

## **ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE TELEMETRIA POR UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES DE MÉDIA TENSÃO**

**Leonardo Padoin<sup>1</sup>**

**Sérgio Martins Barcelos<sup>2</sup>**

**Resumo:** O presente trabalho tem como principal objetivo analisar a implantação de um sistema de telemetria por uma distribuidora de energia, a Cooperativa Energética Cocal (COOPERCOCAL), com sede em Cocal do Sul - Santa Catarina, para consumidores de média tensão. A análise compreende monitorar e avaliar as grandezas e valores obtidos em tempo real, de medidores multiprogramáveis, via comunicação remota, por rede de telefonia. O estudo permite que sejam levantados os pontos pertinentes aos benefícios do atual modelo em detrimento ao anterior, economizando custos e evitando perdas no faturamento, resultantes de defeitos relacionados à medição, além de permitir o controle do consumo por parte dos próprios consumidores.

**Palavras-chave:** Medição. Consumidor. Distribuidoras. Demanda. Energia Elétrica.

### **1 INTRODUÇÃO**

A energia elétrica é essencial para o mundo moderno. Ela está atrelada às tarefas cotidianas e se tornou indispensável em todos os âmbitos e escalas sociais, contribuindo com o desenvolvimento e tendo influência direta na qualidade de vida.

Cabe às distribuidoras de energia, como a Coopercocal, fornecer e propriamente distribuir a energia a seus consumidores, atendendo as normas e aos requisitos que são regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para garantir a viabilidade do sistema e determinar os custos pertinentes à distribuição, é necessário realizar a medição da energia que é consumida quando entregue ao seu destinatário final. Apesar de ser considerada a última etapa de um longo processo, não significa dizer que sua importância é menor.

É no sistema de medição e faturamento que existem as chamadas perdas não técnicas ou comerciais. Estas são perdas que devem demandar grande atenção

---

<sup>1</sup> Graduando em Engenharia Elétrica. E-mail: leonardo.padoin@gmail.com

<sup>2</sup> Prof. Sérgio Martins Barcelos. E-mail: sergio.barcelos@satc.edu.br

por parte das distribuidoras, pois estão relacionadas à energia que foi consumida, porém, não faturada. É comum que aconteçam erros de leitura, podendo assim serem cobrados valores maiores ou menores que os reais, gerando irregularidades nas cobranças. Também são inclusos nessa denominação possíveis problemas nos medidores, e até mesmo desvios ou furtos de energia.

Portanto, é necessária a busca de alternativas que tendem a solucionar ou minimizar a quantidade de eventos deste caráter, aumentando assim o rendimento do processo, a fim de garantir que os padrões de qualidade exigidos sejam atendidos, como também gerar economias quanto a gastos desnecessários.

Isso se torna possível ao implementar um sistema de telemetria, que permite controlar remotamente os medidores de energia elétrica multiprogramáveis, disponibilizando dados que facilitam a solução de problemas que por muitas vezes eram imperceptíveis.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

As seguintes seções irão expor os conteúdos relacionados à medição de energia elétrica em MT, fundamentando características intrínsecas a mesma, aspectos do sistema de telemetria e as regras de tarifação de energia elétrica.

### **2.1 DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Segundo a ANEEL, define-se distribuidora como a “agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica”. Portanto, a energia distribuída é a entregue efetivamente aos consumidores, em seus diferentes níveis, em alta tensão (AT), média tensão (MT) ou baixa tensão (BT). Algumas literaturas tratam esses termos como redes primárias e secundárias de distribuição, respectivamente [ANEEL,2011].

A Resolução 414 da ANEEL aponta que as classes consumidoras podem ser determinadas pelos níveis de tensão que são atendidas. As unidades consumidoras (UCs) com tensão de fornecimento inferiores a 2,3kV são classificadas no grupo B. São elas as residências comuns, edifícios residenciais ou comércios, que comumente tem tensão de fornecimento de 127V ou 220V [ANEEL,2010].

Já as UCs com tensão de fornecimento acima de 2,3kV, como pequenas indústrias e shopping centers, pertencem ao grupo A, que também pode ser subdividido em diferentes faixas de tensão fornecida, conforme a Tab. 1:

Tab. 1 – Subdivisão grupo A de acordo com a tensão fornecida [2].

Subgrupos Classe A	Tensão Fornecida
A1	230kV ou mais
A2	88kV a 138kV
A3	69kV
A3a	30kV a 44kV
A4	2,3kV a 25kV
AS	Sistema subterrâneo, inferior 2,3kV

Fonte: ANEEL (2010)

As distribuidoras comumente fornecem níveis de tensão que se enquadram no subgrupo A4 em sua rede primária. Para que determinado consumidor seja atendido por tensões pertencentes a este subgrupo, a carga instalada deve ser superior a 75kW, ou então apresentar características específicas detalhas na norma que rege esta seção. São os consumidores inclusos nesse subgrupo o objeto de estudo deste trabalho [FECOERUSC,2010].

## 2.2 MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONSUMIDORES DE MT

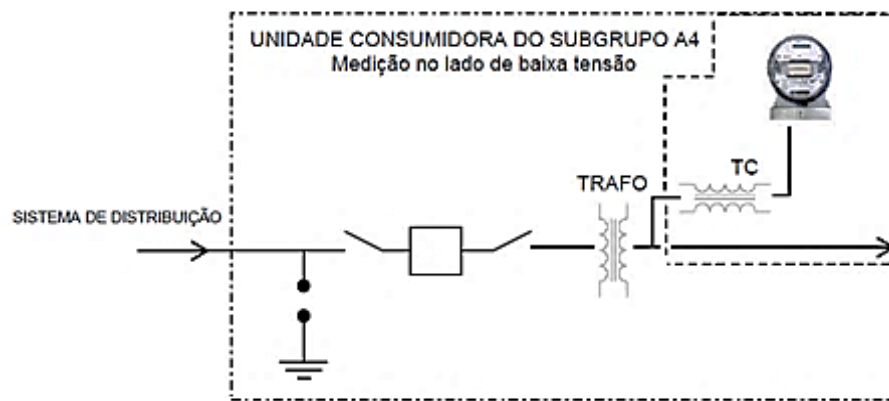
A medição de energia elétrica consiste no levantamento do consumo de determinada UC para faturamento, porém também está relacionada a verificação dos níveis de eficiência energética das instalações [LAPA,2009].

Ela pode ocorrer de duas formas, direta ou indireta. Na direta, os sinais passam inteiramente pelo circuito do medidor, o que restringe sua funcionalidade a circuitos de baixa potência, devido ao medidor admitir correntes não muito elevadas. Já a medição indireta é utilizada quando os valores envolvidos são de grandezas que dificilmente são lidas em sua forma real, o caso dos consumidores do subgrupo A4. Dessa forma, são utilizados transdutores, dispositivos que manipulam essas

grandezas a fim de convertê-las em valores adequados aos medidores [ANDREOLI,2005].

De acordo a Federação das Cooperativas de Energia do Estado de Santa Catarina (FECOERUSC), “a medição será efetuada em BT quando a potência de transformação for igual ou inferior a 300 kVA, na tensão de 380/220 V e 225 kVA na tensão 220/ 127 V, para subestação com um único transformador”. Ou seja, o circuito secundário do transformador de potência que abastece a UC, estará conectado a 3 transformadores de corrente (TCs), que irão fornecer ao medidor a corrente elétrica em níveis admissíveis ao mesmo [FECOERUSC,2010]. O esquema de ligação pode ser observado na Fig. 1.

Figura 1: Diagrama unifilar da medição em BT com TC na rede secundária.



Fonte: Adaptado de [6]

Os TCs são utilizados nesses casos exclusivamente como equipamentos de medição para faturamento, com classe de isolamento de 0,6kV para BT e 15kV para MT. Também é especificado o valor máximo de erro que o TC pode apresentar, chamado de classe de exatidão. Para consumidores em MT, estes equipamentos devem apresentar uma classe de exatidão de 0,3%. A relação de transformação, da razão em que os valores estão sendo convertidos é mutável, estando relacionada a cada carga específica [FECOERUSC,2010; ANEEL,2016].

Quando os limites de potência para medição em BT forem atingidos, a medição deverá ocorrer no primário do transformador, utilizando agora um conjunto de TCs e transformadores de potencial (TPs). Esse conjunto irá fornecer, respectivamente, valores de corrente e tensão passíveis de leitura por parte do medidor [FECOERUSC,2010; ANDREOLI,2005].

## 2.2 MEDIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

O medidor é o equipamento que quantifica a energia elétrica utilizada pelos consumidores. Tais instrumentos são utilizados para o faturamento por partes das distribuidoras, como também para controle da demanda e planejamento de expansões, e podem ser eletromecânicos ou eletrônicos [KRONITZKY,2013].

Empregado por diversos fabricantes nas medições até o surgimento de novas tecnologias, o medidor eletromecânico ainda hoje é bastante utilizado, principalmente em áreas rurais ou distantes dos grandes centros, devido seu baixo custo e disponibilidade nessas praças. Na maioria dos casos, utilizava-se o medidor com princípio de indução, que é composto por duas bobinas fixas, de corrente e de potencial (tensão), sendo nelas aplicadas as grandezas a serem registrados [NICOLAU,2013].

Estas bobinas são dispostas sob uma estrutura metálica, estabelecendo dois circuitos eletromagnéticos, que geram correntes parasitas em um disco metálico, geralmente de alumínio, que gira em seu próprio eixo. A medição, em kWh, é estabelecida de acordo com a quantidade de voltas realizadas pelo disco, que proporcionalmente está relacionada ao consumo de energia elétrica. O valor efetivo é visualizado através de um mostrador numérico, acionado pelo disco de forma similar ao funcionamento de um relógio de engrenagens [KRONITZKY,2013; NICOLAU,2013].

