

1. INTRODUÇÃO

Quando o filósofo grego Tales de Mileto esfregou um âmbar a um pedaço de lã por volta de 500 a.c (Pinto, 2007), criou o primeiro registro de cargas elétricas na história da humanidade. A descoberta abriu as portas para que mais tarde outros estudiosos construíssem invenções como a pilha seca, baterias, e outros dispositivos, que tornando as cargas elétricas, vitais para a humanidade.

Hoje em dia a demanda por energia elétrica é cada vez maior. Com isto, a manutenção das fontes geradoras e sua expansão é motivo de preocupação em todo o mundo.

A energia elétrica alavancou a revolução industrial, o desenvolvimento tecnológico e é fonte e sinônimo de modernidade nos quatro cantos do mundo. Mas diante de tamanha modernidade e tecnologia, no Brasil hoje há o setor de medição de energia elétrica que trabalha de forma retrógrada como no século passado, e que não acompanhou os níveis de modernidade alcançados em todas as áreas onde a eletricidade se faz presente. (CAMARGO, 2009).

A medição do consumo de eletricidade pelos consumidores no Brasil ainda é muito defasada, funcionando da seguinte forma: um profissional, conhecido como leiturista, percorre longas distâncias com um equipamento chamado microcoletor, deslocando até cada unidade consumidora para fazer a medição do consumo em kWh equivalente a um determinado período, que normalmente é de um mês segundo dados da CEMIG. Atualmente os leituristas tem que enfrentar sol, chuva, animais peçonhentos e/ou domésticos, longas distâncias, instalações perigosas, áreas de risco, e muitos outros problemas para realizar um trabalho que poderia ser facilmente eliminado com a utilização de formas mais modernas de medição já disponíveis em outros países e até mesmo em alguns locais no Brasil.

Segundo Oliveira, (2012) há um novo ramo de desenvolvimento tecnológico que tem a finalidade de tornar as redes elétricas convencionais em redes mais modernas, seguras e eficientes, facilitando o trabalho dos profissionais envolvidos na área, o controle por parte das empresas que geram esses serviços e maior transparência, segurança e comodidade para os consumidores. Pode-se citar como exemplo o método adotado nos países Europeus, onde o sistema de medição é

totalmente online, e muito mais eficiente do que o modelo adotado na maior parte do Brasil.

Este modelo de medição *online*, também conhecido como medição inteligente, necessita de um planejamento eficiente e o auxílio de diversos equipamentos, conforme sera demonstrado no trabalho. Tais equipamentos e o planejamento são necessários para que as informações geradas pelo sistema, vençam as longas distâncias entre as unidades consumidoras e o centro de medição, e possibilite uma maior eficiência na medição do consumo de energia elétrica.

Para uma possível implantação desses sistemas de medição automatizada na cidade de Caratinga – MG, foi realizado um estudo das formas de transmissão de dados e infraestrutura necessária para a adoção deste sistema, análise dos projetos já existentes realizados pelas empresas de energia elétrica: CEMIG e COELBA. Além de uma coleta de dados realizada para estimar os custos do sistema atual e custos futuros, a fim de elaborar um plano de investimento com uma relação de gastos operacionais e os custos com a integração do novo sistema.

Tal estudo foi elaborado para discutir a viabilidade econômica dessa nova forma de medição, tomando como base o município de Caratinga, a fim de obter uma leitura mais segura, insentando-a de grandes intervenções humanas, empregando no município tecnologias já existentes.

Um referencial teórico foi elaborado para definir a estrutura do sistema elétrico que dá suporte à medição e apresentar as tecnologias e equipamentos que possibilitam a implantação do novo sistema de medição.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

No presente capítulo será abordada a parte teórica e conceitual do estudo. Abordando em cada tópico assuntos que ajudam na compreensão do trabalho.

2.1 Eletricidade

Segundo (WEG, 2012), a eletricidade é a forma mais fácil de transportar energia elétrica para a utilização em qualquer tipo de processo. Surgindo como forma de substituir a energia da máquina a vapor, ela foi a responsável por uma das mais radicais mudanças ocorridas no século XIX. (WEG, 2012)

Energia, por definição física, é a quantidade de trabalho que um sistema é capaz de fornecer. (WEG, 2012). E que segundo as leis da própria física, não pode ser criada, consumida nem perdida, somente transformada e transmitida.

A energia elétrica é gerada em regiões distantes dos centros de consumo. Dessa forma ela deve ser transportada para as unidades consumidoras que a utilizam para gerar trabalho útil, ao alimentar motores utilizados no beneficiamento da indústria, na iluminação e em outras aplicações importantes que garantem o bem estar da sociedade de forma geral. (WEG, 2012).

A energia elétrica passa por diversas redes até chegar ao consumidor final, interligando os centros de consumo as unidades geradoras. A seguir serão abordadas algumas destas redes que distribuem a eletricidade até as unidades de consumo.

2.2 Redes de Distribuição de Energia

A energia elétrica passa por diversos tipos de transformação para chegar ao consumidor final. Estes processos modificam os níveis de tensão e corrente a fim de diminuir as inerentes perdas que ocorrem no processo de transmissão. (APPEL, 2012).

A energia elétrica percorre um longo caminho até chegar ao consumidor e este poder utilizá-la. A produção ou geração é a primeira etapa desse caminho, cujas tensões variam segundo (MICHELS, 2007) entre 220/380 até 1.000V.

Após ser gerada a energia entra em subestações elevadoras, onde as tensões são elevadas a níveis de maiores tensões, chamados de níveis de transmissão. As tensões variam de 69 kV a 512kV neste nível, sendo que as mais usadas são 69kV, 138kV, 256kV e 512kV. (MICHELS, 2007).

As altas tensões são utilizadas com o propósito de reduzir a corrente elétrica, minimizando as perdas pela dissipação de calor (efeito joule). Esse fenômeno ocorre quando há uma corrente muito alta passa por um condutor aquecendo-o gerando perdas e dependendo do valor da corrente podendo danificar o condutor até mesmo rompendo-o. A elevação dos níveis de tensão e também são utilizados com o propósito de minimizar a queda de tensão que ocorre ao longo dos cabos, já que as redes são muito extensas ultrapassando milhares de quilômetros, ocorrendo quedas consideráveis nos níveis de tensão e em alguns casos até a elevação da tensão devido a outros fenômenos. Essas são chamadas Redes de Transmissão. (MICHELS, 2007).

Após o percurso pelas redes de transmissão a energia chega às cidades, onde sofre uma redução do nível de tensão, a fim de chegar aos níveis de distribuição, que são tensões inferiores a 69kV. (MICHELS, 2007).

Na distribuição a energia sai de uma central que realiza a redução progressiva da tensão, essa central é chamada de subestação rebaixadora, e a energia percorre toda a cidade através das redes de distribuição urbanas (RDU) geralmente em tensões de 13.800V. (MICHELS, 2007).

As RDU contam com os transformadores de distribuição (normalmente instalados em postes) eles rebaixam novamente a tensão de 13.800V, por exemplo, para tensões que variam de 380V a 127V. Essas tensões são chamadas tensões de consumo indo até os medidores instalados em todos os consumidores. (MICHELS, 2007).

As redes que fazem toda a interligação dos sistemas de transmissão até as unidades consumidoras são chamadas de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). (LIRA, 2011).

Para um melhor entendimento há nomenclaturas de acordo com as tensões nas redes tanto de transmissão quanto de distribuição: o termo alta tensão é utilizado pelas concessionárias para definir as tensões acima de 69kV que fazem parte das redes de transmissão; a média tensão é utilizado para tensões abaixo de 69kV até 1kV; e baixa tensão define as redes com tensões inferiores a 1kV. As duas últimas fazem parte das redes de distribuição. (Appel,2012)

Porém a NR 10 (Norma Regulamentadora 10 - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade) estabelece que a alta tensão seja superior a 1.000V em corrente alternada em fase, ou em fase e terra. Mas existe outra Norma Brasileira Registrada NBR 14039 que tem como título “Instalações Elétricas de Média Tensão de 1kV a 36,2kV”, ou seja uma Norma Brasileira Registrada tem uma definição de tensão que não segue a Norma Regulamentadora NR-10. Deixando em aberto se o termo média tensão é correto diante de uma divergência quanto aos termos.

Levando em consideração a área atendida, as redes de distribuição são separadas entre rede de distribuição rural e rede de distribuição urbana.

2.2.1 Área Rural

São chamadas de redes de distribuição rurais (RDR) aquelas redes que atendem a áreas exclusivamente rurais, incluindo a população e todas as residências situadas fora dos limites urbanos, como: aglomerados rurais de extensão urbana, povoados e núcleos. (CEMIG⁴, 2012)

Furtado (2011) explica que existiam cerca de 770.000 propriedades rurais nos municípios de Minas Gerais, atendidos pela CEMIG, por volta do ano 2000, incluindo residências de produtores rurais e conforme a Lei 10.438/2002, as concessionárias de distribuição de energia são obrigadas a atender todos os moradores da sua área de concessão. (Furtado, 2011).

Muitas vezes há locais de difícil acesso para a instalação de redes de distribuição, e também para a medição do consumo de cada cliente após o término das obras e energização da residência. Para a garantia de uma melhor qualidade na energia e na medição do consumo, a modernização dessa rede é essencial, mas devido ao baixo retorno do investimento, a uma demanda de energia inferior, e os altos custos de modernização, essas redes ainda sofrem com um baixo investimento em sua infraestrutura. (Furtado, 2011).

2.2.2 Área Urbana

A rede de distribuição urbana, conhecida como (RDU), atende exclusivamente a áreas urbanas.(CEMIG⁴2012).

De acordo com Appel (2012) há uma série de medidas de segurança que são adotadas para a preservação de vidas e zelo pelos equipamentos envolvidos em todo o processo. Dessa forma, estas redes são subdivididas em diversos grupos, podendo citar as redes de distribuição, redes de distribuição protegidas e subterrâneas.

Em níveis de eficiência e qualidade de energia, a rede de distribuição urbana é a que tem os maiores índices de investimento, pois as maiores partes dos consumidores atendidos pertencem a esta área, sendo eles: consumidores industriais, comerciais e um número expressivo de clientes residenciais. Esta rede é alvo de constante expansão e melhorias, devido ao rápido retorno dos investimentos. (FURTADO, 2011).

2.3 Medição de Energia

A energia elétrica ao chegar ao consumidor desempenha um papel importantíssimo, pois alimenta inúmeros dispositivos eletroeletrônicos, que são altamente dependentes da qualidade da energia que chega através das redes de distribuição. Devido à necessidade de um fornecimento adequado e de alta qualidade da energia elétrica fornecida, sem oscilações bruscas de tensão e corrente, a modernização e manutenção das redes de eletricidade devem ser constantes para um melhor atendimento dos consumidores. Uma vez que faltas ocasionais ou curtos-circuitos deixam os equipamentos inoperantes e o elevado nível de ruídos pode ocasionar danos ou comandos errôneos. (BOLZANI, 2004).

A qualidade da energia não depende apenas da concessionária, já que a legislação brasileira ainda não exige um projeto que planifica os métodos de interligação de equipamentos, controle de cargas e projetos de luminotécnica a fim de melhorar a qualidade de modo geral, ou uma implementação das instalações de todos os consumidores por um profissional devidamente habilitado (BOLZANI, 2004). Dessa forma, pode ocorrer de um consumidor prejudicar a qualidade de energia de uma determinada área, de acordo com os equipamentos e a forma que é realizada a interligação deste no sistema elétrico.

Para um melhor controle quanto ao consumo e a qualidade da energia às concessionárias utilizam o sistema de medição atual. Minguez (2007) diz que a principal função do sistema de medição de energia elétrica é calcular o exato consumo de cada cliente, e através deste cálculo, produzir as faturas para cada usuário do serviço. O aparelho utilizado para tal fim é o medidor analógico em grande parte dos consumidores.

O medidor de energia elétrica deve possuir algumas qualidades que ajudam a evitar possíveis problemas entre consumidores e a empresa. De acordo com Minguez (2007), são estas: simplicidade, robustez, durabilidade e exatidão.

A energia elétrica é um bem comercializado como qualquer outro tipo de mercadoria, mas sua comercialização tem algumas diferenças. Podendo destacar que usuário recebe a energia elétrica no ponto de consumo, onde também será localizado o medidor. Após o medidor a responsabilidade pela segurança e qualidade da energia elétrica não é mais da concessionária fornecedora. (Minguez ,2007)

Hoje em dia a energia consumida é paga somente após o término do período de consumo, o consumidor tem a possibilidade de verificar diariamente o seu consumo no medidor, mas essa verificação ainda é um tanto complicada. A empresa realiza a verificação do consumo, chamada de leitura, normalmente uma vez por mês, quando o leiturista, que é o profissional que realiza a leitura faz a coleta da leitura mensal. (MINGUEZ, 2007)

No entanto, é de total responsabilidade das concessionárias distribuidoras de energia elétrica a instalação do sistema de medição de consumo de energia de seus clientes, como determina a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, que é responsável pela regulação do sistema elétrico além de deter o poder de aplicar multas, vetar investimentos e controlar a cobrança de tarifas pelas empresas do setor elétrico, de acordo com o decreto 41.019 de 1957 e a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, de Setembro de 2010, da ANEEL.

Desta forma qualquer alteração, modernização ou substituição do sistema de medição é de responsabilidade da concessionária, não podendo repassar esta responsabilidade ou custos para os consumidores.

As unidades consumidoras são enquadradas em dois grandes grupos tarifários, Grupo A e Grupo B, de acordo com suas características de consumo, que segundo a Resolução Normativa Nº 414 da ANEEL (2010) :

O Grupo A: é composto por unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3kV, ou por unidades atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição, e de acordo com a tensão fornecida para a cada

consumidor, este grupo é subdividido em subgrupos A1, A2, A3, A3a, A4 e AS, de acordo com a tensão fornecida.

Para o Subgrupo A1 é fornecida tensão igual ou superior a 230 kV. O Subgrupo A2 tem uma tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV. Para Subgrupo A3 é fornecida uma tensão de 69 kV. O Subgrupo A3a é atendido com uma tensão que varia de 30 kV a 44 kV. E decrescendo o valor de tensão, o subgrupo A4 é atendido com tensões de 25 kV a 2,3 kV e finalmente o Subgrupo AS com tensão de fornecimento inferior a 2,3kV atendidas a partir de sistema subterrâneo.

O Grupo B: é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3kV, e são subdivididas em Subgrupo B1 que são consumidores caracterizados como Classe residencial e subclasse residencial baixa renda. Subgrupo B2 que tem a nomenclatura Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural. E finalmente o Subgrupo B3 que são outras classes como industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio. (Normativa Nº 414 da ANEEL 2010).

Tal divisão, além de definir o grupo tarifário, também difere cada consumidor quanto aos equipamentos de medição a serem utilizados.

2.3.1 Modelo Atual de Medição

De acordo com a entrevista realizada na cidade de Caratinga – MG por Alexandre Henrique de Souza e Angélica Lorena Nunes Corrêa Alves com encarregado dos Serviços de Unidades Consumidoras da Companhia Energética do Estado de Minas Gerais – CEMIG, Lucas Matias Caetano, a medição é realizada pelos agentes de medição conhecidos como “leituristas”. Ele relata que a medição ocorre da seguinte forma: o agente recebe um arquivo eletrônico das leituras a serem efetuadas. Este arquivo é enviado pela área de faturamento da empresa CEMIG. Nele contém todas as informações sobre as instalações dos clientes já cadastrados e de novas instalações de novos clientes que solicitaram uma ligação de um ponto de energia. Como há ligação de novos clientes, todos os dias estas informações passam por uma atualização.

Os dados são recebidos todos os dias, por uma espécie de correio eletrônico interno, em forma de arquivos eletrônicos. Os arquivos que recebem o nome de tarefas tem um determinado número de dias para serem realizadas. Nos mesmo há uma série de informações como nomes dos clientes, endereço, identificação do medidor e número da instalação do cliente, que é para controle interno, que são entregues aos agentes para as realizarem. Somente as informações básicas para realizar a leitura ficam disponíveis para os agentes de medição, evitando que outros dados atrapalhem o bom andamento das tarefas que são carregadas nos micro coletores dos agentes.

O micro coletor é o aparelho utilizado pelos agentes para realizar a leitura da medição do consumo de cada cliente. Ele é uma espécie de computador de mão de fácil manuseio, similar a um aparelho celular, mas que possui um número maior de teclas e maiores dimensões. Apresenta uma interface adequada, ergonômico, equipado com um teclado alfanumérico e integração com o sistema GPS, utilizado para correções de rotas irregulares e a localização exata dos clientes através de coordenadas, além de outras funcionalidades como câmera e lanterna.

Segundo o encarregado Lucas, nos micro coletor são carregadas as rotas que cada agente irá fazer, seguindo um plano de revezamento entre os agentes, como apresentado na Figura 1. As rotas são calculadas para que os agentes realizem o maior número de leitura em um menor espaço de tempo percorrendo a menor distância possível, como pode ser verificado na Figura 2. Realizam as leituras de acordo com uma programação, de forma que excedam o prazo estipulado por cada tarefa.

Em caso de existir algum impedimento para a realização da leitura, os agentes preenchem um campo de impedimento onde é especificado o motivo da não realização da mesma, como: casa fechada, medidor com defeito, e outros problemas, identificado cada um por um código inserido. Tendo desta forma uma justificativa e um controle dos motivos da não realização da leitura.

