

Análise Dinâmica da CAMPUSGRID: Microrrede na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) [★]

Jesus Flores Huaman ^{*} Lucas Elias dos Santos ^{**}
João Inácio Yutaka Ota ^{***} Joel Filipe Guerreiro ^{****} Daniel Dotta [†]

^{*} Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, SP, (e-mail: j264534@dac.unicamp.br)

^{**} Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, SP, (e-mail: l265562@dac.unicamp.br)

^{***} Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, SP, (e-mail: yutaka@fee.unicamp.br)

^{****} Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, SP, (e-mail: joel.engeletrica@gmail.com)

[†] Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, SP, (e-mail: dottad@unicamp.br)

Abstract: Electric Microgrids are seen as the new trend related to the future generation and consumption of electric energy. As they are mainly composed of renewable energy sources with high penetration of electronic power converters, high levels of automation and control are necessary to guarantee operational stability. Therefore, this article presents the dynamic modeling of the CAMPUSGRID, which corresponds to a microgrid that has been built at the State University of Campinas (UNICAMP), and presents the analysis of its respective dynamic behavior. Through these studies, using the Typhoon HIL Control Center simulation software, it can be concluded that the microgrid has operational flexibility, capable of keeping stable even after the occurrence of events such as effects of renewable energy fluctuation, islanded mode transition, resynchronization and load variations.

Resumo: As Microrredes elétricas são vistas como a nova tendência no que diz respeito a geração e consumo de energia elétrica do futuro. Por se tratarem de estruturas detentoras de fontes predominante renováveis com alta penetração de conversores eletrônicos de potência, altos níveis de controle e automação são necessários para a garantia da estabilidade operacional. Sendo assim, este artigo apresenta a modelagem dinâmica da CAMPUSGRID, microrrede esta que vem sendo construída na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), e também traz a respectiva análise do comportamento dinâmico da mesma. Através destes estudos, utilizando como software de simulação o Typhoon HIL Control Center, pode-se constatar que a microrrede apresenta flexibilidade operacional, capaz de se manter estável mesmo após a ocorrência de eventos como: efeitos da flutuação de energia renovável, transição ao modo ilhado, resincronização e variações de carga.

Keywords: CAMPUSGRID; Electric microgrids; Distribution generation; Dynamic modeling; Control; Stability.

Palavras-chaves: CAMPUSGRID; Microrredes elétricas; Geração distribuída; Modelagem dinâmica; Controle; Estabilidade.

1. INTRODUÇÃO

Com o crescente aumento na geração elétrica distribuída promovida pelos consumidores residencial e industrial, um novo cenário vem sendo constituído. Esta nova conjuntura está levando à ruptura da estrutura verticalizada dos tradicionais sistemas elétricos de potência (SEP). Nestes sistemas, grandes máquinas síncronas são responsáveis por gerar a energia, e o consumidor apenas a consome (Soulтанis et al., 2007). Uma das consequências geradas por esta transição foca nos desafios referentes a estabilidade do SEP. A parcela da geração distribuída (GD) que se

^{*} Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico PD-00063-3058/2019 - PA3058: "MERGE - Microgrids for Efficient, Reliable and Greener Energy", regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em parceria com a CPFL Energia (Distribuidor Local de Energia Elétrica). Este estudo foi financiado em parte pela agência brasileira de pesquisa Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), código de financiamento 001, e Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) sob os números 2016/08645-9, 2018/07375-3 e 2019/10033-0.

baseia em conversores eletrônicos de potência para a conexão de matrizes solares e eólicas, contribui para com a queda da inércia do SEP, resultando em instabilidades em eventos que antes eram absorvidas pelos grandes geradores síncronos (Tarrasó et al., 2019). No entanto, esta mudança tem promovido diversos estudos relacionados ao impacto da integração dos GDs no sistema. Neste sentido, foram propostas diversas estruturas capazes de incorporar a GD, mantendo a estabilidade operacional mesmo considerando a baixa inércia e intermitência de geração. Tais estruturas são denominadas de microrredes elétricas (Yao and Ertugrul, 2019; Olivares et al., 2014).

Conforme a definição adotada pelo IEEE, uma microrrede (MR) elétrica é caracterizada pela sua dimensão. A mesma configura-se como um sistema de pequeno porte, capaz de operar em corrente contínua (CC) ou em corrente alternada (CA). A MR também apresenta um ponto de acoplamento comum (PCC: *Point of Common Coupling*) com a concessionária local, sendo composta por fontes de geração de pequeno porte (normalmente renováveis) e por um sistema de automação capaz de fazer com que a mesma possa operar de forma conectada ou desconectada da concessionária (IEEE, 2017).