Tem-se como desvantagens deste tipo de medidor o forte desgaste mecânico de seus componentes, decorrentes da operação, que conseqüentemente afetam sua precisão, além de mais facilmente serem alvos de fraudes comparados aos eletrônicos [NICOLAU,2013].

Já os medidores eletrônicos não possuem qualquer tipo de sistemas de engrenagens ou características mecânicas de funcionamento, o que torna suas dimensões físicas menores.

Para esses me, os valores de corrente e tensão do circuito são manipulados por transdutores internos do equipamento, posteriormente tratados em um sistema microprocessado, em que um bloco multiplicador permite obter a potência e um bloco integrador a energia, valores armazenados em um registrador, que

contabiliza a energia consumida através de um sistema de pulsos [KRONITZKY,2013].

As grandes vantagens ao empregar o uso desse tipo de medidor é a alta exatidão comparados aos eletromecânicos, e devido a seu princípio de funcionamento, podem fornecer informações adicionais tanto a distribuidora como aos consumidores, além de possibilitar o uso de tecnologias de automação e tratamento dos dados obtidos.

Os medidores eletrônicos multiprogramáveis de energia elétrica utilizados em consumidores classe A devem estar de acordo com as condições e características regulamentadas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), registrando no mínimo as grandezas de energia ativa, energia reativa e demanda, possibilitando uma análise do circuito através de cálculos realizados por ele, e também apresentar algumas outras características como memória de massa para armazenamento de dados, porta ótica ou instrumento serial para conexão automática e aquisição de dados, entrada de dados de GPS para sincronismo de tempo, entre outros [NBR14519, 2011].

### 2.3 TELEMETRIA

Os sistemas de telemetria são aplicados no intuito de transmitir dados e informações entre diferentes pontos. Esses dados são captados por um instrumento, posteriormente modelados e recebidos em um local que efetua um monitoramento remoto.

A partir dos dados recebidos, o próprio sistema ou mesmo seus operadores conseguem interpretá-los e averiguar distúrbios ou anomalias na funcionalidade correta da atividade envolvida, e então efetuar manobras, instruções ou configurações remotamente que reestabeleçam a condição ideal de operação, caracterizando, nesse contexto, um sistema de telemetria de atuação e monitoramento remoto [LEITE,2013].

O uso desse sistema na aplicação dos medidores de energia de forma remota é interessante devido a possibilidade da economia de recursos em diversos âmbitos técnicos e econômicos.

A instrumentação é feita pelo próprio medidor, que realiza a leitura da energia e de outras grandezas citadas anteriormente. O modem ou unidade de

comunicação remota é responsável pela coleta dos valores medidos, comunicando-se com os medidores via porta óptica. Também é responsável pelo processamento e modulação dos dados adquiridos, para que esses sejam enviados via rede de telefonia e internet GPRS, a uma estação que recebe as informações para controle e operação [LEITE,2013].

Figura 2: Esquema de telemetria de energia elétrica.



Fonte: Do Autor (2018)

Dessa forma, é possível remotamente analisar aspectos pertinentes à própria medição, através de dados fornecidos pelo medidor e assim atestar o seu correto funcionamento, verificando configurações e parametrização de grandezas, condições de operação dos transformadores de instrumentos, identificar falhas e erros que possam resultar em perdas de faturamento, e por muitas vezes dispensar o deslocamento de uma equipe técnica que, anteriormente, realizava essas análises *in loco*, além de benefícios para os consumidores, sendo capaz de apurar ineficiências, reduzir o consumo geral de energia e constatar potenciais economias ao reajustar o contrato da demanda ou revisão de modalidade tarifária [LEITE,2013].

## 2.3 TARIFAÇÃO

Pode-se definir o conceito de tarifação de energia elétrica como “o conjunto de normas e regulamentos que tem por finalidade estabelecer o valor monetário da eletricidade para as diferentes classes e subclasses de unidades consumidoras” [ANEEL,2016].

É necessário compreender o sistema de tarifação e como são calculados os valores faturados para que com base nos mesmos sejam efetuados de eficiência energética. As faturas de energia fornecem dados que mensuram características do consumidor, tornando possível assim analisar as particularidades do consumo de determinada instalação, e verificar parâmetros que possibilitam um gerenciamento de energia, como também adequar questões contratuais entre consumidor e distribuidora conforme as necessidades do mesmo.

No Brasil, classifica-se as UCs em dois diferentes tipos de modalidades tarifárias, referentes aos grupos A e B. Como especificado anteriormente, essa divisão se dá em função do nível de tensão de fornecimento.

Os consumidores que pertencem ao grupo A podem ser divididos em duas modalidades tarifárias, verde ou azul. A modalidade convencional, em que eram faturados o consumo e a demanda contratada, independente dos horários do dia, foi extinta para consumidores atendidos em AT e MT a partir de março de 2018.

Para essas modalidades, em um período de 24 horas, a distribuidora define um período de 3 horas consecutivas como horário de ponta, comumente entre 18 às 21 horas, com as tarifas mais elevadas nesse intervalo. As horas restantes são definidas como horário fora de ponta. Até o ano de 2015, as tarifas também eram distinguidas em períodos do ano, seco e úmido, porém após algumas alterações realizadas pela ANEEL nas regras de tarifação, houve a substituição das tarifas referentes aos períodos do ano pelo sistema de bandeiras tarifárias, o qual gera acréscimos as tarifas de acordo com os custos para geração de energia elétrica [ANEEL,2017].

Estão enquadradas na modalidade tarifária azul obrigatoriamente os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3, e opcionalmente os demais consumidores da classe A. Nessa modalidade, a composição das faturas é feita pela soma das parcelas de consumo, demanda, e caso ocorra, ultrapassagem de demanda, apenas

cobrada quando o valor é 5 por cento acima do contratado. Porém, as parcelas sofrem diferenciação das tarifas entre horários de ponta e fora de ponta para demanda e consumo, e acréscimos de acordo com a bandeira tarifária em vigência [VIANA; et al; 2012; ANEEL,2017].

Já a modalidade tarifária verde contempla os consumidores do subgrupo A4. A composição das faturas é feita pela soma das parcelas de consumo, demanda, e caso ocorra, ultrapassagem de demanda, apenas cobrada quando o valor é 5 por cento acima do contratado, e acréscimos de acordo com a bandeira tarifária em vigência. Agora, apenas a tarifa de consumo é diferenciada em função dos horários, e a tarifa de demanda é a mesma independente desses quesitos [VIANA; et al; 2012; ANEEL, 2017].

Tab. 2 – Resumo das modalidades de faturamento.

Tarifa	Azul	Verde
Demanda	Um preço para ponta Um preço para fora de ponta	Preço Único
Consumo	Um preço para ponta Um preço para fora de ponta	

Fonte: Adaptado de VIANA; et al (2012]

Portanto, para um gerenciamento eficiente da energia é necessário averiguar as características intrínsecas a carga da UC. De acordo com a modalidade tarifária, a realocação de cargas para horários que a tarifa seja menor (fora de ponta), ou até mesmo uma substituição de fornecimento por geradores no horário de ponta pode resultar em economias no faturamento de energia elétrica.

Quanto à demanda, a proximidade do valor faturado, registrado e contratado é essencial. Se a demanda utilizada, que tem valores registrados a cada 15 minutos, for menor que o valor contratado, o faturamento se dará pelo próprio valor contratado, tornando essa subutilização um gasto desnecessário. Como explanado,

quando a demanda registrada for superior ao especificado em contrato, ultrapassando o percentual permitido, serão aplicadas as tarifas de ultrapassagem. Assim, o monitoramento constante da demanda é primordial para que o sistema esteja otimizado, garantindo economia de recursos técnicos e econômicos para os consumidores [VIANA; et al; 2012].

Entre as UCs do grupo A, também é obrigatória a medição do fator de potência (FP). Este é um índice que demonstra a relação entre o consumo de potência ativa e reativa, e conseqüentemente como está sendo utilizada a energia em determinada instalação elétrica. O valor mínimo de FP determinado pela Resolução 414 da ANEEL é de 0,92, seja indutivo ou capacitivo [ANEEL,2016].

Quando o FP for inferior a este valor, são cobrados os valores excedentes de energia reativa capacitiva e indutiva. O reativo capacitivo tem sua medição efetuada no intervalo entre 23:30 horas às 5:30 horas, sendo as horas complementares do dia medido a energia reativa indutiva. As tarifas para consumo e demanda seguem sendo os mesmos valores admitidos para consumo de energia ativa, e respeitam os mesmos critérios das modalidades tarifárias em que estão enquadrados os consumidores. A fim de evitar gastos com esses valores excedentes, algumas alternativas para manter o FP na faixa permitida são a instalação de banco de capacitores, maior utilização de motores síncronos, maior consumo de potência ativa, entre outros [VIANA; et al; 2012].

Inclusos nas faturas de energia elétrica também estão os impostos. Esses tributos de esfera federal, estadual ou municipal, são cobrados pelas distribuidoras de energia e repassados aos órgãos competentes. Dessa forma, são inclusos os tributos federais de Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), o Imposto sobre a Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS) que é regulamentado por cada estado, e a Contribuição para Custeio do serviço de Iluminação Pública (CIP), tornando responsáveis os municípios por todos os aspectos pertinentes a iluminação pública em seus domicílios [PROCEL,2011].

