

## Medidor Inteligente: Interface de gerenciamento em um sistema de micro-geração distribuída. \*

Luis De Oro Arenas\* Marcos Gutierrez Alves\*\*  
Guilherme de A. Melo\* Carlos A. Canesin.\*

\* *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira - SP, (e-mail: luis.arenas@unesp.br, guiamelo@gmail.com, canesin@dee.feis.unesp.br).*

\*\* *Big Data Institute, Zhejiang University Ningbo Institute of Technology, China (email: 3422626309@qq.com).*

---

**Abstract:** The smart grids concept has brought several changes in the energy measurement systems, which not only incorporate routines to calculate power quality parameters, but it should allow and facilitate the interaction between consumers, the distribution company and the electrical power systems. Thus, this paper presents a proposal about a smart metering device acting as a management and control interface in a distributed generation system capable of operating connected or disconnected from the grid. The smart meter is installed at the microgrid point of common coupling (PCC), where a group of grid-tie inverters, with active and reactive power injection capability is able to support de grid. Additionally, the smart meter can manage the system power flow energy through local loads connection by remotely controlling relays, which are commanded using Zigbee Protocol wireless communication network, defining the microgrid configuration and operation. Thus, a microgrid description and the developed smart meter are detailed, followed by the management scheme and, the smart meter operation experimental results as an interface to attend PCC voltage level by imposing the displacement factor on the injected current from the grid-tie inverters, are shown.

**Resumo:** O conceito de redes inteligentes tem trazido uma série de mudanças na concepção dos sistemas de medição de energia elétrica, os quais, além de incorporar rotinas de cálculos de parâmetros de qualidade de energia elétrica, devem permitir e facilitar a interação entre o consumidor, a empresa de distribuição e os sistemas de energia elétrica. Nesse sentido, este trabalho apresenta a descrição da proposta de uma plataforma de medição inteligente atuando como interface de gerenciamento e controle de um sistema de geração distribuída que contempla operação conectada e isolada da rede de distribuição de energia elétrica. O medidor inteligente é instalado no PCC da micro-rede, onde através de uma rede de comunicação sem fio, baseada no protocolo Zigbee, comanda um grupo de inversores *Grid-tie* com capacidade de injeção de potência ativa e reativa para sustentar a rede principal. Além disso, permite gerenciar o fluxo de potência, comandando a conexão das cargas locais de forma remota, as quais definem a configuração e operação da micro-rede. Dessa forma, apresenta-se uma descrição do sistema e das características do medidor inteligente desenvolvido, seguido do esquema de gerenciamento. Finalmente, os resultados experimentais são apresentados para demonstrar a atuação do medidor na regulação de tensão no PCC, o que é realizado pela imposição do fator de deslocamento da corrente proveniente do sistema fotovoltaico presente no sistema.

*Keywords:* Distributed Generation, Microgrids, Power Quality, Smartgrids, Smart-Meter

*Palavras-chaves:* Geração distribuída, Micro-redes, Qualidade de Energia Elétrica, Redes Inteligentes, Medidor Inteligente

---

### 1. INTRODUÇÃO

A longa distância percorrida durante a transmissão da energia elétrica, associada à crescente malha de distribuição no território brasileiro, impactam nos índices de qualidade da energia elétrica (QEE) entregue às cargas consumidoras e dificultam o monitoramento e controle

desses índices por parte da companhia de energia elétrica. A diminuição da QEE e os equipamentos necessários para sua manutenção podem ser traduzidos em aumentos nos custos para o cliente e/ou prejuízo quanto a energia entregue. Adicionalmente, a crescente preocupação com o meio ambiente levou à diversificação das fontes energéticas utilizadas para geração de energia elétrica, principalmente em pequena e média potência (<50MW), criando o conceito de geração distribuída (GD) (Kansal et al., 2013).

---

\* Este trabalho foi suportado financeiramente pela Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira - FEPISA através do projeto de P&D ANEEL/Eletronbras/CEAL/Equatorial.

