

ESTRATÉGIA PARA CONTROLE DO FLUXO DE POTÊNCIA EM UMA MICRORREDE HÍBRIDA DESTINADA A ALIMENTAÇÃO DE CARGAS CC CRÍTICAS

Roberto F. Coelho, Lenon Schmitz, Lucas T. Macedo, Denizar C. Martins
Instituto de Eletrônica de Potência – Departamento de Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Santa Catarina
Florianópolis – SC, Brasil
E-mail: roberto@inep.ufsc.br, lenonsch@inep.ufsc.br, lucastm@inep.ufsc.br, denizar@inep.ufsc.br

Resumo – Este artigo propõe uma estratégia para gerenciamento do fluxo de potência em uma microrrede híbrida composta por um arranjo fotovoltaico de 1 kW_p, um aerogerador de 1,2 kW_p, uma célula a combustível de 1,2 kW e um banco de supercapacitores de 31 F / 250 V. Tal microrrede é concebida para permitir o suprimento ininterrupto de energia a cargas críticas cc, podendo operar no modo isolado ou interligado à rede elétrica. A partir do estudo teórico da microrrede, são definidas as referências de potência para cada uma das fontes renováveis em função do modo de operação (conectado à rede ou isolado), da disponibilidade de recursos energéticos (sol, vento e estoque de hidrogênio) e da prioridade de despacho. Resultados experimentais oriundos do funcionamento da microrrede mostram que as transições entre os diversos cenários ocorrem de maneira suave e que o fluxo de potência se estabelece de acordo com as prioridades de despacho de cada cenário.

Palavras-Chave – Controle, Fluxo de Potência, Fontes Renováveis, Microrredes, Supercapacitores.

POWER FLOW CONTROL STRATEGY FOR A HYBRID MICROGRID DESTINED TO SUPPLY CRITICAL DC LOADS

Abstract – This paper proposes a strategy to manage the power flow of a hybrid microgrid composed of a 1 kW_p PV array, a 1.2 kW_p wind turbine, a 1.2 kW fuel cell and a 31.5 F / 250 V supercapacitor bank. This microgrid system is designed to enable uninterruptible power supply of critical dc loads and it can operate in both, stand-alone or grid-connected modes. The theoretical analysis related to the microgrid provides real time power references for each renewable energy source according to the operation mode (grid-connected or stand-alone), the availability of energy resources (solar, wind and hydrogen stock) and the priority of dispatch. Experimental results show that transitions between scenarios are smooth and that power flow is established in accordance with the dispatch priority of each scenario.

Keywords – Control, Microgrids, Power Flow, Renewable Energy Sources, Supercapacitors.

¹Artigo submetido em 26/11/2014. Primeira revisão em 10/02/2015. Segunda revisão em 26/05/2015. Aceito para publicação em 26/05/2015, por recomendação do Editor Cassiano Rech.

I. INTRODUÇÃO

Microrredes compostas por fontes de distintas naturezas vêm se tornando cada vez mais usuais, sendo aplicadas como forma de garantir a diversificação de geração e o abastecimento ininterrupto de energia [1]-[3]. Na literatura, diversos autores destacam a combinação entre geração solar fotovoltaica (PV) e eólica (WT) como sendo uma boa opção para aumento da autonomia, pois tais fontes apresentam características de geração complementares [4], [5]. Outros estudos [6], [7] demonstram que a inclusão de células a combustível (FC) ao sistema torna sua autonomia ainda maior, pelo fato de viabilizar a geração emergencial quando as demais fontes estão com capacidade reduzida, ou mesmo inoperantes.

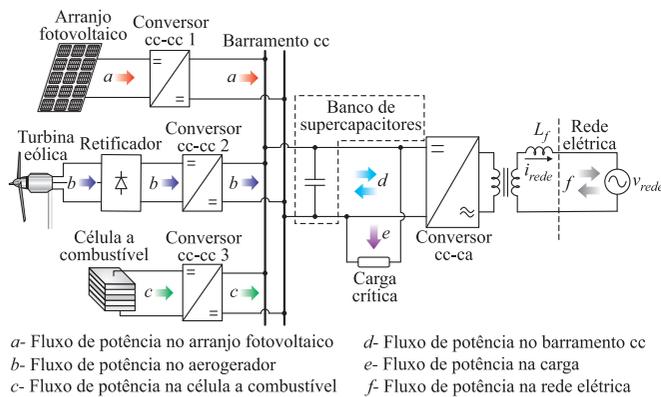
Além da integração de variadas fontes de geração, sistemas de armazenamento de energia, como bancos de baterias, bancos de supercapacitores ou volantes de inércia, podem também ser incorporados às microrredes, pois, assim como as células a combustível, são capazes de suavizar as oscilações de potência (usualmente causadas por variações de radiação solar ou de rajadas de vento) e complementar a geração em momentos de demanda excessiva [1]-[4], [6]-[8].

Evidentemente, a quantidade de fontes e elementos de armazenamento presentes em uma microrrede híbrida está diretamente atrelada a sua complexidade. Nesse contexto, embora muitos dos aspectos relacionados à microgeração venham sendo mitigados nos últimos anos, estratégias para gerenciar o fluxo de potência em microrredes continuam sendo alvo de investigações [9]-[14]. Devido ao fato de fontes renováveis serem intermitentes, as referências de potência precisam ser atualizadas constantemente, assegurando o melhor ponto de operação, a estabilidade do sistema e o suprimento ininterrupto das cargas.

Em situações em que a microrrede encontra-se conectada à rede elétrica, a operação das fontes renováveis (tipicamente PV e WT) deve se estabelecer no ponto de máxima potência, pois a rede elétrica, como barramento infinito, é capaz de absorver a energia excedente, satisfazendo os critérios de estabilidade e o balanço de potência. Nessa condição, as referências de potência podem ser definidas de forma independente umas das outras, conferindo certa facilidade à elaboração da estratégia para controle do fluxo de potência.

Todavia, em aplicações ilhadas (isoladas), as referências de potência tornam-se acopladas, pois são estabelecidas para que as fontes renováveis que compõem a microrrede supram, em conjunto, a demanda da carga. Nessa situação, geração em excesso pode levar a microrrede à instabilidade e, em falta, à interrupção do suprimento de energia às cargas.

Este artigo tem por objetivo apresentar a teoria e os resultados experimentais obtidos a partir da concepção de uma estratégia para gerenciamento do fluxo de potência de uma microrrede híbrida, composta por uma unidade de geração fotovoltaica (PV) de 1 kW_p, um aerogerador (WT) de 1,2 kW_p, uma célula a combustível (FC) de 1,2 kW e um banco de supercapacitores (SC) de 31 F/ 250 V utilizado como elemento de armazenamento de curta duração, além de um estágio para interligação da microrrede à rede elétrica. A Figura 1 ilustra a referida microrrede e indica os possíveis sentidos do fluxo de potência em cada parte do sistema: setas simples indicam fluxo unidirecional, enquanto setas duplas, fluxo bidirecional.



a- Fluxo de potência no arranjo fotovoltaico *d*- Fluxo de potência no barramento cc
b- Fluxo de potência no aerogerador *e*- Fluxo de potência na carga
c- Fluxo de potência na célula a combustível *f*- Fluxo de potência na rede elétrica

Fig. 1. Representação do estágio de potência da microrrede para validação da estratégia de controle proposta.

Na presente proposta, a carga crítica foi alocada do lado cc da microrrede. Tal escolha deve-se ao fato de cargas cc serem cada vez mais comuns, tais como iluminação a LED, eletroeletrônicos em geral e veículos elétricos [15]-[17]. No contexto da microrrede analisada, a carga crítica representa um *data center*, a torre de comando de um aeroporto ou o centro cirúrgico de um hospital.

Em termos de funcionamento, a microrrede contempla operação tanto no modo conectado à rede elétrica quanto no modo isolado. Assim, duas estratégias para controle de fluxo de potência serão apresentadas, uma para cada caso.