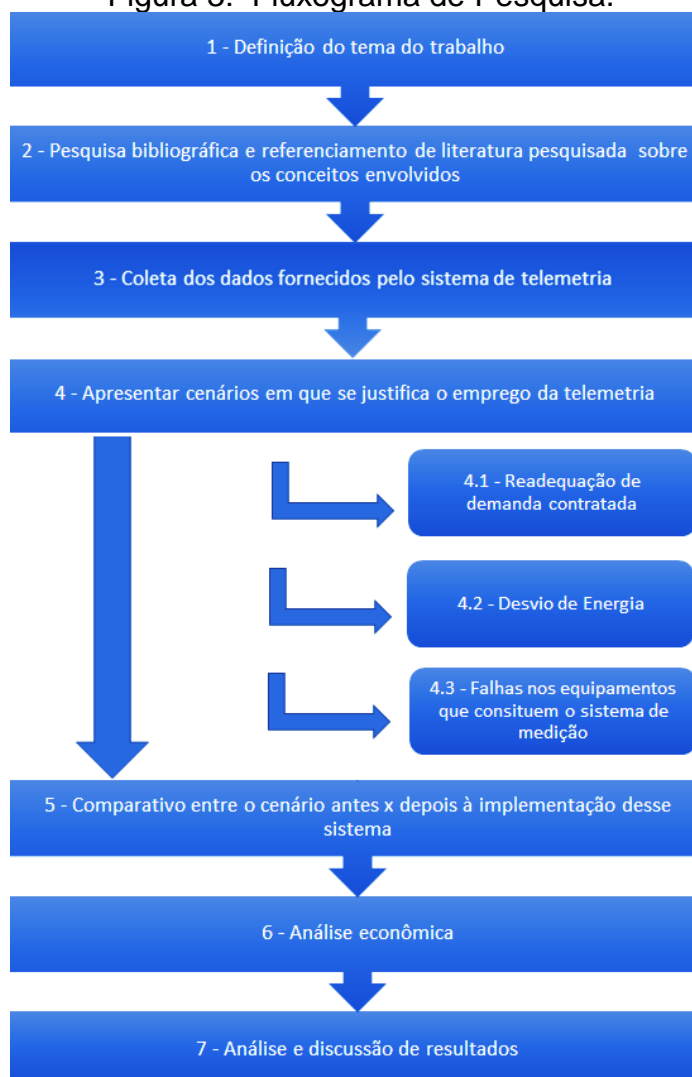
Portanto, o faturamento de energia elétrica apresenta o valor monetário a ser pago pelos consumidores à distribuidora de energia referente a um intervalo de tempo de aproximadamente 30 dias. Os consumidores do Grupo B terão faturados o consumo de energia elétrica ativa, ou então um valor mínimo faturável correspondente

ao custo de disponibilidade do sistema, que está relacionado ao tipo de ligação da UC. Para consumidores do Grupo A, o faturamento corresponde ao resultado das tarifas de fornecimento, consumo de energia elétrica ativa, demanda faturável, eventuais ultrapassagens de demanda, excedentes de energia reativa, e impostos pertinentes a este ramo de atividade [PROCEL,2011].

### 3 METODOLOGIA

Serão abordadas as medidas e ações tomadas para realização do estudo de caso, inseridos no ambiente de análise em questão, baseando a estrutura de pesquisa no passo a passo apresentado na Fig. 3.

Figura 3: Fluxograma de Pesquisa.



Fonte: Do Autor (2018)

Para posterior análise e estudo do que é objetivado no trabalho, é necessária a pesquisa e o referenciamento bibliográfico que dão embasamento teórico e consistência à fundamentação teórica. Estão inseridos nessa etapa os conceitos relacionados à distribuição e medição de energia elétrica, o sistema de telemetria, a diferenciação dos tipos de consumidores, a tarifação e faturamento de energia elétrica.

A partir desses conceitos, é possível coletar os dados e informações disponibilizados pelo sistema de telemetria, através de uma interface no site do sistema, inserindo os dados da UC e número do medidor, conforme Fig. 4. A partir de então, estabelecem-se os cenários que serão estudados, casos em que ocorreram problemas em equipamentos do sistema de medição ou anormalidades em seu funcionamento, detecção de fraudes e furtos de energia, e otimização de demanda contratada através da análise da curva característica obtida com a telemetria.

Figura 4: Interface de acesso ao sistema de telemetria.



Fonte: HD Medição (2018)

Posterior a este estudo, analisar-se economicamente a viabilidade do sistema, levando em consideração os custos inseridos a sua aplicação.

### 3.1 A COOPERCOCAL

Os primórdios da Coopercoocal datam do ano de 1930, quando o morador local Ângelo Peruchi utilizou uma queda d'água no Rio Cocal, e com a instalação de um dínamo, passou a gerar energia elétrica em corrente contínua, que a partir de uma concessão da prefeitura do município foi utilizada para domicílios e propriedades públicas. Nos anos 60, com a criação de uma empresa do segmento cerâmico, a

economia local sofreu fortes alterações, e buscando atender à demanda local, foi criada a Cooperativa de Eletrificação Rural de Cocal do Sul (CERCOCAL) [COOPERCOCAL].

A partir de então, aumentaram os investimentos em expansão de redes, como também o número de consumidores e localidades atendidas. Sua razão social passou a ser Cooperativa Mista Cocal em 1985 e, por fim, tornando-se permissória e adequando-se as exigências da ANEEL, em 2007 definiu-se como Cooperativa Energética Cocal, permanecendo assim até os dias de hoje. A COOPERCOCAL atende a cerca de 10.478 associados, dos quais 353 são consumidores industriais, e atua em sua área de permissão, no município de Cocal do Sul e em parte dos municípios de Urussanga, Criciúma, Pedras Grandes, Orleans, Morro da Fumaça, Lauro Muller, Siderópolis e Treviso [COOPERCOCAL].

## **4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS**

O sistema possibilita, através da análise dos dados, prover benefícios tanto à distribuidora como aos consumidores, abrindo um leque de facilidades e oportunidades, que serão abordados em casos específicos que comprovam a eficácia do sistema. Os resultados obtidos, medidas de controle e correção de determinadas situações, se dão a partir da compreensão dos valores e grandezas disponibilizados pelo sistema de telemedição.

### **4.1 SISTEMA E COLETA DE DADOS HD-MEDIÇÃO**

Com sua introdução e pleno funcionamento para a Coopercocal e seus consumidores e associados a partir de setembro de 2017, o sistema de telemetria HD Medição, da HD Eletro, foi o escolhido pela cooperativa por ser uma ferramenta mais completa, funcional e direta, quando se comparado aos sistemas de outros fabricantes. Contribuiu também para a escolha a troca de informações e experiências com outras destruidoras que já contavam com o uso do sistema e atestaram sua eficiência.

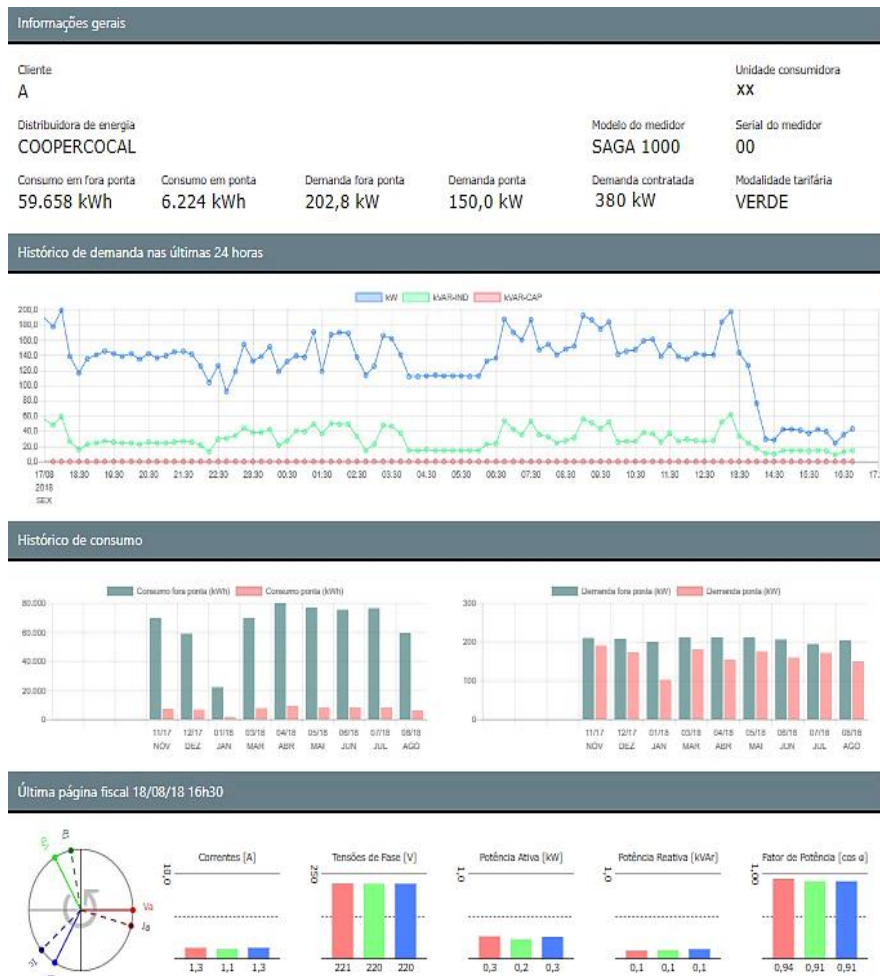
No que se refere propriamente ao sistema de controle e monitoramento, o acesso ao mesmo é disponibilizado em plataforma virtual, através do site com

interface visualizada na Fig. 4. Este sistema é de livre acesso aos consumidores que estão abrangidos por essa tecnologia, tendo a partir do número da UC cadastrada junto a Coopercojal e do número do medidor, todas as informações pertinentes a sua medição através de um computador.