Para manter a MR operando de forma segura e eficiente, uma infraestrutura composta por camadas hierárquicas de controle, conforme ilustrado na Figura 1, passa a ser indispensável (Olivares et al., 2014). De acordo com IEEE (2017), o nível primário desta estrutura deve promover um controle rápido de tensão, corrente, frequência e potências ativa e reativa, enquanto que o nível secundário é responsável por atender as diferentes configurações operacionais da MR (operação conectada ou desconectada da concessionária), bem como as transições entre elas. O nível terciário de controle deve prover um despacho de energia otimizado (DEO) através da ótima gestão dos recursos de GDs existentes.

Nível - 3	Funções de alto nível - Supervisora/DEO
	Operador de interface Mercado Ótimo despacho
Nível - 2	Funções de nível intermediário - MR/Nível PCC
	Transições (Conectado/Desconectado) Despacho (Funções Simplificadas)
Nível - 1	Funções de baixo nível - GD/Carga
	Controle - tensão/frequência Funções específicas do dispositivo Controle - potência ativa/reativa

Figura 1. Estrutura hierárquica de controle em camadas de uma microrrede.

O crescente interesse em MRs acompanha a necessidade de compreender melhor o novo cenário, resultando em diversas implementações realizadas no mundo, englobando desde MRs laboratoriais a projetos pilotos (Brandão et al., 2020). Dentro desse contexto, foi proposto o projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) MERGE (*Microgrids for Efficient, Reliable and Greener Energy*), o qual teve início no ano de 2020, com o objetivo de implementar quatro MRs com finalidades e características distintas (López et al., 2020). Entre elas, a CAMPUSGRID é uma MR CA universitária dentro da Universidade Estadual

de Campinas, na qual serão feitos a instalação de um sistema de armazenamento de energia, o uso extensivo de geração fotovoltaica e a implementação de um sistema de gerenciamento de energia com medição extensiva da demanda e geração. Esta, que será a maior MR construída no Brasil, vem sendo implantada através do esforço conjunto de uma equipe multidisciplinar de pesquisadores de sistemas de energia, eletrônica de potência e computação. O projeto MERGE tem como executores a UNICAMP, a Universidade Federal do Maranhão (UFMA) e o Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação (IATI), com financiamento da CPFL Energia através do Programa P&D da ANEEL (López et al., 2020).

Na literatura, pode-se encontrar diferentes trabalhos relacionados a modelagem de MRs em ambientes de simulação dedicados, capazes de garantir a reprodução de cenários realistas, favorecendo, assim, a implantação das mesmas. Como exemplo, em (Jeon et al., 2010), pode-se verificar a modelagem dinâmica de uma MR piloto da Korea Electrotechnology Research Institute. A mesma foi estudada através de um simulador tipo Hardware in the Loop (HIL) que proporciona um ambiente em tempo real para a realização de análises dinâmicas e sintonização dos controladores projetados. Desta forma, semelhante ao trabalho mencionado, o presente artigo tem, por objetivo, trazer uma análise dinâmica da MR universitária CAMPUSGRID da Universidade Estadual de Campinas. Para tal, realiza-se o levantamento prévio do modelo dinâmico da MR utilizando como software para simulação o pacote Typhoon HIL Control Center em ambiente virtual. Ambiente este responsável por reproduzir simulações em tempo real, permitindo a modelagem detalhada dos dispositivos de geração. Neste estudo, as análises operacionais do modelo são realizadas considerando-se quatro diferentes cenários: operação com efeito da flutuação de energia renovável devido a sua característica intermitente na MR durante modo ilhado; transição da MR do modo conectado para o modo ilhado; resincronização da MR em modo ilhado para o modo conectado; e efeitos de variação de carga no modo ilhado.

O texto é organizado da seguinte maneira: a Seção 2 apresenta o projeto de implantação da CAMPUSGRID, bem como sua descrição e as especificações adotadas para a realização dos estudos da mesma; a Seção 3 apresenta os modelos dinâmicos desenvolvidos no Typhoon HIL Control Center; a Seção 4 apresenta os resultados e discussões das simulações para os quatro cenários mencionados; por fim, a Seção 5 apresenta as conclusões, bem como os futuros trabalhos a serem desenvolvidos.

2. CAMPUSGRID: MICRORREDE UNIVERSITÁRIA DO PROJETO MERGE

2.1 Descrição Geral

A Figura 2 apresenta a CAMPUSGRID e sua localização no campus Barão Geraldo, Campinas, São Paulo da UNICAMP. Conforme López et al. (2020), a CAMPUSGRID corresponde à MR CA universitária, uma das quatro microrredes do projeto P&D MERGE. A microrrede será parte de um alimentador da rede de média tensão de 11,9 kV e atenderá principalmente a demanda dos prédios

do Ginásio Multidisciplinar (GMU), da Biblioteca Central César Lattes (BC), da Faculdade de Educação Física (FEF) e da Biblioteca de Obras Raras (BORA) (López et al., 2020). A CAMPUSGRID ainda contará com um sistema de armazenamento a baterias (SAB) de íons de lítio, um grupo gerador a gás (GG) e um eletroposto para recarga do ônibus elétrico circular do campus. A estimativa é de que a MR atinja uma capacidade instalada superior a 1 MVA, com um suprimento de geração fotovoltaica (FV) superior a 900 kWp, cobrindo a maior parte das construções pertencentes a área da MR. Atualmente, a CAMPUSGRID encontra-se em processo de tomada de preços de seus componentes e instalação.