II. FLUXO DE POTÊNCIA NO SISTEMA PROPOSTO

A. Operação no Modo Interligado à Rede Elétrica

A estratégia adotada para controle do sistema no modo interligado tem como objetivo manter a carga crítica ininterruptamente suprida, maximizar a potência ativa injetada na rede elétrica e regular a tensão do barramento cc. Nessa situação, os conversores cc-cc 1 e cc-cc 2, responsáveis por processar a energia proveniente do arranjo fotovoltaico e do aerogerador, respectivamente, são controlados para operarem como rastreadores do ponto de máxima potência (MPPT), fornecendo ao barramento cc a máxima potência disponível. O conversor cc-ca, por sua vez, controla a corrente i_{rede} injetada na rede elétrica e regula a tensão V_{bus} aplicada ao barramento cc, conforme a Figura 2.

Durante a operação no modo interligado, a célula a combustível não é acionada ($P_{FC}=0$), pois a rede elétrica pode complementar a geração (*backup*) nos momentos em que a potência fornecida pelas fontes renováveis for inferior

à demandada pela carga, satisfazendo o balanço de potência do sistema. Dessa forma, o hidrogênio estocado é preservado, implicando maior autonomia nos momentos de operação no modo isolado.

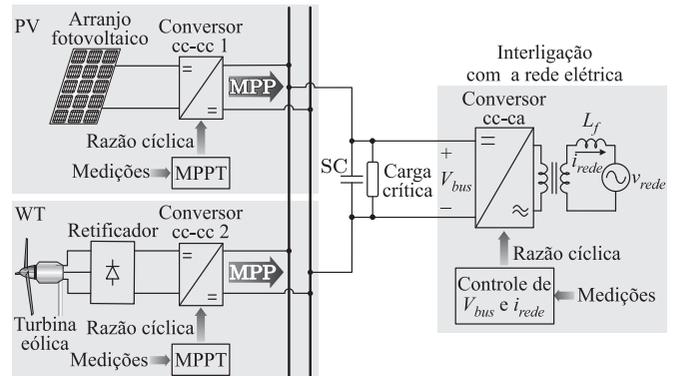


Fig. 2. Operação no modo interligado.

Embora o fluxo de potência proveniente das fontes renováveis (P_{PV} e P_{WT}) seja unidirecional, no modo interligado, a rede elétrica pode atuar injetando ou drenando energia no/do barramento cc, de maneira a mantê-lo regulado. Frente a tal condição, as referências de potência para as fontes renováveis são ajustadas tal que ambos os geradores, PV e WT, venham a operar no ponto de máxima potência (MPP), resultando em quatro possíveis cenários, descritos a seguir.

1) *Cenário 1 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) no MPP superior à demanda (P_{carga}):* nessa situação, para manter a estabilidade do barramento cc, a referência para controle da potência a ser injetada na rede deve satisfazer (1), em que P_{PV}^{MPP} e P_{WT}^{MPP} representam a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico e pelo aerogerador, ambos no ponto de máxima potência, respectivamente.

$$\underbrace{P_{PV}^{MPP} + P_{WT}^{MPP}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga} + P_{rede}}_{\text{Consumo}} \quad (1)$$

2) *Cenário 2 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) no MPP igual à demanda (P_{carga}):* na presente condição, a estabilidade do barramento cc é alcançada anulando-se a referência da potência injetada na rede elétrica, assim, a energia proveniente das fontes renováveis é utilizada integralmente para alimentar a carga crítica, ou seja:

$$\underbrace{P_{PV}^{MPP} + P_{WT}^{MPP}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga}}_{\text{Consumo}} \quad (2)$$

3) *Cenário 3 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) no MPP inferior à demanda (P_{carga}):* nessa condição a rede elétrica atua complementando a geração renovável, sendo que o fluxo de potência se estabelece, também, da rede elétrica para o barramento cc, isto é:

$$\underbrace{P_{rede} + P_{PV}^{MPP} + P_{WT}^{MPP}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga}}_{\text{Consumo}} \quad (3)$$

4) *Cenário 4 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) nula*: quando nenhum recurso energético renovável está disponível, a estratégia de controle adotada prevê o suprimento integral da carga crítica a partir da rede elétrica. Portanto, as referências de potência são ajustadas para satisfazer:

$$\underbrace{P_{rede}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga}}_{\text{Consumo}} \quad (4)$$

Resumidamente, os quadros da Figura 3 ilustram o comportamento de cada um dos estágios de processamento durante a operação da microrrede no modo interligado.

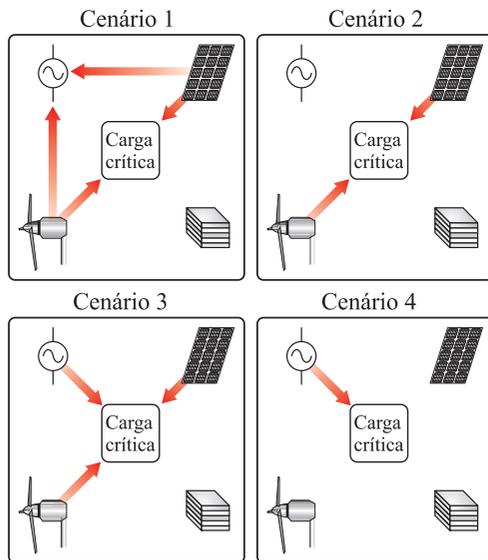


Fig. 3. Representação gráfica do fluxo de potência resultante das possíveis combinações de geração e demanda - modo interligado. Cenário 1: $P_{PV}+P_{WT}>P_{carga}$; Cenário 2: $P_{PV}+P_{WT}=P_{carga}$; Cenário 3: $P_{PV}+P_{WT}<P_{carga}$; Cenário 4: $P_{PV}+P_{WT}=0$.

B. Operação no Modo Isolado da Rede Elétrica

A estratégia adotada para controlar o fluxo de potência do sistema no modo isolado tem como objetivo garantir que a carga crítica seja ininterruptamente suprida e que V_{bus} mantenha-se regulada, preservando a estabilidade do sistema.

Com a ausência da rede elétrica ($P_{rede}=0$), a regulação da tensão V_{bus} não poderá mais ser realizada por meio do conversor cc-ca, estando vinculada ao controle dos conversores cc-cc 1, 2 ou 3. Em condições de geração intermitentes, tais como no caso analisado, os recursos energéticos disponíveis oscilam ao longo do tempo, havendo necessidade de alteração na forma como os conversores são controlados, em prol da manutenção e estabilidade do barramento cc. Dessa forma, os níveis instantâneos de geração renovável e de demanda ditarão qual dos conversores operará como mestre na regulação de V_{bus} .

Em virtude da inércia associada aos aerogeradores, a variação de potência do sistema eólico deve ser feita de maneira lenta, respeitando a constante de tempo mecânica da máquina. Tal condição inviabiliza controlar o conversor cc-cc 2 de forma que responda suficientemente rápido às variações de tensão do barramento cc, sem que uma malha de corrente seja também implementada. Logo, optou-se por mantê-lo operando como MPPT, mesmo no modo isolado, mas adicionou-se um resistor de frenagem R_{fr} ao barramento

cc, com a finalidade de limitar o crescimento de V_{bus} na condição em que $P_{WT}>P_{carga}$.

Mediante o exposto, o controle efetivo de V_{bus} no modo isolado caberá aos conversores cc-cc 1 ou cc-cc 3, havendo como critério de seleção a minimização do uso de hidrogênio, ou seja, a redução do tempo de operação da célula a combustível, acionada apenas nos momentos em que a geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) não for suficiente para suprir integralmente a carga crítica. Nesse contexto, a estratégia de controle adotada seleciona o conversor cc-cc 1 para atuar na regulação da tensão do barramento cc sempre que $P_{PV}+P_{WT} \geq P_{carga}$ ou o conversor cc-cc 3, quando essa condição não for satisfeita. Em outras palavras, o aerogerador contribuirá fornecendo ao barramento cc a máxima potência possível, enquanto a potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico e pela célula a combustível poderá variar de 0 a 100 %, de maneira que o balanço de potência seja satisfeito e o barramento cc permaneça regulado.