As fontes de GD são instaladas próximas às unidades consumidoras, usualmente com a intenção de dar suporte à Rede de Distribuição de Energia Elétrica (RDEE) e manter a regulação nos níveis adequados de atendimento das normas vigentes (ANEEL, 2018; Kechroud et al., 2014). A introdução de GDs no sistema elétrico brasileiro, principalmente energia solar, eólica e biocombustível, deu início a uma nova etapa. Neste cenário, o cliente também pode atuar como fornecedor de energia, dependendo do balanço entre geração e consumo da rede à qual este está conectado. Atualmente, os setores comerciais e residenciais respondem por cerca de 1/3 do consumo da energia elétrica total gerada no Brasil (EPE, 2019), tendo grande potencial para a expansão da GD. Quanto às arquiteturas em que diversos sistemas independentes de GD se interconectam para formar sub-redes, por exemplo, dentro da mesma RDEE, podem ser chamados de micro-redes. As micro-redes auxiliam na diminuição do consumo da RDEE, diminuindo a demanda da rede e melhorando os índices de QEE. Devido à baixa densidade energética das fontes de energia alternativas normalmente utilizadas (de kW à algumas dezenas de MW), são instaladas próximas às unidades consumidoras.

Neste sentido, a instalação de dispositivos de medição avançada se faz necessária para permitir o monitoramento e verificação dos índices de QEE no PCC (Palacios-García et al., 2015). Uma solução para este requerimento é a utilização de medidores inteligentes de energia elétrica, os quais possuem a capacidade de realizar cálculos em tempo real e interagir com os dispositivos de GD que formam a micro-rede, adicionalmente devem estabelecer links de comunicação para o controle remoto da micro-rede por parte dos consumidores e a companhia de distribuição de energia.

Dessa forma, com o intuito de validar os conceitos anteriormente descritos, este trabalho apresenta uma proposta de arquitetura de micro-rede de energia elétrica gerenciada de forma remota através de um medidor inteligente, ambos desenvolvidos pelos autores.

## 2. DESCRIÇÃO DA MICRO-REDE

A estrutura da micro-rede empregada como set experimental para a realização de testes operacionais e obtenção dos resultados é apresentada na Fig. 1. Esse sistema trabalha com tensões trifásicas nominais 220/380VAC (fase-neutro/fase-fase) e está constituído por uma série de equipamentos que permitem a operação do sistema de forma isolada ou de forma conectada à RDEE.

Dessa forma, quando o sistema trabalha de forma isolada (desconectada da RDEE), o arranjo de inversores híbridos sustenta a demanda das cargas instaladas na rede interna à micro-rede. Esses inversores são alimentados pelo sistema de armazenamento de energia - BESS (*Battery Energy Storage System*), o qual é composto por um conjunto de baterias estacionárias do tipo chumbo-ácido, com tensão nominal 48VCC e capacidade de carga elétrica de 165Ah.

O processo de carga do BESS é feito através uma fonte de corrente CC programável (70V/200A — 8,75kW), controlada por um programa de gerenciamento que impõe o perfil de carregamento desejado, considerando as especificações

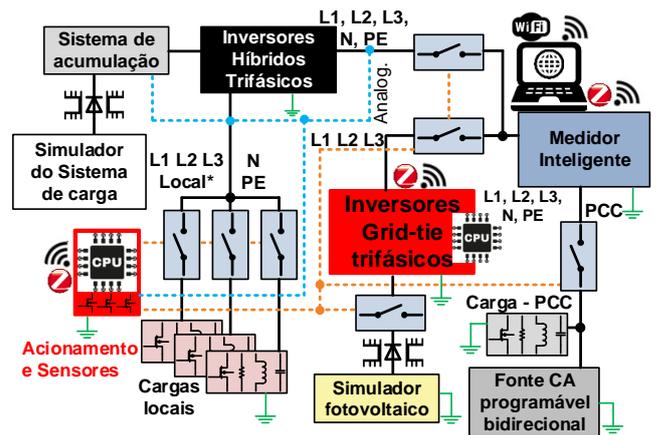


Figura 1. Diagrama reduzido da micro-rede.

da bateria e as características da fonte de energia emulada. Como a tensão do barramento CC é majoritariamente imposta pelo BESS, o correto controle da corrente fornecida pela fonte de CC permite compartimentalizar a fonte primária de energia, o sistema seguidor do ponto de máxima potência (SPMP) (de Brito et al., 2013) e o controlador de carga do BESS.

