



Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Operação de uma Microrrede com Geração Fotovoltaica e Armazenamento de Energia

JOÃO AMÉRICO VILELA JUNIOR(1); THIAGO CROZETA DE ARAUJO(1); ANDRÉ PEDRETTI(2); GUSTAVO HENRIQUE DA COSTA OLIVEIRA(1); GIDEON VILLAR LEANDRO(1); ROMAN KUIAVA(1); ROGERS DEMONTI(1); JOÃO DA SILVA DIAS(1); EDUARDO PARENTE RIBEIRO(1); UFPR(1);COPEL DIS(2);

RESUMO

O presente artigo propõe avaliar através de simulação no MATLAB/Simulink a operação de uma microrrede híbrida CC/CA que está em fase de implementação no prédio do Departamento de Engenharia Elétrica (DELT) da Universidade Federal do Paraná, sendo esta uma etapa de um projeto P&D com apoio direto da COPEL. Nessa microrrede serão instalados 65 kWp de painéis fotovoltaicos com inversores Grid-Tie, e um sistema de armazenamento de energia composto de bateria de níquel-sódio com capacidade 45 kWh e potência de 12,5 kW, conectas a rede CA por um inversor bidirecional de 85kVA. Uma lógica de controle para a microrrede é proposta com o objetivo de melhorar o FP e minimizar os picos de demanda de energia, e diferentes cenários de operação da microrrede são analisados.

PALAVRAS-CHAVE

Microrrede, Inversor Grid-Tie, Conversor CC/CC, Geração Distribuída, Armazenamento de energia.

1.0 - INTRODUÇÃO

O crescimento da geração distribuída (GD) têm se mostrado expressivo nos últimos anos, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [1] o crescimento da potência instalada em geração distribuída no Brasil foi de 152% entre 2017 e 2018. Dentro desse panorama, a geração fotovoltaica (FV) tem sido a fonte de geração de energia renovável com maior crescimento percentual. A utilização da GD apresenta muitos benefícios, como a redução das perdas de transmissão e dos impactos ambientais. Na maior parte dos casos, os geradores de energia renováveis, produzem eletricidade em corrente contínua ou em frequência variável, para realizar a integração desta energia à rede de distribuição, a presença de um inversor de tensão é indispensável [2].

A microrrede (MR) é um grupo de cargas interconectadas e recursos energéticos distribuídos dentro de limites elétricos claramente definidos que atua como uma única entidade controlável em relação à rede elétrica [3]. As microrredes podem operar em corrente alternada (CA), em corrente contínua (CC) e em uma combinação de CA e CC. Quando uma MR apresenta a coexistência de pelo menos uma subrede CA e uma subrede CC ela pode ser classificada como uma microrrede híbrida [4]. Uma outra diferenciação que algumas microrredes apresentam é a capacidade de operar ilhadas quando ocorre uma interrupção da alimentação proveniente do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Nas microrredes modernas estão presentes conversores estáticos, sendo que os mais utilizados são: os inversores de tensão e os conversores CC-CC. Cabe ressaltar que os inversores devem operar como fonte de corrente quando conectados ao SIN. Na geração FV é necessário um conversor CC-CC para extrair a máxima potência dos painéis fotovoltaicos e transferir essa energia para uma rede CC ou operar em conjunto com um inversor de tensão e transferindo para a rede CA, sendo essa última a aplicação mais usual. Para o armazenamento de energia em baterias são utilizados os conversores CC-CC para conexão a uma rede CC, e nos casos que se deseja uma conexão com a rede CA os inversores de tensão. Nesses dois casos os equipamentos precisam ser bidirecionais para possibilitar a carga e descarga das baterias. A interconexão entre as redes CC e CA são realizadas através de um inversor de tensão bidirecional.

Quando os inversores de tensão estão conectados ao SIN, ou ligados com outra unidade geradora de maior potência em paralelo, eles precisam operar como fonte de corrente. Entretanto, quando a maior parte da potência consumida em um sistema ligado está passando por um inversor de tensão, este inversor se torna o responsável por manter a tensão e frequência da rede CA, devendo operar como fonte de tensão. Para que uma rede CA possa operar ligada é necessária uma fonte CA estável (não intermitente) ou um sistema de armazenamento de energia (SAE).

Os inversores de tensão operando como fonte de corrente podem contribuir com a qualidade da energia elétrica (QEE) da rede de distribuição em que estão conectados. Essa melhoria é possível pois esses equipamentos podem gerar ou absorver energia reativa, produzir harmônicas de corrente com módulo e fase definida e também minimizar desbalanços de energia na rede [5]. As interrupções ao atendimento das cargas podem ser reduzidas drasticamente, desde que o inversor possibilite a microrrede operar ligada, mesmo em momentos de interrupção no fornecimento por parte do SIN. Estudos estão sendo desenvolvidos para avaliar como uma microrrede pode contribuir na qualidade da rede elétrica CA [6],[7].

