



## GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

### SMART TRAFÓ: MONITORAMENTO E COMBATE ÀS PERDAS, NOVO CONCEITO DE TRANSFORMADOR

**GUILHERME MARTINEZ FIGUEIREDO FERRAZ(1); LAERTY JOÃO DOS SANTOS DAMIÃO(1); ALEXANDRE MENEZES TEIXEIRA(2)**  
**HIGH VOLTAGE EQUIPMENT LTDA(1); ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A(2)**

#### RESUMO

O Smart Trafo foi projetado para ser aplicado nos sistemas de distribuição e geração de energia elétrica. A unidade de medição utiliza a conversão de grandezas primárias analógicas (tensão, corrente e temperatura) para digital, fornecendo os valores de operação da rede em tempo real (tensão, corrente, potências ativa, reativa e aparente, fator de potência e frequência), balanço energético, parâmetros de qualidade da energia elétrica (desbalanceamento das tensões de fase, distorções harmônicas de tensão e corrente, e afundamentos e elevação de tensão). Possui capacidade de processamento de dados, tornando responsiva todas as análises dos ativos e das redes monitoradas.

#### PALAVRAS-CHAVE

Transformador, medidor, energia, gestão, perdas.

#### 1.0 INTRODUÇÃO

##### 1.1. Motivadores

Um dos principais motivadores para adoção de medição eletrônica distribuída com análise em tempo real é a incongruência do mecanismo de *price cap* adotado no Brasil, pois sinaliza que as distribuidoras se tornem mais eficientes, diminuindo custos médios de atendimento, prestação do serviço, manutenção e investimento. Contudo, dada a relação linear entre mercado e faturamento, as distribuidoras não têm incentivo para ações de eficiência energética. O atual modelo tarifário adotado para a baixa tensão não convive harmoniosamente com a gestão de energia. Portanto as recentes mudanças para tarifação horo sazonal ou tarifação horária têm pressionado as concessionárias na substituição de medidores eletromecânicos para eletrônicos com comunicação.

A tarifação horo sazonal já é uma realidade para os grupos tipo A, de alta tensão, todavia, uma mudança no modelo de faturamento dos consumidores de baixa tensão é um processo sensível, abrangente e impacta a maioria das unidades consumidoras do Brasil e possui um custo de implementação não desprezível. Afeta todas as distribuidoras de energia elétrica, concessionárias e permissionárias, bem como 89% das unidades consumidoras do Brasil: 73 milhões de unidades consumidoras residências, rurais, comerciais e industriais de pequeno porte. Portanto há uma tendência, observada nos relatórios regulatórios para a adoção de tarifa horária nos grupos de alta tensão e no mínimo a tarifação horo sazonal nos consumidores de baixa tensão [1], além da substituição de medidores existentes e maior eficiência energética da rede.

Nessa vertente corrobora a complexa definição e mensuração de perdas técnicas tornando a medição descentralizada um aspecto interessante, ainda mais com o viés de eficiência dada as recentes portarias do MME publicadas (398/2017 e desdobramentos) [2]. Tal portaria do Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética - CGIEE, instituído pelo Decreto nº 4.059, de 19 de dezembro de 2001, elabora e especifica cada tipo de aparelho e máquina consumidora de energia, bem como estabelece o Programa de Metas com indicação da evolução dos níveis a serem alcançados para cada equipamento regulamentado. Com as publicações de 2017 até a projeção de 2022, o nível de eficiência de transformadores de distribuição saíra da classe E para classe C, exigindo um maior rendimento destas unidades e consequentemente da rede. Uma vez que as perdas técnicas mais significativas num sistema de distribuição ocorrem nos condutores primários, nos transformadores de distribuição e nos condutores secundários [3] e extremamente importante que as concessionárias conheçam o percentual de perdas de cada componente das redes de distribuição, para identificar qual ação deve ser adotada para sua redução, direcionando de forma otimizada os recursos necessários. [4]

Uma segunda vertente motivadora é aquela de perdas não técnicas gerando uma sequência de campanhas de combate através da análise de balanço energético, destaca-se que as perdas comerciais de energia causam o prejuízo de aproximadamente 5 bilhões de reais aos brasileiros por ano. O valor, que é repassado ao consumidor nas faturas, representa cerca de 3% da tarifa de energia elétrica [5]. Desse modo, ter campanhas de combate a perdas direcionada a pequenos grupos consumidores em vez de um tronco inteiro de alimentador otimiza o combate, personifica a fraude e torna o processo mais eficiente.