De acordo com o diagrama da Fig. 1, destaca-se que, na presença da rede principal, os inversores híbridos são configurados para trocar de modo de operação, atuando como *bypass* do fluxo de potência entre o PCC (Ponto de Conexão Comum). Nessa configuração as cargas locais são alimentadas pela RDEE. Isto, basicamente, possibilita a troca dos modos de operação da micro-rede de isolada para conectada.

Quando a micro-rede opera de forma conectada à RDEE, o conjunto de inversores *Grid-Tie* podem ser habilitados para injeção de potência ativa e/ou reativa no PCC. Esses inversores são alimentados por um simulador de painéis fotovoltaicos (PF) com a capacidade de impor diferentes perfis de potência em função da temperatura ambiente e nível de irradiação solar. É importante ressaltar que o *firmware* dos inversores *Grid-Tie* foi desenvolvido em trabalhos prévios realizados pelos autores, atendendo todas as normas de conexão brasileiras com a rede de distribuição exigidas pelos órgãos regulamentadores nacionais (ANBT, 2013, 2012). Dessa forma, além da operação conectada à RDEE, cada inversor apresenta características fundamentais necessárias à micro-rede tais como: capacidade de injeção de potência reativa, algoritmo de SPMP, algoritmo de anti-ilhamento, interface de comunicação USB e interface de comunicação sem fio (Alves et al., 2018).

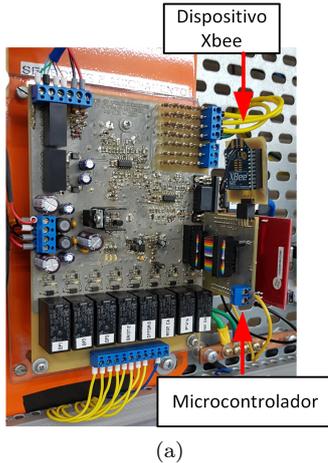
Finalmente, para o projeto apresentar o nível de controle necessário no ambiente de micro-rede, diversos sensores e sistemas de acionamento foram desenvolvidos pelos autores. Dentre eles podem se destacar: sensor de corrente CC e temperatura do BESS, sensores de tensão CA para a RDEE e para a rede local, contadores e circuitos de acionamento para o controle do fluxo de potência para a RDEE, conexão dos inversores e desconexão seletiva das cargas locais.

Na Fig. 2 é apresentada a montagem experimental da micro-rede. Detalhes em relação à estrutura do *firmware*

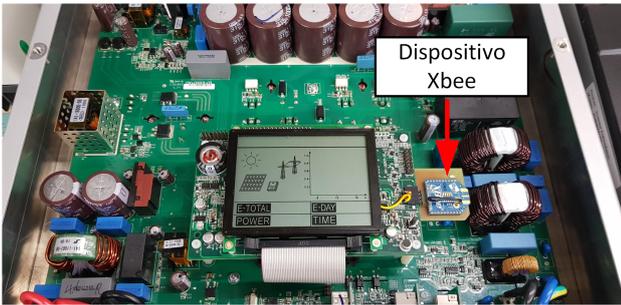


## 4. GERENCIAMENTO DA MICRO-REDE

O gerenciamento e controle da micro-rede é conseguido através da interação do medidor inteligente com a placa de sensores e o conjunto de inversores Grid-Tie. Para isto, adicionaram-se circuitos auxiliares com a presença de módulos *Xbee* para a implementação de uma rede de comunicação sem fio baseada no protocolo *Zigbee*. Nas Fig. 5(a) e 5(b) são apresentadas as adaptações realizadas na placa de sensores e controle da micro-rede, assim como, no circuito de controle dos inversores Grid-Tie, respectivamente, quando comparadas com Alves et al. (2018).