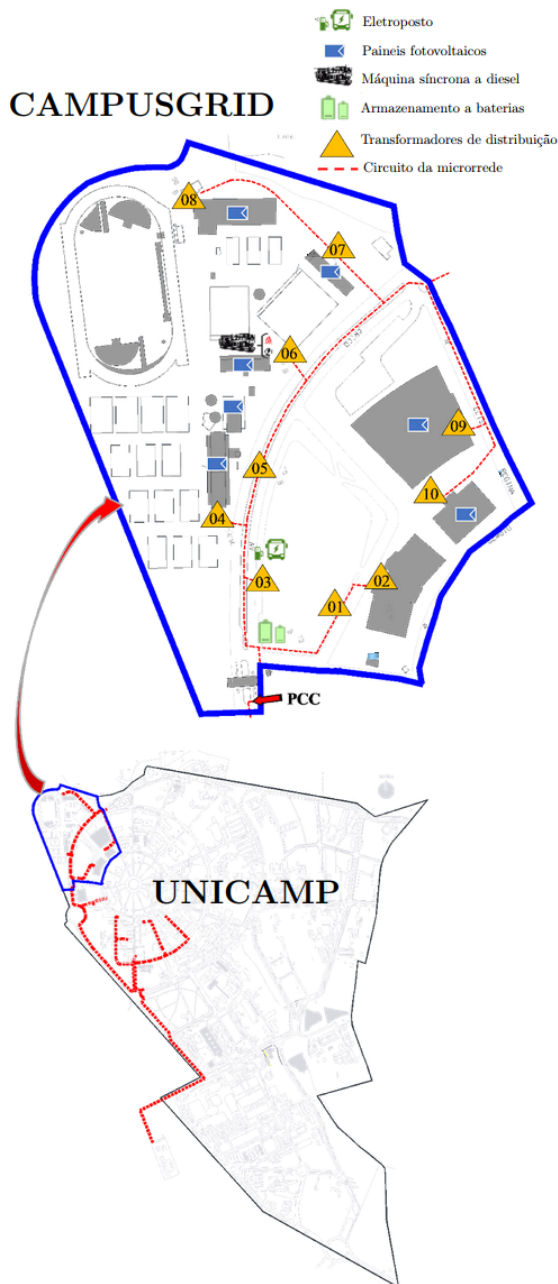


Figura 2. Localização da CAMPUSGRID na UNICAMP (Quadros et al., 2021).

2.2 Especificações da MR para Simulação

A partir do estado atual de projeto e de suas especificações, decidiu-se simular a CAMPUSGRID com os recursos energéticos de geração FV, um sistema de armazenamento de baterias com capacidade de formação de rede e uma máquina síncrona a gás, conforme descrito na Tabela 1. Considera-se que a inclusão desta parcela dos recursos energéticos planejados da CAMPUSGRID é suficiente para uma análise dinâmica da MR nos modos ilhado e conectado.

Tabela 1. Recursos Energéticos na CAMPUSGRID.

Componente	Potência/Capacidade	Transformador
SAB	500 kVA/810 kWh	500 kVA
Sistema FV	337 kWp	300 kVA
GG	250 kVA	225 kVA

A simulação da MR CAMPUSGRID foi feita em ambiente Typhoon HIL, conforme mostrado na Figura 3. Os resultados apresentados na Seção 4 foram obtidos através do Virtual HIL da Typhoon HIL. A simulação avançada do Virtual HIL permite a emulação em tempo real de um conversor de energia ou sistema elétrico como uma MR para os modelos apresentados na Seção 3. Os recursos energéticos são dimensionados de acordo com a Tabela 1. As cargas da MR são modeladas como dispositivos trifásicos balanceados com impedância constante, compreendendo um consumo estimado de 480,83 kW de potência ativa e 232,86 kVar de potência reativa