Por fim, a adoção de um novo modelo de transformador remete-se a uma melhor gestão dos ativos através do automonitoramento e ferramenta de cálculo de perda de vida útil, bem como análise da rede e dos clientes conectados pelas funcionalidades de: desequilíbrio de cargas, desligamento de clientes e curto-circuito. Além disso, existe um cenário potencial de alteração substancial do serviço de distribuição para um futuro próximo. As inovações tecnológicas têm provocado mudanças no comportamento dos consumidores em relação a forma como consomem energia elétrica. Observa-se o aumento de equipamentos para melhoria do conforto térmico; na eletrificação dos transportes de pequena escala como os veículos elétricos e a inserção da geração distribuída.

Ademais as tecnologias inteligentes no nível do consumidor estão levando a mudanças dramáticas no sistema de energia que transformarão significativamente a forma como a energia é produzida, fornecida e usada. Recursos de energia distribuída, que podem incluir energia solar fotovoltaica, células de combustível, microturbinas, grupos geradores, armazenamento de energia e novas cargas (veículos elétricos, iluminação LED, aparelhos inteligentes e bombas de calor elétricas), são adicionados às redes elétricas, causando fluxos de energia bidirecionais e flutuações de tensão que podem afetar o controle ideal e a operação do sistema [6]. Portanto, uma forma de melhorar o controle e operação do sistema é ter múltiplos pontos de medição e monitoramento da rede.

## 1.2. Diferenciais da solução

### 1.2.1. Alocação dos instrumentos de medição

Os instrumentos de medição foram alocados internamente ao transformador nos terminais do secundário, conforme indica a Figura 1, o que gerou uma dificuldade adicional ao conduzir estes sinais para a placa de medição e comunicação externa ao tanque do transformador, resguardando a estanqueidade e os critérios de ensaios dielétricos [7].



Figura 1 - Parte interna do transformador.

Os sensores de tensão e corrente do Smart Trafo foram conectados aos terminais do secundário do transformador e se enquadraram nos níveis de medição especificados a seguir: tensão: 127/220/380V, incerteza inferior a 0,2%, leitura através de divisor de tensão puramente resistivo; corrente, utilizando transformadores de corrente de baixa potência do tipo *split core* de 0 a 350 A, com saída de 0 a 20 mA, 60 Hz, incerteza inferior a 0,5%; ou bobina de Rogowski flexível com capacidade de leitura de até 1000 A com incerteza inferior a 0,5% e tensão induzida de 0 a 10 mV/1.000 A na faixa de calibração que vai de 0,2 p.u. até 1,2 p.u.

Os transformadores utilizados na aplicação são equipamentos trifásicos voltados para sistemas de distribuição com as características seguintes: classe de tensão do primário, 15kV a 36 kV; potência, 5 kVA a 300 kVA; normas atendidas, NBR 5440 e NBR 5356 [7 e 8].

### 1.2.2. Medidor

Por meio do desenvolvimento de uma placa eletrônica foi possível realizar a aquisição de dados dos sensores. Por estar em ambiente externo e susceptível a diversos eventos como sobretensões, subtensões, descargas atmosféricas induzidas, sol, salinidade, umidade, entre outros, a placa foi projetada para ser resiliente e apresentar canais isolados da alimentação para com a medição e comunicação. Sendo assim, pode-se obter, com segurança, as seguintes grandezas: tensão; corrente; potência total, ativa e reativa; energia total, ativa e reativa; demanda total, ativa e reativa; frequência; harmônicas de tensão e corrente; fator de potência; temperatura; perda de vida útil; sensor de temperatura tipo K, faixa de leitura de -5°C a 125 °C.