(a)



(b)

Figura 5. Inclusão de dispositivo Xbee: (a) Placa de Sensores e acionamento; (b) Inversor Grid-Tie.

A rede de comunicação *Zigbee*, está composta por um módulo *Xbee* coordenador, instalado no medidor inteligente, e outros módulos *Xbee*, instalados em cada inversor Grid-Tie e na placa de sensores da micro-rede, configurados como dispositivos finais (*end-device*). A transmissão dos dados é realizada de forma *unicast* através de comandos (AT) encaminhados através da porta serial que controla cada módulo. No caso do *Xbee* coordenador, o controlador da porta serial é implementado como um núcleo independente no dispositivo FPGA que gerencia o envio de comandos e recepção dos dados solicitados a cada dispositivo receptor.

A definição dos comandos encaminhados pelo medidor inteligente (*Xbee* Coordenador), até os outros dispositivos da micro-rede, é conseguida através de um servidor WEB implementado no *Single-board computer*, o qual permite acesso remoto às informações de estado e comportamento da micro-rede.

### 4.1 Servidor WEB

O servidor WEB foi implementado empregando o *framework* Dash, o qual é uma ferramenta que permite o desenvolvimento de aplicações WEB utilizando a linguagem de programação Python. Dessa forma, criaram-se rotinas para o gerenciamento do site WEB do medidor inteligente, o controle da porta serial do SBC e, consequentemente, o envio e recepção de dados com o dispositivo FPGA. Nesse sentido, a solicitação de pacotes de dados do SBC ao FPGA é realizado através de um *frame* que segue a estrutura apresentada na Fig. 6, sendo: os primeiros 2 bytes o cabeçalho, seguidos de 1 byte para o comando dos contadores e relés da micro-rede, 3 bytes de comandos para cada inversor (9 bytes no total) e, finalmente, 2 bytes para controle de erro, os quais correspondem aos 16 bits menos significativos da somatória desses primeiros 14 bytes, tipicamente conhecido como CRC16 — *16-bit Cyclic Redundancy Check*

0xAA55	#VarEle	cmd_mg	cmd_Inv1	cmd_Inv2	cmd_Inv3	chksum
2Bytes	2Bytes	1Bytes	3Bytes	3Bytes	3Bytes	2Bytes

Figura 6. Frame de comunicação serial - SBC  $\Rightarrow$  FPGA.

Dessa forma, a interação do usuário com a micro-rede, através do servidor WEB possibilita que algumas funcionalidades possam ser realizadas de forma remota, tais como:

- Habilitação dos inversores Grid-Tie e imposição do fator de deslocamento na componente fundamental.
- Alteração do modo de operação dos inversores off-grid (bypass/inversor).
- Monitoramento dos níveis de tensão e corrente do banco de baterias e das tensões de fase que sustentam os grupos de cargas;
- Troca de modo de operação da micro-rede de isolada para conectada à rede, e vice-versa.
- Conexão/desconexão dos grupos de cargas;
- Visualização do conteúdo harmônico dos sinais de tensão e corrente de fase;
- Verificação do comportamento da micro-rede através dos parâmetros de QEE do padrão IEEE 1459-2010.

Na Fig. 7 é apresentada uma das telas do servidor WEB que viabiliza a interação com os elementos da micro-rede, junto com o comportamento das tensões de fase no PCC. Nela se observam os diferentes comandos que podem ser ativados de forma remota para o acionamento dos contadores e habilitação dos equipamentos da GD.

Os inversores Grid-Tie são comandados de forma remota em outra aba do site WEB. Como se observa na Fig. 8, o fator de deslocamento de cada inversor, operando de forma fixa ou dinâmica. Assim, quando este opera de forma dinâmica, o fator de deslocamento pode ser variado na faixa de 0,8 indutivo a 0,8 capacitivo, com passo de 0,01.

