



# PROPOSTA E DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA PARA DETECÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Marlon Franco Santos<sup>\*1</sup>, Gabriel Queiroz Rodrigues<sup>1</sup> e Wanderson Rainer Hilario de Araujo<sup>1</sup>

<sup>1</sup>PUC Goiás - Pontifícia Universidade Católica de Goiás

**Resumo** - O objetivo deste documento é propor e exibir por meio de experimentação em bancada o desenvolvimento de um sistema de detecção de perdas não técnicas para rede de distribuição empregando medição de baixo custo e sistema microprocessado, obtendo uma indicação de perda não técnica com a comparação de medições em pontos distintos. Foi obtido um sistema com precisão de medição aceitável para âmbito acadêmico e comunicação sem fio comprovada em testes em diferentes distâncias no qual todos os teste efetuados obtiveram resultados satisfatórios.

**Palavras-Chave**- Medição de consumo, microcontrolador, perdas não técnicas, rede de distribuição, furto de energia.

## PROPOSAL AND DEVELOPMENT OF A NON-TECHNICAL LOSSES DETECTION SYSTEM ON ELECTRICAL ENERGY DISTRIBUTION NETWORK

**Abstract** - The objective of this document is to propose and show by practical experiment the development of a non-technical losses detection system on electrical energy distribution network using low cost measurement and microprocessed systems, obtaining an indication of non-technical loss by comparing measurements at different points. The developed system has an acceptable measurement accuracy for academic scope and the wireless communication was verified at different distances, where all tests performed obtained satisfactory results.

**Keywords** - Consumption measurement, distribution network, energy theft, microcontroller, non-technical losses.

## I. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência, normalmente segmentados em etapas de geração, transmissão e distribuição, possuem como objetivo entregar a energia elétrica, de forma ininterrupta, para os consumidores independente de sua categoria: industrial, comercial ou residencial.

Contudo, desde a etapa de geração da energia até a entrega para o consumidor final, vários são os fatores que acarretam em perdas de energia em todas as três etapas. Tais perdas podem ser categorizadas como perdas técnicas ou perdas comerciais (também denominadas perdas não técnicas).

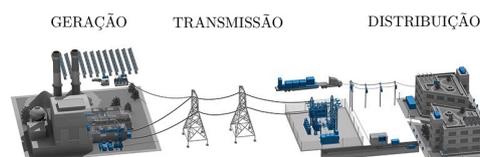
As perdas comerciais apresentam valores consideráveis em algumas concessionárias no Brasil, o que pode acarretar em consequências negativas como até mesmo o aumento do valor da tarifa.

Este trabalho apresenta uma proposta de sistema para monitorar a energia elétrica trafegada na etapa de distribuição de um sistema elétrico de potência, bem como o consumo individual de unidades consumidoras de forma a indicar possíveis pontos onde ocorrem perdas não técnicas. Além da indicação da possibilidade de fraude, especialmente na medição, o sistema possibilita também apresentar alguns fatores de continuidade do fornecimento. Além da proposta, o sistema é implementado experimentalmente em laboratório de forma a possibilitar a avaliação de seu desempenho em relação às medições e confiabilidade no sistema de telemetria que é estabelecido.

## II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Sistemas elétricos de potência envolvem várias etapas que vão desde a geração da energia elétrica até a distribuição para os consumidores finais. A etapa de transmissão, concentrada entre a geração e o consumo final, tem como função transportar a energia elétrica das fontes até as cargas, conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1: Ilustração das etapas de geração, transmissão e distribuição de um sistema elétrico de potência [11].



Contudo, em todas as etapas do processo podem ocorrer perdas, impactando negativamente no rendimento do sistema. Desta forma, é interessante que estejam disponíveis, do ponto de vista tecnológico, sistemas com capacidade de identificação e/ou medição de tais perdas, de forma a garantir maior

\*marlon.eng.franco@gmail.com

segurança e eficiência para o sistema elétrico.