As medições obtidas do Smart Trafo podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas e foram implementadas para permitir o monitoramento do ativo, além de parâmetros primários do sistema (tensão, corrente e potência, por exemplo), a avaliação de indicadores de Qualidade de Energia Elétrica – QEE estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST [9], especificamente: distorção harmônica total (THD) da corrente e da tensão (até a 11ª ordem harmônica)

e desequilíbrio de tensão. Tais parâmetros estão disponibilizados, juntamente, com outros dados de medições em uma interface web única do usuário.

Um aspecto importante do projeto consiste na gestão de carga de uma bateria Li-ion que é acoplada à placa eletrônica do Smart Trafo. Essa bateria é mantida carregada pelos próprios canais de tensão da placa principal e apresenta como utilidade a manutenção do envio de dados à plataforma, mesmo durante a desenergização do circuito que está instalado o transformador, informando principalmente desligamentos de clientes por falta de energia.

### 1.3. Aplicação e relevância

Os relatórios gerenciais extraídos do Smart Trafo são aplicáveis a gestão de ativos, operação de sistemas dada a geração de alertas, planejamento de redes ao observar sub, sobre tensões e carregamentos e a esfera de medição para quantificar as perdas técnicas, não técnicas e de qualidade de energia. As aplicações estão sumarizadas na Figura 2.



Figura 2 – Mapa de aplicação do Smart Trafo na Energisa.

Portanto, o projeto é facilmente aplicável a diversas áreas dentro da concessionária dada a necessidade de aquisição de conjuntos de medição semii distribuídos para uso externo, sendo que toda e infraestrutura de coleta de dados e interpretação já foram sobrepujadas durante esta pesquisa e desenvolvimento. Não obstante tem forte apelo para áreas de concessão de outras distribuidoras e geradoras de energia pois possibilita o: controle da qualidade da energia elétrica em conformidade com o PRODIST; monitoramento do fluxo de potência em cada transformador; acompanhamento da saúde do ativo; mapeamento de pontos críticos quanto a perdas não técnicas; conhecimento da demanda de carga em pontos específicos. Sendo os principais ativadores de aquisição: perspectiva de redução de CAPEX e OPEX relacionados a transformadores de distribuição; viabilização de balanço energético do sistema; aperfeiçoamento da gestão de ativos; integração de dados em tempo real do sistema de distribuição secundário a sistema supervisor do centro de operações.

Nos últimos seis anos as perdas técnicas têm se estabilizado em diversas áreas de concessão do grupo Energisa, por exemplo, tendo como principal desafio o reconhecimento pela ANEEL dos cálculos e simulações aplicados. Já aquelas não técnicas têm subido, seja pela conjectura econômica e desaceleração da economia com aumento de desemprego ou pelas novas áreas de concessão e seus desafios inerentes. Desta forma a concessionária tem enfrentado dificuldades para campanhas de combate assertivas gastando virtuosos montantes na busca de fraudes. Este fato ocorre em outras áreas de concessão no Brasil, como visto na Figura 3, e em países da América Latina. Logo uma ferramenta assertiva de apontamento tem alta relevância para o setor, tem-se como exemplo a Light, Amazonas Energia, Cemig e CEEE com vultuosas somas de perdas não técnicas. Além disso, as recentes exigências de gestão de ativos e energético impulsionam a demanda por monitoramento e autodiagnóstico

