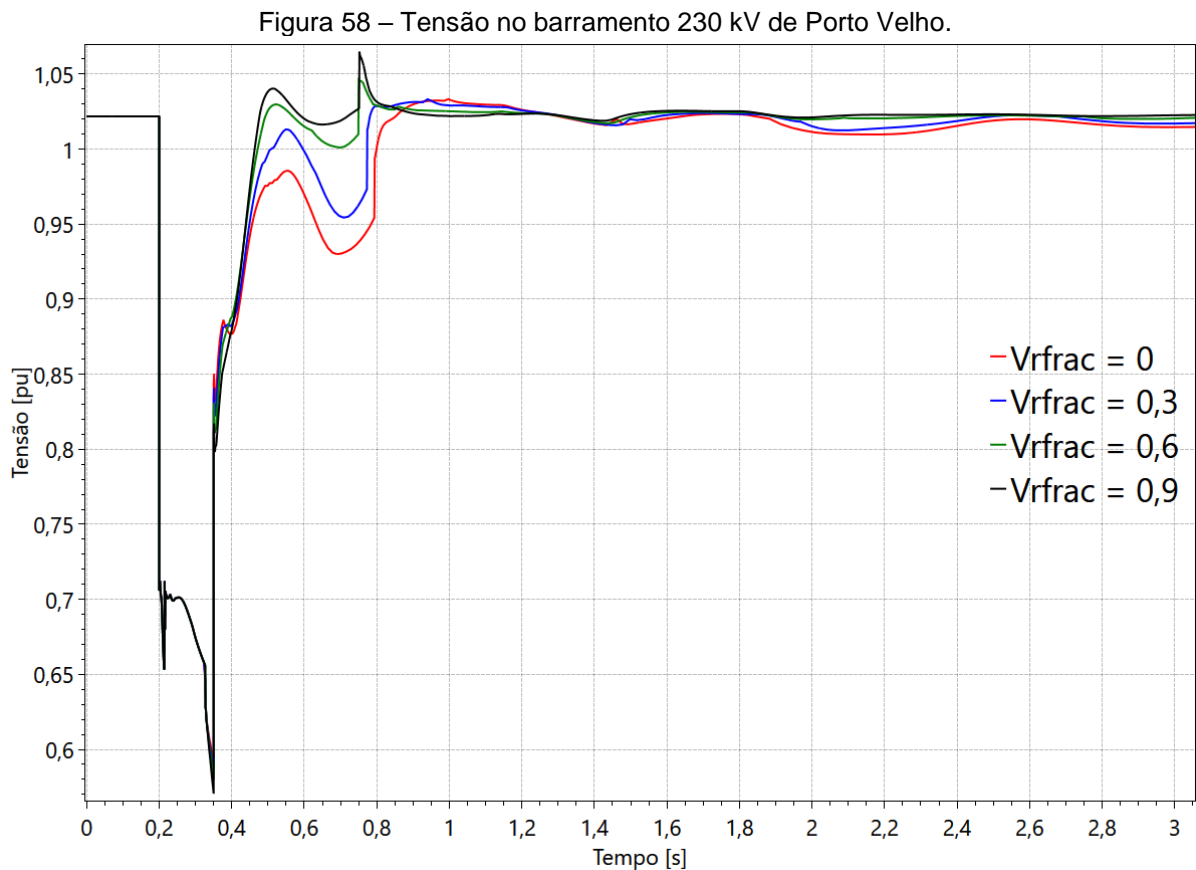


Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.4.1.3 Cenário 5 – Sensibilidade de V_{frac}

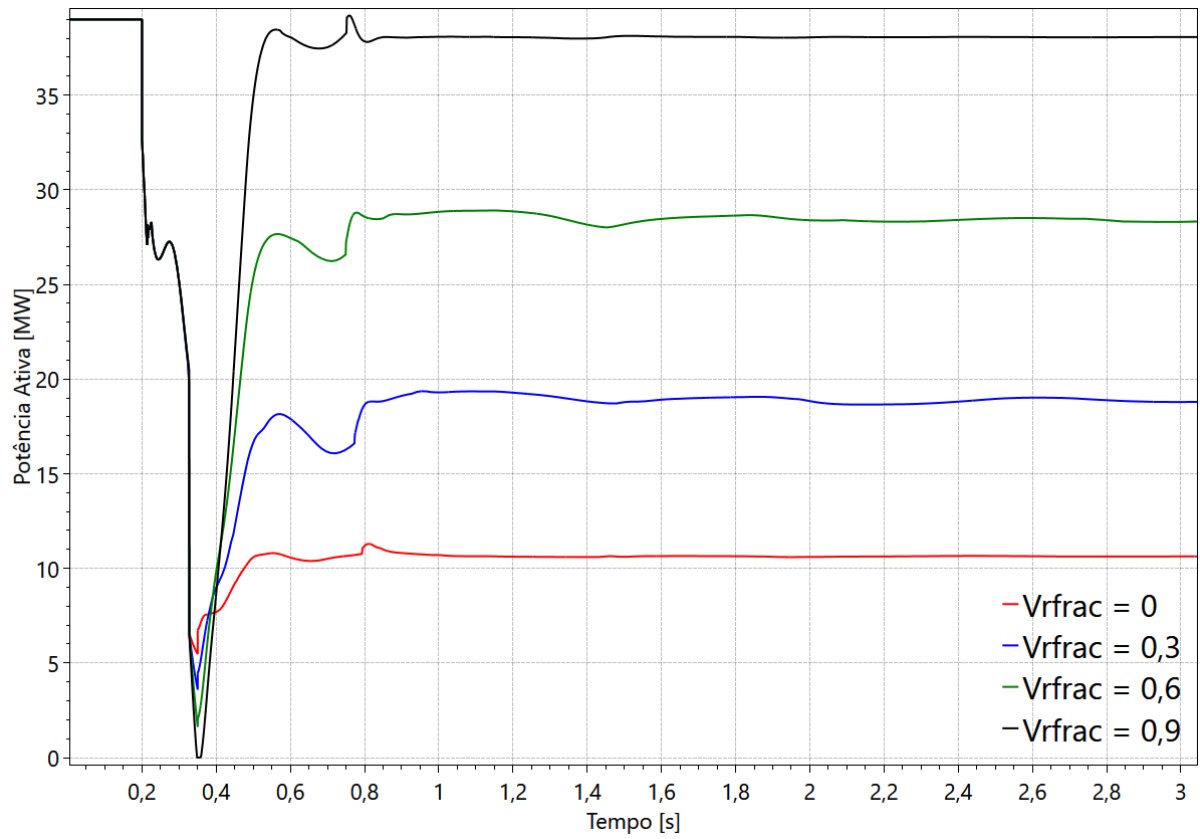
De forma a se verificar os efeitos da desconexão parcial de MMGD e validar o parâmetro V_{frac} do modelo DER_A, explicado no item 3.5, foi realizada uma sensibilidade deste parâmetro, com diferentes valores, para o cenário com 30% de penetração de motores de indução e 60% de penetração de MMGD.

A Figura 58 mostra a tensão no barramento de Porto Velho para diferentes valores do parâmetro V_{frac} , enquanto a Figura 59 apresenta a potência ativa em um inversor equivalente de MMGD no barramento 13,8 kV de Areal. Observa-se que, quanto maior a recuperação dos inversores MMGD após a perturbação, melhor a recuperação de tensão do sistema pós-falta. Mesmo com a desconexão parcial dos inversores MMGD devido aos ajustes de desconexão por subtensão legados, a recuperação parcial destes inversores auxilia na recuperação de tensão do sistema.



Fonte: Elaborado pelos autores.