Aos cuidados do departamento técnico e de engenharia, estão um login e senha que dão acesso as informações de todas as UCs abrangidas pelo sistema. Atualmente, são 48 pontos cadastrados ativos, e outras 2 UCs em estágio de finalização de medições e instalação de equipamentos, que, posteriormente, também estarão utilizando essa ferramenta.

A página inicial ou *home page* referente a cada UC apresenta uma série de dados e informações que resumem algumas características intrínsecas a mesma, conforme os registros do exemplo na Fig. 5.

Figura 5: Página inicial sistema de telemedição.



Fonte: HD Medição (2018)

São fornecidos o código da unidade consumidora, tal qual o modelo do medidor instalado e seu número de série. Também são disponibilizados os valores de consumo e demanda nos horários de ponta e fora de ponta, para o ciclo de faturamento em vigência, além de informar o valor de demanda contratada pelo consumidor e a modalidade tarifária em que está enquadrado.

Ademais das informações gerais, são exibidos graficamente os níveis de demanda ativa, reativa indutiva e reativa capacitiva, nas últimas 24 horas. Juntamente, é determinado o histórico de consumo e demanda da UC, exibindo períodos relativos aos últimos 12 meses, através de um gráfico de barras, distinguindo em horários de ponta, na cor vermelha, e fora de ponta, na cor azul.

Por fim, indicados dados específicos ao último registro fiscal, realizado a cada quinze minutos, as correntes e tensões de cada fase, também apontadas na forma vetorial, e valores de potência ativa, reativa e fator de potência.

O sistema possibilita a análise de outros valores e variáveis de diferentes maneiras. Na aba Dados, é possível acompanhar tanto a visualização gráfica como valores tabelados de diversas grandezas, desde demanda direta e reversa, níveis de corrente e tensão, fator de potência, até o nível do sinal telefônico da comunicação, todos esses no período desejado pelo usuário, podendo assim traçar um panorama diário, semanal ou mensal, e determinar comparações entre características passadas e atuais da UC.

São disponibilizados todos os registros fiscais no período de faturamento em questão, possibilitando uma visão mais aprofundada em relação a algumas variáveis, e na memória de massa, informações de dados da ABNT, que apresentam a situação de constantes referentes ao medidor, dados armazenados até o momento, alterações realizadas na parametrização dos medidores, quedas de energia registradas, entre outros valores menos relevantes ao que se refere o estudo em questão.

A aba Energia disponibiliza os valores referentes ao faturamento, relativo aos contadores de consumo e demanda, e apresentando o histórico de leituras e faturas, e algumas configurações relativas aos horários cadastrados como ponta e fora de ponta, feriados e reposição de demanda.

Em Ajustes, são realizadas as parametrizações inerentes a medição em questão, como o próprio nome e dados de cadastros da UC, o número serial do

medidor e a constante de pulsos, as constantes de razão entre a relação de transformação dos TCs e TPs, modalidade tarifária e demanda contratada, e configurações relacionadas aos aparelhos responsáveis por efetuar a telemetria.

A guia Comandos, exibe o histórico de parametrizações efetuadas, onde são discriminados entre ações automáticas e manuais, nesse caso apontando o usuário em questão, quais os parâmetros alterados e comandos efetuados. Por fim, na aba Conectividade, são dispostos os dados de conexão em níveis percentuais e *kbytes* e a disponibilidade desses por horário.

A presente pesquisa, a partir da compreensão dos dados fornecidos pelo sistema de telemedição, baseia-se na apresentação de alguns cenários, expostos a seguir, em caráter de estudo de caso, que comprovem e justifiquem a utilização dessa ferramenta, a fim de aumentar a eficiência dos serviços prestados e garantir os níveis de qualidade de energia e estabelecidos pela Coopercoocal.

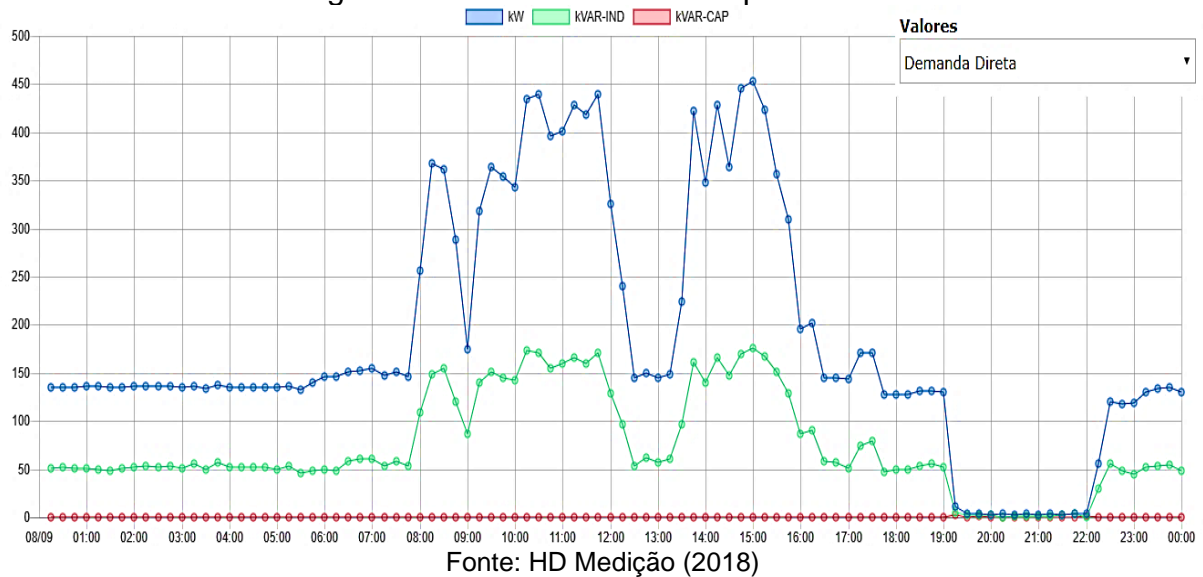
#### 4.2 CASO A: READEQUAÇÃO DE DEMANDA CONTRATADA

O sistema de telemetria é uma ferramenta que permite o próprio consumidor analisar o comportamento de carga pertinente a sua instalação, e assim buscar alternativas que elevem os níveis de eficiência energética e, conseqüentemente, diminuir gastos desnecessários, exatamente o caso abordado a seguir.

Uma indústria do setor cerâmico, denominado para este caso como consumidor “B”, está enquadrado na modalidade tarifária verde, e tem em seu complexo industrial uma série de motores, de diferentes potências, responsáveis pela movimentação de correias para transporte de materiais, movimentação de eixos, exaustores, ventiladores, além de cargas comuns que englobam outros setores da empresa, como iluminação, tomadas de uso geral, climatização, entre outros.

A Fig. 6 apresenta a curva de demanda característica dessa UC, levando em consideração um comportamento típico para dias úteis (finais de semana e feriados opera com carga reduzida), em um período de 24 horas sequenciais.

Figura 5: Curva de demanda típica consumidor “B”.



Ao analisar os pontos da curva, é perceptível que o funcionamento dessa UC corresponde ao que é comumente encontrado em indústrias de pequeno e médio porte, apresentando picos em períodos considerados comerciais, entre as 8h e 12h, diminuindo no intervalo do meio dia, e posteriormente apresentando comportamento similar entre 13h e 17h.

Sendo a curva em azul correspondente a demanda ativa em kW, identifica-se que às 15h que a mesma atinge o valor máximo obtido nesse ciclo, aproximadamente 453 kW, lembrando que sempre o máximo valor registrado será o faturado, independente de que ocorra em apenas um evento fiscal.

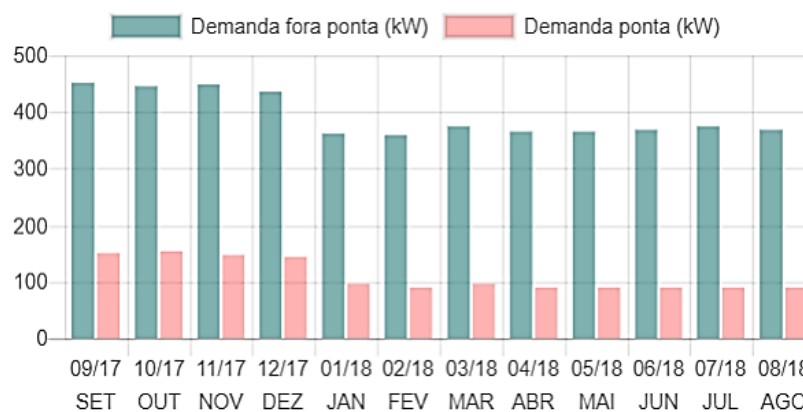
A partir das 19h, a curva sofre uma queda vertiginosa a praticamente 0kW, voltando a apresentar um comportamento típico justamente após as 22h. Denota-se um fator comumente visto em perfis de consumo de alguns consumidores desse segmento, que operam com o suporte de geradores a combustão em detrimento à alimentação proveniente da cooperativa, a fim de reduzir o valor de consumo faturado no horário de ponta.

Com o emprego da telemetria e o acompanhamento frequente do comportamento dessas curvas, o consumidor consegue traçar um perfil de carga, principalmente analisando os picos de demanda, e assim adotar medidas que resultem em impactos imediatos relativos a possível redução no que se refere à demanda contratada perante a concessionária.

Referentes ao consumidor “B”, algumas das alternativas encontradas a fim de diminuir os valores de demanda foram atingir as maiores cargas e grupos de motores que eram acionados em um mesmo horário. Conseqüentemente, efetuou-se uma mobilidade das cargas para diferentes horários do dia, adotando acionamento em cascata de motores, e emprego de chaves de partida eletrônicas, como *soft-startes* e inversores de frequência, que controlam e suavizam a partida dos motores, reduzindo os picos gerados quando acionados por chaves de partidas tradicionais.