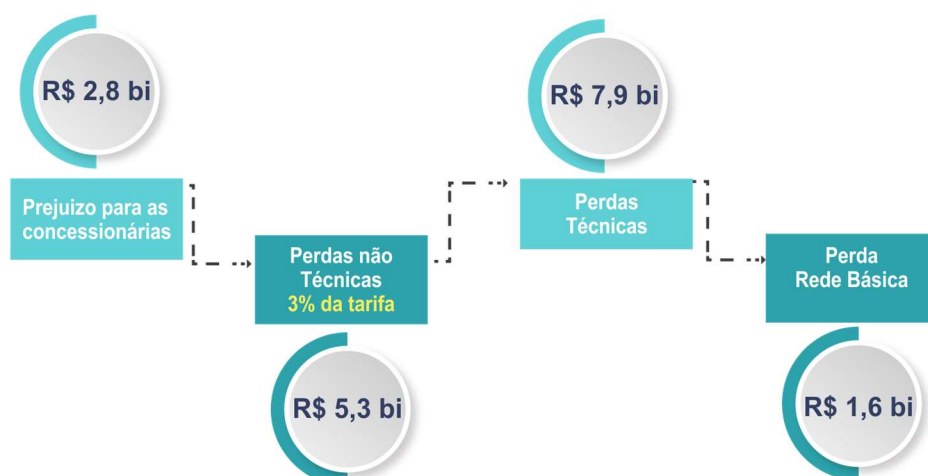


Figura 3 – Perdas no sistema, fonte ANEEL 2020.

## 2.0 DESENVOLVIMENTO

### 2.1. Hardware

As principais modificações implementadas neste projeto em relação ao produto POT-X® da marca HVEX estão resumidas a seguir: novos leds para redução de custo e aumento de potência luminosa; utilização da fonte MW IRM-10-12 pelo excelente desempenho em campo e confiabilidade; flexibilização dos canais de corrente para operarem com TC split core ou Rogowski, tal flexibilização não exige o cliente de especificar corretamente a corrente a ser lida, pois a calibração ocorre com par casado; isolamento dos canais de tensão e proteção contra surto foram implementados para reduzir o efeito de transferência de tensão para a região sensível da placa, mitiga-se também erros de leitura quando há falta de tensão em uma fase; incremento de dois canais de temperatura, um para leitura de temperatura ambiente e outro para temperatura de topo de óleo; terminais para acesso a bateria e regulador de tensão para controlar o seu carregamento; antena Bluetooth integrada na placa para comunicação local e parametrização do Smart Trafo pela equipe de campo; slot adaptável para placas de comunicação Lora ou LTE.

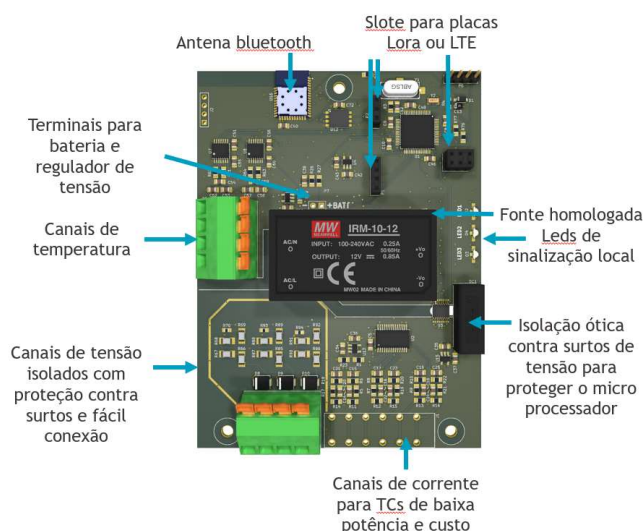


Figura 4 - Otimização da placa de aquisição Smart Trafo.

Aplicou-se ferramentas de otimização para redução de custo e tamanho por ser uma aplicação específica para monitoramento de transformadores de distribuição, em relação a adaptações a medidores pré-existentes. Na vista inferior da placa da Figura 5, fica evidente a isolamento galvânica, proteção via DPS, blindagem adotada e detalhes como fixação e versão da placa.