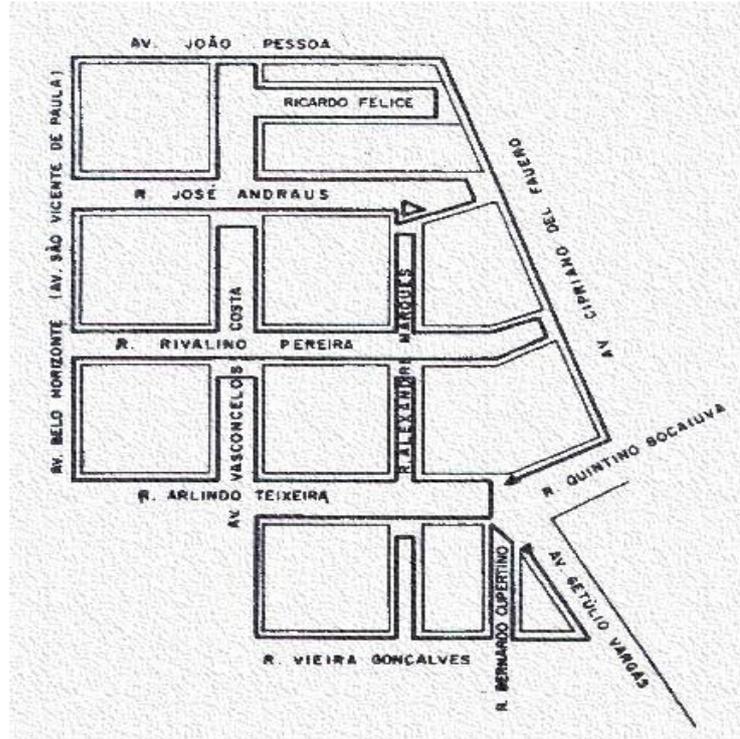


Figura 1: Rota de leitura
 Fonte: Cemig⁵ - Rota de Leitura de Medidores (2011)

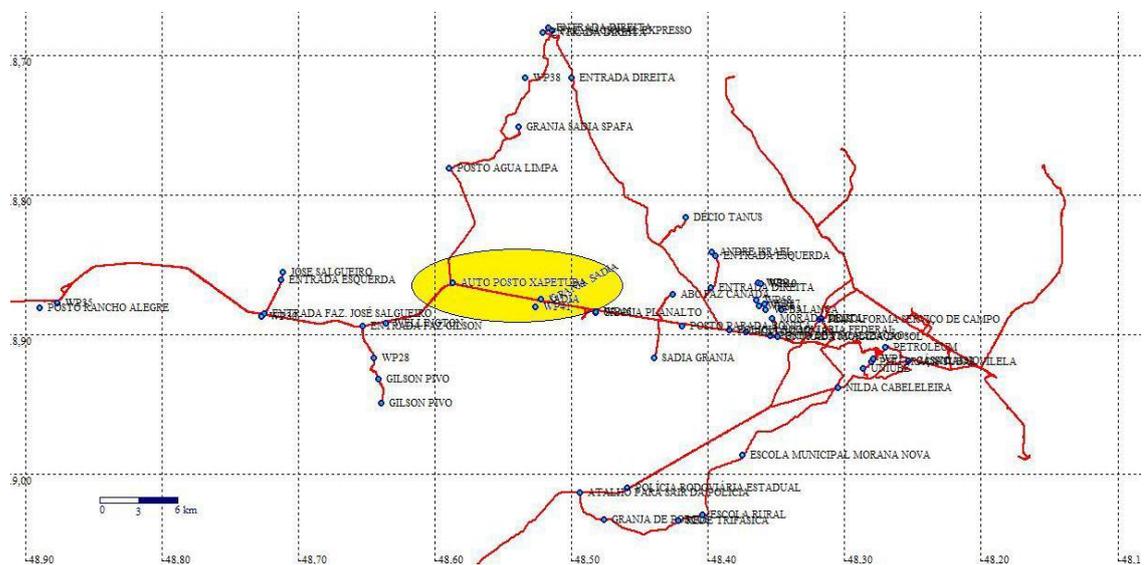


Figura 2 Mapa de leitura da área rural
 Fonte: Cemig⁵ - Rota de Leitura de Medidores (2011)

O aparelho conta com a capacidade de detecção de alguns erros de forma imediata. Por exemplo, ao digitar uma leitura que difere da média do cliente, é emitido pelo micro coletor um alerta sonoro, alertando o agente quanto à probabilidade de uma leitura incorreta,

mostrando no visor do aparelho a mensagem: “Esta leitura está fora do normal, favor verificar.”, de forma instantânea.

Após ter realizado as tarefas, como mostra a Figura 3, os agentes retornam à base e descarregam as informações, terminando assim o processo.



Figura 3: Realização da leitura de medição em área urbana feita pelo agente.
Fonte: Cemig⁵ - Rota de Leitura de Medidores (2011)

Os arquivos descarregados do micro coletor pelos agentes são entregues a outro profissional, que recebe o nome de analista. Este verifica a consistência dos dados, através de uma análise de todas as leituras, verificando assim qual apresenta algum erro aparente. Em caso de existência de erro de leitura, é solicitado ao agente que retorne ao local e realizando uma nova leitura do medidor.

Após a possível verificação de erros, as leituras são armazenadas para que, seja gerado um arquivo com todas as leituras e enviado em uma data específica para o setor de faturamento, através do correio eletrônico.

Em caso de reclamações como, por exemplo, se um cliente não concordar com a leitura (que ainda assim estão sujeitas a erros apesar da análise de consistência dos dados), é atendida a reclamação do cliente e uma nova leitura é realizada. Sendo assim, é enviado do setor de faturamento um novo arquivo informando ao setor de leitura onde deverá ser realizada a nova leitura, mobilizando um agente que vai até o local refazer a leitura, que passa pelo mesmo processo citado anteriormente até ser enviada para o setor de faturamento. Há casos isolados que os erros não são descobertos e a leitura levada pelo

cliente é acatada, pois ao se direcionar a agência de atendimento ao cliente, para reclamar da leitura, o cliente leva uma leitura feita por ele mesmo.

Na zona rural o processo de leitura é semelhante ao da área urbana. Os endereços apesar de diferenciados são informados como córregos, fazenda, limites de estradas, rodovias, entre outros. Para melhorar o processo os próprios agentes de leitura fazem um mapeamento das regiões onde são coletadas as leituras, através do sistema GPS que é incorporado ao aparelho coletor, registrando junto às leituras, as coordenadas do consumidor.

Os cálculos e a análise de tarifas diferenciadas são de total responsabilidade do setor de faturamento, que realizam todos esses cálculos, eximindo o setor de coleta de leituras quanto a essas responsabilidades e não possibilitando a esse setor informações sobre históricos de consumos anteriores de clientes.

Os agentes de medição não realizam nenhum cálculo, eles somente inserem no aparelho as informações que constam no medidor de cada cliente, digitando no micro coletor os números que estão marcados no medidor de energia elétrica. E nenhuma informação sobre leituras anteriores nem o consumo de cada cliente, ou qualquer tipo de histórico, são disponibilizados para os agentes, evitando assim qualquer tipo de sabotagem ao sistema.

2.3.1.1 Medição atual na região estudada

Segundo encarregado Lucas, em Caratinga, por ser uma microrregião, há um contrato que engloba a medição de várias cidades próximas. Para atender toda essa área os agentes são divididos em diferentes cidades: Carangola, Tombos, Divino, Faria Lemos, Espera Feliz, Caparaó, Alto Caparaó, Caiana, São Francisco do Glória, Fervedouro e Orizânia. Estas são atendidas por 7 agentes de medição.

Já Ipanema, Mutum, Pocrane, Lajinha, Conceição de Ipanema, Chalé, São João do Mantimento e Taparuba são atendidas por outros 6 agentes.

Um maior número de agentes é necessário para a coleta de medição das cidades e distritos da região de Caratinga, essas localidades são: Caratinga, Córrego Novo, Piedade de Caratinga, Pingo d'Água, Bom Jesus do Galho, São João do Ipanema, Cordeiro, Entre Folhas, Vargem Alegre, Santa Rita de Minas, Santa Bárbara do Leste, Inhapim, Dom Cavati,

lapu, Ipaba, São João do Oriente Bugre, Tarumirim, Taruaçu, Imbé de Minas, São Domingos das Dores, Ubaporanga, São Sebastião do Anta e Vale Verde, que são atendidas por 13 agentes de medição. Totalizando, portanto, 26 agentes.

A atual quantidade de agentes é suficiente, apesar do constante aumento no número de consumidores. Um eficiente sistema de revezamento entre as rotas percorridas pelos agentes faz com que todas as regiões, das suas respectivas cidades, sejam atendidas tanto a área rural quanto a área urbana. E os agentes que realizam a coleta das leituras na área rural utilizam motocicletas como meio de locomoção, devido às grandes distâncias entre cada cliente.

O encarregado Lucas conta que, a área rural tem uma particularidade quanto à medição. Nessa região os agentes de leitura não visitam os clientes todo o mês, como é feito na área urbana, nessa região os agentes fazem uma visita a cada três meses e os meses em que não é realizada a coleta da leitura pelos agentes, é utilizado o processo de autoleitura, como mostra a Figura 4, no qual o próprio cliente realiza a leitura e envia para a concessionária. Em caso do cliente não enviar a autoleitura, a concessionária realiza uma média das últimas medições e emitindo assim as faturas destes clientes.

CEMIG **JULHO 2011**

| D | S | T | Q | Q | S | S |
|-------|----|----|----|----|----|----|
| | | | | | 1 | 2 |
| 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 24/31 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |

CARTÃO DE AUTOLEITURA - JULHO 2011

Ultimo dia para entrega: **23** Nº DA INSTALAÇÃO
3000246578

JOAO INACIO DE OLIVEIRA
ESTKA 42-01-01 DIVINOPOL 32 CX RUR
Nº DO CLIENTE: 7000048983
UNIDADE DE LEITURA: 02310199
MEDIDOR: NBB001234562

04 Noturno

08 Diurno

1º ← Sentido da anotação

Assinatura _____ Data de Leitura _____

Figura 4: Cartão de auto-leitura
 Fonte: Cemig¹ - Auto Leitura Rural (2011)

2.3.2 Riscos e impedimentos do processo de medição

Segundo Lucas Matias Caetano, os maiores problemas enfrentados pelos agentes, motivando muitas reclamações são: cachorros soltos ou amarrados próximo aos medidores, medidores danificados, residências fechadas no qual os medidores se encontram dentro dos limites da mesma não respeitando os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Aneel (2008) que afirma:

O sistema de medição deve ser instalado na unidade consumidora, em local de livre e fácil acesso, o mais próximo possível do ponto de conexão, conforme os requisitos do Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição.(PRODIST Aneel,2008)

Apesar do PRODIST ter sido regulamentado em 2008, as instalações irregulares não tem obrigação de se adequarem a ele, esse procedimento só é exigido para as novas instalações, gerando assim um transtorno para os agentes de medição.

Alguns destes exemplos dos transtornos gerados podem ser visualizados nas Figuras 5, 6 e 7.



Figura 5: Exemplo de medidor localizado em local de não livre acesso
Fonte: Cemig⁵ - Rota de Leitura de Medidores (2011)



Figura 6: Exemplo de medidor depreciado
Fonte: Cemig² - Análise do Risco da Unidade Consumidora (2011)



Figura 7: Exemplo de animal dificultando e oferecendo risco ao trabalho do agente de leitura
Fonte: Cemig² - Análise do Risco da Unidade Consumidora (2011)

Outro grande problema enfrentado pelos agentes de medição, diz respeito à locomoção. Devido a grande extensão da área rural, nos períodos chuvosos, os agentes enfrentam grandes obstáculos no trajeto, como: queda de barreiras, atoleiros e pontes danificadas, impedido que a coleta de medição dos consumidores dessas áreas seja realizada. As Figuras 8 e 9 mostram alguns exemplos das dificuldades enfrentadas pelos agentes de medição.

De acordo com Lucas, em alguns casos a coleta da leitura demora mais do que três meses para ser realizado, o que não é permitido pela Aneel. Ela estabelece que a média aritmética seja efetuada por no máximo três meses consecutivos. Mas devido às dificuldades para realização da leitura em determinados locais de difícil acesso, nem sempre a empresa consegue seguir as exigências da Aneel, gerando multas e um prejuízo maior para a concessionária.



Figura 8: Exemplo de dificuldades enfrentadas por agentes de medição na área rural.
Fonte: Cemig³ - Análise da Tarefa e do Deslocamento (2011)

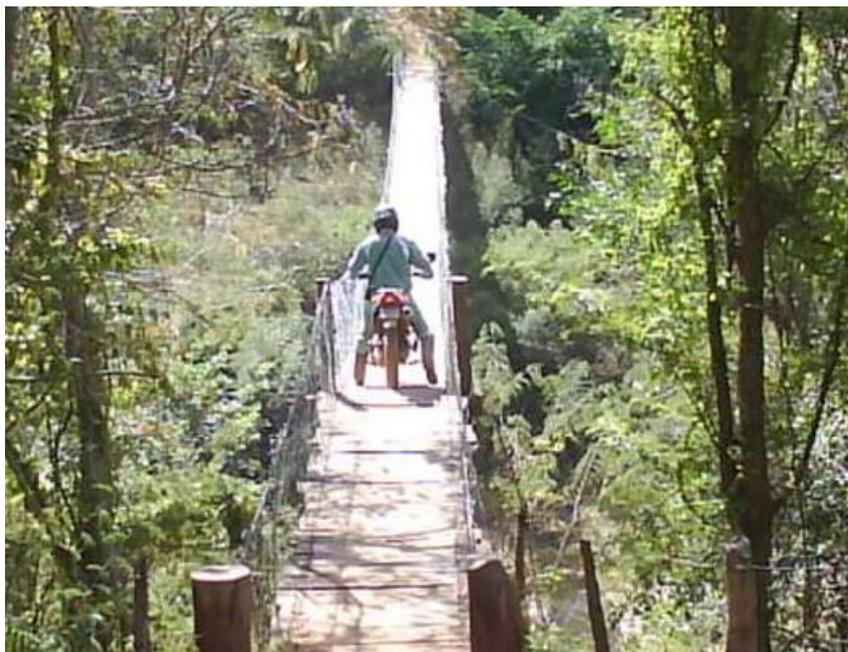


Figura 9: Exemplo de dificuldades enfrentadas por agente de medição área rural
Fonte: Cemig³ - Análise da Tarefa e do Deslocamento (2011)

Medidores danificados, sujos, sendo infestado por abelhas, vespas e outros insetos, também são problemas encontrados constantemente tanto nas áreas rurais quanto urbanas, prejudicando ou até mesmo impossibilitando a coleta da medição. Nas Figuras 10, 11 e 12, se pode ver alguns destes exemplos supracitados.



Figura 10: Exemplo de medidor danificado
Fonte: Cemig² - Análise do Risco da Unidade Consumidora (2011)



Figura 11: Medidor danificado
Fonte: Cemig² - Análise do Risco da Unidade Consumidora (2011)



Figura 12: Exemplo de insetos dificultando e oferecendo riscos ao trabalho do agente de leitura
.Fonte: Cemig² - Análise do Risco da Unidade Consumidora (2011)

A NR 10 (Norma Regulamentadora 10 – SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE) no item 10.7.3 diz o seguinte:

“Os serviços em instalações elétricas energizadas em AT, bem como aqueles executados no Sistema Elétrico de Potência – SEP, não podem ser realizados individualmente. (A NR 10 (Norma Regulamentadora 10 – SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE)”

A partir dessa norma surgiu a dúvida quanto ao trabalho dos agentes ser realizado de forma individual. Ao se analisar a fundo o trabalho e os procedimentos adotados por estes profissionais, foram verificados que os mesmos não trabalham no sistema de alta tensão.

A maior parte dos medidores fazem parte do sistema de baixa tensão e média tensão, (abaixo de 1000V, conforme estabelece a NR 10 item 5), além de não ser permitido o contato direto com o medidor de energia, que deve ser obrigatoriamente aterrado conforme Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Aneel (2008). Dessa forma os agentes podem trabalhar de forma individual sem risco para a sua segurança.

2.3 Rede *Smart Grid*

De acordo com Camargo (2009) a forma de distribuição de energia elétrica é bastante arcaica, pois depende em grande parte de uma única fonte geradora, e em caso de falhas deixa toda a rede sem abastecimento. Essa forma de distribuição ainda sofre com a grande probabilidade de erros, devido grande intervenção humana ao sistema de medição, que são atendidos por medidores analógicos, ou até mesmo eletrônicos, mas ainda de baixa integração tecnológica.

Com o propósito de trazer melhorias na área de distribuição de eletricidade, diversos países, têm investido em estudos para tornar as redes de distribuição de energia mais seguras e eficientes, nas últimas décadas. Estes estudos denominaram as novas redes de distribuição de energia como *Smart Grid*.

As *Smart Grid* são redes de distribuição de energia elétrica digitalizadas em diversos setores do sistema elétrico, modernizando toda a sua infraestrutura: geração, transmissão, distribuição e medição do consumo de energia.

Segundo Camargo (2009) as novas redes serão automatizadas, a residência irá “conversar” com a concessionária de energia.