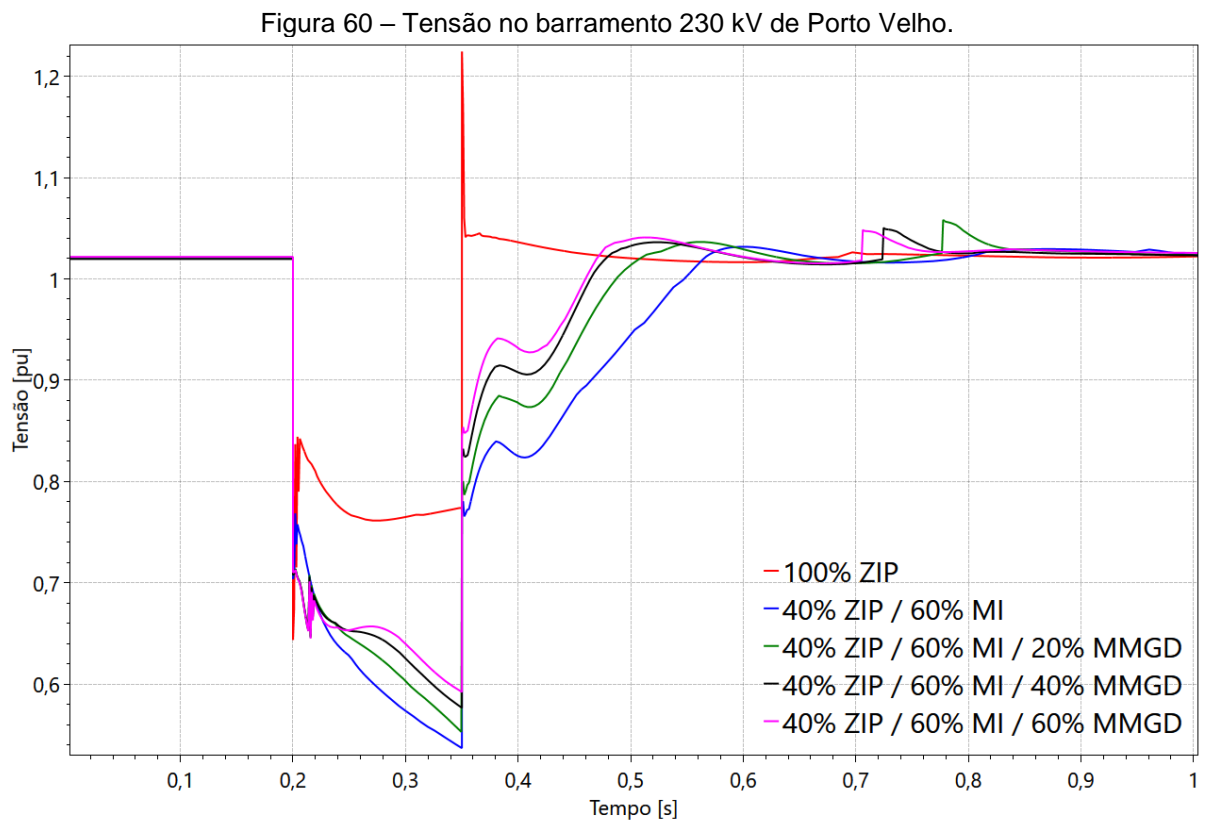
Figura 59 – Potência ativa em um inversor equivalente de MMGD.



Fonte: Elaborado pelos autores.

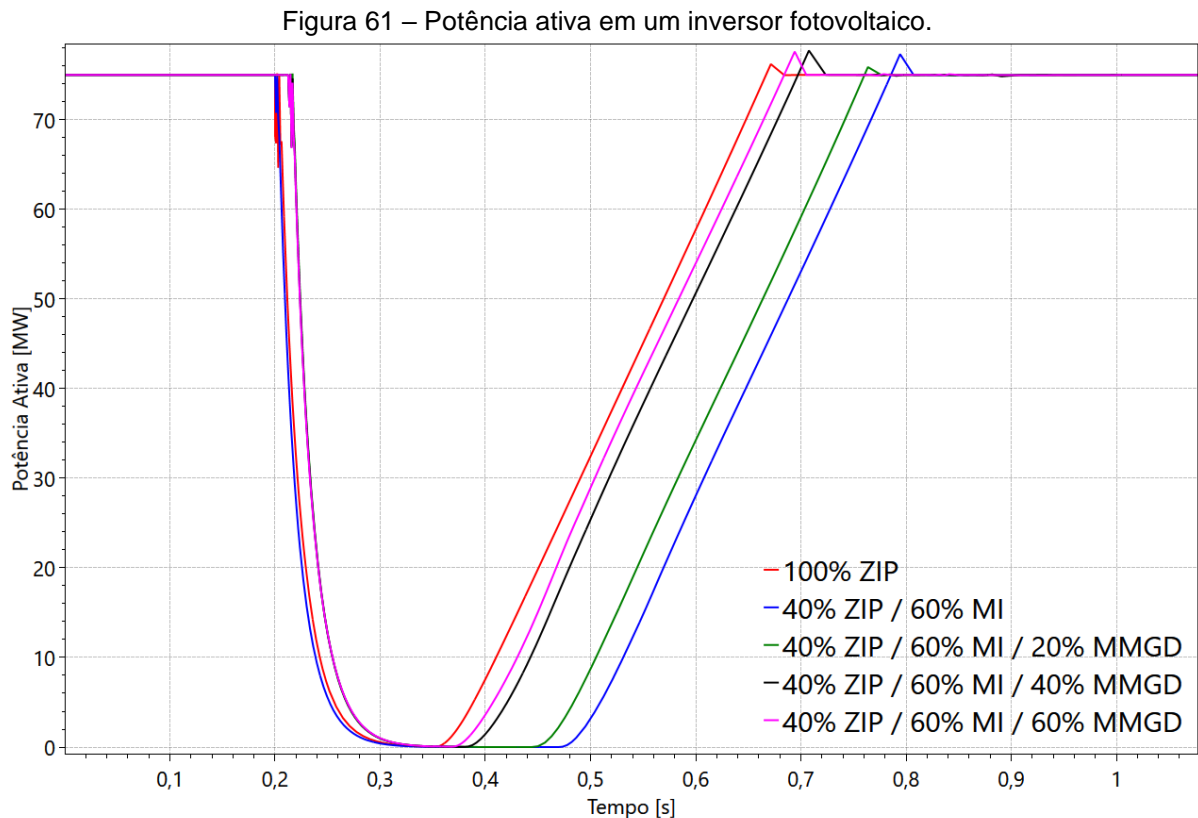
5.2.4.2 MMGD com ajustes modernos

A Figura 60, a seguir, mostra que os recursos distribuídos com suporte de tensão dinâmico habilitado podem auxiliar na recuperação de tensão pós-falta do sistema, causada pela presença de motores de indução na carga. Como visto no item 5.2.2.1, há um atraso de aproximadamente 110 ms na recuperação de tensão entre o caso com carga 100% estática (ZIP) e o caso com 60% de penetração de MI, para o patamar de 0,9 p.u, onde os inversores passam a restaurar sua injeção de potência ativa na rede. Na Figura 60, observa-se que este atraso pode ser reduzido para aproximadamente 15 ms com uma penetração de 60% de MMGD no sistema, com suporte de tensão habilitado. Além disso, o afundamento de tensão causado pela perturbação tem uma melhora, saindo de 0,53 p.u no caso com 60% de MI e nenhuma MMGD para 0,59 p.u com 60% de MMGD.



Fonte: Elaborado pelos autores.

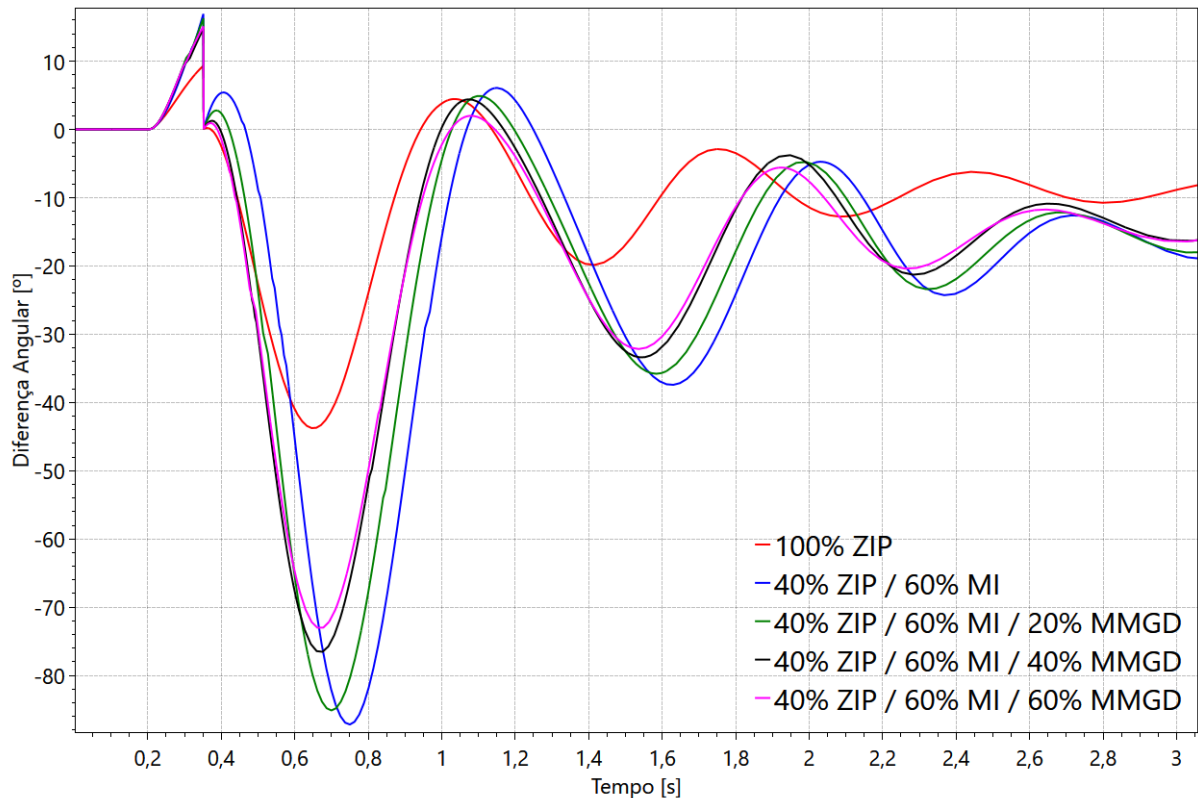
Como consequência da recuperação mais rápida da tensão através do suporte da MMGD, a potência ativa injetada pelos inversores fotovoltaicos do parque solar modelado próximo à SE Porto Velho 230 kV é restaurada mais rapidamente, como pode ser observado na Figura 61. A recuperação que se inicia aproximadamente aos 470 ms para o cenário com 60% de MI e nenhuma MMGD, se inicia aos 370 ms com 60% de penetração de MMGD.