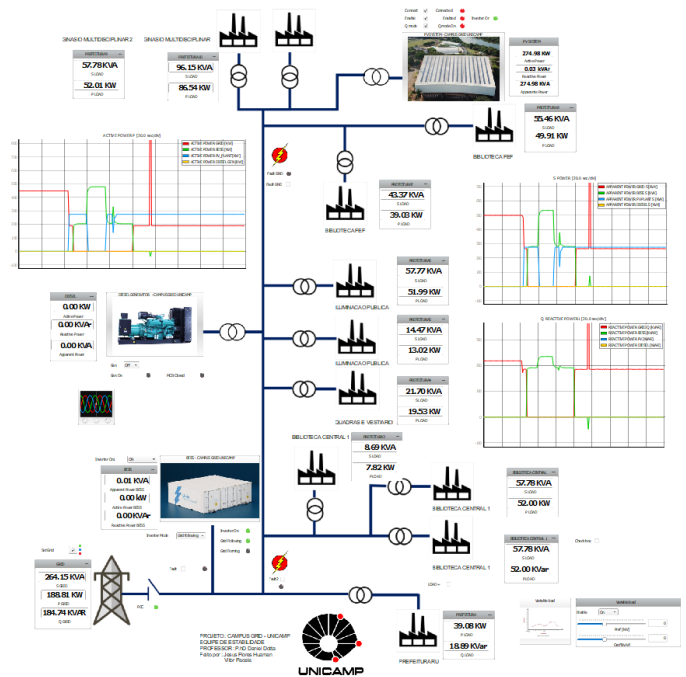


Figura 3. Estrutura da simulação da Microrrede CAMPUSGRID no Virtual SCADA do Typhoon HIL Control Center.

3. MODELAGEM DA CAMPUSGRID

A coordenação entre múltiplos ativos de geração em MRs é fundamental ao levar em consideração a forte interde-

3.2 Sistema de Geração Fotovoltaico

O modelo de geração fotovoltaico (FV), conforme ilustrado na Figura 7, consiste em um inversor trifásico alimentado por uma fonte de tensão constante, com sua respectiva malha de controle de corrente. No entanto, com objetivo de reduzir o gasto computacional para a realização das análises dinâmicas da MR, sem causar impacto nos resultados, a tensão produzida no elo CC é simplificada por uma fonte de tensão constante, eliminando-se, assim, a dinâmica composta pelos painéis FV e pelo conversor CC-CC.

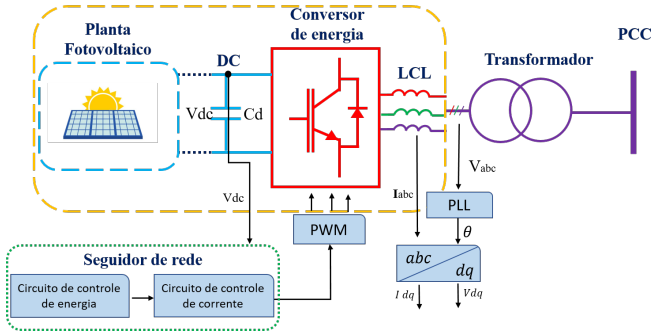


Figura 7. Modelo do Sistema Fotovoltaico.

Apesar das simplificações, os efeitos de sombreamento, os quais são resultado da variação da irradiância incidente sobre os painéis FV, ainda podem ser simulados através do ajuste da referência de potência ativa P^* dada pela Equação (3). A Equação 3 considera a área A_{pv} compreendida pelos painéis como o resultado da divisão da referência P^* pelo produto da irradiância G com a eficiência η do sistema FV, conforme apresentado em Typhoon HIL Documentation (PV plant).

$$A_{pv} = \frac{P^*}{\eta \cdot G} \quad (3)$$

O modelo FV comporta-se de forma semelhante ao modo seguidor de rede do SAB. Desta forma, as referências de potência ativa P^* e reativa Q^* na malha de controle de energia, conforme ilustrado na Figura 8, são responsáveis por gerar os sinais de referência da malha interna de corrente, por meio das Equações (1) e (2).

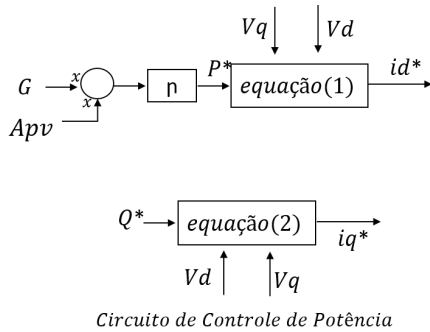


Figura 8. Diagrama de Blocos para a Obtenção de Referências de Corrente do Sistema de Geração Fotovoltaico. Typhoon HIL Documentation (PV plant).

Os sinais de referência no estágio de controle são comparados com as medidas do sistema nos eixos dq . Estas são obtidas através da Transformada de Park, cujo ângulo de fase é obtido por um algoritmo de sincronismo de fase (*Phase Locked Loop*: PLL). A Transformada Inversa de Clarke é usada para obter a referência trifásica da tensão a ser utilizada na modulação de do inversor. A Tabela 3 apresenta os parâmetros de controle utilizados no sistema de geração fotovoltaica.