Ressalta-se que controle da tensão do barramento cc, por si só, assegura o balanço de potência. Porém, a regulação da referida tensão somente é alcançada se as referências de potência das fontes renováveis forem devidamente ajustadas para cada combinação de geração e demanda: geração renovável superior à demanda implica elevação da tensão do barramento cc, enquanto geração renovável inferior à demanda resultada em diminuição da referida tensão.

A Figura 4 sumariza as possibilidades de controle aplicadas a cada um dos conversores durante a operação da microrrede no modo isolado.

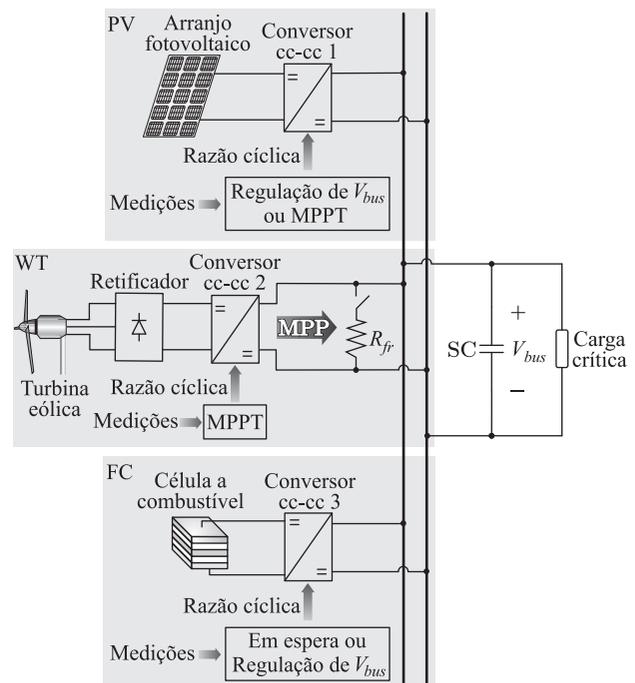


Fig. 4. Operação no modo isolado.

Os cinco cenários do modo isolado são ilustrados na Figura 5 e descritos na sequência do artigo. Na Figura 6 apresenta-se o fluxograma que descreve a forma como cada conversor deve ser acionado para o correto estabelecimento do fluxo de potência, tanto no modo interligado quanto no isolado.

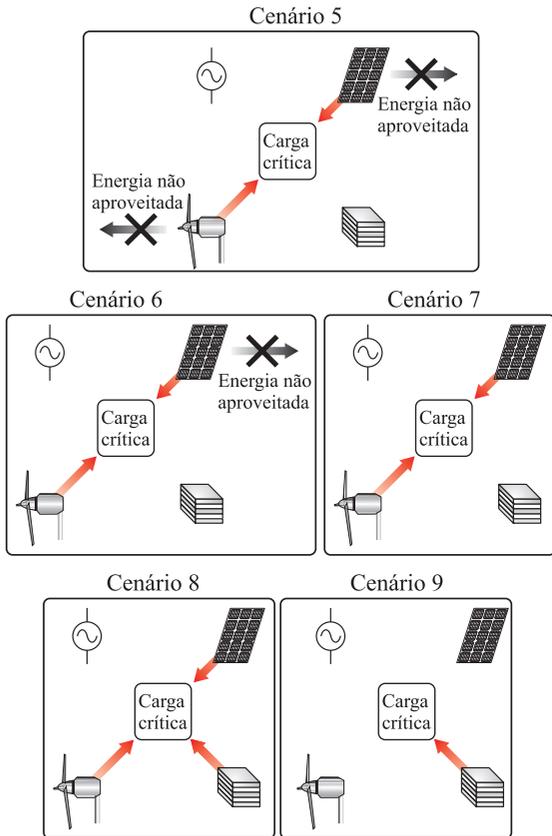


Fig. 5. Representação gráfica do fluxo de potência resultante das possíveis combinações de geração e demanda - modo isolado. Cenário 5: $P_{PV}+P_{WT}>P_{carga}$ e $P_{WT}>P_{carga}$; Cenário 6: $P_{PV}+P_{WT}>P_{carga}$ e $P_{WT}<P_{carga}$; Cenário 7: $P_{PV}+P_{WT}=P_{carga}$; Cenário 8: $P_{PV}+P_{WT}<P_{carga}$; Cenário 9: $P_{PV}+P_{WT}=0$.

1) *Cenário 5 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) e eólica no MPP superiores à demanda (P_{carga}):* nessa condição, a regulação da tensão V_{bus} é realizada por meio do conversor cc-cc 1, enquanto o conversor cc-cc 2 permanece operando como MPPT e o conversor cc-cc 3 no modo de espera. Porém, em virtude de $P_{WT}>P_{carga}$, mesmo que a lei de controle imponha $P_{PV}=0$, V_{bus} se elevará e instabilizará o barramento cc. Portanto, faz-se necessário o acionamento do resistor R_{fr} de frenagem, garantindo a redução da potência entregue pelo aerogerador ao barramento. Assim sendo, o balanço de potência é satisfeito por:

$$\underbrace{P_{PV} + P_{WT}^{MPP}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga} + \frac{V_{bus}^2}{R_{fr}}}_{\text{Consumo}} \quad (5)$$

2) *Cenário 6 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) superior e geração eólica no MPP inferior à demanda (P_{carga}):* esse cenário assemelha-se ao anterior, todavia, como $P_{WT}<P_{carga}$, o resistor de frenagem é desconectado do barramento cc e a referência da potência a ser fornecida pelo arranjo fotovoltaico é ajustada para satisfazer (6), permitindo que o conversor cc-cc 1 regule V_{bus} no valor desejado.

$$\underbrace{P_{PV} + P_{WT}^{MPP}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga}}_{\text{Consumo}} \quad (6)$$

3) *Cenário 7 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) no MPP igual à demanda (P_{carga}):* caso a soma das potências disponibilizadas pelo arranjo fotovoltaico e pelo aerogerador se equipare à potência consumida pela carga, a única forma de o barramento cc manter-se regulado estabelece-se por meio de (7), pois no modo isolado a estratégia de controle adotada sempre impõe a operação do aerogerador no MPP.

$$\underbrace{P_{PV}^{MPP} + P_{WT}^{MPP}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga}}_{\text{Consumo}} \quad (7)$$

4) *Cenário 8 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) no MPP inferior à demanda (P_{carga}):* na impossibilidade de os sistemas fotovoltaico e eólico suprirem a potência demandada pela carga crítica, a estratégia de controle prevê a ativação da célula a combustível. Nesse caso, o conversor cc-cc 3 assume o controle de V_{bus} , enquanto o conversor cc-cc 1 passa a operar no MPP, de maneira a minimizar o consumo de hidrogênio e maximizar autonomia do sistema. Portanto:

$$\underbrace{P_{FC} + P_{PV}^{MPP} + P_{WT}^{MPP}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga}}_{\text{Consumo}} \quad (8)$$

5) *Cenário 9 - geração renovável ($P_{PV}+P_{WT}$) nula:* quando nenhum recurso energético renovável está disponível, o suprimento integral da carga crítica é realizado a partir da célula a combustível. Logo:

$$\underbrace{P_{FC}}_{\text{Geração}} = \underbrace{P_{carga}}_{\text{Consumo}} \quad (9)$$