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 62 apresenta a diferença angular em uma máquina síncrona do sistema Acre-Rondônia. Como mostrado no item 5.2.2, quanto maior a penetração da geração fotovoltaica no sistema, maiores as oscilações eletromecânicas e de tensão na ocorrência de uma perturbação, com detecção de perda de sincronismo e atuação da PPS de Ji-Paraná. Na Figura 62, observa-se que a penetração de MMGD no sistema auxilia também nas oscilações eletromecânicas, devido ao auxílio na recuperação de tensão do sistema no pós-falta, que consequentemente auxilia na recuperação da potência ativa dos inversores fotovoltaicos.

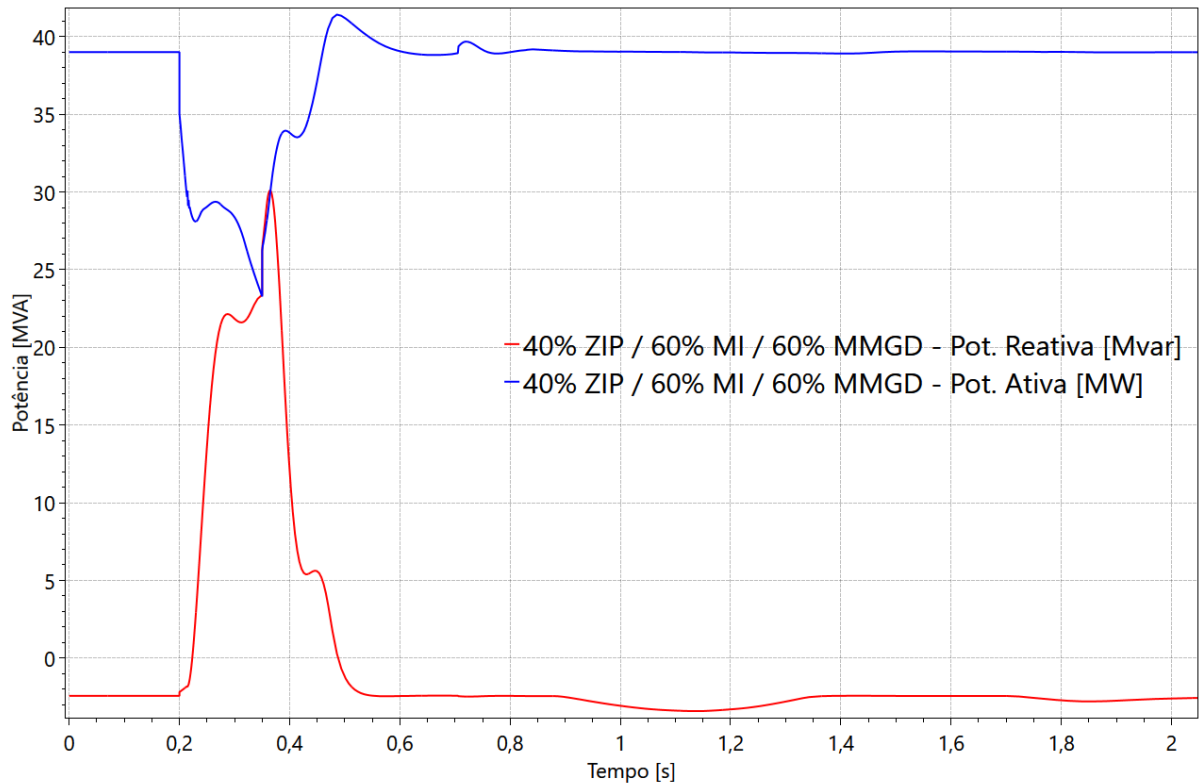
Figura 62 – Diferença angular em uma máquina síncrona do sistema.



Fonte: Elaborado pelos autores.

A Figura 63 mostra a resposta de potência ativa e reativa de um inversor equivalente de MMGD no barramento de Areal 13,8 kV. Conforme a Tabela 4, os inversores foram ajustados para prioridade de potência reativa (*Q priority*) na *pqflag*. Isso significa que os inversores irão priorizar potência reativa para dar suporte à tensão na barra terminal na ocorrência de uma perturbação para auxiliar o sistema a se recuperar da falta. Isso leva à uma redução na potência ativa do inversor, quando necessário. Isso fica claro na Figura 63, onde a resposta de potência reativa sai de -2 para 30 Mvar durante a contingência, enquanto a potência ativa é reduzida no inversor, utilizando-se toda potência aparente do inversor equivalente em questão.

Figura 63 – Potência ativa e reativa em um inversor equivalente de MMGD.