### A. Perdas no Sistema Elétrico de Distribuição

As perdas nas redes de distribuição de energia podem ser categorizadas como perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas resultam basicamente de perdas de efeito Joule nos elementos da rede como cabos e transformadores e não são levadas em consideração pelos medidores de energia. Essas perdas, no entanto, são calculadas durante as etapas de projeto e construção das redes de distribuição de energia. As concessionárias normalmente possuem valores estimados para estas perdas. Quando as perdas de faturamento se tornam superior às perdas técnicas projetadas, perdas não técnicas começam a desempenhar um papel importante. As perdas não técnicas são devido às conexões ilegais ou medidores de energia adulterados [1].

As perdas não-técnicas, objetivo deste estudo, são provenientes de inadimplência e/ou perdas administrativas, tratando-se de perdas que ocorrem por ações externas à rede elétrica. Alguns dos fatores que consistem nas perdas não-técnicas são: i) tarifação errônea, ii) leitura falsa das medições, iii) falta de pagamento, iv) furto de energia, entre outros [2]. O furto de energia traz um prejuízo a todo o sistema elétrico em virtude da redução na receita.

Como exemplo quantitativo, a Tabela I mostra os valores apurados pela concessionária local (ENEL GO) em relação às perdas comerciais entre os anos de 2008 e 2017.

Tabela 1: Perdas comerciais nos últimos anos (ENEL GO)

ANO	PERDA TÉCNICA (%)	NÃO TÉCNICA (%)
2008	6,01	
2009	5,50	
2010	4,89	
2011	5,62	
2012	5,95	
2013	6,31	
2014	7,92	
2015	4,96	
2016	6,96	
2017	4,57	

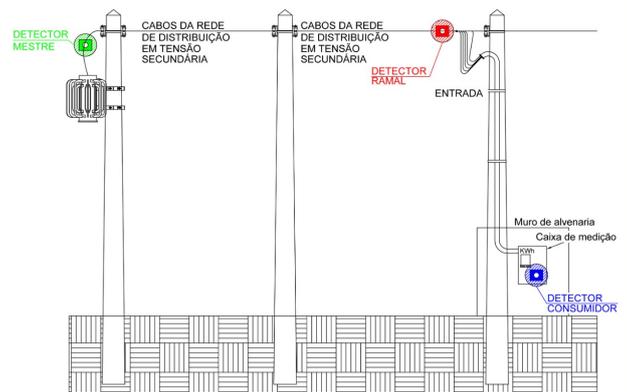
Os dados apresentados pelo informativo de gestão do setor elétrico, proporcionado pelo Ministério de Minas e Energia, apontam que outras concessionárias possuem perdas que alcançam 40%. Logo, justifica-se a proposta e o desenvolvimento de sistemas que possam monitorar e indicar possíveis desvios de energia elétrica que possam contribuir com indicadores semelhantes ao da Tabela I.

### B. Sistemas de Medição na Rede de Distribuição

Como o objetivo deste estudo é centralizado na detecção de perdas não técnicas, o cenário em análise compreende, sobretudo, as redes de distribuição de energia. A rede de distribuição é a parte final do sistema elétrico, normalmente composta pelo circuito que começa no secundário do transformador abaixador. O objetivo principal da rede de distribuição é atender as unidades consumidoras. Esse atendimento é feito por meio de um único ramal de ligação, que também pode ser aéreo ou subterrâneo.

A Figura 2 ilustra o diagrama de uma rede básica de distribuição para unidades consumidoras residenciais.

Figura 2: Ilustração do posicionamento dos nós da rede de detecção.



De acordo com a norma NTC-04, norma técnica da ENEL-GO que trata do fornecimento de Energia elétrica em tensão secundária, a caixa de medição deverá estar com a parte frontal acessível aos profissionais credenciados da concessionária pelo lado da rua, e somente os mesmos têm permissão de acesso ao interior da caixa de medição, sob pena de corte no fornecimento de energia elétrica para o consumidor, sendo que somente o disjuntor de proteção geral está acessível às demais pessoas.