Neste artigo é analisado, através de simulação, o comportamento de uma microrrede híbrida CC-CA, em fase de implementação no prédio do Departamento de Engenharia Elétrica – DELT/UFPR. O foco do estudo está no comportamento da tensão e no fator de potência (FP) das instalações frente a variações de cargas e de geração do sistema FV. Os inversores de tensão serão modelados computacionalmente usando controle vetorial e os conversores CC-CC serão modelados usando um controle clássico. Uma lógica de controle para a microrrede é proposta com o objetivo de melhorar o FP e minimizar os picos de demanda de energia. Ao final são realizadas simulações no software MatLab/Simulink, sendo apresentados diferentes cenários de operação da microrrede, estando conectada à rede.

Este artigo está estruturado em seções na seguinte forma: na seção 1 é realizada uma introdução ao tema abordado; na seção 2 é apresentada uma visão geral do sistema, com a descrição da MR de estudo, dos equipamentos e das cargas; na seção 3 é apresentado com detalhamento os conversores utilizados nas simulações; na seção 4 é desenvolvida uma proposição de controle para a MR; na seção 5 são apresentadas simulações, onde a operação do sistema como um todo pode ser verificada, a proposição de controle pode ser validada e será realizada a discussão dos resultados; e na seção 6 é apresentada a conclusão do artigo.

2.0 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA EM ESTUDO

A microrrede híbrida em estudo está sendo implementada no prédio do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPR. Um diagrama simplificado da instalação é apresentado na Figura 1. O transformador de 350 kVA é de distribuição e refrigerado a óleo, as tensões de linha são 13,8 kV no primário e 220 V no secundário e a impedância é de 5,75%. Esse transformador está conectado na configuração delta-estrela, com neutro aterrado. Ele é responsável por alimentar o prédio do DELT e outros prédios adjacentes.

O QDG é o quadro de distribuição de energia geral do prédio do DELT. No QDG há instalado um multimedidor de energia trifásico que registra as potências ativa (P) e reativa (Q) médias consumidas pelo DELT. A partir desses dados, a carga do DELT foi modelada.

A CH-E é uma chave estática que utiliza tiristores ligados em antiparalelo para realizar a conexão ou desconexão da microrrede da rede de distribuição. Esse dispositivo é responsável por realizar o ilhamento da microrrede, quando há uma interrupção no fornecimento de energia, permitindo assim, que o inversor de tensão através da função *Black-Start* possa restabelecer a alimentação da microrrede. A reconexão da microrrede pode ser realizada sem a interrupção da alimentação.