No Brasil, os requisitos para a implantação das redes *Smart Grid* estão focados na redução de perdas não técnicas (geradas por erros de leitura e ligações clandestinas), aumento da confiabilidade e qualidade do sistema elétrico nacional, redução de custos operacionais envolvidos no sistema de geração, transmissão e distribuição de energia e na viabilização de novas modalidades tarifárias (que necessitam de uma maior integração tecnológica para seu controle eficiente). (Pedrosa ,2010). Com a adoção das redes *Smart Grid* no Brasil é esperado uma mudança nos hábitos de consumo da população de forma geral, possibilitado por um controle mais eficiente do consumo de energia elétrica.

De acordo com Nóbrega (2012) as redes *Smart Grid* possibilitarão um maior controle dos prejuízos, as concessionárias de energia elétrica poderão ter extinção ou um controle mais eficiente quando ao furto de energia elétrica.

Além de poupar custos às concessionárias, o smart grid promete colocar o “gato” em extinção. As alterações que o furto de energia introduz no circuito elétrico serão percebidas imediatamente pela nova tecnologia, que aponta inclusive o local do roubo. (Nóbrega,2012).

Outros benefícios são esperados com a adoção das redes *Smart Grid* no Brasil como: redução do consumo, motivado por melhores informações aos consumidores, melhorias e a otimização das redes de distribuição de energia elétrica atuais, a possibilidade de realização de medição do consumo através de leituras remotas, uma consequente redução da emissão de CO₂ devido ao consumo mais eficiente de energia elétrica, um monitoramento mais detalhado das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, a redução de perdas técnicas e não técnicas de energia elétrica, um controle mais eficiente a ativo contra fraude no sistema elétrico, e a possibilidade de surgimento de novos serviços aos consumidores como o pré-pagamento de energia elétrica.

Na Figura 13 é apresentado de forma básica o funcionamento da rede *Smart Grid* e os benefícios que o novo sistema pode trazer tanto para o consumidor quanto para as concessionárias. Conforme mostra na referida figura, todos os consumidores que estiverem interligados no sistema elétrico poderão gerar energia elétrica, não apenas os centros de geração.

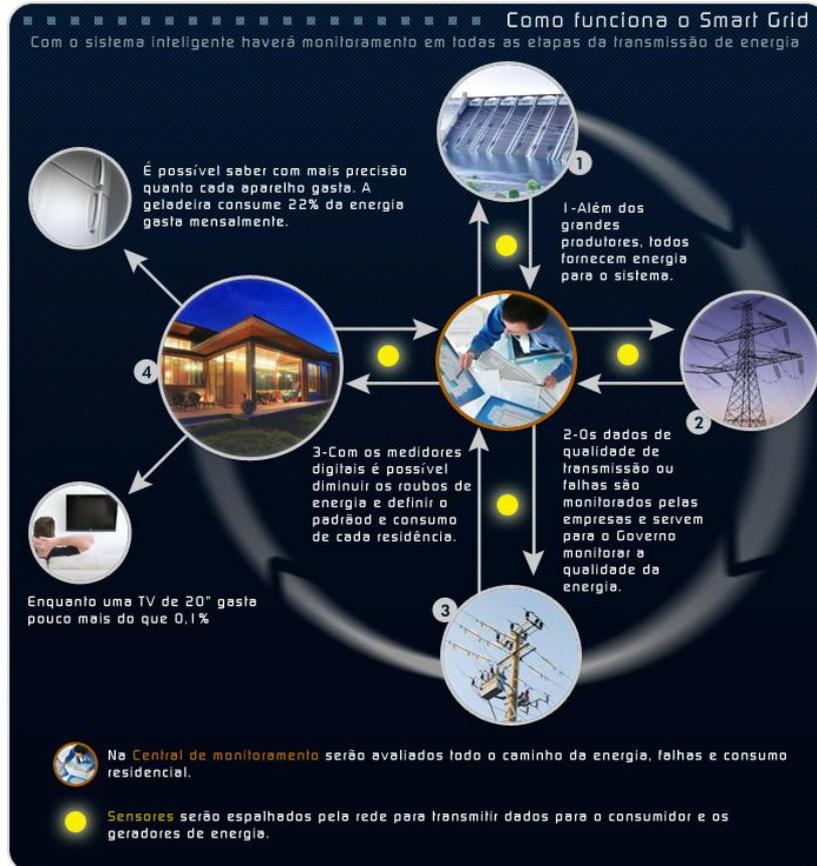


Figura 13: Funcionamento da rede *Smart Grid*
Fonte: *Smart Grid News* (2012)

Uma das possibilidades trazidas pelas redes *Smart Grid* será a venda da energia elétrica excedente gerada por uma unidade consumidora, equipada com sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica. (Pedrosa, 2010).

Desta forma um consumidor, dotado de um próprio sistema de geração de energia elétrica, poderá em alguns casos, gerar energia para seu próprio consumo durante o dia, e destinar ao sistema elétrico a energia excedente. (Pedrosa, 2010).

Por exemplo: durante o dia o consumidor poderá gerar energia elétrica e no caso de não consumir toda a energia gerada, venderá a parte excedente para a concessionária. Durante a noite ou períodos de não geração o consumidor será atendido pelo sistema de distribuição de energia elétrica da concessionária. (Nóbrega, 2012).

Com um monitoramento constante possibilitado pela rede *Smart Grid*, os dados de qualidade de energia e falhas no sistema elétrico podem gerar relatórios mais exatos, tanto para as empresas quanto para os órgãos do governo, dando maior transparência aos sistemas e um planejamento mais eficiente por essas áreas. (Pedrosa, 2010).

Os medidores digitais com tecnologias mais modernas de transmissão e monitoramento possibilitariam acabar com o roubo de energia elétrica, além de possibilitar a definição de um padrão de consumo de cada consumidor, através das facilidades geradas pela telemedição. (Nóbrega, 2012).

Medidores de energia mais avançados, equipados com sensores, seriam capazes de definir quais os equipamentos são responsáveis por um maior consumo na residência. Através o sistema inteligente é possível um monitoramento de todas as etapas até o consumo de energia elétrica. (Nóbrega, 2012).

O primeiro passo para a adoção das redes *Smart Grid* e a evolução da comunicação inteligente será a troca dos medidores analógicos, utilizados até hoje, por medidores digitais. (Camargo,2009). Possibilitando uma maior integração entre a concessionária e o cliente. A transmissão de dados poderá ser realizada utilizando às tecnologias de transmissão de dados a longa distancia existente, gerando um maior controle do sistema elétrico, tanto pela empresa geradora de energia, quanto pelo próprio consumidor.

2.4.1 Medição automatizada

Oliveira (2012) diz que o sistema de medição inteligente (*Smart Metering*) é um dos serviços que integram a rede *Smart Grid*. Ele é composto por medidores eletrônicos, todo um sistema de comunicação de dupla via e softwares de gerenciamento dos dados de medição.

Os medidores eletrônicos deverão ser capazes de lidar com um grande número de dados, armazenamento e criptografia dos mesmos e envio através de um canal de comunicação até o Centro de Controle de Medição da concessionária.

Dentro do contexto da Medição inteligente existem alguns termos que devem ser explorados para melhor entendimento da evolução deste conceito, que são Leitura Automática do Medidor (*Automated Meter Reading- AMR,*) Infraestrutura de Medição Avançada (*Advanced Metering Infrastructure – AMI*), Gerenciamento Avançado do Medidor (*Advanced Meter Management – AMM*) e Gerenciamento de Dados do Medidor (*Meter Data Management – MDM*) (VIEIRA e ARAÚJO, 2011).

A AMR (Leitura automática do medidor) é um sistema de comunicação de dados unidirecional, nas quais o medidor atua de forma passiva, apenas enviando informações ao Centro de Controle de Medição. Ela não é capaz de receber comando e efetuar outras tarefas. Esse processo elimina a necessidade de leituristas, tornando a medição mais confiável para o consumidor e mais ágil e econômica para as concessionárias. (OLIVEIRA e JÚNIOR, 2012).

Já a AMI (Infraestrutura de Medição Avançada), é uma evolução do sistema AMR, pois utiliza uma comunicação bidirecional entre o medidor de energia e o Centro de Controle de Medição. O medidor atua no processo de geração de fatura, e através dos dados recebidos analisa a energia consumida podendo através de um sistema de comunicação atuar diretamente sobre os dispositivos, ligando-os ou desligando de acordo com os períodos de pico, ou até mesmo estimulando a participação do consumidor. Dessa forma o medidor estabelece uma “comunicação”, exibindo no *display* informações em tempo real sobre o preço cobrado pela energia naquele instante, este conceito é chamado de “dinâmica de preços”. (OLIVEIRA e JÚNIOR, 2012).

O sistema de Gerenciamento do Medidor Avançado (AMM) é o sistema que permite o maior controle do medidor pela concessionária, possibilitando que sejam efetuados cortes e religamentos de energia de forma remota, sem a necessidade de uma equipe de campo. (OLIVEIRA e JÚNIOR, 2012).

Agregando funcionalidades adicionais ao sistema, o MDM (Gerenciamento de Dados do Medidor) possibilita que o medidor informe para a concessionária de energia dados como fator de potência (fp), duração de interrupções (IDC), frequência de interrupção (FIC), duração máxima de interrupção (DMIC) e supervisão e controle de grupos de medidores inteligentes para atualização de *firmware* remotamente, garantindo desta forma um trânsito de dados e uma análise das informações de forma mais segura. (OLIVEIRA e JÚNIOR, 2012).

A Figura 14 mostra a representação esquemática de um sistema de medição automatizado, que é composto por um centro de medição, dos medidores de energia elétrica e pela infraestrutura de comunicação.

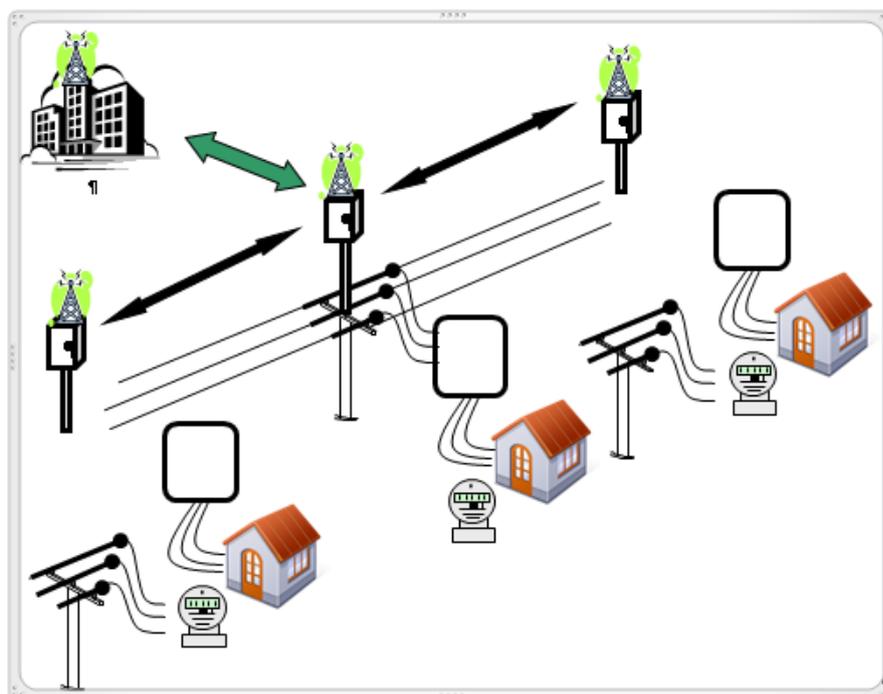


Figura 14: Representação esquemática de um sistema de medição automatizado
 Fonte: Relatório *Smart Grid* (2010)

A infraestrutura de comunicação fica organizada em três enlaces distintos: da distribuidora ao concentrador, do concentrador até o medidor e do medidor aos equipamentos domésticos. Os dados de vários medidores, com informações de cada consumidor, são reunidos no concentrador de dados, e os envia à concessionária. O concentrador também atua como canal para informações ou ordens da concessionária para o medidor. (ZIMMERMANN, 2010).

Na concessionária de energia há o centro de medição, que é o responsável por solicitar as informações de leitura, envio de comandos de corte e reestabelecimento do fornecimento de energia e análise das informações de leitura. O seu principal componente é o Sistema de Gerenciamento da Medição, que enfrenta um enorme desafio lidando com uma grande quantidade de dados medidos de vários medidores, e transformando-os em informações úteis tanto para a distribuidora de energia, quanto para o consumidor.

Os *softwares* para o gerenciamento dos dados de medição são conhecidos como MDM - *Metering Data Management* (Gerenciadores de Dados da Medição) e estão sendo desenvolvidos por várias empresas especializadas em *softwares* de gestão, como citam Vieira e Araújo, (2011):

Os softwares de gerenciamento deverão dar o suporte para que os dados sejam adquiridos de forma automática e em intervalos de tempo programáveis, além de permitir o envio de comandos para controle dos medidores de forma remota e garantir a segurança da análise dos dados e o trânsito das informações. (Vieira e Araújo, 2011).

O MDM, além de tratar todas as informações que são recebidas pelos sistemas de medição, agrega funções de relacionamento com outros sistemas da rede *Smart Grid*, como o Sistema de Gerenciamento da Distribuição, Sistema de Gestão de Falhas de Energia e outros sistemas que fazem parte da rede inteligente. (ZIMMERMANN, 2010).

2.4.1.1 Enlaces de Comunicação Entre Concessionária e Concentrador

A concessionária precisa acessar de forma rápida e segura todas as informações dos clientes. Porém, o envio destas informações de forma direta do medidor para a concessionária se torna muito caro e inviável. Deste modo, uma das soluções para a redução deste custo é a adoção de um método de comunicação em que se concentra a informação de vários medidores em um só ponto, e depois o concentrador é responsável pelo envio destas informações para a concessionária.

Com a comunicação entre o concentrador e o centro de medição, que pode ser realizada utilizando várias tecnologias de comunicação à longa distância, é possível realizar uma série de medições e executar outras funções. As tecnologias mais usuais para esse enlace de comunicação são: a tecnologia PLC, através do meio físico pelos cabos e a tecnologia o GPRS, levando em conta sua área de cobertura. (ZIMMERMANN, 2010).

2.4.1.2 Enlaces de Comunicação Entre Concentrador e Medidor

Os medidores ficam geralmente conectados a um transformador. No caso de clientes do Grupo B geralmente ficam interligados na rede de baixa tensão, fornecida através de um transformador abaixador de tensão. Devido à pequena distância coberta pelo transformador e um número significativo de consumidores, o ponto próximo aos transformadores é um ponto ideal para a instalação dos concentradores, e a partir deste ponto é estabelecida uma comunicação entre os medidores e o concentrador. (ZIMMERMANN, 2010).

As tecnologias de transmissão que podem ser utilizadas não necessitam de um longo alcance de sinal, desta forma a comunicação entre estes dispositivos pode ser pelo PLC ou radiofrequência. Uma das vantagens do PLC é a não necessidade de adoção de uma nova interface de comunicação entre o medidor e o concentrador, pois eles já podem ser ligados diretamente através dos próprios cabos de condução de energia elétrica. (ZIMMERMANN, 2010).

2.4.1.3 Enlaces de Comunicação Entre Medidor e Eletrodomésticos

Alguns medidores podem comunicar com os diversos dispositivos consumidores de energia, a comunicação entre estes dispositivos possibilitará um controle maior do consumo de cada aparelho ligado ao sistema. Neste enlace a utilização do PLC é a forma de comunicação que melhor se enquadra, diante de sua facilidade e simplicidade, necessitando apenas que os dispositivos já tenham uma interface para esta tecnologia. (ZIMMERMANN, 2010).

2.4.1.4 A Arquitetura do Sistema de Medição Inteligente

Zimmermann (2010) exemplifica o funcionamento da arquitetura com os respectivos enlaces de comunicação passo a passo para um melhor entendimento. Segundo ele, os medidores inteligentes transmitem e recebem os dados por meio da tecnologia PLC e usam um modem interno para concentradores de dados instalados na rede de distribuição. Geralmente estes concentradores são instalados nos postes da RDU. O concentrador, que pode ser um para cada transformador de distribuição, comunica com o centro de medição da concessionária por meio de GPRS, PLC ou satélite. Como a informação trafega em dupla via, a concessionária pode de modo remoto controlar a carga da unidade consumidora, podendo realizar desligamento de dispositivos, o corte no fornecimento de energia para o consumidor e o religamento do mesmo.

Dependendo da necessidade da concessionária, dos equipamentos instalados e da arquitetura do sistema, podem surgir variações do exemplo citado, porém a medição do consumo de forma remota é a funcionalidade presente em todos os modelos.

2.4.2 Tecnologias de Transmissão Empregadas

Neste item são demonstradas as Tecnologias de Transmissão Empregadas, descrevendo suas características.

2.4.2.1 PLC (Power Line Communications)

Como explica Bolzani (2004), a tecnologia de transmissão de dados pela rede elétrica convencional, também conhecida como *Power Line Communications* - PLC, utiliza o mesmo meio físico da distribuição de energia elétrica. Essa tecnologia permite que se utilize a fiação elétrica existente para o transporte de dados, apresentando uma série de benefícios, como: alta velocidade de transmissão de dados, conexão com internet, facilidade de instalação sem a necessidade de cabeamento adicional, entre outras.