Na Figura 2, é possível perceber que a interface entre a unidade consumidora e a empresa fornecedora de energia é o medidor. Desta forma, o maior índice de fraudes que acarretam na potencialização das perdas comerciais está localizado no medidor [3]. Tais fraudes são integradas especialmente por: i) ligações diretas à rede realizando *bypass* no medidor, ii) interrupção da conexão do neutro incorporando uma ligação em sistema de aterramento eficiente, iii) inserção de objetos no medidor que retardem a rotação do disco de alumínio (quando o medidor é eletromecânico), iv) manter o medidor em uma posição inclinada para que o disco diminua sua velocidade de rotação ou colocar o medidor na posição horizontal para que a medição seja parada, v) reverter as conexões entre o ramal de entrada e a carga através dos terminais, o que em sistemas trifásicos pode acarretar em erro de medição de 100% e vi) fazer ligação direta de uma fase ou neutro por trás do medidor com o objetivo de paralisar a medição.

Estes são alguns exemplos, entre vários outros, de fraudes que podem ser aplicadas em medidores eletromecânicos e/ou eletrônicos, mas que são baseadas na adulteração do medidor ou seu funcionamento.

De acordo com [2], as fraudes no fornecimento em baixa tensão ocorrem, em sua maioria, nos pontos de medição. Desta forma, o método mais comum para mensurar as perdas não-técnicas por posto de transformação é:

$$PNT_k = ET_k - \sum_{j=1}^n EC_{kj} - PT_k \quad (1)$$

onde:

$PNT_k$  são as perdas não técnicas no segmento de baixa tensão suprido pelo transformador  $k$ ;

$PT_k$  são as perdas técnicas no segmento de baixa tensão suprido pelo transformador  $k$ ;

$ET_k$  é a energia total medida no transformador  $k$ ;

$\sum_{j=1}^n EC_{kj}$  é soma dos consumos dos  $n$  consumidores supridos pelo transformador  $k$ .

Desta forma, assim como proposto por [2] e [3], para estes casos é adequada a instalação de equipamentos categorizados como *smart metering*, capazes de comparar a medição entre vários pontos. Tais equipamentos normalmente são empregados por dispositivos como i) microcontroladores, ii) sensores e condicionadores de sinal e iii) transceptores para comunicação de dados.

Embora [7] apresente um método indireto com análise de dados para indicação de possíveis desvios na medição, empregando histórico de dados, este trabalho propõe um sistema de medição direta em vários pontos da rede de distribuição e, através da comparação dos valores medidos, possibilitar a indicação de perdas não-técnicas apontando diretamente a unidade consumidora.

A seguir será apresentada a metodologia desenvolvida neste trabalho, que consiste no desenvolvimento de *nós sensores* a serem instalados em diversos pontos da rede de distribuição de forma a possibilitar a indicação de possíveis fraudes na medição em unidades consumidoras.

### III. METODOLOGIA

Conforme exposto anteriormente, este trabalho tem como objetivo propor e desenvolver um sistema que monitore o consumo de unidades consumidoras residenciais e comerciais em redes de distribuição urbanas de forma a sinalizar possíveis fraudes envolvendo a etapa de medição. Para isto, é proposta uma rede de sensores sem fio que possa identificar possíveis desvios nos valores de correntes medidas devidamente nos medidores, nos ramais e nos transformadores de cada circuito de um determinado alimentador. A Figura 2 ilustra o posicionamento de cada *nó sensor* na rede de distribuição.