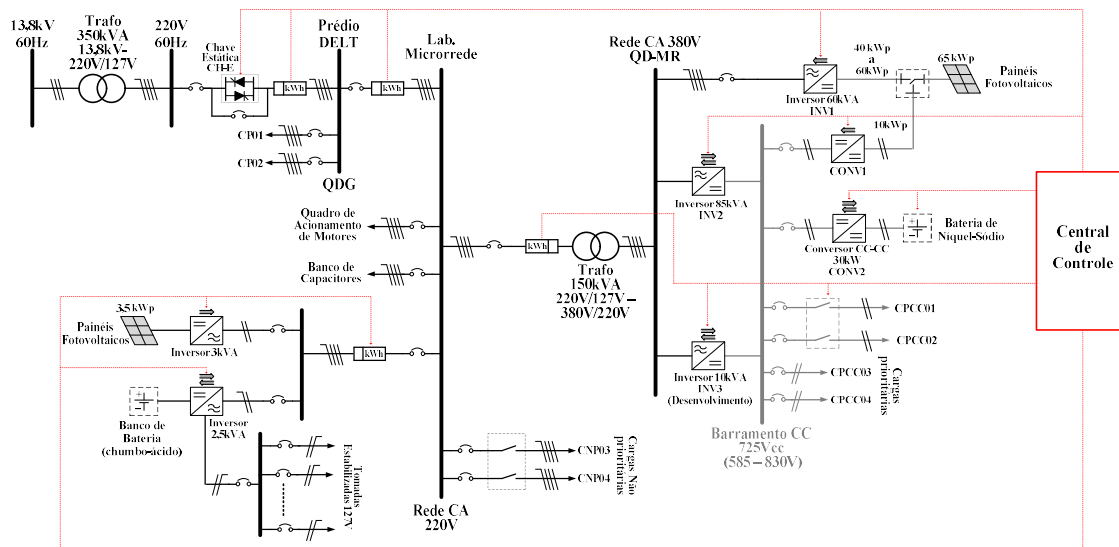


FIGURA 1 – Diagrama Geral da Microrrede Híbrida

No quadro de distribuição do Laboratório de Microrrede (veja Figura 1) há seis motores instalados, sendo um deles de 10 cv e os outros de 4 cv. Todos os motores são trifásicos, conectados em delta com tensão nominal de 220 V. Estes motores são utilizados como bombas de água para um sistema de reaproveitamento da água da chuva. A energia demandada em regime desses motores foi medida e os motores foram modelados com potências de 10.850 W e 5.250 VAR para o motor de 10 cv e de 3.230 W e 2.230 VAR para os motores de 4 cv. Também está instalado nesse quadro um banco de capacitores constituído de 5 capacitores trifásicos, com potência nominal de 2.500 VAR cada.

O transformador de 150kVA é do tipo a seco, com tensões de linha de 220 V no primário e de 380 V no secundário e a impedância deste transformador é de 5,75%. Esse equipamento está conectado na configuração estrela-estrela, com neutro aterrado em ambos os lados. A função deste transformador é ajustar o nível de tensão para operação dos inversores de tensão presentes na microrrede.

O sistema de armazenamento de energia é constituído de um banco de baterias de níquel-sódio, com potência nominal de 12,5 kW, capacidade de energia de 45 kWh e tensão de operação de 620 Vcc. Este banco está interligado ao barramento CC da microrrede através do conversor CC-CC bidirecional de 30 kW. O conversor CC pode ser configurado para operar como fonte de corrente que é a forma como vai ser utilizado nas simulações. O sistema de geração FV utiliza um inversor *Grid-Tie* de 60 kW para converter os 65 kWp gerados pelos painéis fotovoltaicos. Uma parcela desses painéis fotovoltaicos, aproximadamente 10 kWp, pode ser conectada ao conversor CC-CC e transferir energia diretamente para a rede CC. Os dois inversores de tensão, em paralelo, fazem a conexão da rede CC com a rede CA. Um dos inversores de tensão está sendo desenvolvido e o outro é um produto comercial utilizado em sistema de armazenamento de energia em baterias. O inversor de tensão é bidirecional e pode operar como fonte de corrente no modo *Grid-tie* e como fonte de tensão na operação ilhada. Tanto o inversor bidirecional para armazenamento de energia quanto o inversor do sistema fotovoltaico permitem operar com fator de potência de 1 a 0 (indutivo e capacitivo).

Parte da microrrede é anterior ao projeto P&D/COPEL e é formada por um sistema de geração solar fotovoltaica de 3,5 kWp e um sistema de armazenamento de baterias de chumbo-ácido de capacidade total de 880 Ah em 24 Vcc. Neste sistema de armazenamento há um inversor/gerenciador de carga de 2,5 kW com capacidade de gerar um barramento estável monofásico em 127 V (veja Figura 1).

Os conversores CC-CC e os inversores de tensão aqui apresentados foram modelados computacionalmente para este projeto, uma abordagem mais detalhada destes equipamentos será apresentada na seção 3.

3.0 - MODELAGEM COMPUTACIONAL DOS CONVERSORES DA MICRORREDE

Os conversores estáticos que serão utilizados na microrrede são produtos comerciais, por consequência, suas malhas de controle e especificação de projeto já foram definidas, mas não são disponibilizadas pelo fabricante. Dessa forma, novas especificações de projeto e malhas de controle terão que ser projetadas para realizar as simulações.

3.1 Modelagem dos inversores

Para o projeto dos inversores de tensão foram utilizados dados do catálogo do fabricante como tamanho do banco de capacitores do barramento CC. Os parâmetros dos inversores que serão utilizados no projeto são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados de projeto dos Inversores de Tensão

Parâmetros dos Inversores	Inversor de Tensão	Inversores Grid Tie
Potência nominal do inversor	85 kVA	60 kVA
Tensão nominal na entrada CC	725 V	725 V
Tensão eficaz na entrada CA	380 V	380 V
Frequência de chaveamento	30 kHz	30 kHz
Capacitância do barramento CC	5 mF	5 mF
Indutância dos indutores de filtro	1,8 mH	5 mH

Os controladores de corrente dos inversores foram projetados utilizando controle vetorial, aplicando as transformadas da Park e Clarke é possível controlar independentemente a parcela da corrente relacionada a potência ativa (I_d) e a parcela da corrente relacionada a potência reativa (I_q) que será transferida para a rede. As transformadas são facilmente implementadas no Simulink através de blocos pré-existent. Um módulo de PLL (*phase locked loop*) foi implementado para gerar o ângulo e a frequência de referência para as transformadas. Este mesmo módulo também realiza o sincronismo entre inversor e rede de distribuição. A Figura 2 apresenta a estrutura de potência e de controle de um inversor de tensão trifásico com controle vetorial.