Esse método de transmissão não é novidade no mundo. Em meados de 1920 seu uso começou a ser estudado, iniciando como a tecnologia OPLAT (Onda Portadora em Linhas de Alta Tensão), começando a ser utilizado pelas companhias de energia para comunicação: telemetria, telecontrole, mas de forma analógica. Em meados de 1990, através das evoluções tecnológicas foi possível aumentar a velocidade de transmissão utilizando métodos digitais de transmissão e recepção, impulsionada pela crescente difusão e crescimento da internet. (Bolzani, 2004)

Nakatsukasa (2010) diz que a vantagem da comunicação PLC é que o meio de transmissão já se encontra instalado, anulando os custos de instalação de uma rede para a difusão do sinal. Os estudos referentes a essa vantagem crescem em todo o mundo, com a esperança de se obter uma rede de transmissão de alta velocidade que atenda de forma unificada os clientes que necessitarão tanto da energia quanto do sinal para acesso a internet.

Basicamente, o PLC é constituído por quatro blocos funcionais:

- Microprocessador: tem a função de tratar os dados de entrada e saída promovendo sincronismo.
- Modulador: através de técnicas de modulação, tem a capacidade de modular os sinais digitais para serem trafegados na rede elétrica. Na Europa já há

uma faixa do espectro reservada para o sistema PLC para evitar uma colisão com outros sistemas, a faixa reservada é entre 9 a 11 MHz.

- Drive de saída: bloco que verifica o índice de ruído existente e amplifica os sinais modulados para sobrepor ao ruído, e evitar o excesso de emissão eletromagnética;
- Acoplador de alta tensão: insere e recupera o sinal da rede elétrica. É uma espécie de modem que tem uma interface com a rede elétrica e o circuito digital. É composto por transformadores e componentes optoeletrônicos (equipamentos eletrônicos que fornecem, detectam e controlam a luz) para garantir um isolamento elétrico.

Basicamente a tecnologia PLC aproveita o meio que é utilizado para a transmissão de energia elétrica para transmitir ao mesmo tempo os sinais de comunicação.

Campos (2008) detalha que através de um equipamento denominado *Master*, os sinais são inseridos na rede de energia elétrica de baixa (127 e 220V) e média tensão (13,8kV), em uma frequência que varia de 1,6 MHz a 30 MHz, como a frequência da energia elétrica é de 60 Hz havendo conflito de frequências na maioria dos casos.

A Figura 15 apresenta um poste com os equipamentos do sistema PLC instalados, contendo um acoplador e o *Master*, que inserem e recuperam os sinais de dados na rede de media tensão, fazendo uma interligação destes dados para a rede de baixa tensão.



Figura 15: Injeção do sinal na rede de média tensão / baixa tensão.

Fonte: Campos, 2009

Nakatsukasa (2010) diz que pode-se fazer uma analogia para exemplificar melhor, comparando a frequência do sinal PLC e a frequência da energia elétrica a um duto conduzindo água e óleo, e na ponta desse duto um mecanismo faz a separação destes dois

líquidos. Da mesma forma acontece no fio de cobre, transmitindo a comunicação e a energia sem que um altere as características do outro.

Dentre as vantagens já citadas anteriormente, Campos (2008) define de forma mais clara os seguintes benefícios desse sistema:

- Utilização da estrutura já existente em constante manutenção e melhorias;
- Cobertura de 98% da população, já atendida pelo sistema de energia elétrica;
- Atingem locais onde as redes cabeadas ou telefônicas não atingem;
- Custo muito reduzido da instalação e modificação da estrutura;
- Na falta de energia o sinal do PLC continua operante, pois ele é independente.

Ainda segundo Campos (2008), o sistema também tem seus pontos negativos, que são:

- Sofre interferências de acordo com a carga utilizada nas residências;
- Número limitado de dispositivos conectados a sua rede local;
- A qualidade da rede elétrica (que é composta por diferentes cabos) interfere no sinal e na geração de ruídos; e,
- Sofre com interferências de Radio frequência (RF).

A Figura 16 mostra uma estrutura básica do sistema PLC de uma determinada área com vários consumidores. Os sinais de dados de todas as residências são transportados pela rede de baixa tensão, dependendo da distância, os sinais passam por repetidores que realizam processos de tratamento dos dados para vencer maiores distâncias, até o ponto em que o *Master* concentra os sinais.

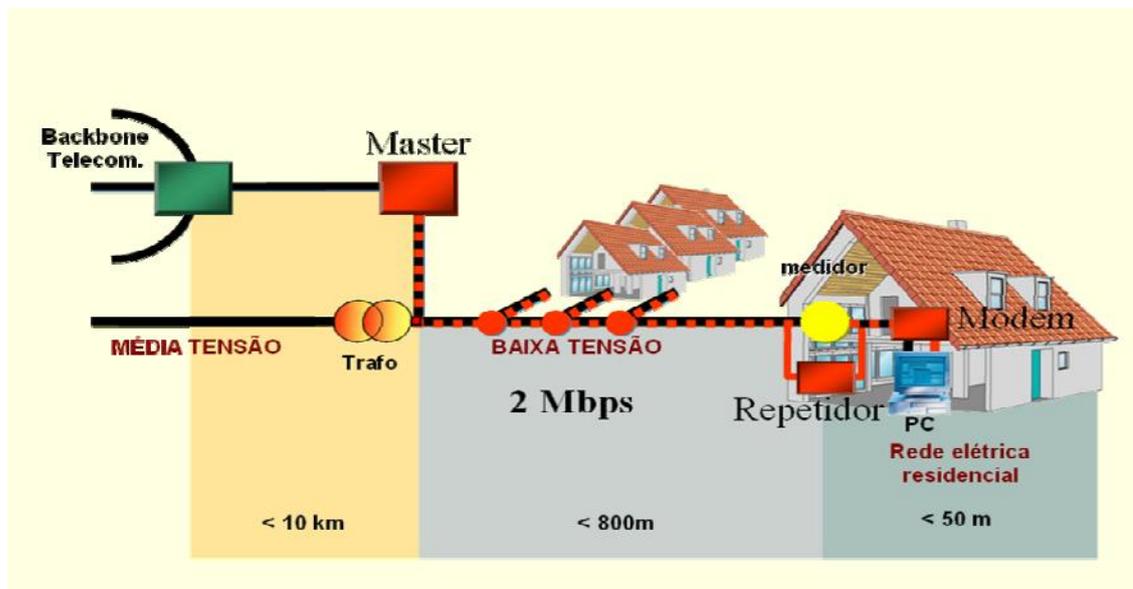


Figura 16: Estrutura básica de uma rede PLC

Fonte: Campos 2009

Segundo Silva (2009) a tecnologia PLC é capaz de suportar os seguintes serviços:

- Acesso a Banda Larga de Internet;
- Vídeo sob demanda;
- Telefonia IP;
- Serviços de monitoramento e vigilância;
- Automação residencial;
- Monitoramento de processos produtivos on-line.

Nakatsukasa (2010) explica que as mais modernas técnicas de modulação, multiplexação e codificação são base para o sinal de comunicação da tecnologia PLC. Os processadores de sinais digitais utilizados na tecnologia PLC, aplicam técnicas *Orthogonal frequency-division multiplexing* (OFDM) de multiplexação que é a multiplexação por divisão de frequência ortogonal, que dividem os bits do sinal de comunicação em 1536 portadoras digitais.

O elevado número de portadoras é muito útil, pois o sistema seleciona automaticamente as portadoras com melhores níveis de sinais e rejeita as com níveis insuficientes para a transmissão. Conseguindo dessa forma uma velocidade superior com grande confiabilidade. Essa técnica de modulação não é exclusiva do PLC, ela é empregada em diferentes tecnologias de transmissão de dados, como ADSL (Linha Digital Assimétrica para Assinante), TV Digital e rede *wireless*.

De acordo com Nakatsukasa (2010), a tecnologia embora não seja nova, ainda está em fase experimental no Brasil. Em diversas partes do mundo, como em alguns países europeus e asiáticos, ela já é utilizada de forma comercial, e tem um sistema bastante sólido em operação como exemplificados abaixo:

- Rússia: projeto em Moscou com mais de 70 mil pontos de acesso.
- Espanha: Toda a cidade de Puerto Real é atendida pelo sistema, provendo internet e telefonia pela empresa de energia elétrica local.
- Índia: Um milhão de medidores de energia instalados, utilizando PLC disponibilizam internet nas residências e fazem a telemedição.

No Brasil o sistema ainda é experimental. Há diversos projetos em execução ao longo do território. Abaixo alguns exemplos:

- Porto Alegre / RS: Rede de 3 km utilizando à média e baixa tensão para atendimento de uma escola, posto de saúde, unidade do SENAI e um centro administrativo.
- Santo Antônio da Platina / PR: 110 clientes atendidos pela concessionária de energia do estado do Paraná, entre clientes residenciais e comerciais.

2.4.2.2 GPRS (General Packet Radio Services)

Pimentel (2006) descreve GPRS como um serviço de dados que permite uma troca de informações com grande qualidade através da rede de telefonia móvel GSM.

Pimentel (2006) destaca a tecnologia GPRS permite que os usuários fiquem sempre conectados à rede de dados, prontos para enviar e receber informações via internet de forma on-line. Tornando o acesso mais rápido; a transmissão de dados é possível através de velocidades superiores e os custos reduzidos, diante da forma de valorização, que é baseada no volume de informações trafegadas na rede e não pelo tempo real em que as transações são efetuadas.

As principais características da comunicação GPRS, são:

A velocidade em que os dados trafegam na rede GPRS é entre 26 a 40 kbit/s, podendo chegar teoricamente a 171,2kbit/s. Conexão de dados é estabelecida sem a necessidade de um circuito telefônico, o que permite a cobrança por utilização do serviço por volume de dados trafegados e não por tempo de conexão, fazendo com que o serviço

esteja sempre disponível para o usuário. A implantação do sistema GPRS implica em pequenas modificações na infraestrutura já instalada no sistema GSM, facilitando a adoção pelas operadoras de celular. (Tude,2003).

Ainda de acordo com Pimentel (2006), o serviço GPRS é disponibilizado pelas mesmas operadoras que possuem a tecnologia GSM, fornecendo uma extensa cobertura não só nas grandes cidades, como também em cidades do interior do país.

A tecnologia GPRS está muito presente nos dias de hoje, equipando aparelhos como: celular, *tablets*, coletores de dados, computadores e outros dispositivos eletrônicos conectados a rede de celular. Essa presença massiva possibilita uma maior integração de diversas tecnologias e serviços á rede, e uma melhor cobertura. (Pimentel, 2006).

2.4.2.3 Satélite

Segundo Visotto (2006), o satélite se tornou a maior evolução do homem na área de comunicação, possibilitando o desenvolvimento das telecomunicações a um nível mundial.

Os satélites, após sua criação, passaram a ser uma importante forma de transmissão de dados a longas distâncias. Como ressalta Vissoto (2006) os satélites possuem a capacidade de interligar todos os continentes, possibilitando uma troca de informações entre qualquer parte do mundo em tempo quase real.

Rebouças (2010) afirma que para a realização da comunicação via satélite, não é necessário à utilização de cabos, toda a informação é emitida através da transmissão de ondas de rádio.

Ainda segundo Rebouças (2010):

A comunicação via satélite apresenta elevados custos na construção de satélites, na projeção de um satélite no espaço e sua manutenção. Até os dias atuais, a comunicação via satélite é muito utilizada para transmissão de rádio e TV.

Com a utilização deste meio de transmissão, localidades isoladas também podem ter acesso ao tráfego de dados.

2.4.3 Modelos de Medidores Inteligentes

A ANEEL, através da Audiência Pública 043/2010, abriu espaço para a discussão do modelo de medidor inteligente que será instalado em todas as unidades de consumo atendidas pela alta e baixa tensão, sem prazo estipulado ainda para tal adoção. A minuta levada ao debate na audiência especifica as grandezas mínimas que os medidores deverão abranger, que são: energia ativa, reativa e a tensão de fornecimento. Além de propor funcionalidades mínimas, conforme citadas por Zimmermann (2010):

- O registro do início e duração das interrupções;
- A apuração da DRP (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária) que segundo a RESOLUÇÃO Nº 505 de Novembro de 2001 da ANEEL, é a duração em que a tensão ficou abaixo dos parâmetros estabelecidos pela ANEEL;
- A apuração da DRC – Duração Relativa da Transgressão da Tensão Crítica, conforme informado na RESOLUÇÃO Nº 505 de Novembro de 2001 da ANEEL, é a duração em que a tensão ficou acima dos parâmetros estabelecidos pela ANEEL;
- O registro do horário do consumo de energia e a tarifa equivalente a ele.

Na mesma audiência, a ANEEL propôs um sistema de comunicação com capacidade de transmissão bidirecional. Essa comunicação deverá ser utilizada para efetuar leituras, realizar o corte e a religação do fornecimento de energia, todos de forma remota, e também para disponibilizar informações relativas ao consumo e continuidade do fornecimento para cada consumidor em tempo real.

Diante de tais requisitos foram relacionados alguns dos medidores que atendem as especificações da ANEEL e que já operam em projetos de telemedição no país.

2.4.3.1 Modelo ELO 2113

O modelo de medidor ELO 2113 é utilizado para atender clientes do grupo A. Este medidor apresenta baixo custo, simplicidade de operação, flexibilidade e tamanho reduzido. A preservação dos dados durante uma falha momentânea de energia é garantida por dispositivos capacitivos de armazenamento de carga e pilhas de lítio. (ELO, 2005).

Um circuito chamado “Cão de Guarda” interrompe o microprocessador para indicar problemas em caso de eventuais falhas de origem externa ou interna.

O modelo apresenta a capacidade de disponibilizar uma série de dados como: identificação da instalação, o período de faturamento, históricos de alterações, períodos de falta de energia, e possibilita o traçado da curva de carga da instalação, entre outros dados disponibilizados. (ELO, 2005)

A Figura 17 representa a visão frontal do modelo ELO 2113. Demonstrando toda a parte frontal do aparelho que é dotado de um visor, que apresentará as informações de consumo, botões de controle e os conectores magnéticos utilizados para a comunicação. Através destes conectores será possível realizar a leitura em caso de falha do sistema de teled medição, que deve ser feita, acoplado o cabo de leitura ao conector magnético. (ELO, 2005)

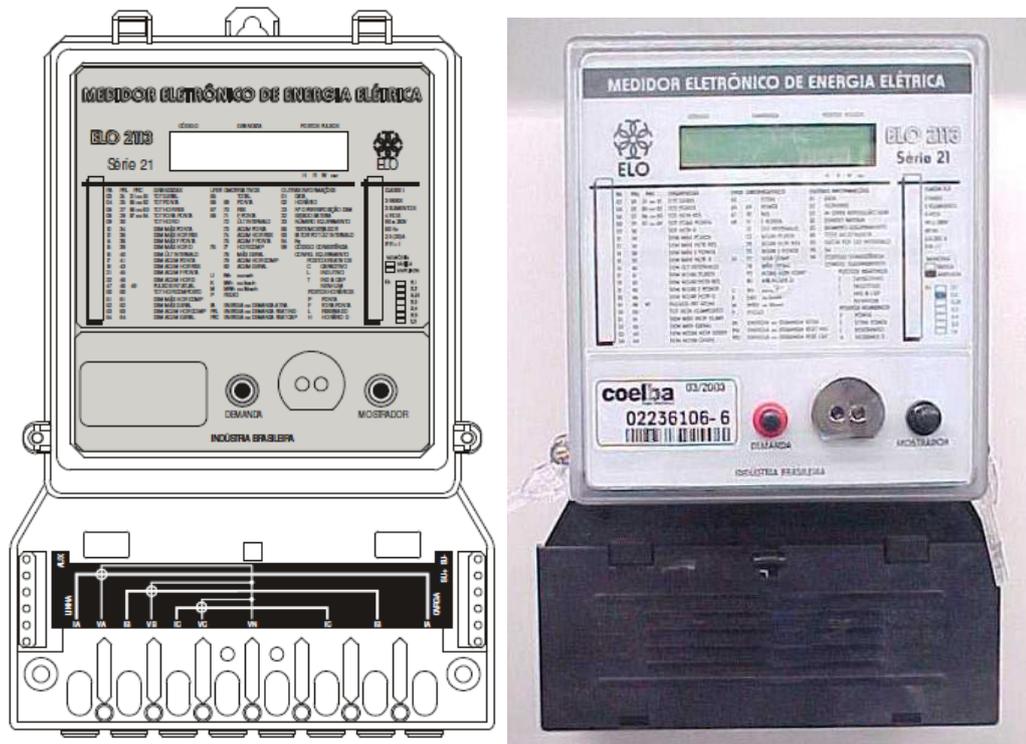


Figura 17: Modelo ELO 2113
Fonte: Chagas, 2004

O medidor é interligado ao sistema de medição por meio de uma unidade de comunicação remota, ele é preparado para integração de placa de comunicação de terceiros, que pode operar no sistema GPRS, PLC, satélite e outras tecnologias. (ELO, 2005)

2.4.3.2 Modelo SAGA 1000-1681

O modelo SAGA 1000-1681, possibilita a medição de até três fases e conta com um mostrador de 32 caracteres. Ele é utilizado em unidades consumidoras do grupo B. Este equipamento possibilita a leitura de massa por 21 canais, que podem ser programados para armazenar uma série de grandezas como: energia ativa, reativa, capacitiva, reativa direta, tensão por fase, tensão mínima, tensão máxima dentre outras, a critério da concessionária de energia. Os dados são armazenados em memória *flash*, não necessitando de energia auxiliar para manter os dados em caso de interrupção momentânea.