Tabela 3. Dados nominais e Parâmetros de controle do Sistema de Geração Fotovoltaico.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
V_n	220 V	R_o	$1e^{-6}\Omega$
S_n	337 kVA	L_{grid}	$9.6e^{-6}$ H
f_n	60 Hz	R_{res}	0.01568 Ω
f_{sw}	16000 Hz	C	$2.7085e^{-3}$ F
V_{DC}	850 V	V_{kp}	15
A_{pv}	1667 m ²	V_{ki}	3
η	16.5 %	I_{dkp}	3
L_o	$79.8e^{-6}$ H	I_{dki}	30

Os parâmetros da Tabela 3 capacidade S_n , frequência de comutação f_{sw} e tensão V_{DC} dados extraídos dos termos de referência do projeto MERGE. A área ocupada A_{pv} do sistema é uma estimativa. O design do filtro é explicado na subseção 3.4.

3.3 Grupo Gerador a Gás

O modelo de grupo gerador a gás (GG) adotado neste estudo, considera uma máquina síncrona (MS) com seus respectivos controles de velocidade e tensão de excitação. A Figura 9 ilustra o modelo esquemático do sistema de GG. O sistema é dividido em três componentes principais: turbina a gás com regulador de velocidade, MS e o sistema de controle de tensão com o respectivo regulador automático de tensão (AVR). Durante o processo de operação, a malha de controle de velocidade mantém a frequência operacional constante, enquanto que o AVR estabiliza a tensão de saída.

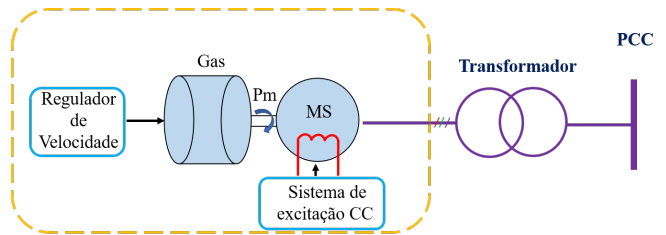


Figura 9. Modelo do Gerador a Gás.

Conforme apresentado na Figura 10, a unidade de GG e seu respectivo regulador de velocidade são responsáveis por converter a energia da fonte primária em energia mecânica, pela qual será posteriormente convertida em energia elétrica na MS. Os valores do ganho do regulador (K), das constantes de tempo do regulador (T_1, T_2, T_3), das constantes de tempo do atuador (T_4, T_5, T_6), dos limites de torque (T_{max} , de T_{min}) e do atraso de tempo do motor diesel (T_D) (Alaboudy et al., 2012) são definidos na Tabela 4.

O modelo de MS deste estudo também considera o sistema de controle de excitação IEEE AC4A (IEEE Committee

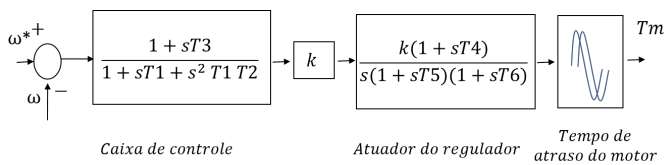


Figura 10. Diagrama de Blocos do Regulador de Velocidade do GG.

Tabela 4. Dados nominais e Parâmetros de controle do GG

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
S_n	250 KVA	T_3	0.5001 s
V_n	480 V	T_4	$25e^{-3}s$
f_n	60 Hz	T_5	$9e^{-4}s$
T_1	$1e^{-4}$ s	T_6	5,74 s
T_2	$1e^{-6}$ s	T_d	$24e^{-3}$ s
K	10 s		

Report, 1981). O mesmo utiliza uma excitatriz comutadora CC, controlada pelo fluxo magnético que passa no enrolamento de campo. O sistema apresenta um regulador de tensão de ação contínua, cuja alimentação é obtida através do próprio gerador. O modelo também agrega um compensador de avanço-atraso de fase, com objetivo de reduzir a amplitude transitória, melhorando assim, a estabilidade do sistema de excitação.

Os parâmetros mostrados na Tabela 4 foram usados o modelo de governador de motor diesel DEGOV Woodward juntamente com seus parâmetros padrão fornecidos na biblioteca Typhoon HIL (Typhoon HIL Documentation, Woodward Diesel).

3.4 Seleção do filtro LC, LCL dos Conversores Eletrônicos da MR

A utilização de filtros LC, LCL de saída dos inversores é importante para a mitigação dos harmônicos de tensão produzidos pelo processo PWM e a limitação da flutuação de corrente. Desta forma, filtros LC e LCL foram utilizados para os inversores seguidor e formador de rede, respectivamente, a fim de minimizar a quantidade de distorção de corrente injetada na MR. O projeto dos mesmos foi realizado com base na ondulação de corrente máxima permitida ΔI_{max} , tensão do barramento CC V_{dc} e frequência de comutação f_{sw} conforme (Peña-Alzola et al., 2014) e (Peña-Alzola et al., 2014):

$$\Delta I_{max} = \frac{V_{dc}/3}{L \cdot 4 \cdot f_{sw}} \quad (4)$$

Portanto, para o sistema de armazenamento, foi selecionado um filtro LC, com capacitância $C = 2,70mF$ e indutância $L = 100\mu H$ que agrega uma resistência de amortecimento série para representar as perdas parasitas e minimizar as oscilações harmônicas (mostrado na Tabela 2). Já o sistema fotovoltaico utiliza um filtro LCL com capacitância $C = 2,708mF$, indutâncias $L = 79,8\mu H$ e $L_{grid} = 9,6\mu H$ (mostrado na Tabela 3), e resistências série incluídas em cada um dos elementos.