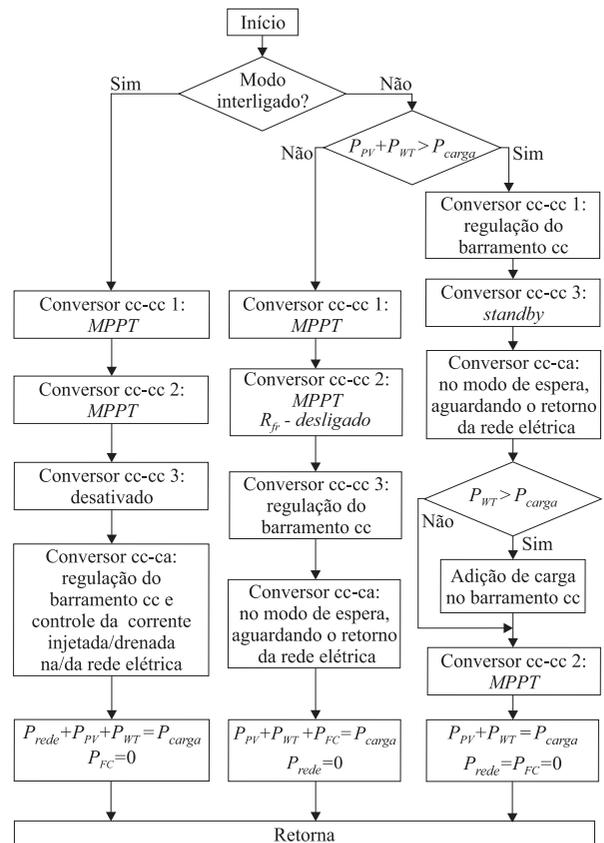


Fig. 6. Fluxograma contendo a lógica de controle de cada um dos conversores que compõem a microrrede.

Cabe enfatizar que o fluxograma apresentado aplica-se à microrrede tal como foi proposta. Isso, contudo, não inviabiliza outras estratégias, desde que modificações sejam feitas na forma como os conversores são controlados. A título de exemplo, por meio de um eletrolizador, poder-se-ia utilizar o excedente de energia gerada, tanto no modo interligado quanto no isolado, para produzir e armazenar hidrogênio, renovando o estoque e aumentando a autonomia da microrrede. Tal implementação foi desconsiderada na microrrede devido à confiabilidade da rede elétrica, que faz com que a operação no modo isolado se estabeleça de maneira esporádica.

III. IMPLEMENTAÇÃO PRÁTICA

Para que a validação experimental da estratégia de gerenciamento e controle do fluxo de potência fosse realizada, toda a lógica de controle e de proteções foi implementada em um sistema hierárquico de controle, ilustrado na Figura 7.

Nesse sistema, a unidade de controle central recebe informações referentes à tensão e à corrente na rede elétrica, v_{rede} e i_{rede} , respectivamente, e da tensão do barramento cc, V_{bus} . A partir dessas informações, é realizado o controle da tensão do barramento cc e da corrente injetada na rede elétrica, havendo como resultado a geração dos pulsos para acionamento dos interruptores do inversor. A unidade de controle central ainda é responsável por detectar desvios de tensão e de frequência na rede elétrica, decidindo se a operação ocorre em modo conectado ($MD=1$) ou isolado ($MD=0$). Métodos de desvios de tensão e de frequência são amplamente difundidos como meios passivos de detecção de ilhamento, mas são falhos em diversas condições de operação. Maior robustez é alcançada com a implementação de métodos ativos, tipicamente mais complexos [18].

O sinal MD gerado pela unidade de controle central é enviado, por cabos blindados, às unidades secundárias de controle (PV, WT e FC), que passam a operar para satisfazer o fluxograma apresentado na Figura 6. A unidade de controle PV, além dos sinais referente a V_{bus} e MD , recebe informação pertinente à temperatura T_{PV} na superfície do arranjo fotovoltaico, para que a técnica de rastreamento de máxima potência possa ser executada. Como saída, essa unidade gera os pulsos para acionamento do conversor cc-cc 1.

Similarmente, a partir da leitura da tensão e da corrente de saída do estágio retificador do sistema eólico, V_{WT} e I_{WT} , a unidade de controle WT é capaz de executar o rastreamento de máxima potência do aerogerador, por meio do acionamento dos interruptores do conversor cc-cc 2. Ainda é responsável pela lógica de acionamento do resistor de frenagem R_{fr} .

A unidade de controle FC recebe informações referentes à V_{bus} , MD e I_{FC} , para proceder o controle da tensão do barramento cc e da corrente de saída da célula de combustível, evitando ondulações indesejadas. O sinal ACT serve para ativar a FC quando a tensão do barramento cc decair abaixo do valor crítico (205 V). A saída dessa unidade lógica é utilizada para controlar o conversor cc-cc 3, de maneira a restaurar a tensão do referido barramento.

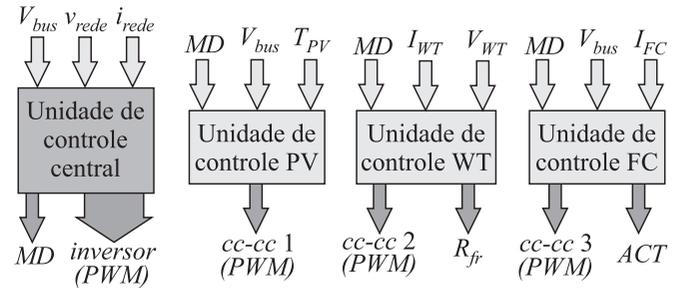


Fig. 7. Sistema hierárquico para implementação da estratégia de gerenciamento do fluxo de potência e das lógicas de proteção da microrrede.

O estágios de processamento de energia descritos foram projetados, dimensionados e implementados, sendo ilustrados na Figura 8 e detalhados na Figura 9.

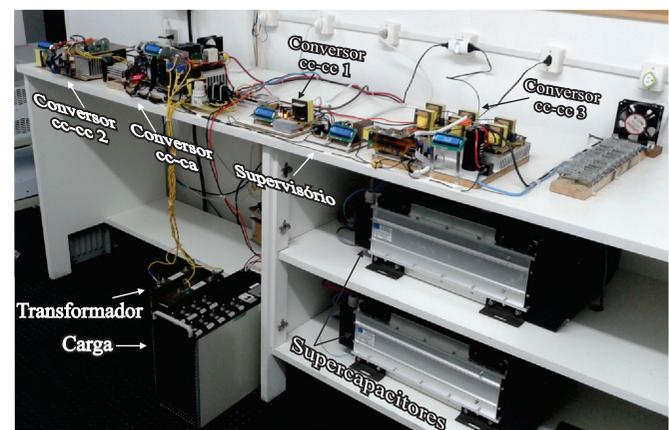


Fig. 8. Vista completa da microrrede.

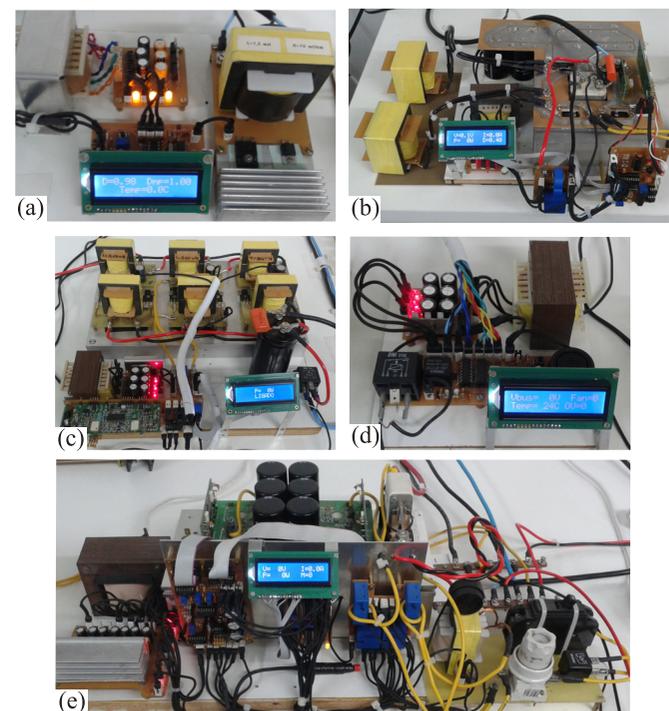


Fig. 9. Detalhe dos conversores empregados na implementação da microrrede: (a) conversor cc-cc 1; (b) conversor cc-cc 2; (c) conversor cc-cc 3; (d) circuito supervisor de proteção contra sobretensão e sobretensão do banco de supercapacitores; (e) conversor cc-ca.