Nesse sentido, com o intuito de demonstrar uma das funcionalidades do medidor inteligente, o comportamento das parcelas de potência ativa, reativa e aparente, da fase C no PCC, é ilustrado na Fig. 9. Observa-se que durante o intervalo de tempo 1, uma carga de natureza resistivo-indutiva é conectada, fazendo com que a tensão  $V_c$  che-



Figura 7. Comandos remotos da micro-rede.

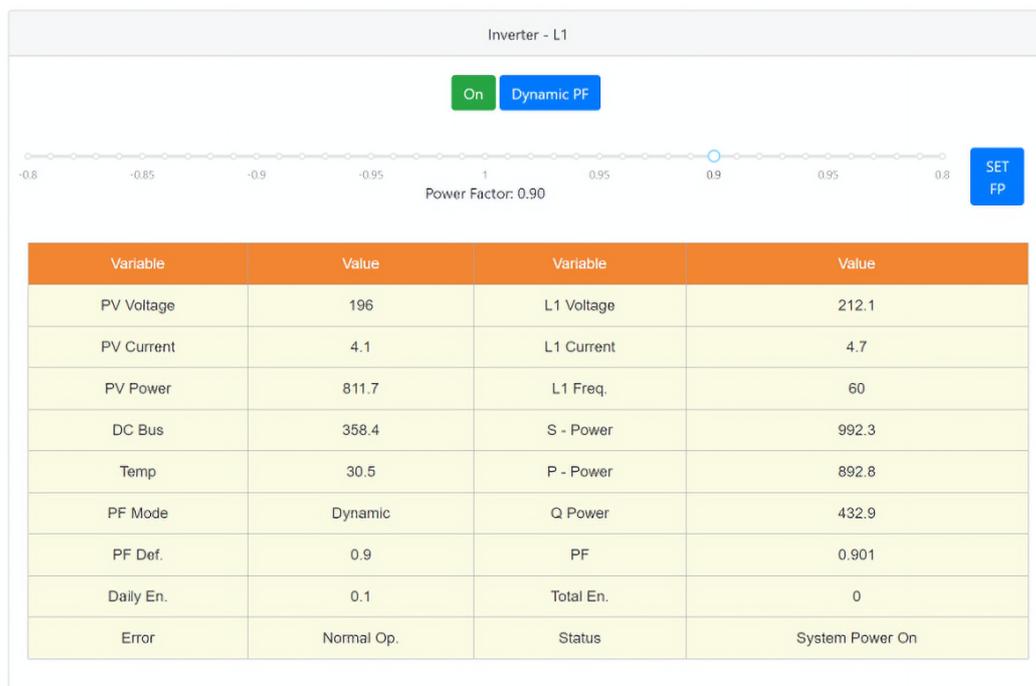


Figura 8. Comandos remotos dos Inversores Grid-Tie.

que na faixa de nível crítico<sup>1</sup>, o que é apresentado na Fig. 10. No intervalo 2, o inversor Grid-Tie da fase C é comandado pelo site WEB para entrar em operação.

<sup>1</sup> Adicionou-se, propositalmente, uma impedância de linha fortemente indutiva para forçar a queda de tensão

Inicialmente, o inversor faz o rastreamento do ponto de máxima potência, o qual impõe certa variação nas parcelas de potência. Como a parcela de potência ativa injetada pelo inversor é superior à potência ativa demandada pela carga, uma quantidade negativa de potência ativa no PCC

é determinada pelo medidor. Finalmente, no intervalo 3, definiu-se remotamente um fator de deslocamento de 0,9, o que resultou em uma redução da potência reativa medida no PCC e, resultando em um aumento do nível de tensão da fase C até a faixa de operação adequada. Destaca-se que os dados apresentados nas Fig. 9 e 10 foram coletados através do banco de dados do medidor inteligente e o site WEB, respectivamente.



Figura 9. Potências Elétricas no PCC.