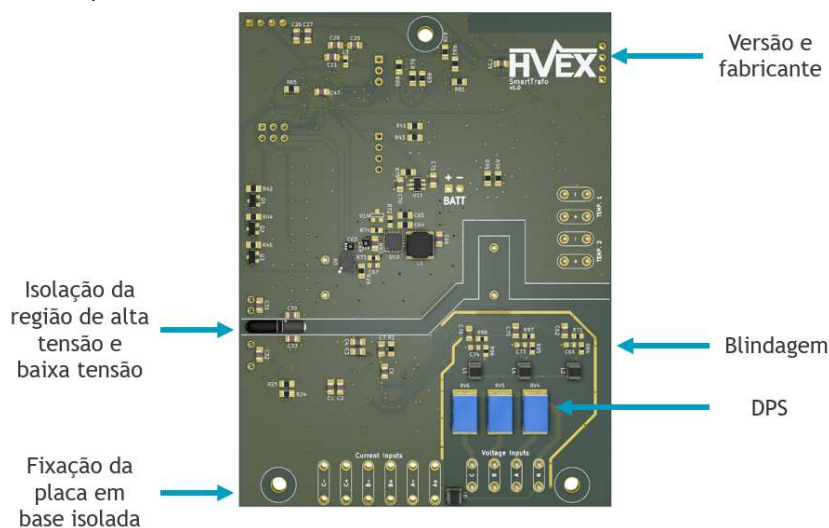


Figura 5 - Vista inferior da placa de medição do Smart Trafo.

Para melhoria de processo de montagem e fabricação foi utilizado a mesma estrutura para fixação da caixa e proteção da placa eletrônica, com garantia de vedação IP-65, como pode ser visto na Figura 6. Esta vista explodida torna claro que o terminal de passagem é preso à superfície do tanque do transformador por um anel metálico que o prensa sob a superfície lisa do tanque. São utilizadas duas estruturas de vedação, uma entre o terminal de passagem

e o tanque, para manter a estanqueidade do transformador, e outra entre o terminal e a caixa de leitura, a fim de prevenir a oxidação acelerada da placa e formação de condensação, prolongando a vida útil dos circuitos eletrônicos.



Figura 6 - Vista explodida do terminal de passagem e caixa de fixação do circuito eletrônico.

## 2.2. Firmware e comunicação

Para parametrização local do Smart Trafo, requisitou-se um módulo de comunicação de Bluetooth, o qual também foi empregado para coleta local de dados por parte do cliente. Toda interação para parametrização do Smart Trafo, que ocorre via bluetooth, é realizado por meio de um aplicativo para dispositivos móveis. Já a comunicação remota do Smart Trafo é realizada por uma das seguintes tecnologias de rede: wi-Fi; GSM; LTE; LoRa. Os dados de medição coletados do transformador são enviados diretamente para um servidor em intervalos regulares de 5 minutos. Para comunicação remota deste projeto requisitou-se a utilização do protocolo MQTT com criptografia no caso de placas LTE, ou LoraWAN em placas LoRa. Desta forma, os dados de medição estão seguros até o servidor, local que ocorre a descryptografia e armazenamento.

## 2.3. Interface

Possui de forma resumida as seguintes características: gestão de cliente, usuário e instalação; intuitiva, aglutinando informações para o administrador; ferramentas de Power BI; plataforma para visualização dos dados atualizada a cada 5 minutos, com gráficos e painel de valores de medições; diversos níveis de acesso para conferência, desde o consumidor até o gestor da concessionária.

Para gestão dos usuários é possível criar, ver, editar e excluir um usuário do sistema. Esses usuários têm níveis de acesso, em ordem de menor para maior: gerente do domínio, gerente da empresa, supervisor e padrão, conforme visto na Figura 7.

Legenda:	<span style="color: green;">C</span> Criar	<span style="color: blue;">L</span> Leitura	<span style="color: orange;">V</span> Visualizar	<span style="color: purple;">A</span> Atualizar	<span style="color: red;">D</span> Deletar	
	Dashboard	Medidores	Domínio	Empresas	Clientes	Alimentadores
Gerente do Domínio	<span style="color: orange;">V</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>	<span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>
Gerente da empresa	<span style="color: orange;">V</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>		<span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>
Supervisor	<span style="color: orange;">V</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>			<span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span>	<span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span>
Padrão	<span style="color: orange;">V</span>	<span style="color: green;">C</span> <span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span> <span style="color: purple;">A</span> <span style="color: red;">D</span>	<span style="color: blue;">L</span>	<span style="color: blue;">L</span>	<span style="color: blue;">L</span>	<span style="color: blue;">L</span> <span style="color: orange;">V</span>

Figura 7 – Diagrama de permissões da plataforma.