Na Figura 18 é demonstrado a parte frontal do medidor SAGA 1000-1681, com o visor para até 32 caracteres e os *leds* indicadores de leitura, que através de uma chave seletora informa ao usuário quais as informações que estão sendo mostradas no visor.

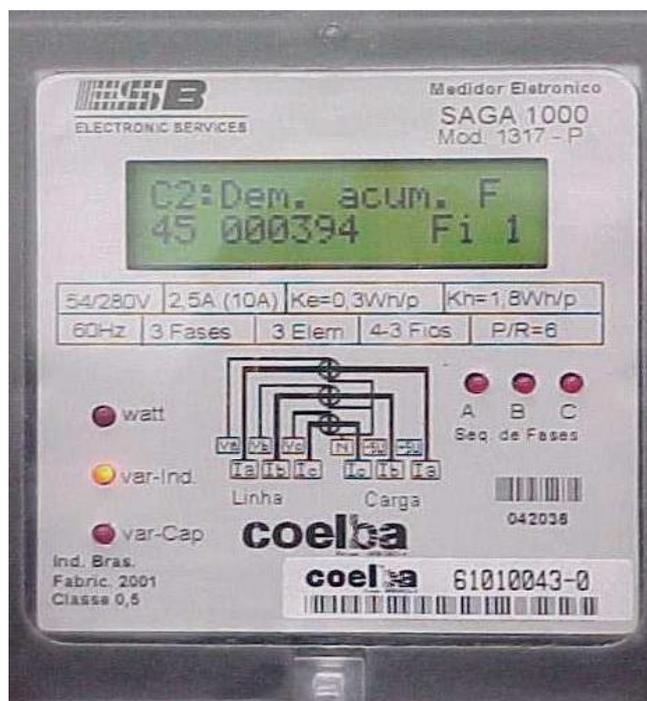


Figura 18: Medidor SAGA 1000-1681
Fonte: CHAGAS, 2004

O modelo SAGA 1000-1681 tem integração com as tecnologias PLC, GPRS, satélite, entre outras, através da placa de comunicação de terceiros.

Mediante as informações apresentadas em todo o referencial, foi elaborada a metodologia elaboração do trabalho.

3. METODOLOGIA

O trabalho foi desenvolvido no município de Caratinga - MG, tendo como objetivo estimar o investimento para a implantação dos medidores automatizados.

A cidade, segundo os dados da Cemig, possui aproximadamente 104.072 clientes, divididos em área rural (com 24% do número total de clientes) e área urbana (com 76% do total de clientes). Verificado, portanto um grande número de clientes na área rural, que geram dificuldades ao trabalho de leitura da medição do consumo de energia elétrica destes clientes.

Os clientes da área urbana têm seu consumo de energia elétrica lido todos os meses e os clientes da área rural são atendidos por um método de leitura diferenciado. São auxiliados pelo sistema de autoleitura e visitas periódicas de agentes num intervalo de tempo superior ao dos clientes urbanos, que variam dependendo a localização, não superando mais do que três meses sem a leitura da medição do consumo de energia elétrica.

Na realização do trabalho verificaram-se todo o processo de medição atual, analisando o processo de leitura da medição desde o momento em que o leiturista sai da companhia em direção ao endereço do cliente, até o momento em que o leiturista retorna a concessionária e transmite os dados armazenados em seus aparelhos micro coletores. A partir desta análise e de uma entrevista realizada por Alexandre Henrique de Souza e Angélica Lorena Nunes Corrêa Alves com o encarregado dos profissionais na cidade de Caratinga - MG, Lucas Matias Caetano, foram obtidos dados sobre os índices de medição de energia elétrica em todo o município, traçando suas características e os desafios que os medidores automatizados enfrentarão.

Diante de tais dados, foi feito um levantamento dos problemas enfrentados pelos profissionais da área de medição, que são: casas fechadas, medidores danificados, medidores em locais que dificultam o acesso livre para realizar a leitura, locais muito afastados, problemas de acesso aos clientes em épocas com muita chuva, problemas com animais peçonhentos, cachorros, insetos e pontes danificadas na área rural.

Após a análise das dificuldades elaborou-se uma Tabela 1, para apresentar a contabilização dos problemas de leitura da concessionária de energia no período de sete primeiros meses do ano de 2012.

| ÍNDICE DE CONTAS COM PROBLEMAS DE LEITURAS EM CARATINGA NO ANO DE 2012 | | | | | | | | | |
|---|----------------|------------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Descrição do Problema | Janeiro | Fevereiro | Março | Abril | Mai | Junho | Julho | Total | Média |
| Erros de leitura | 27 | 17 | 17 | 21 | 28 | 27 | 19 | 156 | 22 |
| Contas refaturadas | 147 | 133 | 146 | 116 | 201 | 145 | 91 | 979 | 140 |
| Contas faturadas pela média | 2904 | 820 | 535 | 4868 | 11959 | 1098 | 397 | 22581 | 3226 |
| Clientes rurais não lidos a mais de 3 meses | 1782 | 1401 | 622 | 166 | 129 | 285 | 318 | 4703 | 672 |
| Clientes urbanos não lidos a mais de 3 meses | 12 | 10 | 18 | 18 | 33 | 32 | 22 | 145 | 21 |
| TOTAL | | | | | | | | 28564 | 4081 |

Tabela 1: Índice de contas com problemas de leituras
 Fonte: Anexo 3 e CEMIG³ (2012)

Alguns dados presentes na tabela chamam mais a atenção, como o número de clientes rurais não lidos a mais de três meses (causado pelo período de fortes chuvas), o número de contas faturadas pela média, que é justificado por medidores em locais inapropriados, além de outros problemas como clientes urbanos não lidos, erros de leitura e contas refaturadas. Todos eles totalizam 28564 ocorrências de erros, dentro do período analisado, dando uma média de 4081 clientes com problemas na leitura por mês.

Além destas motivações para a implantação dos medidores inteligentes, foi realizado um levantamento de todos os outros problemas e gastos que a empresa tem com o modelo atual, como: alto custo com funcionários responsáveis pela leitura, custos com equipamentos para os mesmos, e um problema muito relevante. A perda de energia que a concessionária tem com ligações clandestinas.

A solução proposta para tais problemas foi à implantação dos medidores automatizados, que isentam da medição as intervenções humanas, realizando a coleta da leitura de forma remota, nas quais os medidores e a concessionária de energia têm uma comunicação em tempo real e constante, obtendo uma maior confiabilidade na leitura.

Para o pleno funcionamento destes medidores, é necessária uma tecnologia de transmissão de dados a longa distância. Portanto foram analisadas algumas destas tecnologias, a fim de verificar qual melhor se adequaria ao sistema.

Projetos similares que estão sendo realizados em outras regiões do país e que operam de maneira satisfatória para fins comerciais e de pesquisa foram utilizados para obter dados para o planejamento da introdução deste sistema automatizado na cidade. Entre os projetos consultados, o que foi utilizado com maior ênfase a fim de recolher valores e informações técnicas, foi o projeto da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, COELBA.

Uma entrevista via telefone foi realizada, por Alexandre Henrique de Souza e Angélica Lorena Nunes Corrêa Alves, com o engenheiro eletricitista que da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), Eng. Christianno Roberto Leite Freitas, obtendo informações mais específicas sobre a implantação do sistema, como: as tecnologias de transmissão utilizadas, o modelo de medidor utilizado, e os custos de toda a implantação.

Através das informações obtidas, foi feita uma análise entre o município de Caratinga - MG e o Estado da Bahia, e verificou-se uma similaridade entre os locais, tendo como uma das características a grande extensão da área rural. Diante disto, foram analisados os modelos de medidores: ELO 2113 e SAGA 1000-1681, que já são utilizados pela COELBA e foi constatada a compatibilidade dos mesmos com a proposta do sistema para a cidade de Caratinga.

De acordo com os dados obtidos através da entrevista realizada com Christianno Roberto Leite Freitas, a transmissão via satélite não pode ser considerada viável, visto que o custo mensal do envio de cada concentrador é de R\$350,00, segundo o mesmo. Portanto, para a transmissão dos dados dos medidores serão utilizadas as tecnologias PLC e GPRS, formando um sistema híbrido, onde a transmissão é feita pelo PLC da residência até os concentradores e o restante do modo GPRS.

Foi feita uma análise da cobertura GPRS na cidade de Caratinga – MG. Na Figura 19 pode-se ver que a cidade conta com uma cobertura GPRS obtida através de oito antenas de telefonia celular, mantidas por diferentes operadoras, que por sua vez cobrem toda a área urbana. (Cobertura celular, 2012).

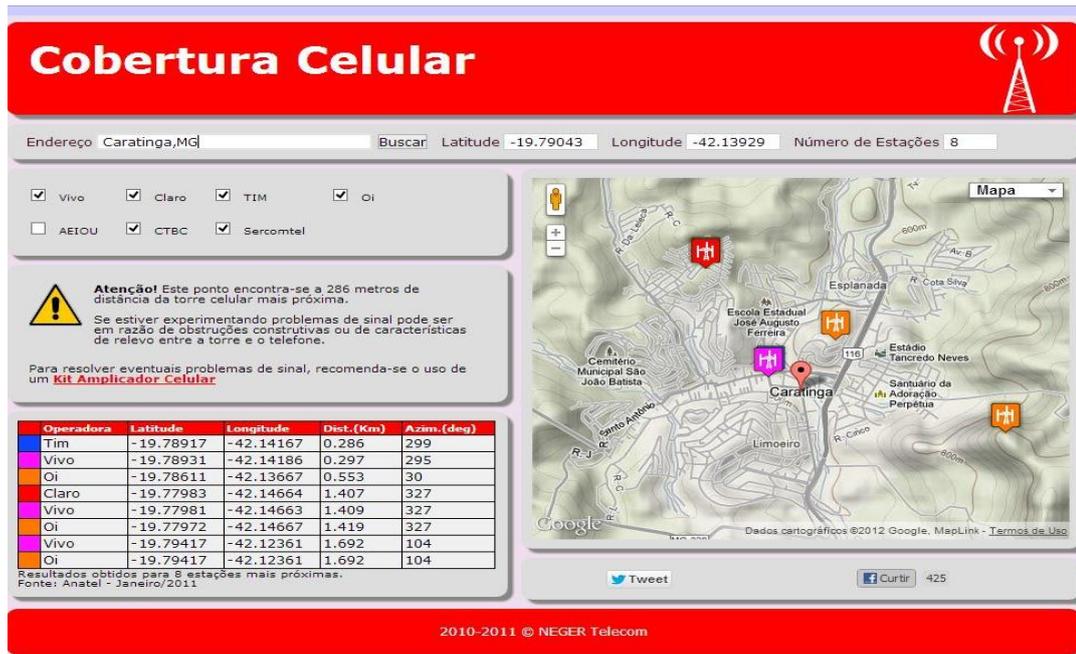


Figura 19: Cobertura GPRS na cidade de Caratinga - MG e antenas de celular

Fonte: Cobertura celular, 2012

A área de atuação da regional de Caratinga, conta com 25.744 clientes divididos em uma extensa área rural, conforme pode ser observado na Figura 20 que apresenta os clientes e suas localizações através do sistema de gerenciamento de redes da CEMIG.

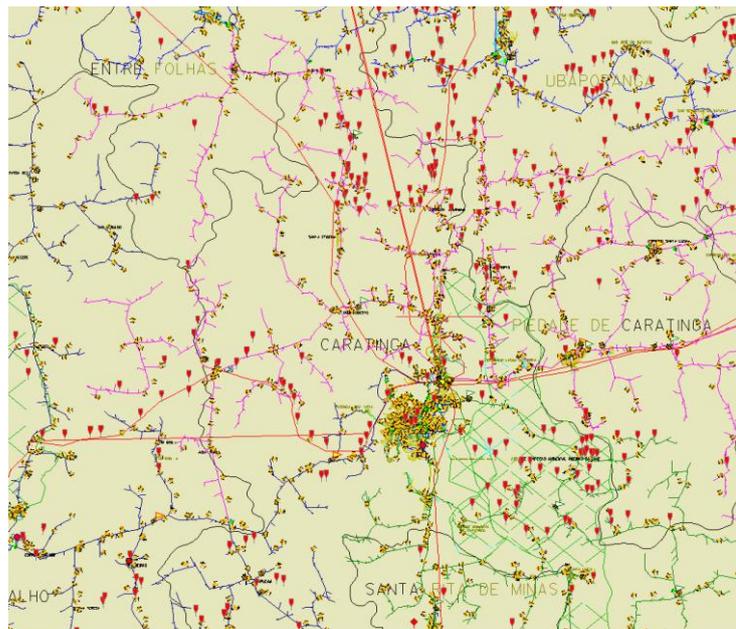


Figura 20: Mapa demonstrando a localização dos clientes da área rural de Caratinga - MG

Fonte: CEMIG

Estes clientes da área rural, nem sempre contam com a cobertura GPRS, e a adoção imediata ao sistema de telemedicação só será possível com a cobertura da tecnologia nestas regiões, porém foi estabelecido pela ANATEL (Agência Nacional de Telecomunicações), que as áreas rurais de todo o país deverão ter acesso à tecnologia GPRS a partir do ano de 2014. (BRASIL, 2012). (COMUNICAÇÕES, 2012). Portanto, a partir de 2014 será possível a implantação deste método de telemedicação na área rural.

Sabendo que a implantação do sistema de telemedicação não acontecerá de forma imediata em todo o município, a atual cobertura GPRS da área rural não será um empecilho para a implantação do projeto.

A partir de dados coletados na entrevista feita com Lucas Matias Caetano e no Edital Pregão Portal de Compras CEMIG 2012, foram feitos os cálculos dos custos mensais atuais da empresa, envolvendo equipamentos de proteção, salário e todos os encargos de cada funcionário, com o auxílio de Alexandre Magno Rocha Dutra e Priscilla dos Anjos Rocha, profissionais da área contábil.

Tomando como base o índice de perdas não técnicas de energia elétrica (ZIMMERMANN,2010) e dados obtidos com Lucas Matias Caetano do número de clientes e consumo médio em Caratinga, pôde-se obter o valor aproximado da perda mensal em kWh e financeira que a concessionária tem com ligações clandestinas. E para finalizar o total de gastos atuais, foi feita a soma de dos custos pessoais, adicionais e operacionais.

Após estes resultados, foi calculado o novo custo pessoal que a empresa terá com a implantação do sistema, reduzindo o custo com equipamentos e profissionais que não serão mais necessários. E para calcular o custo que a concessionária terá com a implantação do sistema, foram utilizados os dados obtidos com Christianno Roberto Leite Freitas, como: custos de medidores, equipamentos de transmissão de dados e adoção do software. Além dos custos operacionais mensais como a tarifa de GPRS e licença mensal do software.

Para finalizar foi elaborada a Tabela 14, apresentando as despesas atuais da empresa e comparando-as com as despesas estimadas com a implantação do novo sistema, a fim de fazer uma análise da possível viabilidade da implantação dos medidores inteligentes no município de Caratinga, e de quanto tempo será necessário para o retorno de tal investimento.

4. PROJETOS ATUAIS EM ANDAMENTO

Neste capítulo foram abordados os projetos de implantação e do sistema de telemedição no Brasil que já se encontram em andamento.

4.1 Projeto piloto da Companhia Energética de Minas Gerais CEMIG

Existem projetos de implantação da rede *Smart Grid* realizados por algumas concessionárias no Brasil. Alguns já se encontram em andamento, como o projeto “Cidades do Futuro” realizado pela CEMIG em parceria com a Fundação Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD) e a Fundação para Inovações Tecnológicas (FITec). Sua implantação já está sendo feita na cidade de Sete Lagoas – MG, que foi escolhida por suas características representativas de mercado, a proximidade com a capital do estado, o fato de ter a universidade corporativa da empresa que possui laboratórios aonde serão desenvolvidos os testes. (DUARTE, 2011)

De acordo com Hernandes (2011):

É um modelo que deverá atender muito bem ao Brasil por suas características socioeconômicas. O mercado consumidor e as distribuidoras necessitam de projetos de pesquisa e desenvolvimento que apontem as melhores tecnologias e os respectivos benefícios produzidos para a nossa realidade. Hernandes (2011).

Conforme disse Hernandes (2011), com a adoção o modelo *Smart Grid* no Brasil, poderá trazer outros benefícios além da melhoria do sistema elétrico, a sua adoção poderá incentivar a elaboração de projetos de pesquisa, o crescimento da indústria e comércio desenvolvendo ainda mais o país e incentivando novas fontes de recursos e renda para a população.

Além de Sete Lagoas, outros municípios no estado de Minas Gerais também irão participar dos estudos para implantação da rede, são eles: Baldim, Funilândia, Jequitibá, Prudente de Moraes, Santana do Pirapama e Santana do Riacho. (PORTAL SETE, 2012)

A CEMIG ainda não afirma quando haverá a implantação do sistema em todo o estado de Minas Gerais, pois ainda está em processo de avaliação da viabilidade técnica e econômica das redes inteligentes. Segundo Senna (2012) para fazer esta análise da

viabilidade, ela irá investir cerca de R\$50 milhões até o ano de 2014 no projeto “Cidades do Futuro”.