Os filtros projetados e os parâmetros dos controladores selecionados garantem um controle rápido da tensão e corrente nos inversores.

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÕES DA CAMPUSGRID

A simulação dinâmica da MR CAMPUSGRID considera quatro cenários distintos:

- (1) operação no modo ilhado com efeito da flutuação do sistema de geração fotovoltaico;
- (2) transição do modo conectado para o modo ilhado (ou autônomo);
- (3) reconexão da MR com a rede da concessionária;
- (4) operação no modo autônomo com cargas desequilibradas.

4.1 Cenário 1: Efeito da flutuação da irradiância no Modo Ilhado

A Figura 11 apresenta os resultados da operação no modo ilhado com efeito da flutuação do sistema de geração fotovoltaico. Inicialmente a MR opera no modo ilhado com o controle de formação de rede do SAB, com geração de 65kW. O sistema FV e o GG fornecem, respectivamente, 275 e 148kW. Mantendo-se a demanda de carga constante (530kVA com fator de potência $FP = 0,9$), em $t = 0,85$ s a irradiância no sistema FV é reduzida de 1000 para 500kW/m², e em $t = 4.1$ s a mesma é novamente estabelecida em 1000W/m².

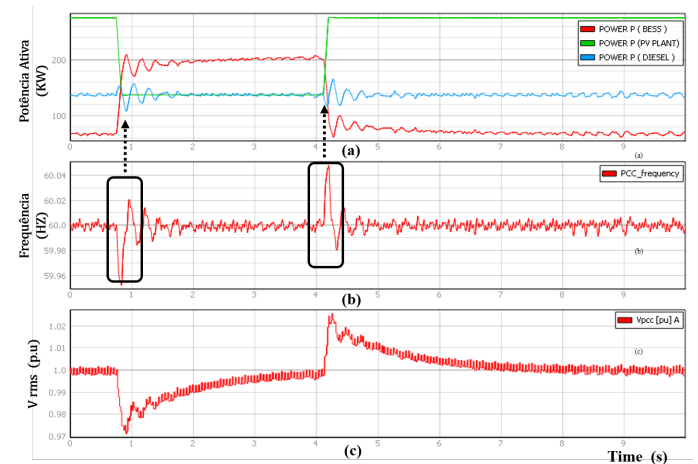


Figura 11. Efeito da flutuação da irradiância no Modo Ilhado. (a) Potência Ativa, (b) Frequência no PCC e (c) Tensão no PCC

De acordo com os resultados da Figura 11(a), a potência ativa da geração FV é reduzida para 137,5kW logo após a diminuição da irradiância. A partir deste instante, o excedente de carga é alimentado pelo SAB, mantendo o balanço energético demandado pelas cargas da MR. Pode-se observar que tanto a frequência quanto a tensão no PCC, conforme ilustrado nas Figuras 11(b) e (c), respectivamente, retornam a seus valores nominais após os transitórios.

4.2 Cenário 2: Transição do modo conectado para ilhado

A Figura 12 apresenta os resultados da transição do modo conectado para ilhado. Inicialmente a MR opera no modo conectado à rede, que supre uma demanda de 200 kW, enquanto que o SAB e o GG fornecem, respectivamente, 0 kW e 140 kW. Para a verificação e análise do desempenho dinâmico, a MR é ilhada intencionalmente em $t = 4,2$ s. A Figura 12(c) mostra que a tensão do sistema é instantaneamente reduzida para 0,96 p.u. após a ocorrência do evento, enquanto que a variação de frequência é rapidamente mitigada pela mudança do esquema de controle (formador de rede) do SAB. Nas Figuras 12(b) e (c), observa-se que a transição resultou em variações suaves na frequência da MR e na tensão do PCC, enquanto que na Figura 12(a) verifica-se a variação das potências ativas, na qual o SAB assume a demanda antes suprida pela rede no modo conectado. Ressalta-se que na simulação do Cenário 2 considerou-se uma detecção instantânea do ilhamento da MR, de tal forma que a transição do modo operacional de formação de rede é imediata.