As informações requeridas para o cadastro de usuário são: nome de usuário (usado para fazer login); senha (encriptada); data que o usuário foi inserido; último login; tipo (gerente do domínio, gerente da empresa, supervisor e padrão); domínio; Estado (ativo, inativo); CPF; e-mail; instalação.

Já as principais funcionalidades implementadas foram: supervisão e medição de baixa tensão do transformador (tensão e corrente); exibição de valores de temperatura interna; exibição de valores de fator de potência; cálculo das harmônicas de corrente e tensão e dos respectivos índices de distorção THDi e THDv; configuração de alertas para tensão, corrente, potência, fator de potência, harmônicos, temperatura e desequilíbrio de tensão; cálculo de desequilíbrios de tensão; auto-diagnóstico do transformador - análise de perda de vida útil; auxílio ao controle do balanço energético para levantamento de perdas técnicas e não técnicas. Entretanto, deve-se ter os dados de faturamento do respectivo transformador; histórico de consumo e gastos.



Dentro do dashboard (plataforma web), o usuário é capaz de interagir, alterar exibição dos gráficos e inserir intervalo de tempo desejado para as seguintes informações: consumo em kWh; potência em kW, kVA e kVAR; demanda em kW, kVA e kVAR; tensão das fases A, B e C, linhas limites de tensão crítica e tensão precária (conforme módulo 8 do PRODIST); corrente das fases A, B e C; harmônico, frequência e fator de potência. Além da seleção da faixa de intervalo para visualização de dados históricos, todos os gráficos possuem flexibilidade para exportação dados em planilhas .CSV e .XLS ou em imagens .JPEG, .JPG e PDF.

#### 2.4. Fluxograma geral da aplicação

A Figura 8 retrata o fluxograma total da aplicação do Smart Trafo, basicamente os dados coletados das placas de medição acopladas aos transformadores enviam dados através de redes de comunicação existentes (Lora ou LTE) até o servidor de processamento em nuvem. Tais dados são descriptografados e armazenados em banco de dados relacional. A coleta, interpretação e responsividade fica a cargo de uma aplicação WEB.



Figura 8 – Fluxograma de coleta, envio e interpretação de dados.

### 3.0 RESULTADOS

#### 3.1. Alocação dos medidores

Inicialmente foram instaladas seis unidades acompanhadas pela equipe deste projeto. Todas as unidades foram alocadas em Cataguases-MG e a sua aplicação pode ser vista na Figura 9. Após a validação de envio de dados e resiliência das medições a aplicação foi expandida para unidades da Energisa Mato Grosso do Sul, ENEL-SP, CPFL e unidades industriais no estado de São Paulo e Minas Gerais, no total tem-se mais de 150 unidades de medição e monitoramento. Dada a característica diminuta da placa e invólucro no mesmo tom do transformador o sistema de medição é praticamente imperceptível ao público comum.



Figura 9 –Smart Trafo aplicado em campo.

#### 3.2. Análise e interpretação

O principal desafio das aplicações na área de redes inteligentes é a resiliência da comunicação e confiabilidade. Portanto foram criadas verificações de quais medidores estão online e offline, funcionalidades para inclusão e exclusão de medidores, bem como acesso à chave criptográfica. Dentro de cada medidor é possível visualizar a última medição enviada pelo medidor e quando ele entrou em operação.