A instalação dos medidores inteligentes na cidade de Sete Lagoas se iniciou no dia 24 de setembro de 2012, prevendo a instalação de cerca de 3,8 mil aparelhos na fase inicial, e totalizando oito mil medidores até o fim do ano de 2013. (LUIZ, 2012)

Para o desenvolvimento do projeto, estão envolvidos cerca de 200 profissionais de diversas áreas. A previsão para o término das pesquisas é até o fim do ano de 2014. (PORTAL SETE, 2012)

4.2 Projeto implantado pela Companhia Eletricidade do Estado da Bahia COELBA

O sistema de medição automatizada já opera de forma comercial para alguns clientes, por empresas concessionárias de energia elétrica no país, como a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA.

A COELBA está presente em 415 dos 417 municípios baianos, e fornece energia elétrica a mais de 13,5 milhões de habitantes em uma área de concessão de 563 km². (TELECO, 2010).

A telemedição começou a ser implantada em 2007 primeiramente em unidades consumidoras do grupo A, que são caracterizados por clientes com fornecimento em alta tensão. Atualmente a empresa conta com 6.500 contratos de telemedição para consumidores deste grupo.

A Figura 21 mostra o conjunto de telemedição utilizado para clientes do grupo A, podendo ser visualizado o medidor, interligado ao equipamento de comunicação (unidade de comunicação remota) que envia as informações pela rede GPRS até o data-center da empresa. (TELECO, 2010).



Figura 21: Conjunto de telemedição consumidores grupo A.
Fonte: Teleco, 2010

Conforme informado por meio da entrevista com o Christianno, a empresa em 2012 conta com 19 mil unidades consumidoras do grupo B, atendidas pelo sistema de telemedição, englobando áreas de difícil acesso e localidades isoladas. Em Salvador - BA, o bairro de Vale dos Rios conta com 958 unidades consumidoras telemedidas, o morro de São Paulo conta com o sistema de telemedição atendendo a 100% dos consumidores, além da total implantação do sistema em toda a ilha de Tinharé, município de Cairu – BA, possibilitando o acesso através do sistema de telemedição a mais de 3 mil unidades consumidoras. (TELECO, 2010)

4.2.1 Funcionamento do Sistema

O sistema de telemedição conta com os seguintes equipamentos: medidor inteligente, concentrador, unidade de comunicação remota, rede de tráfego de dados, *data center* e *softwares* de controle, conforme dito por Christianno.

Os medidores contam com uma variedade de quatro modelos, dois para os consumidores do grupo A e dois para os consumidores do grupo B, que são analisados seguindo critérios da própria empresa, afim de escolher o mais viável de acordo com as características da rede, custo e critérios da empresa.

O concentrador e a unidade de comunicação remota enviam e recebem as informações de cada medidor para o centro de controle de medição, diferenciando-se de acordo com os clientes, sendo a unidade de comunicação remota a via de acesso dos clientes do grupo A, em que cada medidor tem seu sistema de envio e recebimento de informações individual, diferente dos medidores do grupo B, em que é utilizado um concentrador recolhendo as informações de um grupo de medidores e enviando os dados todos de uma vez, através do sistema GPRS. Essa medida é adotada a fim de minimizar os custos, que segundo Christianno cada unidade de comunicação remota tem um custo de R\$800,00, e o concentrador tem o mesmo custo, R\$800,00, porém com a vantagem de atender a um número maior de medidores, reduzindo assim o custo da transmissão de dados dos clientes do grupo B.

As redes de tráfego de dados utilizadas no grupo B, são: o GPRS e o PLC. As informações que trafegam na baixa tensão, entre os medidores e os concentradores utilizam a tecnologia PLC, e entre os concentradores e o centro de medição são interligados pela rede GPRS, caracterizando assim em um sistema híbrido.

Na Figura 22 é possível verificar os medidores inteligidos à rede elétrica de distribuição que é inteligida a um concentrador (representado por um roteador na figura). Nele se concentram as informações de todos os medidores que são enviadas para a operadora de celular através da rede GPRS, que através de uma Rede Privativa Virtual, ou pela *internet*, envia as informações para a concessionária. O dados são processados em um *data center* (representado por um servidor na figura) que interpreta e torna os dados úteis para a concessionária permitindo o acesso a eles através de sua rede corporativa.

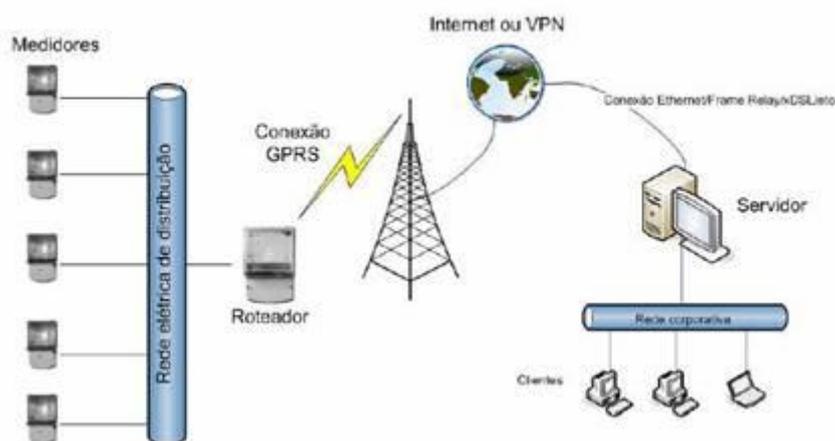


Figura 22: Modelo do sistema de telemedição utilizado pela COELBA
Fonte: Teleco, 2010

Através do sistema de telemedição, a COELBA conta com as funções de corte e religamento do fornecimento de energia para unidades consumidoras, conforme dito por Christianno. Tal serviço só é possível através de um constante monitoramento online das unidades consumidoras. Esse monitoramento é realizado pelo sistema computacional CAS Hemera. Fornecido pela empresa CAS Tecnologia. Dentre outras funções deste sistema está a geração de gráficos e relatórios de consumo, qualidade da energia fornecida pela concessionária e uma série de outras informações sobre consumo de cada cliente através dos dados fornecidos pelo medidor e tratadas pelo sistema. (TELECO, 2010)

A COELBA, uma das pioneiras no sistema de Telemedição no Brasil, vê com bons olhos esse sistema e pretende adota-lo em todas as unidades consumidoras do grupo A dentro de alguns anos. (TELECO, 2010).

5. RESULTADOS

Neste capítulo seguem-se os resultados da pesquisa realizada, com a apresentação dos dados referentes aos custos atuais e a estimativa dos custos para a implantação do referido sistema.

5.1 Análise de custos com o modelo atual

Diante de todos os dados coletados, foi possível fazer uma análise dos custos atuais que a concessionária tem com funcionários, equipamentos de proteção, custos adicionais, e até o prejuízo que a empresa tem com perdas acarretadas por erros de leitura, ligações clandestinas, entre outros problemas.

5.1.1 Custo pessoal

Na Tabela 2 é possível ver os custos que a empresa tem com salários, incluindo 13º salário, férias, FGTS e todas as despesas referentes aos custos com funcionários envolvidos na área de medição. (CEMIG³, 2012)

| CUSTOS DA EMPRESA COM FUNCIONÁRIOS POR MÊS | | | | | | | |
|--|--------|--------------|----------------|-------------|--------------|--------------|------------|
| Cargos | Quant. | Salário | Total Salários | 13% Salário | Férias | INSS | SAT |
| Salário (Leituristas) | 3 | R\$ 780,00 | R\$ 2.340,00 | R\$ 194,92 | R\$ 259,97 | R\$ 468,00 | R\$ 70,20 |
| Salário (Leituristas + Periculosidade) | 10 | R\$ 980,00 | R\$ 9.800,00 | R\$ 816,34 | R\$ 1.088,78 | R\$ 1.960,00 | R\$ 294,00 |
| Salário (Analista de Consistência) | 1 | R\$ 1.244,00 | R\$ 1.244,00 | R\$ 103,63 | R\$ 138,21 | R\$ 248,80 | R\$ 37,32 |
| Salário (Supervisor Base Operativa) | 1 | R\$ 2.180,00 | R\$ 2.180,00 | R\$ 181,59 | R\$ 242,20 | R\$ 436,00 | R\$ 65,40 |
| Salário (Supervisor Geral) | 1 | R\$ 3.620,00 | R\$ 3.620,00 | R\$ 301,55 | R\$ 402,18 | R\$ 724,00 | R\$ 108,60 |
| Salário (Técnico de Segurança) | 1 | R\$ 1.866,00 | R\$ 1.866,00 | R\$ 155,44 | R\$ 207,31 | R\$ 373,20 | R\$ 55,98 |

| SAL. EDUCAÇÃO | INCR/SEST/SENAT/SEI | FGTS | FGTS/RECISAO | INSS | S/Férias e 13º |
|---------------|---------------------|------------|--------------|------------|----------------|
| R\$ 58,50 | R\$ 77,22 | R\$ 187,20 | R\$ 74,88 | R\$ 51,01 | |
| R\$ 245,00 | R\$ 323,40 | R\$ 784,00 | R\$ 313,60 | R\$ 213,64 | |
| R\$ 31,10 | R\$ 41,05 | R\$ 99,52 | R\$ 39,81 | R\$ 27,12 | |
| R\$ 54,50 | R\$ 71,94 | R\$ 174,40 | R\$ 69,76 | R\$ 47,52 | |
| R\$ 90,50 | R\$ 119,46 | R\$ 289,60 | R\$ 115,84 | R\$ 79,92 | |
| R\$ 46,65 | R\$ 61,58 | R\$ 149,28 | R\$ 59,71 | R\$ 40,68 | |

Total Geral = R\$34.021,01

Tabela 2: Custo da empresa com funcionários por mês.

Atualmente, para realizar a medição no município de Caratinga, a empresa conta com três leituristas que trabalham sem o auxílio de motocicletas e dez que trabalham com o auxílio deste meio de transporte. Os profissionais que trabalham com motocicletas recebem um adicional de periculosidade no valor de duzentos reais, aumentando assim os gastos para a empresa. Além disso, na Tabela 2, é possível visualizar os valores referentes aos outros profissionais envolvidos no método, que trabalham na parte administrativa do setor.

Com base nos salários de cada profissional envolvido na medição e com o suporte de profissionais da área contábil, Alexandre e Priscilla, foi possível calcular as despesas legais que a empresa tem com os funcionários em sua folha de pagamento, que é estimado em R\$ 34.021,01. Um custo que pode ser reduzido com a implantação do novo método de medição proposto.

5.1.2 Custos adicionais

Os custos adicionais com os funcionários da área, como: o aluguel da motocicleta de leituristas que trabalham em área rural (devido as motos não serem da empresa), os uniformes, vale refeição, e todos os outros gastos, são demonstrados na Tabela 3. Para o cálculo dos valores de cada item foram utilizados sites de compra conhecidos como: PAO DE AÇUCAR (2012) e ZAZZLE (2012), e informações cedidas por Lucas Matias Caetano.

| CUSTO ADICIONAL DA EMPRESA COM FUNCIONÁRIOS | | | | | |
|--|---------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|--|
| DESCRIÇÃO | QUANT. | Valor Unitário | Valor Mensal | Valor Anual | |
| Vale Refeição | 13 | R\$ 500,00 | R\$ 6.500,00 | R\$ 78.000,00 | |
| Aluguel Moto | 10 | R\$ 1.150,00 | R\$ 11.500,00 | R\$ 138.000,00 | |
| Camisa | 39 | R\$ 30,00 | R\$ 7,50 | R\$ 90,00 | |
| Calça | 39 | R\$ 35,00 | R\$ 8,75 | R\$ 105,00 | |
| Boné | 3 | R\$ 33,95 | R\$ 5,66 | R\$ 67,90 | |
| Sapato | 13 | R\$ 139,90 | R\$ 34,98 | R\$ 419,70 | |
| Protetor solar | 13 | R\$ 25,00 | R\$ 325,00 | R\$ 3.900,00 | |
| TOTAL | | | R\$ 18.381,88 | R\$ 220.582,60 | |

Tabela 3: Custo adicional da empresa com funcionários

Dispondo da quantidade de material que a empresa fornece para cada funcionário por ano, foi possível calcular a despesa mensal e anual que a empresa tem com o material adicional necessário para o trabalho. Para um melhor

entendimento, foi calculado o valor destas despesas num período de um mês e de um ano obtendo um valor aproximado de R\$18.381,88 mensais R\$220.582,60 anuais. Estas despesas são necessária para manter a mão de obra dos leituristas, dessa forma, estima-se que com a introdução do novo método, tais gastos não seriam mais necessários.

Além das despesas anteriormente relacionadas, a empresa é obrigada a fornecer equipamentos de proteção individual (EPI) para os profissionais que trabalham com as motocicletas. Foi relacionado todo o material fornecido pela empresa na Tabela 4 sendo possível visualizar todos os custos que a empresa tem com os funcionários que necessitam de EPI's.

Os cálculos foram feitos com base em CEMIG³ (2012), e levando em consideração a durabilidade destes equipamentos, que gira em torno de 10 meses. E para uma melhor visualização dos valores, foram calculados o valor mensal e anual, desta das despesas.

| CUSTOS DA EMPRESA COM FUNCIONÁRIOS MOTOCICLISTAS (EPI'S) | | | | | |
|--|--------|----------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| Descrição | Quant. | Valor Unitário | Valor Total | Valor mensal | Valor anual |
| Capacete fechado com viseira transparente | 10 | R\$ 155,20 | R\$ 1.552,00 | R\$ 155,20 | R\$ 1.862,40 |
| Jaqueta com faixa refletiva - conformidade NR 10 | 10 | R\$ 120,00 | R\$ 1.200,00 | R\$ 120,00 | R\$ 1.440,00 |
| Colete refletivo | 10 | R\$ 93,75 | R\$ 937,50 | R\$ 93,75 | R\$ 1.125,00 |
| Bota p/ motociclista - Cano longo | 10 | R\$ 139,90 | R\$ 1.399,00 | R\$ 139,90 | R\$ 1.678,80 |
| Cotoveleira para motociclista | 10 | R\$ 37,90 | R\$ 379,00 | R\$ 37,90 | R\$ 454,80 |
| Joelheira para motociclista | 10 | R\$ 62,46 | R\$ 624,60 | R\$ 62,46 | R\$ 749,52 |
| Conjunto de macacão de chuva | 10 | R\$ 53,20 | R\$ 532,00 | R\$ 53,20 | R\$ 638,40 |
| luva p/ Motociclista | 10 | R\$ 39,50 | R\$ 395,00 | R\$ 39,50 | R\$ 474,00 |
| Adesivo refletivo - formato para tanque | 10 | R\$ 5,40 | R\$ 54,00 | R\$ 5,40 | R\$ 64,80 |
| Mata cachorro dianteiro | 10 | R\$ 54,74 | R\$ 547,40 | R\$ 54,74 | R\$ 656,88 |
| Antena de proteção contra linha de cerol - 2 antenas | 10 | R\$ 22,00 | R\$ 220,00 | R\$ 22,00 | R\$ 264,00 |
| Bauleto - Volume mínimo 32 L | 10 | R\$ 219,52 | R\$ 2.195,20 | R\$ 219,52 | R\$ 2.634,24 |
| Dispositivo Adesivo retrorrefletivo para bauleto | 10 | R\$ 35,00 | R\$ 350,00 | R\$ 35,00 | R\$ 420,00 |
| Adesivo refletivo - formato para tanque | 10 | R\$ 2,70 | R\$ 27,00 | R\$ 2,70 | R\$ 32,40 |
| Adesivo refletivo - velocidade máxima - para bauleto | 10 | R\$ 2,70 | R\$ 27,00 | R\$ 2,70 | R\$ 32,40 |
| Controlador de velocidade | 10 | R\$ 840,00 | R\$ 8.400,00 | R\$ 840,00 | R\$ 10.080,00 |
| Contrato rastreamento 36 meses - Base R\$70,00 / mês | 10 | R\$ 70,00 | R\$ 700,00 | R\$ 70,00 | R\$ 840,00 |
| Curso de Direção Defensiva | 10 | R\$ 153,07 | R\$ 1.530,70 | R\$ 153,07 | R\$ 1.836,84 |
| TOTAL | | | R\$ 21.070,40 | R\$ 2.107,04 | R\$ 25.284,48 |

Tabela 4: Custos da empresa com funcionários motociclistas

Pode ser verificado que somente com equipamentos de proteção individual a empresa tem um gasto anual de R\$ 25.284,48 com os leituristas. O qual poderia também ser extinto com a adoção do método de medição automatizada.

5.1.3 Custo operacional

Diante de todas as despesas os custos levantados para manter o sistema atual, a empresa ainda sofre com perdas financeiras que são relacionadas ao sistema de medição. Perdas resultantes de energia elétrica furtada, através de ligações clandestinas, e erros na medição ou na leitura do consumo de alguns clientes.

Estas perdas são enfrentadas por várias distribuidoras de todo o país, e gera um grande prejuízo para as concessionárias de energia elétrica. Segundo os dados do Ministério de Minas e Energia (ZIMMERMANN, 2010), estas perdas representam 6,7% de toda a energia consumida pelo país.