Conforme ilustrado na Figura 2, a rede é composta por três tipos diferentes de *nós sensores*, sendo eles:

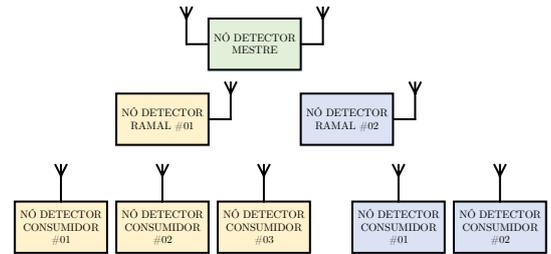
- **nó detector mestre:** este nó efetua medições de corrente de saída do transformador de distribuição e da temperatura do mesmo. Estas medidas permitem efetuar indicações de manutenção e também se o transformador opera próximo à sua capacidade de fornecimento de potência;
- **nó detector ramal:** este nó, localizado no poste, efetua medições das correntes que divergem de cada um dos ramais de ligação do poste onde está posicionado;
- **nó detector consumidor:** este nó deve ser posicionado no interior da caixa de medição de forma a aferir a corrente que sai para a carga. O posicionamento deste nó deve ser protegido pelo lacre da caixa de medição, sob penalidade de infração caso o lacre seja adulterado, como já previsto nas normas das concessionárias.

Com a distribuição de *nós sensores* indicada na Figura 3, é possível efetuar a comparação dos valores de corrente que saem de cada um dos ramais com suas respectivas unidades consumidoras. Desta forma, caso haja divergência entre o valor da corrente percorrida no ramal e a corrente detectada pelo

medidor da concessionária, o próprio sistema fornece a indicação de possibilidade de fraude na medição.

Conforme exposto anteriormente, o sistema proposto foi desenvolvido em laboratório, com uma plataforma experimental que considera dois postes de distribuição: um com dois ramais e outro com três. A implementação experimental foi desenvolvida em alimentação monofásica. Desta forma, uma rede de sensores deve ser criada de acordo com a topologia ilustrada na Figura 3.

Figura 3: Topologia da rede de sensores sem fio com os nós detectores.



Sendo assim, para composição da rede, os procedimentos de pesquisa e de experimentação foram executados conforme as seções apresentadas a seguir.

#### A. Dimensionamento dos dispositivos a serem empregados

Inicialmente, foram levantados os requisitos de funcionamento de cada um dos nós da rede. De posse das necessidades de processamento, memória e periféricos para cada nó, foram estabelecidas as características dos microcontroladores que seriam parte integrante de cada tipo de nó detector. O levantamento de requisitos de cada nó da rede estabelece que os mesmos devem ser compostos pelos seguintes recursos:

- **nó detector mestre:** composto por duas portas de comunicação USART (*Universal Synchronous Asynchronous Receiver Transmitter* - Transmissor/Receptor Universal Síncrono e Assíncrono), duas entradas analógicas com conversores A/D de 10 bits e uma porta de comunicação SPI (*Serial Peripheral Interface*);
- **nó detector ramal:** composto por uma porta de comunicação USART e três entradas analógicas com conversores A/D de 10 bits;
- **nó detector consumidor:** composto por uma porta de comunicação USART e uma entrada analógica com conversor A/D de 10 bits.

Este dimensionamento possui como função minimizar o custo de cada *nó sensor* da rede evitando o superdimensionamento dos dispositivos de microprocessamento.

O microcontrolador para esta aplicação é importante não só para a transmissão dos dados via transceptor. Como o sistema envolve dispositivos de medição, é importante fazer com que a detecção dos valores de corrente nos ramais e nas caixas de medição seja a mais confiável possível. Muito embora existam sistemas que monitorem o valor de corrente apenas pelo pico da senoide [9], ou seja:

$$I_{RMS} = \frac{I_P}{\sqrt{2}} \quad (2)$$

onde  $I_{RMS}$  é o valor eficaz da corrente e  $I_P$  é o valor de pico medido pelo microcontrolador. Desta forma, assume-se que a corrente possui comportamento puramente senoidal.

Neste trabalho foi aplicada nos códigos dos microcontroladores a definição de valor eficaz [10], ou seja:

$$I_{RMS} = \frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 \cdot dt \quad (3)$$

onde  $i(t)$  é o valor da corrente no tempo e  $T$  é o período de amostragem, pois desta forma, mesmo com algumas distorções é possível medir o valor eficaz da corrente de forma mais adequada.