Os resultados obtidos podem ser observados ao analisar o gráfico da Fig. 7, que exibe o histórico de demanda faturada para o período dos últimos 12 meses.

Figura 7: Gráfico de demanda faturada consumidor “B”.



Fonte: HD Medição (2018)

A partir do mês 01/18, primeiro ciclo de faturamento completo após as ações corretivas, a redução é nítida quando comparados os valores de demanda faturados, que passaram de cerca de 450kW para aproximadamente 360kW. Assim, foi possível reduzir o valor da demanda contratada em 110 kW, de 480kW para 370kW, o que diminui os custos garante economia financeira ao consumidor, e possibilita à Coopercofal disponibilizar em seu sistema esses valores as demais UCs.

#### 4.3 CASO B: FURTO E FRAUDE DE ENERGIA

Furtos e fraudes estão enquadrados na denominação de perdas não técnicas ou comerciais, que se referem à energia elétrica consumida, porém, não faturada. Esses dois casos estão relacionados a ligações ilegais que são efetuadas à rede elétrica, sem consentimento da concessionária, ou mesmo adulterações geradas

nas próprias medições e suas partes constituintes, a fim de que o consumidor pague por apenas uma fração do que efetivamente foi consumido [ABRADEE,2016].

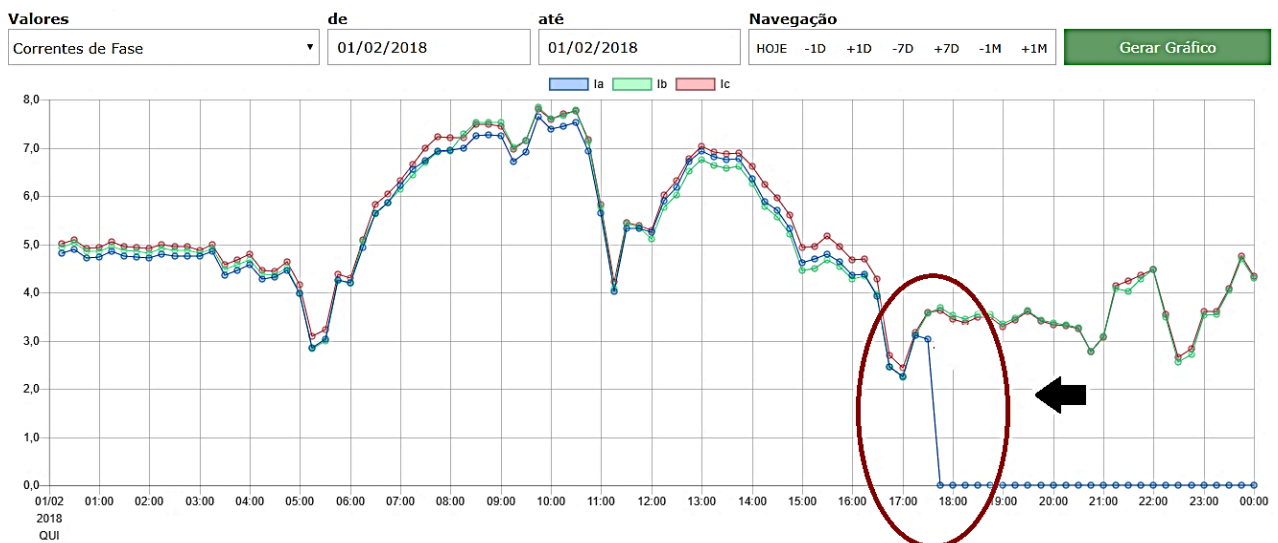
A redução dos níveis de perdas nesse âmbito é importantíssima tanto para distribuidoras quanto para consumidores, pois resultam em uma maior segurança e confiabilidade do sistema elétrico, além de evitar gastos econômicos e reduzir o custo da energia. Logo, o monitoramento das medições por telemetria é uma maneira de prevenir e tornar menos árdua a tarefa de identificar este tipo de atividade fraudulenta.

O sistema de telemetria é parametrizado para que em ocasiões que ocorram anormalidades ou valores limitantes de algumas grandezas sejam atingidos, alarmes sejam disparados, notificando o usuário do problema em questão e assim possibilitando a tomada das ações necessárias.

Para este caso, alusivo à medição de um determinado consumidor, denominado aqui como “C”, foi estabelecida uma análise referente a um alarme que acusa desequilíbrio de corrente de fase. Para algumas UCs, é comum que esse tipo de aviso ocorra quando grandes cargas ou mesmo cargas monofásicas são acionadas, que, conseqüentemente, provocam esse desequilíbrio, fato descartado devido ao prévio conhecimento das características de carga da sua dessa UC.

Com o auxílio do gráfico da Fig. 8, é possível verificar o momento em que o sistema identifica a anormalidade e gera o alarme.

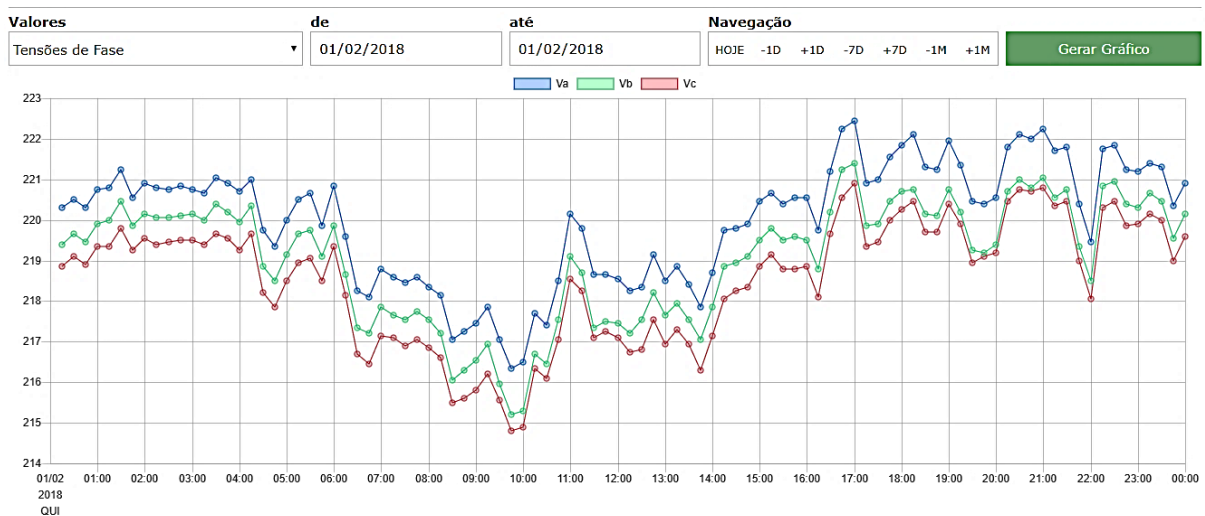
Fig. 8: Gráfico de correntes de fase no período do alarme – Consumidor “C”.



Fonte: HD Medição (2018)

No dia 01/02, no ponto fiscal às 17:45, é notável o distúrbio. O ponto destacado no gráfico aponta a linha azul, correspondente a corrente da fase A, caindo de aproximadamente 3 amperes (A) para 0A, enquanto as correntes das outras fases permanecem com comportamento normal. Foi exatamente nesse instante gerado o desequilíbrio e como resultado o alarme do sistema.

Fig. 9: Gráfico das tensões de fase no momento do alarme [14].



Fonte: HD Medição (2018)

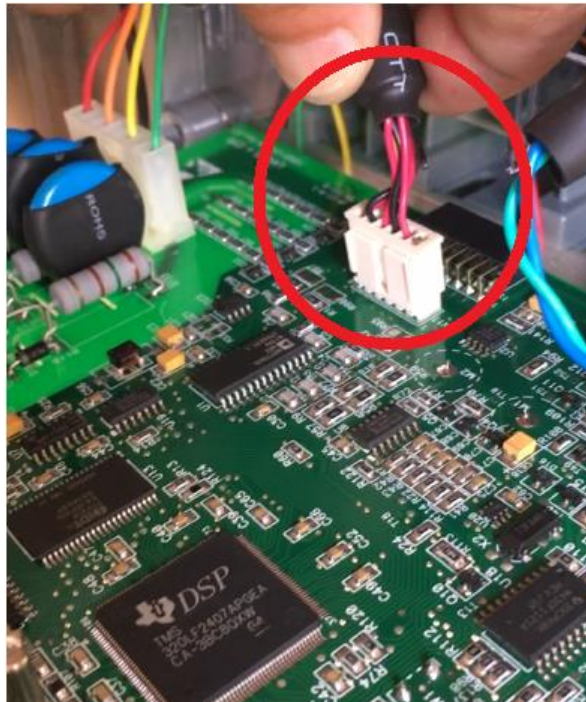
A Fig. 9 comprova que os níveis de tensão no momento do alarme estão normais, o que elimina a possibilidade de uma queda no fornecimento de energia tanto da fase em questão, quanto das demais. No histórico de dados, o TC da fase A nunca operou acima de valores que pudessem resultar em sua saturação, e outros parâmetros relacionados ao medidor também informavam que o mesmo trabalhava perfeitamente.

Dessa forma, com a queda brusca na curva de corrente, os dados sugerem que alguma irregularidade possa ter ocorrido por parte do próprio consumidor. Logo, em ocasiões como esta, é efetuado o descolamento de equipes do corpo técnico da cooperativa para analisar a situação no local.

Em uma inspeção visual, foi possível constatar a violação da tampa da caixa de medição, fato que sugeriu que alguma fraude realmente pudesse ter ocorrido. As conexões entre equipamentos do sistema de medição e o próprio medidor permaneciam normais.