A Tabela 5 foi criada para mostrar uma estimativa da perda mensal de energia que a concessionária tem no município de Caratinga, representada em kWh. Para o cálculo foi utilizada a porcentagem média de perdas no Brasil, ou seja, o quanto as concessionárias de todo o Brasil perderam na distribuição de energia através de perdas não técnicas, segundo dados do Ministério de Minas e Energia, e outros dados cedidos por Lucas Matias Caetano, como: consumo total e consumo faturado de Caratinga, número de clientes do município e média de consumo faturado por cliente.

| PERDA MENSAL EM kWh | |
|--|------------------|
| Número de clientes do município de Caratinga - MG | 104.072 |
| Consumo médio faturado por cliente em kWh | 200 |
| Consumo total do município de Caratinga - MG em kWh | 22.309.110 |
| Índice de Perdas | 6,7% |
| Consumo faturado do município de Caratinga - MG | 20.814.400 |
| Perda total no município de Caratinga - MG em kWh | 1.394.565 |

Tabela 5: Perda mensal em kWh

Através da Tabela 5 é possível verificar que o consumo médio faturado de cada cliente no município de Caratinga é de aproximadamente 200kWh e o número total de clientes gira em torno de 104.072, a partir destes dados foi possível estimar que o consumo faturado da cidade é de aproximadamente 20,8 GWh.

Com base no índice de perdas, foi possível estimar o valor do consumo total do município, que gira em torno de 22,3 GWh (consumo faturado e consumo não faturado). Portanto, subtraindo o consumo total do consumo faturado, foi possível

encontrar o valor da perda de energia elétrica da concessionária, totalizando aproximadamente 1,4 GWh. Uma perda consideravelmente alta, obtida através de ligações clandestinas e erros de leitura.

Obtendo o total da perda de energia no município estudado e o valor médio pago por cliente do grupo B por kWh, através da tabela de tarifas e serviços (CEMIG¹, 2012) foi possível efetuar o cálculo e obter o valor aproximado desta perda, conforme pode ser visto na Tabela 6.

| PERDAS FINANCEIRAS | |
|--|------------------|
| Perda mensal no município de Caratinga - MG em kWh | 1.394.565,00 |
| Valor médio cobrado por kWh | R\$ 0,40423 |
| Valor mensal de perda em R\$ | R\$ 563.725,01 |
| Valor anual de perda em R\$ | R\$ 6.764.700,12 |

Tabela 6: Perdas financeiras

Pode-se concluir através da Tabela 6 que a concessionária de energia elétrica tem uma perda anual de R\$6.764.700,12 com energia que não é medida por erros de leitura e ligações clandestinas. Este valor muito elevado é o grande motivador para a adoção do novo método de medição.

5.1.4 Custo total

Através de todos estes dados, é possível chegar ao total de gastos que a concessionária tem atualmente, tanto mensal quanto anualmente. Como pode ser verificado na Tabela 7.

| TOTAL DE GASTOS ATUAIS | | |
|---|-----------------------|-------------------------|
| DESCRIÇÃO | VALOR MENSAL | VALOR ANUAL |
| CUSTO COM FUNCIONÁRIOS | R\$ 34.021,01 | R\$ 408.252,12 |
| CUSTOS COM FUNCIONÁRIOS MOTOCICLISTAS (EPI'S) | R\$ 2.107,04 | R\$ 25.284,48 |
| CUSTO ADICIONAL COM FUNCIONÁRIOS | R\$ 18.381,88 | R\$ 220.582,56 |
| PERDAS FINANCEIRAS | R\$ 563.726,01 | R\$ 6.764.712,12 |
| TOTAL | R\$ 618.235,94 | R\$ 7.418.831,28 |

Tabela 7: Total de gastos atuais

Ao somar todos os gastos que a empresa tem anualmente, como: funcionários, equipamentos de proteção, custos adicionais e perdas financeiras, pode-se concluir que a empresa tem um gasto anual de aproximadamente R\$7.418.831,28 com o modelo atual de medição. Podendo perceber que o método atual tem despesas significativas, se for levado em consideração às perdas de energia não detectáveis e todos os outros gastos envolvidos.

5.2 Análise de custos futuros

Através dos dados obtidos da cidade de Caratinga – MG, como o número de consumidores do grupo A e grupo B, informações sobre a rede de distribuição (o número de transformadores operantes na RDU e RDR) número de clientes da área rural, entre outras informações, foi possível elaborar de forma aproximada, os custos para a implantação do sistema de telemedição na cidade.

5.2.1 Custo pessoal

Na Tabela 8 é possível visualizar os gastos pessoais que continuarão presentes com a implantação dos medidores inteligentes. Havendo uma redução com a previsão de cortes de algumas funções devido à automatização da leitura da medição e uma maior confiabilidade dos dados referentes à medição do consumo de energia dos clientes.

| CUSTOS DA EMPRESA COM FUNCIONÁRIOS POR MÊS APÓS A IMPLANTAÇÃO | | | | | | | |
|---|--------|--------------|---------------------|-------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| Cargos | Quant. | Salário | Total Salários | 13% Salário | Férias | INSS | SAT |
| Salário (Supervisor Base Operativa) | 1 | R\$ 2.180,00 | R\$ 2.180,00 | R\$ 181,59 | R\$ 242,20 | R\$ 436,00 | R\$ 65,40 |
| Salário (Supervisor Geral) | 1 | R\$ 3.620,00 | R\$ 3.620,00 | R\$ 301,55 | R\$ 402,18 | R\$ 724,00 | R\$ 108,60 |
| Salário (Técnico de Segurança) | 1 | R\$ 1.866,00 | R\$ 1.866,00 | R\$ 155,44 | R\$ 207,31 | R\$ 373,20 | R\$ 55,98 |
| Totais | | | R\$ 7.666,00 | R\$ 638,58 | R\$ 851,69 | R\$ 1.533,20 | R\$ 229,98 |

| SAL. EDUCAÇÃO | INCR/SEST/SENAT/SEI | FGTS | FGTS/RECISAO | INSS S/Férias | e 13º |
|---------------|---------------------|------------|--------------|---------------|-------|
| R\$ 54,50 | R\$ 71,94 | R\$ 174,40 | R\$ 69,76 | R\$ 47,52 | |
| R\$ 90,50 | R\$ 119,46 | R\$ 289,60 | R\$ 115,84 | R\$ 78,92 | |
| R\$ 46,65 | R\$ 61,58 | R\$ 149,28 | R\$ 59,71 | R\$ 40,68 | |
| R\$ 191,65 | R\$ 252,98 | R\$ 613,28 | R\$ 245,31 | R\$ 167,12 | |

Total Geral = R\$12.389,79

Tabela 8: Custos da empresa com funcionários por mês após a implantação

Com a implantação do novo sistema de medição, o gasto pessoal terá uma redução considerável. Não seriam necessários os leituristas para que a empresa obtenha a leitura do consumo dos clientes, ocasionando a extinção dos gastos com adicional de periculosidade e todos os outros custos gerados, pelo sistema de medição atual, na manutenção destes profissionais. Ocorrerá também a extinção de outros profissionais como o analista de consistência, já que a leitura será realizada de forma automatizada, não havendo ocorrências de erros.

Diante deste novo cenário estima-se que o gasto total da empresa com funcionários, após a implantação, passará a ser de R\$12.389,79, reduzindo a despesa de forma considerável.

5.2.2 Custo de implantação

Para elaborar o custo necessário para a implantação, foi utilizado o número de consumidores do grupo A, obtidos com Lucas, e o número total de unidades consumidoras (somadas dos grupos A e B) na cidade de Caratinga – MG, obtida através do Escopo dos Serviços de Leitura de Medidores – Lote 05 - Caratinga –MG Outubro 2012. (CEMIG³, 2012)

De posse do número de consumidores de cada grupo foi possível elaborar o custo aproximado para a substituição dos medidores convencionais para medidores inteligentes em cada unidade consumidora da cidade.

Diante das limitações do sistema PLC, será instalado um concentrador que será responsável por receber as informações de certa quantidade de clientes. Para estimar o número de concentradores necessários para atender a todos os consumidores, foi levantada a quantidade de transformadores instalados no município fornecida pela CEMIG, anexo 4.

Cada transformador atende a um número de clientes da baixa tensão, e todos estes clientes são interconectados, através da rede de baixa tensão, ao transformador. Como o tráfego de dados no sistema PLC proposto, em tese não suportaria os transformadores, cada concentrador será instalado próximo aos transformadores, de forma que as informações de cada cliente, que trafegará pelo sistema PLC, poderão ser transmitidas via GPRS antes de chegarem aos transformadores. Desta forma, o número de transformadores existentes na cidade

será igual ao número de concentradores necessários para a conexão dos clientes ao centro de medição.

O valor do *software* de gerenciamento de dados do medidor (MDM) e o custo para a integração de cada medidor no *software* de telemedição, que varia de acordo com grupo de consumo que cada cliente pertence, foi cedidos por Christiano e informados pela COELBA.

Todos estes dados foram utilizados para o cálculo aproximado do custo total de implantação dos medidores inteligentes no município de Caratinga - MG, como mostra na Tabela 9.

| CUSTO PARA A IMPLANTAÇÃO | | | | |
|---------------------------------|---------|------------------|-------------|----------------------|
| Descrição | Quant | Valor Unitário | Valor Total | |
| MEDIDORES GRUPO A | 700 | R\$ 1.000,00 | R\$ | 700.000,00 |
| MEDIDORES BRUPO B | 103.370 | R\$ 500,00 | R\$ | 51.685.000,00 |
| CONCENTRADORES | 3.379 | R\$ 800,00 | R\$ | 2.703.200,00 |
| UNIDADE DE COMUNICAÇÃO REMOTA | 700 | R\$ 800,00 | R\$ | 560.000,00 |
| INTEGRAÇÃO DO MEDIDOR - GRUPO A | 700 | R\$ 140,00 | R\$ | 98.000,00 |
| INTEGRAÇÃO DO MEDIDOR - GRUPO B | 103.370 | R\$ 7,00 | R\$ | 723.590,00 |
| SOFTWARE MDM | 1 | R\$ 1.000.000,00 | R\$ | 1.000.000,00 |
| TOTAL | | | R\$ | 57.089.790,00 |

Tabela 9: Custo para a implantação

Diante da quantidade e valor do concentrador, unidade de comunicação remota, software, dos dois modelos de medidores e da integração dos mesmos com o sistema, pôde-se calcular o valor total estimado para a implantação do sistema de medição automatizada no município de Caratinga - MG, totalizando em R\$ 57.089.790,00. Um alto investimento que a empresa terá que fazer para a implantação do novo método.

5.2.3 Custo operacional

A implantação do novo método de medição terá também um custo mensal, mostrado na Tabela 10, que inclui o valor da licença do *software* e o custo da tarifa de GPRS cobrada pela operadora de celular. Tais valores foram cedidos por Christiano.

| CUSTO OPERACIONAL MENSAL DA IMPLANTAÇÃO | | | |
|--|--------------|-----------------------|----------------------|
| Descrição | Quant | Valor Unitário | Valor Total |
| TARIFA DE GPRS | 4.079 | R\$ 10,00 | R\$ 40.790,00 |
| LICENÇA MENSAL SOFTWARE MDM | 1 | R\$ 15.000,00 | R\$ 15.000,00 |
| TOTAL | | | R\$ 55.790,00 |

Tabela 10: Custo operacional mensal da implantação

A tarifa de GPRS será cobrada por cada Concentrador e por cada Unidade de Comunicação Remota, instados. Portanto a empresa terá um custo mensal de R\$ 55.790,00 para o pleno funcionamento do sistema de medição automatizada, que requer uma comunicação online de todos estes equipamentos após sua implantação.

5.2.4 Custo total

Estima-se que no ano da implantação a empresa terá uma despesa no valor de R\$57.907.947,48, esse valor seria com a implantação do novo método de medição e os custos necessários para o funcionamento do sistema, conforme pode ser observado na Tabela 11, que apresenta o custo mensal e o custo estimado no primeiro ano da implantação.

| TOTAL DE CUSTOS FUTUROS | | | |
|----------------------------------|---------------------|------------------|--------------------------|
| | VALOR MENSAL | | VALOR EM 1 ANO |
| CUSTOS COM FUNCIONÁRIOS | R\$ | 12.389,79 | R\$ 148.677,48 |
| CUSTO OPERACIONAL DA IMPLANTAÇÃO | R\$ | 55.790,00 | R\$ 669.480,00 |
| CUSTO PARA A IMPLANTAÇÃO | | | R\$ 57.089.790,00 |
| TOTAL DE CUSTOS FUTUROS | R\$ | 68.179,79 | R\$ 57.907.947,48 |

Tabela 11: Total de custos futuros

5.2.5 Custo após a implantação do sistema

Após a implantação do sistema a empresa terá uma despesa estimada de R\$ 818.157,48 por ano. Estas despesas são equivalentes aos custos com funcionários, que terá o seu número reduzido e os gastos necessários para manter o sistema operando (custo operacional). Conforme pode ser observado na Tabela 12.

| CUSTO ANUAL APÓS IMPLANTAÇÃO | | |
|-------------------------------------|------------|-------------------|
| CUSTOS C/ FUNCIONÁRIOS | R\$ | 148.677,48 |
| CUSTO OPERACIONAL | R\$ | 669.480,00 |
| TOTAL DE CUSTOS FUTUROS | R\$ | 818.157,48 |

Tabela 12: Custo anual após a implantação

É possível visualizar na Tabela 12, que o custo anual do novo método de medição é consideravelmente reduzido, a maior despesa será proveniente dos custos para manter o sistema operando de forma online, já que o número de funcionários será reduzido.

5.3 Economia estimada

Como mostra a Tabela 7, o modelo atual gera um custo para a empresa estimado em R\$7.418.831,28, e após a implantação espera-se que o custo seja de R\$818.157,48. Desta forma a empresa terá uma economia anual estimada em R\$6.600.673,80, conforme pode ser observado na Tabela 13.

| ECONOMIA ANUAL APÓS IMPLANTAÇÃO | | |
|--|------------|---------------------|
| CUSTO TOTAL ANUAL COM O MODELO ATUAL | R\$ | 7.418.831,28 |
| CUSTO TOTAL ANUAL APÓS IMPLANTAÇÃO | R\$ | 818.157,48 |
| | | |
| ECONOMIA TOTAL ANUAL APÓS IMPLANTAÇÃO | R\$ | 6.600.673,80 |

Tabela 13: Economia anual após a implantação

Com uma economia estimada em mais de 6 milhões de reais, torna-se necessário uma análise da viabilidade da implantação do novo método, e se essa economia pagará o investimento necessário para a adoção do novo sistema de medição.

5.4 Análise da viabilidade de implantação da telemedição

Para a análise final da viabilidade do novo modelo de medição, foi elaborada a Tabela 12, que apresenta os custos atuais, os custos após a implantação do novo modelo de medição e a economia estimada ao longo de alguns anos.

| ANÁLISE DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO | | | | |
|--|------------------------|---------------|------------------------|---------------|
| | VALOR EM 1 ANO | | VALOR EM 5 ANOS | |
| GASTOS ATUAIS | R\$ | 7.418.831,28 | R\$ | 37.094.156,40 |
| GASTOS APÓS IMPLANTAÇÃO | R\$ | 818.157,48 | R\$ | 4.090.787,40 |
| ECONOMIA APÓS IMPLANTAÇÃO | R\$ | 6.600.673,80 | R\$ | 33.003.369,00 |
| | | | | |
| | VALOR EM 8 ANOS | | VALOR EM 9 ANOS | |
| GASTOS ATUAIS | R\$ | 59.350.650,24 | R\$ | 66.769.481,52 |
| GASTOS APÓS IMPLANTAÇÃO | R\$ | 6.545.259,84 | R\$ | 7.363.417,32 |
| ECONOMIA APÓS IMPLANTAÇÃO | R\$ | 52.805.390,40 | R\$ | 59.406.064,20 |

Tabela 14: Análise da viabilidade de implantação

Estima-se, segundo a Tabela 14, que em nove anos a empresa possa recuperar o investimento feito inicialmente, diante de uma economia de R\$59.406.064,20. Desta forma a economia gerada poderá pagar o custo da implantação do novo método de medição apresentado.

Após recuperar o valor investido, a empresa passará a ter um lucro mensal de R\$550.056,15, podendo totalizar dentro de um ano o valor de R\$6.600.673,80.

Grande parte da economia, que é estimada, virá da redução dos gastos com funcionários e da economia gerada diante da extinção das perdas de leituras erradas e perdas por ligações clandestinas, não levando em consideração as pernas naturais decorrentes do sistema de distribuição.

A redução de custos e a economia gerada são baseadas nos custos apresentados apenas na área de medição de energia elétrica, não levando em consideração os custos envolvidos na depreciação, reparos e custos de instalação dos equipamentos propostos. Um estudo futuro mais detalhado é sugerido para trabalhos futuros nesta área.

6. CONCLUSÃO

Através de análises do modelo de medição adotado atualmente foi possível estimar os custos que o método atual gera para a empresa, o valor do investimento necessário para a adoção do sistema e a economia financeira obtida através dele.

Diante de cálculos realizados na pesquisa, pôde-se estimar que a adoção do novo sistema requer um alto investimento e que este poderá gerar uma economia proporcionalmente alta após a implantação, além da solução dos problemas atuais na área.

Através da economia de recursos financeiros estimados, após a adoção do novo método a empresa terá o retorno do seu investimento em aproximadamente nove anos.

Portanto, diante deste trabalho foi possível constatar que o sistema pode ser considerado viável, desde que o tempo de retorno do investimento possa ser estendido há nove anos.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL¹. **Agência Nacional De Energia Elétrica - ANEEL RESOLUÇÃO Nº 505, DE 26 DE NOVEMBRO DE 2001.** Brasília DF.

ANEEL², Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL. Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica,** Brasília DF, 2005.

ANEEL³, Agência Nacional de Energia Elétrica – **ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 5 – Sistemas de Medição.** Brasília DF, 2009.