Os compensadores utilizados para controle da corrente direta (C_{Id}) e da corrente em quadratura (C_{Iq}) são do tipo 2 [8] e foram projetados para uma frequência de cruzamento de 3 kHz e uma margem de fase de 60°. Essas malhas de controle das correntes são responsáveis pelo controle da potência ativa e reativa produzida pelo inversor. O compensador de tensão (C_V) responsável por controlar a tensão do barramento CC, também é do Tipo 2. A frequência de cruzamento utilizada no projeto foi de 20 Hz e a margem de fase em 70°.

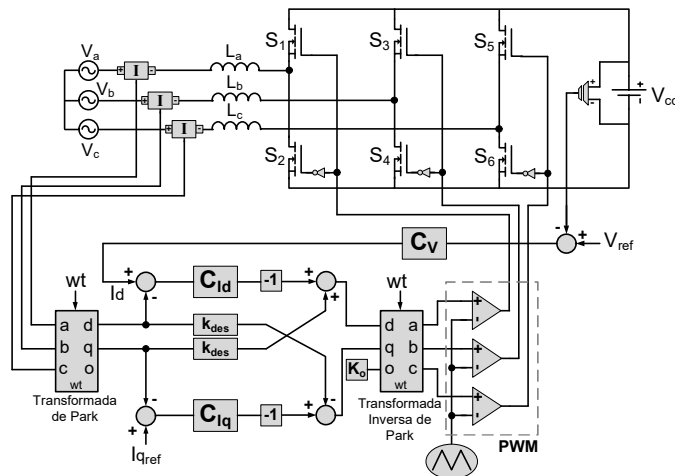


Figura 2 – Inversor de Tensão com Controle Vetorial

3.2 Modelagem dos Conversores CC-CC

Os conversores CC-CC foram modelados como conversores abaixador-elevador (*Buck-Boost*) seguinte à metodologia de projeto apresentada por Mohan [8]. O CONV1, conforme Figura 1, é um conversor CC-CC cuja malha de controle da corrente utiliza algoritmo para extrair a máxima potência dos painéis fotovoltaicos (MPPT).

O CONV2 é um conversor CC-CC bidirecional que permite o controle da corrente de carga e descarga das baterias, os valores de corrente de carga e descarga são definidos pela Central de Controle da Microrrede que será apresentada na próxima seção.

4.0 - CONTROLE CENTRALIZADO DA MICRORREDE

As malhas de controle apresentadas anteriormente eram para controle interno dos inversores de tensão e dos conversores CC-CC e sua abrangência se restringia ao equipamento. O controle centralizado busca coordenar

as ações dos conversores estáticos presentes na microrrede para agregar estabilidade, qualidade de energia e uma gestão mais inteligente dos recursos energéticos disponíveis.

Neste trabalho, as simulações se concentraram no modo de operação conectado a rede e nesta configuração o excedente de energia gerado na microrrede é injetado na rede elétrica de distribuição.

Como um dos objetivos desse estudo é controlar o fator de potência na unidade consumidora, um controlador proporcional integral (PI) foi implementado na Central de Controle atuando de forma que a energia reativa consumida pelo DELT seja o mais próximo o possível de zero. O controle de Q é realizado ajustado a quantidade de energia reativa fornecida pelo INV2 (veja Figura 1).

Ainda na Central de Controle, outro controlador PI foi implementado, para limitar a demanda de energia do DELT. A Central de Controle atua verificando a potência ativa demandada pela unidade consumidora e quando essa potência ultrapassa os 12kW a energia armazenada nas baterias é utilizada para limitar a demanda consumida pelo DELT. Caso as baterias estejam com carga abaixo de 20 %, ou totalmente carregadas a central configura a corrente do CONV2 em zero para preservar as baterias.

5.0 - SIMULAÇÕES E ANÁLISES

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos através de simulação. Os perfis de carga e de irradiação que foram utilizados na simulação são de um dia típico no campus, ou seja, em período letivo normal, e sem chuva. Como referência o dia 06/11/2018 foi adotado. Os dados da estação meteorológica que fica dentro do campus universitário foram utilizados como base para a obtenção da curva de irradiação solar, esta curva está apresentada na Figura 3.

Na Figura 4 são apresentadas as curvas de potência, P e Q, consumidas no DELT no dia em estudo. Percebe-se que o fator de potência do prédio de Engenharia Elétrica é muito baixo, isso se deve ao fato da maior parte das cargas serem de iluminação, com reatores eletrônicos de baixo FP, fontes de computadores e alguns motores utilizados nas aulas de laboratórios.