Ao apurar minuciosamente o medidor, ficou evidente que os lacres originais de fábrica e os da mufla, instalados pela cooperativa, foram rompidos, e em uma tentativa de ludibriar uma possível vistoria, colados com uma espécie de cola transparente. A Fig. 10 revela o motivo da ocorrência do alarme registrada pelo sistema.

Fig. 10: Condutor da bobina de corrente da fase A do medidor rompido.

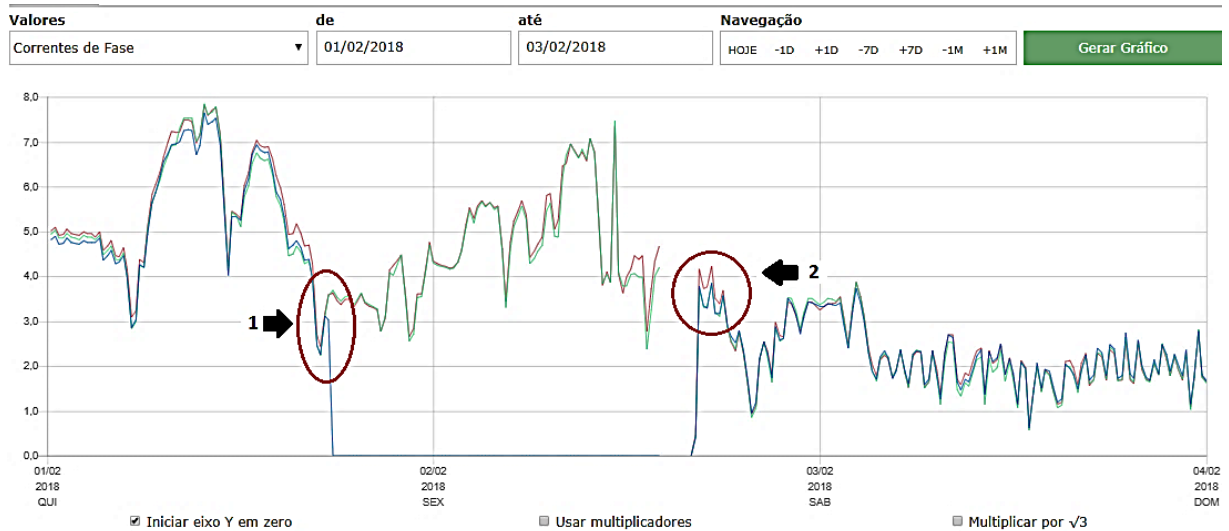


Fonte: Do Autor (2018)

O condutor que conecta a bobina de corrente da fase A com a placa eletrônica, responsável pelo processamento e leitura dos dados da medição foi rompido, justificando porque a corrente da fase A atingiu o valor de 0A e resultou no desequilíbrio de fases detectado pelo sistema.

Nesse caso, o consumidor contratou os serviços de um terceiro, que prometia instalar um aparelho em sua medição capaz de reduzir o consumo de energia elétrica e trazer uma série de outros benefícios referentes a qualidade de energia. Entretanto, este aparelho não passava de um meio para que o indivíduo acobertasse a fraude efetuada no medidor.

Fig. 11: Comportamento das correntes antes e após a detecção da fraude.



Fonte: HD Medição (2018)

Conforme apontado na Fig. 11, o local apontado como 1 indica o rompimento do condutor de corrente da fase A do medidor, justificando a queda a 0A e a não leitura pelo medidor e pelo sistema. O hiato em que não são registrados os dados representa o corte do fornecimento de energia efetuado pela cooperativa. Após o consumidor entrar em acordo com o departamento jurídico e comercial da Coopercofal, foi restabelecido. No instante 2, a curva torna ao comportamento usual, após efetuados os reparos necessários e troca do medidor.

O caso exemplifica que fraudes ou desvios de energia estão presentes em diversos tipos de consumidores, sejam eles residenciais, comerciais ou mesmo industriais, validando a importância da busca de medidas que previnam ou identifiquem esses eventos, a fim de garantir a preservação de recursos técnicos e financeiros da cooperativa, assegurando a confiabilidade do sistema como um todo.

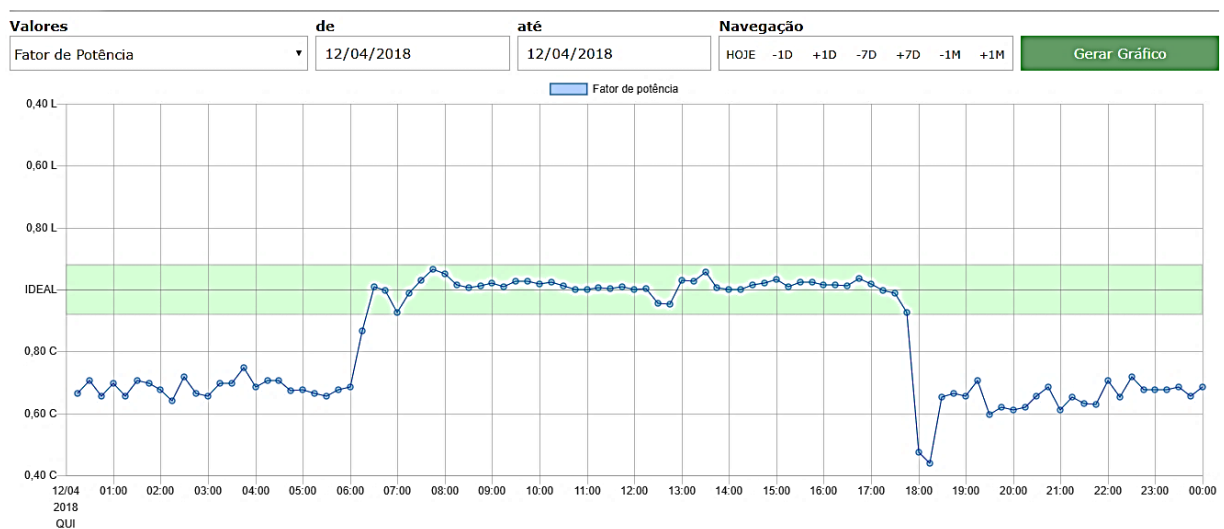
#### 4.4 CASO C: FATOR DE POTÊNCIA E REATIVO EXCEDENTE

O fator de potência é um índice que além de expressar a eficiência e qualidade de energia consumida em determinada instalação, implica custos adicionais aos consumidores que não o mantem entre valores permissíveis.

Determinada empresa, nomeada para este caso como “ABC”, têm em sua planta industrial muitos motores, principalmente de baixa potência, conta com um banco de capacitores automático como principal ferramenta para ajuste de FP.

Porém, ademais o emprego do banco, permaneciam sendo faturadas quantias consideráveis de reativo excedente. O gráfico da Fig. 12 demonstra um comportamento típico referente ao FP da empresa.

Fig. 12: Gráfico fator de potência empresa “ABC”.

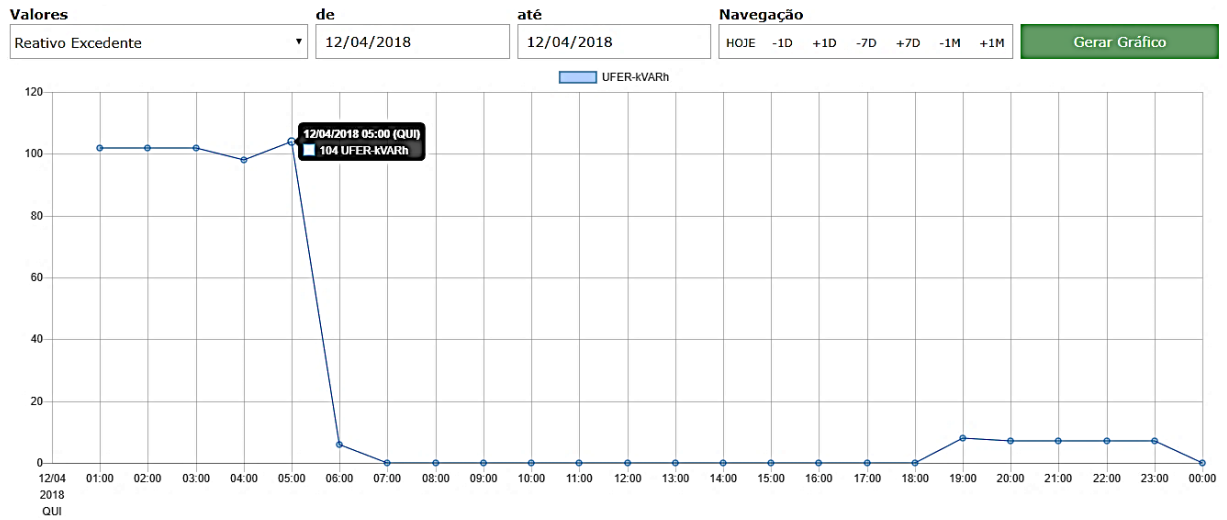


Fonte: HD Medição (2018)

Percebe-se que em uma grande quantidade de eventos os pontos fogem da faixa que está enquadrada como ideal para a curva. Fica evidente que em horários os quais são cobrados excedentes reativos indutivos, os valores de FP permanecem ideais, ou então o FP se torna capacitivo, que não resulta em faturamento para esse período.

Porém, a partir de 23:30h, esse valor torna-se faturável, e como continua em valores aproximados entre 0,65C e 0,70C até o fim do intervalo de faturamento para essa condição, por conseguinte acarreta em custos adicionais ao consumidor.