APPEL, James Dessuy. **Construção, manutenção e ampliação de redes e instalações elétricas: Riscos existentes e medidas de proteção.** Ijuí/RS, 2012.

BOLZANI, Caio Augustus Moraes. **Residências inteligentes, domótica, redes domésticas e automação residencial.** Editora Livraria da Física 1º Edição São Paulo, 2004.

CAMARGO, Camila. Smart Grid: a rede elétrica inteligente. Disponível em: <<http://www.tecmundo.com.br/3008-smart-grid-a-rede-eletrica-inteligente.htm>>. Acesso em: out. 2012.

CAMPOS, Luiz Fernando Laguardia. **Rede PLC Power Line Conection.** Outubro, 2008.

CEMIG¹ (2011). **Apostila Auto Leitura Rural – Módulo Treinamento Leiturista;** Janeiro 2011.

CEMIG² (2011). **Apostila Análise do Risco da Unidade Consumidora - Módulo Treinamento Leiturista;** Janeiro 2011.

CEMIG³ (2011). **Apostila Análise da Tarefa de Deslocamento - Módulo Treinamento Leiturista;** Janeiro 2011.

CEMIG¹ (2012). **Valores Tarifas e Serviços – Baixa Tensão.** Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/Atendimento/Paginas/ValoresDeTarifaEServicos.aspx>> Acesso em: nov. 2012.

CEMIG² (2012). **Edital Pregão Portal de Compras CEMIG**. Disponível em: <<http://compras.cemig.com.br/DetailheLicitacao.aspx?token=hm3XA9%2FMY3tgpaCxl5tnrwjWBH3AGViUmR17lNy6vusHDtAKGLUUBw%3D%3D>> Acesso em: nov. 2012

CEMIG³ (2012). **Escopo dos serviços de Leitura de Medidores – Lote 05 – Caratinga-MG**. Disponível em: <http://compras.cemig.com.br/LicitacoesPorStatus.aspx?token=3qjQnBHRttpoyt3oFHBPMYhxRQKFIZN4> Acesso: em set. 2012

CEMIG⁴ (2012), Companhia Energética de Minas Gerais. **Treinamento IO DDC (2012). Treinamento com manobras em sistemas energizados de baixa e média tensão**. CEMIG.

CEMIG⁵ (2012), Companhia Energética de Minas Gerais. **Apostila Rota de Leitura de Medidores – Módulo Treinamento de Agentes de Unidade Consumidora**; Janeiro 2011.

CHAGAS, Eduardo Henrique Conceição. **A Medição De Energia Elétrica No Ambiente Competitivo Do Setor Elétrico Brasileiro, Contemplando As Relações Geração– Transmissão E Transmissão–Distribuição**. Universidade Salvador. Salvador BA. 2004.

DUARTE, Adriana. **Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico** Revista P&D. Informativo do Programa de Gestão Estratégica e Tecnológica da CEMIG nº 07. 2011.

ELO. **Medidor eletrônico de energia elétrica elo 2113. Manual do usuário**. ELO ABRIL. 2005.

ELO. **Modelo de medidores**. Belo Horizonte. Disponível em: <http://www.suprefuncoge.com.br/antiores/vsupre/Dia%2027-06/Manha/2-%20V%20SUPRE/V%20SUPRE_ELO_PROJETO%20PARINTINS_rev3.pptx> Acesso em: Nov. 2012.

FURTADO, JOSÉ MARIO. **Pré – Eletrificação rural utilizando sistemas fotovoltaicos em atendimento à legislação da Aneel**. Lavras MG, 2011.

HERNANDES, Luiz. **Cidades do Futuro** Revista P&D Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico Revista P&D. Informativo do Programa de Gestão Estratégica e Tecnológica da

CEMIG nº 07, 2011. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/Inovacao/RevistasPeD/RevistaPeD2011.pdf>> Acesso em: nov. 2012.

JUNIOR, Dornelles Vissotto. **Comunicações via satélite**. Disponível em: <<http://www.vivaolinux.com.br/artigo/Comunicacoes-via-satelite/?pagina=1>>. Acesso em: out. 2012.

LIRA, Guilherme Nascimento de. **Algoritmo de reconfiguração ótima de sistemas de distribuição de energia elétrica visando a minimização de perdas**. Curitiba, 2011.

LUIZ, Fernando César. **Cemig começa a instalar medidor inteligente de energia**. 2012. Disponível em: <<http://smartgridnews.com.br/cemig-comeca-a-instalar-medidor-inteligente-de-energia/>> Acesso em: nov. 2012.

MICHELS, Felix Sávio; OLIVEIRA, Jones Allen Gressler de. **Aterramento temporário em redes de distribuição de energia elétrica**. Criciúma, 2007.

MÍNGUEZ, Agustín. **Medidores de energia ativa: Funcionamento, práticas usuais, principais ensaios e análise das fraudes mais comuns**. – Rio de Janeiro. 2007.

NAKATSUKASA, Dennis Yonaha. **Relatório técnico de avaliação da tecnologia *Powerline Communications (PLC)***- Companhia Paraense de energia – Copel – Curitiba, 2010.

NÓBREGA, André Pepitone da. **'Smart grid' vai turbinar a rede elétrica do país**. 2012. Disponível em: <<http://www.redeinteligente.com/2012/05/30/smart-grid-vai-turbinar-a-rede-eletrica-do-pais/>>. Acesso em: out. 2012.

NÓBREGA, André Pepitone da. ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, PROCESSO: 48500.005714/2009-46 SRD/ANEEL. Brasília, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012502_1.pdf> Acesso em nov. 2012.

OLIVEIRA, Rafael Deléo e JÚNIOR, Joser Carlos de Melo Viera. **Benefícios e desafios de redes inteligentes** – Revista eletônica de Energia ,v.2,n1,p.3 – Universidade de Salvador, 2012.

PAO DE ACUCAR. **Bloqueador Solar Sundown**. 2012. Disponível em: <<http://www.paodeacucar.com.br/produto/51495/bloqueador-solar-sundown-fator-30-120ml>> Acesso em nov. 2012.

PEDROSA, Mariângela Rino. **Smart grid é o futuro certo da distribuição de energia elétrica?** 2010. Disponível em: <<http://www.osestoreletrico.com.br/web/component/content/article/325-smart-grid-e-o-futuro-certo-da-distribuicao-de-energia-eletrica.html>>. Acesso em: out. 2012.

PIMENTEL, ELIÉZER. **Tecnologia GPRS Ultrapassando a barreira da comunicação sem fio.** Disponível em: <<http://www.slideshare.net/eliezerpimentel/tecnologia-gprs>>. Acesso em: out. 2012.

PINTO, M. V. Cougo (2007). **O Campo Eletromagnético** - Instituto de Física - UFRJ. Disponível em <http://www.if.ufrj.br/~joras/disciplinas/07.1/topicos/marcus.pdf> Acesso em: out. 2012.

PORTAL SETE. **Projeto Cidades do Futuro, da Cemig, quer transformar consumidores em fornecedores de energia.** 2012. Disponível em: <http://www.portalsete.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=9600:projeto-cidades-do-futuro-da-cemig-quer-transformar-consumidores-em-fornecedores-de-energia&catid=36:regiao> Acesso em: nov. 2012.

REBOUÇAS, Fernando. **Comunicação via satélite.** 2010. Disponível em: <<http://www.infoescola.com/tecnologia/comunicacao-via-satelite/>>. Acesso em: out. 2012.

SENNA, Daniel. **Sete-lagoano comanda projeto da Cemig.** 2012. Disponível em: <<http://www.setedias.com.br/cidades/3836-sete-lagoano-comanda-projeto-da-cemig>> Acesso em: nov. 2012.

SILVA, Fabrício de Carvalho. **Tecnologia PLC: Comunicação através da rede elétrica.** Disponível em: <<http://www.redesecia.com.br/site/index.php?url=artigos&ref=11>>. Acesso em out. 2012.

TELECO. **Telemedição: Estudo de caso.** 2010. Disponível em <http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialtelemed/pagina_4.asp> Acesso em: Nov.2012

TUDE, Eduardo. **GPRS.** Disponível em: <<http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialgprs/default.asp>>. Acesso em: out. 2012.

VIEIRA, José Gonçalves; ARAUJO, Sergio Granato de. **Medição Inteligente e a Smart Grid**. 2011. Disponível em: <www.smartgridnews.com.br>. Acesso em: 10 out. 2012.

WEG TRANSFORMADORES. **Geração, transmissão e distribuição de energia**. 2012. Centro de treinamento de clientes, Módulo 4. Nome do arquivo:

CTC_M4_V3_T. ZAZZLE (2012). **Custo Boné**. Disponível em <http://www.zazzle.com.br/chapeu_do_medico-148521092271006936> Acesso em: nov. 2012.

ZIMMERMANN, Márcio Pereira. **Relatório Smart Grid. Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes** - Ministério de Minas e Energia. Portaria 440 – 2010.

8. ANEXOS

Anexo 1 - Entrevista com Lucas Matias

QUESTIONÁRIO

Método de medição

Como é o processo?

Qual é o equipamento utilizado?

Como é o manuseio?

Quais as limitações dele?

Como os dados são armazenados e descarregados?

Quantos profissionais realizam a leitura? Esse número é suficiente? Um número maior traria benefícios ou uma mudança do método seria mais interessante?

Em média eles caminham quantos Km por dia?

Em localidades rurais, qual a maior distância percorrida?

A área de atuação do seu setor atua em todo o município? Por exemplo, localidades distantes que fazem parte do município de Caratinga, como Cordeiro de Minas (próximo a Ipatinga) são de sua responsabilidade?

Quais as restrições, reclamações, problemas de locomoção mais comuns?

Quais as falhas mais comuns enfrentadas?

Qual o tempo médio desde o momento que é feito a medição até a chegada da conta ao consumidor?

Qual o consumo médio dos clientes desta região?

Qual a quantidade de consumidores dos grupos A e B?

Custos

Qual o salário médio de um leiturista?

Há diferença salarial entre contratados e concursados?

Você tem conhecimento das outras despesas com esses profissionais, como seguro, custo de uniformes, EPI, despesas com acidentes, plano de saúde, e outros benefícios?

Custo com softwares e equipamentos de medição, contabilização do consumo.

Quais outras despesas não relacionadas que você tem conhecimento?

Melhorias

Em qual etapa de todo o processo, a seus olhos, necessita de melhorias?

A automatização do sistema de medição traria benefícios?

Com relação a segurança?

Rapidez, facilidades de acesso.

Como você vê esse novo método?

Há algum receio com esse novo método?

Anexo 2 - Entrevista feita com Christianno Roberto Leite Freitas

Questionário

Qual cidade é atendida pelo sistema de medição automatizado?

Quais as características dessa cidade?

Quantos clientes são atendidos por esse sistema?

Quais as características principais que motivaram a adoção desse método de medição para estes clientes?

Qual a distância média desses clientes com o local onde se concentram as informações?

Há dificuldades nesse novo método? Quais?

Há clientes que após um tempo com o novo método, voltou para o método antigo? Se sim, por qual motivo?

O cuidado com essa informação (criptografia) foi levado em conta na escolha dos medidores?

Há um método de verificação quanto a fraudes?

Além dos sistemas de segurança utilizados pelo medidor há outras formas de assegurar a segurança dessas informações?

Qual a empresa fornecedora desses medidores?

Os medidores são de produção nacional ou importados?

Há alguma desvantagem ou problema desse novo método?

Os medidores realizam cortes e religamentos remoto?

Qual a margem de erros na leitura feita pelo medidor automatizado?

Seria possível nos enviar algum estudo que tenham feito para a implantação dos medidores?

Transmissão

Qual a transmissão utilizada?

Qual o medidor automatizado utilizado? Por quê? Quais as vantagens frente a outras metodologias de medição?

Em todos os clientes atendidos a forma de transmissão das informações é via celular?

Gastos

Qual o valor do medidor?

Qual o valor de sua implantação? (incluindo gastos com funcionário que implantou)

Qual o valor de sua manutenção?

Qual o gasto mensal (caso tenha, devido à transmissão).

Quais os gastos com software que recebe a leitura e faz a contagem do consumo?

Leitura

As leituras são realizadas diariamente ou como no modelo convencional, uma vez por mês?

A concessionária envia o pedido de leitura ou ele faz automaticamente?

Onde é armazenada essa leitura?

Implantação

Quais os empecilhos para a implantação em toda a cidade?

Por que não houve a implantação fora da área rural?

ANEXO 3 – Índices contrato de Caratinga



ÍNDICES CONTRATO DE CARATINGA

| ÍNDICE DE CONTAS COM ERROS DE LEITURAS | | | | | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----------------|
| CONTRATO | JAN | FEV | MAR | ABR | MAI | JUN | JUL | Nº DE CLIENTES |
| CARATINGA | 27 | 17 | 17 | 21 | 28 | 27 | 19 | 179766 |

| ÍNDICE DE CONTAS REFATURADAS | | | | | | | | |
|------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----------------|
| CONTRATO | JAN | FEV | MAR | ABR | MAI | JUN | JUL | Nº DE CLIENTES |
| CARATINGA | 147 | 133 | 146 | 116 | 201 | 145 | 91 | 179766 |

| ÍNDICE DE FATURAMENTOS PELA MÉDIA | | | | | | | | |
|-----------------------------------|------|-----|-----|------|-------|------|-----|----------------|
| CONTRATO | JAN | FEV | MAR | ABR | MAI | JUN | JUL | Nº DE CLIENTES |
| CARATINGA | 2904 | 820 | 535 | 4868 | 11959 | 1098 | 397 | 179766 |

***Greve nos meses de Abril e Maio

| ÍNDICE DE RURAIS NÃO LIDOS A MAIS DE 03 MESES | | | | | | | | |
|---|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|----------------|
| CONTRATO | JAN | FEV | MAR | ABR | MAI | JUN | JUL | Nº DE CLIENTES |
| CARATINGA | 1782 | 1401 | 622 | 166 | 129 | 285 | 318 | 179766 |

| ÍNDICE DE URBANOS NÃO LIDOS A MAIS DE 03 MESES | | | | | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----------------|
| CONTRATO | JAN | FEV | MAR | ABR | MAI | JUN | JUL | Nº DE CLIENTES |
| CARATINGA | 12 | 10 | 18 | 18 | 33 | 32 | 22 | 179766 |

ANEXO 4 – Relação de transformadores no município de Caratinga

| COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS | | | | | | | | |
|--|------------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----|
| Localidade: 84216 - CARATINGA / TRANSFORMADORES EXISTENTES CEMIG | | | | | | | nov/12 | |
| TRANSFORMADORES CEMIG | | | | | | | | |
| CONVENCIONAL | | | | | | | | |
| TRIFÁSICO / URBANO | 300 kVA | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 1 | 15 | 60 | 130 | 116 | 44 | 5 | 1 |
| BIFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MONOFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 55 | 36 | 49 | 21 | 9 | 0 | | |
| TRIFÁSICO/ RURAL | 300 kVA | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 1 | 1 | 25 | 29 | 16 | 8 | 1 |
| BIFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MONOFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 124 | 41 | 417 | 757 | 1.314 | 0 | | |
| AUTOPROTEGIDO | | | | | | | | |
| TRIFÁSICO / URBANO | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 6 | 1 | 8 | 32 | 1 | 0 | 0 | |

| | | | | | | | | |
|---------------------------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|-----|
| MONOFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| TRIFÁSICO / RURAL | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | |
| MONOFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| OUTROS | | | | | | | | |
| TRIFÁSICO / URBANO | 300 kVA | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| BIFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MONOFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |

| | | | | | | | | |
|---------------------------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|-----|
| TRIFÁSICO / RURAL | 300 kVA | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| BIFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MONOFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |

| | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|-----|
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | | |
| TRANSFORMADORES EXISTENTES PARTICULAR | | | | | | | | |
| CONVENCIONAL | | | | | | | | |
| TRIFASICO / URBANO | 300 kVA | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 3 | 4 | 5 | 2 | 0 | 0 | 0 | 9 |
| BIFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MONOFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| TRIFASICO / RURAL | 300 kVA | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 5 | 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| BIFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MONOFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| AUTOPROTEGIDO | | | | | | | | |
| TRIFÁSICO / URBANO | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| MONOFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |

| | | | | | | | | |
|---------------------------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|-----|
| TRIFÁSICO / RURAL | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| MONOFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| OUTROS | | | | | | | | |
| TRIFÁSICO / URBANO | 300 kVA | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| BIFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MONOFÁSICO / URBANO | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| TRIFÁSICO / RURAL | 300 kVA | 150 kVA | 112 kVA | 75 kVA | 45 kVA | 30 kVA | 15 kVA | OUT |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 |

| | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|------------|-----|--|--|
| BIFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| MONOFÁSICO / RURAL | 37 kVA | 25 kVA | 15 kVA | 10 kVA | 5 kVA | OUT | | |
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Transformadores - Totalização | | | | | | | | |
| CEMIG | | | | | Particular | | | |

| Área | Urbana | Rural | | Urbana | | Rural | | |
|------------------------------|------------|------------|--|-----------|--|-----------|--|--|
| QUANT. DE TRANSFORMADORES | 590 | 2.740 | | 27 | | 22 | | |
| CARGA INSTALADA kVA | 32.867 kVA | 30.455 kVA | | 6.847 kVA | | 4.759 kVA | | |
| ÁREA | URBANO | | | RURAL | | | | |
| QUANT. TOTAL TRANSFORMADORES | 617 | | | 2.762 | | | | |