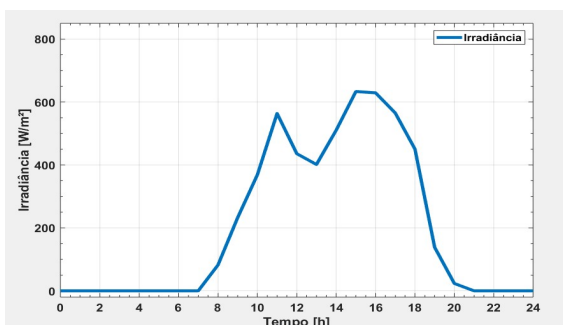


Figura 3 – Irradiância Solar no dia 06/11/2018.

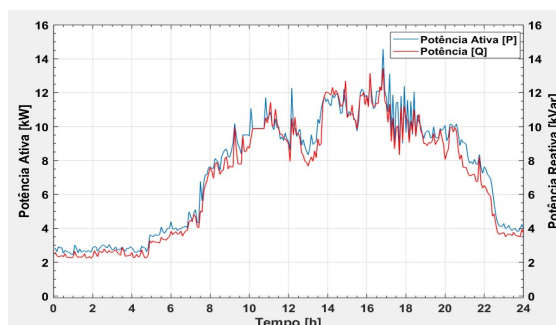


Figura 4 – Potência ativa e reativa consumidas no DELT no dia 06/11/2018.

As simulações foram realizadas em quatro cenários de operação da MR, que são:

- Sistema operando sem geração FV, sem SAE, tratado como Cenário 1 (C1);
- Sistema operando com geração FV fornecendo apenas potência ativa, sem SAE, tratado como Cenário 2 (C2);
- Sistema operando com geração FV fornecendo apenas potência ativa, sem SAE e inversor INV2 compensando a potência reativa, tratado como Cenário 3 (C3).
- Sistema operando com geração FV fornecendo apenas potência ativa, com SAE fornecendo energia à noite e absorvendo durante o dia, inversor INV2 compensando a potência reativa, tratado como Cenário 4 (C4).

O QDG e QD-MR foram tomados para a análise, nestes pontos os parâmetros de tensão (V), potência ativa (P), potência reativa (Q) e fator de potência (FP) foram adquiridos. Na Figura 5 é apresentado o perfil de tensão, em pu para os Cenários 1, 2, 3 e 4. Percebe-se que, no Cenário 1, que o estado de operação normal do sistema, sem GD, a microrrede apresenta subtensão. No Cenário 2, com a entrada da geração FV houve uma melhora no perfil de tensão e no Cenário 3 e 4, com o inversor INV4 atuando para controlar o FP, o sistema apresentou sobretensão no QD-MR. Entretanto, os níveis de tensão em todos os cenários permaneceram dentro de limites aceitáveis, com uma taxa e variação menor que 3%, em relação a tensão nominal.

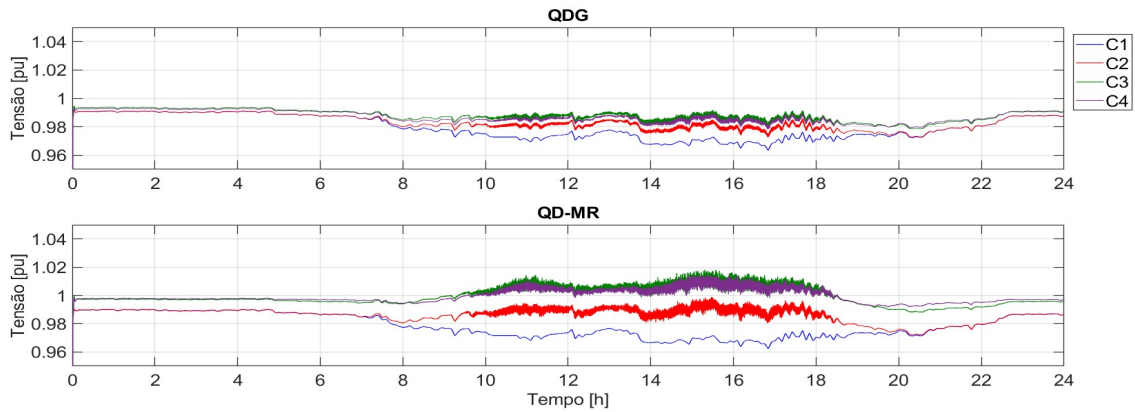


Figura 5 – Variação de tensão no QDG e no QD-MR.