Em relação aos sensores dos nós detectores, como normalmente os sensores possuem sinais de saída que não são compatíveis com as entradas analógicas do microcontrolador, foram realizadas pesquisas sobre sensores de corrente e de temperatura. Os sensores de corrente são necessários para medir as correntes do transformador de distribuição, dos ramais de ligação e das caixas de medição, a fim de implementar uma comparação com os valores medidos via rede RF (radiofrequência) ilustrada na Figura 3. Como a corrente a ser medida é alternada, é necessário que a mesma seja convertida para tensão, tendo em vista que as entradas analógicas dos microcontroladores são de tensão e, além disto, deve ser adicionado um *offset* (componente CC) ao sinal medido para eliminar os valores negativos de tensão.

Como o sensor de temperatura tem como objetivo medir eventuais excessos de calor na carcaça do transformador, foi necessário buscar um dispositivo que alcance temperaturas elevadas. Da mesma forma, é necessário o circuito de condicionamento do sinal para posterior aplicação à entrada analógica do microcontrolador do nó detector mestre.

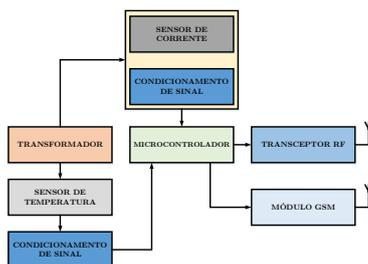
Por fim, considerando o raio de abrangência da comunicação RF para estabelecimento da rede de sensores sem fio ilustrada na Figura 3, foram definidos os parâmetros relacionados aos transceptores RF a serem empregados nos nós detectores. Parâmetros como potência de transmissão, tensão de operação, custo e alcance foram considerados para a escolha do módulo.

### B. Elaboração do diagrama esquemático e protótipos dos nós sensores

De posse das especificações técnicas dos elementos integrantes de cada nó detector, foram elaborados os diagramas de blocos dos nós para posterior projeto das placas de circuito impresso.

Inicialmente, foi definido o diagrama em blocos do nó detector mestre, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4: Diagrama de blocos do nó detector mestre.



Neste caso, o microcontrolador está associado a um sensor de temperatura e seu respectivo circuito de condicionamento de sinal com o objetivo de monitoramento da temperatura da carcaça do transformador.

O sensor de corrente, por se tratar de um sinal senoidal, optou-se por empregar algum tipo de sensor que já tenha o condicionamento de sinal integrado, com o objetivo de monitoramento da corrente de saída do transformador.

Por fim, o transceptor RF estabelece a comunicação entre os demais nós detectores da rede, conforme ilustrado na Figura 3 e o módulo GSM (*Global System for Mobile Communications*) transmite, para uma página web, as informações de carga do transformador e das possíveis ocorrências de fraudes na rede monitorada. Por isso a necessidade de um microcontrolador com duas portas de comunicação USART como mencionado anteriormente.

Para os nós detectores ramal e consumidor, a estrutura é a mesma, com exceção da quantidade de entradas analógicas e sensores de corrente, pois os nós detectores ramal possuem até três entradas analógicas com sensores de corrente e os nós detectores consumidor possuem apenas uma leitura para a caixa de medição.

## IV. RESULTADOS OBTIDOS

Para a implementação experimental foi desenvolvida uma placa para cada tipo de **nó sensor**, o diagrama esquemático e *layout* 3D da placa de circuito impresso desenvolvidos para a placa **nó sensor** consumidor pode ser visto na Figura 5 e na Figura 6 respectivamente. Os resultados dos experimentos serão apresentados a seguir.

Figura 5: Diagrama esquemático do nó detector consumidor.