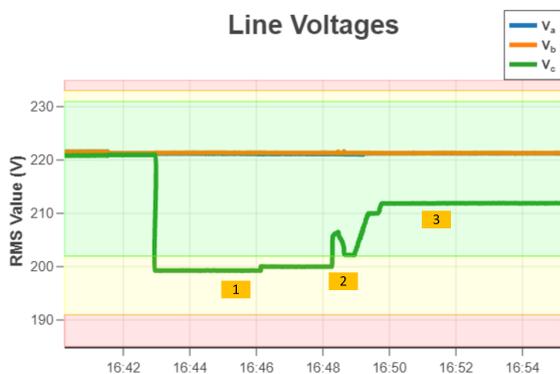


Figura 10. Comportamento das tensões de fase no PCC.

## 5. CONCLUSÃO

A inclusão da plataforma de medição inteligente como interface para o gerenciamento e interação com outros equipamentos da micro-rede de geração distribuída, além de permitir o diagnóstico e verificação da operação do sistema, possibilita a implementação de estratégias de controle para o atendimento de índices de QEE no ponto de acoplamento com a rede de distribuição principal.

O uso de dispositivos como o FPGA no medidor inteligente possibilitou a implementação de sistemas multitarefa com real paralelismo na execução das medições relacionadas a QEE. Tarefas críticas e não críticas são executadas sem mútua interferência, o que poderia acontecer em uma CPU convencional, podendo ocasionar erros de medição e cálculo ou o sobre dimensionamento do poder computacional necessário. Além disso, permite a exploração de outras metodologias para o gerenciamento da micro-rede, como aquelas baseadas em inteligência artificial, deep learning ou técnicas de otimização, sem interferir no cálculo dos parâmetros da QEE. Essas metodologias podem ser utilizadas para a tomada de decisões em função da reconfiguração do sistema e sobre o despacho de energia ativa e reativa, com o propósito de atendimento normativo para os parâmetros de QEE e de regulação de tensão da micro-rede, através de controles remotos.

A comunicação sem fio com o protocolo ZigBee, escolhido devido à sua robustez em ambientes industriais e alcance relativamente longo (Mendez-Villalon et al., 2016), também se provou um dos mais atrativos em ambientes de rede inteligente. Este protocolo permite a fácil inclusão de novos dispositivos na micro-rede, mantendo o medidor de energia como gerenciador e interface de acesso ao estado dos diferentes pontos de interesse da micro-rede.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a FEPISA pelo suporte e financiamento desta pesquisa, através do projeto de P&D ANEEL/Eletrabras/CEAL/Equatorial.

## REFERÊNCIAS

- Alves, M.G., Melo, G.A., Canesin, C.A., and de Brito, M.A.G. (2018). Photovoltaic micro-grid for gd with active and reactive power injection control for connected and islanded operation. In *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 1–6.
- ANBT (2012). *NBR IEC 62116:2012: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, Rio de Janeiro.
- ANBT (2013). *NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, Rio de Janeiro.
- ANEEL (2018). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
- de Brito, M.A.G., Galotto, L., Sampaio, L.P., d. A. e Melo, G., and Canesin, C.A. (2013). Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. *IEEE Trans. on Ind. Electronics*, 60(3), 1156–1167.
- De Oro Arenas, L., Melo, G.A., and Canesin, C.A. (2017). Fpga-based power meter implementation for three-phase three-wire and four-wire power systems, according to iec 1459-2010 standard. In *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, 1–6.
- EPE (2019). *Balanco energético nacional 2019: Ano base 2018*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.
- Kansal, S., Kumar, V., and Tyagi, B. (2013). Optimal placement of different type of dg sources in distribution networks. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 53, 752 – 760.
- Kechroud, A., Ribeiro, P.F., and Kling, W.L. (2014). Distributed generation support for voltage regulation: An adaptive approach. *Electric Power Systems Research*, 107, 213 – 220.
- Mendez-Villalon, A., Greedy, S., and Thomas, D.W.P. (2016). Robustness study of zigbee networks in an em environment for railway signalling systems. In *2016 IEEE International Conference on Intelligent Rail Transportation (ICIRT)*, 55–60.
- Palacios-García, E.J., Guan, Y., Savaghebi, M., Vásquez, J.C., Guerrero, J.M., Moreno-Munoz, A., and Ipsen, B.S. (2015). Smart metering system for microgrids. In *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 003289–003294.