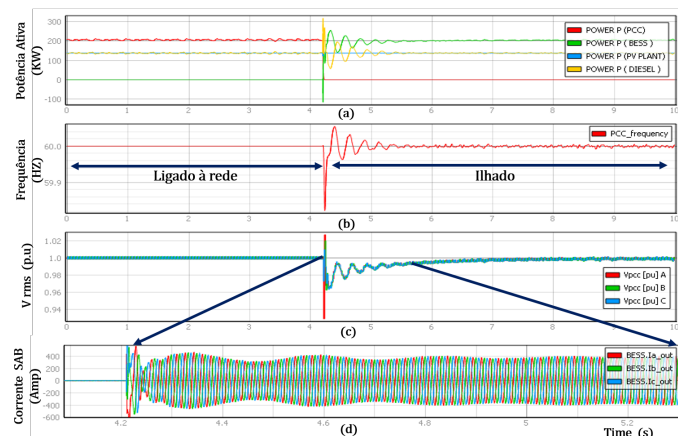


Figura 12. Transição do modo conectado para o modo ilhado. (a) Potência Ativa, (b) Frequência no PCC, (c) Tensão no PCC e (d) Corrente no SAB.

4.3 Cenário 3: Reconexão com a rede

A Figura 13 apresenta os resultados para a reconexão com a rede. Inicialmente a MR opera no modo ilhado por meio do SAB em modo formador de rede, o qual gera 85 kW, enquanto os sistemas FV e de GG fornecem, respectivamente, 275 kW e 125 kW. O processo de reconexão com a rede ocorre em $t = 2,11$ s, conforme ilustrado na Figura 13(b). De acordo com as Figuras 13(a) e (d), observa-se que a potência injetada, bem como as correntes do SAB, vão a zero após a sincronização. Isso acontece devido à mudança do SAB para o modo seguidor de rede. Verifica-se, assim, que a MR é capaz de lidar com o processo de reconexão de forma satisfatória. As Figuras 13(b) e (c) demonstram os comportamentos dinâmicos da frequência e da tensão, respectivamente, durante o processo de reconexão.

4.4 Cenário 4: Operação desequilibrada no modo ilhado

Nas Figuras 14(a), (b) e (c) observam-se, respectivamente, as potências ativas, a frequência e as tensões de fase no

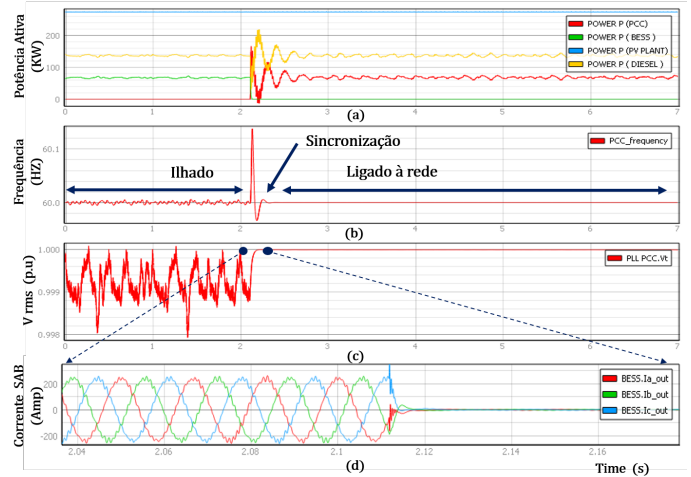


Figura 13. Reconexão com a rede. (a) Potência Ativa, (b) Frequência no PCC, (c) Tensão no PCC e (d) Corrente no SAB.

PCC durante a operação da MR no modo autônomo, considerando cargas inicialmente desequilibradas. Neste caso, a geração FV e GG não estão conectados à MR. Pode-se observar que o SAB no modo de operação formador de rede apresenta uma resposta dinâmica rápida da estabilização da tensão e da frequência logo após a ocorrência de distúrbios de carga desequilibrada em $t = 3,5$ s e $t = 7,1$ s, onde 100 kW e 43 kW são adicionados, respectivamente. Note que, a tensão cai abruptamente para 0,94p.u. após o degrau em $t = 7,1$ s. Tal evento decorre do fato de que os incrementos de carga totalizaram uma demanda de 510,6 kW, extrapolando, assim, a capacidade nominal do SAB, enquanto que a frequência, diferentemente da tensão, é rapidamente restaurada para o respectivo valor nominal após as ocorrências dos distúrbios.

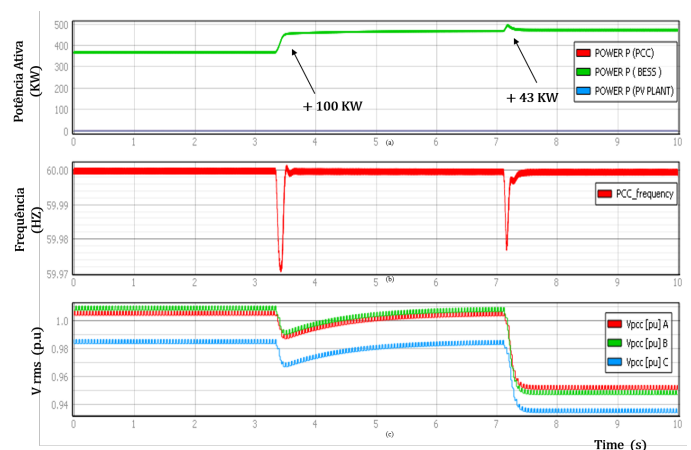


Figura 14. Operação no modo autônomo com cargas desequilibradas. (a) Potência Ativa, (b) Frequência no PCC e (c) Tensão no PCC.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho retrata o desempenho dinâmico do modelo da MR CAMPUSGRID em quatro diferentes cenários, levando-se em consideração os diferentes sistemas de geração e de armazenamento de energia que serão implantados.