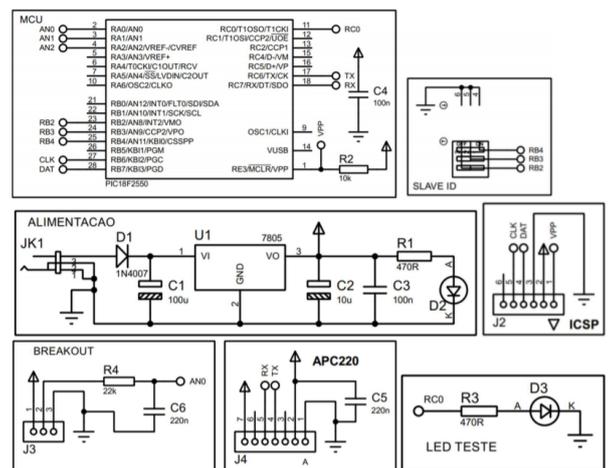
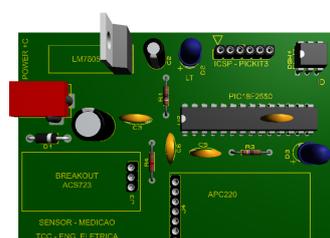


Figura 6: *Layout* da placa de circuito impresso do nó detector consumidor.



### A. Sensor de corrente

Para a medição de corrente foi escolhido um transdutor de corrente por Efeito Hall, o circuito integrado (CI) ACS723, o mesmo pode efetuar a medição de correntes CA e CC com precisão aceitável. O CI escolhido tem como corrente máxima 5A e tensão de alimentação de 5V, a resolução do mesmo é de  $400mV/A$  conforme estabelecido no manual do fabricante. O sinal resultante da medição é senoidal, com um *offset* de 2,5V, ou seja, conforme mencionado, o sensor já proporciona na saída um ajuste de *offset* para eliminar os valores negativos de tensão para o conversor A/D do microcontrolador.

Devido à resolução do CI não ser adequada para medição de baixas correntes, foi adotada a *breakout* SEN-14544 que contém, além do ACS723, um circuito para condicionamento do sinal, sendo possível alterar a resolução da medição, contudo a alteração pode trazer mudanças no valor do *offset*. Além do controle da resolução, também há o controle de *offset*, podendo assim contornar esse problema.

Como apresentado anteriormente, o sinal de saída é senoidal, portanto, para um valor concreto há a necessidade de se obter o valor RMS (*root mean square* - raiz média quadrática) da onda.

### B. Comparação de Medição

Para a calibração foi utilizado como carga uma lâmpada incandescente com 150W de potência, como equipamento de medição comercial foi usado o multímetro da *minipa* modelo ET-2702 (*TRUE RMS*) efetuando as leituras de correntes para as comparações, buscando uma relação de 1:1 entre a corrente medida pelo equipamento comercial e a tensão lida pelo conversor A/D do microcontrolador.

Em posse de lâmpadas de potência variadas, foram efetuadas comparações dos valores lidos por ambos equipamentos para comprovar a eficácia do medidor desenvolvido, como pode ser visto na Tabela II.

Tabela 2: Comparações de medição com cargas variadas

Potência da carga (W)	Multímetro comercial (A)	Medidor desenvolvido (A)	Erro relativo (%)
60	0,280	0,27	3,57
85	0,402	0,39	2,99
120	0,553	0,53	4,16
180	0,823	0,80	2,79
210	0,980	0,94	4,08
270	1,256	1,21	3,66

### C. Comunicação RF

O transmissor sem fio foi escolhido devido a praticidade de uso, excluindo a necessidade de condicionamento do sinal. Utilizando interface *TTL/Serial*, o mesmo possui tensão de operação de 5V, com frequência de operação ajustável entre 418 e 455MHz e taxa de transmissão de até 19,2kbps. O mesmo acompanha um adaptador *USB – TTL* que é utilizado para gravar as configurações no mesmo e também para utilizá-lo em computadores.