Além disso a plataforma permite a visualização dos dados ao longo do dia ou período a escolha do usuário, os valores podem ser expressos na forma de tabela, gráficos, figuras ou exportados. Na Figura 10 (a), é possível observar o resumo do consumo em energia da última semana e dos últimos 6 meses, na Figura 10 (b), é possível consultar as informações de taxa de distorção harmônica de tensão e corrente, frequência, fator de potência de cada fase e potência ativa e reativa do medidor. Também são visualizadas por fase e seguem o mesmo princípio da tensão, corrente, temperatura entre outros Figura 10 (c). Ao percorrer o gráfico com o mouse é possível consultar o dado naquele intervalo de tempo específico. O gráfico de temperatura apresenta aquela do topo do óleo e do ambiente, bem como é calculado a temperatura de *hotspot* (temperatura máxima do ponto mais quente do enrolamento) através das equações descritas na NBR 5356-7, visto na Figura 10 (d). São disponibilizados também a frequência de alimentação, THDv, THDi, desequilíbrio e perda da vida útil.



Figura 10 –Gráficos de consumo (a), potência (b), corrente (c) e *hotspot* (d) ao longo do período.

### 3.3. Geração de alertas

Criou-se uma opção para analisar todos os dados de forma simultânea, permitindo o estudo de correlação de eventos. É possível realizar análises diretas como afundamentos de tensão com sobrecorrente, a exemplo da Figura 11 (a), onde evidencia-se um curto-circuito bifásico com desligamento de duas fases, em seguida houve desligamento total do transformador e reenergização Figura 11 (b). Todos os dados estão disponíveis para consulta em qualquer intervalo de tempo após o evento. Foram gerados alertas para a equipe de operação e manutenção deste caso com o local do ativo, amplitude da falta, tipo etc. Os alertas podem ser programados de acordo com a necessidade do usuário, tendo os principais: sub ou sobre tensão, corrente, potência, sobre temperatura, demanda, frequência, taxa de distorção harmônica e fator de potência.

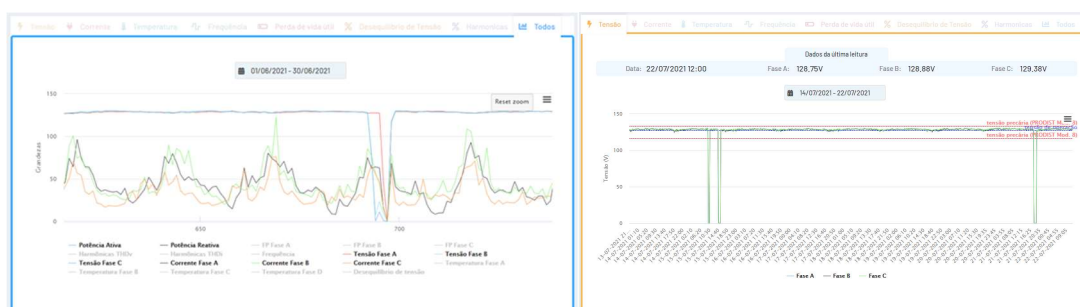


Figura 11 –Smart Trafo aplicado em campo.

## 4.0 CONCLUSÕES

O Smart Trafo foi aplicado com sucesso em mais de 150 transformadores de distribuição sobre diversas áreas de concessão, a comunicação foi resiliente mesmo em caso de transitórios e falta temporária de energia. Foi possível evidenciar locais com potencial problema na qualidade da tensão fornecida e a necessidade de aplicações de filtros passivos para ajuste de fator de potência.

Para indústrias os principais motivadores de aquisição do Smart Trafo foram: controle da qualidade da energia elétrica, principalmente quanto a nível de reativos e fator de potência; monitoramento do fluxo de potência em cada transformador, com funções de agregação e desagregação de carga; acompanhamento da saúde do ativo; conhecimento da demanda de carga em pontos específicos de uma planta; avaliação do perfil real de consumo para buscar melhores contratos de energia e controle da demanda para não ultrapassar limites de contrato de energia. Portanto a ferramenta permitiu a análise de superação de equipamentos em tempo real; otimização do acionamento de bancos de capacitores e geradores a frio; previsão de fatura em tempo real; aperfeiçoamento da gestão de ativos; análise de viabilidade, através dos dados de demanda, para migração do mercado cativo para livre (caso de pequenas indústrias) e melhorias na gestão de contrato de energia no mercado livre.