Estes estudos, desde a modelagem até a análise dinâmica, foram realizados em um ambiente de simulação virtual em tempo real, promovido pelo software Typhoon HIL Control Center. Os resultados da análise dinâmica do modelo de MR adotado demonstraram que o mesmo apresenta grande flexibilidade operacional, capaz de manter-se estável mesmo após a ocorrência de ilhamentos, reconexões e variações de carga.

Como trabalho futuro, os modelos de geração fotovoltaica e do sistema de armazenamento a bateria serão aprimorados considerando as etapas dos conversores cc-cc juntamente com os respectivos algoritmos de detecção de ilhamento, pelos quais tornarão os estudos de caso ainda mais próximos da realidade.

REFERÊNCIAS

- Alaboudy, A.K., Zeineldin, H.H., Kirtley, J., et al. (2012). Microgrid stability characterization subsequent to fault-triggered islanding incidents. *IEEE transactions on power delivery*, 27(2), 658–669.
- Ashabani, S.M. and Mohamed, Y.A.R.I. (2014). New family of microgrid control and management strategies in smart distribution grids—analysis, comparison and testing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), 2257–2269.
- Brandão, D.I., Ferreira, W.M., Alonso, A.M.S., Tedeschi, E., and Marafão, F.P. (2020). Optimal multiobjective control of low-voltage ac microgrids: Power flow regulation and compensation of reactive power and unbalance. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(2), 1239–1252.
- Farhangi, H. and Joós, G. (2019). *Microgrid Planning and Design: A Concise Guide*. John Wiley & Sons.
- Farrokhhabadi, M., König, S., Cañizares, C.A., Bhattacharya, K., and Leibfried, T. (2017). Battery energy storage system models for microgrid stability analysis and dynamic simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 2301–2312.
- IEEE (2017). IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. *IEEE Std 2030.7-2017*, 1–43.
- IEEE Committee Report (1981). Excitation system models for power system stability studies. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, (2), 494–509.
- Jeon, J.H., Kim, J.Y., Kim, H.M., Kim, S.K., Cho, C., Kim, J.M., Ahn, J.B., and Nam, K.Y. (2010). Development of hardware in-the-loop simulation system for testing operation and control functions of microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 25(12), 2919–2929.
- López, J.C., Ota, J.I.Y., Rider, M.J., Pomilio, J.A., da Silva, L.C., and Bento, R.G. (2020). Objetivos e desafios do projeto de p&d merge: Microgrids for efficient, reliable and greener energy. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, 1(1).
- Olivares, D.E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A.H., Cañizares, C.A., Irvani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A.H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jiménez-Estévez, G.A., and Hatziaargyriou, N.D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919.
- Peña-Alzola, R., Liserre, M., Blaabjerg, F., Ordóñez, M., and Yang, Y. (2014). *lcl*-filter design for robust active damping in grid-connected converters. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 10(4), 2192–2203. doi:10.1109/TII.2014.2361604.
- Quadros, R., Jucá, J.L., Cypriano, J.G.I., da Silva, R.P.B., da Silva, L.C., and Bento, R.G. (2021). Implementation of microgrid on the university campus of unicamp brazil: Case study. *Journal of Electronics and Advanced Electrical Engineering*, 1(2), 21–25.
- Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., and Rodriguez, P. (2012). Control of power converters in ac microgrids. *IEEE transactions on power electronics*, 27(11), 4734–4749.
- Soultanis, N.L., Papathanasiou, S.A., and Hatziaargyriou, N.D. (2007). A stability algorithm for the dynamic analysis of inverter dominated unbalanced lv microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1), 294–304.
- Tarrasó, A., Verdugo, C., Lai, N.B., Candela, J.I., and Rodriguez, P. (2019). Synchronous power controller for distributed generation units. In *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 4660–4664. IEEE.
- Typhoon HIL Documentation (PV plant). Typhoon HIL documentation. https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/References/pv_plant.html. Acessado em 11/02/2022.
- Typhoon HIL Documentation (Woodward Diesel). Typhoon HIL documentation. https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/References/power_systems.html. Acessado em 20/04/2022.
- Yao, Y. and Ertugrul, N. (2019). An overview of hierarchical control strategies for microgrids. In *2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 1–6. IEEE.