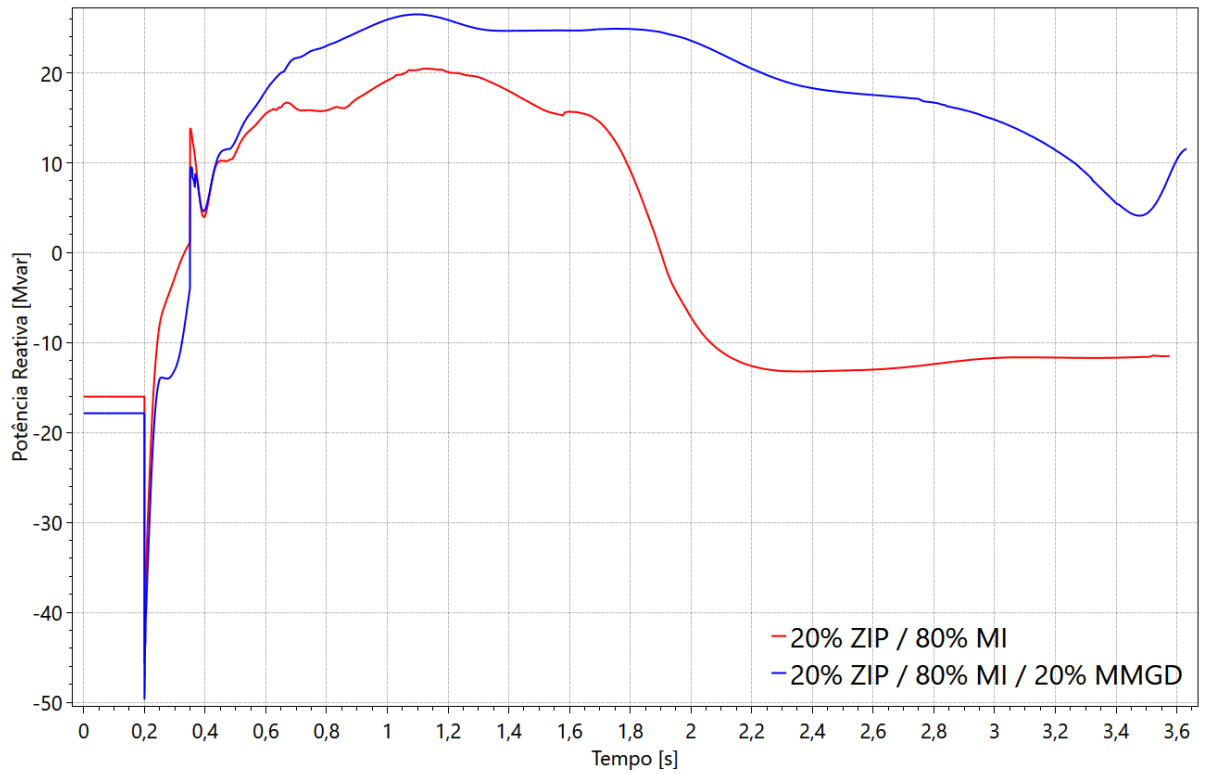


Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.4.2.1 Cenário 24

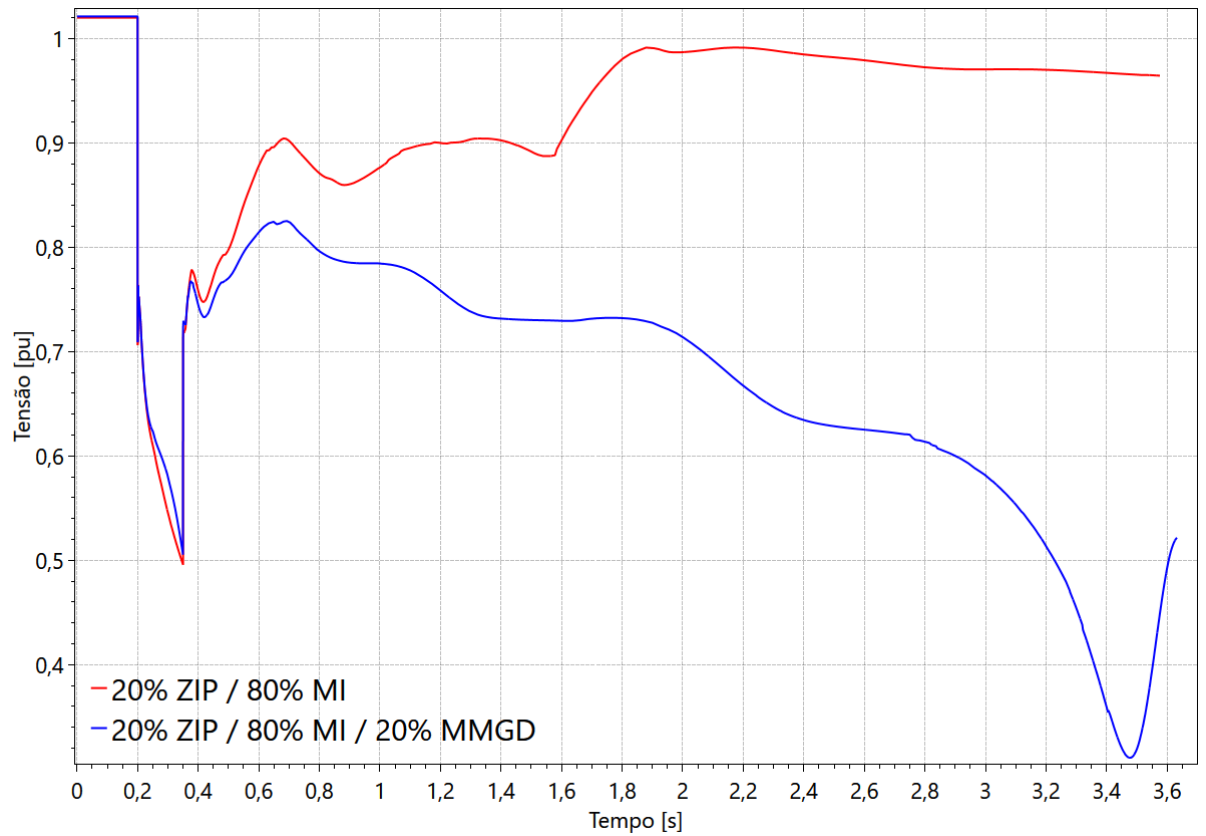
No cenário de 80% de penetração de motor de indução na carga, a tensão do sistema não se recuperou devido ao *stall* dos motores, que os levaram a drenar corrente reativa do sistema, como visto no item 5.2.1.1. A Figura 64 apresenta o consumo líquido de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal. Observa-se que o consumo é ainda maior no cenário com 20% de MMGD, acarretando o *stall* dos motores e um afundamento ainda maior de tensão no sistema, com colapso da tensão no Acre-Rondônia, como mostra a Figura 65. Isso ocorre pois, de forma a se manter a carga líquida dos barramentos com a inserção da MMGD, incrementou-se a carga total do barramento no mesmo montante da MMGD, como mostrado no item 5.1. Também, foi mantida a proporção de MI em relação à carga nestes cenários. Assim, no Cenário 24, os 80% de MI significaram uma maior penetração em MVA do que no cenário sem MMGD, ao passo que o suporte dos inversores MMGD, representando 20% da carga, não foram suficientes para compensar o efeito do atraso de recuperação de tensão causado pelos MI, acarretando o colapso de tensão.

Figura 64 – Consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal.



Fonte: Elaborado pelos autores.

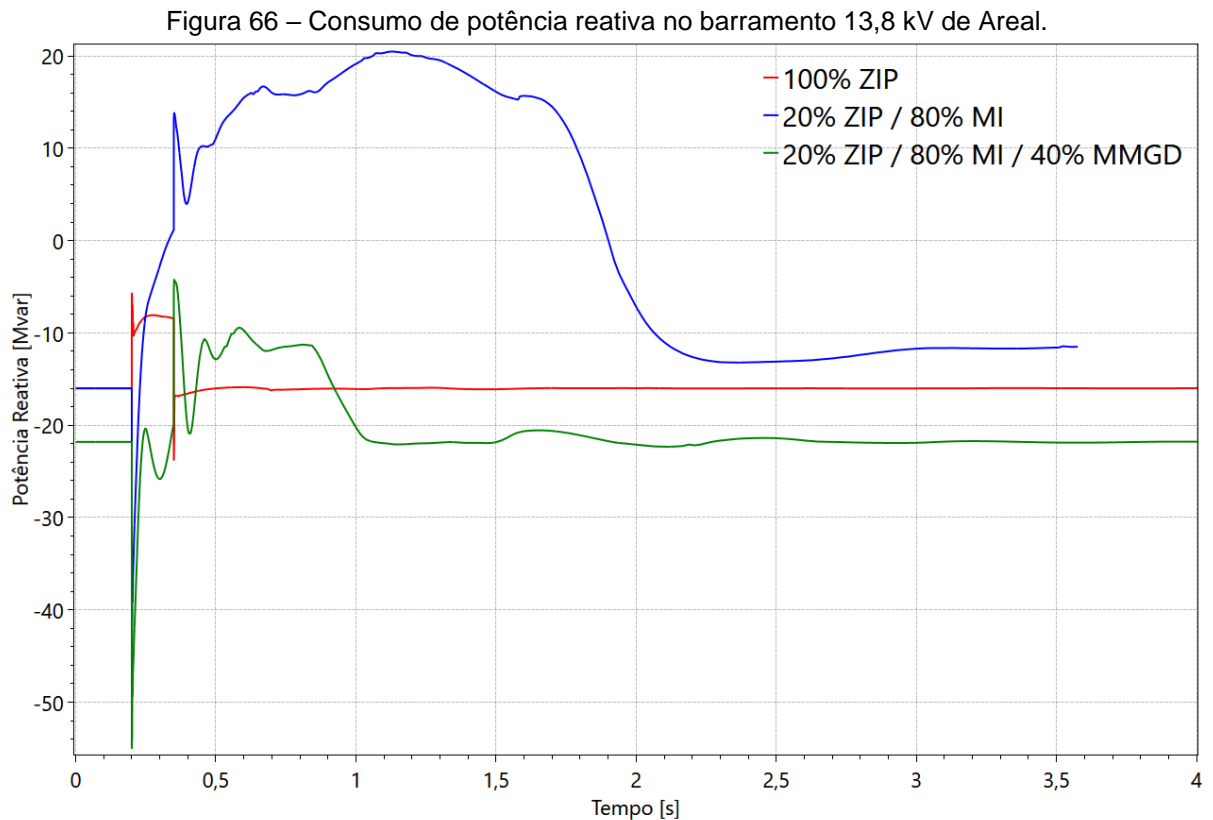
Figura 65 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.



Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.4.2.2 Cenário 25

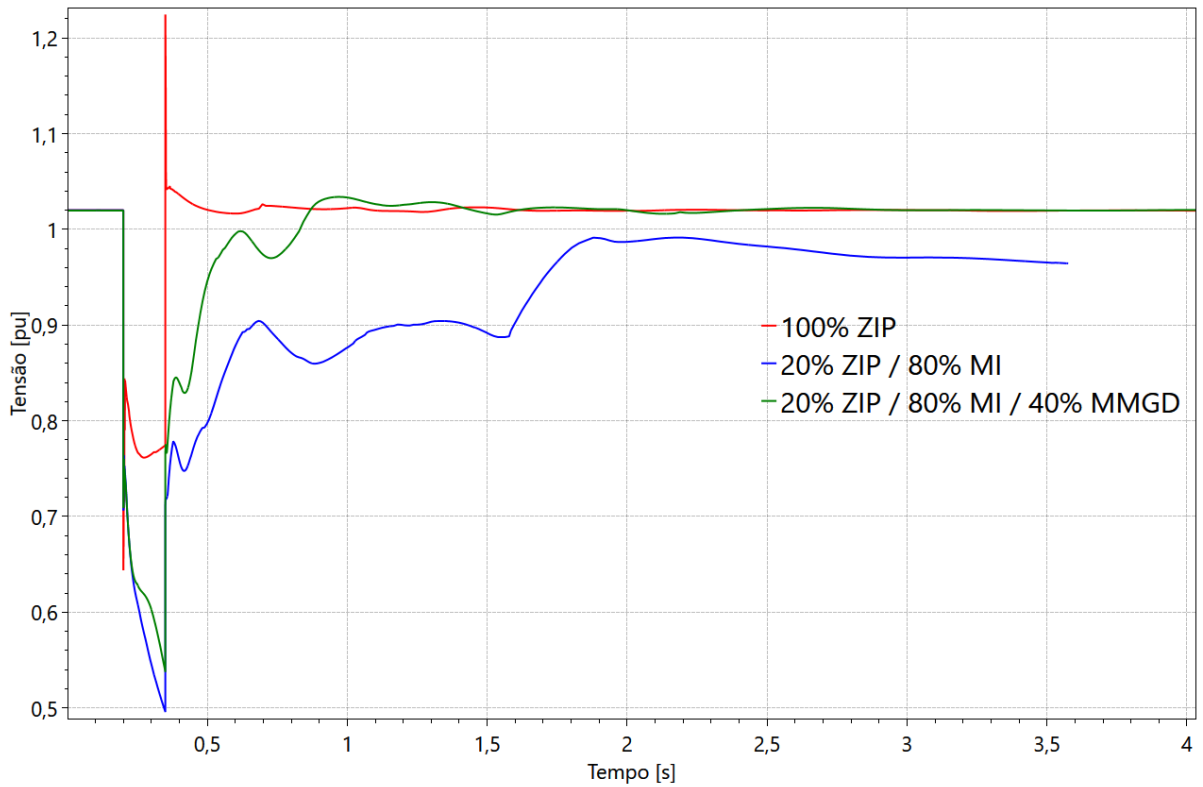
Agora, com 80% da carga representada por MI e uma penetração de MMGD de 40%, observa-se na Figura 66 que a contribuição dos inversores MMGD impede o *stall* dos motores de indução, auxiliando na recuperação de tensão pós-falta do sistema, como mostra a Figura 67.



Fonte: Elaborado pelos autores.

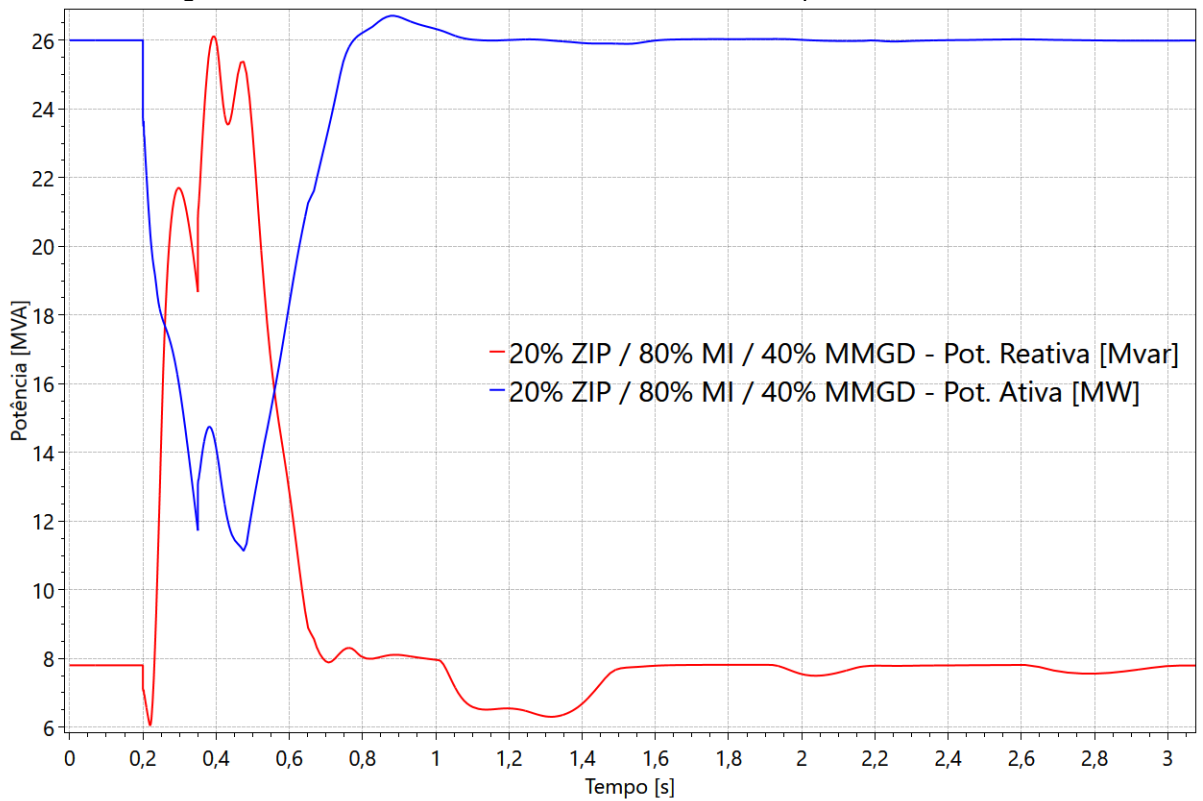
A Figura 68 apresenta a potência ativa e reativa injetada por um inversor equivalente de MMGD no barramento 13,8 kV de Areal, onde fica clara a priorização de corrente reativa (*Q priority*) para auxiliar a recuperação de tensão do sistema. Como mostrado no item 5.2.4, o ganho proporcional K_{qv} , referente à malha de controle de suporte de tensão do modelo DER_A, foi ajustado em 5, conforme referência internacional. No item a seguir, será realizada uma análise de sensibilidade referente a este ganho, de forma a se validar tanto a contribuição dos inversores MMGD para a recuperação de tensão do sistema quanto a malha de controle em si.

Figura 67 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 68 – Potência ativa e reativa em um inversor equivalente de MMGD.

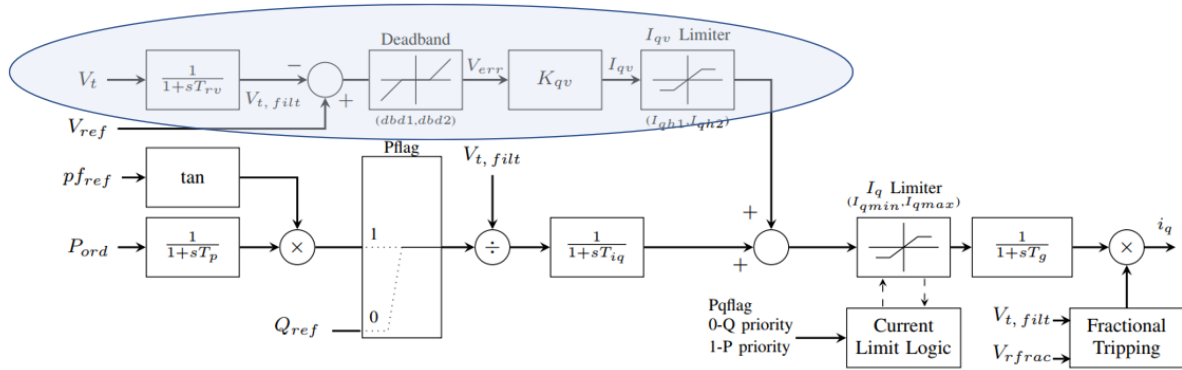


Fonte: Elaborado pelos autores.