Já grandes comércios varejistas o interesse reside em: avaliação do perfil real de consumo para buscar melhores contratos de energia; controle da demanda para não ultrapassar limites de contrato de energia. Logo a ferramenta emitiu a previsão de fatura em tempo real; melhorias na gestão de contrato de energia no mercado cativo e livre.

Os dados para balanço energético e gestão de perdas foram disponibilizados para a concessionária, que através de outras aplicações puderam computar as perdas técnicas e não técnicas, permitindo identificar de forma ágil pontos de melhoria da rede ou de campanhas de combate.

## 5.0 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio e a confiança depositada pela ENERGISA na disponibilização dos seus recursos, redes e técnicos para a realização das atividades desta pesquisa e desenvolvimento, que permitiu a todos os envolvidos contactar as novas tecnologias e aplicar os seus conhecimentos para um melhor aproveitamento de energia elétrica, maior eficiência na distribuição de recursos de manutenção e gestão de ativos.

## 6.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] “Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL”, Tarifa Binômia, Modelo Tarifário do Grupo B Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SEM, Brasília, 12/12/2018 – Versão nº 1 - Pré-Participação Pública.
- [2] “Portaria Nº 398, de 10 de outubro de 2017”, Órgão: Ministério de Minas e Energia, Gabinete do Ministro, publicado em: 13/10/2017 | Edição: 197 | Seção: 1 | Página: 54.
- [3] D. P. Bernardon<sup>1,2</sup>, IEEE, L. Comassetto<sup>1,2</sup>, IEEE, L. N. Canha<sup>2</sup>, A. R. Abaide; “Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição”, AES Sul - Distribuidora Gaúcha de Energia S/A, 2. UFSM - Federal University of Santa Maria.
- [4] J. BILBAO, E. TORRES, P. EGUIA, et al. “Determination of Energy Losses”, XVI CIRED – International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Holanda, junho/2001.
- [5] “Perdas de Energia Elétrica na Distribuição”, Edição de 01/2020, ANEEL.
- [6] B. Kroposki, A. Bernstein, J. King, D. Vaidhyanathan, X. Zhou, C. Chang, E. Dall’Anese; “Autonomous Energy Grids, Controlling the Future Grid With Large Amounts of Distributed Energy Resources”, IEEE 1540-7977/20©2020, IEEE power & energy magazine 37.
- [7] “Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos”, ABNT NBR 5440:2014, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
- [8] “Transformadores de potência Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante” NBR 5356-7:2017, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
- [9] Prodist Modulo 8







Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2013), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2015), com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, doutorando na mesma universidade (2021). Tem experiência na área de Administração, com ênfase em Administração de Recursos Humanos e Qualidade. Sócio da empresa HVEX - High Voltage Equipments, tem experiência adquirida do LAT-EFEI, Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá. Trabalha em projetos de pesquisa e desenvolvimento com concessionárias de energia e fabricas de equipamentos elétricos além de projetar sistemas para ensaio em média e alta tensão.

(2) LAERTY JOÃO DOS SANTOS DAMIÃO  
Laerty João dos Santos Damião possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Ouro Preto (2019) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2021). É engenheiro eletricitista na HVEX, onde atua no desenvolvimento de equipamentos para o setor elétrico, estudos elétricos e ensaios.

(3) ALEXANDRE MENEZES TEIXEIRA  
Engenheiro de Controle e Automação com mestrado em engenharia elétrica com ênfase em sistemas eletrônicos. Atuação na Votorantim Metais na área de automação da planta de beneficiamento de bauxita. Posteriormente, atuou também como pesquisador e desenvolvedor em projetos de P&D. Atualmente é especialista em inovação do Grupo Energisa, atuando na gestão e execução dos projetos na empresa.