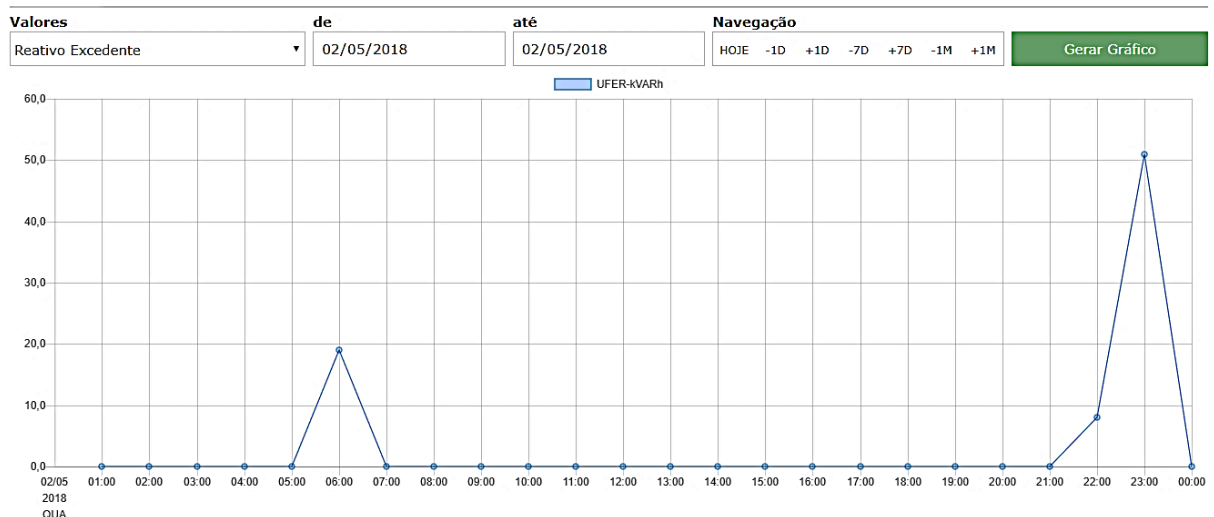
Fig. 13: Gráfico reativo excedente empresa “ABC”.



Fonte: HD Medição (2018)

A Fig. 13 exibe em valores o reativo excedente faturável para o mesmo dia citado como exemplo, onde é registrado um pico de 104 kVAR. Dessa forma, foi possível verificar que o banco de capacitores permanecia ativo durante o período noturno e de madrugada, por falha do próprio equipamento, e a partir de então, efetuar manutenção preventiva a fim de solucionar esse problema. O resultado é observado através das Figs. 14 e 15.

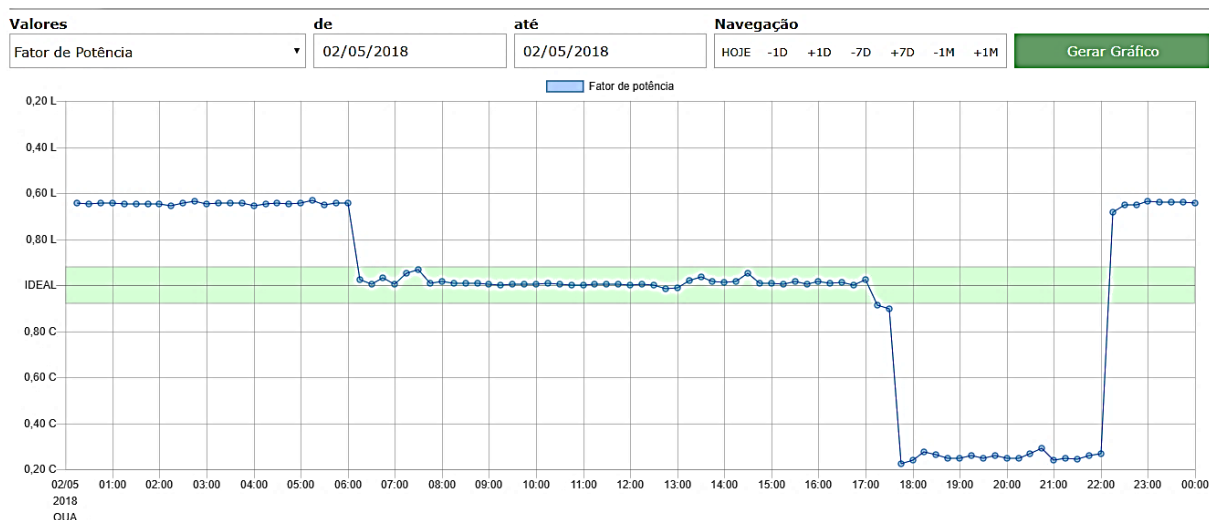
Fig. 14: Gráfico reativo excedente após manutenção no banco de capacitores



Fonte: HD Medição (2018)

Os horários que antes apresentavam altos valores de reativo excedente agora permanecem em 0kVAR.

Fig. 15: Gráfico FP após manutenção no banco de capacitores.



Fonte: HD Medição (2018)

O resultado técnico não é o melhor, pois de acordo com a Fig. 15, o gráfico de FP em vários momentos apresenta registros fora da faixa tida como ideal. Porém segundo os critérios de tarifação, esses valores não são contabilizados devido não estarem enquadrados na faixa horária correspondente ao faturamento de reativo excedente, distinguindo reativo capacitivo e reativo indutivo.

Tab. 3 – Histórico de Faturamento Consumidor “ABC”.

Histórico de Faturas												
FATURA		HISTÓRICO										
#	MÊS REF	DATA INICIAL	DATA FINAL	DIAS	SERIAL MEDIDOR	CONT REP	ENERGIA FORA [kWh]	ENERGIA PONTA [kWh]	DEMANDA FORA [kW]	DEMANDA PONTA [kW]	UFER FORA [kVARh]	UFER PONTA [kVARh]
1	08/18-AGO	27/07/2018	22/08/2018	26	0	13	10.704	533	133	49	195	1
2	07/18-JUL	27/06/2018	27/07/2018	30	0	12	13.835	646	152	37	304	9
3	06/18-JUN	27/05/2018	27/06/2018	31	0	11	11.258	456	140	33	313	31
4	05/18-MAI	27/04/2018	27/05/2018	30	0	10	13.767	144	146	15	306	33
5	04/18-ABR	27/03/2018	27/04/2018	31	0	9	13.188	518	139	86	730	7
6	03/18-MAR	27/02/2018	27/03/2018	28	0	8	11.949	393	156	67	962	13
7	02/18-FEV	27/01/2018	27/02/2018	31	0	7	8.100	195	133	24	1.297	33
8	01/18-JAN	27/12/2017	27/01/2018	31	0	6	8.170	142	134	4	3.116	44
9	12/17-DEZ	27/11/2017	27/12/2017	30	0	5	9.277	137	109	5	2.141	57
10	11/17-NOV	27/10/2017	27/11/2017	31	0	4	8.923	140	147	11	2.224	52
11	10/17-OUT	27/09/2017	27/10/2017	30	0	3	12.841	730	156	42	1.798	16
12	09/17-SET	27/08/2017	27/09/2017	31	0	2	15.820	757	172	36	1.143	2

Fonte: HD Medição (2018)

Por fim, fica evidente sob a análise da Tab. 3 a redução de valores de UFER (Unidade de Faturamento de Energia Reativa) a partir do mês referencia 05/18, primeiro ciclo completo de faturamento completo após o processo de manutenção no banco de capacitores. Os valores se mantiveram próximos nos meses seguintes, propiciando uma redução na fatura de energia, que por muitas vezes é o mais interessante aos olhos do consumidor.

#### 4.5 ANÁLISE ECONÔMICA

Para analisar a viabilidade econômica referente ao emprego da telemedição, foram levantados dados que resumem os custos referentes ao cenário antes e depois da utilização do sistema, sendo os valores monetários apresentados na Tab. 4.

Tab. 4 – Custos referentes aos dois cenários.

Custos Telemetria		Custo Anteriores a Implantação da Telemetria		
Investimento Inicial	R\$ 50.000,00		Mensal	Anual
Custo Mensal	R\$ 3.000,00	Investimento Inicial	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custo Anual	R\$ 36.000,00	Encargos Legais	R\$ 5.000,00	R\$ 60.000,00
		Combustível	R\$ 500,00	R\$ 6.000,00
Depreciação Anual Linear	R\$ 5.000,00	Manutenção Veículos	Indeterminado	R\$ 2.500,00
		Total	R\$ 5.500,00	R\$ 68.500,00
<b>Custos + Depreciação Anual</b>	<b>R\$ 41.000,00</b>			

Fonte: Do Autor (2018)

Anterior ao emprego da telemetria, mensalmente eram retiradas as leituras dos medidores *in loco*, resultando em gastos com combustível e manutenção dos veículos, além dos encargos sociais e trabalhistas aos profissionais que efetuam essa tarefa. Quanto à telemetria, é necessário um investimento inicial, adicionando anualmente a depreciação do aparelho admitindo um valor residual ao final da vida útil econômica igual a zero, e posterior um custo mensal relativo ao aluguel do aparelho/sistema, referente a cada ponto beneficiado com essa tecnologia, e um valor mensal relacionado ao chip das operadoras telefônicas que enviam os dados remotamente.

Munido desses dados, utilizando como ferramenta de cálculo o Excel, e a partir de métodos tradicionais de análise de investimentos, o Valor Presente Líquido

(VPL) e o Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE), é possível traçar um comparativo entre os modelos conforme resultados expostos na Tab. 5.

Tab. 5 – Análise no Excel comparando os cenários.