5.2.4.2.3 Cenário 25 – Sensibilidade de K_{qv}

De forma a se validar a malha de controle de suporte de tensão do modelo DER_A e a influência dos inversores MMGD na recuperação de tensão do sistema, verificada no item anterior, foi realizada uma sensibilidade de K_{qv} , com diferentes valores, incluindo a malha de suporte de tensão desabilitada ($K_{qv}=0$). A Figura 69 apresenta a malha de controle de potência reativa e tensão do modelo DER_A, com destaque para a malha de suporte de tensão com o ganho proporcional K_{qv} .

Figura 69 – Malha de controle de potência reativa e tensão do modelo DER_A.

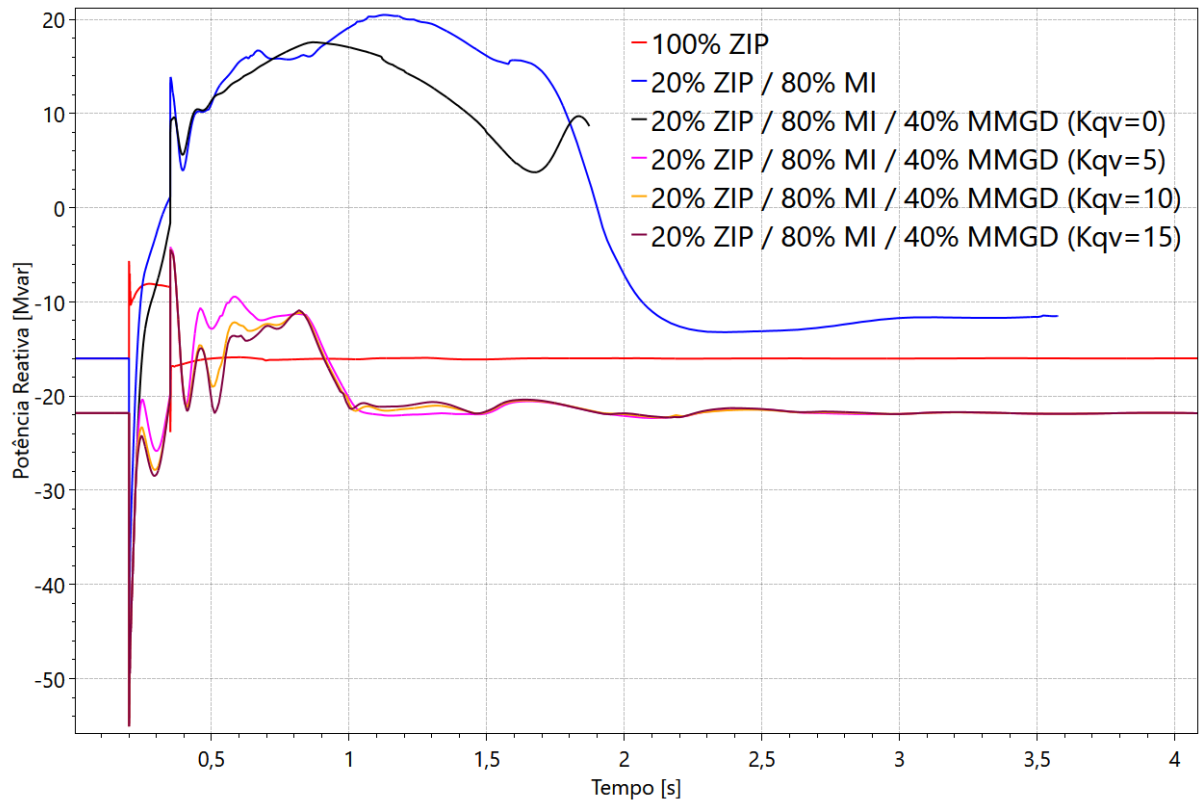


Fonte: [25].

A Figura 70 mostra o consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal para diferentes ajustes de K_{qv} . Observa-se que, com a malha de suporte de tensão desabilitada ($K_{qv}=0$), o desempenho é similar ao do caso sem nenhuma MMGD modelada, ou seja, não há benefício dos inversores MMGD para auxiliar na recuperação de tensão do sistema e no *stall* dos motores de indução. A Figura 71 mostra, inclusive, que a modelagem da MMGD sem suporte de tensão pode até piorar a recuperação de tensão do sistema, levando ao colapso de tensão. A Figura 72 mostra que sem a malha de suporte de tensão, o inversor MMGD zera a injeção de corrente reativa após o curto-circuito, não auxiliando o sistema após a perturbação.

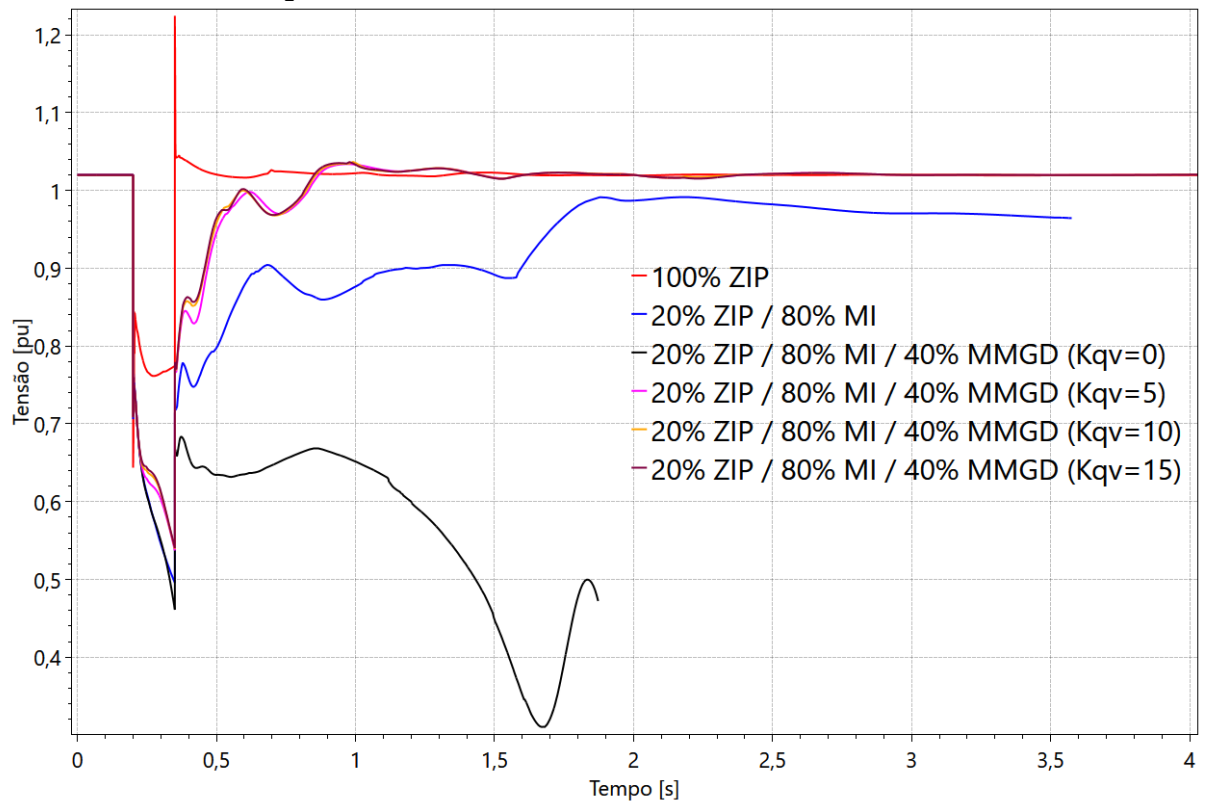
Por outro lado, maiores ganhos de K_{qv} levam a contribuições ligeiramente maiores pelos inversores MMGD, mas sem tanta influência no desempenho do sistema.

Figura 70 – Consumo de potência reativa no barramento 13,8 kV de Areal.