### D. Tempo de transmissão

De modo a garantir a integridade das transmissões foram feitos dois tipos de testes no que diz respeito a velocidade de transmissão e tempo de resposta, com a medição do tempo entre a requisição para cada uma das placas nó ramal conforme Tabela III.

Tabela 3: Latência da rede por baud rate (taxa de comunicação)

Baud rate (bps)	Ramal 1 (s)	Ramal 2 (s)	Tempo total (s)
2400	7,07	5,06	12,13
4800	5,89	4,12	10,01
9600	5,24	3,87	9,11

### E. Microcontrolador

Conforme ilustrado na Figura 4 a quantidade máxima de sensores de corrente associados ao microcontrolador é 3, com necessidade de apenas uma USART para comunicação sem fio. Além disso, foi utilizado a versão gratuita do compilador *XC8* que não inclui otimização de código, portanto, requerendo uma quantidade maior de memória *Flash*. O microcontrolador utilizado foi o PIC18F2550, o mesmo conta com 10 canais A/D de 10 bits e uma USART, possuindo 32kB de *Flash* e 2kB de *RAM*, conforme manual do fabricante.

Como exposto anteriormente, o sensor de corrente, por conta do condicionamento do sinal, ele tem duas componentes a CA e CC. Portanto é possível extrair ambos componentes, porém o algoritmo empregado não há a necessidade de se obter o *offset* previamente, podendo apenas efetuar a leitura das amostras durante o período da onda de 60Hz.

O tipo de comunicação de rede projetado foi o *polling*. Sendo assim, o programa dos nó detectores foram feitos de forma que apenas agiriam sob uma requisição. Portanto, o supervisor faz uma requisição a um dos nós detectores ramal e os mesmos fazem uma requisição aos nós detectores consumidor que estão sendo alimentados por eles. Ao receber a resposta requisitada do nó detector consumidor, uma resposta completa, contendo os valores medidos pelo nó detector medidor e os valores recebido por ele, são enviados de volta ao supervisor.

A diferença entre os programas do nó detector ramal e consumidor é que o primeiro além da leitura das correntes do próprio nó, ainda recebe por transmissão RF o resultado do nó detector consumidor e o transmite de volta ao supervisor.

### F. Arquitetura da rede

Originalmente, com o objetivo de simular um circuito reduzido da rede de distribuição foi desenvolvido uma arquitetura que consistiria em um transformador e a confecção de três tipos diferentes de nós detectores sendo eles: consumidor, ramal e mestre, onde o mestre, além de ser responsável por gerenciar todos os outros nós, também faria a leitura da temperatura do transformador e analisaria a corrente que ele fornecia a rede, além de enviar os valores recebidos para um website que seria responsável pelas análises. Porém, por razões relacionadas ao tempo de desenvolvimento, o nó detector mestre foi substituído por um sistema SCADA (*Supervisory*

*Control and Data Acquisition*) desenvolvido sob a plataforma .NET, da Microsoft™.

O sistema SCADA foi concebido de forma que desvios de corrente superiores a 25% entre o ramal e o medidor indica a possibilidade de fraude na respectiva unidade consumidora. Esse percentual foi adotado para que pequenas divergências de medição decorrentes da precisão dos medidores pudessem ser desconsideradas.

O circuito final de simulação segue a seguinte composição: um transformador 220/220V com potência nominal de 1100VA, dois detectores do nó ramal, que representam dois postes e cinco detectores do nó detector consumidor, que representam as unidades consumidoras. O nó detector ramal 1 é responsável por três unidades consumidoras enquanto o ramal 2 por duas. Toda a simulação foi feita em tensão de distribuição secundária monofásica.

A comunicação sem fio se deu por um protocolo simples, contendo, na requisição apenas quatro *bytes*, sendo eles: i) início de pacote, ii) endereço, iii) comando e iv) fim de pacote. Já a resposta o protocolo se deu por igual, porém com a inclusão do valor lido pelo nó detector com duas casas decimais após o comando. De forma a utilizar um único programa para todos os nós detectores consumidor foi utilizado uma seleção de endereço externo, deste modo bastaria apenas um controle manual para a seleção dos mesmos.