Na Figura 6, a potência ativa da microrrede pode ser analisada. Neste gráfico, o impacto da geração fotovoltaica fica evidente a partir das 8 horas. Pode-se observar que quando há geração FV, o fluxo de potência no QDG muda, próximo das 9 horas o sistema de geração FV fornece potência igual a consumida pela microrrede, portanto P consumida é igual a zero. No intervalo entre as 9 horas e 19 horas, aproximadamente, a microrrede fornece potência ativa para os demais prédios conectados no secundário do transformador de distribuição. Ainda analisando a Figura 6, pode ser verificado que a demanda do DELT é limitada em 12 kW em C4.

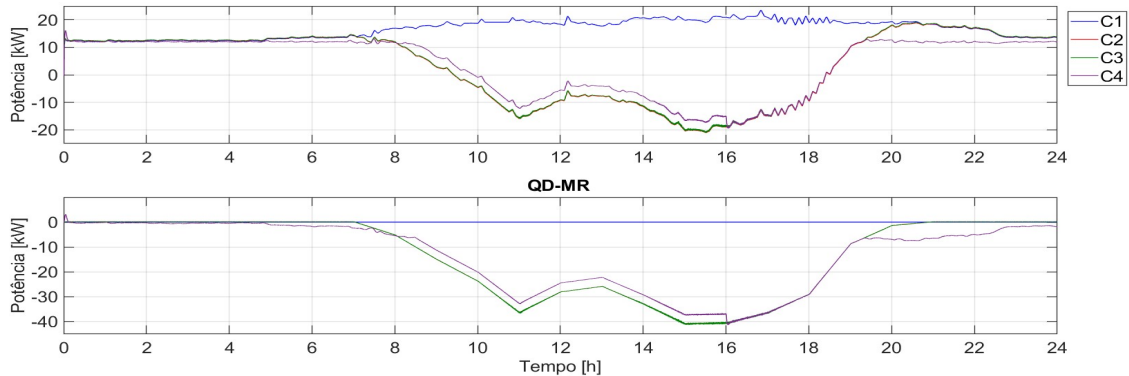


Figura 6 – Fluxo de Potência Ativa no QDG e no QD-MR.

A Figura 7 apresenta o perfil de potência reativa. Primeiramente analisando QD-MR, nos Cenários 1 e 2, a potência reativa no quadro é igual a 0. Já no Cenário 3 e 4, onde o controle centralizado atua no INV2, pode ser observada a injeção de Q . No QDG, a diferença no reativo entre os cenários 1 e 2 é devido a influência do nível de tensão da rede na produção de reativo nas cargas, e nos cenários 3 e 4 as curvas estão sobrepostas. Analisando o reativo consumido no QDG em C3 e C4, pode se verificar que a Central de Controle está atuando com sucesso, mantendo o consumo de reativo próximo a zero.

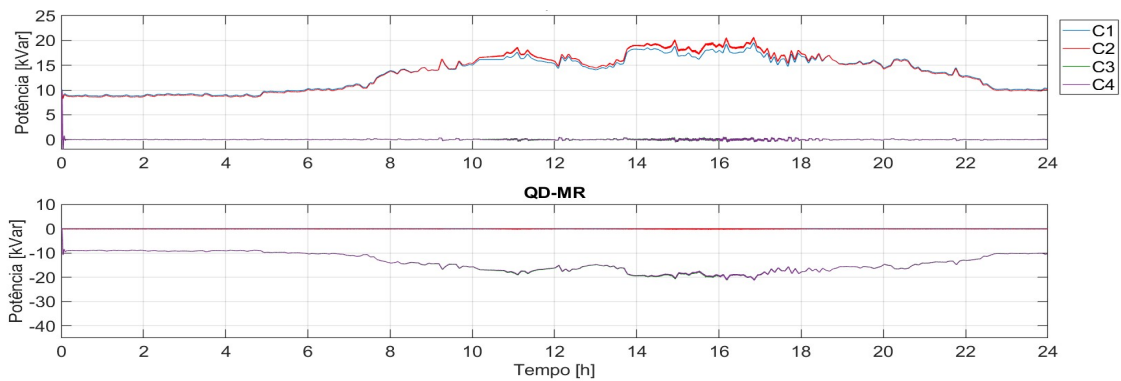


Figura 7 – Fluxo de Potência Reativa no QDG e no QD-MR.

A Figura 8 apresenta a corrente fornecida pelo SAE e o estado de carga das baterias no Cenário 4, sendo possível observar que a corrente vai a zero quando as baterias estão totalmente carregadas.