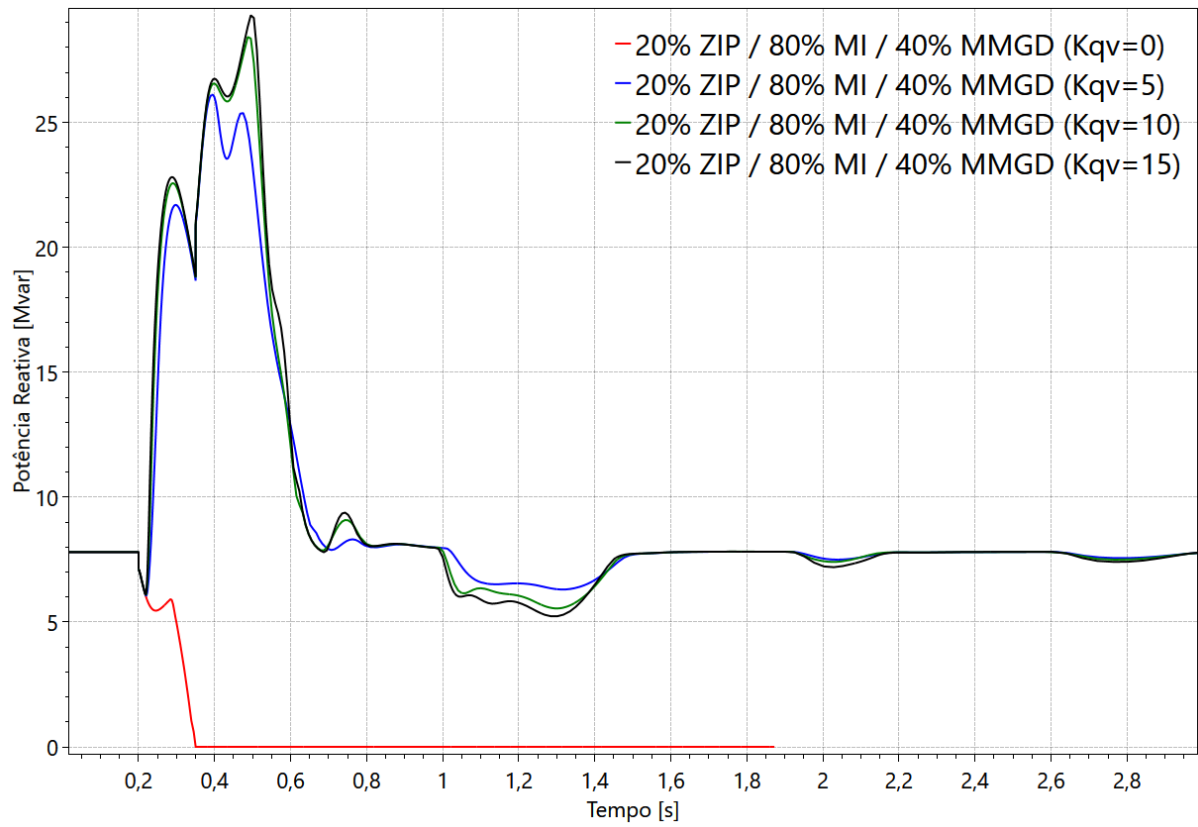
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 71 – Tensão no barramento 230 kV de Porto Velho.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 72 – Potência reativa em um inversor equivalente de MMGD.



Fonte: Elaborado pelos autores.

6 CONCLUSÃO

O crescimento exponencial verificado de geração renovável conectada ao SIN através de inversores, aliado ao crescimento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), bem como a projeção de um crescimento contínuo desta geração no SIN ao longo dos próximos anos, motiva o estudo dos impactos e possíveis benefícios que esta geração pode trazer ao SIN.

Embora tenha um potencial eólico e solar superior à média do resto do mundo, o Brasil pode se basear na experiência internacional para enfrentar os desafios que se projetam no horizonte para o planejamento, programação e operação do Sistema Interligado Nacional.

O foco deste trabalho foi o de se evidenciar a importância do aprimoramento da modelagem de carga dos sistemas elétricos para estudos de estabilidade eletromecânica, com foco na tensão e no fenômeno do atraso da recuperação da tensão pós-falta (*Fault Induced Delayed Voltage Recovery – FIDVR*), onde ficou claro que a modelagem puramente estática atualmente adotada no SIN não é capaz de refletir o fenômeno, característico de regiões com alta penetração de motores de indução monofásicos, principalmente aparelhos de ar-condicionado residenciais, situação em que diversas regiões do Brasil se enquadram.

Além disso, este trabalho procurou evidenciar o benefício que a geração distribuída, especialmente a MMGD, pode ter no suporte de potência reativa do sistema, atuando no suporte de tensão próximo à carga para mitigar ou minimizar os efeitos dos motores de indução na recuperação de tensão do sistema. Também se mostrou os impactos que o atraso na recuperação de tensão pode ter sobre todo o sistema, principalmente sobre a geração renovável conectada à transmissão através de inversores, hoje também abundantes em muitas regiões do Brasil.

A modelagem de motores de indução na carga do sistema Acre-Rondônia leva à deterioração do desempenho dinâmico deste sistema, podendo este ser levado ao colapso. O suporte de tensão da GD pode contribuir com a recuperação de tensão deste sistema no pós-falta, mitigando o atraso causado pelo *stall* dos aparelhos de ar-condicionado e impedindo o colapso.

Ainda, se mostrou como os ajustes de desconexão dos inversores da MMGD – ou seus requisitos de *ride-through* de tensão – podem ter grande impacto sobre o

sistema, já que a desconexão massiva desta geração pode impactar todo o sistema, deteriorando o desempenho dinâmico do SIN.

A Portaria nº 140/2022 do Inmetro passou a exigir novos requisitos de imunidade para inversores a serem conectados às redes de distribuição a partir de 2022, deixando um legado expressivo de inversores que seguem atualmente a norma ABNT NBR 16149 de 2013, cujos requisitos de suportabilidade a sub tensões são menos robustos, projetando um desafio para a modelagem agregada destes inversores para estudos de estabilidade eletromecânica do SIN.

Finalmente, os requisitos para suporte de tensão e priorização de corrente reativa para os inversores MMGD ainda precisam ser regulamentados no Brasil, de forma a se exigir esta capacidade dos inversores a serem conectados no sistema das distribuidoras, em consonância com outros operadores de sistemas ao redor do mundo, com as distribuidoras participando ativamente deste processo, de forma a se observar os ganhos e os cuidados que deverão ser dispensados, principalmente os relacionados ao desempenho de tensão da rede de distribuição.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, a modelagem dos motores de indução monofásicos, representativos de aparelhos de ar-condicionado residenciais, foi realizada através de um modelo de motor de indução com parâmetros típicos do IEEE para motores de baixa inércia, característicos de compressores de ar-condicionado.

No entanto, na literatura pode-se encontrar modelos mais detalhados de ar-condicionado, com representação explícita do *stall* dos compressores através do chaveamento para uma impedância constante e parâmetros de *stall* ajustáveis. Pode-se, então, avaliar de forma mais detalhada e precisa o impacto do *stall* dos motores de indução no sistema e o efeito da MMGD na mitigação do atraso da recuperação de tensão causado pelos motores de indução.

Além disso, a modelagem mais detalhada da carga, preferencialmente utilizando-se o *CLM*, com outros tipos de motores, pode revelar mais detalhes do comportamento dinâmico do sistema. No entanto, para isso, é necessário um trabalho coordenado no SIN para aprimorar a modelagem de carga. Também, com a entrada em vigor da Portaria nº 140/2022 do Inmetro, os ajustes da MMGD modelada no SIN deverá ser aprimorado para refletir os ajustes modernos e legados dos inversores,

que impacta na desconexão desta geração e conseqüentemente no desempenho dinâmico do SIN, como mostrado neste trabalho.

7 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Balanço Energético Nacional (BEN),” 2006.
- [2] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031,” 2022.
- [3] IEA, “Data and statistics,” 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics>.
- [4] NERC Load Modeling Task Force, “Technical Reference Document on Dynamic Load Modeling,” 2016.
- [5] California Institute for Energy and Environment (CIEE), “Final Project Report - Load Modeling Transmission Research,” 2010.
- [6] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Análise da Perturbação do dia 18/09/2015 às 15h44min envolvendo os estados do Acre e Rondônia,” 2015.
- [7] R. J. Bravo, “DER Volt-VAr and Voltage Ride-Through Needs to Contain the Spread of FIDVR Events,” em *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015.
- [8] C. A. Baone, Y. Xu e J. D. Kueck, “Local Voltage Support from Distributed Energy Resources to Prevent Air Conditioner Motor Stalling,” em *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2010.
- [9] W. Wang e F. de León, “Quantitative Evaluation of DER Smart Inverters for the Mitigation of FIDVR in Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, pp. 420-429, 2020.
- [10] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw- Hill, 1994.
- [11] HPPA, “Manual do Usuário do Organon,” 2018.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Procedimentos de Rede - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão,” 2022.
- [13] CIGRE, “Modeling of Inverter-Based Generation for Power System Dynamic Studies,” 2018.