Para o funcionamento ininterrupto da rede sem fio foi projetado um *timeout* (tempo máximo sem resposta), portanto eventuais defeitos em algum nó detector ou falhas de comunicação não acarretam na paralisação total da rede. O tempo do *timeout* foi definido de acordo com o tempo máximo entre a requisição e resposta dos nó detectores conforme visto anteriormente na Tabela III, nos testes em bancada foram retirados alguns dos transmissores sem fio a modo de comprovar a eficácia da utilização desta técnica.

## V. CONCLUSÕES

Considerando os percentuais de perdas não técnicas constatados por algumas concessionárias de energia elétrica no Brasil e no exterior, percebe-se que, entre as variadas fontes de perdas, o desvio da corrente elétrica consumida, especialmente na etapa de medição, se caracteriza como uma das mais comuns. Desta forma, este trabalho apresenta um sistema como alternativa de indicação de possíveis perdas desta natureza, efetuando a medição e comparação da energia elétrica, através da corrente, em etapas como o ramal de ligação e a caixa de medição. O desenvolvimento do sistema apresentou alguns obstáculos, como a medição de corrente empregando sistemas microprocessados de baixo custo, especialmente no que diz respeito às ferramentas de desenvolvimento, além do sensor de corrente ter um comportamento diferente no circuito de um medidor tradicional.

## REFERÊNCIAS

[1] N. Penner, A. L. Bettiol, J. A. Cortina, L. F. d. N. Passos, A. Carniato and R. P. Martin, "Equipment for moni-

toring and combating of non-technical losses in distribution networks: Design and preliminary results,"*2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Cluj-Napoca, 2014, pp. 1-4.

- [2] H. O. Henriques and M. R. L. S. Correa, "Use of smart grids to monitor technical losses to improve non-technical losses estimation,"*2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, Niteroi, 2018, pp. 1-6.
- [3] R. Alves, P. Casanova, E. Quirogas, O. Ravelo and W. Gimenez, "Reduction of Non-Technical Losses by Modernization and Updating of Measurement Systems,"*2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Caracas, 2006, pp. 1-5.
- [4] J. Romero Agüero, "Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction,"*PES T&D 2012*, Orlando, FL, 2012, pp. 1-8.
- [5] Yuan-Liang Lo, Shih-Che Huang and Chan-Nan Lu, "Non-technical loss detection using smart distribution network measurement data,"*IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, 2012, pp. 1-5.
- [6] A. A. Chauhan, "Non-Technical Losses in Power System and Monitoring of Electricity Theft over Low-Tension Poles,"*2015 Second International Conference on Advances in Computing and Communication Engineering*, Dehradun, 2015, pp. 280-284.
- [7] F. D. Giraldo, H. Rivera, J. A. Porras and B. S. Acosta, "Identification of non-technical electricity losses in power distribution systems by applying techniques of information analysis and visualization,"in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 3, pp. 659-664, March 2015.
- [8] G. A. Quintero Rojas and R. A. Gallego, "Advanced analytics for non technical losses of energy,"*2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, Montevideo, 2015, pp. 579-584.
- [9] M. B. Khan and M. Owais, "Automatic power factor correction unit,"*2016 International Conference on Computing, Electronic and Electrical Engineering (ICE Cube)*, Quetta, 2016, pp. 283-288.
- [10] C. De Capua, S. De Falco, A. Liccardo and E. Romeo, "A dsPic-based measurement system for the evaluation of voltage sag severity through new power quality indexes,"*IEEE Symposium on Virtual Environments, Human-Computer Interfaces and Measurement Systems*, 2005., Messina, Italy, 2005, pp. 5 pp.-.
- [11] W. Blume, Steven. (2016). *Electric Power System Basics for the Nonelectrical Professional*, Wiley-IEEE Press; 2ª Edição, 2016.