Na Figura 9 é apresentado o fator de potência no QDG. Pode ser observado que no cenário 1, o FP apresentou valores mínimos de aproximadamente 0,7. Ao adicionar o sistema de geração FV no cenário 2, houve uma diminuição do FP atingindo o mínimo em zero nos instantes próximos a 9 horas e 19 horas. Este fenômeno se explica analisando o valor de P, que é zero nestes instantes. Ainda analisando a Figura 9, pode se observar que nos cenários 3 e 4, o FP manteve-se próximo a 1, com exceção dos transitórios onde P é igual a zero. Desta forma é validado o controlador aqui proposto.

A microrrede em estudo neste artigo proporciona um ganho significativo nos indicadores de qualidade do prédio do DELT, além de possibilitar a operação ilhada. Contudo, o custo dos equipamentos e dos sistemas de armazenamento ainda são proibitivos para a maioria das aplicações. Entretanto, os conversores estáticos e as baterias estão em constante aperfeiçoamento o que deve resultar em um declínio do custo. As baterias de níquel-sódio, por exemplo, estão sendo desenvolvidas nacionalmente, e com uma grande expectativa de ter uma produção nacional, o que deve reduzir os custos.

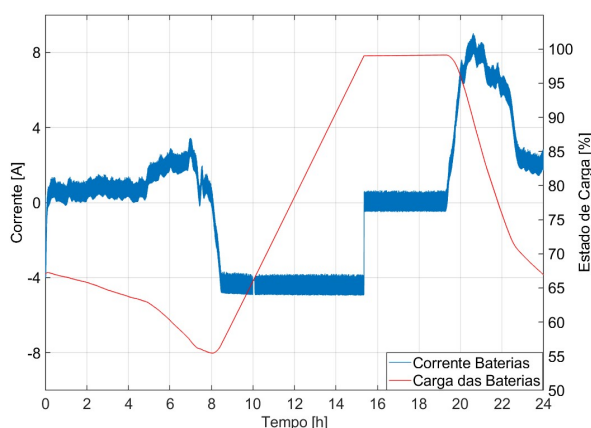


Figura 8 – Corrente e Estado de Carga nas baterias no cenário 4.

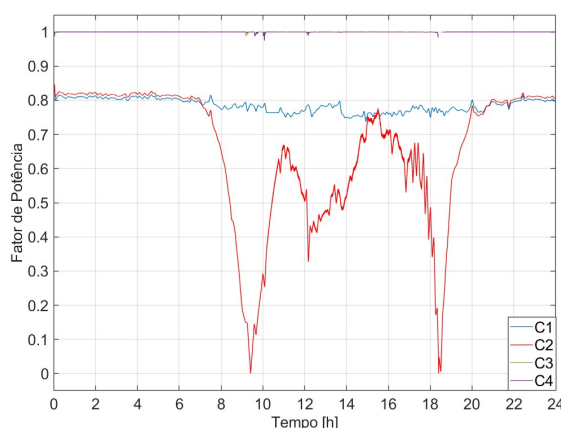


Figura 9 – Fator de Potência no QDG

6.0 - CONCLUSÃO

Neste artigo a modelagem de uma microrrede foi realizada com sucesso. Esta MR foi baseada em uma planta real que será instalada na Universidade Federal do Paraná. O impacto da instalação de um sistema de geração FV foi apresentado, com um foco especial ao FP da instalação. Uma proposta de controle da microrrede, atuando sobre os inversores para compensar o reativo da MR e para limitação da demanda também foi apresentada e validada por intermédio de simulações. Estes resultados também mostraram que, com os conversores presentes na MR, aliados à estratégia de controle utilizada, pode-se produzir toda energia reativa necessária para o prédio do Departamento de Engenharia Elétrica.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, “Informações Gerenciais – Dezembro 2018.”, *Aneel*, 2018.
- [2] N. Eghtedarpour e E. Farjah, “Control strategy for distributed integration of photovoltaic and energy storage systems in DC micro-grids”, *Renew. Energy*, vol. 45, p. 96–110, 2012.
- [3] Office of Electricity Delivery and Energy Reliability Smart Grid R&D Program, “DOE Microgrid Workshop Report”, California, 2011.
- [4] L. Söder, T. Ackermann, e G. Andersson, “Distributed generation: a definition”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no 3, p. 195–204, 2001.
- [5] X. Tan, Q. Li, H. Wang, “Advances and trends of energy storage technology in Microgrid”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, Issue 1, p. 179–191, 2013.
- [6] M. Reveles-Miranda, D. F. Sánchez-Flórez, J. R. Cruz-Chan, E. E. Ordoñez-López, M. Flota-Bañuelos, e D. Pacheco-Catalán, “The control scheme of the multifunction inverter for power factor improvement”, *Energies*, vol. 11, no 7, 2018.
- [7] V. Thangavel e K. Narayanan, “an Adaptive Fuzzy Pi Controller for Performance Enhancement of Microgrid Power Quality Conditioner”, *Control Intell. Syst.*, vol. 45, no 4, 2017.