TMA =		6,40%
Ano	Telemetria	Anterior
0	-R\$ 50.000,00	R\$ 0,00
1	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
2	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
3	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
4	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
5	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
6	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
7	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
8	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
9	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
10	-R\$ 41.000,00	-R\$ 68.500,00
VPL	-R\$ 346.126,29	-R\$ 494.747,58
VAUE	-R\$ 47.922,72	-R\$ 68.500,00

Fonte: Do Autor (2018)

O VAUE demonstra os custos anuais relacionados a ambos os métodos, utilizando a Taxa de Mínima Atratividade (TMA) como referência. A TMA utilizada, com valor de 6,40%, é baseada na taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) para títulos federais. Através do Excel, verifica-se que o VAUE correspondente ao método anterior é superior em R\$ 20.577,28 à telemetria, muito em função dos diversos custos envolvidos naquele processo.

Já o VPL tem como objetivo trazer para o presente todos os valores envolvidos no projeto. Observa-se que o VPL relativo ao uso da telemetria é menor que o método anterior, analisando um período de 10 anos (vida útil econômica do aparelho), ainda que este necessite um investimento inicial de R\$ 50.000, serão economizados R\$ 148.621,29 reais.

Logo, chega-se à conclusão que é viável o emprego da telemetria para esse ambiente, verificando que os valores finais foram menores comparados ao modelo empregado anteriormente.

## **4 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A telemedição de energia elétrica se mostra uma nova ferramenta que pode alterar um cenário tradicional, no que diz respeito à coleta de dados e faturamento das UCs das distribuidoras de energia. Os dados dispostos pelo sistema permitem que o monitoramento ocorra em tempo real e em qualquer ponto onde exista conexão com a internet.

Os casos exemplificados no artigo apresentam cenários de diferentes características, em que a ação e utilização do sistema foi fator determinante para a solução dos problemas em questão, fato que comprova a flexibilidade do mesmo, tornando-o mais atrativo.

O estudo corrobora que com o emprego do sistema de telemetria, agora estão à disposição dos consumidores indicadores que possibilitam a verificação simultânea das grandezas e valores pertinentes a sua UC. Conseqüentemente, a análise serve como instrumento para verificação da eficiência energética em suas instalações, visando a assegurar os índices técnicos e econômicos almejados, no que se refere ao uso de energia elétrica.

Quanto à Coopercofal, o estudo comprova o retorno técnico e econômico da implementação do sistema. A análise do comportamento das medições remotamente permite a realização de vistorias periódicas nos valores das grandezas, que demonstram a qualidade da energia entregue, como também a prevenção quanto a problemas nos equipamentos do sistema de medição, no próprio medidor, ou até mesmo na rede de distribuição.

Outro ponto determinante é a realização do faturamento das UCs, que dispensa a necessidade de se deslocar até o local da medição. Comprova-se que ademais do retorno técnico, o emprego da telemetria foi validado também economicamente, evidenciado pelo comparativo entre os custos anteriores e atuais a sua utilização, através de métodos de análise de projetos de investimento.

Ratifica-se que o emprego dessa tecnologia é mais uma forma de certificar a confiabilidade de seu sistema como um todo. Por conseguinte, a telemetria de energia elétrica é mais um instrumento que busca atestar que o produto entregue ao destinatário final está de acordo com os indicadores pré-determinados pela ANEEL, e que o sistema de distribuição sempre opere com segurança, qualidade e eficiência.

## REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. PRODIST. **Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2011. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha\\_revisao\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_revisao_1.pdf)>. Acesso em: 11 mar. 2018.
- [2] ANEEL (2010). **Resolução 414**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?Version=1.0>>. Acesso em: 11 mar. 2018.
- [3] FECO-D-03. **Entrada Consumidora de Alta Tensão**. Federação das Cooperativas de Energia do Estado de Santa Catarina (FECOERUSC). 2010.
- [4] LAPA, C.; SALDEL, M. A.; SANTO, K. G. **Importância da medição de energia para a eficiência energética**. Disponível em: <[http://www.cck.com.br/artigos/palestras/importancia\\_medicao.pdf](http://www.cck.com.br/artigos/palestras/importancia_medicao.pdf)>. Acesso em: 30 mar. 2018.
- [5] ANDREOLI, A. L. **Controlador de demanda e fator de potência de baixo custo para unidades consumidoras de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) Faculdade de Engenharia da UNESP. Disponível em: <[https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/89568/andreoli\\_al\\_me\\_bauru.pdf?sequence=1](https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/89568/andreoli_al_me_bauru.pdf?sequence=1)>. Acesso em: 3 abr. 2018.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. PRODIST. **Módulo 5: Sistemas de Medição**. 2016 Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9)>. Acesso em: 11 mar. 2018.
- [7] KRONITZKY, W. G. **Mudanças nos Sistemas de Medição de Energia Elétrica no Brasil**. 2013. Monografia. Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE. Disponível em: <[http://www.foz.unioeste.br/files/tccs/TCC\\_2013\\_EI%C3%83%C2%A9trica\\_Kronitzky.pdf](http://www.foz.unioeste.br/files/tccs/TCC_2013_EI%C3%83%C2%A9trica_Kronitzky.pdf)>. Acesso em: 3 abr. 2018.
- [8] NICOLAU, C. T. **Medição de Energia Elétrica: impactos da mudança tecnológica no setor jurídico de uma concessionária distribuidora de energia elétrica**. 2013. Dissertação em Metrologia do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Disponível em: <<http://www.lambda.maxwell.ele.puc-rio.br/22994/22994.PDF>>. Acesso em: 7 abr. 2018.
- [9] NBR14519 - **Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://pt.scribd.com/document/88724760/NBR-14519-Medidores-Eletronicos-de-Energia-Eletrica-Estaticos-Especificacao>>. Acesso em: 7 abr. 2018.

- [10] LEITE, D. R. B. **Medidores Eletrônicos: Análise de viabilidade econômica no contexto das redes inteligentes**. Faculdade de Engenharia. Universidade de Brasília. Brasília, 2013. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Dissertacao\\_Davi\\_Rabelo.pdf/ee107fa2-d0ce-430f-b981-2c613f8a4e55](http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Dissertacao_Davi_Rabelo.pdf/ee107fa2-d0ce-430f-b981-2c613f8a4e55)>. Acesso em: 30 mar. 2018.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. PRODIST. **Módulo 8: Sistemas de Medição**. 2016 Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9)>. Acesso em: 11 mar. 2018.
- [12] VIANA, A. N. C.; BORTONIA E.C.; NOGUEIRA, F.J.H.; HADDAD, J; NOGUEIRA, L.A.H.; VENTURINI, O.J; YAMACHITA, R.A. **Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações**. 1ª Edição. Universidade Federal de Itajubá. Campinas, 2013. Programa de Eficiência Energética – ANEEL. Disponível em: <[https://www.elektro.com.br/Media/Default/DocGalleries/Eficientiza%C3%A7%C3%A3o%20Energ%C3%A9tica/Livro\\_Eficiencia\\_Energetica.pdf](https://www.elektro.com.br/Media/Default/DocGalleries/Eficientiza%C3%A7%C3%A3o%20Energ%C3%A9tica/Livro_Eficiencia_Energetica.pdf)>. Acesso em: 30 mar. 2018.
- [13] PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – PROCEL. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Agosto/2011. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20Energ%20El%20-%20Procel\\_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20Energ%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf)>. Acesso em: 11 mar. 2018.
- [14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. Novembro/2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 12 nov. 2018.
- [15] HD ELETRO. **Área de acesso dos colaboradores**: HD Medição. Disponível em: <http://hdm.hdeleetro.com.br/>. Acesso em: 13 jun. 2018.
- [16] COOPERATIVA ENERGÉTICA COCAL - COOPERCOCAL. **Coopercocal e sua história**. Disponível em: <http://www.coopercocal.com.br/site/historico-2/>. Acesso em: 5 mai. 2018.
- [17] COOPERATIVA ENERGÉTICA COCAL - COOPERCOCAL. **Relatório do Conselho de Administração Societário 2017**. Disponível em: <<http://www.coopercocal.com.br/site/wp-content/uploads/2018/05/Relat%C3%B3rio-anual-do-Conselho-de-Administra%C3%A7%C3%A3o-2017-Societ%C3%A1rio.pdf>>. Acesso em: 5 mai. 2018.
- [18] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADÉE. **Furto e Fraude de Energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Acesso em: 11 ago. 2018.

## **ABSTRACT**

The present article has as its main point, to analyze the implantation of a telemetry system provided by an electric energy distributor - Cooperativa Energética Cocal (COOPERCOCAL), based in Cocal do Sul - Santa Catarina, for medium voltage consumers. The analysis consists in monitoring and evaluating the values obtained in real time, from multiprogrammable meters, via remote communication, by telephone network. The study brings out relevant and positive points about the current model in detriment of the previous one, saving costs and avoiding losses in billing, resulting from defects related to measurement, besides allowing consumption control by the consumers themselves.

**Key-words:** Metering; Consumer; Distributor; Demand; Electricity;

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por me dar saúde e força para superar os momentos de dificuldade.

Aos meus pais, Volnei e Raquel, minha irmã Milena e minha namorada Maria Caroline, pelo amor, incentivo e apoio em busca de meus objetivos.

Aos meus amigos, colegas de faculdade e demais familiares, pela amizade e companheirismo no decorrer dessa jornada.

A Faculdade SATC, por fornecer as ferramentas necessárias durante os anos de aprendizado, especialmente ao meu orientador, Sérgio Martins Barcelos, pela ajuda e contribuição no desenvolvimento deste trabalho.

À Coopercofal, pela oportunidade e realização da pesquisa.

Agradeço em especial a minha mãe, Raquel Cristina Pagnan Padoin, minha eterna fonte de amor e inspiração, que certamente está muito feliz e orgulhosa desse feito, o qual dedico principalmente em sua memória.