O arranjo fotovoltaico utilizado é formado por cinco módulos fotovoltaicos KC200GT conectados em série. Cada módulo pode gerar 200 W_p, totalizando 1 kW_p. O conversor cc-cc 1, empregado nesse estágio e destacado na Figura 9 (a), é do tipo elevador (*boost*) e foi projetado para operar com frequência de comutação de 40 kHz, tensão de entrada entre 96 e 131,5 V (faixa tensão na qual se estabelece a máxima potência) e tensão de saída de 210 V. A malha para controle da tensão de saída (modo isolado) e o algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência [3], [19] (modo conectado) foram implementados em um microcontrolador PIC18F1320.

O estágio de geração de energia eólica baseou-se no emprego do aerogerador GERAR 246, com potência nominal de 1,2 kW_p em ventos de 12 m/s. Devido à necessidade de ganho estático elevado, adotou-se como conversor cc-cc 2 a topologia *boost* quadrático de três níveis (*boost* QTN) [3], [20], ilustrada na Figura 9 (b). Tal conversor foi projetado para operar com frequência de comutação de 50 kHz, tensão de entrada entre 46 e 80 V (faixa tensão na qual se estabelece a máxima potência) e tensão de saída de 210 V. O algoritmo de rastreamento de máxima potência e a lógica de acionamento do resistor de frenagem foram implementados em um microcontrolador PIC18F1320.

Para garantir a geração de energia em condições emergenciais, empregou-se uma célula a combustível do tipo PEMFC de 1,2 kW. Essa célula a combustível, em conjunto com o banco de supercapacitores, compõem o sistema de *backup*, que garante o suprimento da carga crítica no modo isolado. O conversor cc-cc 3, apresentado na Figura 9 (c), foi obtido por meio da utilização de três conversores *forward* com entradas conectadas em paralelo e saídas conectadas em série [3]. A referida configuração conduz a um elevado ganho estático e ao compartilhamento da corrente de entrada entre os conversores associados. O projeto do conversor foi realizado para que operasse com 40 kHz, tensão de entrada entre 26 e 41 V (operação na região de perdas ôhmicas da FC) e tensão de saída 210 V. As malha para controle da tensão de saída e da corrente da FC foram implementadas analogicamente, por meio de amplificadores operacionais.

Na Figura 8 ainda é possível identificar dois supercapacitores de 62 F/ 125 V associados em série e utilizados para compor o barramento cc da microrrede, resultando em um banco de 31 F/ 250 V. Como vantagem da utilização do banco de supercapacitores, destaca-se o fornecimento de energia para a carga crítica durante o tempo necessário à partida da célula a combustível. Tal cenário ocorre no modo isolado, quando não há geração renovável e a célula a combustível precisa ser acionada por meio de um processo que dura, tipicamente, entre 30 e 60 s. Embora a maior parte dos trabalhos [8], [21]-[23] proponha o uso de bancos de baterias (ou mesmo supercapacitores) conectados ao barramento cc por meio de conversores bidirecionais, optou-se pela conexão direta do banco ao referido barramento [24]-[26], dadas as seguintes vantagens:

- Redução significativa da ondulação de 120 Hz na tensão do barramento cc, inerente à pulsação de potência em sistemas monofásicos, implicando injeção de corrente com baixa distorção harmônica na rede elétrica (ausência da componente de 180 Hz);

- Desacoplamento dinâmico entre as malhas de controle de cada um dos estágios de processamento de energia [27], implicando operação estável da microrrede e maior facilidade de implementação das leis para controle dos conversores.

O sistema supervisor, ilustrado na Figura 9 (d), foi concebido para acionar as proteções contra sobretensão, desbalanço de tensão e sobreaquecimento do banco de supercapacitores, evitando danos ocasionais.

Por fim, o conversor cc-ca, utilizado para conectar a microrrede à rede elétrica (220 V/ 60 Hz) consiste em um inversor ponte completa com filtro indutivo de saída. A frequência de comutação foi ajustada para 20 kHz, a modulação empregada foi do tipo PWM senoidal de três níveis e a conexão com a rede foi realizada por meio de um transformador elevador (110 : 220 V) de baixa frequência. As malhas para controle da tensão do barramento cc, da corrente injetada na rede elétrica e do nível médio da corrente no enrolamento primário do transformador de acoplamento foram implementadas analogicamente [3].

Os ensaios experimentais foram realizados de forma a contemplar todos os possíveis cenários de operação. Para tanto, o arranjo fotovoltaico foi emulado por meio de uma fonte TSD500-40/380 fabricado pela *Magna Power*, a célula a combustível, pelo emulador TCP16 + *Fuel Cell* fabricado pela *Regatron* e a turbina eólica por um emulador desenvolvido a partir de um conjunto motor-gerador.

A Figura 10 mostra os resultados obtidos durante a operação da microrrede no cenário 1. Percebe-se que a potência P_{renov} gerada pelas fontes renováveis manteve-se superior à P_{carga} consumida pela carga crítica, assim, a energia excedente foi injetada na rede elétrica com elevado fator de potência ($FP > 0,99$), satisfazendo as restrições impostas por (1). Verifica-se ainda que o valor de pico da corrente injetada na rede elétrica é proporcional à diferença instantânea entre a potência gerada pelas fontes renováveis e a consumida pela carga crítica.

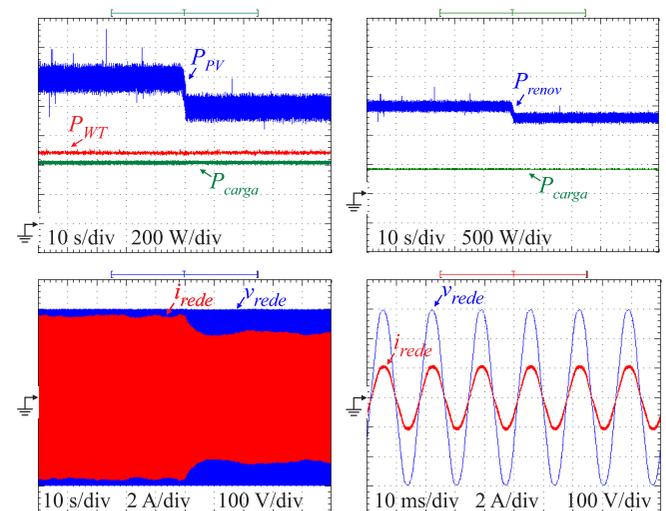


Fig. 10. Resultados experimentais provenientes do cenário 1.

Na Figura 11 ilustra-se a transição do cenário 1 para o cenário 2, bem como a operação da microrrede no cenário 2. Nota-se que com a redução da potência gerada pelo arranjo fotovoltaico e simultânea elevação da potência demandada, a

soma das potências gerada pelas fontes renováveis P_{renov} se equipara à consumida pela carga P_{carga} . Assim sendo, para que o balanço de potência seja alcançado, há redução do valor de pico da corrente injetada na rede elétrica. Percebe-se que nesse cenário a energia gerada pelas fontes renováveis é utilizada para alimentar a carga crítica e a injeção de potência ativa na rede elétrica tende a ser nula, tal como previamente apresentado em (2).