- [14] R. Teodorescu, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, John Wiley and Sons, 2011.
- [15] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Research Roadmap on Grid-Forming Inverters,” 2020.
- [16] European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entsoe), “Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF),” 2020.
- [17] A. C. Zambroni de Souza, J. C. de Souza e A. M. da Silva, “On-Line Voltage Stability Monitoring,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, 2000.
- [18] A. C. Zambroni de Souza, “Discussion on some voltage collapse indices,” *Electric Power Systems Research*, 1998.
- [19] A. C. Zambroni de Souza, C. A. Cañizares e V. H. Quintana, “New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, 1997.
- [20] K. Walve, “Modeling of Power System Components at Severe Disturbances,” em *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, 1986.
- [21] D. Kosterev, C. Taylor e W. Mittelstadt, “Model Validation for the August 10,1996 WSCC System Outage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, 1999.
- [22] CIGRE, “Modeling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks,” 2014.
- [23] ELETROBRAS PROCEL, “Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005: classe Residencial Relatório Brasil - Sumário Executivo,” 2009.
- [24] NERC, “Parametrization of the DER_A Model,” 2019.
- [25] J. S. Chaverri, F. Escobar, J. A. García e G. Valverde, “Comparison of Ride-Through Characteristics in Aggregate and Detailed Models of DERs,” em *IEEE URUCON*, 2021.

- [26] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “DER_A Model Specification,” 2016.
- [27] IEEE, “Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,” 2018.
- [28] Inmetro, “Portaria Nº 140 - Diário Oficial da União,” 2022.
- [29] EPBR, “<https://epbr.com.br/solar-fotovoltaica-atinge-22-gw-com-forte-avanco-da-gd/>,” 2022.
- [30] J. W. Shaffer, “Air Conditioner Response to Transmission Faults,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, 1997.
- [31] R. J. Bravo e D. P. Chassin, “Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR): Model Validation,” em *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Dallas, 2016.
- [32] S. Adhikari, “Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR): Modeling and Guidelines,” 2019.
- [33] E. Hajipour, H. Saber, N. Farzin e M. Karimi, “An Improved Aggregated Model of Residential Air Conditioners for FIDVR Studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 909-919, 2019.
- [34] H. Bai e V. Ajjarapu, “A Novel Online Load Shedding Strategy for Mitigating Fault-Induced Delayed Voltage Recovery,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, 2011.
- [35] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, 1995.

ANEXO A – PARÂMETROS DO MODELO DER_A

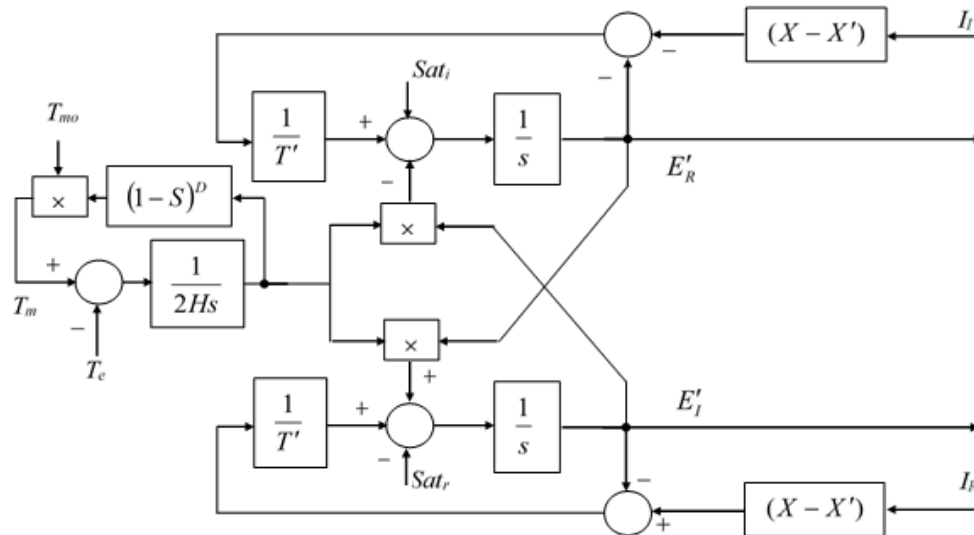
Parâmetro	IEEE Std. 1547-2003 Default	IEEE Std. 1547a-2014 Default	CA Rule 21 Default	IEEE Std. 1547-2018 Category II Default
trv	0.02	0.02	0.02	0.02
dbd1	-99	-99	-99	-99
dbd2	99	99	99	99
kqv	0	0	0	0
vref0	0	0	0	0
tp	0.02	0.02	0.02	0.02
tiq	0.02	0.02	0.02	0.02
ddn	0	0	20	20
dup	0	0	20	20
fdbd1	-99	-99	-0.0006	-0.0006
fdbd2	99	99	0.0006	0.0006
femax	0	0	99	99
femin	0	0	-99	-99
pmax	1	1	1	1
pmin	0	0	0	0
dpmax	99	99	99	99
dpmin	-99	-99	-99	-99
tpord	0.02	0.02	5	5
lmax	1.2	1.2	1.2	1.2
vl0	0.44	0.44	0.49	0.44
vl1	$0.44+V_{DROPO}$	$0.44+V_{DROPO}$	$0.49+V_{DROPO}$	$0.44+V_{DROPO}$
vh0	1.2	1.2	1.2	1.2
vh1	$1.2-V_{DROPO}$	$1.2-V_{DROPO}$	$1.2-V_{DROPO}$	$1.2-V_{DROPO}$
tvl0	0.16	0.16	1.5	0.16
tvl1	0.16	0.16	1.5	0.16
tvh0	0.16	0.16	0.16	0.16
tvh1	0.16	0.16	0.16	0.16
Vrfrac	0	0	1	1
fltrp	59.3	59.5 OR 57.0	58.5 OR 56.5	58.5 OR 56.5
fhtrp	60.5	60.5 OR 62.0	61.2 OR 62.0	61.2 OR 62.0
tfl	0.16	2.0 OR 0.16	300.0 OR 0.16	300.0 OR 0.16
tfh	0.16	2.0 OR 0.16	300.0 OR 0.16	300.0 OR 0.16
tg	0.02	0.02	0.02	0.02
rrpwr	0.1	0.1	2.0	2.0

tv	0.02	0.02	0.02	0.02
Kpg	0	0	0.1	0.1
Kig	0	0	10	10
xe	0.25	0.25	0.25	0.25
vpr	0.8	0.8	0.3	0.3
iqh1	0	0	1	1
iq1	0	0	-1	-1
pflag	1	1	1	1
frqflag	0	0	1	1
pqflag	P priority	P priority	Q priority	Q priority
typeflag	1	1	0 OR 1	0 OR 1

ANEXO B – CENÁRIOS DAS SIMULAÇÕES

Cenário	%ZIP						%MI						%MMGD				UFV (MW)				
	100	70	40	30	20	10	0	30	60	70	80	90	0	20	40	60	150	300	450	600	
1	x						x						x				x				
2		x						x					x				x				
3		x						x						x			x				
4		x						x							x		x				
5		x						x								x	x				
6			x						x				x				x				
7			x						x					x			x				
8			x						x						x		x				
9			x						x							x	x				
10			x						x				x					x			
11			x						x					x				x			
12			x						x						x		x				
13			x						x							x		x			
14			x						x				x							x	
15			x						x					x						x	
16			x						x						x					x	
17			x						x							x				x	
18			x						x				x								x
19			x						x					x							x
20			x						x						x						x
21			x						x							x					x
22				x						x			x				x				
23					x						x		x				x				
24					x						x			x			x				
25					x						x				x		x				
26					x						x					x	x				
27						x						x	x				x				
28						x						x		x			x				
29						x						x			x		x				
30						x						x				x	x				

ANEXO C – MODELO DINÂMICO E PARÂMETROS DO MOTOR DE INDUÇÃO



$$Sat = A \cdot e^{(B\psi)}$$

$$Sat_r = Sat \cdot \psi_R^* / \psi^*$$

$$Sat_i = Sat \cdot \psi_i^* / \psi^*$$

$$T_m = T_{m0}(1-S)^D \text{ or } T_m = T_{m0}(A + B \cdot S + C \cdot S^2)$$

Fonte: [11].

Tipo	Rs	Xso	Xm	Rr	Xro	A	B	D	H	Fator de Carregamento
1	0,031	0,1	3,2	0,018	0,18	1	0	0	0,7	0,6
2	0,013	0,067	3,8	0,009	0,17	1	0	0	1,5	0,8
3	0,013	0,14	2,4	0,009	0,12	1	0	0	0,8	0,7
4	0,013	0,14	2,4	0,009	0,12	1	0	0	1,5	0,7
5	0,077	0,107	2,22	0,079	0,098	1	0	0	0,74	0,46
6	0,035	0,094	2,8	0,048	0,163	1	0	0	0,93	0,6
7	0,064	0,091	2,23	0,059	0,071	0,2	0	0	0,34	0,8

Fonte: [35].