- [8] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, Power Electronics - Converters, Application and Design. 2003.

8.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio financeiro do programa de pesquisa e desenvolvimento tecnológico da Companhia Paranaense de Energia - Copel, por meio do projeto PD 02866-0470/2017, regulado pela ANEEL.

9.0 - DADOS BIBLIOGRÁFICOS



Thiago Crozeta de Araujo nasceu em 1988, em Curitiba (PR), possui graduação (2013) e está cursando mestrado em Engenharia da Elétrica, pela Universidade Federal do Paraná.

Gustavo Henrique da Costa Oliveira graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 1988, Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas em 1992, Doutor em Engenharia pela Universidade de Nice Sophia-Antipolis, França, e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas em 1997. Atualmente, é Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná. Suas atividades de pesquisa incluem: identificação de sistemas, sistemas de controle em malha fechada, modelagem caixa-preta de equipamentos de alta-tensão, controle de carga/frequência na geração de energia elétrica, monitoramento de sistemas elétricos a pequenas perturbações.

Roman Kuiava possui Graduação em Engenharia Elétrica (2005) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Mestrado, Doutorado e Pós-doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo - Escola de Engenharia de São Carlos - EESC/USP (obtidos em 2007, 2010 e 2011, respectivamente). Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba, Paraná. Os seus trabalhos de pesquisa estão direcionados principalmente na área de estabilidade a grandes e pequenas perturbações em sistemas de geração e transmissão de energia elétrica e em redes de distribuição com geração distribuída.

Gideon Villar Leandro graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (1989), Ilha Solteira, mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (1992), Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2000). Atualmente, é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná. Suas atividades de pesquisa incluem: identificação de sistemas, sistemas de controle, metaheurísticas e sistemas a eventos discretos.

João Américo Vilela Jr é graduado e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (2000/2003) e doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2007). É professor adjunto da Universidade Federal do Paraná desde 2011 e coordenador do Grupo de Pesquisa de Eletrônica de Potência e Eletromagnetismo (GEPEL) na UFPR. Participa do grupo temático CYTED / MEIHAPER (Microrredes elétricas inteligentes híbridas com alta penetração de energias renováveis). Tem atuado na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Eletrônica de Potência e Máquinas Elétricas.

Rogers Demonti é engenheiro eletricista (1996), mestre (1999) e doutor em Engenharia Elétrica (2003) pela Universidade Federal de Santa Catarina. Atualmente é professor do Departamento de Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Paraná. Suas áreas de interesse são: conversores para módulos fotovoltaicos, conversores estáticos de energia, medição de energia e sistemas para carga e descarga de baterias para veículos elétricos.

Eduardo Parente Ribeiro é graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1990), obteve grau de mestre (1992) e doutor (1996) em Engenharia Elétrica pela Puc-Rio. Realizou pós-doutorado na University of British Columbia no Canadá (2006). Atualmente, é Professor Titular no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná. Tem atuado em diversas áreas da Engenharia Elétrica, com ênfase em Processamento Digital de Sinais, Instrumentação e Sistemas de Comunicação.

André Pedretti, nasceu em 25/08/1981, em Juiz de Fora/MG, Engenheiro Eletricista (UFJF-2004). Atualmente Analista Técnico Sênior na Copel Distribuição S.A., atuando como gerente de projetos de prospecção e internalização tecnológica. Tendo experiência nas áreas de: análise de desempenho do sistema; planejamento de expansão da média tensão; manutenção de redes; manutenção de automação, controle e proteção de

subestações; manutenção de subestações e linhas de sub-transmissão; engenharia de automação, controle e proteção; engenharia de subestações e linhas de sub-transmissão; utilização de energia e eficiência energética; e gestão de portfólio de pesquisa e desenvolvimento tecnológicos.

João da Silva Dias é engenheiro eletricista pela Universidade Federal de Santa Catarina (1985), mestre em Engenharia Elétrica, instrumentação eletrônica e doutor em Engenharia Elétrica no Grupo de Engenharia Biomédica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1999). Atualmente atua como professor no Depto de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná - UFPR e Superintendente da Fundação da Universidade Federal do Paraná (FUNPAR). Tem experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Inteligência Artificial, atuando principalmente nos temas: informática em saúde, sistemas de informação para área da saúde, prontuário eletrônico e repositório de dados clínicos. Na área de eletrônica, atua com instrumentação eletrônica para automação industrial e biomédica e instrumentação optoeletrônica.