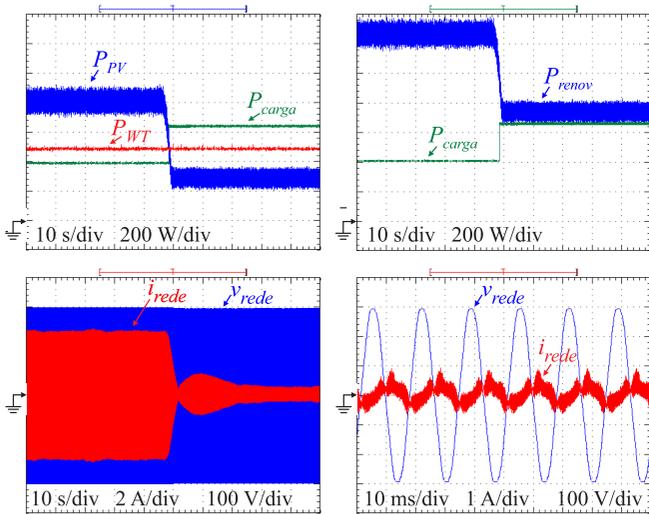


Fig. 11. Resultados experimentais obtidos durante a transição do cenário 1 para o cenário 2.

Com a redução da potência proveniente do aerogerador, ilustrada na Figura 12, ocorre a transição do cenário 2 para cenário 3.

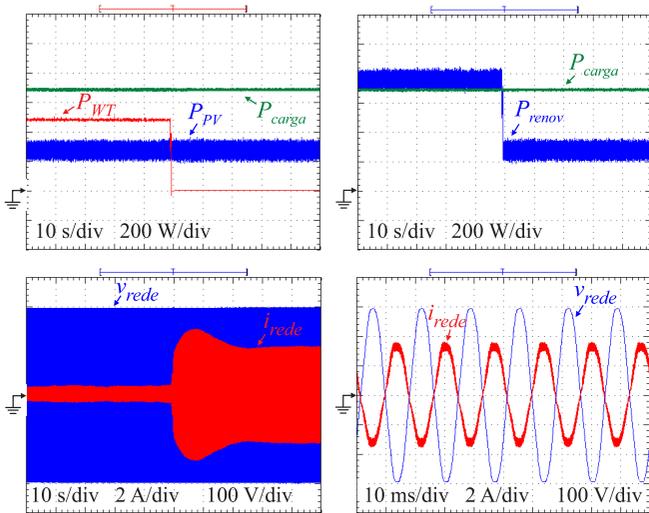


Fig. 12. Resultados experimentais obtidos durante a transição do cenário 2 para o cenário 3.

Os resultados experimentais obtidos na presente condição mostram que o fluxo de potência na rede elétrica se estabelece de maneira a complementar a alimentação da carga crítica, satisfazendo (3). A defasagem de 180° entre a tensão e a corrente da rede elétrica indica que a potência flui da rede elétrica para o barramento cc: sentido de fluxo oposto ao que ocorria no cenário 1, em que a energia excedente era injetada na rede.

Com a ausência de geração renovável (sol e vento), ocorre a transição do cenário 3 para o cenário 4. De acordo com a estratégia de controle adotada, nessa condição a carga crítica deve ser suprida exclusivamente pela rede elétrica, conforme (4). Tal hipótese é validada pelos resultados apresentados na Figura 13, a partir do qual também se percebe o aumento do valor de pico da corrente drenada da rede, após a redução da potência entregue pelo arranjo fotovoltaico ao barramento cc.

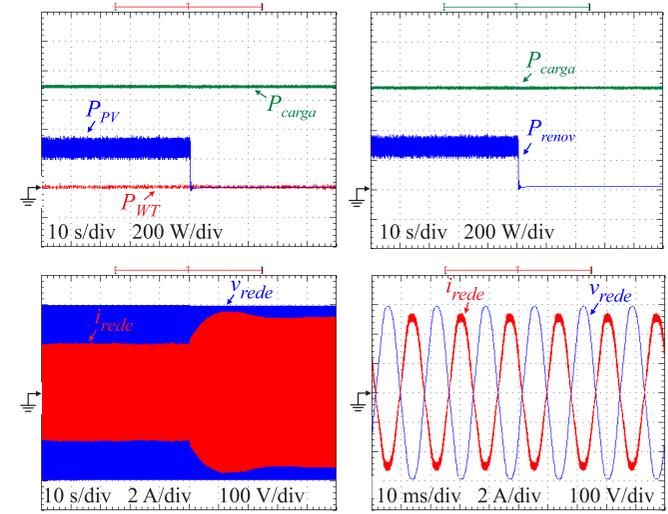


Fig. 13. Resultados experimentais obtidos durante a transição do cenário 3 para o cenário 4.

A ocorrência de falta da rede elétrica impõe a transição do modo interligado para o isolado, conforme Figura 14.

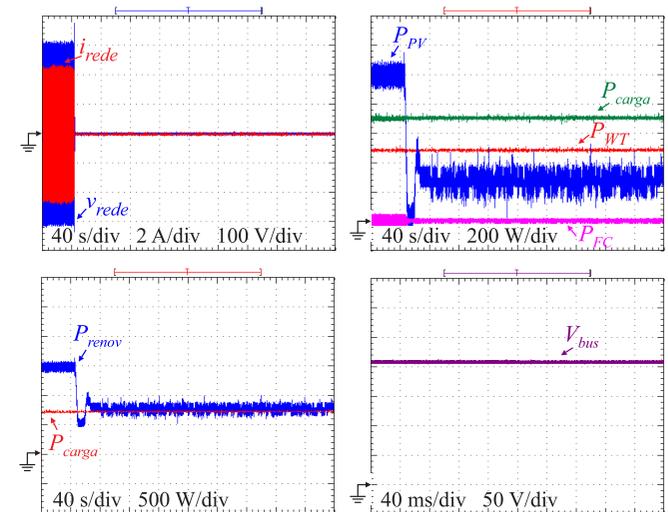


Fig. 14. Resultados experimentais obtidos durante a transição do cenário 1 para o cenário 6.

Observa-se que a microrrede vinha operando no cenário 1 até o momento da ocorrência do ilhamento. Nesse instante, o algoritmo de ilhamento detecta a falta e a estratégia de controle altera as referências de potência das fontes para que a tensão do barramento cc se mantenha regulada. A microrrede passa a operar, portanto, no cenário 6, de maneira a satisfazer (6) (vale lembrar que a diferença entre os cenários 5 e 6 está apenas no acionamento ou não do resistor R_{fr} de frenagem do sistema eólico).

No exato momento da falta da rede elétrica, o conversor cc-cc 1 passa a operar na regulação da tensão do barramento cc. Assim, como há excesso de geração renovável (em relação à potência demandada), o arranjo deixa de operar no MPP, fato que explica a redução de sua potência de saída.

Na Figura 15 evidencia-se uma redução da potência gerada pelo arranjo fotovoltaico, causada por queda da radiação solar. Nessa nova condição, a soma das potências geradas pelas fontes renováveis equipara-se à consumida pela carga, em conformidade com (7), assim sendo, o cenário 7 se estabelece. Apesar de o fluxo de potência se manter inalterado (das fontes renováveis para a carga) o arranjo fotovoltaico passa a operar no MPP, mas o conversor cc-cc 1 continua sendo controlado para regular a tensão do barramento cc. A operação de ambas as fontes (PV e WT) no MPP é a única condição que garante o balanço de potência e, assim, a regulação da tensão do referido barramento.

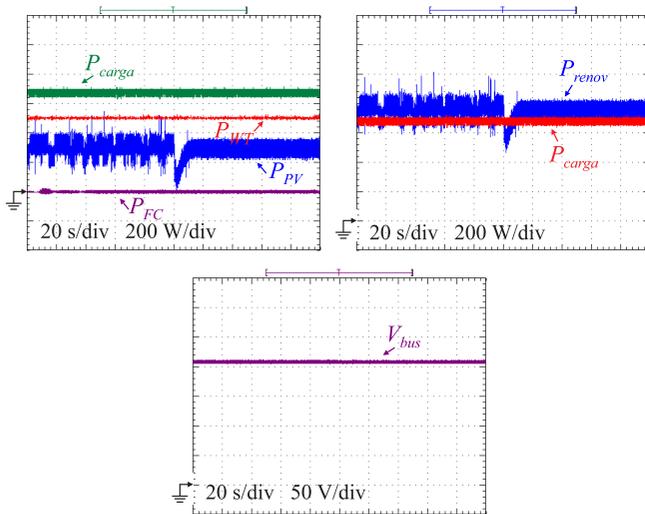


Fig. 15. Resultados experimentais obtidos durante a transição do cenário 6 para o cenário 7.

No instante em que a potência gerada pelas fontes renováveis torna-se insuficiente para manter a carga alimentada (por redução da radiação solar ou da velocidade do vento), a célula a combustível é acionada, dando início à operação no cenário 8, cuja validação experimental é apresentada na Figura 16.

Ressalta-se que durante os primeiros 30 s subsequentes à partida da célula a combustível, a carga é alimentada exclusivamente pelo banco de supercapacitores, cuja tensão reduz-se em, no máximo, 5% do valor nominal (210 V).

Finalizado o processo de partida, a célula a combustível entra em operação, passando a fornecer potência nominal ao barramento cc até que a tensão retorne ao valor nominal. No mesmo instante em que a célula a combustível é acionada, a estratégia de controle do fluxo de potência impõe a operação do conversor cc-cc 1 como MPPT e o controle da tensão do barramento cc passa a ser atribuição do conversor cc-cc 3. Tal premissa reduz o tempo para que a tensão do barramento cc se reestabeleça, bem como minimiza o consumo de hidrogênio, elevando a autonomia da célula a combustível. Por meio da Figura 16 nota-se ainda que, após a tensão do barramento cc se reestabelecer, a potência fornecida pela FC é reduzida, de maneira a satisfazer (8).

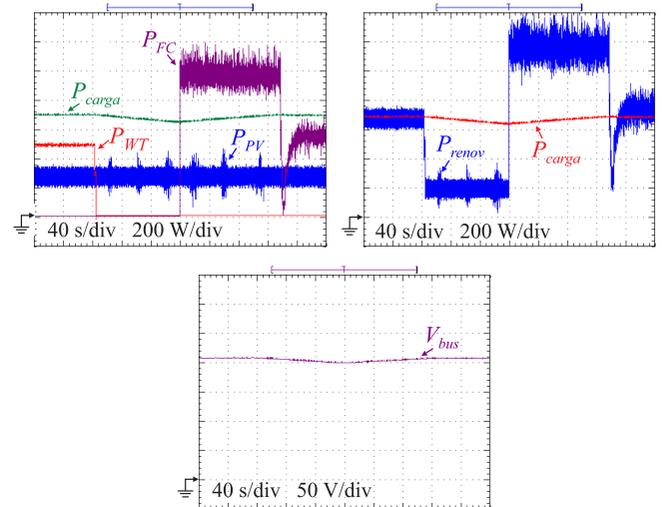


Fig. 16. Resultados experimentais obtidos durante a transição do cenário 7 para o cenário 8.

A Figura 17 retrata a transição do cenário 8 para o 9.

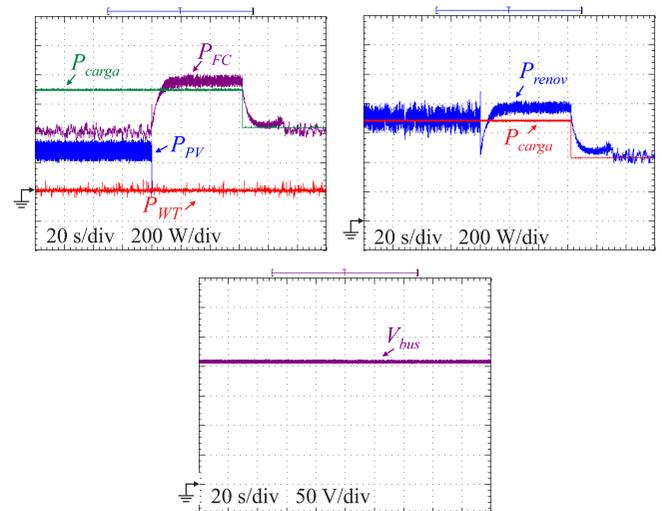


Fig. 17. Resultados experimentais obtidos durante a transição do cenário 8 para o cenário 9.

Nesse cenário, percebe-se que o fluxo de potência se estabelece conforme previsto em (9), pois com a ausência de geração fotovoltaica, eólica e da rede elétrica, toda energia demandada pela carga crítica é suprida pela célula a combustível, enquanto o conversor cc-cc 3 mantém o barramento cc regulado na tensão nominal.

Adicionalmente, apresenta-se na Figura 18 o transitório de partida do conversor cc-ca, enfatizando-se a subida em rampa da corrente injetada na rede elétrica. Ressalta-se que o pico existente na corrente surge pelo fato não ter sido implementada uma lógica para detecção de passagem da corrente por zero, no instante da partida. Ainda na Figura 18, verifica-se o desligamento da célula a combustível no momento em que a rede elétrica é reintegrada à microrrede.

Por fim, do ponto de vista de qualidade de energia, destaca-se na Figura 19 o espectro harmônico da corrente injetada na rede elétrica, em condições nominais de operação, enfatizando sua conformidade com os limites estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 482. Percebe-se que nenhuma das componentes harmônicas

individuais excedeu os limites da norma. A distorção harmônica total (THD) estabeleceu-se em 2,71% para operação com carga nominal e 2,78% para operação com 50% de carga.

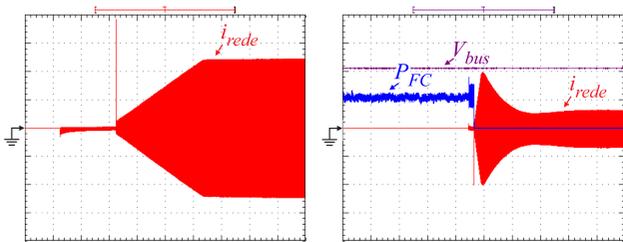


Fig. 18. Detalhe da corrente injetada na rede durante a inicialização do inversor (esquerda) e desligamento da célula a combustível após o reestabelecimento da rede elétrica (direita).

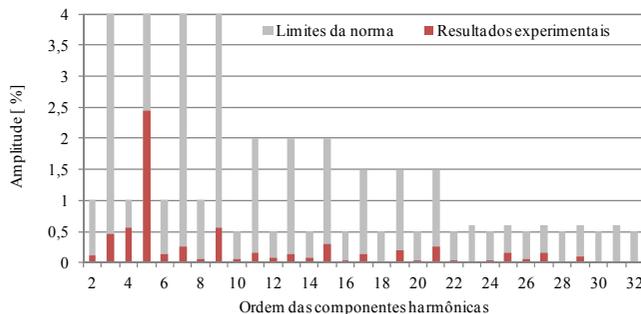


Fig. 19. Análise harmônica da corrente injetada na rede em operação nominal - $THD_i=2,71\%$. A distorção harmônica da tensão da rede, durante os ensaios, estabeleceu-se em 2,18%.

IV. CONCLUSÕES

Neste artigo foram apresentados e discutidos resultados experimentais provenientes da operação de uma microrrede híbrida, composta por fontes renováveis (solar e eólica), meios de geração emergencial (hidrogênio), elementos de armazenamento (supercapacitores) e a rede elétrica comercial. A implementação da microrrede permitiu validar sua operação frente à estratégia de gerenciamento do fluxo de potência adotada, concebida com o intuito de maximizar o despacho das fontes renováveis e reduzir o tempo de uso da célula a combustível, considerada a fonte com maior custo de despacho e que garante a autonomia do sistema no modo isolado.

Foram definidos os possíveis cenários de operação da microrrede e levantadas as equações que regem o balanço de potência, havendo como principais figuras de mérito o suprimento ininterrupto de energia à carga crítica, a operação estável e a regulação da tensão do barramento cc.

O emprego do banco de supercapacitores diretamente no barramento cc foi crucial para o funcionamento da estratégia de controle, pois permitiu o desacoplamento das malhas de controle dos estágios de processamento e o suprimento de energia à carga crítica, durante o intervalo de tempo requerido à partida da célula a combustível.

Ressalta-se que as transições entre cenários de operação ocorreram de forma suave, sem haver variações bruscas da corrente injetada na rede e da tensão do barramento cc, apesar da intermitência das fontes renováveis.

Por fim, os resultados experimentais mostraram-se adequados também do ponto de vista da qualidade de energia, estando em conformidade com as normas vigentes (Resolução Normativa ANEEL nº 482).

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a CAPES, CNPq e FINEP pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- [1] R. Arghandeh, M. Pipattanasomporn, S. Rahman, "Flywheel energy storage systems for ride-through applications in a facility microgrid", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1955-1962, Dec. 2012.
- [2] I. Serban, C. Marinescu, "Control strategy of three-phase battery energy storage systems for frequency support in microgrids and with uninterrupted supply of local loads", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 9, pp. 5010-5020, Sep. 2014.
- [3] R. F. Coelho, L. Schmitz, D. C. Martins, "Grid-connected renewable hybrid system for uninterruptible dc load maintenance", in *Proc. of COBEP*, pp.155-161, 2011.
- [4] H. Yuchong, J. Ping, "Reliability of distribution systems considering photovoltaic-wind power generation systems: complementary characteristics", in *Proc. of CIGRE*, pp. 1-4, 2012.
- [5] A. Merzic, M. Music, E. Redzic, "A complementary hybrid system for electricity generation based on solar and wind energy taking into account local consumption", in *Proc. of EPECS*, pp.1-6, 2013.
- [6] K. Balachander, S. Kuppusamy, P. Vijayakumar, "Comparative study of hybrid photovoltaic-fuel cell system/hybrid wind-fuel cell system for smart grid distributed generation system", in *Proc. of INCOSAT*, pp. 462-466, 2014.
- [7] W. Caisheng, M. H. Nehrir, "Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel cell energy system", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 957-967, Sep. 2008.
- [8] Z. Haihua, T. Bhattacharya, T. Duong, T. S. T Siew, A. M. Khambadkone, "Composite energy storage system involving battery and ultracapacitor with dynamic energy management in microgrid applications", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 923-930, mar. 2011.
- [9] Z. Ye, J. J. Hong, G. Li, "Energy management strategy of islanded microgrid based on power flow control", in *Proc. of ISGT*, pp. 1-8, 2012.
- [10] S.M. Ashabani, Y.A. Mohamed, "New Family of Microgrid Control and Management Strategies in Smart Distribution Grids - Analysis, Comparison and Testing", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 5, pp. 2257 - 2269, Sep. 2014.
- [11] F. Katiraei, M. R. Iravani, "Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp.1821-1831, Nov. 2006.
- [12] J. Quanyuan, X. Meidong, G. Guangchao, "Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3380-3389, Aug. 2013.

- [13] L. A. S. Ribeiro, J. G. Matos, F. S. Freitas, "Controle da potência gerada em microrredes autônomas e isoladas com fontes de energia renováveis e sistema de armazenamento com bancos de baterias", *Revista Eletrônica Potência*, vol. 19, no. 2, pp. 152-162, mai. 2014.
- [14] G. M. S. Azevedo, M. C. Cavalcanti, F. A. S. Neves, L. R. Limongi, F. Bradaschia, "Microgrid power converter control with smooth transient response during the change of connection mode", *Revista Eletrônica Potência*, vol. 19, no. 3, pp. 285-294, Aug. 2014.
- [15] M. C. B. P. Rodrigues, J. G. Oliveira, A. A. Ferreira, P. G. Barbosa; H. A. C. Braga, "Conexão de veículos elétricos à rede de energia elétrica para recarga de baterias: uma visão geral", *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 19, no. 2, pp. 194-207, mai. 2014.
- [16] C. Gouveia, C. L. Moreira, J. A. P. Lopes, "Microgrids emergency management exploiting EV, demand response and energy storage units", in *Proc. of PowerTech*, pp.1-6, 2013.
- [17] P. Thomas, F. M. Chacko, "Electric vehicle integration to distribution grid ensuring quality power exchange", in *Proc. of EPSCICON*, pp.1-6, 2014.
- [18] L. Severo, R. F. Coelho, D. C. Martins, "Modelagem, controle e implementação de um conversor monofásico fotovoltaico utilizando métodos passivos de proteção anti-ilhamento", *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 17, no. 4, pp. 681-689, Nov. 2012.
- [19] R. F. Coelho, F. M. Concer, D. C. Martins, "A MPPT approach based on temperature measurements applied in PV systems", in *Proc. of INDUSCON*, pp. 1-6, 8-10, 2010.
- [20] M. Gatti Bottarelli, I. Barbi, Y. R. Novaes, A. Rufer, "Three-level quadratic non-insulated basic dc-dc converters", in *Proc. of EPE*, pp. 1-10, 2007.
- [21] W. Dan, G. Shaoyun, J. Hongjie, W. Chengshan, Z. Yue, L. Ning, K. Xiangyu, "A demand response and battery storage coordination algorithm for providing microgrid tie-line smoothing services", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 476-486, Apr. 2014.
- [22] M. Zhixin, X. Ling, V. R. Disfani, F. Lingling "An SOC-based battery management system for microgrids", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 966-973, Mar. 2014.
- [23] H. Mahmood, D. Michaelson, J. Jiang, "A power management strategy for PV/battery hybrid systems in islanded microgrids", *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 2, no. 4, pp. 870-882, Dec. 2014.
- [24] N. Mutoh, Y. Ohnuma, K. Suzuki, "A high reliability photovoltaic (PV) generation system in cooperation with a polymer electrolyte fuel cell (PEFC) using electric double layer capacitors (EDLCs)", in *Proc. of IPEC*, pp. 1147-1154, 2010.
- [25] K. N. Reddy, V. Agarwal, "Utility-interactive hybrid distributed generation scheme with compensation feature", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 3, pp. 666-673, Sep. 2007.
- [26] N. Mutoh, T. Inoue, "A Control method to charge series-connected ultra electric double-Layer capacitors suitable for photovoltaic generation systems combining MPPT control method", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 1, pp. 374-383, Feb. 2007.
- [27] T. Xisheng, Q. Zhiping, "Stability study of DC DPS and the improvement with EDLC", in *Proc. of SUPERGEN*, pp.1-5, 2009.

DADOS BIOGRÁFICOS

Roberto F. Coelho nasceu em Florianópolis, em agosto de 1982. Recebeu o título de Engenheiro Eletricista, Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil, em 2006, 2008 e 2013, respectivamente. Atualmente é professor do Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica da mesma instituição, onde desenvolve trabalhos relacionados ao processamento de energia proveniente de fontes renováveis e ao controle e estabilidade de microrredes.

Lenon Schmitz nasceu em Blumenau, SC, Brasil, em 28 de março de 1990. Formou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2012 e atualmente é estudante de mestrado do programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica no Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina. Seus interesses incluem conversores estáticos e sistemas conectados à rede elétrica.

Lucas T. Macedo nasceu em Florianópolis, SC, Brasil, em outubro de 1994. É graduando do Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Santa Catarina e bolsista de iniciação científica no Instituto de Eletrônica de potência (INEP).

Denizar C. Martins nasceu em São Paulo, SC, Brasil, em 24 de abril de 1955. Recebeu o título de Engenheiro Eletricista e Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil, em 1978 e 1981, respectivamente, e o título de Doutor em Engenharia Elétrica pelo Instituto Nacional Politécnico de Toulouse, Toulouse, França, em 1986. Atualmente é professor titular do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil.